



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

**ANÁLISE DA FLUIDODINÂMICA DO ESCOAMENTO *CORE ANNULAR* DE
LÍQUIDOS IMISCÍVEIS EM DUTO HORIZONTAL**

FRANCIELE ROCHA MACHADO

Prof. Dr. ADRIANO DA SILVA
Orientador

Prof. Dr. CEZAR AUGUSTO DA ROSA
Co-orientador

Rio Grande, RS

2015

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

**ANÁLISE DA FLUIDODINÂMICA DO ESCOAMENTO *CORE ANNULAR* DE
LÍQUIDOS IMISCÍVEIS EM DUTO HORIZONTAL**

FRANCIELE ROCHA MACHADO

Dissertação submetida ao
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Química da
Universidade Federal do Rio
Grande, como parte dos requisitos
para obtenção do título de Mestre
em Engenharia Química.

Prof. Dr. ADRIANO DA SILVA
Orientador

Prof. Dr. CEZAR AUGUSTO DA ROSA
Co-orientador

Rio Grande, RS

2015

AGRADECIMENTO

Primeiramente, a DEUS, pela presença em minha vida e por conceder-me a oportunidade de realizar este trabalho.

Aos meus pais, Amilton e Sandra, e a minha irmã Helena por todo incentivo, que compreenderam meu estresse e crises de ansiedade e nervosismo, mesmo de longe. E mesmo assim nunca perderam a paciência e o carinho, me aconselhando e dando força com pensamentos positivos.

Ao meu orientador professor Dr. Adriano da Silva, expresso o meu agradecimento pela paciência, sugestões e por todo conhecimento transmitido durante o curso de mestrado e pelas oportunidades de construir e aprimorar minha formação acadêmica.

Ao professor Dr. César da Rosa pela co-orientação, que colaborou e ajudou para realização deste trabalho, o meu agradecimento pelas sugestões e conhecimentos prestados.

Ao professor Dr. Carlos Felipe pelo apoio, boa vontade e disposição em ajudar.

As amigas e colegas de laboratório (Laboratório de Fluidodinâmica Computacional), Mônica Mello e Nathália Luz pela presença nos momentos de descontração, conversas e risadas!

A CAPES, pelo apoio financeiro para a realização do curso de pós-graduação. Ao Programa de Pós-Graduação em engenharia Química (PPGEQ) pela oportunidade, apoio e crescimento à minha formação acadêmica.

E a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

As características do petróleo na natureza fazem da sua exploração e produção uma atividade de grande complexidade tecnológica e de custo elevado. O processo de exploração de petróleo está geralmente associado ao escoamento multifásico, sendo este muito comum em instalações de produção, movimentação e processamento. Especificamente o escoamento multifásico, na indústria petrolífera, tem complicações, pois as fases não são componentes simples e sim misturas de hidrocarbonetos. Em geral, a Indústria do Petróleo está interessada em determinar a queda de pressão associada aos efeitos de atrito com a parede do duto e a viscosidade da mistura, bem como em descrever o comportamento das fases. Esses fatores fazem com que durante o escoamento de líquidos imiscíveis, as interfaces adquiram uma variedade de distribuições características às quais são chamadas de regime de escoamento, que se caracterizam por sua configuração física. Diferentes configurações exigem diferentes modelos para a determinação da dinâmica do escoamento e da relação entre a queda de pressão e a vazão da mistura. Neste contexto, a realização deste trabalho visa à descrição do escoamento *core annular* água-óleo no interior de dutos horizontais. A simulação numérica deste escoamento foi desenvolvida em um modelo 3D usando o *software* Fluent 14.5, onde analisou o comportamento da interface água-óleo quando no escoamento *core annular*, frente a diferentes vazões de água e diferentes viscosidades do óleo. Foi usado, para o tratamento da interface, o método de volume de fluido (VOF) empregando o esquema da reconstrução geométrica. A metodologia de resolução foi capaz de descrever o movimento da interface água-óleo, de prever a fração volumétrica de cada fluido ao longo do escoamento e a queda de pressão. Os resultados obtidos através das simulações numéricas descreveram a hidrodinâmica do escoamento, observando o regime *core annular* (espesso e fino) no duto horizontal para os diferentes óleos. Os resultados demonstraram que o regime *core annular* muda com o aumento da velocidade superficial da água. E através desse escoamento foi possível reduzir significativamente a queda de pressão, com relação ao escoamento monofásico de óleo. Estes resultados foram confrontados com dados experimentais e numéricos disponíveis na literatura, e observou-se uma boa concordância entre os mesmos.

Palavras-chave: Escoamento *core annular*. Simulação Numérica. Queda de Pressão

ABSTRACT

The petroleum characteristics in nature make exploration and production of an activity of great technological complexity and high cost. The process of oil exploration is usually associated with multiphase flow, which is very common in production facilities, handling and processing. Specifically the multiphase flow, in the petroleum industry, has complications, because the stages are not simple components but hydrocarbon mixtures. In general, the oil Industry is interested in determining the pressure drop associated with the effects of friction with the wall of the pipe and the viscosity of the mixture, as well as to describe the behavior of the phases. These factors mean during the flow of immiscible liquids, interfaces can acquire a variety of characteristic distribution which are called flow regime, which is characterized by their physical configuration. Different configurations require different models for determining the flow dynamics and relationship between pressure drop and flow rate of the mixture. In this context, this work aims at the core annular flow description water-oil inside of horizontal pipe. The numerical simulation of flow was developed in a 3D model using Fluent 14.5 *software*, which analyzed the behavior of the water-oil interface core annular flow, compared to the different flows of water and different viscosities of oil. For treat the interface has been used Volume of Fluid (VOF) method employing the geometric reconstruction scheme. The resolution methodology could describe the movement of the water-oil interface, to predict the volume fraction of each fluid along the flow and the pressure drop. The results obtained by the numerical simulations described the hydrodynamic flow, observing the core annular regime the horizontal pipe to the different oils. For certain flow conditions has been observed that the core annular regime changes with increasing superficial velocity of the water. And through this flow has been possible to significantly reduce the pressure drop, with respect to single phase flow of oil. These results were compared with experimental and numerical data available in the literature, and we found a good agreement between them.

Keywords: Core Annular Flow. Numerical Simulation. Pressure Drop.

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 - Esquema do transporte de petróleo a partir de plataformas de exploração	7
Figura 3.2 - Esquema de escoamento <i>core annular</i> em duto horizontal	10
Figura 3.3 - Regimes de escoamento	12
Figura 3.4 - Comparação entre os regimes de escoamento estratificado e anular.....	14
Figura 3.5 - Efeito do aumento da velocidade de água no escoamento <i>core annular</i> , $U_o = 0,14$ m/s	16
Figura 3.6 - Efeito do aumento da velocidade de óleo no escoamento <i>core annular</i> , $U_w = 0,80$ m/s	16
Figura 3.7 - Volume de controle de duas fases imiscíveis separados pela interface	22
Figura 3.8 - Exemplos da reconstrução na interface.....	28
Figura 4.1 - Domínio computacional 3D	36
Figura 4.2 - Malha computacional 3D utilizada	37
Figura 5.1 - Contorno da fração de óleo para malha computacional com 53.424 elementos e $U_o = 0,24$ m/s e $U_w = 0,17$ m/s, óleo 3	45
Figura 5.2 - Contorno da fração óleo para malha computacional com 104.849 elementos e $U_o = 0,24$ m/s e $U_w = 0,17$ m/s, óleo 3	45
Figura 5.3 - Contornos da fração de óleo no escoamento <i>core annular</i> com Caso 1, em diferentes tempos	46
Figura 5.4 - Contorno do perfil de velocidade na seção transversal em $L/D = 20$ ($t = 1,5$ s) ..	47
Figura 5.5 - Perfil de velocidade radial em diferentes posições axiais, Caso 1	48
Figura 5.6 - Contorno do perfil de velocidade na seção transversal, Caso 1	48
Figura 5.7 - Fração de volume de óleo em diferentes posições axiais, Caso 1	49
Figura 5.8 - Contornos na seção transversal das frações de volume de óleo 1, Caso 2.....	50
Figura 5.9 - Contornos na seção transversal das frações de volume de óleo 2, Caso 5.....	50

Figura 5.10 - Contornos na seção transversal das frações de volume de óleo 3, Caso 7.....	50
Figura 5.11 - Formação do filme de água na parede do duto horizontal até $L/D = 30$, em diferentes tempos computacionais, Caso 2	52
Figura 5.12 - Visualização do escoamento água-óleo para diferentes velocidades superficiais	53
Figura 5.13 - Distribuição do escoamento para diferentes velocidades superficiais	54
Figura 5.14 - Contorno das frações volumétricas de óleo 1 na seção transversal,	55
Figura 5.15 - Contorno das frações volumétricas de óleo 2 na seção transversal,	55
Figura 5.16 - Contorno das frações volumétricas de óleo 3 na seção transversal,	55
Figura 5.17 - Formação do filme de água na parede do duto horizontal até $L/D = 30$ em diferentes tempos computacionais, Caso 9	60
Figura 5.18 - Contorno do perfil da velocidade de escoamento em $L/D = 30$ para $U_0 = 0,53$ m/s ($t = 1,5$ s).....	61
Figura 5.19 - Perfil de velocidade em $L/D = 30$ para $U_0 = 0,53$ m/s ($t = 1,5$ s)	62
Figura 5.20 - Contorno das frações volumétricas de óleo 1 na seção transversal, Caso 11 ($t = 1,5$ s)	63
Figura 5.21 - Contorno das frações volumétricas de óleo 2 na seção transversal, Caso 13 ($t = 1,5$ s)	63
Figura 5.22 - Contorno das frações volumétricas de óleo 3 na seção transversal, Caso 15 ($t = 1,5$ s)	63
Figura 5.23 - Contorno das frações volumétricas para diferentes óleos na seção transversal ($L/D = 30$) no $t = 1,5$ s	64
Figura 5.24 - Variação da queda de pressão com o aumento da velocidade superficial da água, referente ao óleo 1 ($\mu = 0,22$ Pa.s).....	66
Figura 5.25 - Variação da queda de pressão com o aumento da velocidade superficial da água, referente ao óleo 2 ($\mu = 0,62$ Pa.s).....	66

Figura 5.26 - Variação da queda de pressão com o aumento da velocidade superficial da água, referente ao óleo 3 ($\mu = 1,193 \text{ Pa.s}$).....	66
Figura 5.27 - Carta dos regimes de escoamento simulados no duto horizontal, óleo 1.....	69
Figura 5.28 - Carta dos regimes de escoamento simulados no duto horizontal, óleo 2.....	70
Figura 5.29 - Carta dos regimes de escoamento de Dasari et al. (2014).....	71
Figura 5.30 - Carta dos regimes de escoamento água-óleo no duto horizontal, óleo 3	72
Figura 5.31 - Variação da queda de pressão em função da velocidade superficial do óleo....	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Diferentes tamanhos da malha computacional.....	37
Tabela 4.2 - Propriedades dos fluidos utilizados na simulação	39
Tabela 4.3 - Condições utilizadas nas simulações com o duto horizontal preenchido com óleo	40
Tabela 4.4 - Condições utilizadas nas simulações com o duto horizontal preenchido com água	41
Tabela 4.5 - Condições gerais do problema e da solução numérica	43
Tabela 5.1 - Variação da queda de pressão para diferentes óleos, Casos 4, 6 e 8	57
Tabela 5.2 - Variação da queda de pressão do escoamento monofásico do óleo	74

NOMENCLATURA

A	Área ocupada pela seção transversal	[m ²]
A_{oi}	Área ocupada pelo óleo	[m ²]
$C_{1\varepsilon}, C_{2\varepsilon}, C_{3\varepsilon}$	Constantes empíricas	[-]
C_{μ}	Constante empírica	[-]
D	Diâmetro externo	[m]
d	Diâmetro interno	[m]
F	Força de arrasto interfacial	[N]
g	Constante gravitacional	[m/s ²]
G_b	Geração de energia cinética turbulenta devido a flutuabilidade	[-]
G_k	Geração de energia cinética turbulenta devido ao gradiente de velocidade média	[-]
k	Energia cinética de turbulência	[m ² /s ²]
L	Comprimento do duto	[m]
\dot{m}_{pq}	Taxa líquida de transferência de massa entre as fases	[-]
\dot{m}_{qp}	Taxa líquida de transferência de massa entre as fases	[-]
\vec{n}	Vetor normal	[-]
\hat{n}	Vetor unitário	[-]
p	Pressão estática	[Pa]
Q_o	Vazão volumétrica do óleo	[m ³ /s]
Q_w	Vazão volumétrica da água	[m ³ /s]

r	Raio	[m]
S_k	Termos de origem definidos pelo usuário para k	[-]
S_ε	Termos de origem definidos pelo usuário para ε	[-]
t	Tempo	[s]
U_f	Fluxo de volume superficial através da face, baseado na velocidade normal	
U_o	Velocidade superficial do óleo	[m/s]
U_q	Velocidade superficial da fase q	[m/s]
U_w	Velocidade superficial da água	[m/s]
V	Volume de controle	[m ³]
v	Velocidade	[m/s]
v_r	Velocidade radial	[m/s]
v_z	Velocidade longitudinal	[m/s]
Y_M	Contribuição da dilatação flutuando na turbulência compressível	[-]
Letras gregas		
α_o	Fração de volume para o óleo	[-]
α_{oi}	Fração de volume para o óleo inicial	[-]
α_q	Fração de volume da fase q	[-]
α_w	Fração de volume para água	[-]
ε_q	Taxa de dissipação de energia cinética turbulenta	[m ² /s ³]
μ	Viscosidade média da fração de volume	[Pa.s]
μ_q	Viscosidade dinâmica da fase q	[Pa.s]
μ_t	Viscosidade turbulenta	[Pa.s]

ρ	Massa específica média da fração de volume	[kg/m ³]
ρ_o	Massa específica do óleo	[kg/m ³]
ρ_q	Massa específica da fase q	[kg/m ³]
ρ_w	Massa específica da água	[kg/m ³]
σ	Coeficiente de tensão superficial	[-]
σ_k	Número de Prandtl turbulento para k	[-]
σ_ε	Número de Prandtl turbulento para ε	[-]
γ	Curvatura	[-]
τ	Tensor	[-]

Operadores

Δ	Varição discreta
∇	Operador nabla
∂	Derivada parcial

Subscritos

q	Relativo a qualquer fase
o	Relativo ao óleo
w	Relativo à água
1 e 2	Relativo as fases
n	Índice para o intervalo de tempo anterior
$n + 1$	Índice para o novo (atual) passo de tempo

SUMÁRIO

AGRADECIMENTO.....	i
RESUMO.....	ii
ABSTRACT.....	iii
LISTA DE FIGURAS.....	iv
LISTA DE TABELAS.....	vii
NOMENCLATURA.....	viii
1 INTRODUÇÃO	1
2 OBJETIVOS	4
2.1 Objetivo Geral.....	4
2.2 Objetivos Específicos.....	4
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
3.1 Aspectos gerais sobre exploração de petróleo	5
3.1.1 Características	5
3.1.2 Produção	6
3.1.3 Técnicas de transporte	7
3.2 Escoamento do tipo <i>core annular</i> (<i>Core flow</i>)	8
3.3 Escoamento multifásico	10
3.3.1 Regimes de escoamento.....	11
3.3.2 Característica do regime <i>core annular</i>	13
3.4 Modelagem matemática	16
3.4.1 Fluidodinâmica Computacional (CFD)	17
3.4.2 Modelos fluidodinâmicos.....	19
3.5 Modelo VOF.....	22
3.6 Equações do modelo VOF.....	24

3.6.1	Parâmetros de avaliação.....	24
3.6.2	Equação da conservação de massa	25
3.6.2.1	Esquema implícito.....	26
3.6.2.2	Esquema explícito	27
3.6.3	Interpolação próxima da interface	27
3.6.4	Propriedades do material	30
3.6.5	Equação da conservação de quantidade de movimento.....	31
3.6.6	Tensão interfacial	32
3.7	Modelo de turbulência – Padrão $k - \varepsilon$	34
4	MATERIAL E MÉTODOS.....	36
4.1	Domínio computacional	36
4.2	Malha computacional	37
4.3	Condição inicial	38
4.4	Condição de contorno.....	38
4.4.1	Condição de contorno na entrada	38
4.4.2	Condição de contorno na parede	38
4.4.3	Condição de contorno na saída.....	39
4.4.4	Propriedades dos fluidos	39
4.5	Solução numérica.....	41
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	44
5.1	Malha computacional independente.....	44
5.2	Validação do modelo com resultados experimentais e numéricos de Ghosh et al. (2010).....	45
5.3	Duto horizontal preenchido com óleo	49
5.3.1	Análise no comportamento da interface água-óleo	50
5.3.2	Estudo dos parâmetros hidrodinâmicos	53

5.3.2.1	Velocidade de escoamento	53
5.3.2.2	Efeito da viscosidade do óleo	55
5.3.3	Queda de pressão no duto preenchido com óleo	57
5.4	Duto horizontal preenchido com água	59
5.4.1	Análise no comportamento da interface água-óleo	59
5.4.2	Estudo dos parâmetros hidrodinâmicos	61
5.4.2.1	Velocidade de escoamento	61
5.4.2.2	Efeito da viscosidade	62
5.5	Análise da queda de pressão com o duto preenchido com água.....	65
6	CONCLUSÕES	75
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	78

1 INTRODUÇÃO

Sendo necessária para sustentar as atividades econômicas em uma sociedade moderna a energia é um elemento essencial para a vida. A indústria do petróleo é uma das principais indústrias responsáveis pela geração de energia elétrica em diversos países do mundo. Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em 2013, as reservas totais de petróleo no mundo atingiram a marca de 30,21 bilhões de barris. No Brasil as maiores partes das reservas de petróleo estão localizadas no mar, em grandes profundidades. Isso leva a uma busca de alternativas que viabilizem a exploração comercial destas reservas. Por isso foi necessário desenvolver tecnologias para explorar, produzir, transportar e refinar esse óleo de águas profundas (*offshore*). Assim, a perfuração é uma tecnologia-chave na exploração e produção, onde se utiliza plataformas fixas, flutuantes e/ou navios. Dessa maneira, o óleo é então transportado por dutos submarinos (*risers*) ou através de navios petroleiros até chegar às refinarias. *Riser* são dutos submarinos ascendentes que fazem parte dos sistemas marítimos de produção de petróleo, e tem como função transportar óleo desde o poço até a plataforma de produção (SILVA, 2006). O volume de petróleo produzido no mundo, em 2013, foi de 86,8 milhões de barris/dia. O Brasil se situou na 13ª posição, totalizando 2,1 milhões de barris/dia (2,5% do total mundial) (ANP).

Nas indústrias de petróleo uma das grandes preocupações na produção e transporte é a perda de carga ou queda de pressão, que estão associadas aos altos custos do escoamento. Isto ocorre em virtude do atrito com as paredes internas do duto e também resulta no efeito de viscosidade dos fluidos. Visto que um dos principais obstáculos na utilização de óleo pesado é a sua viscosidade relativamente elevada, tornando difícil o seu transporte, aumentando o custo de refino.

No que tange a diminuição da queda de pressão durante o escoamento, têm sido utilizadas diversas técnicas de transporte do óleo. Entre as técnicas utilizadas podem-se citar: aquecimento externo nos dutos, dutos termicamente isolados, produção fria e a injeção de água (*core flow*). Cada uma dessas alternativas tem limitações no seu uso, tanto técnica como econômica. Uma técnica com maior eficiência em relação a outros métodos é a técnica de escoamento *core annular* (*core flow*). Este tipo de escoamento consiste em injetar um líquido menos viscoso, geralmente água, adjacente à parede do duto, evitando o contato do óleo com

o lado interno do duto. Isso resulta em uma redução na queda de pressão do escoamento e, conseqüentemente, uma redução do custo de transporte de tal óleo (GADELHA et al, 2013).

A compreensão das características do escoamento multifásico é de suma importância na produção de petróleo, uma vez que os reservatórios petrolíferos produzem uma mistura de óleo/água/gás, e estes devem fluir até a plataforma de produção através de dutos. Ao longo de seu escoamento, esta mistura pode desenvolver vários padrões de escoamento ou regimes de escoamento e esses podem apresentar diferentes configurações, pois estão relacionadas com as condições operacionais, características do sistema de transporte e das propriedades físicas das fases de escoamento (VARA, 2001).

A técnica de Fluidodinâmica Computacional (CFD) vem sendo amplamente utilizada para compreender e descrever o escoamento multifásico, como por exemplos, estudos realizados por Ghosh et al. (2010), Balakhrisna et al. (2010), Ghosh et al. (2011), Kaushik et al. (2012), Gadelha et al. (2013), Jiang et al. (2014) entre outros. O método de volume dos fluidos (VOF) é o método mais utilizado para simulação numérica de escoamentos com rastreamento da interface. Diversos trabalhos têm empregado uma aproximação linear por partes, para tratamento da reconstrução da interface. Sendo esta uma das características mais importante no escoamento entre os fluidos e fases. O conhecimento da simulação fluidodinâmica computacional (CFD) é considerado de grande importância, pois pode fornecer informações para controlar e garantir um projeto seguro e eficiente nos processos que envolvem o escoamento multifásico (GARIMELLA et al., 2005).

Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo avaliar o comportamento do escoamento multifásico *core annular* de água-óleo, por meio de simulações numéricas, avaliando a interface água-óleo frente a diferentes óleos (pesado ou leve) e analisar a influência da velocidade superficial das fases sobre o comportamento do escoamento *core annular*. Além disso, avaliar a queda de pressão ao longo do escoamento multifásico.

A contribuição que se pretende trazer aqui é analisar as melhores condições operacionais que oferecem uma redução no consumo de energia para o deslocamento deste escoamento água-óleo, enfatizando o regime *core annular* pela razão em diminuir os custos operacionais e de projeto.

Este trabalho está estruturado como descrito a seguir. Nos Capítulos 1 e 2 é apresentada uma breve introdução sobre o tema proposto e os objetivos deste trabalho. O capítulo 3 trata da revisão bibliográfica, onde são apresentados a fundamentação teórica e os conceitos

relativos ao tema proposto e necessários para o seu entendimento do texto, tais como: exploração de petróleo, técnica e regimes de escoamento, bem como o *core annular* e descrição do modelo numérico utilizado para discretizar as equações no escoamento multifásico. No Capítulo 4 são discutidos o procedimento computacional e a solução, as condições iniciais e de contorno. A validação da simulação numérica, os resultados obtidos e as discussões destes são apresentados no Capítulo 5. No Capítulo 6 apresentam-se as conclusões deste estudo.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo a utilização da técnica de fluidodinâmica computacional para analisar numericamente o escoamento multifásico de água-óleo em um duto horizontal, e assim identificar as condições que regem o escoamento *core annular* para diferentes óleos.

2.2 Objetivos Específicos

I. Investigar o escoamento multifásico *core annular* água-óleo e o comportamento da interface para diferentes óleos (pesado ou leve).

II. Analisar a influência das velocidades superficiais (fração volumétrica) das fases (água e óleo) sobre o escoamento *core annular*.

III. Avaliar a queda de pressão ao longo do escoamento multifásico *core annular* em duto circular para as diferentes velocidades superficiais dos fluidos investigados.

IV. Confrontar os resultados da solução numérica com dados experimentais e numéricos disponíveis na literatura.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é apresentada uma revisão visando contextualizar os temas abordados no trabalho, mostrando aspectos gerais sobre a exploração de petróleo, técnicas e regimes de escoamento, bem como o *core annular* e apresentar os modelos numéricos utilizados na simulação dos fenômenos envolvidos no escoamento multifásico. Além disso, alguns trabalhos experimentais e numéricos destes fenômenos estão apresentados no decorrer desta seção.

3.1 Aspectos gerais sobre exploração de petróleo

O petróleo é conhecido desde a época dos índios pré-colombianos, que o utilizavam para decorar e impermeabilizar seus potes de cerâmica. Até o ano de 1945 o petróleo produzido procedia dos Estados Unidos, maior produtor do mundo. Na década de 60 e 70 foi registrada uma grande quantidade do petróleo disponível no mundo, além do seu elevado preço. Nos anos 80 e 90, devido aos avanços tecnológicos, os custos de exploração e de produção foram reduzidos. Portanto, ao longo do tempo o petróleo foi se estabelecendo como fonte de energia. No Brasil o primeiro poço perfurado, em busca de petróleo foi em 1897, por Eugênio Ferreira Camargo, no estado de São Paulo (THOMAS, 2001).

O primeiro indício de extração *offshore* de petróleo foi verificado na Bacia de Campos - RJ, iniciada nos anos de 1970, passando a ser a maior província petrolífera do Brasil. Nesse sentido, as descobertas permitiram desenvolver campos e iniciar a produção, satisfazendo a demanda futura por energia e representando um grande potencial de renda para o país (FERNÁNDEZ E MUSSO, 2011).

3.1.1 Características

Segundo Thomas (2001) a palavra petróleo originou-se do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo). No seu estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variando entre o negro e o castanho-claro, além disso, todos os tipos de petróleo são compostos de hidrocarbonetos. A consistência do petróleo varia desde

um líquido pouco viscoso, como o condensado de gás natural, até um líquido muito espesso, que flui com dificuldade (FERREIRA, 2006).

O óleo é classificado com base na sua massa específica, visto que a viscosidade é influenciada pela temperatura. O grau API, criado pelo *American Petroleum Institute*, é apenas uma maneira de expressar a massa específica do óleo pesado, através de um índice adimensional. Quanto maior for a massa específica do mesmo, menor será seu grau API, ou mais pesado será o óleo. De acordo com o instituto, óleos com API superior a 31,1° são leves; 22,3° a 31,1°, médios; 22,3° a 10° API, pesados; API inferior a 10°, extrapesados. Então, quanto maior o grau API, maior o valor comercial do petróleo. No Brasil, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), define que o óleo pesado apresenta massa específica na faixa entre 10° a 22° API (TREVISAN et al., 2006).

A viscosidade é a resistência de um fluido ao escoamento quando submetido a tensões de cisalhamento (FERREIRA, 2006). Esse é provavelmente o parâmetro físico mais importante dos óleos pesados no processo de transporte de fluido, o qual influencia o escoamento dentro dos reservatórios e dutos. Por exemplo, no caso da produção ocorrer em ambientes de baixa temperatura, a viscosidade apresentará maior relevância que a massa específica. Alguns especialistas classificam a viscosidade do óleo pesado, pelo grau API, entre 100 cP e 10.000 cP, nas condições normais de pressão e temperatura (CNTTP). Já nas condições de reservatório a viscosidade está na faixa de 10 cP a 100 cP (TREVISAN et al., 2006). Este óleo, mesmo quando muito viscoso, apresenta um comportamento de fluido Newtoniano, isto é, a velocidade de escoamento varia linearmente com o gradiente de pressão e a viscosidade é independente da velocidade (PRADA, 1999).

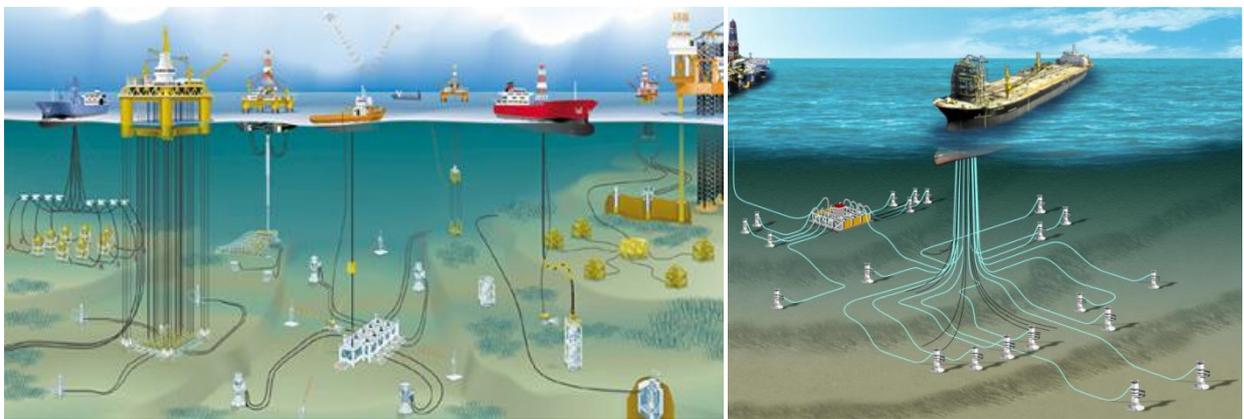
3.1.2 Produção

Após a retirada do petróleo das reservas é necessário transportar este material até unidades de processamento, visto que, com o aumento da exploração e produção de petróleo, resultou em dutos submarinos (*risers*) relativamente de longa distância no transporte de fluidos (XU, 2007). *Risers* de importação são responsáveis pela transferência de massa do poço de petróleo para a plataforma de superfície. A massa a ser transportada consiste de uma mistura de óleo, gás, água e solo, de forma que o escoamento interno no duto de importação é, evidentemente, multifásico. Além disso, encontra-se em condições variáveis de temperatura e pressão devido

o longo comprimento do duto (IAWASAKI et al. 2001). Este cenário acentuou a queda de pressão no escoamento e, conseqüentemente, aumenta a energia necessária para transportar o sistema multifásico da região de extração do petróleo até as refinarias.

Para superar as dificuldades inerentes à produção e transporte de petróleo pesado, a técnica de escoamento *core annular*, entre outras, tem sido utilizada. A Figura 3.1 apresenta formas de transporte de petróleo a partir de plataformas de exploração de petróleo *offshore*.

Figura 3.1 - Esquema do transporte de petróleo a partir de plataformas de exploração de petróleo



Fonte: <http://www.isiengenharia.com.br/espaco-do-engenheiro/curiosidades/plataforma-de-gas-troll-a-o-mais-pesado-objeto-movel-ja-feito-pelo-homem>

Fonte: <https://diariodopresal.wordpress.com/petroleo-e-gas/>

3.1.3 Técnicas de transporte

Com relação à produção de óleos pesados, diversas tecnologias têm sido propostas de acordo com as características e condições do fluido e do reservatório. Geralmente, estas técnicas constituem na redução da viscosidade. Segundo Vara (2001) as principais técnicas de transporte de óleos pesados em situações *offshore* são:

a) Isolamento térmico: consiste em um pré-aquecimento do óleo a uma temperatura que permita transportar o óleo sem excessiva pressão de bombeio. Essa técnica tem sido instalada em um número pequeno de dutos. Muitas dessas linhas foram construídas para prevenir a formação de hidratos ou para permitir bombear óleos crus muito viscosos. Pouco usada em *offshore*.

b) Aquecimento externo: essa técnica tem como finalidade o aquecimento externo do duto, bombeando um líquido (óleo) quente através de uma linha concêntrica ou através de um aquecimento. É uma técnica que proporciona calor e reaquecimento ao duto, além de ser um método caro para instalar e está limitada a curtas distâncias.

c) Produção fria: é constituída por métodos que melhoram as características do óleo sem a adição de calor. Dentro desta técnica existe a geração de emulsões de óleo em água. Essa consiste basicamente em duas etapas. A primeira etapa trata em misturar 90 % de óleo pesado com 10 % de uma solução de surfactante diluída para formar emulsões. Numa segunda etapa é agregada mais água na mistura para proporcionar uma emulsão transportável contendo próximo de 65 % de óleo pesado.

d) Elevação artificial: essa técnica consiste em transmitir energia ao fundo do poço para suprir a energia natural do reservatório, quando esta não é suficiente para vencer a pressão da coluna hidrostática. Os mais utilizados são: bombeio mecânico, bombeio centrífugo submerso, *gás lift* (PRADA, 1999).

e) Injeção de água (*core flow*): consiste em injetar água no duto, para criar uma configuração anular onde o óleo ocupa o centro do duto e a água as partes laterais, convertendo-se como uma espécie de lubrificante que reduz a queda de pressão, assegurando um transporte mais econômico. Esta técnica torna-se atrativa não só no transporte, como também na elevação de óleos pesados.

De acordo com Prada (1999) cada uma dessas técnicas tem suas limitações, devido às condições dos reservatórios e/ou as propriedades dos fluidos que são injetados.

3.2 Escoamento do tipo *core annular* (*Core flow*)

A técnica de escoamento *core annular*, também chamada de *core flow*, vem sendo aplicada na maioria dos estudos referentes ao escoamento anular líquido-líquido, sob condições de escoamento horizontal. Esta tecnologia tem como aplicação o transporte de óleos pesados e ultraviscosos através de linhas ou dutos (PRADA, 1999). Segundo Brauner (1991) essa técnica parece ser mais atraente do ponto de vista da redução da perda de carga nas linhas de transporte de líquido, sendo a de maior interesse em processos tecnológicos.

Essa técnica baseia-se na injeção de um fluido viscoso (óleo) no núcleo central, enquanto o líquido menos viscoso (água) é injetado nas laterais do duto de produção formando um filme (anel) lubrificante próximo à parede do duto e, significativamente, reduz a potência requerida para o escoamento *core annular* (JIANG et al., 2014). Geralmente, a água de injeção é submetida a um processo de tratamento antes de ser injetada, tornando-a mais adequada para o processo. Segundo Prada (1999) nada impede, mesmo em situações *offshore*, que se utilize a água do mar ou mesmo a água produzida, isto é, que vem associada à produção do óleo, de serem utilizadas como água de injeção (lubrificante).

Esse método *core annular* foi proposto pela primeira vez por Clark e Shapiro em 1949. Foi realizada uma aplicação prática do escoamento anular para o transporte de óleo. Contudo, observaram que a diferença de massa específica entre a água-óleo, além da elevada viscosidade do óleo, resultaria na água envolvendo (“lubrificando”) o óleo (PRADA, 1999). Como o principal interesse no *core annular* se deve, principalmente, à redução da perda de carga por atrito no escoamento de óleo, inúmeros estudos teóricos e experimentais foram realizados observando a variação da perda de carga para diferentes vazões de óleo e água. Estudos foram reportados por Russel e Charles (1959); Russel et al. (1959); Charles et al. (1961) e Bannwart (2001).

Mais recentemente, estudos teóricos, experimentais e numéricos foram realizados para o escoamento horizontal utilizando o escoamento *core annular*, direcionado para o transporte de óleo pesado.

Ghosh et al. (2009) apresentaram uma análise abrangente sobre o escoamento *core annular* e informaram sobre diferentes aspectos deste fenômeno. Uma série de modelos para determinar a queda de pressão, bem como a fração de volume, efeito da geometria (relação de raio) e parâmetros de operação (fração de água de entrada, taxas de fluxo das fases) também foi discutida. Assim, pode-se concluir que uma escolha adequada dos parâmetros de funcionamento desta técnica pode gerar uma economia de energia, para ser utilizada na substituição de técnicas convencionais de transporte de petróleo.

Gadellha et al. (2013) avaliaram numericamente o efeito da temperatura e fração de volume de ar, no escoamento de três fases óleo-água-ar, usando a técnica *core annular*, em um duto horizontal, sob influência da gravidade e das forças de arrasto, usando o *software* ANSYS CFX. Verificaram que a presença da fase de ar e a variação da temperatura afetaram o comportamento de escoamento *core annular* e a queda de pressão.

A técnica de escoamento *core annular* viscoso também encontra a sua aplicação em outras indústrias, por exemplo, na indústria de alimentos do transporte de fluidos muito viscosos (maionese, molho de tomate) pode ser realizada por meio da adição de um fluido diluente imiscível. Na indústria química e farmacêutica, fluidos de baixa viscosidade e imiscível são usados para diminuir as quedas de pressão em torno das misturas viscosas líquido-líquido (GHOSH et al., 2009). A Figura 3.2 apresenta um esquema de escoamento *core annular* em duto horizontal.

Figura 3.2 - Esquema de escoamento *core annular* em duto horizontal



Fonte: Autor.

3.3 Escoamento multifásico

Os escoamentos multifásicos destacam-se em numerosos processos naturais e industriais, sendo compostos de duas ou mais fases arranjadas e diversas configurações geométricas ou regimes (padrões) de escoamento e diferentes métodos de modelagem são utilizados para simular estes regimes de escoamento. Os escoamentos usualmente encontrados são: (i) gás ou líquido-sólido, por exemplo, leitos fluidizados borbulhantes ou circulantes, biorreatores e transporte pneumático. É aplicado na indústria farmacêutica, metalúrgica e petroquímica (reações de síntese, craqueamento catalítico, reações de oxidação de minérios, processos de combustão e gaseificação, transporte de material particulado); (ii) gás-líquido, por exemplo, torres de resfriamento, escoamento condensadores de vapor, óleo-gás e água-gás em dutos, com aplicações comuns na indústria petroquímica e de refrigeração (microbiologia, refrigeração e ventilação industrial e produção e transporte de petróleo e gás natural); (iii) líquido-líquido, por exemplo, na indústria de alimentos, química, processamento de materiais e escoamentos de água-óleo em dutos. Esse escoamento tem aplicações comuns na indústria do petróleo na produção e no transporte do mesmo (PEREIRA, 2011).

3.3.1 Regimes de escoamento

Ao longo do escoamento a mistura pode desenvolver vários regimes de escoamento, de acordo com a taxa de escoamento de cada fluido. Em escoamento líquido-líquido, assim como em sistemas gás-líquido, as duas fases podem ser distribuídas em muitas configurações chamadas padrões ou regimes de escoamento, diferindo um do outro na distribuição da interface. O regime de escoamento depende das variáveis de operação, como as velocidades de injeção, das propriedades físicas dos fluidos, como massa específica, tensão superficial e da tensão de cisalhamento no fluxo, ou seja, a queda de pressão devido ao atrito e também das variáveis geométricas do sistema (BRAUNER, 1991). Diversos estudos têm sido publicados referentes ao escoamento líquido-líquido através de dutos.

Brauner (1991) apresenta no seu trabalho um modelo de predição da queda de pressão e fração volumétrica associado com o escoamento anular de dois líquidos imiscíveis em duto horizontal. Foi obtido o fator de economia em função da relação de viscosidade de energia. Foi observado que, em caso de um escoamento laminar de dois líquidos, o fator de energia econômica é independente das propriedades do fluido e para o escoamento turbulento, esse fator aumentou, devido à diminuição das diferenças de massa específica das duas fases.

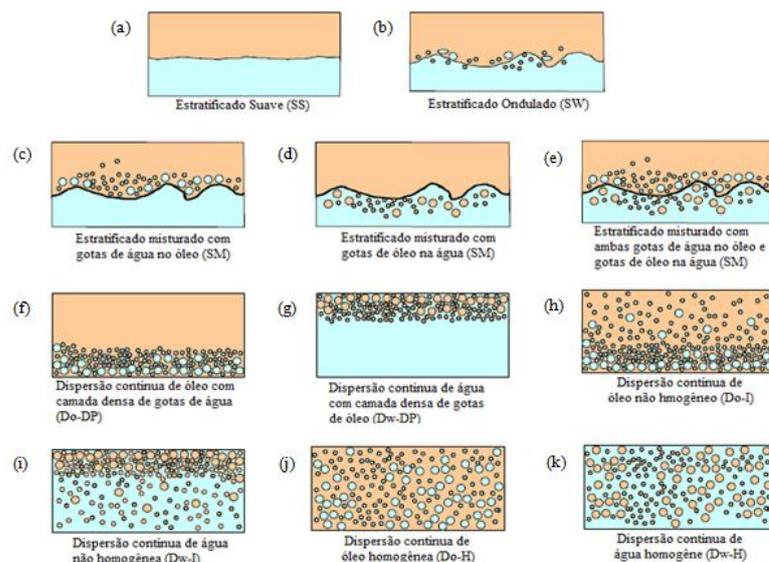
Nädler e Mewes (1997) investigaram experimentalmente o escoamento de dois líquidos imiscíveis em duto horizontal com diâmetro interno de 59 mm e comprimento de 48 m. Neste estudo, os autores avaliaram o efeito da emulsificação e de inversão de fase na queda de pressão para diferentes regimes de escoamento com diferentes proporções entre água e óleo. Para as condições de escoamento investigadas a máxima queda de pressão foi medida na região de inversão de fase na qual foi observada para as frações de água de entrada entre 10 e 20 %. Não foi verificado nenhum efeito significativo da temperatura sobre as características do escoamento observado.

Angeli e Hewitt (2000), avaliaram o escoamento horizontal de óleo ($\mu_o = 1,6 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ e $\rho_o = 801 \text{ kg/m}^3$) e água em diferentes dutos (aço inoxidável e acrílico). As medições foram feitas para as velocidades de escoamento da mistura variando de 0,2 a 3,9 m/s e frações volumétricas de injeção de água de 6 % a 86 %. Durante este intervalo de condições, os autores observaram vários regimes de escoamento líquido-líquido, variando desde estratificado para completamente disperso. Em suas medições o escoamento *core annular* não foi observado. Em geral, o regime de escoamento misto apareceu no duto de aço inoxidável com velocidades de mistura de 1,3 m/s, sendo mais baixas do que no duto de acrílico (1,7

m/s), na qual o óleo era a fase contínua para uma ampla gama de condições. Em determinados intervalos as condições de distribuição das fases diferenciavam entre o duto de aço inoxidável e de acrílico devido à diferença de rugosidade.

Elseth (2001) pesquisou o escoamento água-óleo em duto horizontal de diâmetro externo de 60,3 mm e diâmetro interno de 56,3 mm, com um óleo combustível de viscosidade 1,64 mPa.s. As taxas de escoamento de óleo e água foram variadas produzindo individualmente diferentes regimes de escoamento. Dessa forma a velocidade de escoamento da mistura variou entre 0,4 e 3 m/s e a redução de água na entrada variou de 0 a 100 %. Duas classes principais de fluxos foram observadas, estratificado e disperso. No escoamento estratificado foram observados cinco padrões: (a) estratificado suave, (b) estratificado ondulado, (c) estratificado misturado com gotas de água no óleo, (d) estratificado misturado com gotas de óleo na água e (e) estratificado misturado com ambas, gotas de água no óleo e gotas de óleo na água. Quanto ao escoamento disperso foram observados seis regimes: (f) dispersão contínua de óleo com camada densa de gotas de água, (g) dispersão contínua de água com camada densa de gotas de óleo, (h) dispersão contínua de óleo não homogêneo, (i) dispersão contínua de água não homogênea, (j) dispersão contínua de óleo homogênea e (k) dispersão contínua de água homogênea. A Figura 3.3 mostra os regimes de escoamento observados por Elseth (2001).

Figura 3.3 - Regimes de escoamento



Fonte: Elseth (2001).

Rodriguez e Oliemans (2006) analisaram experimentalmente o escoamento bifásico água-óleo em duto de aço inclinável de 15 m de comprimento e 8,28 cm de diâmetro, usando óleo mineral e solução salina, as velocidades de mistura foram de 0,04 m/s a 5,55 m/s. Os autores estudaram no estado de equilíbrio sobre os regimes de escoamento, gradiente de pressão e fração volumétrica *in situ* para inclinações de -5° , -2° , $-1,5^\circ$, 0° , 1° , 2° e 5° . A caracterização dos padrões de escoamento e a identificação dos seus limites foram conseguidas por meio da observação de filmes gravados e por análise do desvio em relação ao comportamento homogêneo. Foi verificado no fluxo descendente e ascendente um regime de escoamento ondulado sem que haja mistura estratificada na interface. Os dados experimentais foram comparados com um modelo de fases separadas e com o modelo homogêneo para fluxo disperso. Dados precisos para fração volumétrica *in situ* água-óleo e gradientes de pressão foram apresentados em função da inclinação do duto para todos os regimes de escoamento observados.

Segundo Xu (2007) nos escoamentos horizontais ou ligeiramente inclinados, a simultânea introdução de água-óleo, tem observado um diferencial entre as massas específicas dos fluidos que podem ser consideradas, ou seja, quando a diferença de massa específica ou velocidades de escoamento de fluido é relativamente baixa e forças de gravidade são dominantes, e o regime de escoamento estratificado é observado.

Rodriguez (2009) estudou o regime de escoamento disperso água-óleo em duto horizontal, a fim de obter novos dados experimentais e uma melhor compreensão do fenômeno de redução de atrito. Alguns parâmetros importantes para a caracterização do escoamento foram investigados, como a queda de pressão, fração volumétrica e sub-regimes de escoamento disperso. Neste trabalho o autor desenvolveu um modelo prospectivo simplificado como tentativa para explicar a ocorrência do fenômeno e redução de atrito no regime disperso água-óleo. Esse mostrou que para diminuição do gradiente de pressão seria necessário à presença de uma fina película de água rente à parede hidrofílica/oleofóbica do duto.

3.3.2 Característica do regime *core annular*

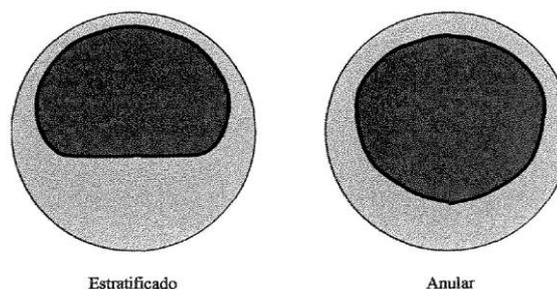
Este regime é caracterizado por um filme de água que lubrifica o núcleo central onde se localiza o óleo, causando uma redução na queda de pressão longitudinal (BANNWART,

2001). Em um escoamento *core annular* horizontal água-óleo, existe a diferença de massa específica entre os fluidos, o núcleo de óleo (mais leve) tende a ocupar uma posição excêntrica ao eixo do duto (na parte superior) e a presença de ondas na interface entre o óleo e a água induz a movimento secundário perpendicular ao eixo do duto (ANDRADE, 2008).

Experimentos feitos por Charles et al (1961, *apud* PRADA, 1999) concluíram que para líquidos com massa específica iguais e a uma fração de água fixa, existe uma velocidade superficial de óleo mínima, na qual uma velocidade abaixo dessa o escoamento *core annular* não pode ser mantido. Foi então observado o regime de escoamento pistonado (óleo em água). No entanto para situações em que as massas específicas são muito diferentes, o regime de escoamento estratificado é o esperado. Esse regime de escoamento estratificado é uma forma de lubrificar parcialmente o escoamento de óleo, diferenciando um pouco do regime *core annular* (PRADA, 1999).

Vara (2001) realizou uma comparação entre os regimes de escoamento estratificado e anular, conforme Figura 3.4, e concluiu que o regime estratificado água-óleo foi afetado pela gravidade, mesmo não havendo muita diferença nas massas específicas. Assim, os efeitos de molhabilidade da parede por água ainda possibilitaram a lubrificação completa do óleo. O autor ainda explica que o núcleo do óleo estava se movimentando em alta velocidade e a existência do filme era decorrente da molhabilidade preferencial da parede com água. No regime estratificado, na parte inferior, observou-se uma interface achatada, porém com algumas ondas longitudinais. Já no regime anular o núcleo de óleo encontrava-se fora de centro, apresentando ondas em todo o contorno. Segundo Bannwart (2001) as ondas observadas são o resultado de fenômenos que ocorrem na interface que separa os dois fluidos, esta interface é um limite interno cuja posição é desconhecida e deverá ser determinada como parte da solução do problema hidrodinâmico.

Figura 3.4 – Comparação entre os regimes de escoamento estratificado e anular



Fonte: Vara (2001).

No trabalho de Vara (2001) foi apresentado um estudo teórico e experimental sobre a hidrodinâmica do escoamento *core annular* água-óleo, em um duto horizontal. Foi observada uma queda de pressão bifásica menor que a monofásica de água, em igual vazão da mistura. Conclui-se que a redução de atrito deve-se ao efeito de deslizamento entre as fases quando em contato. Para Rodriguez (2009) este caso pode ser explicado pela molhabilidade preferencial do duto com a água, que assim lubrificaria o núcleo de óleo e provocaria a sua movimentação no duto.

Bannwart (2001) apresentou vários tópicos de modelagem sobre o escoamento *core annular* água-óleo, horizontal e vertical com base em suas próprias pesquisas e por seu grupo. Além das condições de ocorrência, foram propostas correlações para fração de volume e queda de pressão para esse regime de escoamento. As comparações das correlações propostas mostraram bom acordo com diferentes fontes de dados. As principais conclusões do autor foram que o regime de escoamento *core annular*, requer dois líquidos imiscíveis de viscosidades muito diferentes e diferença de massa específica relativamente pequena, situação essa muito frequentemente satisfeita por óleos pesados. Além disso, a tensão interfacial desempenhou um papel proeminente, favorecendo a configuração anular, porém sua importância diminui quando o diâmetro do duto é maior (5 cm).

Segundo Andrade (2008) um fator que tem grande influência na estabilidade do escoamento anular é a tensão interfacial, esta ajuda na compreensão desse regime *core annular*, de modo que a curvatura na interface água-óleo é modelada. De acordo com a teoria linear da estabilidade, Ooms (1972) considerou dois fatores para a instabilidade da interface de dois líquidos. A instabilidade Rayleigh-Taylor, devida a um efeito combinado da tensão interfacial e/ou a diferença de massa específica desfavoráveis nos dois fluidos e, instabilidade do tipo Kelvin-Helmholtz, a qual é devida a um desequilíbrio das velocidades interfaciais dos fluidos e manifesta-se por urna ondulações na interface dos dois fluidos.

Yusuf et al. (2012) avaliaram experimentalmente o efeito da viscosidade do óleo ($\rho_o = 875 \text{ kg/m}^3$ e $\mu_o = 0,0012 \text{ Pa.s}$) e o gradiente de pressão no escoamento horizontal água-óleo. Este estudo foi realizado em um duto de acrílico com diâmetro de 25,4 mm, onde seis regimes de escoamento foram identificados, entre eles o *core annular*, conforme Figura 3.5 e 3.6. Para baixas velocidades de óleo foi necessário aumentar a velocidade da água para iniciar a visualização do escoamento não estratificado. Para o escoamento *core annular* (Figura 3.5), à medida que aumentou-se a velocidade da água, a perturbação na interface também aumentou,

entretanto, mais fração de óleo escoou no núcleo do duto; isso foi atribuído ao aumento da turbulência devido ao aumento da velocidade da água. O efeito da viscosidade do óleo com o gradiente de pressão também foi investigado. Um dos principais resultados obtido foi a grande diferença entre o gradiente de pressão que está atribuído à diferença na viscosidade do óleo. A diferença tornou-se maior em velocidades mais elevadas do óleo. A maior diferença em valores de pressão foi observada na região onde o escoamento de óleo é a fase contínua.

Figura 3.5 - Aumento da velocidade de água no escoamento *core annular*, $U_o = 0,14$ m/s

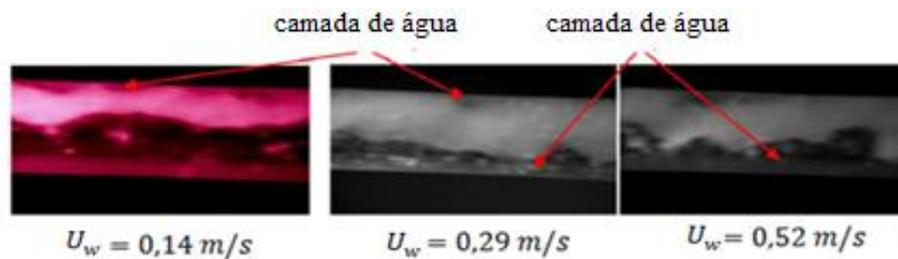
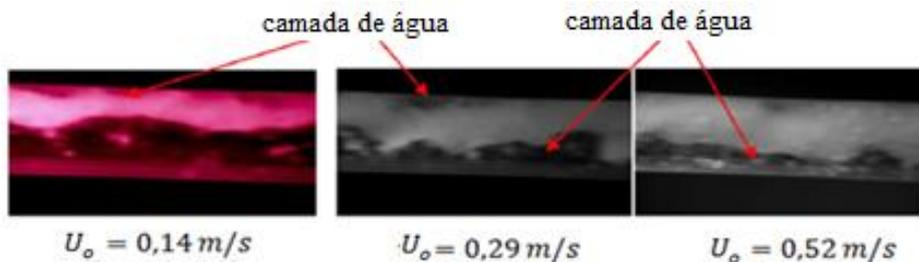


Figura 3.6 - Aumento da velocidade de óleo no escoamento *core annular*, $U_w = 0,80$ m/s



Fonte: Yusuf et al. (2012).

3.4 Modelagem matemática

O desenvolvimento da modelagem matemática é de grande valia para o projeto, controle e otimização dos processos que envolvem o escoamento multifásico. Nesse contexto, a modelagem e simulação da fluidodinâmica proporcionam vantagens, como a visualização do escoamento, o que facilita a identificação das características dos fluidos e sua movimentação, contribuindo para o desenvolvimento tecnológico.

3.4.1 Fluidodinâmica Computacional (CFD)

Segundo Versteeg e Malalasekera (2007) a fluidodinâmica computacional (CFD) é um conjunto de técnicas de simulação computacional usadas para analisar os fenômenos que envolvem o escoamento de fluidos, transferência de calor e seus fenômenos associados, assim como reações químicas.

Os escoamentos e fenômenos relacionados podem ser descritos por equações diferenciais parciais (EDPs), que não podem ser resolvidas analiticamente, exceto em casos especiais. Uma forma de se obter a solução numérica aproximada é através do método de discretização, que aproxima as equações diferenciais para um sistema de equações algébricas, que podem então ser resolvido computacionalmente. As aproximações são aplicadas aos pequenos domínios no espaço e/ou tempo de modo que a solução numérica forneça resultados em locais discretos no tempo e espaço. A precisão das soluções numéricas é dependente da qualidade da discretização utilizada (FERZIGER e PERIĆ, 2002).

Portanto, a solução numérica no *software* Fluent 14.5, por exemplo, é baseada no método de volumes finito e apresenta três etapas principais: (I) Pré-processamento, (II) Processamento e (III) Pós-processamento. A função de cada uma destas etapas é descrita a seguir (VERSTEEG e MALALASEKERA, 2007):

(I) Pré-processamento

Pré-processamento consiste na entrada de um problema de escoamento para um programa de CFD por meio de uma interface e a subsequente transformação desta entrada de forma apropriada para utilização do solver. As atividades do pré-processamento envolvem:

- Definição da geometria da região de interesse: o domínio computacional.
- Geração da malha - subdivisão do domínio em número menor: a malha (ou *mesh*) do volume de controle (células ou elementos).
- Seleção dos fenômenos físicos e químicos que precisam ser modelados.
- Definição das propriedades do fluido (ρ, μ).
- Especificação das condições de contorno apropriadas no volume de controle.

A solução para um problema de escoamento (velocidade, pressão, temperatura etc.) é definida em nós dentro de cada volume de controle. A precisão de uma solução CFD é governada pelo número de células na malha. Em geral, quanto maior o número de células melhor será a precisão da solução. Tanto a precisão de uma solução, custo em termos de *hardware* de computador e o tempo de cálculo necessário são dependentes do refino da malha.

(II) Processamento

É a parte principal do pacote CFD, pois implementa as técnicas numéricas de solução e seus parâmetros para resolver os problemas físicos. Em geral, os métodos numéricos consistem nos seguintes passos:

- Integração das equações que governam o escoamento do fluido ao longo de todos os volumes de controle no domínio.
- Discretização - conversão das equações integrais resultantes em um sistema de equações algébricas.
- Solução das equações algébricas.

Existem muitas técnicas de solução numérica, das quais as mais importantes são: método de diferenças finitas (FD), volumes finitos (FV) e de elementos finitos (FE). As principais diferenças entre estas estão associadas com a maneira em que as variáveis do escoamento são aproximadas e com os processos de discretização.

(III) Pós-processamento

Como no pré-processamento, também foram desenvolvidas uma quantidade de trabalhos na área de pós-processamento. Devido aos avanços tecnológicos, os principais pacotes de CFD estão agora equipados com ferramentas versáteis para visualização de dados. Estas incluem:

- Visualização da geometria e da malha.
- Gráficos de vetores.
- Linha e gráficos de contorno.
- Gráficos de superfície 2D e 3D.

- Acompanhamento de trajetórias das partículas.
- Manipulação (translação, rotação, escala etc.).
- Animação para exibir resultado dinâmico.

3.4.2 Modelos fluidodinâmicos

Existem duas abordagens para modelagem dos escoamentos multifásicos: a abordagem Euleriana-Lagrangeana e a abordagem Euleriana-Euleriana.

Na abordagem de Euleriana-Lagrangeana, a fase do fluido é tratada como uma fase contínua, resolvendo as equações de Navier Stokes por uma média de tempo, enquanto que a fase dispersa é resolvida pela equação do movimento da Lei de Newton.

Na abordagem Euleriana-Euleriana, diferentes fases são tratadas como interpenetrantes e contínuas. Uma vez que o volume de uma fase não pode ser ocupado por outras fases, assim o conceito de fração de volume da fase é introduzido. Essas frações de volume são assumidas funções contínuas de espaço e tempo e sua soma é igual à unidade.

No *software* Fluent 14.5 estão disponíveis três modelos para modelar o escoamento multifásico: Modelo de volume de fluido (VOF), Modelo de mistura (Euleriana-Lagrangeana - EL) e o Modelo Euleriano (Euleriana-Euleriana - EE).

(I) Modelo VOF – esse modelo é empregado para fluidos imiscíveis. Neste modelo, as equações de conservação podem ser resolvidas usando as condições de contorno apropriadas na interface. No entanto, a interface entre diferentes fases não pode permanecer estacionária e as condições de contorno em tal movimento da interface torna-se um problema muito complicado no contorno. Para evitar esta situação, em vez de rastrear diretamente a deformação do movimento da interface, a abordagem VOF rastreia o movimento de todas as fases, a partir do qual o movimento da interface é indiretamente deduzido. Todas as forças interfaciais, por conseguinte, têm que ser substituídas por forças volumétricas variando suavemente. Se os processos de escoamento que ocorrem perto da interface são de interesse, deve-se utilizar o modelo VOF (RANADE, 2002). Esse modelo permite que as velocidades sejam para a mistura (p. ex. condição de contorno na entrada de óleo, permite entrar com uma

velocidade, a da mistura), utilizando o conceito de velocidades de não deslizamento. No subtítulo 3.5 está descrito o modelo VOF para melhor compreensão.

(II) Modelo de Mistura – nesse modelo é empregada a abordagem Euleriana-Lagrangeana, onde o movimento explícito da interface não é modelado. Isso significa que o movimento do fluido ao redor das partículas individuais da fase dispersa não é considerado. Sua influência é modelada indiretamente, considerando o movimento de partículas da fase dispersa. Nesta abordagem, o movimento da fase contínua é modelado utilizando uma abordagem Euleriana e os movimentos de partículas da fase dispersa (trajetórias) são simulados na abordagem Lagrangeana (RANADE, 2002). Esse modelo resolve a equação do movimento para a mistura e prescreve as velocidades relativas para as fases dispersas. O autor difere do modelo VOF em dois aspectos: o modelo de mistura permite que as fases sejam interpenetrantes (mistura) e as frações de volume para um volume de controle pode ser igual a qualquer valor entre 0 e 1, dependendo do espaço ocupado em cada fase. Além disso, o modelo de mistura permite que a velocidade seja diferente em cada fase (p. ex. condição de contorno na entrada de óleo, permite entrar com velocidades diferentes, separadas tanto para água como para o óleo), utilizando o conceito de velocidades de deslizamento. Para os fluxos de fase dispersas mais densa, pode ser necessário utilizar um modelo Euleriano.

Andrade (2008) realizou um estudo numérico do transporte de óleos pesados empregando a técnica de lubrificação parietal por água, conhecida por escoamento anular ou *core-annular flow*, utilizando o código computacional CFX 10. O modelo matemático considera o modelo de mistura para tratar o escoamento multifásico água e óleo pesado e ultraviscoso, bidimensional, transiente, isotérmico, adotando o modelo $k-\varepsilon$. Os resultados evidenciaram o escoamento anular e as velocidades superficiais, pressão e fração volumétricas das fases foram apresentadas e analisadas. Sendo que o escoamento *core annular* foi estabelecido a partir de uma razão de 0,98 entre as velocidades de entrada de água e de óleo pesado. No trabalho de Gadelha et al. (2013) também foram realizadas simulações numéricas para o escoamento água-óleo, empregando o modelo de mistura.

(III) Modelo Euleriano – nesse modelo é empregada a abordagem Euleriana-Euleriana em todas as fases do escoamento, baseado na continuidade e interpenetração (RANADE, 2002). Além disso, permite a modelagem de múltiplas fases separadas, contudo interativas. As fases podem ser líquidos, sólidos ou gases, em quase qualquer combinação. No

entanto, escoamento viscoso não é permitido. Foi resolvido um conjunto de n -equações da conservação da continuidade e do movimento para cada fase. O acoplamento é conseguido através dos coeficientes de transferência de pressão e na interface. A maneira pela qual este acoplamento é tratado depende do tipo de fases envolvidas; fluxos (líquido-sólido) granulares são tratados de forma diferente do que não granular (fluido-fluido). Para escoamentos granulares, as propriedades são obtidas a partir de aplicação da teoria cinética.

Frank et al. (2004) utilizaram a técnica de fluidodinâmica computacional do *software* comercial CFX-5 para prever o desenvolvimento de escoamento de gás-líquido para dispersar o escoamento borbulhante em dutos verticais. As simulações numéricas apresentadas neste trabalho foram baseadas no modelo Euleriano. Foi programado para desenvolver as distribuições de fração volumétrica de gás na dispersão de escoamento borbulhante não dependendo só da força de arrasto, mas também da elevação transversal, dispersão turbulenta e do deslizamento na parede. O modelo de dispersão turbulenta (*Favre Averaged Drag-FAD*) em sua formulação derivada foi implementado com sucesso e validado com os dados experimentais para a distribuição radial na fração de volume de gás a partir da instalação de teste. A validação demonstrou uma distribuição de tamanho de bolha monodisperso que pode ser prevista com sucesso utilizando o modelo multifásico do CFX-5.

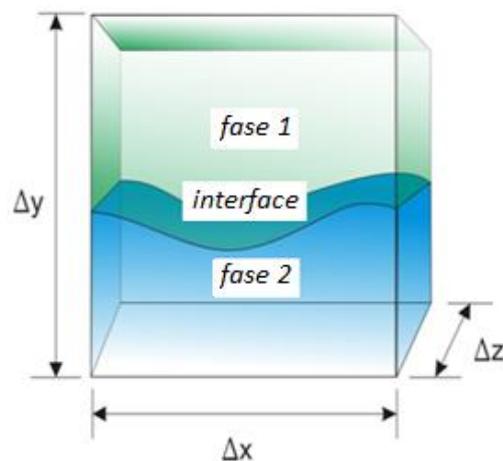
Rashimi (2007) usou um modelo de dois fluidos (Modelo Euleriano) para simular numericamente o escoamento de dois líquidos imiscíveis dispersos água-óleo em um duto horizontal. Foi avaliado o efeito das forças de interface (arraste, elevação e dispersão turbulenta). Neste estudo a água foi considerada como fase dispersa e óleo como fase contínua. A troca entre as fases foi representada usando termos fonte nas equações de conservação. O modelo padrão de turbulência $k - \epsilon$ foi utilizado para induzir turbulência na fase contínua. Ao confrontar os resultados obtidos utilizando o *software* Fluent 6.2 com os dados experimentais, estes indicaram que as forças de interface são importantes e tem um forte efeito sobre o comportamento do fluxo. As simulações de CFD apresentaram-se em boa concordância com os dados experimentais.

3.5 Modelo VOF

O modelo de volume de fluido (VOF) foi proposto pela primeira vez por Hirt e Nichols (1981) e considera uma solução completa das equações de Navier-Stokes para a conservação de massa e conservação do movimento em conjunto com uma variável escalar, denominada fração de volume (α). Esse modelo é usado para rastrear a interface, além disso, baseia-se no fato de que as duas ou mais fases são impenetráveis.

O modelo VOF pode modelar dois ou mais líquidos imiscíveis, resolvendo um único conjunto de equações de movimento e rastreia a fração de volume de cada um dos fluidos durante todo o domínio computacional. Esse domínio é dividido em volumes de controle que contém os pontos de malha (denominados nós), onde cada volume de controle representa um nó (REZENDE, 2014). A Figura 3.7 ilustra o volume de controle $\Delta V = \Delta x \Delta y \Delta z$, ocupado por duas fases genéricas imiscíveis, separados pela interface.

Figura 3.7 - Volume de controle de duas fases imiscíveis separados pela interface



Fonte: Rezende (2014).

Segundo Ghosh et al. (2010) se o escoamento apresentar uma interface relativamente bem definida, poderá ser simulada por uma abordagem Euleriana utilizando o modelo VOF. Em seu trabalho foi considerada a hidrodinâmica do escoamento para realizar simulação do escoamento *core annular* através de dutos verticais, onde o óleo escoava pelo núcleo e água como fluido anular. O modelo VOF foi usado para discretizar as equações que regem com esquemas de discretização adequadas para cada equação. Segundo o autor, esse modelo

resolve um único conjunto de equações de momento que é compartilhado por ambos os fluidos. Após essa discretização, juntamente com a condição inicial e condições de contorno, as equações que regem foram resolvidas utilizando o método de solução segregada baseado na pressão para obter uma solução numérica.

Para cada fase adicional no modelo, é introduzida uma variável chamada fração de volume da fase na célula computacional, sendo cada fração considerada como função contínua do espaço e do tempo e sua soma igual a um.

Para todas as variáveis e propriedades físicas os campos são compartilhados entre as duas fases e representam valores baseados na média volumétrica, desde que as frações de volume de cada uma das fases sejam conhecidas em cada local. Portanto, as variáveis e propriedades em qualquer volume de controle são puramente representantes de uma das fases ou representantes de uma mistura de fases (FLUENT 14.5). Em outras palavras, se o fluido q é uma fase genérica qualquer, a fração de volume desta fase no volume de controle é α_q e três condições são possíveis:

$\alpha_q = 0$: o volume de controle não contém o fluido q ;

$\alpha_q = 1$: o volume de controle é ocupado apenas pelo fluido q ;

$0 < \alpha_q < 1$: o volume de controle contém a interface entre um ou mais outros fluidos.

Dessa maneira, com base no valor local de α_q , as propriedades e variáveis apropriadas são calculadas em cada volume de controle dentro do domínio computacional.

Al-Yaari e Sharkh (2011) realizaram cálculos da fluidodinâmica computacional usando Fluent 6.2, para prever o escoamento estratificado água-óleo em duto horizontal de diâmetro 0,0254 m. O regime de escoamento estratificado é simulado usando uma abordagem de escoamento multifásico do volume de fluido (VOF). O modelo RNG de turbulência k - ϵ foi adotado. Os resultados do teste, referentes ao regime de escoamento estratificado, foram comparados com os resultados experimentais publicados. As simulações numéricas mostraram claramente a camada de óleo separado e a interface ondulada de sistema água-óleo, no entanto, a camada de água não estava claramente separada.

Recentemente, Jiang et al. (2014) simulou o escoamento *core annular* água-óleo através de uma curva no duto em formato de U. Foram utilizados os modelos VOF, padrão $k-\varepsilon$. O contorno de óleo e a fração de volume desta fase calculada concordaram com as imagens experimentais e com a correlação empírica. A simulação revelou muitas informações sobre este escoamento, tal como a estrutura interfacial, distribuição de dois fluidos, pressão, e distribuições de velocidades. Esses resultados forneceram referências para otimizar a operação e os parâmetros geométricos. Com as simulações, a fração de volume da água na entrada, a direção do escoamento (horizontal e vertical), as propriedades do óleo, e os parâmetros geométricos influenciaram na fração de volume do óleo e a razão da altura de incrustação. O autor descreve que a incrustação é o fator-chave para impactar o transporte de óleo pesado, e os efeitos dos parâmetros mencionados influenciam na incrustação de óleo na parede.

3.6 Equações do modelo VOF

3.6.1 Parâmetros de avaliação

Área média ponderada da fração de volume do óleo α_o . Pode ajudar a entender como a distribuição da fase de óleo varia após o estabelecimento do escoamento *core annular* (JIANG et al., 2014).

$$\alpha_o = \frac{1}{A} \sum_{i=1}^n \alpha_{oi} A_{oi} \quad (3.1)$$

onde:

A = área ocupada pela seção transversal

A_{oi} = área ocupada pelo óleo

A fração de óleo α_o é calculada usando correlação empírica, proposta por Arney et al. em 1993, conforme Equação 3.2:

$$\alpha_o = 1 - \alpha_w [1 + 0,35(1 - \alpha_w)] \quad (3.2)$$

onde:

α_w = fração de volume de água na entrada, definida como Equação 3.3.

$$\alpha_w = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} \quad (3.3)$$

onde:

Q_w = vazão volumétrica da água

Q_o = vazão volumétrica do óleo

3.6.2 Equação da conservação de massa

O monitoramento nas interfaces para a fração de volume de uma ou mais fases é realizado pela solução da equação da conservação de massa (FLUENT 14.5). Para a fase genérica q , esta equação tem a seguinte forma:

$$\frac{1}{\rho_q} \left[\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_q \rho_q) + \nabla \cdot (\alpha_q \rho_q \vec{U}_q) \right] = \sum_{p=1}^n (\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp}) \quad (3.4)$$

onde:

ρ_q = massa específica da fase q

α_q = fração de volume da fase q

\vec{U}_q = velocidade superficial da fase q

$$\sum_{p=1}^n (\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp}) = \text{taxa líquida de transferência de massa entre as fases}$$

Os termos do lado esquerdo da Equação 3.4 são respectivamente, o acúmulo de massa e o fluxo convectivo de massa. O termo do lado direito desta equação representa a taxa líquida de transferência de massa entre a fase q e as demais fases.

A Equação fração de volume para a fase primária é calculada com base na seguinte restrição:

$$\sum_{q=1}^n \alpha_q = 1 \quad (3.5)$$

A Equação da fração de volume pode ser resolvida através da discretização temporal implícita ou explícita.

3.6.2.1 Esquema implícito

No *software* Fluent 14.5 existem diferentes esquemas de interpolação: Primeira e Segunda ordem Upwind, QUICK e Hric Modificados, são usados para obter os fluxos de face para todos os volumes de controle, incluindo as mais próximas à interface.

$$\frac{\alpha_q^{n+1} \rho_q^{n+1} - \alpha_q^n \rho_q^n}{\Delta t} V + \sum_f (\rho_q^{n+1} U_f^{n+1} \alpha_{q,f}^{n+1}) = \left[\sum_{p=1}^n (\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp}) \right] V \quad (3.6)$$

onde:

$n + 1$ = índice para o novo (atual) passo de tempo

n = índice para o intervalo de tempo anterior

$\alpha_{q,f}$ = valor da fração de volume da face q , calculado a partir dos esquemas de interpolação

V = volume de controle

U_f = fluxo de volume através da face, baseado na velocidade normal

A Equação 3.6 requer os valores da fração de volume no intervalo de tempo atual (ao invés do passo anterior, como para o esquema explícito), essa Equação de transporte escalar padrão é resolvido de forma iterativa para cada uma das frações de volume de uma fase secundária em cada passo de tempo.

3.6.2.2 Esquema explícito

Na abordagem explícita os esquemas de interpolação não são necessários para efetuar iterações em cada passo de tempo, porque a fração de volume no passo de tempo atual é determinada baseada somente em dados já conhecidos do passo de tempo anterior (FLUENT 14.5) A Equação 3.7 apresenta a formulação explícita.

$$\frac{\alpha_q^{n+1} \rho_q^{n+1} - \alpha_q^n \rho_q^n}{\Delta t} V + \sum_f (\rho_q^n U_f^n \alpha_{q,f}^n) = \left[\sum_{p=1}^n (\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp}) \right] V \quad (3.7)$$

Quando o esquema explícito é usado, uma solução, dependente do tempo deve ser calculada.

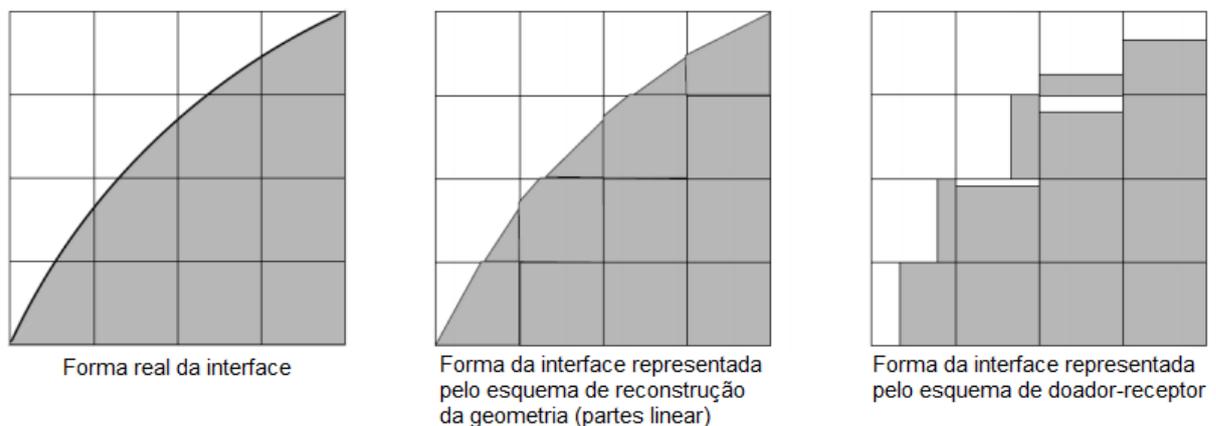
3.6.3 Interpolação próxima da interface

Quando o esquema explícito é usado, a avaliação do escoamento nas faces pode ser interpolada usando um esquema de reconstrução da interface se houver uma interface no volume considerado ou através de interpolação de acordo com o esquema de discretização utilizado. Os esquemas de reconstrução de interface disponíveis no Fluent 14.5

são Reconstrução Geométrica (*Geometric Reconstruction*) e Doadores-Receptores (*Donor-Acceptor*). Os esquemas de discretização de volume finito disponíveis são *Upwind* Primeira e Segunda ordem, CICSAM, HRIC-Modificado e QUICK.

Nos esquemas de reconstrução geométrica e doador-aceitador, aplica-se um tratamento especial de interpolação para os volumes de controle que se encontram próximos da interface entre as duas fases e obtém-se o fluxo da face quando uma célula é completamente preenchida com uma fase ou outra (FLUENT 14.5). A Figura 3.8 apresenta exemplos da reconstrução na interface.

Figura 3.8 - Exemplos da reconstrução na interface



Fonte: FLUENT 14.5

- **Esquema de reconstrução geométrica** - o esquema de reconstrução geométrica representa a interface entre os fluidos através de uma inclinação linear entre cada célula, e usa a forma linear para calcular a fração de volume do fluido pelas faces da célula (YOUNGS, 1982). O primeiro passo neste esquema é o cálculo da posição na interface linear em relação ao centro de cada volume de controle, parcialmente preenchido com alguma fase, baseando-se nas informações sobre a fração de volume e seus derivados no volume de controle. O segundo passo é calcular a quantidade de fluido transportado através de cada face, usando as informações da interface linear calculada, assim como as distribuições das velocidades normais e tangenciais na face. O terceiro passo é calcular a fração de volume em cada volume de controle, usando o balanço dos fluxos calculados no passo de tempo anterior. Segundo Garimella et al. (2005) os volumes de controle (células) preenchidos com apenas um fluido são mencionadas como células puras, e volumes de controle com uma certa quantidade de

dois ou mais fluidos são células mistas. Cada volume de controle na malha pode conter no máximo um segmento linear que representa a interface. O procedimento de reconstrução geométrica deve conservar diferentes frações de volume do fluido no volume de controle, tornando a interface contínua tanto quanto possível, e evitando aberturas e fragmentos nas regiões do fluido.

- **Esquema doador – aceitador** - quando o volume de controle está próximo da interface entre duas fases, um esquema de "doador-aceitador" é utilizado para determinar a quantidade de fluido transportada através da face. Este esquema identifica um volume de controle como um doador de uma quantidade de fluido a partir de uma fase e outro (próximo) como o aceitador de volume de controle da mesma quantidade de fluido, e é utilizado para evitar a difusão numérica na interface. A quantidade de fluido a partir de uma fase que pode ser convecção através de um contorno do volume de controle é limitado por dois valores mínimos: o volume preenchido no volume de controle do doador ou o volume livre no volume de controle do aceitador.

No trabalho de Garimella et al. (2005) foi descrita uma melhoria no modelo de volume de fluido (VOF) para reconstruir as interfaces dos fluidos em malhas não estruturadas. O método é arbitrariamente alinhado ao segmento de interface linear por célula e, portanto, pertence a uma classe vulnerável de aproximações de interface. Mais recentemente, essa classe de aproximações de interface tem sido referida como PLIC ou linear por partes na interface. O método descrito pelo autor incorpora nova técnica destinada a tornar o método de reconstrução mais precisa, rápida e robusta. Os resultados das simulações indicam que o procedimento tem um desempenho melhor do que as técnicas anteriores.

Johansson (2011) investigou numericamente o escoamento de combustível (100% diesel) na tubulação durante o abastecimento do mesmo. Neste trabalho o autor utilizou diferentes malhas computacionais e o escoamento foi avaliado através do modelo VOF explícito e implícito. Segundo o autor o método explícito da Equação da fração de volume é um modelo matemático mais eficaz computacionalmente do que o método implícito. As simulações iniciais foram realizadas pelo método explícito. No entanto, as simulações divergiram depois de 22 000 convergências do passo de tempo. A razão para isto não é completamente compreendida; talvez haja alguma aceleração súbita na região inferior do tubo ou “salpicos” de combustível, causando aceleração do fluido. Mas sabe-se que o modelo VOF

explícito é sensível a grandes intervalos de tempo. Por conseguinte, a escolha do passo do tempo torna-se muito importante para o VOF explícito. Para o modelo VOF implícito, a simulação não divergiu quando um pequeno passo de tempo foi usado, mas houve problemas com maiores valores para resíduos nas propriedades de turbulência. Devido à falta de estabilidade com o modelo VOF explícito, o VOF implícito foi escolhido como esquema de discretização para a equação de fração de volume durante a simulação de abastecimento de combustível.

Por outro lado, Kaushik et al. (2012) também simulou o escoamento anular de água e óleo lubrificante, apresentando uma compressão e expansão na tubulação. Este estudo foi realizado para gerar os perfis de velocidade, pressão e fração de volume sob diferentes velocidades de óleo e água. Neste trabalho os autores utilizaram o modelo VOF explícito e para o tratamento da interface fez-se uso do esquema de reconstrução geométrica. Os resultados numéricos obtidos se mostraram satisfatórios quando confrontados com dados simulados e experimentais.

Dasari et al. (2014) estudou a dinâmica dos fluidos computacional para simular os regimes de escoamento de água-óleo viscoso em um duto inclinado usando o *software* Fluent 14.5. As simulações foram realizadas usando o modelo VOF explícito e para a interface foi empregado o esquema de interpolação da reconstrução geométrica. Depois de alguns intervalos de tempo, o escoamento de ambas as fases foi identificado para controlar a formação dos regimes de escoamento. Os resultados simulados foram validados com os resultados experimentais. A validação mostrou uma boa precisão nos regimes, exibindo imagens nítidas na interface entre os dois fluidos. Os resultados deste estudo revelaram a capacidade de VOF prever com excelente precisão quase todos os regimes de escoamento, exceto duas regiões dispersas.

3.6.4 Propriedades do material

As propriedades que aparecem nas equações de transporte são determinadas pela presença dos componentes das fases em cada volume de controle. E um sistema de duas fases, por exemplo, representados pelos subscritos o (óleo) e w (água), sendo que a fração de volume da fase secundária é controlada, a massa específica em cada volume de controle pode ser escrita como (FLUENT 14.5):

$$\rho = \alpha_w \rho_w + (1 - \alpha_w) \rho_o \quad (3.8)$$

Em geral, para um sistema de n -fases (q), a massa específica e a viscosidade média da fração de volume podem ser escritas, respectivamente, como:

$$\rho = \sum \alpha_q \rho_q \quad (3.9)$$

$$\mu = \sum \alpha_q \mu_q \quad (3.10)$$

3.6.5 Equação da conservação de quantidade de movimento

A equação da conservação de quantidade de movimento é a única resolvida em todo domínio computacional e o campo de velocidade resultante é compartilhada entre as fases. A equação da conservação de quantidade de movimento, conforme Equação 3.11 é dependente das frações de volume de todas as fases por meio das propriedades físicas ρ e μ (FLUENT 14.5).

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \vec{U}) + \nabla \cdot (\rho \vec{U} \vec{U}) = -\nabla p + \nabla [\mu (\nabla \vec{U} + \nabla \vec{U}^T)] + \rho \vec{g} + \vec{F} \quad (3.11)$$

onde:

p = pressão estática

\vec{g} = constante gravitacional

τ = tensor

\vec{F} = força de arraste interfacial

Os termos do lado esquerdo da Equação 3.11 são respectivamente a taxa de acúmulo e a transferência de quantidade de movimento por convecção. O lado direito desta equação

apresenta respectivamente a contribuição do gradiente de pressão no escoamento, a transferência de quantidade de movimento pelo mecanismo molecular (difusão), a ação da força gravitacional e a força de arrasto interfacial.

3.6.6 Tensão interfacial

Além da identificação na interface de dois fluidos, uma aplicação apropriada de tensão interfacial é também um dos elementos-chave para a realização de simulações no modelo VOF, o método de solução precisa manter uma interface compacta e nítida entre as fases (RANADE, 2002). A tensão interfacial é caracterizada quando existe a fase entre líquidos imiscíveis, sólidos ou um líquido e um sólido. Já a tensão superficial é caracterizada entre um gás e um líquido ou sólido (CASTRO, 2013).

Os efeitos de tensão interfacial geralmente são importantes apenas em condições de gravidade zero/quase nulas. A tensão interfacial (superficial) surge como um resultado das forças de atração entre moléculas de um fluido. Ela tem como finalidade equilibrar a força atrativa que é imposta em direção ao interior do líquido, com a força do gradiente de pressão radialmente para fora em toda a superfície. Nas regiões onde dois fluidos são separados, e um deles não se encontra na forma de bolha esférica, a tensão interfacial atua de modo a minimizar a energia livre, diminuindo a área da interface (BRACKBILL et al., 1992).

O modelo de tensão interfacial no *software* Fluent 14.5 é o modelo de força de superfície contínua (CSF) e tensão de superfície contínua (CSS).

O modelo CSF foi desenvolvido por Brackbill et al. em 1992. Com este modelo, foi implementado a tensão interfacial nos resultados do cálculo VOF no termo fonte na equação do movimento. Para compreender a origem do termo fonte, considera-se que a tensão de superfície σ é constante ao longo da interface em que só as forças normais são consideradas. Com estas considerações pode ser demonstrado que a queda de pressão na interface depende da tensão superficial e a curvatura da interface, que por sua vez depende dos raios de curvatura da interface de cada fase r_1 e r_2 (FLUENT 14.5).

$$p_2 - p_1 = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (3.12)$$

onde:

p_1 e p_2 = pressões dos fluidos em cada lado da interface

σ = coeficiente de tensão superficial

De acordo como o modelo CSF, a curvatura da interface é determinada baseada nos gradientes da fração de volume α_q em cada lado da interface. Definindo o vetor normal à superfície como:

$$\vec{n} = \nabla \alpha_q \quad (3.13)$$

Pode-se definir a curvatura γ como sendo igual ao divergente do vetor unitário normalizado:

$$\gamma = \nabla \cdot \hat{n} \quad (3.14)$$

$$\hat{n} = \frac{\vec{n}}{|\vec{n}|} \quad (3.15)$$

Assim, a força na interface por unidade de volume pode ser expressa usando o teorema da divergência, e pode ser acrescentada diretamente na equação de quantidade de movimento.

$$F = \sigma \frac{\rho \gamma \nabla \alpha_q}{(\rho_1 + \rho_2)/2} \quad (3.16)$$

onde:

γ = curvatura

\vec{n} = vetor normal

\hat{n} = vetor unitário normalizado

Como já mencionado, esta expressão é válida para tensão interfacial constante. Para tensão superficial variável, a formulação CSF requer modelar um termo adicional na direção tangencial à interface, baseada no gradiente de tensão superficial. Tem-se observado na literatura diversos trabalhos, como de Sória (2009), Kaushik et al. (2012) e Dasari et al. (2014) que incluem o modelo CSF.

3.7 Modelo de turbulência – Padrão $k - \varepsilon$

Este modelo é o mais simples entre os modelos de turbulência usados. Esse utiliza duas equações de transporte, em que as duas equações de transporte separadas permitem determinar a velocidade turbulenta e a escala de comprimento de forma independente. O modelo padrão $k - \varepsilon$ está dentro desta classe de modelo de turbulência e tornou-se o “carro-chefe” nos cálculos de escoamento em engenharia, desde que foi proposto por Launder e Spalding em 1972. Este modelo apresenta robustez, economia e precisão razoável para uma gama de escoamentos turbulentos, o que mostra sua popularidade em simulações de transferência de calor de escoamento e industriais. Como os pontos fortes e fracos do modelo padrão $k - \varepsilon$ tornaram-se conhecidos, melhorias foram feitas ao modelo para aprimorar o seu desempenho (FLUENT 14.5).

Segundo Launder e Spalding (1972), o modelo padrão $k - \varepsilon$ é um modelo semi-empírico baseado em equações de transporte modelo para a energia cinética de turbulência (k) e sua taxa de dissipação (ε). O modelo da equação de transporte para k é derivado a partir da equação exata. Por sua vez, o modelo da equação de transporte para ε , é obtido de maneira mais complexa e na qual tem poucas semelhanças com o modelo k . Na derivação do modelo padrão $k - \varepsilon$, o pressuposto é que o escoamento é totalmente turbulento, e os efeitos de viscosidade molecular são insignificantes.

A partir das equações de transporte 3.17 e 3.18 são obtidas a energia cinética da turbulência k e a taxa de dissipação ε , respectivamente.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k U_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + G_k + G_b - \rho \varepsilon - Y_M + S_k \quad (3.17)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\varepsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho\varepsilon U_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] + C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} (G_k + C_{3\varepsilon} G_b) - C_{2\varepsilon} \rho \frac{\varepsilon^2}{k} + S_\varepsilon \quad (3.18)$$

onde:

G_k geração de energia cinética turbulenta devido ao gradiente de velocidade média

G_b geração de energia cinética turbulenta devido a flutuabilidade

Y_M contribuição da dilatação flutuando na turbulência compressível

$C_{1\varepsilon}, C_{2\varepsilon}, C_{3\varepsilon}$ constantes empíricas

$\sigma_k, \sigma_\varepsilon$ números de Prandtl turbulento para k e ε , respectivamente

S_k, S_ε termos de origem definidos pelo usuário

A viscosidade turbulenta μ_t é calculada através da combinação de k e ε , conforme Equação 3.19.

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (3.19)$$

onde:

C_μ constante empírica

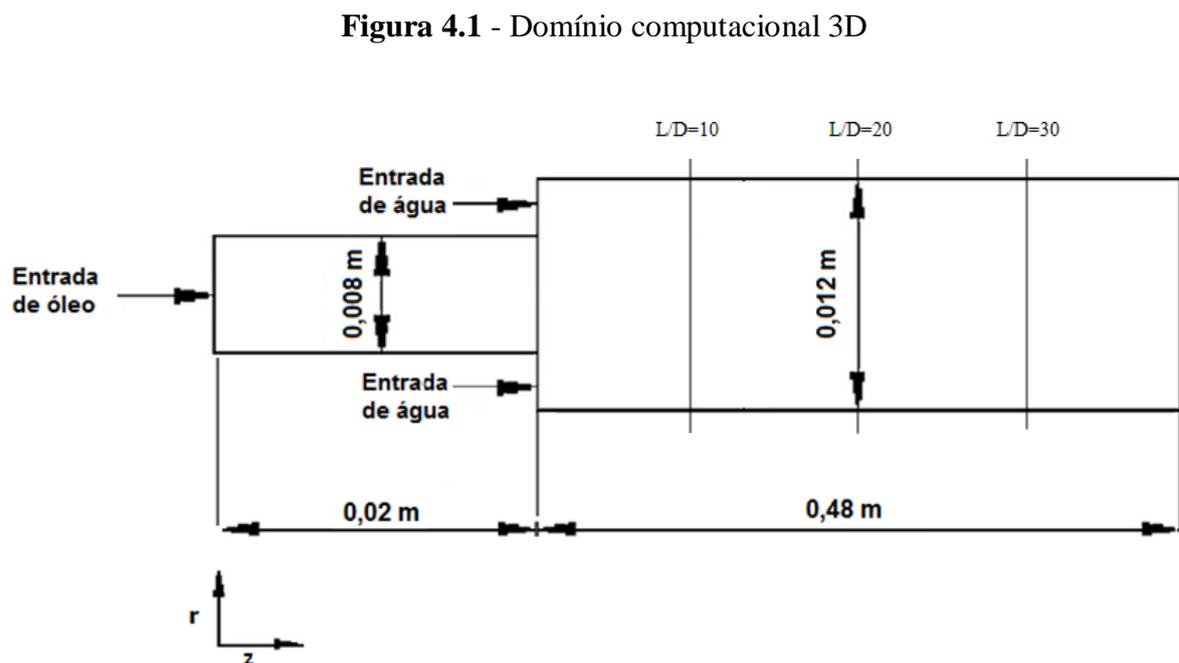
4 MATERIAL E MÉTODOS

Neste trabalho fez-se uso da técnica fluidodinâmica computacional (CFD) para descrever a hidrodinâmica do escoamento bifásico água-óleo, em um duto horizontal, e neste capítulo será apresentado o domínio físico, a malha computacional e as condições de contorno utilizadas na simulação do escoamento *core annular* de água-óleo.

4.1 Domínio computacional

Para elaborar o domínio computacional tridimensional, foi considerado o escoamento horizontal *core annular* de uma mistura água-óleo. Este apresenta um duto circular de 50 cm de comprimento e 0,012 m de diâmetro externo. No qual o óleo foi injetado na tubulação através de um bocal de entrada de 0,008 m de diâmetro, enquanto água foi injetada no espaço anular.

A Figura 4.1 representa esquematicamente a geometria do escoamento considerada para o domínio computacional.



4.2 Malha computacional

Para discretizar as equações do modelo no domínio computacional, as malhas foram geradas utilizando o *software* ICEM-CFD 14.5. Um refino desta malha foi realizado próximo à área de interface de água-óleo e próximo à parede, para melhor capturar a interface hidrodinâmica e a tensão de cisalhamento, respectivamente. As malhas computacionais foram geradas para a solução independente do tamanho da malha e são apresentadas na Tabela 4.1, estas são compostas por elementos hexaédricos.

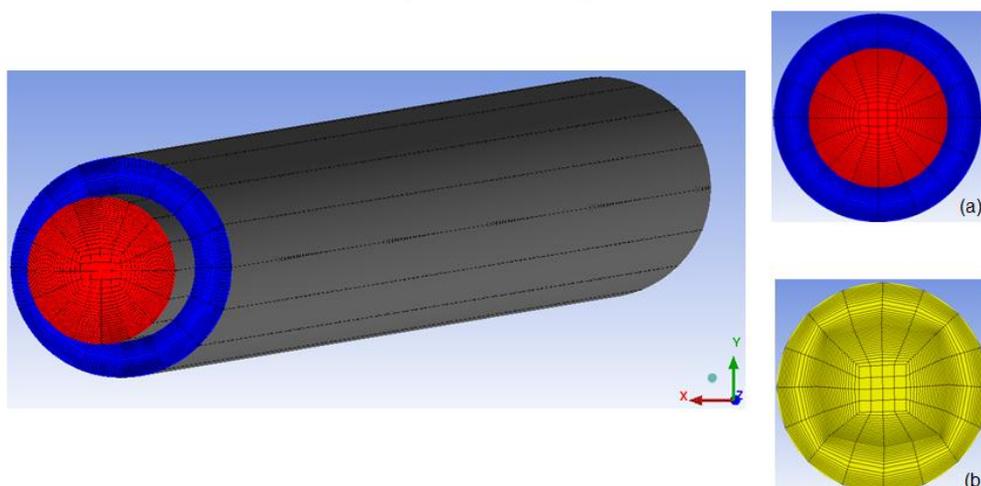
Tabela 4.1 - Diferentes tamanhos da malha computacional

Malha computacional	Nº de elementos
Malha 1	53.424
Malha 2	104.849

O número de elementos exposto na Tabela 4.1 surgiu com base no trabalho numérico de Ghosh et al. (2010), onde utilizou uma malha computacional com 55.105 elementos hexaédricos.

A Figura 4.2 descreve o modelo da malha computacional 3D, e como exemplo, esta corresponde a 104.849 elementos hexaédricos.

Figura 4.2 - Malha computacional 3D utilizada: (a) malha expandida na região de entrada (b) malha expandida na região de saída



4.3 Condição inicial

As simulações foram conduzidas em dois modos: com o duto inicialmente preenchido com óleo e depois com o duto inicialmente preenchido com água. Em ambas as condições, os fluidos encontravam-se em repouso.

4.4 Condição de contorno

4.4.1 Condição de contorno na entrada

a) Seção do núcleo: essa seção refere-se a uma velocidade axial de óleo na entrada do bocal, de modo que:

$$\text{Em } z = 0 \text{ e } 0 \leq r \leq 0,004 \text{ m} \quad \begin{cases} v_r = 0 \\ v_z = U_o \end{cases}$$

b) Seção anular: essa seção refere-se a uma velocidade axial de água no espaço anular, de modo que:

$$\text{Em } z = 0,02 \text{ m e } 0,004 \leq r \leq 0,006 \text{ m} \quad \begin{cases} v_r = 0 \\ v_z = U_w \end{cases}$$

4.4.2 Condição de contorno na parede

Essa condição refere-se ao escoamento estacionário não deslizante na parede do duto, de modo que:

$$v_r = 0 \text{ (não deslizante)}$$

$$v_z = 0 \text{ (não penetrante)}$$

4.4.3 Condição de contorno na saída

Essa condição refere-se à pressão de saída e o escoamento de difusão para as variáveis na direção de saída foram definidos para zero.

4.4.4 Propriedades dos fluidos

As propriedades físicas dos fluidos água e óleo estão presentes na Tabela 4.2. Uma vez que as propriedades da água foram às mesmas em todas as simulações.

Tabela 4.2 - Propriedades dos fluidos utilizados na simulação

Propriedades	Massa específica (kg/m³)	Viscosidade dinâmica (Pa.s)	Tensão interfacial* (N/m)	Fonte
Água	999	0,001	-	Ghosh et al., 2010
Óleo 1	960	0,22	0,039	Sharma et al., 2011
Óleo 2	854,80	0,62	0,032	Jiang et al. 2014
Óleo 3	946	1,193	0,029	Vara, 2001

*entre óleo e água

A partir de pesquisas e estudos realizados da literatura já publicada sobre o tema deste trabalho, pode-se considerar uma “insuficiência” da literatura em apresentar experimental e numérico quando em escoamento de líquidos imiscíveis. No entanto, foi analisado que o trabalho de Ghosh et al. (2010) apresentava alguns trabalhos que relacionavam experimentais e numéricos juntos, descrevendo de maneira clara os métodos empregados. Assim, tornou-se como ponto de partida para descrever este trabalho.

Para a finalidade de validar a simulação, os resultados foram comparados com os dados experimentais e numérico relatados por Ghosh et al. (2010), as condições referem-se ao Caso 1 (Tabela 4.3). Além disso, as condições de entrada no escoamento, como a velocidade

superficial constante do óleo e variação na velocidade superficial da água, também foram baseadas no trabalho de Ghosh et al. (2010), onde visualizaram o escoamento *core annular* para estas faixas de velocidade superficial.

Segundo Andrade (2008) para que o transporte do óleo através da técnica do *core-flow* seja otimizado, deve ser realizada uma mudança da velocidade superficial da água, mantendo-se constante a do óleo. Conseqüentemente, o autor realizou simulações utilizando velocidades superficiais de entrada de água variando entre 0,4 e 1,4 m/s, mantendo constante a de óleo igual a 0,4 m/s, buscando de forma eficiente uma máxima lubrificação da parede, ou seja, uma queda de pressão mínima.

As Tabelas 4.3 e 4.4 apresentam os casos simulados neste trabalho para o escoamento horizontal *core annular* de uma mistura água-óleo, onde estão explícitos os valores da velocidade superficial constante do óleo, velocidade superficial da água e propriedades do óleo (1, 2 e 3). Nestas condições, as simulações foram realizadas a partir de um estudo de malha grosseira seguidas de um refino na malha.

Tabela 4.3 - Condições utilizadas nas simulações com o duto horizontal preenchido com óleo

Condições	U_o (m/s)	U_w (m/s)	Propriedade do óleo
Caso 1*	0,53	0,3	Óleo 1
Caso 2	0,24	0,17	
Caso 3	0,24	0,42	Óleo 1
Caso 4	0,24	0,55	
Caso 5	0,24	0,17	Óleo 2
Caso 6	0,24	0,55	
Caso 7	0,24	0,17	Óleo 3
Caso 8	0,24	0,55	

*escoamento vertical (para validação com Ghosh et al. (2010)).

Tabela 4.4 - Condições utilizadas nas simulações com o duto horizontal preenchido com água

Condições	U_o (m/s)	U_w (m/s)	Propriedade do óleo
Caso 9	0,53	0,3	
Caso 10	0,53	0,75	Óleo 1
Caso 11	0,53	1,0	
Caso 12	0,53	0,3	Óleo 2
Caso 13	0,53	1,0	
Caso 14	0,53	0,3	Óleo 3
Caso 15	0,53	1,0	

4.5 Solução numérica

O uso de técnicas numéricas para a solução de problemas complexos de engenharia e da física é hoje muito aproveitada. A versatilidade e generalidade dos métodos numéricos para a simulação desses problemas, e a relativa simplicidade de aplicação dessas técnicas, são fatores motivadores para o seu uso (MALISKA, 2004, VERSTEEG e MALALASEKERA, 2007, FERZIGER e PERIC, 2002). O Método de Volumes Finitos foi utilizado para discretizar o conjunto de equações do modelo encontrado no Capítulo 3. Este método foi escolhido uma vez que garante a conservação das variáveis envolvidas, tanto no nível elementar quanto global. Muitos autores têm utilizado este método para a discretização das equações de conservação, como Rashimi et al. (2007), Johansson (2011) e Al-Yaari e Sharkh (2011).

Para o acoplamento da velocidade-pressão foi utilizado o algoritmo PISO (*Pressure Implicit with Splitting of Operators* de Issa, 1986). Neste algoritmo, a restrição da equação da conservação de massa do campo velocidade é atingida resolvendo-se uma equação da correção de pressão. Essa equação é deduzida da equação da conservação de quantidade de

movimento, de forma a garantir que o campo velocidade, corrigido pela pressão, satisfaça a continuidade (equação da conservação de massa) (SÓRIA, 2009). De acordo com Versteeg e Malalasekera (2007) as comparações dos algoritmos de acoplamento velocidade-pressão, tem mostrado que o desempenho de cada um depende das condições de escoamento. Este algoritmo pode ser considerado como extensão de outros, onde para escoamentos transientes ele envolve um passo predito e dois passos corretores, aumentando assim seu rendimento. O algoritmo PISO apresenta comportamento de convergência robusta e exige menos esforço computacional do que o algoritmo SIMPLEC. Trabalhos como de Garimelha et al (2005) e Johansson (2011) empregaram este algoritmo para o acoplamento velocidade-pressão.

Para o esquema de interpolação da pressão foi utilizado o PRESTO (*Pressure Staggering Option*). Esquema também empregado por Sória (2009), Ghosh et al. (2010), Al-Yaari e Sharkh (2011) e Kaushik et al. (2012).

A discretização espacial do escoamento convectivo - difusivo foi realizada pelo método *Upwind* de Primeira Ordem. As equações de energia cinética e taxa de dissipação turbulenta também foram discretizadas por este método. Os fatores de relaxação foram escolhidos entre 0,2 e 0,5 para as equações do modelo fluidodinâmico e 1,0 para as demais equações. Além disso, para essas simulações numéricas foi considerado o escoamento isotérmico, não havendo transferência de massa entre as fases e ambos os fluidos incompressíveis.

Para discretização da equação de fração de volume foi utilizado o método VOF explícito. Dessa maneira, o tratamento na interface através das faces foi interpolado usando o esquema de reconstrução geométrica linear por partes. Segundo Youngs (1982) esse esquema é recomendado por representar mais precisamente a interface.

Devido ao comportamento dinâmico das duas fases do escoamento, foi realizada uma simulação de regime transiente com passo de tempo de 1×10^{-4} . O critério de convergência das variáveis: massa, componentes da velocidade e fração de volume foram escolhidas na ordem de 1×10^{-4} . E para o caso de energia cinética e taxa de dissipação turbulenta na ordem de 1×10^{-3} .

Na Tabela 4.5 são explicadas as condições gerais do problema e da solução numérica do escoamento água-óleo para este trabalho.

Tabela 4.5 - Condições gerais do problema e da solução numérica

Tipo de escoamento	Bifásico (água-óleo)
Regime de escoamento	Transiente
Condições do modelo	CNTP (a 25°C e 1 atm)
Técnica de escoamento	Escoamento <i>core annular</i> (Horizontal/3D)
Modelo multifásico	Volume dos fluidos (VOF)
Esquema de interpolação	VOF Explícito / Reconstrução geométrica
Modelo de Tensão superficial	Tensão de superfície contínua (CSF)
Modelo de Turbulência	Padrão $k - \varepsilon$ Constantes empíricas: $C_{1\varepsilon} = 1,44$, $C_{2\varepsilon} = 1,92$ $C_{\mu} = 0,09$, $\sigma_k = 1,0$, $\sigma_{\varepsilon} = 1,3$
Rugosidade na parede	Lisa (0 m)
Solver	Baseado na pressão
Acoplamento Pressão-Velocidade	PISO (<i>Pressure Implicit with Splitting of Operators</i>)
Discretização	Pressão = PRESTO (<i>Pressure Staggering Option</i>) Eq. Movimento = <i>Upwind</i> de Primeira Ordem Fração de volume = Reconstrução geométrica Energia cinética e taxa de dissipação turbulenta = <i>Upwind</i> de Primeira Ordem
Critério de convergência	1×10^{-4}
Passo de tempo	0,0001 s

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo apresenta-se a validação do modelo numérico com resultados experimentais, os modelos são usados para encontrar informações úteis sobre a hidrodinâmica de escoamento *core annular* água-óleo. Logo prosseguiu-se com as simulações referentes ao escoamento água-óleo em um duto horizontal.

Na sequência é discutido o tamanho da malha computacional sobre os resultados numéricos utilizados neste trabalho. Também é apresentado um estudo dos parâmetros hidrodinâmicos, bem como avaliou-se o comportamento na interface, queda de pressão e perfil de velocidade ao longo de um duto horizontal.

5.1 Malha computacional independente

A seguir apresentam-se os resultados obtidos para malhas com diferentes números de elementos, as quais foram utilizadas para a resolução numérica do modelo proposto neste trabalho. O objetivo destas simulações iniciais foi avaliar o efeito do número de elementos sobre a capacidade em descrever o comportamento do escoamento *core annular* água-óleo no interior do duto circular horizontal.

O estudo de malha foi realizado para duas malhas computacionais, uma com 53.424 elementos e outra contendo 104.849 elementos, conforme anteriormente apresentado na Tabela 4.1. As simulações foram conduzidas para um estudo de caso em que a velocidade superficial do óleo 3 é igual a 0,24 m/s e a velocidade superficial da água de 0,17 m/s, sob condições de escoamento em regime *core annular*.

Os resultados obtidos são apresentados nas Figuras 5.1 e 5.2 para ambas as malhas, onde a cor vermelha representa a fase oleosa e a cor azul representa a água. Estas figuras apresentam o contorno da fração de óleo ao longo do duto para um tempo computacional de 10 s.

Figura 5.1 - Contorno da fração de óleo para malha computacional com 53.424 elementos e $U_o = 0,24$ m/s e $U_w = 0,17$ m/s, óleo 3



Figura 5.2 - Contorno da fração de óleo para malha computacional com 104.849 elementos e $U_o = 0,24$ m/s e $U_w = 0,17$ m/s, óleo 3



Observa-se na Figura 5.1 que a malha com 53.424 elementos descreveu uma interface quase que plana ao longo de todo o escoamento. Porém, na Figura 5.2, onde a malha com 104.849 elementos é utilizada, sob as mesmas condições de escoamento e frações de volume do óleo na alimentação, observa-se que o resultado mostrou-se mais representativo do fenômeno de oscilação da interface água-óleo quando em escoamento *core annular* no interior do duto circular. Visto que o tempo computacional para as malhas com 53.424 e 104.849 elementos foram de 90 s e 140 s, respectivamente, a malha com 104.849 elementos foi a malha computacional escolhida para as demais simulações.

Segundo Souza (2011), de modo geral, o tamanho da malha computacional precisa ser suficientemente refinado para capturar bem e descrever a interface de água-óleo durante o escoamento, mas deve-se evitar que o número de elementos da malha seja excessivamente alto, visto que malhas muito refinadas requerem um maior tempo para a obtenção da solução.

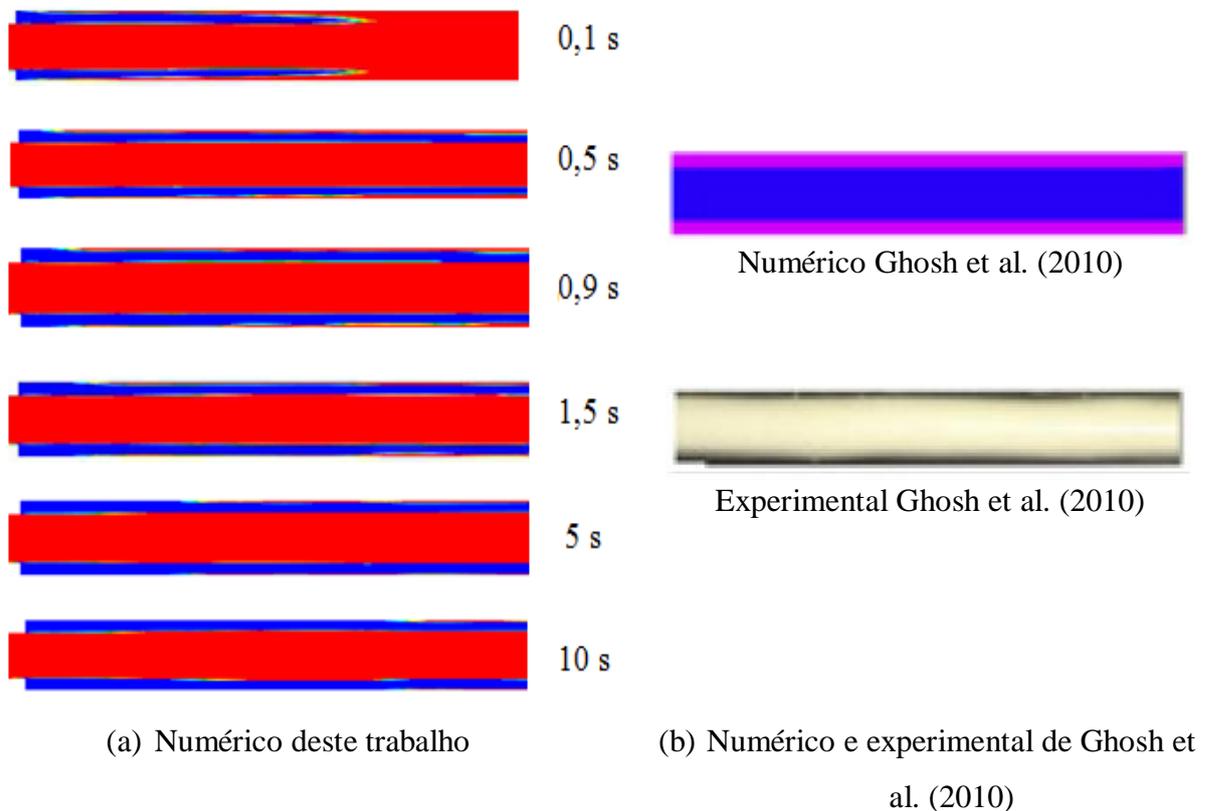
5.2 Validação do modelo com resultados experimentais e numéricos de Ghosh et al. (2010)

De modo a validar os resultados obtidos através das simulações realizadas neste trabalho, estes foram confrontados com os dados experimentais e numéricos apresentados por Ghosh et al. (2010).

As simulações numéricas para as condições de alimentação referente ao Caso 1 ($U_o = 0,53$ m/s e $U_w = 0,3$ m/s, óleo 1, conforme Tabela 4.3) forneceram um desenvolvimento no

escoamento *core annular*, próxima a entrada do duto ($L/D = 10$). Estes resultados são apresentados na Figura 5.3, juntamente com as fotografias correspondentes, resultantes de dados experimental/numérico de Ghosh et al. (2010).

Figura 5.3 - Contornos da fração de óleo no escoamento *core annular* com Caso 1, em diferentes tempos

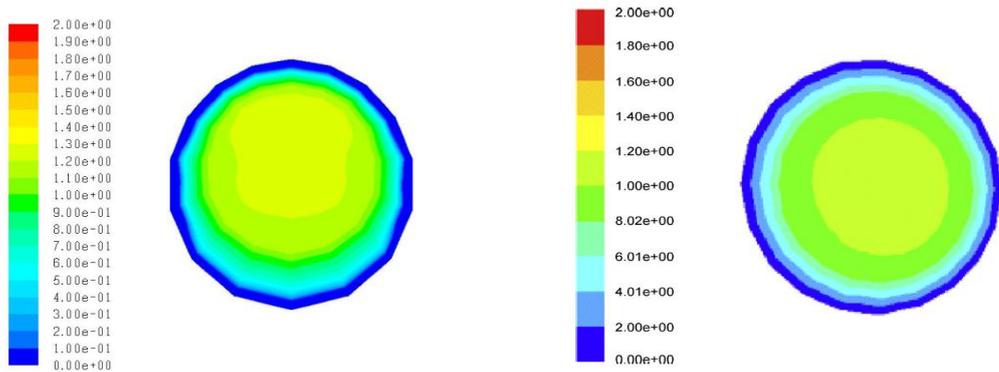


Na Figura 5.3, a cor vermelha representa a fase oleosa e a cor azul representa a água. Pode-se observar nesta sequência de imagens o desenvolvimento do escoamento *core annular* água-óleo no interior do duto circular. Verifica-se a formação de uma película de água na região próxima à parede do duto, enquanto o óleo, por ser mais viscoso, escoar na região central da tubulação. Estas imagens estão em conformidade com os dados experimentais e numéricos (malha consiste em 55.105 elementos hexaédricos) apresentados por Ghosh et al. (2010). Os resultados obtidos para as condições do Caso 1 ($U_o=0,53$ m/s e $U_w =0,3$ m/s) indicam a necessidade de um tempo superior a 0,9 segundos para iniciar-se o escoamento *core annular* ao longo de todo o duto.

Dessa forma, nas simulações do escoamento *core annular* para a condição $U_o = 0,53$ m/s e $U_w = 0,3$ m/s, foi considerado desenvolvido em um tempo de simulação computacional superior a 1,5 s.

Na Figura 5.4 apresenta-se o contorno do perfil de velocidade na seção transversal, referente ao Caso 1 ($U_o = 0,53$ m/s e $U_w = 0,3$ m/s, óleo 1) em $L/D = 20$ para o tempo de simulação igual a 1,5 s. Observa-se uma variação gradual da amplitude de velocidade na direção radial, apresentando uma velocidade mais elevada na região central do duto em torno de 1,25 m/s e esta diminui gradualmente até que, finalmente, torna-se zero na parede. Este mesmo comportamento também foi observado no trabalho de Ghosh et al. (2010).

Figura 5.4 - Contorno do perfil de velocidade na seção transversal em $L/D = 20$ ($t = 1,5$ s)

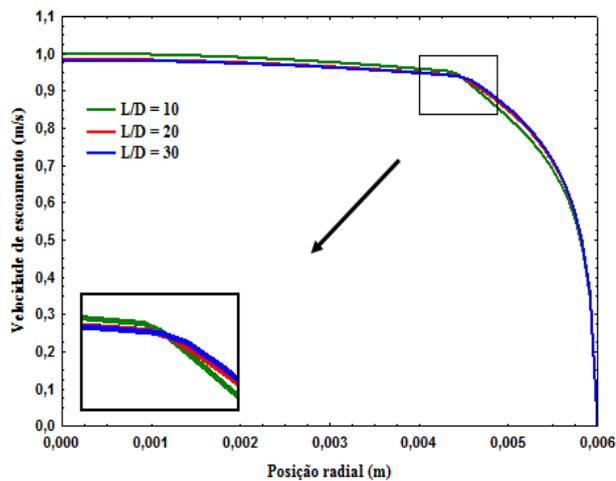


(a) Numérico deste trabalho

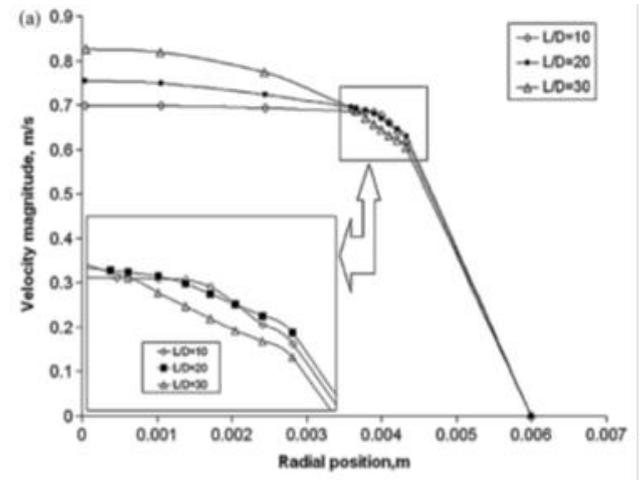
(b) Numérico de Ghosh et al. (2010)

Para melhor compreender as características do escoamento água-óleo, avaliou-se ainda para o Caso 1 ($U_o = 0,53$ m/s e $U_w = 0,3$ m/s, óleo 1) o campo de velocidade em três diferentes posições axiais do duto ($L/D = 10, 20$ e 30), para o tempo de simulação ao atingir o regime permanente. Estes resultados são apresentados nas Figuras 5.5 e 5.6. Observa-se uma alteração no perfil de velocidade e na espessura do filme de água na parede do duto à medida que o escoamento da mistura água-óleo se desenvolve ao longo do duto.

Figura 5.5 - Perfil de velocidade radial em diferentes posições axiais, Caso 1

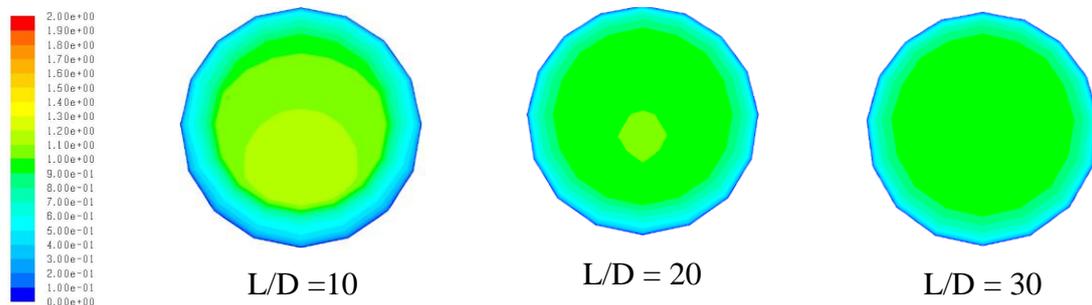


(a) Numérico deste trabalho



(b) Numérico de Ghosh et al. (2010)

Figura 5.6 - Contorno do perfil de velocidade na seção transversal, Caso 1



Verifica-se que na Figura 5.5 todos os pontos do escoamento apresentaram um perfil de velocidade plano na região central, com velocidades entre 0,9 e 1 m/s, e tendo ao longo do raio uma redução na velocidade do fluido, decorrente do atrito entre as fases que gera uma desaceleração do fluido, até uma velocidade nula na parede do duto. Também é observada através da mudança do gradiente de velocidade radial uma mudança na posição da interface, que ocorre entre 0,0045 e 0,005 m a partir do centro do duto. Um comportamento semelhante a esta também foi obtido por Ghosh et al. (2010), o que valida a realização deste modelo. Este comportamento é uma consequência de alterações na espessura do filme de água na parede do duto, situação que pode ser observada na Figura 5.6 ($L/D = 10$).

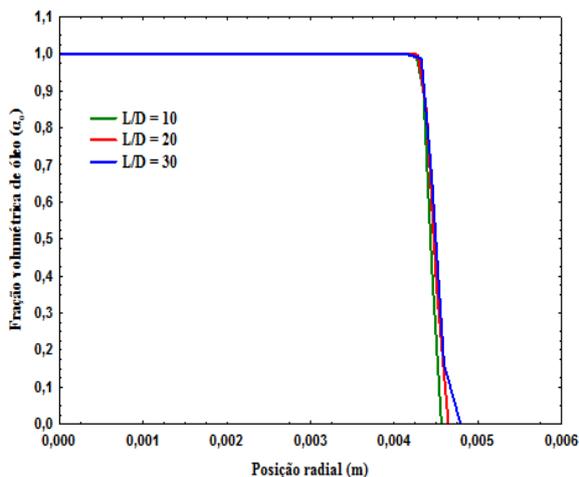
Na Figura 5.7 apresenta-se o perfil de fração de volume de óleo em diferentes posições axiais ($L/D = 10, 20$ e 30) realizadas neste trabalho, para o Caso 1 e por Ghosh et al. (2010).

Observa-se que à medida que o escoamento se desenvolve o efeito de escorregamento entre as duas fases ocasiona um deslocamento da interface entre a água e o óleo.

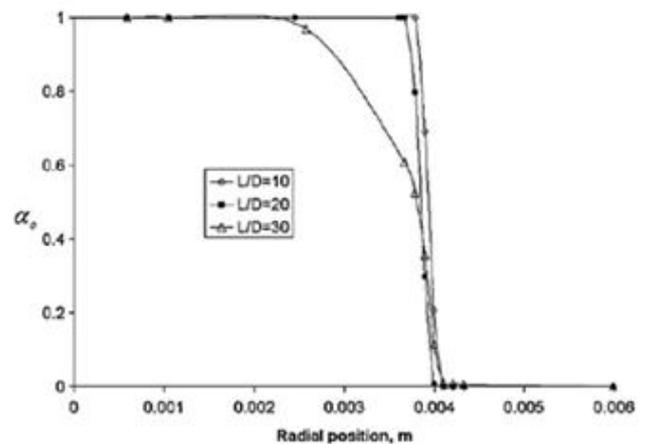
Ambos os resultados apresentam comportamento semelhante, no entanto no trabalho de Ghosh et al. (2010) ocorreu uma queda mais acentuada da fração de óleo próximo a saída do duto ($L/D = 30$), que pode ser observada por uma fração de óleo menor na região entre 0,0025 e 0,0035 m.

A fração de volume de óleo, para este trabalho, se manteve constante e igual a 1 sobre a seção formada pelo centro de óleo com raio de até aproximadamente 0,004 m, a partir disso, observa-se uma súbita redução da fração volumétrica de óleo nas proximidades da parede do duto. Comportamento semelhante foi apresentado nas simulações de Andrade (2008) pelo escoamento das fases, água-óleo. O autor relaciona este fato com o núcleo de óleo estar escoando com ondulações muito pequenas, o que provavelmente se acentuaria se fosse levado em consideração o efeito da força de corpo que foi desconsiderada em seu trabalho.

Figura 5.7 - Fração de volume de óleo em diferentes posições axiais, Caso 1



(a) Numérico deste trabalho



(b) Numérico de Ghosh et al. (2010)

5.3 Duto horizontal preenchido com óleo

Após validar os resultados da solução numérica com dados experimentais e numéricos da literatura, fez-se necessário analisar o escoamento *core annular* água-óleo com o duto na

horizontal completamente preenchido com óleo, conforme condições expostas na Tabela 4.3, avaliando a interface água-óleo, velocidade de escoamento, efeito da viscosidade e queda de pressão.

5.3.1 Análise no comportamento da interface água-óleo

Através das simulações foi possível analisar o comportamento da interface água-óleo, a partir disso foram avaliados para as mesmas condições de escoamento ($U_o = 0,24$ m/s e $U_w = 0,17$ m/s) com diferentes óleos (1, 2 e 3), referentes aos Casos 2, 5 e 7 (conforme Tabela 4.3). Os resultados obtidos são apresentados nas Figuras 5.8 a 5.10. Essas figuras descrevem as sequências de imagens para os contornos da fração de volume de óleo próximo à saída do duto horizontal ($L/D = 30$) em diferentes instantes de tempo. Deve-se ressaltar que em todos os casos o duto estava inicialmente preenchido com óleo.

Figura 5.8 - Contornos na seção transversal das frações de volume de óleo 1, Caso 2

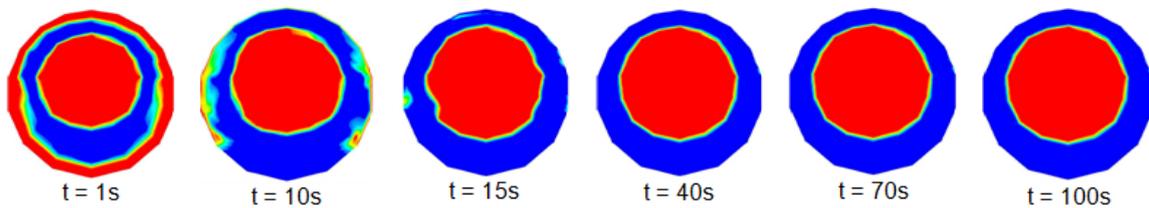


Figura 5.9 - Contornos na seção transversal das frações de volume de óleo 2, Caso 5

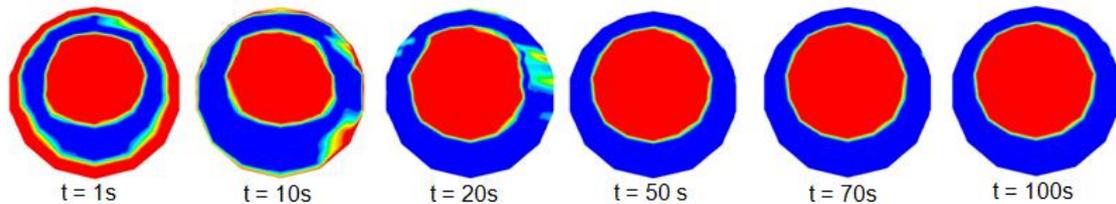
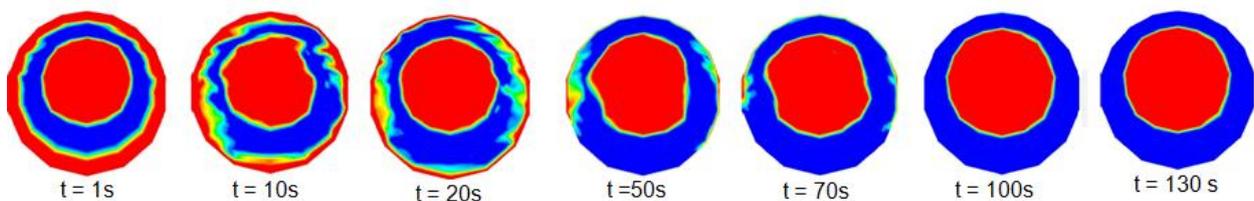


Figura 5.10 - Contornos na seção transversal das frações de volume de óleo 3, Caso 7



A cor vermelha representa o óleo enquanto o azul representa a água. Analisando os resultados apresentados nas Figuras 5.8, 5.9 e 5.10, observa-se que no instante inicial, o duto está completamente preenchido com óleo, e a água gradualmente é injetada na região anular, formando uma película em volta da parede interna. Assim o escoamento *core annular* passa a ser formado gradualmente com o avanço do tempo, na secção à jusante a região de entrada.

Comparando as imagens no tempo de 10s, observa-se que o Caso 7 apresentou maiores ondulações na interface, devido a viscosidade do óleo 3 ser mais elevada, quando comparada com os demais, intensificando essas ondulações próximas à interface.

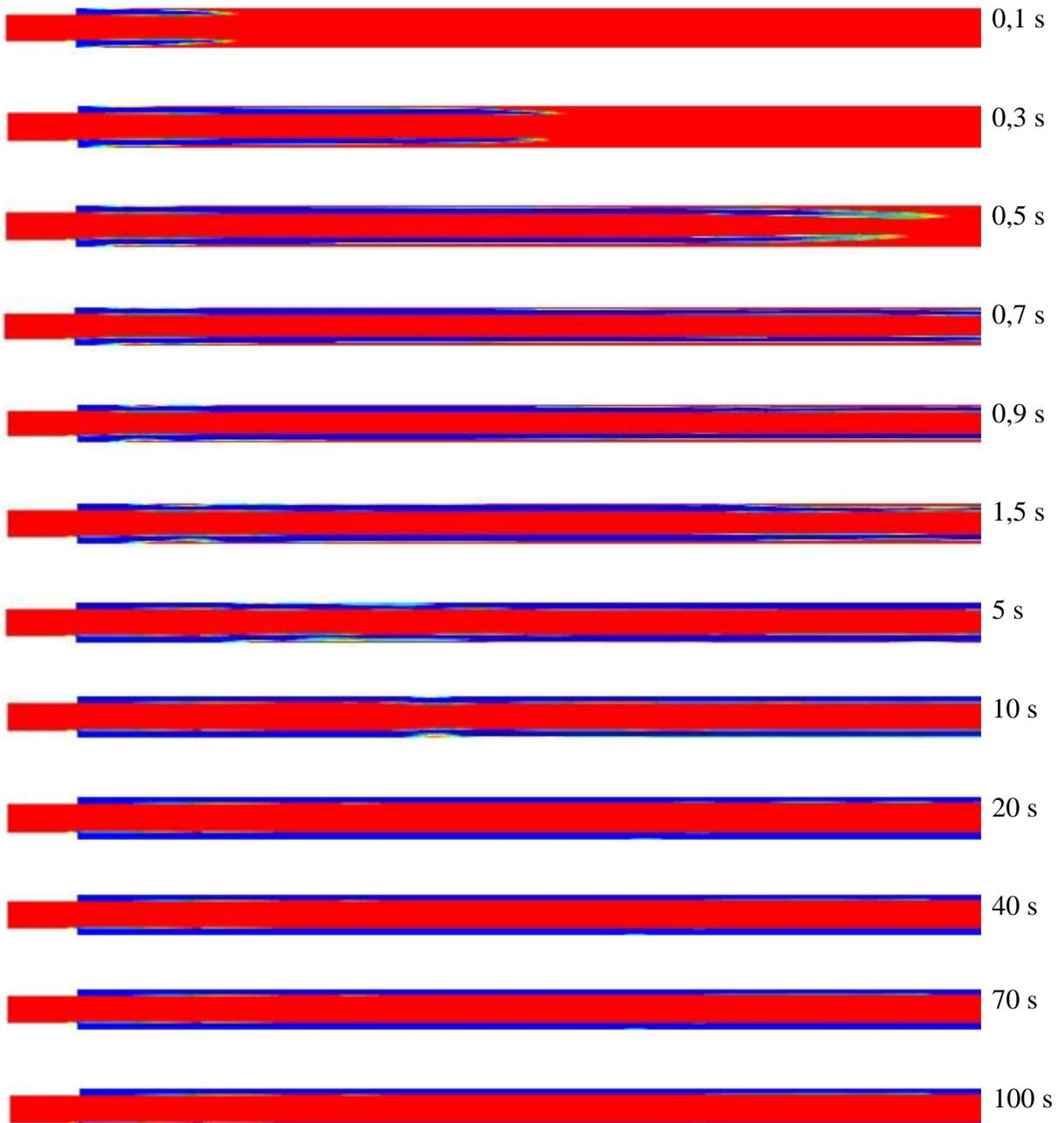
Quando se compara os resultados obtidos para os diferentes óleos (óleo 1, 2 e 3) não foram observados grandes diferenças nos contornos da fração de óleo a partir de 50 s, por outro lado, houve diferença significativa no tempo de simulação computacional. A simulação referente ao Caso 5 apresentou um menor tempo de simulação computacional (90 s) não impondo muitas resistências ao escoamento e atingindo o regime permanente mais rapidamente. Considera-se que por ser este um óleo com menor massa específica, mais leve do que a água se movimenta em direção à porção superior pela fluatuabilidade, comportamento semelhante foi observado por Jiang (2014).

O desenvolvimento da interface água-óleo pode ser visualizado na Figura 5.11, onde a cor vermelha representa o óleo enquanto o azul representa a água. Estes resultados ilustram a formação do filme de água na parede do duto horizontal em diferentes tempos computacionais na posição do duto $L/D = 30$, para as condições descritas no Caso 2 ($U_o = 0,24$ m/s e $U_w = 0,17$ m/s, óleo 1).

Na Figura 5.11 a sequência de imagens mostra a água sendo injetada na parede do duto e, conseqüentemente, ocorre a formação do filme de água envolvendo o centro de óleo. Estes resultados mostram ondulações na interface a partir de 0,7 s, em virtude da diferença de viscosidade da mistura água-óleo. Também se observa que entre o período de tempo computacional de 5 e 10 s existe pequenas frações de óleo escoando na parede, fato este que provoca um aumento na queda de pressão. A partir do instante de 20 s percebe-se na Figura 5.11 que a fração de água já envolveu quase por completo o óleo na região central do duto, havendo pequenas frações de óleo na parede a partir de $L/D = 30$. Para estas condições de escoamento (Caso 2), o regime completamente desenvolvido foi alcançado após 100 s. Através destas imagens pode-se compreender que esta faixa de velocidade atingiu o escoamento *core annular*. Entretanto, exigiu um longo tempo de simulação computacional e

ainda existia fração de óleo na parede do duto até aproximadamente o instante de 30 s de simulação.

Figura 5.11 - Formação do filme de água na parede do duto horizontal até $L/D = 30$, em diferentes tempos computacionais, Caso 2

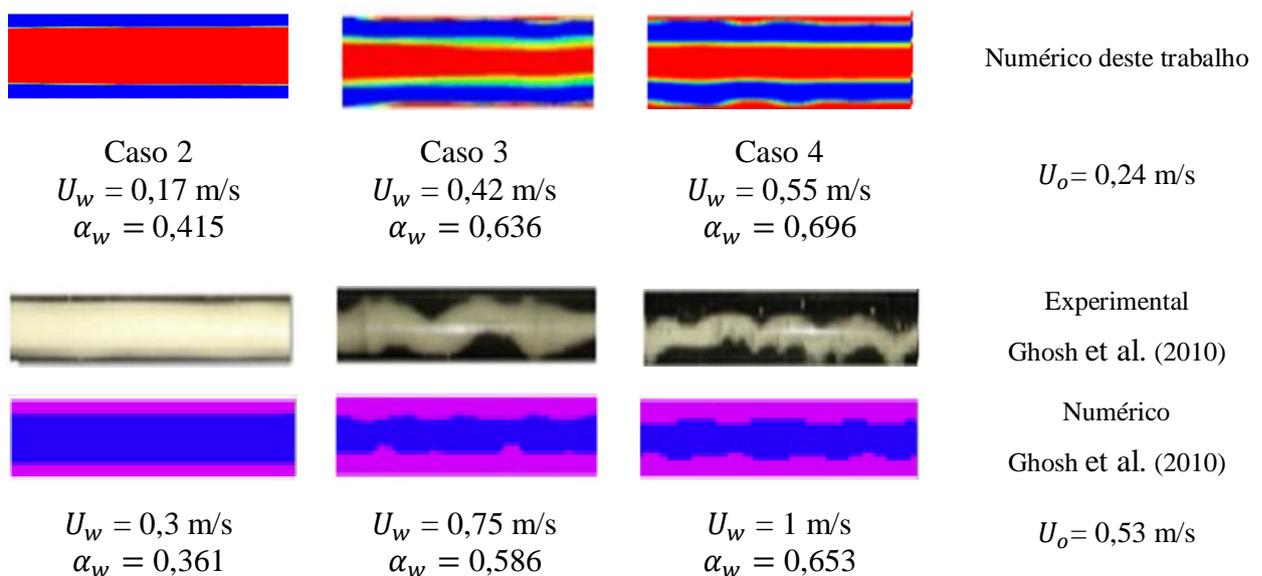


5.3.2 Estudo dos parâmetros hidrodinâmicos

5.3.2.1 Velocidade de escoamento

As simulações numéricas para as diferentes condições de alimentação, e mesmo óleo 1, forneceram diferentes distribuições de escoamento (Casos 2, 3 e 4, conforme Tabela 4.3), e estes resultados, juntamente com as imagens correspondentes, resultantes de dados experimentais e simulados de Ghosh et al. (2010), são apresentados na Figura 5.12.

Figura 5.12 - Visualização do escoamento água-óleo para diferentes velocidades superficiais



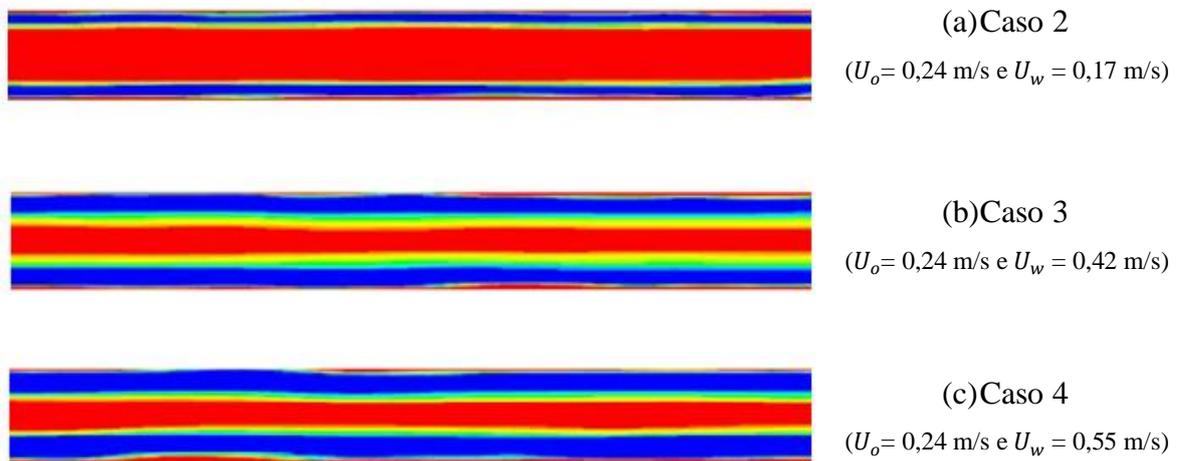
Na Figura 5.12 os resultados demonstraram uma relação razoável entre os regimes simulados com os resultados experimentais e simulados de Ghosh et al. (2010). Mesmo apresentando diferentes velocidades superficiais de água e óleo, e o escoamento deste trabalho acontecendo no duto horizontal e em Ghosh et al. (2010) em duto vertical. Dessa maneira, observa-se que os resultados evidenciaram ondulações na interface água-óleo, mesmo que não apresentem a mesma intensidade quanto as imagens dos experimentos de Ghosh et al. (2010).

Pode-se observar que para velocidade superficial mais baixa da água, como no Caso 2 ($U_o = 0,24 \text{ m/s}$ e $U_w = 0,17 \text{ m/s}$, óleo 1), foi obtido o escoamento *core annular* mais definido. Próximo desta faixa de velocidades Andrade (2008) também observou em suas simulações o

escoamento *core annular*. No entanto, para altas velocidades, um filme de óleo se forma sobre a parede do duto e, conseqüentemente, maiores amplitudes de ondulações podem ser visualizados. Visto que estas simulações estão no tempo computacional de 10 s, tempo este que melhor visualizou as ondulações.

Na Figura 5.13 apresenta-se a ampliação das imagens anteriores (Figura 5.12) para a distribuição da fração do óleo referente aos Casos 2, 3 e 4 (óleo 1). Estes resultados demonstram que um aumento na vazão de água altera o comportamento na interface água-óleo.

Figura 5.13 - Distribuição do escoamento para diferentes velocidades superficiais



Observa-se na Figura 5.13 (a) que sob estas condições o escoamento é caracterizado por apresentar uma interface uniforme e lisa, sem ondulações. Porém, quando se aumenta a vazão da água (Figura 5.13 b e c) observa-se que surgem ondulações na interface. Como existe uma grande diferença entre a viscosidade da água e do óleo ($\mu_{\text{óleo}}/\mu_{\text{água}}=220$) um aumento na vazão de água ocasiona maiores gradientes de velocidade na interface água-óleo e conseqüentes perturbações (ou ondulações) na interface são geradas por um aumento dos efeitos de turbulência. Comportamento semelhante é descrito por Yusuf et al. (2012), onde relatam que um aumento da velocidade superficial da água provoca um aumento na turbulência e o óleo entra em contato com gotículas de água na interface.

5.3.2.2 Efeito da viscosidade do óleo

Com o objetivo de avaliar o efeito da viscosidade do óleo sobre o comportamento de escoamento *core annular* água-óleo no interior de um duto circular horizontal, foram avaliados para as mesmas condições de escoamento ($U_o = 0,24$ m/s e $U_w = 0,55$ m/s) com diferentes óleos (1, 2 e 3), referentes aos Casos 4, 6 e 8 (conforme Tabela 4.3). Os resultados obtidos são apresentados nas Figuras 5.14, 5.15 e 5.16.

Figura 5.14 - Contorno das frações volumétricas de óleo 1 na seção transversal, Caso 4 ($t = 1,5$ s)

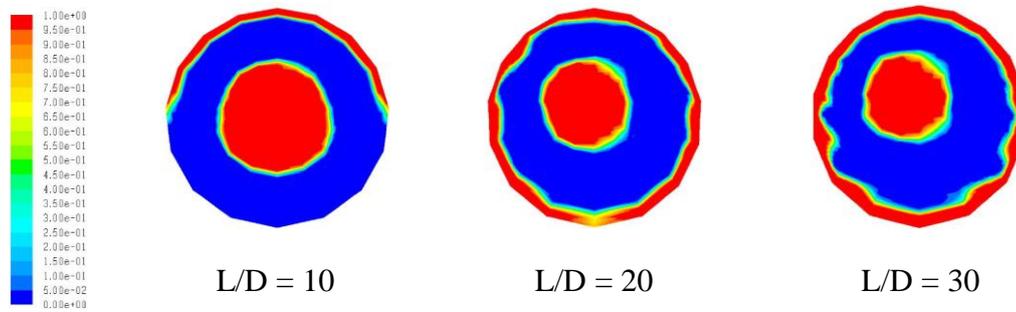


Figura 5.15 - Contorno das frações volumétricas de óleo 2 na seção transversal, Caso 6 ($t = 1,5$ s)

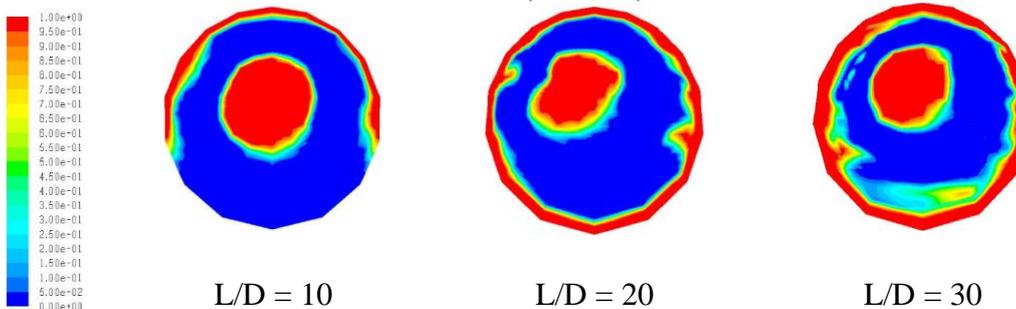
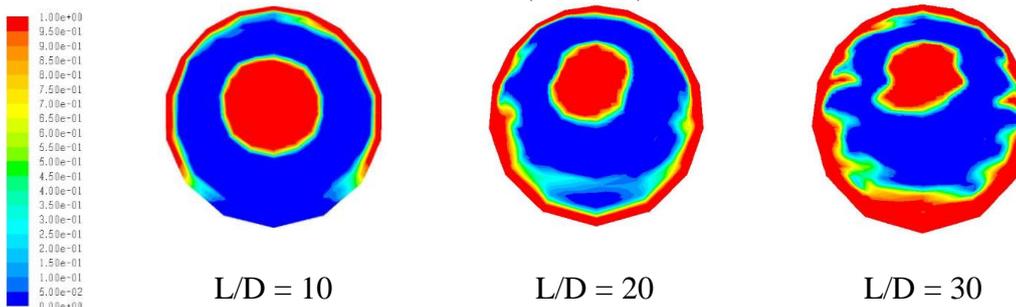


Figura 5.16 - Contorno das frações volumétricas de óleo 3 na seção transversal, Caso 8 ($t = 1,5$ s)



Estas figuras apresentam o contorno das frações de volume do óleo na seção transversal em diferentes posições do duto ($L/D = 10, 20$ e 30), para o tempo de simulação igual a $1,5$ s. A partir destes resultados (Figuras 5.14 a 5.16) pode-se observar um comportamento diferente para a interface água-óleo mediante o escoamento de diferentes óleos (diferentes viscosidades), demonstrando que a viscosidade do óleo apresenta grande influência sobre o comportamento da interface.

Observa-se que próximo à entrada do duto ($L/D = 10$), para todos os óleos, obteve-se um comportamento muito semelhante, uma interface bem definida, com poucas ondulações e com pequeno deslocamento do núcleo do escoamento de óleo, o que é uma consequência da diferença de massa específica entre os fluidos água e óleo. Os resultados para o ponto intermediário ($L/D=20$) e próximo ao final do duto ($L/D=30$) mostram que ainda não foi alcançado o escoamento desenvolvido, devido ao tempo computacional de $1,5$ s ser muito pequeno. Além disso, à medida que o escoamento avança, tem-se um aumento dos efeitos da turbulência sobre o comportamento da interface e verifica-se que um aumento na viscosidade intensifica as ondulações na interface. Comportamento semelhante é relatado por Al-Wahaibi et al. (2014), onde menciona que quanto maior for a diferença de viscosidade entre os dois fluidos, aumentar-se-á a instabilidade da interface água-óleo e a amplitude das ondulações crescem. Por outro lado, as forças de tensão interfacial e gravidade tendem a estabilizar a interface. Quando as forças desestabilizadoras são maiores do que as de estabilização, as ondas se tornam instáveis e eventualmente gotas irão se formar.

No trabalho experimental de Angeli e Hewitt (2000), realizados em duto horizontal, foi empregado viscosidade do óleo bastante inferior ($0,0016$ Pa.s) quando comparadas aos óleos em estudo (por exemplo, óleo 1 = $0,22$ Pa.s). Nestas condições Angeli e Hewitt (2000) não observaram o regime de escoamento *core annular*. Isto está provavelmente relacionado à viscosidade do óleo mais baixa. Como relatado por Grassi et al. (2008), que a alta viscosidade de óleo favorecerá a formação de regime de escoamento anular.

No presente estudo, embora os valores de tensão interfacial variassem entre $0,029$ e $0,039$ N/m, mostraram que a razão da viscosidade do óleo ser mais elevada provocou ondulações da interface água-óleo. Segundo Andrade (2008) uma maior tensão interfacial induz a um comprimento de onda mais longo, mudança na distribuição de pressão, um maior volume de óleo, e, conseqüentemente, um atrito maior entre a onda de óleo formada e a parede do duto.

5.3.3 Queda de pressão no duto preenchido com óleo

As quedas de pressão para os Casos 4, 6 e 8 ($U_o = 0,24$ m/s e $U_w = 0,55$ m/s) com diferentes óleos (1, 2 e 3) também foram investigadas, com propósito de avaliar o efeito da viscosidade dos óleos e o comportamento do mesmo, conforme apresentado anteriormente nas Figuras 5.14 a 5.16. A Tabela 5.1 apresenta a variação da queda de pressão para diferentes óleos, no tempo de simulação computacional de 1,5 s e quando atingido o regime permanente.

Tabela 5.1 - Variação da queda de pressão para diferentes óleos, Casos 4, 6 e 8

Posição	Óleo 1		Óleo 2		Óleo 3	
	$P_{t=1,5s}$	$P_{\text{permanente}}$	$P_{t=1,5s}$	$P_{\text{permanente}}$	$P_{t=1,5s}$	$P_{\text{permanente}}$
Entrada	3780,81	841,71	5314,43	846,57	6483,34	875,45
L/D = 10	3611,37	801,70	5091,53	809,17	6249,45	836,85
L/D = 20	3168,33	679,39	4498,26	690,07	5519,00	714,84
L/D = 30	2766,56	572,08	3943,93	581,36	4840,79	602,88
Saída	2252,36	450,94	3147,21	459,85	3930,92	481,72
Queda de Pressão (Pa)	1528,45	390,77	2167,22	386,72	2552,42	393,73

* $P_{\text{permanente}}$ = Pressão para o escoamento em regime permanente

Na Tabela 5.1 observa-se um decréscimo da queda de pressão ao longo do duto como esperado, tanto para o tempo computacional de 1,5 s como para o regime permanente. Analisando a queda de pressão no tempo de 1,5 s, os resultados mostram que próximo da entrada do duto ($L/D = 10$), a queda de pressão foi maior, devido o óleo estar em contato direto com a parede e por ser mais viscoso que a água, resulta em uma maior resistência ao movimento (deve-se ressaltar que inicialmente o duto estava preenchido com óleo). Mas à

medida que água foi injetada na seção anular ocorreu uma pequena oscilação queda de pressão, que pode estar associada com alguma ondulação na interface, referente ao comportamento da mistura de água-óleo. No entanto, à medida que o escoamento se propaga ($L/D = 30$) o escoamento *core annular* é estabelecido e a queda de pressão diminui.

Dessa maneira, observa-se que para todos os Casos 4, 6 e 8 a queda de pressão na entrada do duto diminui gradualmente, até atingir a estabilidade do escoamento, alcançando o regime permanente. Conseqüentemente, este fato está associado com a lubrificação da parede do duto pelo filme de água que foi formado, portanto, o regime de escoamento *core annular* foi atingido e alcançado um gradiente de pressão de aproximadamente 390,4 Pa.

Observa-se que para o óleo 2, conforme Tabela 5.1, o gradiente de pressão foi menor, fato este que está relacionado com a menor viscosidade do óleo, causando uma redução das perdas por atrito ao longo do escoamento. No trabalho experimental de Angeli e Hewitt (1998) foi obtido 548,88 Pa/m para um duto de acrílico ($U_o = 0,55$ m/s e $U_w = 0,55$ m/s) e 590,78 Pa/m para o duto de aço ($U_o = 0,22$ m/s e $v_w = 0,54$ m/s). No entanto, a viscosidade usada pelos autores foi de 0,0016 Pa.s, valor menor que o empregado neste trabalho (0,22 Pa.s). Realizando uma comparação nos resultados da queda de pressão pode-se dizer, que está atribuída à diferença na viscosidade do óleo e através da rugosidade da parede apresentada pelos autores (1×10^{-5} e 7×10^{-5} , respectivamente), aumentando assim a queda de pressão. Segundo Gadelha (2013) uma característica da viscosidade do óleo é que ela não se modifica ao longo, mas pode mudar o regime de escoamento, reduzindo o atrito durante o transporte dos produtos muito viscosos. Esta redução no atrito também provoca uma redução na queda de pressão longitudinal e, conseqüentemente, pode influenciar os custos de transportes. Uma desvantagem desta técnica é que o óleo pode entrar em contato com a parede no interior do duto durante o transporte. Isto pode levar um grande aumento na pressão do sistema, resultando em danos para o sistema de transporte. No entanto este trabalho mostrou que inicialmente o duto estava preenchido com óleo, portanto, haveria uma maior queda de pressão próxima à parede nos primeiros instantes de simulação. Mas ao longo do escoamento obteve-se um regime *core annular*.

5.4 Duto horizontal preenchido com água

Após verificar os resultados das simulações obtidos com o duto horizontal completamente preenchido com óleo, fez-se necessário analisar o escoamento *core annular* água-óleo nas condições expostas na Tabela 4.4, quando o duto estava inicialmente preenchido com água. Foram avaliados a interface água-óleo, velocidade de escoamento, efeito da viscosidade e a queda de pressão.

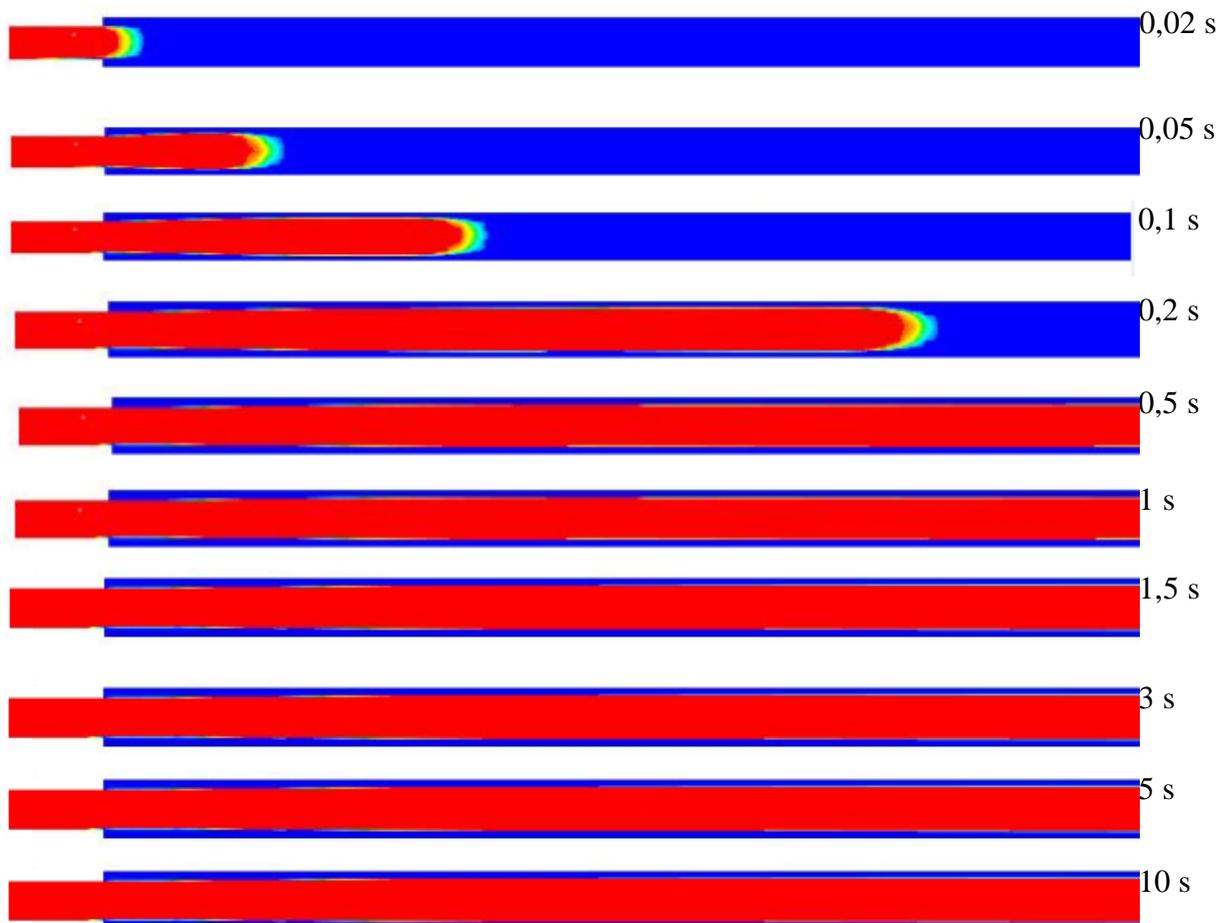
5.4.1 Análise no comportamento da interface água-óleo

Para analisar o comportamento da interface água-óleo, quando o duto horizontal estava inicialmente preenchido com água, as simulações foram conduzidas conforme as condições de escoamento do Caso 9 ($U_o = 0,53$ m/s e $U_w = 0,3$ m/s, óleo 1), apresentadas na Tabela 4.4. O desenvolvimento da interface água-óleo pode ser visualizado na Figura 5.17, onde a cor vermelha representa o óleo enquanto o azul representa a água. Estes resultados ilustram a formação do filme de água na parede do duto horizontal em diferentes tempos de simulação computacionais, na posição do duto até $L/D = 30$.

Na Figura 5.17 a sequência de imagens mostra o óleo sendo injetado no centro do duto e, conseqüentemente, como o duto já estava preenchido com água, essa água foi distribuída para as regiões de parede, dessa maneira iniciou-se a formação do filme de água envolvendo o óleo. Os resultados não mostraram ondulações na interface e também não foi observado durante o tempo de simulação frações de óleo escoando na parede, como apresentado na Figura 5.11. Fato este favorável ao escoamento água-óleo, pois provoca uma redução na queda de pressão. A partir do instante de 1,5 s percebe-se que a fração de óleo já escoou o suficiente para preencher a região central do duto e, portanto a água já envolveu completamente o óleo. Para estas condições (Caso 9), o regime escoamento completamente desenvolvido foi alcançado após 10 s. Através destas imagens pode-se observar que esta faixa de velocidade atingiu o escoamento *core annular*, como proposto no objetivo deste trabalho. Onde foi apresentado um menor tempo de simulação computacional, quando comparado com o duto inicialmente preenchido com óleo, além disso, sem a presença de óleo nas paredes do duto.

Pode-se inferir que as simulações numéricas de escoamento água-óleo com proporção relativamente elevada de viscosidade e com estas forças interfaciais foram capazes de demonstrar o regime de escoamento *core annular*. O que satisfaz os objetivos desse trabalho em realizar o escoamento de óleo mais viscoso no regime *core annular*.

Figura 5.17 - Formação do filme de água na parede do duto horizontal até $L/D = 30$ em diferentes tempos computacionais, Caso 9

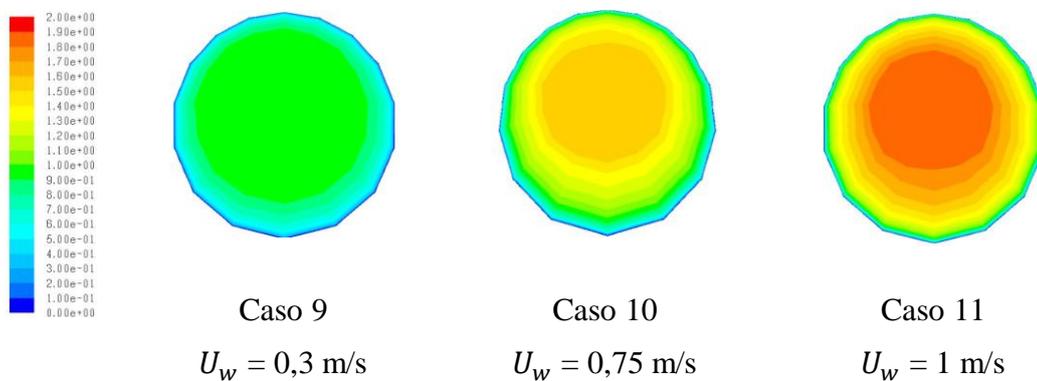


5.4.2 Estudo dos parâmetros hidrodinâmicos

5.4.2.1 Velocidade de escoamento

Na Figura 5.18 apresentam-se os contornos do perfil de velocidade na seção transversal do escoamento *core annular* água-óleo. Esta figura refere-se aos Casos 9, 10 e 11 em diferentes velocidades superficiais da água e constante velocidade superficial do óleo $U_o = 0,53$ m/s, todos os casos são para ao mesmo óleo 1. Os resultados apresentados são para analisar a velocidade de escoamento na seção transversal próximo à saída do duto ($L/D = 30$), no tempo computacional de 1,5 s.

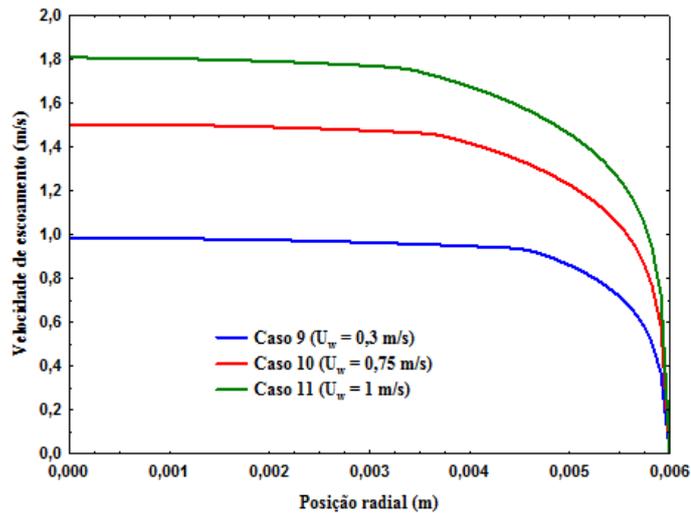
Figura 5.18 - Contorno do perfil da velocidade de escoamento em $L/D = 30$ para $U_o = 0,53$ m/s ($t = 1,5$ s)



O comportamento observado na Figura 5.18 pode ser melhor explicado através da Figura 5.19. Nestas figuras pode-se observar que à medida que a velocidade superficial da água aumenta de 0,3 para 1 m/s, a velocidade de escoamento próximo à saída do duto ($L/D = 30$) é maior no centro entre 0,9 e 1,8 m/s e gradualmente diminuiu para zero na parede. Para estas condições de escoamento não foram observados o surgimento de ondulações, situações onde maiores gradientes de velocidades na interface fazem com que esta região seja perturbada. Comportamento semelhante foi visualizado no trabalho de Dasari et al. (2014), visto que a amplitude das ondas na interface a partir dos resultados simulados aumentou

conforme a velocidade da mistura aumentava. Este autor descreveu que o método VOF foi capaz de prever a natureza do comportamento da onda da interface.

Figura 5.19 - Perfil de velocidade em $L/D = 30$ para $U_o = 0,53$ m/s ($t = 1,5$ s)



5.4.2.2 Efeito da viscosidade

Para avaliar o efeito da viscosidade do óleo sobre o comportamento *core annular* água-óleo no interior do duto horizontal, inicialmente preenchido com água, foram avaliados três diferentes óleos (1, 2 e 3), para mesmas condições de escoamento de $U_o = 0,53$ m/s e $U_w = 1$ m/s.

Os resultados obtidos são apresentados nas Figuras 5.20, 5.21 e 5.22. Estas figuras apresentam os contornos das frações volumétricas de óleo na seção transversal em diferentes posições do duto ($L/D = 10, 20$ e 30), para o tempo de simulação igual a 1,5 s.

Figura 5.20 - Contorno das frações volumétricas de óleo 1 na seção transversal, Caso 11
($t = 1,5$ s)

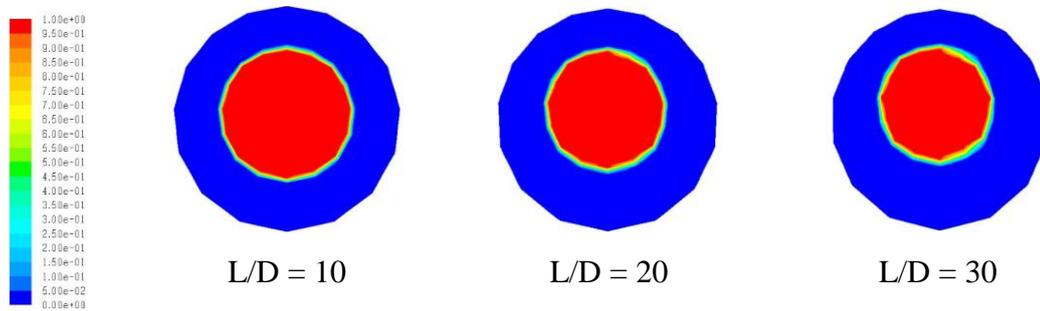


Figura 5.21 - Contorno das frações volumétricas de óleo 2 na seção transversal, Caso 13
($t = 1,5$ s)

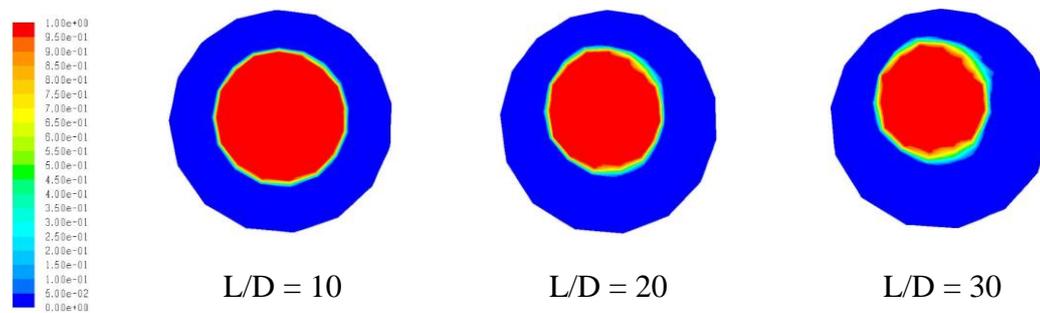
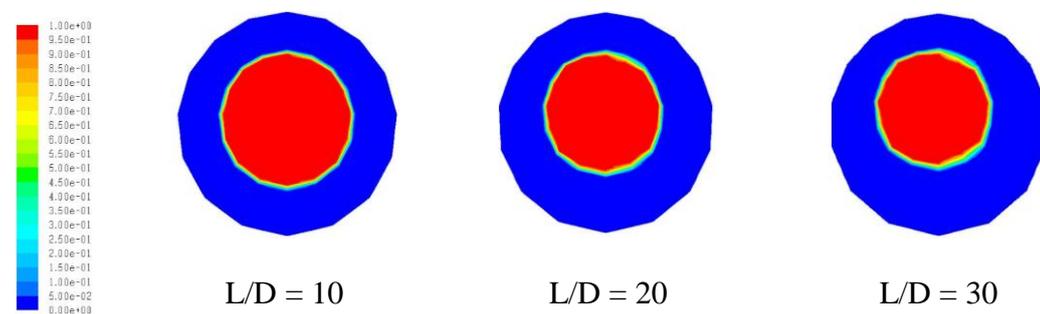


Figura 5.22 - Contorno das frações volumétricas de óleo 3 na seção transversal, Caso 15
($t = 1,5$ s)



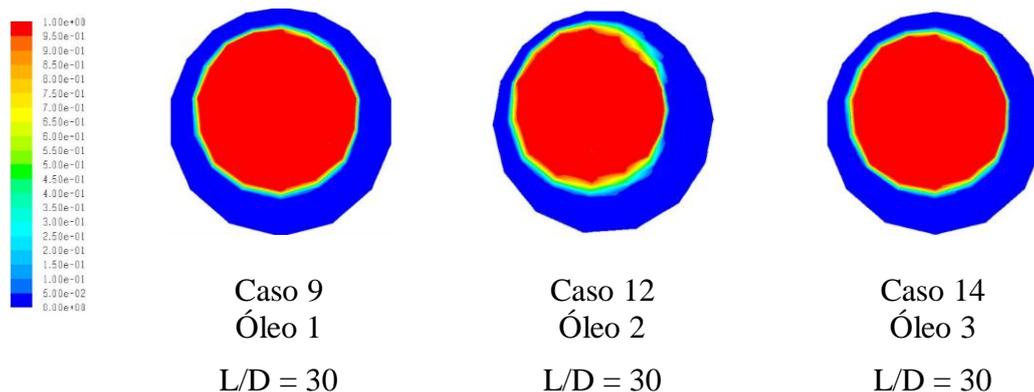
Nas Figuras 5.20 a 5.22 observa-se que para todos os óleos, obteve-se um comportamento muito semelhante, uma interface bem definida, com poucas ondulações, capturando-as suavemente na interface de água-óleo. Para todos os resultados numéricos próximos à saída ($L/D = 30$) ocorreu um pequeno deslocamento do núcleo de óleo, o que é

uma consequência da diferença de massa específica entre os fluidos água e óleo. Por outro lado, observa-se na Figura 5.21 (Caso 13) uma interface água-óleo mais acentuada próximo à saída do duto ($L/D = 30$), isso pode estar associado à viscosidade do óleo 2 ser menor, quando comparada com os outros óleos em estudo (óleo 1 e 3). Contudo, o núcleo de óleo escoará com maior velocidade de escoamento, diminuindo esta região e aumentando o filme de água na parede do duto, conforme apresentado nas Figuras 5.20 a 5.22. Verifica-se também que um aumento na viscosidade não intensificou as ondulações na interface, uma vez que neste tempo computacional de 1,5 s poderá ser visualizado o regime de escoamento permanente ao longo do duto ($L/D = 10, 20$ e 30).

Dessa maneira, foram obtidos bons resultados referentes à interface da mistura quando o duto estava inicialmente preenchido com água. As imagens mostraram um regime de escoamento *core annular* ao longo de todo o duto não apresentando ondulações na interface, quando comparados com as Figuras 5.14 a 5.16. Por conseguinte, uma redução da queda de pressão será observada para estas condições, pois não existe fração de óleo na parede, mostrando que o transporte de óleo pode escoar com mais facilidade.

Para melhor avaliar o comportamento *core annular* água-óleo no interior do duto horizontal, preenchido com água, os três diferentes óleos (1, 2 e 3) foram investigados para uma menor velocidade superficial da água do que a observada anteriormente. As condições de escoamento foram $U_o = 0,53$ m/s e $U_w = 0,3$ m/s. O resultado obtido é apresentado na Figura 5.23 e esta figura apresenta os contornos das frações volumétricas de óleo na seção transversal próxima à saída do duto, $L/D = 30$, para o tempo computacional igual a 1,5 s.

Figura 5.23 - Contorno das frações volumétricas para diferentes óleos na seção transversal ($L/D = 30$) no $t = 1,5$ s



Na Figura 5.23 pode-se observar que com a redução da velocidade superficial da água, que o núcleo de óleo aumenta e conseqüentemente ocorre um maior atrito entre as fases, reduzindo a velocidade de escoamento no centro do duto.

5.5 Análise da queda de pressão com o duto preenchido com água

Com o objetivo de analisar a variação da queda de pressão com o duto inicialmente preenchido com água, simulações foram realizadas conforme condições de escoamento expostas na Tabela 1, 2 e 3 do Apêndice. As velocidades superficiais da água variaram entre 0,14 e 1 m/s e as velocidades superficiais do óleo entre 0,16 e 1,4 m/s. Estas foram realizadas para os três diferentes óleos (1, 2 e 3).

Os resultados obtidos são apresentados nas Figuras 5.24 a 5.26. Estas figuras apresentam a variação da queda de pressão em função do aumento das velocidades superficiais da água (U_w), mantendo-se constante a velocidade superficial do óleo (U_o). A partir destes resultados foi possível avaliar, para as diferentes frações de água ($a_w = \frac{Q_w}{Q_w + Q_o}$) na alimentação, o regime de escoamento *core annular* (anular fino ou anular espesso) e a variação da queda de pressão para os diferentes óleos.

A partir dos resultados apresentados nas Figuras 5.24 a 5.26 é possível observar que quando altera-se a velocidade superficial do óleo entre os valores de 0,14 m/s e 1 m/s, obtém-se a menor queda de pressão para os menores valores da velocidade superficial de água (abaixo de 0,4 m/s). Além disso, o regime de escoamento *core annular* foi numericamente obtido para essas velocidades superficiais, com os diferentes óleos ($\mu_{\text{óleo1}} = 0,22$ Pa.s; $\mu_{\text{óleo2}} = 0,62$ Pa.s; $\mu_{\text{óleo3}} = 1,193$ Pa.s). Um comportamento semelhante também foi relatado por Bannwart (2001).

Figura 5.24 - Variação da queda de pressão com o aumento da velocidade superficial da água, referente ao óleo 1 ($\mu = 0,22 \text{ Pa}\cdot\text{s}$)

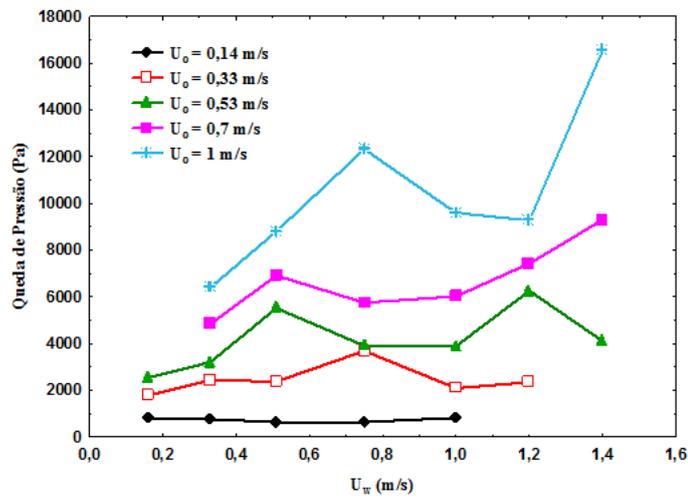


Figura 5.25 - Variação da queda de pressão com o aumento da velocidade superficial da água, referente ao óleo 2 ($\mu = 0,62 \text{ Pa}\cdot\text{s}$)

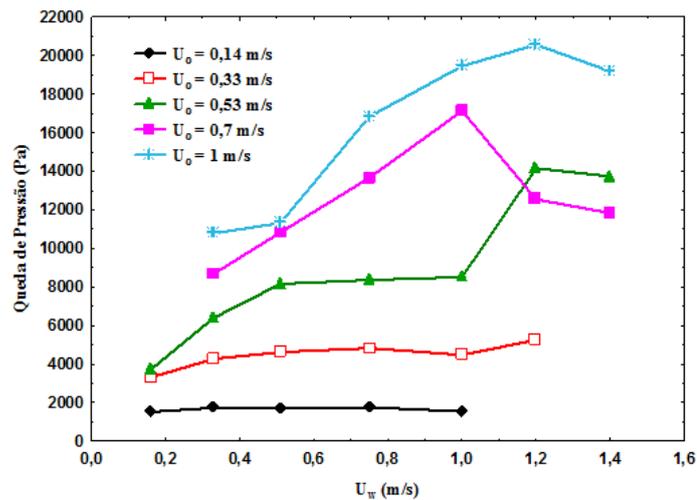
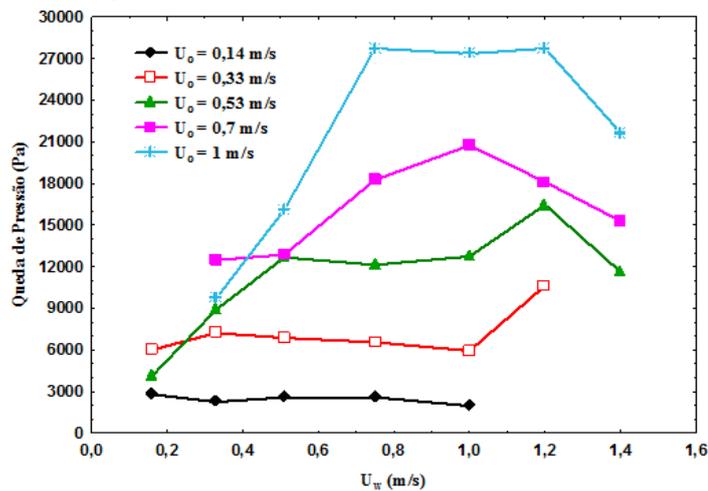


Figura 5.26 - Variação da queda de pressão com o aumento da velocidade superficial da água, referente ao óleo 3 ($\mu = 1,193 \text{ Pa}\cdot\text{s}$)



Os resultados para a queda de pressão, obtida para os diferentes óleos, demonstram que esta foi mais elevada quando avaliado o escoamento *core annular* água-óleo 3. Este óleo apresenta uma maior viscosidade ($\mu_{\text{óleo3}} = 1,193 \text{ Pa.s}$) quando comparado com os demais óleos estudado e, em função disto, oferece uma maior resistência ao escoamento. Os resultados demonstram que para o escoamento *core annular* água-óleo 3 obteve-se as menores espessuras do filme de água na parede e, assim, para altas velocidades superficiais de água e de óleo, ocorre uma maior perda de energia para manter este escoamento. Este comportamento explica a maior queda de pressão para o escoamento *core annular* deste óleo.

De modo geral, as simulações mostraram que as velocidades superficiais empregadas neste trabalho possibilitaram o transporte dos diferentes óleos sob regime de escoamento *core annular*. Quando se compara os valores obtidos para a queda de pressão do escoamento de óleo puro e o escoamento *core annular* água-óleo, verifica-se que o regime de escoamento *core annular* fornece uma expressiva redução na queda de pressão. Segundo Vara (2001) o uso da técnica *core annular* traz benefícios ao transporte de óleo, como a redução na potência de bombeamento.

Realizando uma análise geral nas Figuras 5.24 a 5.26, observa-se:

I) Que para as menores velocidades superficiais de óleo ($U_o = 0,14$ e $0,33 \text{ m/s}$) os valores da queda de pressão apresentaram pouca alteração ($< 10\%$) frente a um aumento na velocidade superficial de água (um aumento na fração de água na alimentação, que variou aproximadamente 30%).

II) A partir das imagens do campo de fração volumétrica de óleo apresentados na Tabela 4 do Apêndice, que para os testes com $U_o = 0,14 \text{ m/s}$ e $U_w = 0,33 \text{ m/s}$, e os testes com $U_o = 0,33 \text{ m/s}$ e $U_w = 1 \text{ m/s}$, obteve-se as condições simuladas que melhor descreveram o regime de escoamento *core annular*.

III) O aumento da velocidade superficial da água e com as menores velocidades superficiais do óleo ($U_o = 0,14 \text{ m/s}$ e $U_w = 1 \text{ m/s}$) levaram o escoamento ao regime de estratificado, onde o núcleo de óleo é gradativamente reduzido ao longo do duto. De acordo com Prada (1999) o núcleo de óleo perde sua integridade quando ocorre uma dispersão de água em óleo, perdendo também todas as propriedades de lubrificação. Quando as vazões de água são muito maiores que a do óleo aparece à dispersão de óleo em água, as quais mantêm as propriedades de lubrificação.

IV) Para moderados valores de velocidades superficiais de óleo ($U_o = 0,53$ e $0,7$ m/s) em função da velocidade superficial da água, três tendências distintas foram visualizadas. Inicialmente há um aumento da queda de pressão até atingir um ponto máximo local, a mesma decresce e depois volta a aumentar. Nas condições de escoamento, onde observa-se uma redução da queda de pressão, esta pode ser explicada pela redução do atrito em consequência da presença do filme de água, favorecendo assim a formação de um núcleo de óleo que praticamente não entra em contato com a parede do duto. Resultado semelhante a este também é relatado por JIANG *et al* (2014).

V) Para altas velocidades superficiais de óleo ($U_o = 1$ m/s) observa-se novo aumento na queda de pressão. Este comportamento pode ser explicado pela redução do filme de água na parede superior do duto e consequente presença do núcleo de óleo mais próximo à parede, o que resulta em uma maior resistência ao escoamento. Este comportamento é característico do escoamento estratificado (conforme imagens apresentadas na Tabela 4 do Apêndice).

VI) Os resultados para a maior velocidade superficial de óleo ($U_o = 1$ m/s) em função da velocidade superficial da água, mostram que a queda de pressão atingiu os valores mais elevados de até 27700 Pa (óleo 3 Figura 5.26). Neste caso (Figura 5.26), obteve-se um comportamento mais oscilatório na queda de pressão. Inicialmente pode-se perceber que em todas as velocidades superficiais de óleo a queda de pressão aumenta gradualmente com um aumento da velocidade superficial da água. Em seguida, uma pequena redução na queda de pressão é observada, formando uma curva côncava (“rampa”), e a seguir sucede-se um aumento nessa queda de pressão. Este mesmo comportamento foi observado por Yusuf *et al.* (2012), onde os autores relatam que este pequeno aumento da queda de pressão ocorre próximo da velocidade superficial de água onde se deu a transição do regime de escoamento da dispersão de água em óleo para dispersão óleo em água.

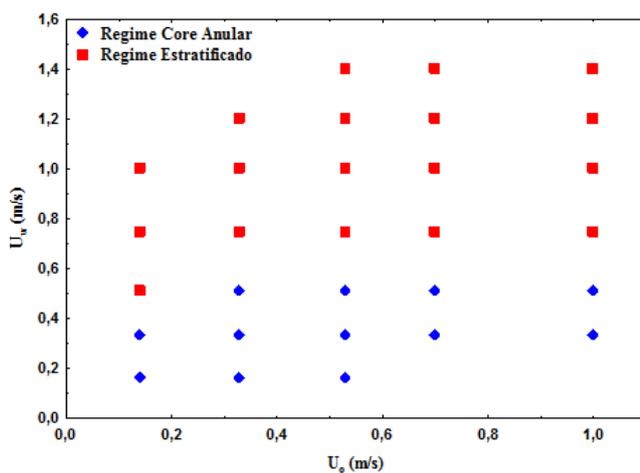
Para melhor localizar as condições operacionais dos regimes de escoamento obtidos neste trabalho, foram construídas as cartas de escoamento para os diferentes óleos (1, 2 e 3) como função das velocidades superficiais de água e de óleo, e estas são apresentadas a seguir.

Na Figura 5.27a apresenta-se a carta dos regimes de escoamento, desenvolvida a partir dos resultados das simulações realizadas neste trabalho, para o óleo 1. Os resultados obtidos para este óleo são confrontados com a carta de escoamento desenvolvida através de experimentos e simulação numérica do escoamento água-óleo em um duto vertical, realizados por resultados de Ghosh *et al.* (2010), conforme Figura 5.27b. Em ambos os trabalhos

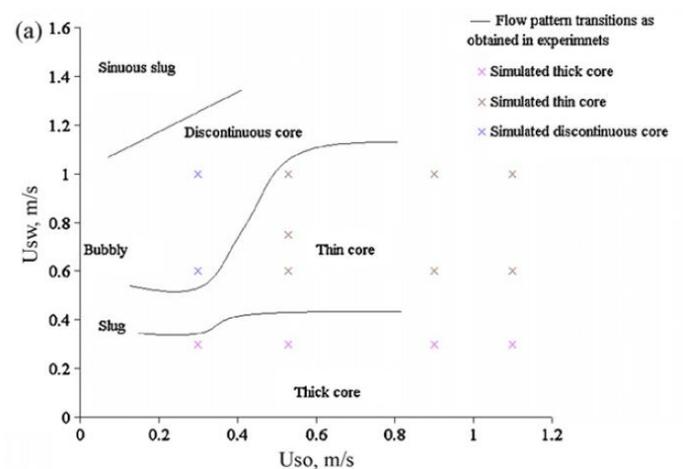
utilizaram-se os mesmos fluidos, com as seguintes propriedades físicas: óleo 1 ($\rho_o = 960 \text{ kg/m}^3$ e $\mu_o = 0,22 \text{ Pa.s}$) e água ($\rho_a = 999 \text{ kg/m}^3$ e $\mu_a = 0,001 \text{ Pa.s}$).

Ao confrontar os resultados obtidos neste trabalho (Figura 5.27a) com resultados de Ghosh et al. (2010) (Figura 5.27b), mesmo que o autor apresente esta carta para escoamento vertical, observa-se que estes apresentaram boa concordância com os resultados experimentais e numéricos de Ghosh et al. (2010) para as condições de regime *core annular*, na qual o autor apresenta os pontos obtidos experimentalmente indicados por (x) sobrepostos às curvas de regime de escoamento simuladas. Assim, os autores apresentaram na carta de regime de escoamento uma faixa de velocidades superficial que resultam no regime de escoamento *core annular* (espesso): $U_o = 0,3 - 1,2 \text{ m/s}$ e $U_w = 0,3 \text{ m/s}$.

Figura 5.27 - Carta dos regimes de escoamento simulados no duto horizontal, óleo 1



(a) Numérico deste trabalho
($\rho_o = 960 \text{ kg/m}^3$ e $\mu_o = 0,22 \text{ Pa.s}$)



(b) Experimental e Numérico de Ghosh et al. (2010)
($\rho_o = 960 \text{ kg/m}^3$ e $\mu_o = 0,22 \text{ Pa.s}$)

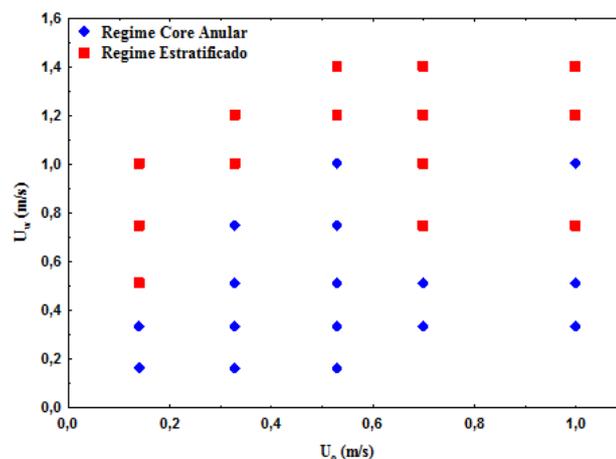
A partir da Figura 5.27a e das imagens apresentadas na Tabela 4 do Apêndice, é possível observar que o regime de escoamento *core annular* muda com o aumento da velocidade superficial da água. As imagens da fração volumétrica de óleo permitem uma boa visualização da transição do regime *core annular* (anular fino) para o estratificado (anular espesso), onde o núcleo do óleo se desloca para regiões mais próximas à parede superior. Dessa forma, o regime de escoamento *core annular* (espesso) para este trabalho, empregando

o óleo 1, foi descrito para velocidades superficiais de água e óleo variando entre $0,14 \leq U_o \leq 1$ m/s e $0,16 \leq U_w \leq 0,51$ m/s, respectivamente.

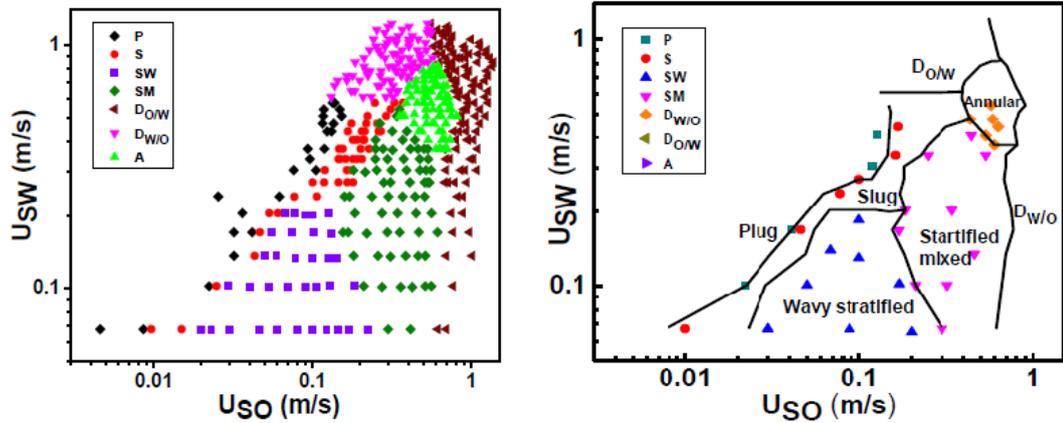
Na Figura 5.28 apresenta-se a carta dos regimes de escoamento, desenvolvida a partir dos resultados das simulações realizadas neste trabalho, para o óleo 2. Os resultados obtidos para este óleo são comparados com a carta de escoamento desenvolvida através de experimentos e simulação numérica do escoamento água-óleo em um duto horizontal, realizados por Dasari et al. (2014), visto que estes autores avaliaram o escoamento água-óleo utilizando um óleo com propriedades físicas ($\rho_o = 889$ g/m³ e $\mu_o = 0,107$ Pa.s) próximas a deste trabalho.

A partir das imagens, apresentadas na Tabela 4 do Apêndice, é possível observar que o regime de escoamento *core annular* muda com o aumento da velocidade superficial da água. As imagens da fração volumétrica de óleo permitem uma boa visualização da transição do regime *core annular* (anular fino) para o estratificado (anular espesso), onde o núcleo do óleo se desloca para regiões mais próximas à parede superior. Dessa forma, o regime de escoamento *core annular* foi descrito para velocidades superficiais de água e óleo variando entre $0,14 \leq U_o \leq 1$ m/s e $0,16 \leq U_w \leq 0,75$ m/s, respectivamente. Mesma faixa de velocidades superficiais obtidas para o óleo 3, anteriormente mencionado.

Figura 5.28 - Carta dos regimes de escoamento simulados no duto horizontal, óleo 2



Experimental deste trabalho ($\rho_o = 854,80$ kg/m³ e $\mu_o = 0,62$ Pa.s)

Figura 5.29 - Carta dos regimes de escoamento de Dasari et al. (2014)

(a) Experimental Dasari et al. (2014)

(b) Numérico Dasari et al. (2014)

$$(\rho_o = 889 \text{ kg/m}^3 \text{ e } \mu_o = 0,107 \text{ Pa.s})$$

Ao confrontar os resultados obtidos neste trabalho (Figura 5.28) com resultados de Dasari et al. (2014) (Figuras 5.29a e 5.29b), observa-se que estes apresentaram boa concordância para as condições de regime *core annular*.

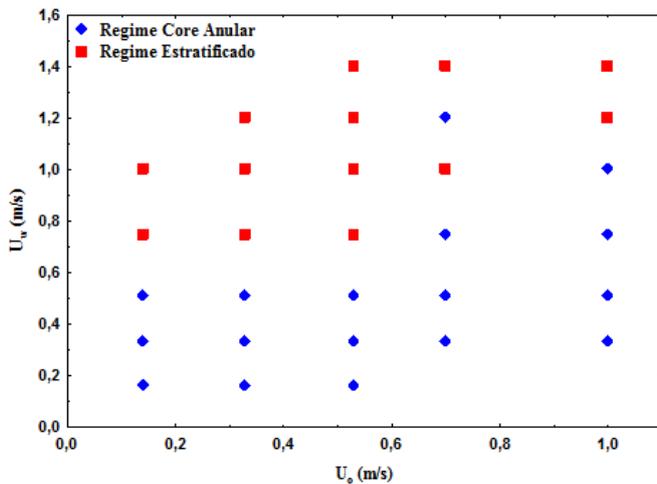
Dasari et al. (2014) observaram que em velocidades moderadamente altas de óleo e água, uma pequena camada de água estava cobrindo a superfície superior do duto, no topo da camada central de óleo e a interface foi ligeiramente perturbada, resultando no escoamento *core annular*. Os autores apresentaram na carta de regime de escoamento experimental uma ampla faixa de velocidades superficial que resultam no regime de escoamento *core annular*, que são $U_o = 0,35 - 0,7 \text{ m/s}$ e $U_w = 0,37 - 0,8 \text{ m/s}$. Simulações foram realizadas para prever o regime de escoamento *core annular* e estas comparadas com imagens experimentais. Os resultados mostraram boa previsão do regime de escoamento *core annular* para os dois pares de velocidades superficiais: $U_o = 0,535 \text{ m/s}$ e $U_w = 0,41 \text{ m/s}$; $U_o = 0,531 \text{ m/s}$ e $U_w = 0,611 \text{ m/s}$. Os autores também apresentaram as condições simuladas que melhor descreveram o regime estratificado, que foram $U_o = 0,37 \text{ m/s}$ e $U_w = 0,23 \text{ m/s}$; $U_o = 0,468 \text{ m/s}$ e $U_w = 0,17 \text{ m/s}$.

Yusuf et al. (2012) também observaram o regime de escoamento *core annular* dentro da faixa de $U_o = 0,14 - 0,33 \text{ m/s}$ e $U_w = 0,73 - 1,14 \text{ m/s}$, onde uma fina camada de água foi observada na parte superior do duto. Entretanto, a viscosidade do óleo apresentada foi menor quando comparada com as deste trabalho ($\rho_o = 875 \text{ kg/m}^3$ e $\mu_o = 0,0012 \text{ Pa.s}$).

Na Figura 5.30a apresenta-se a carta dos regimes de escoamento, desenvolvida a partir dos resultados das simulações realizadas neste trabalho, para o óleo 3. Os resultados obtidos

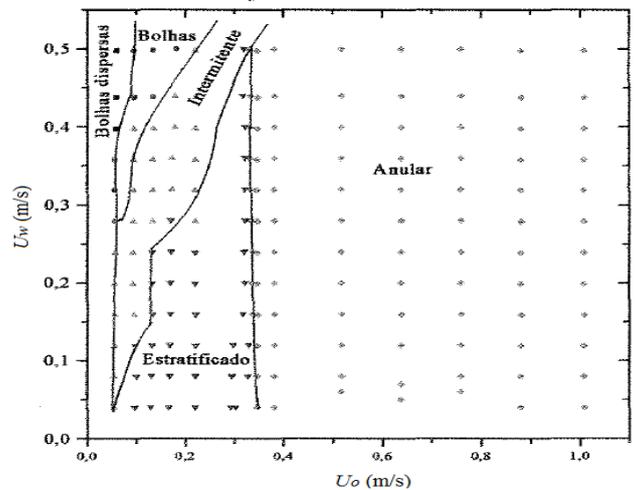
para este óleo são confrontados com a carta de escoamento desenvolvida através de experimentos do escoamento água-óleo em um duto horizontal, realizados por resultados de Vara (2001), conforme Figura 5.30b. Em ambos os trabalhos utilizaram-se os mesmos fluidos, com as seguintes propriedades físicas: óleo 3 ($\rho_o = 946 \text{ kg/m}^3$ e $\mu_o = 1,193 \text{ Pa.s}$) e água ($\rho_a = 999 \text{ kg/m}^3$ e $\mu_a = 0,001 \text{ Pa.s}$).

Figura 5.30 - Carta dos regimes de escoamento água-óleo no duto horizontal, óleo 3



(a) Numérico deste trabalho

($\rho_o = 946 \text{ kg/m}^3$ e $\mu_o = 1,193 \text{ Pa.s}$)



(b) Experimental de Vara (2001)

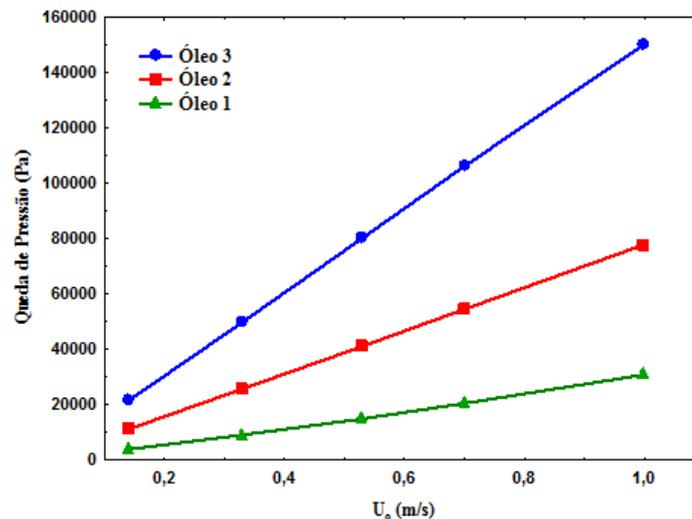
($\rho_o = 946 \text{ kg/m}^3$ e $\mu_o = 1,193 \text{ Pa.s}$)

Na Figura 5.30a observa-se a carta dos regimes de escoamento, desenvolvida através das simulações deste trabalho. Neste contexto, o regime de escoamento *core annular* foi observado para velocidades superficiais da água e do óleo variando entre $0,14 \leq U_o \leq 1 \text{ m/s}$ e $0,16 \leq U_w \leq 0,75 \text{ m/s}$. Apresentando certa coerência desta carta com a carta experimental desenvolvida por Vara (2001). Em seu estudo de escoamento água e óleo viscoso, Vara (2001) utilizou um aparato experimental de modo a desenvolver a técnica de escoamento *core annular* e apresentou uma carta dos regimes de escoamento, conforme Figura 5.30b, baseada nas velocidades superficiais, indicando os regimes de escoamentos básicos. Pode-se visualizar que para velocidades superficiais de óleo superiores a $0,35 \text{ m/s}$ o autor observou o regime *core annular* em praticamente toda a faixa de velocidades superficiais de água ($0,05$ a $0,5 \text{ m/s}$). Segundo o autor essas condições de operação devem-se a um efeito hidrodinâmico, devido uma força de lubrificação e pela molhabilidade preferencial da parede com água. Por

outro lado, comparando as Figuras 5.30 (a) e (b), observa-se que ocorreu uma contradição nas velocidades superficiais para regimes estratificados. Para este estudo o regime estratificado aparece em seguida do aumento da velocidade superficial da água. Este comportamento também foi relatado no trabalho de Kaushik *et al.* (2012), para casos com velocidades mais altas na fase da água.

A Figura 5.31 apresenta a queda de pressão para o escoamento monofásico dos diferentes óleos (1, 2 e 3) como uma função da velocidade superficial do óleo.

Figura 5.31 - Variação da queda de pressão em função da velocidade superficial do óleo



Estes resultados (Figura 5.31) demonstram que para a faixa de velocidade superficial do óleo avaliada obteve-se uma queda de pressão muito superior a aquela obtida para o escoamento bifásico água-óleo em regime *core annular*. Este aumento da queda de pressão pode estar relacionado com o atrito causado pelo contato do óleo com a parede interna do duto, uma vez que a viscosidade do óleo é muito maior do que a da água. Por conseguinte, quando se compara os três diferentes óleos é observado que o óleo 3 (que apresenta maior viscosidade), que a queda de pressão foi maior para o mesmo. Além disso, o aumento da velocidade superficial do óleo influenciou uma maior queda de pressão. Neste âmbito, a partir destes resultados pode-se dizer que a técnica *core annular* proporciona uma redução na queda de pressão, precisando de uma menor energia para transportar o óleo viscoso. Comportamento também observado por Prada (1999), Bannwart (2001) enquanto que o autor Andrade (2008) observou que o óleo pesado, escoando sozinho no duto, obteve uma queda de pressão de

aproximadamente 59 vezes maior do que a observada quando se emprega a técnica do *core annular*. A Tabela 5.2 mostra uma melhor visualização dos resultados da queda de pressão do escoamento monofásico para os diferentes óleos.

Tabela 5.2 - Variação da queda de pressão do escoamento monofásico do óleo

U_o (m/s)	Queda de Pressão (Pa)		
	Óleo 1	Óleo 2	Óleo 3
0,14	3853,226	11091,75	21410,37
0,33	9061,848	25708,25	49781,54
0,53	14868,58	41074,88	80150,99
0,7	20445,57	54441,58	106126,5
1,00	30823,05	77806,15	150219,5

Os resultados numéricos obtidos neste trabalho demonstraram que o escoamento de óleo no duto apresentou uma queda de pressão de até 11 vezes superior ao observado quando a técnica do escoamento *core annular* é utilizada.

Em função do escoamento *core annular*, empregado em todo este trabalho, pode-se dizer que a melhor condição inicial do transporte de óleo, foi quando o duto estava inicialmente preenchido com água. Uma vez, que apresentou menor tempo computacional, em torno de 10 s, até atingir o escoamento permanente. Além disso, o duto não apresentou frações de óleo na parede do duto, influenciando em uma menor queda de pressão. Em relação aos diferentes óleos, constatou-se que mesmo para óleo mais viscoso, a técnica *core annular* foi capaz de realizar o escoamento com eficácia.

6 CONCLUSÕES

Ao analisar os resultados numéricos obtidos neste trabalho, observa-se que o uso da técnica de fluidodinâmica computacional (CFD), por meio do *software* Fluent 14.5, foi capaz de prever o comportamento do escoamento *core annular* água-óleo, em um duto horizontal. Isto comprova que a utilização de modelos CFD, em escoamento multifásico, é de grande valia para a avaliação das condições operacionais.

O modelo foi validado com dados experimentais e numéricos, relatados por Ghosh et al. (2010), os resultados obtidos neste trabalho apresentaram boa concordância com relação aos resultados do autor.

- Duto inicialmente preenchido com óleo

Após validar os resultados da solução numérica, o escoamento *core annular* água-óleo foi analisado com o duto na horizontal inicialmente preenchido com óleo.

Foi possível observar que a água formou uma película em volta da parede interna do duto enquanto o óleo escoava no núcleo central; para isso foi necessário um maior tempo computacional até atingir o regime permanente para o escoamento *core annular*.

O aumento da velocidade superficial de água resultou em maiores gradientes de velocidade na interface água-óleo e conseqüentemente maiores ondulações, uma função das tensões interfaciais geradas pelo gradiente de velocidade e a grande diferença de viscosidade entre os fluidos.

Os campos de fração volumétrica de óleo demonstraram que à medida que o escoamento avança no interior do duto, tem-se um aumento dos efeitos da turbulência sobre o comportamento da interface. Também se observou que um aumento na viscosidade intensifica as ondulações na interface.

Os resultados obtidos neste trabalho para a queda de pressão mostraram que próximo à entrada do duto a pressão total foi maior, devido o óleo estar em contato direto com a parede e por ser mais viscoso que a água, resulta em uma maior resistência ao movimento. À medida que o escoamento se propaga o escoamento *core annular* é estabelecido e a pressão diminuiu gradualmente.

- Duto inicialmente preenchido com água

As condições para o escoamento *core annular* de água-óleo e o comportamento da interface foram investigados analisando o escoamento de diferentes óleos injetados na região central do duto e com alimentação de água próxima a parede.

Os resultados obtidos para o regime transiente demonstraram o desenvolvimento do filme de água envolvendo o óleo na região central do duto.

Os resultados não mostraram grandes ondulações da interface e também não foi observada a presença de frações de óleo escoando próximo à parede. Cabe destacar aqui a limitação computacional na realização deste trabalho, o que dificultou a captação destas ondulações.

Pode-se observar que à medida que a velocidade superficial da água aumentou de 0,3 para 1 m/s, a velocidade de escoamento próximo à saída do duto ($L/D = 30$) foi maior no centro e esta gradualmente diminuiu para zero na parede.

Avaliando o comportamento para os diferentes óleos (diferentes viscosidades) foi observado um comportamento muito semelhante, com uma interface bem definida e poucas ondulações, as quais foram capturadas pelo modelo com um comportamento suavizado (sem grandes saltos ou ondulações) na interface de água-óleo. Mesmo assim foram obtidos bons resultados referentes ao comportamento da interface para o escoamento água-óleo em regime *core annular*.

Analisando os resultados da variação da queda de pressão, observou-se um aumento desta com o escoamento da viscosidade do óleo. Observou-se também que o aumento da velocidade superficial do óleo (ou diminuição da fração volumétrica de água) resulta em uma diminuição na espessura do filme de água na parede e no conseqüente aumento da queda de pressão.

O campo de fração volumétrica do óleo para as diferentes condições de operação permitiu a determinação sob quais velocidades superficiais tem-se a transição entre os diferentes regimes de escoamento *core annular* (espesso e fino). Estes resultados demonstraram estar de acordo com cartas experimentais disponíveis na literatura.

Nesse trabalho o regime de escoamento *core annular* mudou com o aumento da velocidade superficial da água. De modo geral, o regime de escoamento *core annular*, foi

ocupado por velocidades superficiais de água e óleo variando em $U_o = 0,14 - 1$ m/s e $U_w = 0,16 - 0,75$ m/s, respectivamente.

Também foi observada uma queda de pressão muito maior para o escoamento monofásico do óleo em relação ao observado quando se emprega a técnica para escoamento *core annular*.

Assim, concluí-se que as simulações apresentaram boa concordância com os dados experimentais e numéricos da literatura, demonstrando ser esta uma boa ferramenta para a avaliação da dinâmica do escoamento *core annular* água-óleo, sob diferentes condições e diferentes fluidos a serem empregados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL-WAHAIBI, T.; AL-WAHAIBI, Y.; AL-AJMI, A.; AL-HAJRI, R.; YUSUF, N.; OLAWALE, A. S.; MOHAMMED I. A. Experimental investigation on flow patterns and pressure gradient through two pipe diameters in horizontal oil–water flows. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v.122, p. 266–273, 2014.

AL-YAARI, M. A E SHARKH, A. B. F. CFD Prediction of Stratified Oil-Water Flow in a Horizontal Pipe. **Asian Transactions on Engineering**. v. 1, p. 2221-4267, 2011.

ANDRADE, T. H. F.de. **Estudo Numérico do Transporte de Óleos Pesados em Tubos Lubrificado por Água**. Universidade Federal de Campina Grande, PB, 2008.

ANGELI, P. e HEWITT, G. F. Flow structure in horizontal oil-water flow. **International Journal of Multiphase Flow**. 26, p. 1117-1140, 2000.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 13 mar. 2015.

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, p.13–24; 2010.

BAWART, A. C. Modeling aspects of oil–water core–annular flows. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v.32, p.127– 143, 2001.

BRACKBILL, J. U.; KOTHE, D. B.; ZEMACH, C. A Continuum Method for Modeling Surface Tension. **J. Comput. Phys**, p. 335-354, 1992.

BRAUNER, N. Two-phase liquid-liquid annular flow. **International Journal of Multiphase Flow**. v. 17, n. 1, p. 59-76, 1991.

CASTRO, M. S.de. **Fenômeno de transição espacial do escoamento óleo pesado e água no padrão estratificado**. Universidade de São Paulo. São Carlos – SP, 2013.

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

DASARI, A.; GOSHIKA, B. K.; PILLA R. T.; MANDAL, T K. CFD Simulation and Validation of Interfacial Morphology of Viscous Oil-Water Flow through Upward Inclined Pipe. **International Journal of Current Engineering and Technology**, 2014.

ELSETH, G. **An Experimental Study of Oil / Water Flow in Horizontal Pipes**. University of Science and Technology (NTNU). Porsgrunn: Norwegain, 2001.

FERNÁNDEZ. E. F E MUSSO, B. **Oportunidades e Desafios da Agenda de Competitividade para Construção de uma Política Industrial na Área de Petróleo:**

Propostas para um Novo Ciclo de Desenvolvimento Industrial. IN: XXIII Fórum Nacional. Rio de Janeiro, 2011.

FERREIRA, J. P. **Análise de estratégias de resposta a derramamento de óleo pesado no litoral do espírito santo utilizando modelagem computacional.** Programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental da Universidade Federal do Espírito Santo, 2006.

FERZIGER, J. H.; PERIC, M. **Computational Methods for fluid dynamics**, 2° ed. Berlin: Springer, 2002.

FLUENT 14.5. ANSYS Fluent – Documentation, Theory and User’s Guide. USA, 2013.

FRANK, T.; SHI, J.; BURNS, A. D. Validation of eulerian multiphase flow models for nuclear safety applications. **In: 3rd International Symposium on Two-Phase Flow Modelling and Experimentation.** Pisa, 22-24, 2004.

GADELHA, A. J. F.; NETO, S. R. de F.; SWARNAKAR, R.; LIMA, A. G. B de. Thermo-Hydrodynamics of Core-Annular Flow of Water, Heavy Oil and Air Using CFX. **Advances in Chemical Engineering and Science.** v.3, p. 37-45, 2013.

GARIMELLA, R. V.; DYADECHKO, V.; SWARTZ, B. K.; SHASHKOV, M. J. Interface Reconstruction in Multi-fluid, Multi-phase Flow Simulations. **Proceedings of the 14th International Meshing Roundtable**, p. 19-32, 2005.

GHOSH, S.; MANDAL, T. K.; DAS, G.; DAS, P. K.. Review of oil water core annular flow. **Renewable and Sustainable Energy Reviews.** v.13, p. 1957–1965, 2009.

GHOSH, S.; DAS, G.; DAS, P. K. Simulation of core annular downflow through CFD—A comprehensive study. **Chemical Engineering and Processing.** v.49, p. 1222–1228, 2010.

GHOSH, S, DAS, G., DAS, P. K.. Simulation of core annular in return bends - A comprehensive CFD study. **Chemical Engineering Research and Design.** v. 89, p. 2244–2253. 2011.

GRASSI, B.; STRAZZA, D.; POESIO, P. Experimental validation of theoretical models in two-phase high-viscosity ratio liquid–liquid flows in horizontal and slightly inclined pipes. **International Journal of Multiphase Flow.** v. 34,p. 950–965, 2008.

IAWASAKI, T.; NISHIMURA, K.; TANAKA, M.; HAGIWARA, Y. Direct numerical simulation of turbulent Couette flow with immiscible droplets. **International Journal of Heat and Fluid Flow**, v. 22, p. 332-342, 2001.

JIANG, F.; WANG, Y.; JIAJIE, O.; XIAO, Z. Numerical Simulation on Oil–Water Annular Flow through the II Bend. **Industrial & Engineering Chemistry Research.** v. 53, p. 8235–8244, 2014.

JOHANSSON, K. **Numerical Simulation of Fuel Filling with Volume of Fluid.** Chalmers University of Technology, 2014

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

LAUNDER, B. E.; SPALDING, D. B. **Palestras em modelos matemáticos de Turbulence**. Academic Press, Londres, Inglaterra, 1972.

MALISKA, C. R. **Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional**. 2º ed. Rio de Janeiro: LTC, 2004.

NÄDLER, M.; MEWES, D. Flow Induced Emulsification in the flow of two immiscible liquids in horizontal pipes. **Journal International of Multiphase Flow**. v. 23, n. 1, p. 55-68, 1997.

OOMS, G. The Hydrodynamic Stability of Core-Annular Flow of Two Ideal Liquids. **Applie Science Research**. v. 26, p. 147-158, 1972.

PEREIRA, C. C **Estudo experimental e metodologia do escoamento estratificado ondulado óleo-água**. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos, 2011.

PRADA, J. W. V. **Estudo experimental do escoamento anular óleo-água (core flow) na elevação de óleo ultraviscosos**. Universidade Federal de Campinas- Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas – SP, 1999.

RANADE, V. V. **Computational Flow Modeling for Chemical Reactor Engineering** ACADEMIC PRESS, v.5, 2002.

RASHIMI, W.; CHOONG, T. S. Y.; CHUAH, T. G.; HUSSAIN, S. A.; KHALID, M. Effect of Interphase Forces on Two-Phase Liquid: Liquid Flow in Horizontal Pipe. **Journal - The Institution of Engineers, Malaysia**. v. 71, n. 2, 2010.

REZENDE, R. V. P. **Modelo de fechamento para o tensor de interface no modelo de dois fluidos: modelagem matemática e simulação numérica**. Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Florianópolis – SC, 2014.

RODRIGUEZ, O. M. H. e OLIEMANS, R. V. A. Experimental study on oil–water flow in horizontal and slightly inclined pipes. **International Journal of Multiphase Flow**. 32, p. 323–343, 2006.

RODRIGUEZ, I. H. **Estudo do fenômeno de redução de atrito em escoamento disperso óleo-água em duto horizontal**. Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos –SP, 2009.

RUSSEL, T. W. F AND CHARLES, M. E. The Effect of the less Viscous Liquid in the Laminar Flow o: two Immiscible Liquids. **The Canadian Journal of Chemical Engineering**, v.37, n.1 p. 18-24, 1959 a.

RUSSEL, T. W. F., HODGSON, G.W. AND GOVIER, G.W. Horizontal Pipeline Flow of Mixtures of Oil: and Water. **The Canadian Journal of Chemical Engineering**, v.37, n.1, p. 9-17, 1959 b.

SHARMA, M.; RAVI, P.; GHOSH, S.; DAS, G.; DAS, P. K. Hydrodynamics of lube oil-water flow through 180° return bends. **Chemical Engineering and Processing**. v. 66, p. 4468–4476, 2011.

SILVA, E. S. **Estudo do escoamento bifásico em risers em movimento na produção marítima de petróleo em águas profundas**. Universidade Federal de Campinas- Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas – SP, 2006.

SÓRIA, M. F. **Modelagem Tridimensional de Golfada Unitária em Tubulação Horizontal com Modelo VOF (Volume of Fluid)**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

SOUZA, L. G. M. de. **Estudo do Refino de Malha em um Modelo Computacional de Bomba de Cavidades Progressivas**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte – Natal, 2011.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Interciência: PETROBRAS. Rio de Janeiro, 2001.

TREVISAN, O. V., FRANÇA, F. A., LISBOA, A. C. L. Heavy Oil Production in *Offshore* Fields: A Technology Development Program Devised for Brazil. **In: Rio Oil and Gas Expo and Conference**, 2006.

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

VERSTEEG. H. K.; MALALASEKERA, W. **An introduction to computational fluid dynamics: The Finite Volume Method Approach**. 2° ed, Prentice Hall, 2007.

XU, X. X. Study on oil–water two-phase flow in horizontal pipelines. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v.59, p. 43–58, 2007.

YOUNGS, D. L. **Time-dependent Multi-Material Flow with large Fluid Distortion**. In K. W. Morton and M. J. Baines, editors, Numerical Methods for fluid Dynamics, Academic Press, 1982.

YUSUF, N.; AL-WAHAIBI, Y.; AL-WAHAIBI, T.; AL-AJMI, A.; OLAWALE, A. S.; MOHAMMED, I. A.; Effect of oil viscosity on the flow structure and pressure gradient in horizontal oil–water flow. **Chemical Engineering Research and Design**. v. 90, p.1019-1030, 2012.

APÊNDICE

Tabela 1 – Resultados da queda de pressão para diferentes velocidades superficiais da água e do óleo 1

Testes	U_o	U_w						ΔP
	(m/s)	(m/s)	Entrada	L/D = 10	L/D = 20	L/D = 30	Saída	(Pa)
1	0,14	0,16	2539,77	2500,99	2305,53	2061,91	1726,18	813,59
2	0,14	0,33	2675,59	2654,39	2506,70	2264,03	1914,29	761,30
3	0,14	0,51	2436,93	2427,06	2312,61	2116,82	1790,61	646,31
4	0,14	0,75	2331,17	2327,77	2195,60	2003,74	1687,09	644,09
5	0,14	1	2951,93	2973,44	2787,63	2528,86	2126,02	825,91
6	0,33	0,16	4491,76	4391,44	3982,87	3453,41	2708,68	1783,08
7	0,33	0,33	6008,79	5895,23	5356,39	4539,57	3569,17	2439,62
8	0,33	0,51	6473,35	6398,33	6023,79	5252,13	4099,58	2373,76
9	0,33	0,75	9750,41	9709,07	8951,03	7571,99	6061,01	3689,40
10	0,33	1	6652,97	6624,47	6367,90	5819,74	4563,02	2089,94
11	0,33	1,2	8209,59	8206,99	7918,25	7269,84	5859,51	2350,09
12	0,53	0,16	5671,02	5514,37	4831,53	4012,47	3127,86	2543,16
13	0,53	0,33	7760,87	7607,84	6915,54	6027,00	4550,92	3209,96
14	0,53	0,51	8330,47	8103,96	6919,70	4825,17	2811,40	5519,07
15	0,53	0,75	8710,95	8587,18	8046,56	6800,21	4803,46	3907,49
16	0,53	1	9287,60	9191,43	8712,10	7505,51	5394,32	3893,28
17	0,53	1,2	13186,17	13125,44	12530,51	10392,37	6924,58	6261,59
18	0,53	1,4	12602,00	12538,79	12100,86	11062,36	8497,87	4104,13
19	0,7	0,33	7910,82	7684,08	6794,14	5014,87	3067,44	4843,39
20	0,7	0,51	11211,56	10915,42	9265,40	6616,24	4298,28	6913,27
21	0,7	0,75	11537,75	11314,32	10326,68	8413,38	5786,23	5751,51
22	0,7	1	14337,36	14167,92	13348,48	11593,32	8314,49	6022,87
23	0,7	1,2	19480,30	19331,10	18384,94	15974,34	12048,25	7432,05
24	0,7	1,4	21750,33	21640,32	20598,96	17559,68	12450,40	9299,94
25	1	0,33	12450,47	12310,09	11097,49	8746,93	6056,03	6394,44
26	1	0,51	16416,39	16050,85	14302,52	11239,61	7609,43	8806,96
27	1	0,75	19472,25	18754,40	15961,37	11882,10	7149,41	12322,84
28	1	1	20546,52	22857,74	20385,51	16523,61	10950,66	9595,86
29	1	1,2	22809,90	22451,28	20911,86	18455,18	13533,71	9276,19
30	1	1,4	39566,75	39214,65	35527,47	29946,33	23002,31	16564,44

Tabela 2 – Resultados da queda de pressão para diferentes velocidades superficiais da água e do óleo 2

Testes	U_o	U_w					Saída	ΔP (Pa)
	(m/s)	(m/s)	Entrada	L/D = 10	L/D = 20	L/D = 30		
1	0,14	0,16	4506,02	4421,51	4047,27	3598,25	2989,54	1516,48
2	0,14	0,33	5587,93	5537,69	5138,35	4607,99	3854,61	1733,33
3	0,14	0,51	5836,85	5827,63	5489,83	4946,83	4148,79	1688,05
4	0,14	0,75	6537,16	6569,98	6303,87	5704,10	4780,68	1756,48
5	0,14	1	6730,23	6815,88	6618,19	6112,90	5189,45	1540,78
6	0,33	0,16	9054,00	8805,36	7947,09	6996,92	5746,92	3307,08
7	0,33	0,33	11345,29	11142,94	10193,16	8861,33	7075,01	4270,28
8	0,33	0,51	12720,69	12606,38	11706,22	10268,71	8099,88	4620,81
9	0,33	0,75	15115,09	15066,50	14193,48	12639,28	10287,32	4827,77
10	0,33	1	14238,16	14278,40	13787,60	12378,66	9764,89	4473,27
11	0,33	1,2	17509,08	17623,48	17027,96	15246,65	12259,71	5249,38
12	0,53	0,16	9273,38	8859,68	7883,44	6662,19	5564,04	3709,34
13	0,53	0,33	16826,29	16369,35	14754,18	12872,79	10438,08	6388,21
14	0,53	0,51	19473,98	19101,90	17234,43	14513,02	11316,94	8157,04
15	0,53	0,75	22452,41	22273,20	20774,74	17987,43	14089,67	8362,74
16	0,53	1	22977,31	22881,97	21660,01	18908,79	14464,36	8512,95
17	0,53	1,2	23830,24	23551,72	19879,11	14999,45	9676,92	14153,32
18	0,53	1,4	29435,14	29471,13	26678,25	22152,27	15698,97	13736,17
19	0,7	0,33	20314,40	19807,50	17798,16	15013,81	11638,35	8676,05
20	0,7	0,51	23871,40	23261,53	20744,97	17096,29	13039,25	10832,15
21	0,7	0,75	29005,56	28178,30	24864,33	20303,16	15343,38	13662,18
22	0,7	1	27335,33	26746,84	22488,89	16173,06	10205,54	17129,79
23	0,7	1,2	30874,41	30738,17	29239,53	24872,45	18332,47	12541,94
24	0,7	1,4	39588,09	39540,50	37094,41	33337,68	27755,87	11832,22
25	1	0,33	23605,32	22986,29	20626,58	17126,81	12822,97	10782,36
26	1	0,51	21378,21	20782,25	18840,50	14818,77	10058,02	11320,19
27	1	0,75	30956,55	29634,48	25743,64	19704,85	14122,81	16833,74
28	1	1	43550,42	42827,41	38652,33	31750,86	24090,70	19459,72
29	1	1,2	46408,78	45845,02	41522,68	34394,50	25843,03	20565,75
30	1	1,4	53830,85	53495,31	50274,96	43835,63	34646,57	19184,28

Tabela 3 – Resultados da queda de pressão para diferentes velocidades superficiais da água e do óleo 3

Testes	U_o	U_w						ΔP
	(m/s)	(m/s)	Entrada	L/D = 10	L/D = 20	L/D = 30	Saída	(Pa)
1	0,14	0,16	8677,46	8527,81	78647,08	7041,59	5881,64	2795,82
2	0,14	0,33	8733,50	8660,72	8189,63	7540,29	6489,37	2244,14
3	0,14	0,51	9002,67	8968,32	8401,56	8401,56	6425,38	2577,29
4	0,14	0,75	9586,92	6997,27	9140,14	8296,53	6997,27	2589,65
5	0,14	1	11545,57	11652,22	11177,04	10104,87	9586,92	1958,65
6	0,33	0,16	15442,07	14948,88	13313,03	11535,90	9439,77	6002,30
7	0,33	0,33	20014,26	19601,53	17827,08	15651,50	12790,05	7224,21
8	0,33	0,51	21670,62	21460,92	20097,69	18027,43	14803,27	6867,35
9	0,33	0,75	22568,86	22437,93	21085,52	19156,26	16017,09	6551,78
10	0,33	1	22293,05	22322,77	21422,88	19684,94	16358,75	5934,29
11	0,33	1,2	29309,85	29455,82	27107,39	23613,16	18676,11	10633,74
12	0,53	0,16	9176,74	8859,89	7678,69	6466,14	5056,99	4119,75
13	0,53	0,33	16069,42	15481,76	14390,21	11339,71	7173,68	8895,74
14	0,53	0,51	32852,91	32207,82	29087,15	24899,01	20184,16	12668,75
15	0,53	0,75	36920,06	36525,07	33937,84	30180,79	24785,91	12134,15
16	0,53	1	39847,77	39654,93	37464,30	33619,59	27100,85	12746,91
17	0,53	1,2	29959,97	29543,95	25535,83	20161,33	13504,08	16455,90
18	0,53	1,4	42367,27	42417,06	40151,02	36696,63	30749,66	11617,61
19	0,7	0,33	30458,80	29425,05	26296,14	22508,40	17988,32	12470,48
20	0,7	0,51	33774,93	32548,72	29536,08	25719,26	20910,00	12864,94
21	0,7	0,75	42798,65	41543,90	37333,56	31508,06	24539,56	18259,09
22	0,7	1	43943,17	43131,36	38612,64	32184,46	23196,62	20746,55
23	0,7	1,2	54398,94	54051,62	50519,40	44571,61	36299,32	18099,62
24	0,7	1,4	54730,27	54571,18	51513,10	47131,05	39449,64	15280,63
25	1	0,33	27452,60	26433,27	24606,51	21808,30	17737,47	9715,13
26	1	0,51	36223,50	35036,17	32077,79	27296,73	20124,90	16098,61
27	1	0,75	57875,59	56457,86	50909,63	41637,76	30139,36	27736,23
28	1	1	61153,57	59128,30	51777,23	43049,85	33787,56	27366,00
29	1	1,2	60966,18	59402,05	52545,95	43979,46	33231,28	27734,91
30	1	1,4	83431,31	82915,42	78786,83	72376,23	61786,27	21645,04

Tabela 4 - Contornos da queda de pressão para diferentes velocidades superficiais e diferentes óleos em $L/D = 30$

Teste	U_o (m/s)	U_w (m/s)	Óleo 1 $L/D = 30$	Óleo 2 $L/D = 30$	Óleo 3 $L/D = 30$
1	0,14	0,16			
2	0,14	0,33			
3	0,14	0,51			
4	0,14	0,75			
5	0,14	1			

Tabela 4 - Contornos da queda de pressão para diferentes velocidades superficiais e diferentes óleos em $L/D = 30$ (continuação)

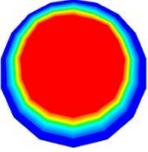
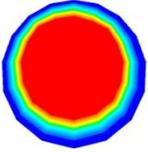
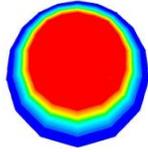
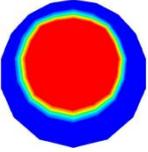
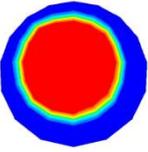
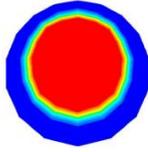
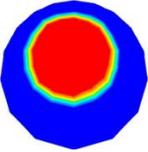
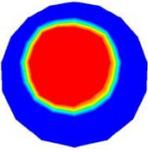
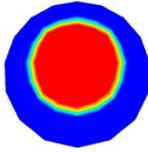
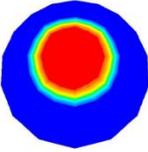
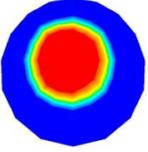
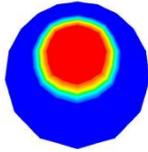
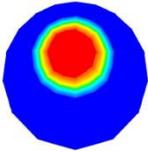
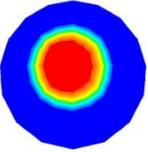
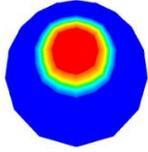
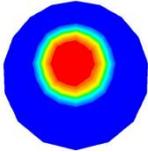
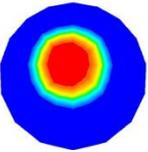
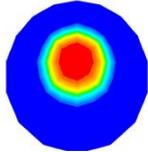
Teste	U_o (m/s)	U_w (m/s)	Óleo 1 $L/D = 30$	Óleo 2 $L/D = 30$	Óleo 3 $L/D = 30$
6	0,33	0,16			
7	0,33	0,33			
8	0,33	0,51			
9	0,33	0,75			
10	0,33	1			
11	0,33	1,2			

Tabela 4 - Contornos da queda de pressão para diferentes velocidades superficiais e diferentes óleos em $L/D = 30$ (continuação)

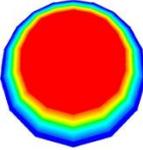
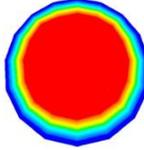
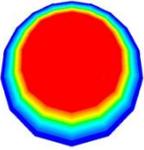
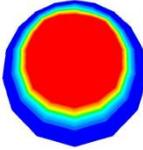
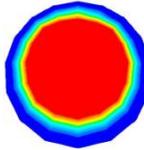
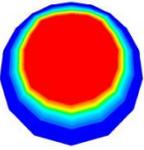
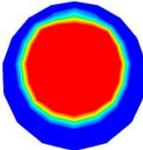
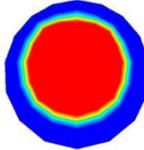
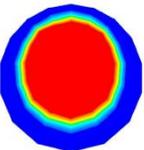
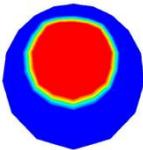
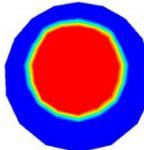
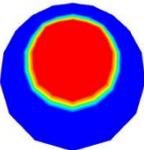
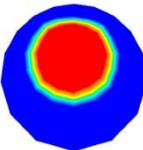
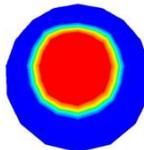
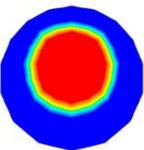
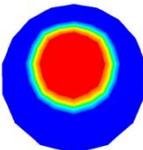
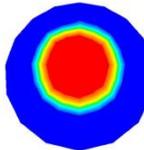
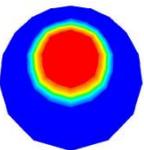
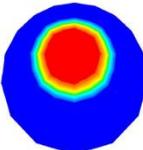
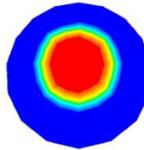
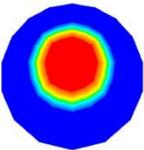
Teste	U_o (m/s)	U_w (m/s)	Óleo 1 $L/D = 30$	Óleo 2 $L/D = 30$	Óleo 3 $L/D = 30$
12	0,53	0,16			
13	0,53	0,33			
14	0,53	0,51			
15	0,53	0,75			
16	0,53	1			
17	0,53	1,2			
18	0,53	1,4			

Tabela 4 - Contornos da queda de pressão para diferentes velocidades superficiais e diferentes óleos em $L/D = 30$ (continuação)

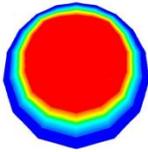
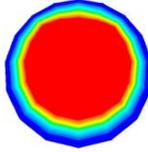
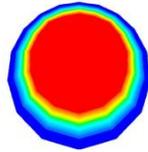
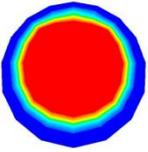
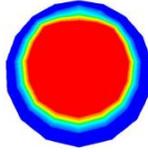
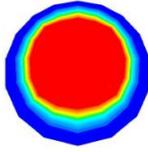
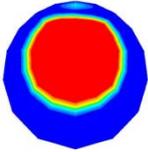
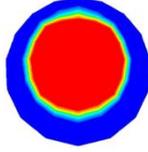
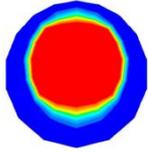
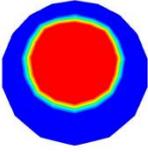
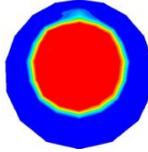
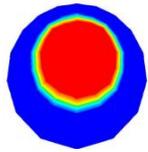
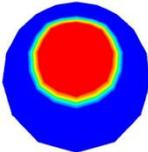
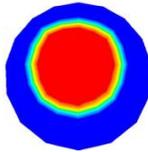
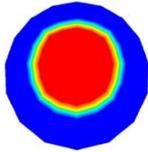
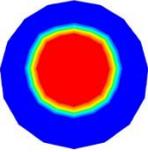
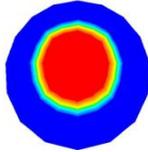
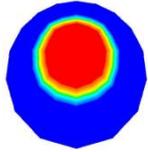
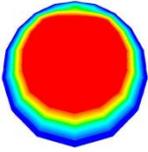
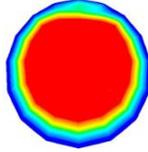
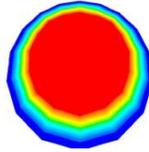
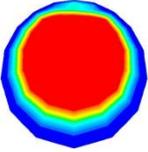
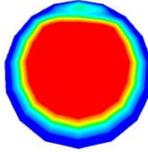
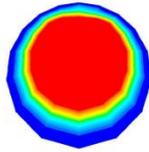
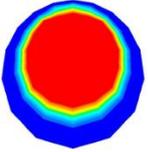
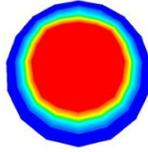
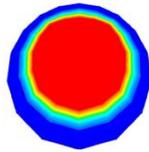
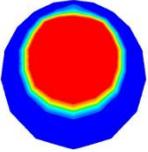
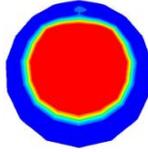
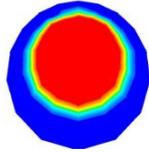
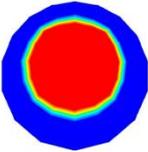
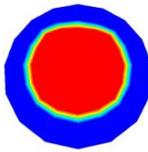
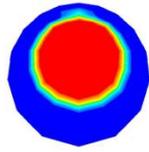
Teste	U_o (m/s)	U_w (m/s)	Óleo 1 $L/D = 30$	Óleo 2 $L/D = 30$	Óleo 3 $L/D = 30$
19	0,7	0,33			
20	0,7	0,51			
21	0,7	0,75			
22	0,7	1			
23	0,7	1,2			
24	0,7	1,4			

Tabela 4 - Contornos da queda de pressão para diferentes velocidades superficiais e diferentes óleos em $L/D = 30$ (continuação)

Teste	U_o (m/s)	U_w (m/s)	Óleo 1 $L/D = 30$	Óleo 2 $L/D = 30$	Óleo 3 $L/D = 30$
25	1	0,33			
26	1	0,51			
27	1	0,75			
28	1	1			
29	1	1,2			
30	1	1,4	