

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE CIÊNCIAS E DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE  
PROCESSOS**

**INFLUÊNCIA DO VAZAMENTO NO TRANSPORTE DE  
ÓLEOS PESADOS VIA CORE-FLOW EM TUBULAÇÃO COM  
UM TRECHO CURVADO: MODELAGEM E SIMULAÇÃO**

**Mábia Ruana Silva de Sena**

**ORIENTADOR:** Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto

Campina Grande – PB  
2022

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE CIÊNCIAS E DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE  
PROCESSOS**

**INFLUÊNCIA DO VAZAMENTO NO TRANSPORTE DE  
ÓLEOS PESADOS VIA CORE-FLOW EM TUBULAÇÃO COM  
UM TRECHO CURVADO: MODELAGEM E SIMULAÇÃO**

**Mábia Ruana Silva de Sena**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos da Universidade Federal de Campina Grande, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia de Processos, área de concentração: Desenvolvimento de Processos. Orientador: Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto.

S474i

Sena, Mábía Ruana Silva de.

Influência do vazamento no transporte de óleos pesados via core-flow em tubulação com um trecho curvado: modelagem e simulação / Mábía Ruana Silva de Sena. – Campina Grande, 2022.

145 f. : il. color.

Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, 2022.

"Orientação: Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto".

Referências.

1. Desenvolvimento de Processos. 2. CFD. 3. Engenharia de Processos. 4. Fluidodinâmica. 5. Óleo Pesado. 6. Raio de Curvatura. 7. VOF (Volume de Fluidos). I. Farias Neto, Severino Rodrigues de. II. Título.

CDU 66.095(043)

# INFLUÊNCIA DO VAZAMENTO NO TRANSPORTE DE ÓLEOS PESADOS VIA CORE-FLOW EM TUBULAÇÃO COM UM TRECHO CURVADO: MODELAGEM E SIMULAÇÃO

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos da Universidade Federal de Campina Grande por Mábíia Ruana Silva de Sena.

Tese de Doutorado **Aprovada** em 05 de agosto de 2022.

Membros da Banca:



Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto

Orientador – UFCG/CCT/UAEQ



Prof. Dr. Diego David Silva Diniz

Examinador Externo – UFERSA/DE



Profa. Dra. Fabiana Pimentel Macêdo Farias

Examinadora Interna – UFCG/CDSA/UATEC



Dra. Hortência Luma Fernandes Magalhães

Examinadora Interna – UFCG



Profa. Dra. Kelen Cristina Crivelaro Silvestre

Examinadora Externa – UNIESP

*À minha filha, Sofia Maria Sena Massena.*

Dedicatória

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente, a DEUS e a NOSSA SENHORA pela dom da vida e por conceder-me a oportunidade de realizar este trabalho.

Aos meus pais, Ana Mabel e Claudionor de Sena (*in memoriam*), ao meu marido Santino Filho e a minha filha Sofia Maria, que sempre me apoiaram e acreditaram na minha capacidade.

Ao meu orientador, professor Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto, expresso o meu agradecimento pela paciência, sugestões e por todo conhecimento transmitido ao longo deste trabalho e pelas oportunidades de construir e aprimorar minha formação acadêmica.

Aos colegas de laboratório (Laboratório de Fluidodinâmica Computacional - LPFI), Diego, Boniek e Marcella por todos os conhecimentos transmitidos.

A CAPES, pelo suporte financeiro durante o desenvolvimento deste projeto. Ao Programa de Pós-Graduação em engenharia de Processos (PPGEP) pela oportunidade, apoio e crescimento à minha formação acadêmica.

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

Sena, M.R.S., Influência do vazamento no transporte de óleos pesados via *core-flow* em tubulação com um trecho curvado: modelagem e simulação, Tese, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos, Universidade Federal de Campina Grande, Brasil (2022).

## RESUMO

Os óleos pesados constituem grande parte da reserva nacional e mundial acessível, a ser explorada e produzida. Entretanto, seu elevado grau de densidade e viscosidade, além de suas propriedades físico-químicas e seu alto teor de ácidos naftênicos, tornam os custos da produção deste tipo de óleo bastante elevado. Um método que vem viabilizando a produção e transporte deste tipo de óleo é a técnica de escoamento *core-flow*, que consiste basicamente na injeção de água a uma corrente de óleo, fazendo com que a água lubrifique um núcleo de óleo e, assim, estabelecendo um padrão anular. Isso irá ocasionar uma diminuição da perda de carga verificada no transporte de óleos pesados, visto que as perdas por atrito são comparáveis com as perdas observadas quando a água escoar sozinha na tubulação. Todavia, como em qualquer outro meio de transporte, as tubulações estão sujeitas a falhas mecânicas e operacionais, a corrosão, a acidentes naturais, entre outros fatores, que levam a vazamentos de diferentes tamanhos nas tubulações. A ocorrência de vazamentos é responsável pela maioria dos acidentes em oleodutos. Neste sentido, o objetivo deste estudo é trazer uma contribuição no entendimento dos fenômenos envolvidos no transporte de óleos pesados utilizando a técnica *core-flow* com e sem vazamento. A modelagem computacional foi realizada pelo *software* ANSYS FLUENT através do método de volumes finitos, em dois dutos curvados com raios de curvaturas de 0,2 e 0,4 m com e sem vazamento. A modelagem matemática utilizada foi a de Volume de Fluidos (VOF), com o emprego do modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  Padrão, em regime transiente, considerando a força gravitacional. Os resultados dos campos de fração volumétrica, de pressão e de velocidade foram apresentados e discutidos. Baseados nesses parâmetros, pode-se concluir que o padrão *core-flow* pode ser desfeito devido ao efeito da curvatura e que a presença do vazamento causa a aderência do óleo pesado na parede da tubulação.

**Palavras-chave:** CFD. Fluidodinâmica. Óleo pesado. Raio de curvatura. VOF (Volume de Fluidos).

Sena, M. R. S., Influence of leakage on the transport of heavy oils via core-flow in pipe with a curved section: modeling and simulation, Thesis, Graduate Program in Process Engineering, Federal University of Campina Grande, Brazil (2022).

## ABSTRACT

Heavy oils constitute a large part of the accessible national and world reserve, to be explored and produced. However, its high degree of density and viscosity, in addition to its physicochemical properties and its high content of naphthenic acids, make the production costs of this type of oil quite high. A method that has enabled the production and transport of this type of oil is the core-flow technique, which consists of injecting water into an oil stream, causing the water to lubricate an oil core and, thus, establishing an annular pattern. This will lead to a decrease in the high-pressure drop observed in the transport of heavy oils, since the friction losses are comparable to the losses observed when the water flows alone in the pipeline. However, as in any other means of transport, pipes are subject to mechanical and operational failures, corrosion, natural accidents, among other factors that lead to leaks of different sizes in pipes. The occurrence of leaks is responsible for most accidents in pipelines. In this sense, the objective of this study is to contribute to the understanding of the phenomena involved in the transport of heavy oils using the core-flow technique with and without leakage. The computational modeling was performed by the software ANSYS FLUENT through the finite volume method, in two curved ducts with radii of curvature of 0.2 and 0.4 m with and without leakage. The mathematical modeling used was the Volume of Fluids (VOF), using the standard  $k-\varepsilon$  turbulence model, in a transient regime, considering the gravitational force. The results of the volumetric fraction, pressure and velocity fields were presented and discussed. Based on these parameters, it can be concluded that the core-flow pattern can be undone due to the effect of curvature and that the presence of leakage causes the heavy oil to adhere to the pipe wall.

**Keywords:** CFD. Fluid dynamics. Heavy oil. Bend radius. VOF (Fluid of Volume).

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Padrões de escoamento para fluxo horizontal de água e óleo quando o óleo é levemente menos denso que a água.....	23
Figura 2.2 - Padrões de escoamento para fluxo vertical ascendente. ....	24
Figura 2.3 - Padrões de escoamento para fluxo vertical descendente. ....	24
Figura 2.4 - Mapa e imagens dos padrões de fluxo observados por Obregón Vara (2001) em um duto horizontal.....	25
Figura 2.5 - (a) Mapa dos padrões de escoamento água-óleo pesado; (b) Imagens dos padrões de escoamento. ....	26
Figura 2.6 - (a) Mapa dos padrões de escoamento água-óleo pesado; (b) Imagens dos padrões de escoamento. ....	27
Figura 2.7 - Classificação dos escoamentos água-óleo observados nas seções: (a) Vertical com fluxo ascendente; (b) horizontal.....	28
Figura 2.8 - Técnica <i>core-flow</i> .....	29
Figura 2.9 - Ilustração de várias configurações do fluxo estratificado e anular. ....	31
Figura 2.10 - Teste industrial de transporte de óleo pesado em anel de água com fração de entrada de água/óleo de 4 %.....	32
Figura 2.11 - Fração volumétrica de óleo pesado: (a) Duto horizontal; (b) Duto curvado. ....	34
Figura 2.12 - Fração volumétrica de óleo pesado em dutos de conexão T com canto vivo e suavizado. ....	35
Figura 2.13 - Padrão <i>core-flow</i> água-óleo para diferentes valores de tempo. ....	36
Figura 2.14 - Esboço das geometrias em 3D a) Medidor de Vazão de Bicos (NFM), b) Medidor de Vazão Venturi (VFM) .....	37
Figura 2.15 - Padrões de fluxo observados experimentalmente e calculados pelas simulações. ....	37
Figura 2.16 - Distribuições bifásicas das oito amostras de óleo pesado nas seções transversais ( $Z = 0,75$ m) para o transporte de anéis de água .....	38
Figura 2.17 - Diagrama esquemático da geometria do modelo. ....	39
Figura 2.18 - Causas de ocorrência de vazamentos em oleodutos .....	41
Figura 2.19 - Volume médio vazado em função da causa do vazamento.....	42
Figura 2.20 - Campos de fração volumétrica do óleo no plano YZ em diferentes posições axiais ao longo do comprimento total da tubulação para o a) Vazamento superior b) Vazamento inferior. Ambos casos com diâmetro do vazamento igual a 2 mm	44

Figura 2.21 - Campos de fração volumétrica no plano YZ em diferentes posições axiais ao longo do comprimento total da tubulação para o a) Vazamento superior b) Vazamento inferior. Ambos casos com diâmetro do vazamento igual a 6 mm. ....	44
Figura 2.22 - Campo vetorial de velocidade superficial da fase óleo próximo ao vazamento para um dos casos considerados (corte longitudinal).....	45
Figura 2.23 - Volume de controle de duas fases imiscíveis separadas pela interface .....	50
Figura 2.24 - Exemplos da reconstrução na interface.....	55
Figura 2.25 - Relação entre o grau de modelagem e o custo computacional dos modelos de turbulência. ....	64
Figura 3.1 - Fluxograma com as etapas necessárias para uso do CFD.....	69
Figura 3.2 - Esquema da instalação experimental desenvolvido por Obregón Vara (2001). ....	70
Figura 3.3 - Geometria do objeto de estudo .....	71
Figura 3.4 - (a) Região de entrada de água e óleo pesado; (b) Região de saída dos dois fluidos. ....	71
Figura 3.5 - Geometria do objeto de estudo com vazamento. ....	72
Figura 3.6 - Representação da malha nos trechos vertical e horizontal.....	74
Figura 3.7- (a) Representação da malha na região de entrada de água e óleo pesado (b) Representação da malha na região de saída dos dois fluidos. ....	74
Figura 3.8 - Representação da malha na região de curvatura, com raio de curvatura (R), igual: (a) 0,2 m; (b) 0,4 m.....	75
Figura 3.9 - Representação da malha na região do vazamento.....	76
Figura 3.10 - Identificação das fronteiras para aplicação das condições de contorno.....	78
Figura 4.1 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,2 m no instante 0,1 segundo.....	85
Figura 4.2 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,4 m no instante 0,1 segundo.....	85
Figura 4.3 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,2 m no instante 0,3 segundos. ....	86
Figura 4.4 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,2 m no instante 0,3 segundos. ....	87
Figura 4.5 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,2 m no instante 4 segundos. ....	87
Figura 4.6 - Comparação entre o modelo matemático desenvolvido neste estudo e trabalhos experimentais disponíveis na literatura para o escoamento <i>core-flow</i> .....	88
Figura 4.7 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,4 m no instante 5 segundos. ....	89

Figura 4.8 - Fração volumétrica de óleo pesado em vários planos transversais yx e zx ao longo do duto curvado R = 0,2 m.....	91
Figura 4.9 - Fração volumétrica de óleo pesado em vários planos transversais yx e zx ao longo do duto curvado R = 0,4 m.....	92
Figura 4.10 - Perfil de fração volumétrica do óleo em função do diâmetro da tubulação no duto curvado R = 0,2 m no trecho horizontal para as distâncias de 0,2; 1,0 e 2,5 m. ....	93
Figura 4.11 - Perfil de fração volumétrica do óleo em função do diâmetro da tubulação no duto curvado R = 0,4 m no trecho horizontal para as distâncias de 0,4; 1,0 e 2,5 m. ....	93
Figura 4.12 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,2 m com vazamento à 0,1 m após a curvatura na condição TPIA.....	95
Figura 4.13 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,2 m com vazamento à 0,1 m após a curvatura na condição TPIO.....	96
Figura 4.14 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,2 m sem e com vazamento à 0,1 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO no final do trecho vertical e início do trecho curvado. ....	98
Figura 4.15 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,2 m sem e com vazamento à 0,1 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO na posição $0,2 \geq Z \geq 0,75$ m .....	99
Figura 4.16 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,4 m com vazamento à 0,1 m após a curvatura na condição TPIA.....	101
Figura 4.17 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,4 m com vazamento à 0,1 m após a curvatura na condição TPIO.....	102
Figura 4.18 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,4 m sem e com vazamento à 0,1 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO no final do trecho vertical e início do trecho curvado. ....	104
Figura 4.19 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,4 m sem e com vazamento à 0,1 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO na posição $0,2 \geq Z \geq 0,6$ m.....	105
Figura 4.20 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,2 m com vazamento à 1,5 m após a curvatura na condição TPIA.....	107
Figura 4.21 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,2 m com vazamento à 1,5 m após a curvatura na condição TPIO.....	108
Figura 4.22 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,2 m sem e com vazamento à 1,5 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO no final do trecho vertical e início do trecho curvado. ....	109
Figura 4.23 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,2 m sem e com vazamento à 1,5 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO na posição $0,2 \geq Z \geq 0,75$ m .....	110

Figura 4.24 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado $R = 0,4$ m com vazamento à 1,5 m após a curvatura na condição TPIA.....	112
Figura 4.25 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado $R = 0,4$ m com vazamento à 1,5 m após a curvatura na condição TPIO.....	113
Figura 4.26 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado $R = 0,4$ m sem e com vazamento à 1,5 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO no final do trecho vertical e início do trecho curvado. ....	114
Figura 4.27 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado $R = 0,4$ m sem e com vazamento à 1,5 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO na posição $1,8 \geq Z \geq 2,0$ m.....	115
Figura 4.28 - Fração volumétrica de óleo pesado em vários planos transversais $y_x$ e $z_x$ ao longo do duto curvado $R = 0,2$ m sem e com vazamento nas condições TPIA. ....	117
Figura 4.29 - Fração volumétrica de óleo pesado em vários planos transversais $y_x$ e $z_x$ ao longo do duto curvado $R = 0,4$ m sem e com vazamento nas condições TPIA. ....	118
Figura 4.30 - Campo de pressão ao longo do duto curvado (a) Duto curvado ( $R = 0,2$ m) no instante 4 segundos; (b) Duto curvado ( $R = 0,4$ m) no instante 5 segundos. ....	119
Figura 4.31 - Campo de pressão ao longo do duto curvado ( $R = 0,2$ m) com vazamento à 0,1 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO. ....	121
Figura 4.32 - Campo de pressão ao longo do duto curvado ( $R = 0,4$ m) com vazamento à 0,1 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO. ....	122
Figura 4.33 - Campo de pressão ao longo do duto curvado ( $R = 0,2$ m) com vazamento à 1,5 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO. ....	123
Figura 4.34 - Campo de pressão ao longo do duto curvado ( $R = 0,4$ m) com vazamento à 1,5 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO. ....	124
Figura 4.35 - Campo de velocidade superficial do óleo nos trechos vertical e de curvatura do duto curvado $R = 0,2$ m. ....	125
Figura 4.36 - Campo de velocidade superficial do óleo no trecho horizontal do duto curvado $R = 0,2$ m. ....	126
Figura 4.37 - Campo de velocidade superficial do óleo nos trechos vertical, curvatura e horizontal do duto curvado $R = 0,4$ m. ....	126
Figura 4.38 - Perfil de velocidade superficial do óleo no duto curvado $R = 0,2$ m na posição $Z$ igual a 0,2; 0,3; 0,5; 1,0; 2,0 e 2,5 m no trecho horizontal. ....	127
Figura 4.39 - Perfil de velocidade superficial do óleo no duto curvado $R = 0,4$ m na posição $Z$ igual a 2,0 m no trecho horizontal. ....	128
Figura 4.40 - Campo de velocidade superficial do óleo do duto curvado $R = 0,2$ m na presença de vazamento à 0,1 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO. ....	129

- Figura 4.41 - Campo de velocidade superficial do óleo do duto curvado  $R = 0,4$  m na presença de vazamento à  $0,1$  m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO..... 130
- Figura 4.42 - Campo de velocidade superficial do óleo do duto curvado  $R = 0,2$  m na presença de vazamento à  $1,5$  m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO..... 131
- Figura 4.43 - Campo de velocidade superficial do óleo do duto curvado  $R = 0,4$  m na presença de vazamento à  $1,5$  m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO..... 132

## LISTA DE TABELAS E QUADROS

Tabela 2.1 - Tipos de óleo. ....	19
Tabela 2.2 - Distribuição de óleos pesados no mundo. ....	21
Tabela 2.3 - As propriedades físicas das diferentes amostras de óleo pesado (50°C).....	38
Tabela 3.1 - Dimensões e posicionamento do vazamento na tubulação e densidade de elementos nas malhas. ....	73
Tabela 3.2 - Propriedades dos fluidos utilizados na simulação. ....	77
Tabela 3.3 - Condições utilizadas nas simulações dos dutos curvados. ....	83
Quadro 3.1 - Condições gerais do problema e da solução numérica .....	81

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

**ANP** - *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*

**API** - *American Petroleum Institute*

**UFCG** - *Universidade Federal de Campina Grande*

**VOF** - *Volume of Fluid*

# SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
1.1 Contextualização .....	13
1.2 Objetivos.....	16
1.2.1 Objetivo geral .....	16
1.2.2 Objetivos específicos .....	16
1.3 Organização do Trabalho.....	17
<b>CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>18</b>
2.1 Petróleo.....	18
2.1.1 Óleo pesado .....	20
2.2 Escoamento multifásico.....	21
2.3 <i>Core-flow</i> .....	29
2.4 Vazamento em dutos .....	40
2.5 Modelagem matemática.....	46
2.5.1 Modelos fluidodinâmicos .....	48
2.6 VOF ( <i>Volume Of Fluid</i> ).....	49
2.6.1 Equações do modelo VOF.....	51
2.6.1.1 Equações da conservação de massa.....	52
2.6.1.2 Interpolação próxima da interface .....	54
2.6.1.3 Propriedades do material .....	57
2.6.1.4 Equação da conservação de quantidade de movimento.....	57
2.6.1.5 Tensão interfacial .....	58
2.7 Modelo de Mistura.....	60
2.8 Modelo Euleriano .....	61
2.9 Modelos de Turbulência .....	62
2.9.1 Modelo <i>k</i> -epsilon ( <i>k-ε</i> ).....	65
<b>CAPÍTULO 3 - METODOLOGIA NUMÉRICA.....</b>	<b>68</b>
3.1 Metodologia.....	68
3.2 Descrição do problema físico .....	69
3.3 Geometria dos domínios.....	70
3.4 Malhas numéricas .....	72

3.5 Propriedades dos fluidos.....	76
3.6 Modelagem matemática.....	77
3.6.1 Condições iniciais e de contorno .....	78
3.7 Solução numérica .....	80
3.8 Casos estudados.....	82
<b>CAPÍTULO 4 - RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>84</b>
4.1 Análise do campo de fração volumétrica .....	84
4.2 Dinâmica de escoamento no <i>core-flow</i> .....	119
<b>CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES .....</b>	<b>133</b>
5.1 Conclusões.....	133
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>135</b>

---

# Capítulo 1

## INTRODUÇÃO

---

*Este capítulo inicia contextualizando a situação e dificuldades do transporte de óleos pesados e ultrapesados no cenário mundial, apresentando possíveis soluções para resolver as limitações desse transporte, dentre elas a técnica core-flow, tema principal deste trabalho. Assim, este capítulo está estruturado da seguinte forma: contextualização para nortear o leitor sobre o tema a ser estudado, buscando apresentar a motivação e a justificativa para a realização desse estudo; exposição de um breve resumo da metodologia a ser empregada e do que se planeja alcançar no fim deste estudo; apresentação do objetivo geral e específicos do trabalho e, por fim, é mostrado como está estruturada e organizada a parte escrita desta tese.*

### 1.1 Contextualização

O óleo extraído em reservatórios marítimos e terrestres, é transportado através de oleodutos ou navios petroleiros até os terminais marítimos (porto especial para carga e descarga). Deste ponto, o óleo é transportado até as refinarias, onde será processado e dará origem a gasolina, diesel, gás, óleo combustível, lubrificantes, asfalto, entre outros derivados. Dentre os diferentes tipos de óleos, destaca-se os óleos pesados e ultrapesados. O óleo pesado é caracterizado por possuir baixo grau API (Sigla de *American Petroleum Institute*) entre 10° e 20° e alta viscosidade entre 100 cP e 10000 cP. Além destas características, os óleos pesados possuem uma alta razão carbono/hidrogênio, grandes quantidades de resíduo de carbono, asfaltenos, enxofre, nitrogênio, metais pesados, aromáticos e/ou parafinas (OLSEN e RAMZEL, 1992).

De acordo com Gonçalves e Da Silva (2007) as estimativas de reservas de petróleo no mundo oscilam entre 9 e 13 trilhões de barris, incluindo óleos pesados, ultrapesados e betume, que somados representam 70% dos recursos petrolíferos. Segundo o Boletim da Produção de

Petróleo e Gás Natural, divulgado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) em junho de 2020, o Brasil foi responsável pela produção de 3,013MMbbl/d de petróleo, onde deste valor, 2,8% da produção considerada consistem em óleo leve, 84,8% de óleo médio e 12,4% de óleo pesado. A produção de óleo pesado é quatro vezes maior que a de óleo leve.

De acordo com o Centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), os volumes de óleo pesado descobertos nos últimos anos nas bacias de Campos e Santos já ultrapassam bilhões de barris. Além de sua alta densidade e viscosidade, a maior parte deste óleo encontra-se sob uma lâmina de água com mais de 1000 m, o que exige tecnologias sofisticadas e de elevado custo para sua extração. Este fato pode conduzir a uma menor produtividade do reservatório de óleos pesados, se comparado com a produção de óleos leves do tipo *brent*. Todavia, a nível mundial, o interesse na produção de óleos pesados e ultrapesados têm aumentado nos últimos anos por causa da grande quantidade de reserva acessível. A estimativa da reserva mundial é difícil, mas a ordem de magnitude do volume total de óleo pesado é o mesmo do óleo convencional (Bensakhria *et al.*, 2004). Por outro lado, a produção deste tipo de óleo impõe uma série de desafios tecnológicos, especialmente no seu transporte.

Dentre as diferentes técnicas para o transporte de óleos pesados e ultrapesados destaca-se a do escoamento anular ou *Core-Annular Flow* (CAF), também conhecida como *core-flow*, caracterizada pela menor quantidade de energia necessária para bombear óleos pesados (Bannwart, 2001). Este método foi idealizado por Isaacs e Speed em 1904, referida na Patente Nº 759374 nos Estados Unidos, mencionando a habilidade para transportar produtos viscosos por meio da lubrificação com água. Todavia, apenas em 1970 foi construído um amplo oleoduto industrial para o transporte de óleos pesados pela companhia *Shell* próximo de Bakersfield na Califórnia com 38 km de comprimento e um diâmetro de 15 cm (BENSAXHRIA *et al.*, 2004).

Segundo Andrade (2008) a técnica *core-flow* consiste, em injetar água a uma vazão inferior à do óleo fazendo com que o óleo pesado seja envolvido por uma camada de água e escoe no centro do tubo sem tocar a parede interna da tubulação, estabelecendo, assim, um padrão anular. A viscosidade do óleo não é modificada nesta técnica, sendo a principal vantagem em relação as demais. No *core-flow* ocorre a transformação do padrão de escoamento, e redução do atrito no transporte de produtos muito viscosos, como é o caso dos óleos pesados. Como desvantagem, durante o uso desta técnica, caso o óleo entre em contato com a parede interna do oleoduto durante o transporte, pode causar um aumento exorbitante na pressão do sistema, acarretando sérios danos a todo sistema de transporte e ao meio ambiente.

A estabilidade do padrão anular é um dos principais fatores que determinam a eficiência da técnica, bem como o tipo de padrão de fluxo, de acordo com as condições do escoamento e propriedades dos líquidos. À medida que os parâmetros do fluxo se alteram, alguns padrões ganham mais estabilidade, enquanto outros ficam mais instáveis (PRADA, 1999).

Nota-se que a estabilidade do escoamento *core-flow* é dependente de diversos fatores, diante disso, pode-se fazer a seguinte pergunta: Será que a presença de vazamentos na tubulação de transporte de óleo afetará a estabilidade do *core-flow*? Que efeito acarretaria na manutenção do padrão *core-flow*?

Azevedo (2009) relata que a maior parte dos acidentes com oleodutos relaciona-se à ocorrência de vazamentos ou rompimentos em sua estrutura. Apesar dos avanços significativos no desenvolvimento de materiais mais leves, mais resistentes e seguros para a construção gasodutos e oleodutos, vários problemas de vazamentos foram observados, estimulando o desenvolvimento de técnicas confiáveis e eficientes para inspecionar e detectar com rapidez e precisão possíveis vazamentos ao longo desses dutos. Essas técnicas, possuem como objetivo eliminar ou minimizar os danos causados à indústria do petróleo e ao meio ambiente.

Um vazamento depende de uma série de propriedades ou parâmetros medidos no local do vazamento, como por exemplo, integridade do material da tubulação, liberação de fluidos e emissão de ruído característico ou manifestação de algum outro tipo de sinal. O comportamento do fluido no interior da tubulação seria outra fonte de identificação de vazamento, visto que o vazamento nada mais é do que um fenômeno hidráulico. Os vazamentos podem surgir como consequência de corrosão, fadiga mecânica, falhas de soldagem, entre outros (COLOMBO *et al.*, 2009).

Vários trabalhos têm sido reportados na literatura empregando o uso da técnica *core-flow* (Prada e Bannwart, 2000; Bensakhria *et al.*, 2004; Andrade, 2008, Gadelha, 2011, Nunes, 2012, Strazza e Poesio, 2012, Marinho, 2012, Tripathi *et al.*, 2015, Dehkordi *et al.*, 2017, Cazarez-Candia e Piedra-González, 2017), entretanto nenhum relata está técnica na presença de vazamento com exceção do trabalho de Paiva (2012) que é um trabalho de conclusão de curso (TCC), que não apresenta resultados bem elucidados.

Baseando-se nessa realidade, o propósito deste trabalho é avaliar o comportamento da estabilidade da técnica *core-flow* no transporte de óleos pesados em tubulações curvadas com e sem vazamento. Neste trabalho foi utilizado o *software* ANSYS FLUENT e as simulações foram realizadas num modelo tridimensional para dois dutos com curvaturas de raios 0,2 e 0,4 m. Essas configurações permitiram analisar o efeito do raio de curvatura no padrão *core-flow* e a sua estabilidade. Em seguida foi estudado o efeito da presença de um vazamento de 0,002 m

localizado na parte inferior do trecho horizontal de ambas tubulações curvadas, onde foi possível analisar o comportamento do padrão *core-flow* na presença de um agente perturbador.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo geral

Avaliar a estabilidade da técnica *core-flow* no transporte de óleos pesados com e sem vazamento em tubulações curvadas.

### 1.2.2 Objetivos específicos

- a) Desenvolver uma modelagem matemática representativa do escoamento bifásico água/óleo pesado não isotérmico tipo *core-flow*, com e sem vazamento na tubulação;
- b) Estudar o efeito do raio de curvatura sobre o escoamento *core-flow* água/óleo;
- c) Avaliar o comportamento fluidodinâmico do escoamento *core-flow* água/óleo partindo, das informações dos campos de pressão, de velocidade e da fração volumétrica no escoamento com e sem vazamento;
- d) Avaliar o efeito causado pela presença de um vazamento na tubulação sobre a estabilidade do padrão *core-flow*;
- e) Avaliar o efeito da localização do vazamento sobre a estabilidade do padrão *core-flow*;
- f) Comparar os resultados das simulações com dados experimentais disponibilizados na literatura, desde que possível.

### 1.3 Organização do Trabalho

Para melhor entendimento do conteúdo, este trabalho foi disposto em cinco capítulos. O primeiro expõe a parte introdutória do trabalho, contextualizando o tema, e apresentando os objetivos gerais e específicos do trabalho, bem como a estrutura organizacional do seu conteúdo.

O segundo capítulo, mostra a revisão bibliográfica, dando ênfase ao óleo pesado proveniente da indústria de petróleo, escoamento multifásico, a técnica *core-flow*, vazamento em dutos, modelagem matemática, modelos fluidodinâmicos dando destaque ao modelo VOF (*Volume of Fluid*) e modelos de turbulência dando evidência ao modelo *k-epsilon* ( $k-\varepsilon$ ).

O terceiro capítulo expõe a metodologia numérica utilizada para o desenvolvimento deste estudo, apresentando a descrição do problema proposto, geometria dos domínios, malhas numéricas, propriedades dos fluidos, modelagem matemática, condições de contorno e solução numérica.

Em seguida o quarto capítulo apresenta os resultados e discussões referentes a análise do campo de fração volumétrica e dinâmica de escoamento no *core-flow* dando ênfase ao campo de pressão e velocidade do estudo desenvolvido.

Por último, o quinto capítulo expõe as conclusões e as sugestões para trabalhos futuros.

---

# Capítulo 2

## REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

---

*Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica com o foco na contextualização dos temas abordados no trabalho, mostrando definições e características dos óleos pesados, técnicas e regimes de escoamento multifásico, dando destaque a técnica core-flow, sua importância e viabilidade no transporte de óleos pesados. Por fim apresentar a modelagem matemática utilizada para simulações de escoamentos multifásicos, dando ênfase ao contexto deste estudo. Além disso, alguns trabalhos experimentais e numéricos destes fenômenos estão apresentados no decorrer desta seção.*

### 2.1 Petróleo

O petróleo é uma mistura complexa de compostos orgânicos, principalmente hidrocarbonetos (compostos formados por átomos de hidrogênio e carbono), estes podem estar presentes na forma líquida, gasosa e sólida, dependendo das condições de pressão e temperatura em que são encontrados, associados a pequenas quantidades de outras classes de compostos que contém nitrogênio, oxigênio e enxofre, sendo encontrados nos poros de rochas sedimentares. Quando o petróleo se apresenta no estado líquido, é denominado óleo cru ou simplesmente óleo, definido como a parte líquida de uma mistura de hidrocarbonetos proveniente de um reservatório geológico (VAZ, *et al.*, 2008).

Caracterizada como uma substância oleosa e inflamável, o petróleo é a principal fonte de energia na atualidade. O petróleo é um óleo menos denso que a água, com coloração que pode variar desde o castanho claro até o preto. Além de servir como base para a fabricação da gasolina, principal combustível para automóveis, vários outros produtos, como GLP, nafta, querosene, lubrificantes, etc., são derivados do petróleo (FRANCISCO, 2018).

A ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) (2000), define o óleo como qualquer hidrocarboneto líquido no seu estado natural.

“Toda mistura de hidrocarbonetos existentes na fase líquida nas condições originais de reservatório e que permanece líquido nas condições normais de pressão e temperatura na superfície, possuindo viscosidade absoluta menor ou igual a 10.000 centipoises, medida nas condições de temperatura original do reservatório e pressão de superfície” (ANP, 2000).

Os diversos tipos de óleos existentes na natureza apresentam uma diversidade de valores de densidade e viscosidade. A densidade é uma das características mais importantes para se determinar como o fluido vai se comportar durante o processo de produção, ou seja, durante o escoamento dentro do reservatório e em tubulações. A viscosidade é um dado de grande importância tanto para o refino, quanto para o escoamento em tubulações. De acordo com essas propriedades, o petróleo cru pode ser classificado como: leve, médio, pesado e ultrapesado (MOTHÉ e JUNIOR, 2007).

A classificação é dada em quatro categorias distintas: Petróleo leve, mediano, pesado e extrapesado conforme mostrado na Tabela 2.1 abaixo.

**Tabela 2.1 - Tipos de óleo.**

<b>Tipo de Óleo</b>	<b>Densidade Relativa (20°C / 20°C)</b>	<b>API (American Petroleum Institute)</b>
Leve	$\leq 0,87$	$\geq 31^\circ$
Mediano	$0,87 < \rho \leq 0,92$	$22^\circ \leq \text{API} < 31^\circ$
Pesado	$0,92 < \rho \leq 1,00$	$10^\circ \leq \text{API} < 22^\circ$
Eutrapesado	$> 1,00$	$< 10^\circ$

Fonte: Adaptado de ANP (2000).

Mothé e Junior (2007) afirmam que, a indústria do petróleo utiliza a expressão °API, para referenciar a densidade do óleo em relação à densidade da água, com objetivo de identificar de maneira mais prática e rápida seu peso (leve, médio, pesado ou ultra pesado), onde, quanto maior o grau °API, mais leve será o petróleo e maior será seu valor comercial.

O grau API é determinado utilizando-se a seguinte correlação:

$$^\circ\text{API} = \frac{141,5}{d_{ro}} - 131,5 \quad (2.1)$$

onde  $d_{ro}$  é a densidade relativa do óleo (densidade do óleo/densidade da água). O grau API é medido nas condições padrão de 25 °C (68 °F) e 1 atm.

A medição do °API é de suma importância, uma vez que feita na plataforma antes de refinar o petróleo, permite verificar se o óleo é pesado, extrapesado, etc. Constatado que o petróleo é pesado ou extrapesado, é preciso então planejar o investimento na exploração das jazidas, em novas tecnologias, aparelhagem apropriada e novas técnicas de transporte visando, à diminuição da perda de carga na tubulação, para viabilizar assim, a extração destes óleos de viscosidade elevada (PAIVA, 2012).

### 2.1.1 Óleo pesado

Segundo a ANP, todo petróleo com densidade relativa superior a 0,92 e igual ou inferior a 1,00 (ou grau API igual ou superior a 10 e inferior a 22) é classificado como óleo pesado. Os óleos pesados são muito viscosos e têm elevada quantidade de carbono em relação ao hidrogênio, em geral com mais de 15 átomos de carbono por molécula. Também, possui como característica marcante os elevados índices de aromáticos, parafinas, asfaltenos, enxofre, nitrogênio e metais pesados. Além disso, os óleos pesados têm um ponto de ebulição bem maior que os óleos leves (OBREGÓN VARA, 2001).

As propriedades físico-químicas dos óleos pesados dificultam a separação de óleo, água e areia e faz com que o seu refino, com as tecnologias atuais, resulte em menores quantidades de GLP (gás liquefeito de petróleo), gasolina, querosene e diesel, reduzindo o seu valor comercial. Outro fator de desvalorização dos óleos pesados é o elevado teor de ácidos naftênicos, os quais, se não forem eliminados, podem causar graves problemas de corrosão nas refinarias. Além disso, os óleos pesados apresentam elevada viscosidade, de 100 a 10000 vezes a viscosidade da água, na superfície, o que torna difícil e de elevado custo, e muitas das vezes inviável o deslocamento desde o reservatório até a superfície, etapa denominada como produção (BARBOSA, 2012; SOUSA, 2012).

De acordo com Mothé e Silva (2008), as reservas de óleos pesados são significativamente grandes, sua distribuição e quantidade em relação as reservas comprovadas giram em torno dos 550 bilhões de barris, conforme pode ser observado na Tabela 2.2.

No Brasil, o local com maior incidência de óleos pesados está nas águas profundas da Bacia de Campos, *offshore*, estado do Rio de Janeiro, que produz cerca de 80% de todo o petróleo nacional. Na região Nordeste, há poços de produção *onshore* de óleo pesado localizados no estado do Rio Grande do Norte. A busca pela autonomia no setor petrolífero do

Brasil, possui como alicerce encontrar métodos eficientes para explorar, produzir, transportar e refinar esses óleos. Para isso, é essencial entender que a maior dificuldade de manuseio e processamento dos óleos pesados está na necessidade de se estabelecer uma integração de ações e tecnologias, desde a movimentação desses óleos no reservatório, transporte rumo à refinaria, e por fim, seu tratamento e refino (MOTHÉ E JUNIOR, 2007).

**Tabela 2.2 - Distribuição de óleos pesados no mundo.**

<b>Continente/Região</b>	<b>Quantidade (Bilhões de barris)</b>
Oriente Médio	98,56
Europa/Eurásia	23,07
Ásia-Pacífico	37,35
América do Sul, Central e Caribe	334,94
África	9,04
América do Norte	44,54
<b>Total</b>	<b>547,50</b>

Fonte: Mothé e Silva Junior (2008).

## **2.2 Escoamento multifásico**

O escoamento em tubulações pode ser encontrado na maioria dos processos industriais como na indústria petrolífera, química, farmacêutica, alimentícia, agrícola, entre outras. Na indústria do petróleo, pode ser observado nas instalações de transporte, nas linhas de produção que conduzem os fluidos do reservatório até as instalações de superfícies passando por poços, linhas de surgência, *risers* e durante o processo de refino do petróleo e gás natural (Muniz *et al.*, 2005; Pereira Filho, 2010; Tavares, 2012). Por isto, é notória uma breve explanação sobre o escoamento multifásico, dando ênfase ao escoamento líquido - líquido, que é parte essencial deste trabalho.

O termo escoamento define, em um duto ou equipamento, a ação de um fluido em movimento. O termo multifásico, denota à presença de mais de um fluido e/ou sólidos. É interessante ressaltar que não há uma distinção rigorosa do conceito de fase e componente nesse

tipo de escoamento, por exemplo o sistema óleo/água/gás é uma mistura multifásica, porém, na realidade, o que existe é uma mistura bifásica multicomponente (SANTOS, 2014).

O escoamento multifásico pode ser classificado dependendo do tipo de fases constituintes como líquido-líquido, líquido-gás, líquido-sólido e por fim gás-sólido escoando no interior de dutos verticais, horizontais e inclinados, onde podem ser verificadas configurações geométricas ou deformações da interface. Cada padrão de escoamento é caracterizado por apresentar comportamento hidrodinâmico particular. Os padrões de escoamento de sistemas água/óleo (líquido-líquido) em dutos é diferente da mistura líquido-gás, principalmente devido a maior capacidade de transferência de quantidade de movimento interfacial e menores efeitos de empuxo gravitacional, dado pela diferença de densidade entre as fases, que é menor nestes sistemas (RODRIGUEZ, 2008).

Na literatura, os padrões de escoamento de sistemas óleo/água (líquido-líquido) são classificados em dois grandes grupos, dependendo de qual fluído constitui a fase contínua, aparecendo, assim, os padrões baseados em óleo (*oil based*) e o baseados em água (*water based*), onde as fases contínuas são o óleo e a água, respectivamente (Paladino, 2005). Assim, alguns trabalhos de pesquisa, como por exemplo, Brauner e Ullmann (2002), incluem a determinação do “ponto de inversão”, ponto em que a fase contínua passa de óleo para água ou vice-versa. Este ponto de inversão é função de parâmetros como velocidade, fração volumétrica das fases e propriedades dos fluídos, como viscosidade e tensão superficial, e é de fundamental importância na avaliação da perda de carga, seja em dutos de seção constante ou restrições, já que a queda de pressão devida à viscosidade, em um e outro caso, pode ter diferenças de até mil vezes quando se trata de óleos pesados.

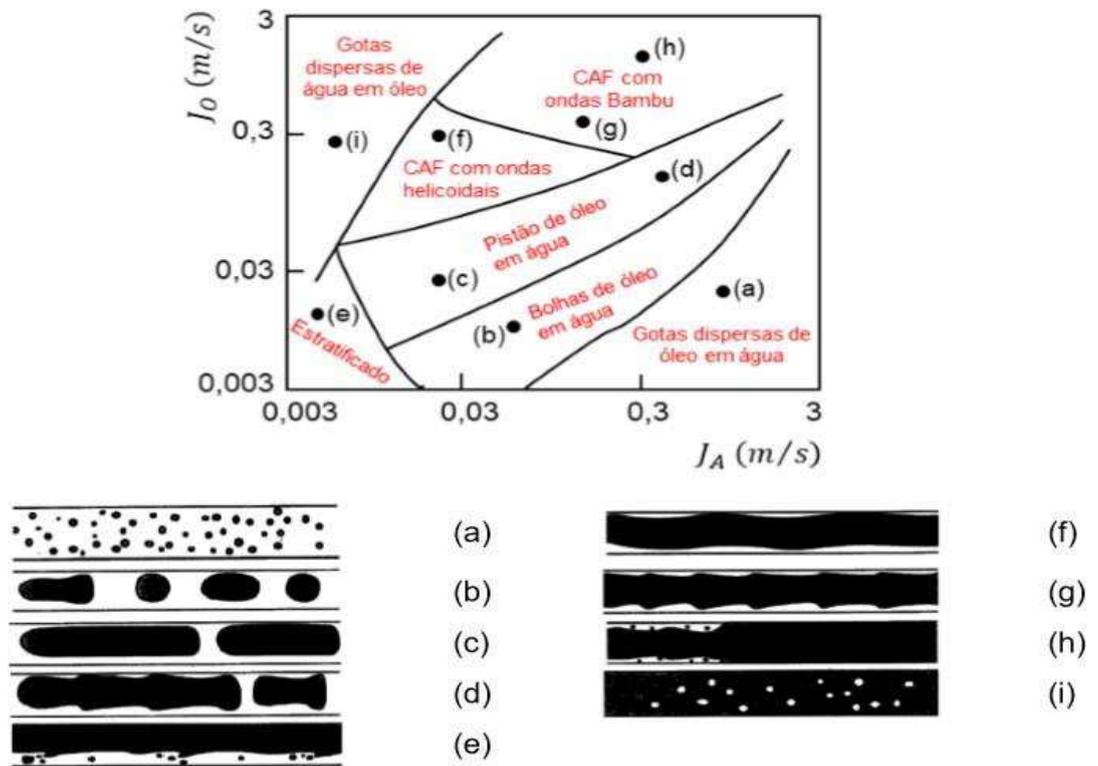
Charles *et al.* (1961) relatam que no escoamento em tubos de dois líquidos imiscíveis, como água e óleo, diferentes padrões podem surgir de acordo com a taxa de fluxo de cada um deles. Esses padrões são divididos em três categorias:

- a) Fluxo disperso: bolhas de óleo em água, gotas de água em óleo e emulsões de água/óleo e óleo/água;
- b) Fluxo separado: anular, estratificado-anular e estratificado;
- c) Fluxo intermitente: grandes bolhas de óleo em água.

Joseph *et al.* (1997), estudou a classificação dos padrões de escoamento em situações de fluxo bifásico de água e óleo, densidade de  $905,0 \text{ kg/m}^3$  e viscosidade de  $600 \text{ cP}$  ( $22 \text{ }^\circ\text{C}$ ), em escoamento horizontal (Figura 2.1), vertical ascendente (Figura 2.2) e vertical descendente

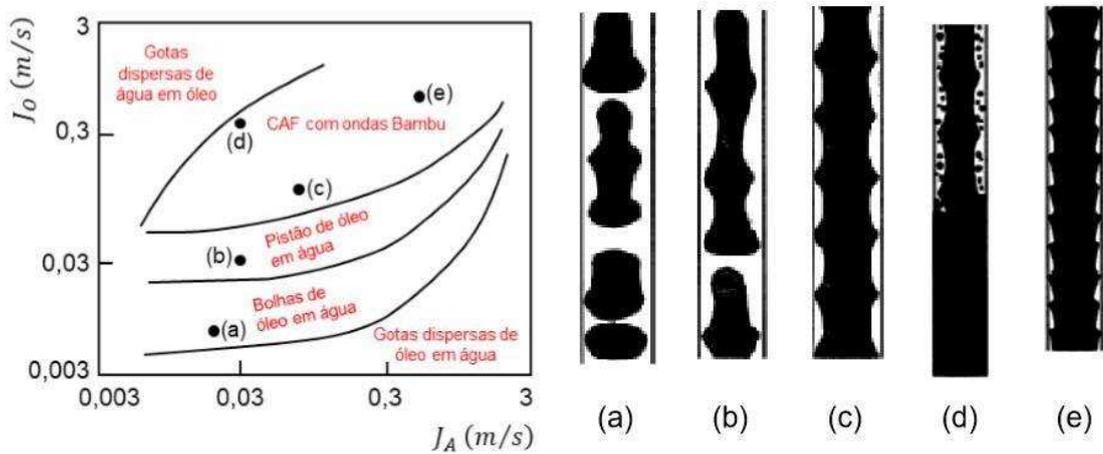
(Figura 2.3), citando o trabalho de Bai *et al.* (1992). Para o escoamento horizontal foram identificados nove padrões: (a) Gotas dispersas de óleo em água, (b) Bolhas de óleo em água, (c) Pistão de óleo em água, (d) Pistão de óleo em água com perturbações, (e) Estratificado, (f) Óleo em anular de água com movimento de ondas helicoidais, (g) Óleo em anular de água com ondas bambu, (h) Óleo em anular de água com aderência de óleo na tubulação e (i) Gotas dispersas de água em óleo, para o escoamento vertical ascendente cinco padrões: (a) Bolhas de óleo em água, (b) Pistão de óleo em água, (c) Óleo em anular de água com ondas bambu, (d) Óleo em anular de água com aderência de óleo na tubulação e (e) Óleo em anular de água com ondas bambu e para o vertical descendente cinco também: (a) Bolhas de óleo em água, (b) Pistão de óleo em água, (c) e (d) Óleo em anular de água com movimento de ondas helicoidais, e (e) Óleo em anular de água com ondas bambu.

**Figura 2.1 - Padrões de escoamento para fluxo horizontal de água e óleo quando o óleo é levemente menos denso que a água.**



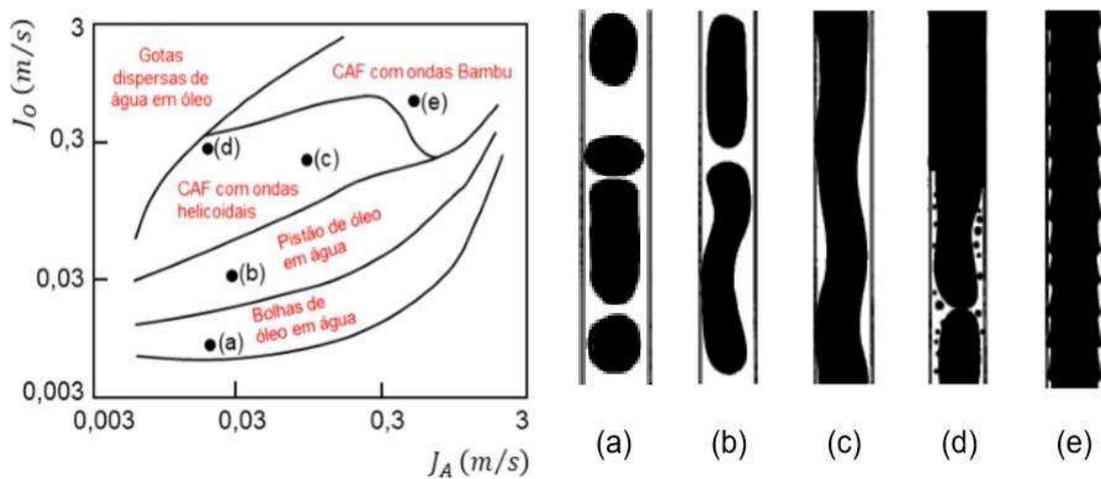
Fonte: Joseph *et al.* (1997).

**Figura 2.2 - Padrões de escoamento para fluxo vertical ascendente.**



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

**Figura 2.3 - Padrões de escoamento para fluxo vertical descendente.**

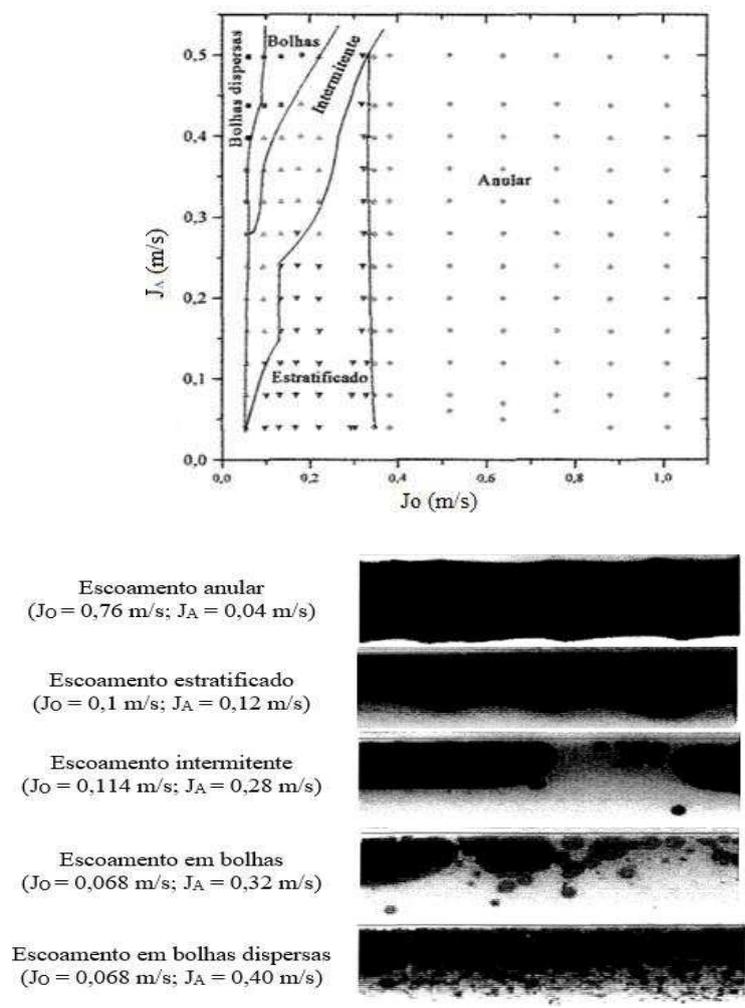


Fonte: Joseph *et al.* (1997).

Nas figuras 2.2 e 2.3, é importante destacar que as fronteiras entre os padrões indicados não são claramente definidas. Para o caso do fluxo vertical ascendente, devido a menor densidade do óleo, o empuxo e o gradiente de pressão agem no mesmo sentido provocando distensões no fluxo do óleo e a formação do perfil com ondas do tipo bambu. Já no fluxo vertical descendente, como o empuxo e o gradiente de pressão experimentam sentidos contrários, há uma compressão e desaceleração do núcleo de óleo responsáveis pela geração de ondas distorcidas helicoidais (JOSEPH *et al.*, 1997).

Obregón Vara, (2001) realizou testes experimentais para obter informações sobre os padrões de escoamento no transporte de óleo pesado (viscosidade de 1193 cP e densidade de 946,0 kg/m<sup>3</sup> a 25° C) e água em um duto horizontal, proveniente de uma plataforma marítima, cujo ponto de amostragem foi o oleoduto de exportação. A tubulação utilizada para realização dos testes era constituída inteiramente em vidro com diâmetro externo e interno igual a 3,4 e 2,84 cm respectivamente. O autor observou cinco padrões de escoamento: anular, estratificado, intermitente (bolha alongada), bolhas e bolhas dispersas (Figura 2.4), todos os padrões observados possibilitam o transporte hidráulico do óleo pesado, uma vez que a água se manteve em contato com a parede da tubulação.

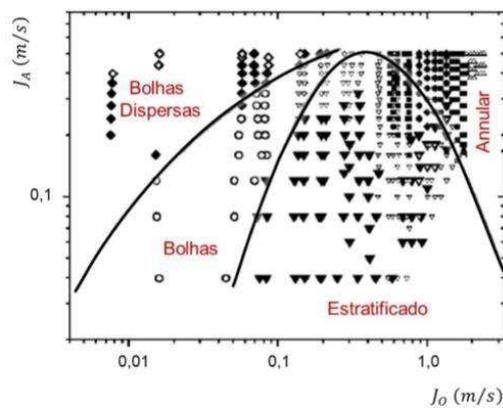
**Figura 2.4 - Mapa e imagens dos padrões de fluxo observados por Obregón Vara (2001) em um duto horizontal.**



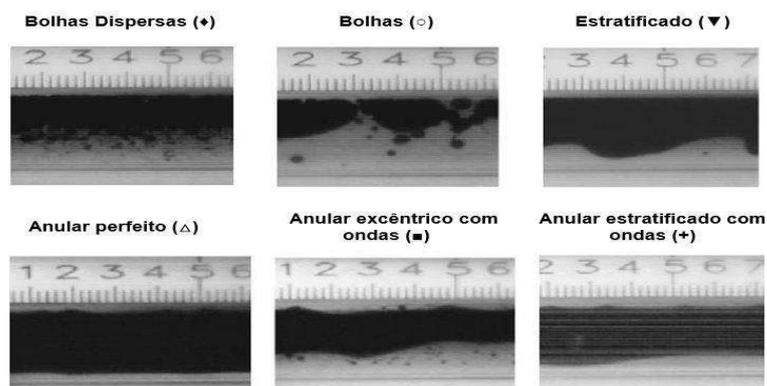
Fonte: Obregón Vara (2001).

Bannwart *et al.* (2004) avaliaram os padrões de escoamento formados no transporte de óleo pesado ( $\mu_o = 488$  cP e  $\rho_o = 925,5$  kg/m<sup>3</sup> a 22 °C) com água em dutos de vidro com diâmetro interno de 28,4 mm, posicionados na horizontal e na vertical, no intervalo de velocidade superficial de água de 0,04 a 0,5 m/s e de óleo de 0,007 a 2,5 m/s. Os autores destacaram a dependência das propriedades dos fluidos e das características do duto, como diâmetro e geometria, na geração desses padrões, reflexo das particularidades de cada trabalho. A Figura 2.5 apresenta o mapa dos padrões encontrados experimentalmente para o escoamento horizontal, sendo a região de ocorrência do tipo estratificado a que ocupou maior espaço no intervalo considerado nos testes.

**Figura 2.5 - (a) Mapa dos padrões de escoamento água-óleo pesado; (b) Imagens dos padrões de escoamento.**



(a)

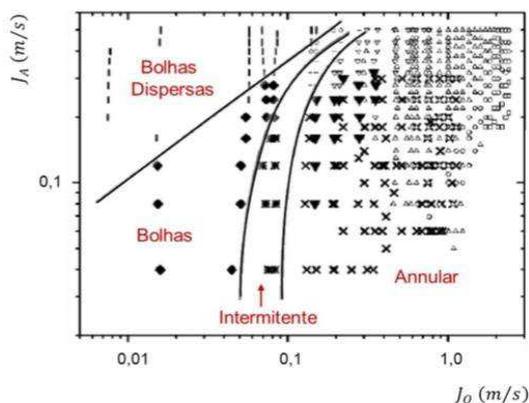


(b)

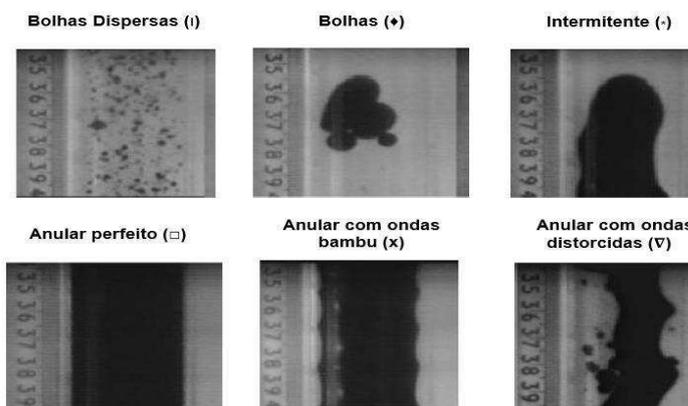
Fonte: Bannwart *et al.* (2004).

A Figura 2.6 exibe o mapa experimental referente ao escoamento vertical, em que a região de padrão anular se mostrou proeminente, abrangendo grandes combinações de vazão de água e óleo e evidenciando a tendência de ocorrência de padrão anular em seções verticais.

**Figura 2.6 - (a) Mapa dos padrões de escoamento água-óleo pesado; (b) Imagens dos padrões de escoamento.**



(a)



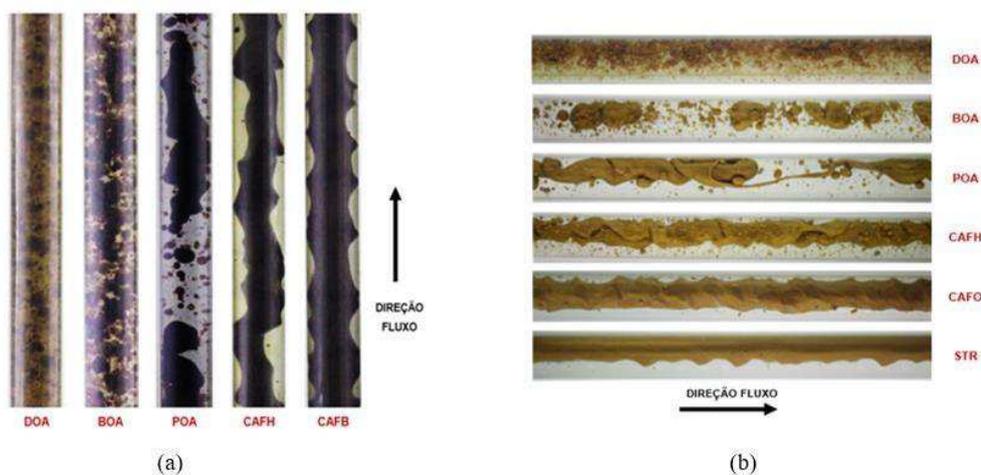
(b)

Fonte: Bannwart *et al.* (2004).

Coelho (2019) mapeou os padrões de escoamento de óleo pesado com água em dutos horizontais e verticais utilizando uma unidade de bancada composta por tanques de armazenamento e de separação de mistura. Para interligação dos tanques, foram dispostos dutos transparentes com 27 mm de diâmetro interno e 8 m de extensão, contendo duas seções horizontais e uma vertical para análise e diversos acessórios hidráulicos. O óleo utilizado apresentava viscosidade de 3200 cP a 22 °C e densidade de 945,0 kg/m<sup>3</sup>. Os resultados

experimentais demonstraram haver diversas configurações de fluxo segundo o posicionamento do duto, observando que a diferença de densidade dos fluidos descentraliza o óleo nos escoamentos horizontais. Além disso, o autor observou que o trecho vertical intercalado entre os trechos horizontais se comportou como um retificador de fluxo, melhorando os índices do padrão *core-flow*. Também identificou cinco padrões de escoamentos para o trecho vertical (Figura 2.7(a)), operando com fluxo ascendente: DOA: Dispersão de óleo em água, BOA: Bolhas de óleo em água, POA: pistão de óleo em água, CAFH: *core annular* com interface ondulada e helicoidal e CAFB: *core annular* com interface ondulada e formato de bambu. Os padrões de escoamento identificados no trecho horizontal foram seis (Figura 2.7(b)): DOA: Dispersão de óleo em água, BOA: Dispersão de bolhas de óleo em água, POA: pistão de óleo em água, CAFH: *core annular* com interface ondulada e helicoidal, CAFO: *core annular* com interface ondulada e STR: estratificado.

**Figura 2.7 - Classificação dos escoamentos água-óleo observados nas seções: (a) Vertical com fluxo ascendente; (b) horizontal.**

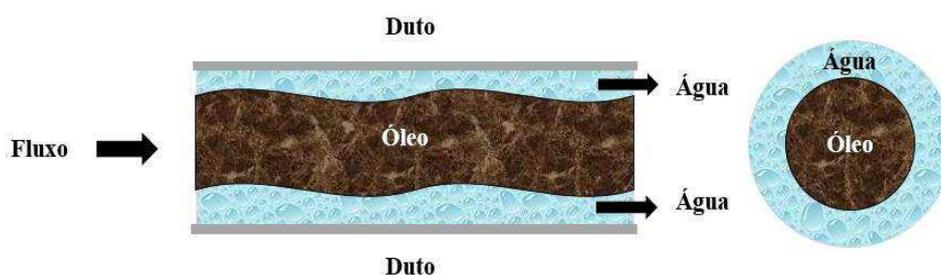


Fonte: Coelho (2019).

### 2.3 Core-flow

A técnica *core-flow* foi proposta pela primeira vez por volta de 1960, no Canadá, por Russell e Charles (1959) e Charles *et al.* (1961). Posteriormente foi desenvolvida nos anos 70 por Ooms (1972), Joseph *et al.* (1984) e Ooms *et al.* (1984). Esta técnica de escoamento é caracterizada por um filme de água que se forma adjacente à parede interna da tubulação formando um anel, que funciona como um lubrificante. O óleo, por sua vez, escoo no centro do tubo causando uma redução na perda de carga longitudinal (Figura 2.8) (Bensakhria *et al.*, 2004). Este anel impede que o óleo entre em contato com a parede e reduz drasticamente a perda de carga por atrito, tornando o escoamento deste óleo viável. A grande vantagem da técnica *core-flow* é o baixo custo da operação, uma vez que não é necessário aquecer os fluidos ou a linha de produção (ANDRADE, 2008; GRANZOTTO, 2008; PAIVA, 2012).

Figura 2.8 - Técnica *core-flow*.



Fonte: Própria do autor.

Bai *et al.* (1992) reporta, através de estudos teóricos e experimentais, ter conseguido detectar os comportamentos de sub-padrões do escoamento *core-flow*, conhecidos por *Perfect Core-Annular Flow* (PCAF) e *Wave Core-Anular Flow* (WCAF). O escoamento anular ideal ou perfeito (PCAF), corresponde a uma solução exata do escoamento retilíneo e concêntrico de fluidos, com densidade e viscosidades diferentes, em um tubo de seção transversal circular, enquanto que o escoamento anular com ondas (WCAF), apresenta uma estrutura interfacial ondulada.

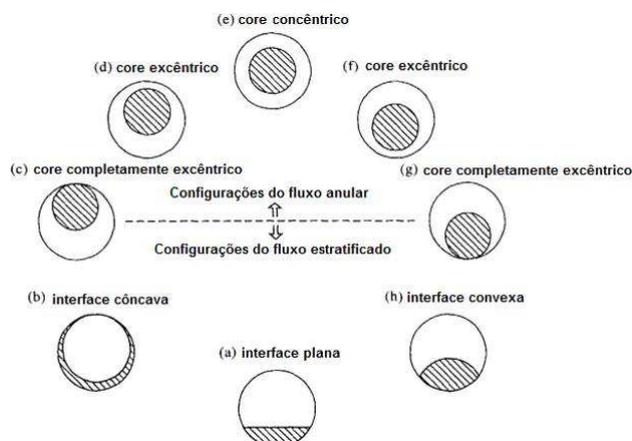
Ooms (1972) considerou dois fatores para instabilidade da interface em um escoamento *core-flow*: instabilidade de *Rayleigh-Taylor*, em consequência do efeito combinado da tensão interfacial e/ou gradientes de densidade desfavoráveis nos dois fluidos, e instabilidade de

*Kelvin-Helmholtz*, devido a um desequilíbrio das velocidades interfaciais dos fluidos, manifesta-se por uma ondulação na interface dos dois fluidos. Ooms (1972) conclui que, se a espessura do anel de fluido é muito pequena, em comparação com o raio do tubo, o escoamento anular tende à estabilidade. Além disso, uma interface lisa é incondicionalmente instável, portanto, para a existência do *core-flow* estável a interface deve ser ondulada. Em estudos posteriores, Ooms *et al.* (1984) propuseram que o movimento do núcleo ondulado em relação à parede do tubo produz um campo de pressões na região anular e conseqüentemente, forças na direção vertical.

Huang e Joseph (1995) estudaram a estabilidade hidrodinâmica do padrão *core-flow* perfeito concêntrico e excêntrico. Os autores comentam que o padrão *core-flow* excêntrico perfeito, ou seja, um PCAF no qual o óleo no centro do núcleo é deslocado para fora do eixo central do tubo, pode ser obtido. Esse estudo realiza uma análise da estabilidade linear do escoamento, utilizando o método dos elementos finitos, constatando que a excentricidade não gera instabilidades e que o escoamento excêntrico é estável nas mesmas regiões onde o *core-flow* concêntrico é estável. Os autores verificaram a evolução das ondas interfaciais em forma de bambu para uma forma sinuosa com o aumento da excentricidade.

Rovinski *et al.* (1997) apresentaram um estudo para estabelecer uma solução analítica para um *core-flow* completamente excêntrico e concêntrico. Esta solução elucida a gama de variações características de fluxo bifásico, associado com configurações dos escoamentos anular e estratificado e com a transição entre estes padrões de fluxo. Os autores comentam sobre uma configuração completamente excêntrica, obtida dos padrões de fluxo estratificado ou anular que pode ser visualizada com mais detalhes na Figura 2.9. Modelos analíticos para configurações anular ou estratificada são, frequentemente, os pontos de partida para analisar as transições de outros possíveis padrões de escoamento, porém, soluções analíticas para fluxos estratificados e anulares apresentam dificuldades para convergir numa configuração *core-flow* completamente excêntrico. Em seus resultados, notaram que as camadas do escoamento estratificado líquido-líquido ou líquido-gás podem exibir uma interface plana ou curvada.

**Figura 2.9 - Ilustração de várias configurações do fluxo estratificado e anular.**



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

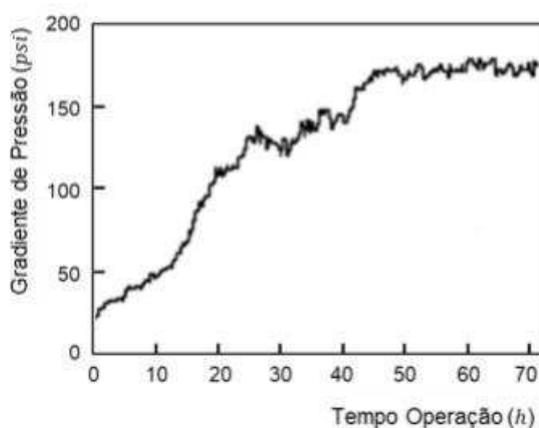
Um inconveniente da utilização da técnica *core-flow* no transporte de óleos pesados reside em testes de longa duração pois, a estabilidade do escoamento pode ser afetada por fenômenos de aderência do óleo as paredes da tubulação, levando a um aumento progressivo da perda de carga com o tempo. Barbosa (2004) estudou os efeitos causados pela adesão de óleo, sobre a superfície interna do tubo de aço carbono, na perda de carga de um escoamento bifásico óleo pesado com água no padrão *core-flow*. O autor verificou um aumento de pressão no decorrer da tubulação devido ao crescimento gradual da quantidade de óleo incrustado nas paredes do duto.

No escoamento *core-flow* é ideal utilizar a menor quantidade de água possível, para evitar problemas como o emulsificação da água no óleo e para reduzir a necessidade de tratamento da água após o transporte. Por outro lado, quanto mais fino o filme da água, maior a probabilidade de contaminação da parede do duto pelo óleo (Prada, 1999), esse é um dos principais problemas verificados na aplicação da técnica *core-flow*, à medida que o óleo se acumula em pontos das paredes do duto, existe uma tendência de aumento da perda de carga, chegando algumas vezes até ao bloqueio total da seção de fluxo da tubulação. Este problema tem sido motivo de diferentes trabalhos, como de Ribeiro (1994), que sugere o revestimento da tubulação por cimento como solução para minimizá-lo.

Joseph *et al.* (1997) publicaram um *review* sobre os principais avanços na técnica de *core-flow*. Neste trabalho, as persistentes dificuldades da técnica em prevenir a adesão de óleo na superfície da tubulação foram relatadas, que tem como consequência o rápido aumento no consumo energético do bombeamento. A Figura 2.11 retrata este evento ocorrido em um teste

industrial da companhia Zuata realizado no cinturão de Petróleo do Orinoco (Venezuela) onde o óleo de densidade de  $996,0 \text{ kg/m}^3$  e viscosidade de  $115000 \text{ cP}$  ( $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ), foi bombeado com anular de 4 % de água e velocidade superficial do óleo de  $1,5 \text{ m/s}$  por uma tubulação de 20 cm de diâmetro interno e extensão de 1 km. A Figura 2.10, evidencia a tendência do aumento no gradiente de pressão conforme aglutinação de óleo na parede da tubulação. Foi ainda relatado uma maior propensão deste fluido se agregar na tubulação em regiões próximas a estações de bombeamento e em irregularidades na linha como válvulas e curvas. Segundo os autores, experiências industriais de utilização do padrão *core-flow* sugerem que a inércia é necessária para o sucesso da técnica e que a velocidade mínima do escoamento deve ser de  $1,0 \text{ m/s}$ .

**Figura 2.10 - Teste industrial de transporte de óleo pesado em anel de água com fração de entrada de água/óleo de 4 %.**



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

Apesar dos problemas mencionados anteriormente e condições especiais para execução da técnica *core-flow*, já foram realizados testes em condições reais de produção e demonstraram a viabilidade da aplicação da técnica em tubulação de aço carbono. Além disso, experimentos vêm confirmar a grande vantagem em utilizar pequenas quantidades de água para o transporte de petróleo altamente viscoso, representando um passo significativo em direção à implantação definitiva da tecnologia do *core-flow*, como alternativa viável no transporte e produção de óleos pesados no Brasil. Além do mais, segundo Andrade (2008), esta técnica vem trazendo resultados atraentes no que diz respeito ao consumo de energia. Este fato está relacionado a redução da perda de carga durante o escoamento água/óleo utilizando a técnica *core-flow* quando comparada com aquela existente ao transportar apenas o óleo.

Muitos trabalhos, experimentais e numéricos, foram e continuam sendo desenvolvidos para análise da técnica *core-flow*, buscando aumentar, cada vez mais, o conhecimento sobre este método de transporte de óleos pesados, visando maior viabilidade e aplicabilidade no cenário mundial de exploração e transporte de óleos pesados, alguns desses trabalhos são apresentados a seguir:

Obregón Vara (2001), apresentou um estudo teórico e experimental da hidrodinâmica do escoamento bifásico água/óleo pesado em uma tubulação horizontal de vidro de diâmetro interno de 2,84 cm e externo de 3,4 cm, utilizando um óleo pesado com viscosidade de 1,193 Pa.s e densidade de 946,0 kg/cm<sup>3</sup> a 25°C. Foi avaliado experimentalmente o transporte de óleos pesados via técnica *core-flow* para diferentes velocidades para as fases água/óleo no padrão anular em uma tubulação horizontal, obtendo resultados com relação à queda de pressão. A avaliação da queda de pressão dinâmica foi medida por tomadas de pressão espaçadas em 80 cm. As medidas de perda de pressão obtidas apresentaram valores comparáveis às da água escoando sozinha no mesmo trecho da tubulação. Para o padrão anular, a queda de pressão foi sempre inferior à da água sozinha com vazão total, podendo ser explicada pela maior velocidade do óleo relativamente à água no padrão anular. Ao avaliar as diferentes velocidades relativas à fase água e a fase óleo, conseguiu obter cartas de fluxo, onde são apresentados todos os padrões de escoamento água/óleo pesado em um duto horizontal observados até então na literatura, além de padrões mistos.

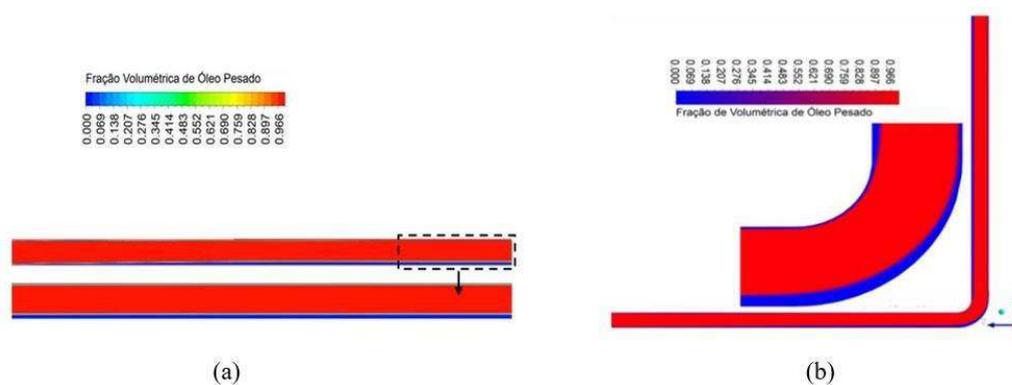
Andrade (2008) estudou, numericamente, o escoamento anular tipo *core-flow* em uma tubulação de 15 m de comprimento e 20 cm de diâmetro para transportar um óleo pesado de viscosidade igual a 12 Pa.s usando o *ANSYS CFX*<sup>®</sup> 10.0. O autor adotou um escoamento bidirecional, transiente, escoamento laminar para a fase óleo e turbulento para a fase água, com o emprego do modelo *k-ε*. O autor observou uma redução na perda de carga de 59 vezes se comparado com o escoamento de óleo sozinha na tubulação. O autor mostrou que há uma diminuição na queda de pressão na tubulação com o aumento da velocidade de água, atribuindo esse comportamento à redução do atrito em consequência da pressão do filme de água, favorecendo, assim, a formação de um núcleo de óleo que praticamente não entra em contato com a parede da tubulação.

Gadelha (2011) estudou numericamente o escoamento trifásico óleo/água/gás, não-isotérmico, em um duto horizontal, considerando os efeitos gravitacional e de arraste, utilizando a técnica *core-flow* e o *software* comercial *ANSYS CFX*<sup>®</sup>. O autor utilizou o modelo de turbulência *k-ε* padrão, o modelo de mistura para o par água/óleo e o modelo de partícula para os pares óleo/gás e água/gás. Os resultados dos campos de pressão, velocidade, temperatura e

fração volumétrica das fases presentes, bem como, da perda de carga ao longo do duto foram apresentados e discutidos. O autor verificou que a presença da fase gasosa e a variação de temperatura afetam o comportamento do escoamento anular e a queda de pressão. Os resultados numéricos da queda de pressão no duto foram comparados com dados disponibilizados na literatura e foi obtida uma boa concordância.

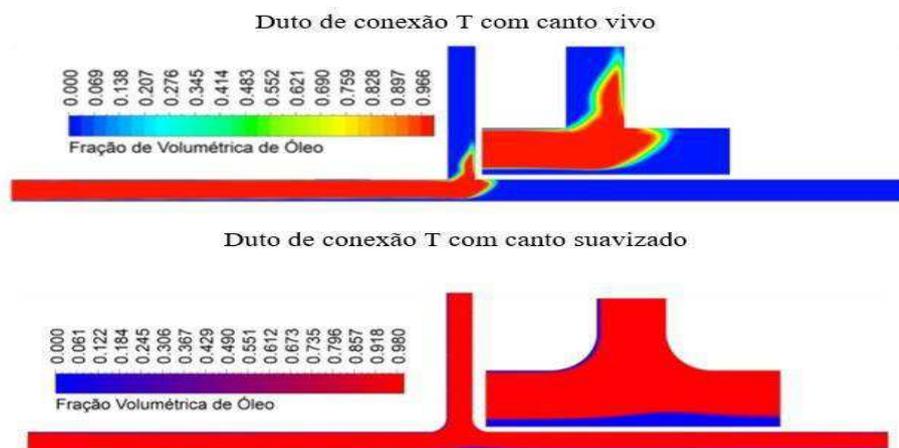
Andrade (2013) realizou um estudo numérico envolvendo o transporte de água e óleo pesado em dutos horizontais, curvados e com conexões T (com cantos vivos e suavizados) empregando a técnica *core-flow* via *software* comercial ANSYS CFX<sup>®</sup> 12.0. O óleo pesado apresentava uma densidade de 989,0 kg/m<sup>3</sup> e uma viscosidade de 10 Pa.s. O autor verificou que a técnica *core-flow* é eficiente em dutos horizontais e dutos curvados (Figura 2.11), onde a película do fluido lubrificante, água (cor azul), se manteve principalmente na região de curvatura onde as velocidades dos fluidos tendem a mudar de direção. A redução da pressão devido aos efeitos viscosos comparando o uso da técnica *core-flow* com o escoamento monofásico no duto curvado foi de 96%. Com relação aos dutos com conexão T, o padrão de escoamento anular é completamente desfeito a partir da conexão T com uma tendência do padrão de escoamento *core-flow* passar ao padrão estratificado em ambas as condições (Figura 2.12).

**Figura 2.11 - Fração volumétrica de óleo pesado: (a) Duto horizontal; (b) Duto curvado.**



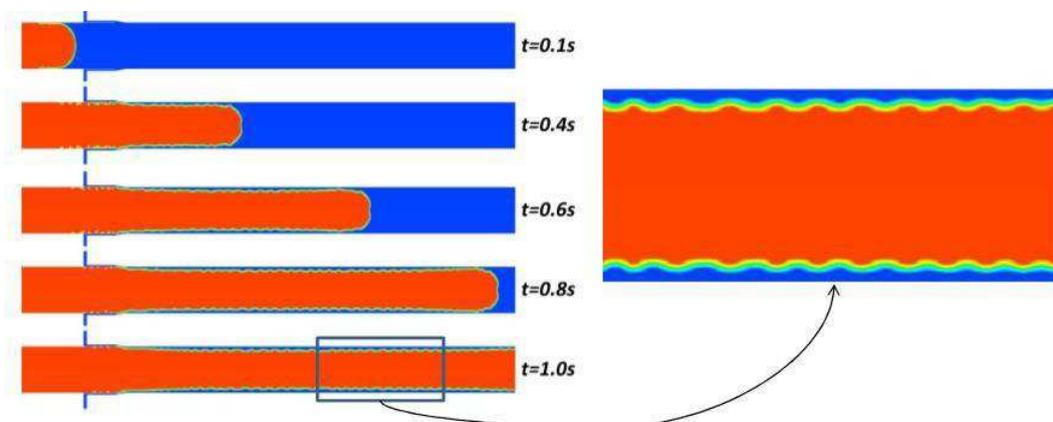
Fonte: Andrade (2013).

**Figura 2.12 - Fração volumétrica de óleo pesado em dutos de conexão T com canto vivo e suavizado.**



Fonte: Andrade (2013).

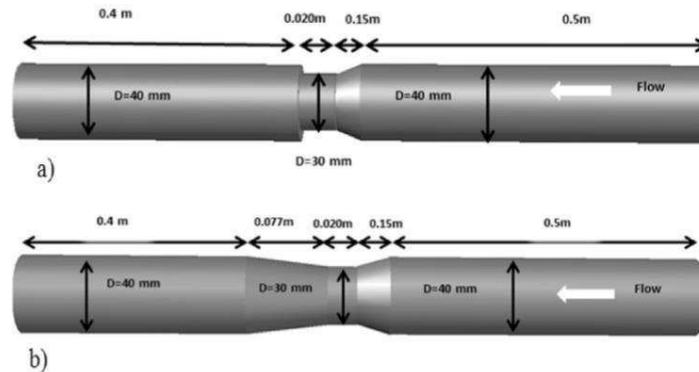
Tripathi *et al.* (2015) estudaram o padrão *core-flow* utilizando técnicas computacionais onde o fluido do núcleo é não-Newtoniano e o fluido anular é newtoniano. Nas simulações foram empregado o *software ANSYS FLUENT® 14.5* em um tubo horizontal, definindo o fluido do núcleo como o óleo altamente viscoso e anular como a água, respectivamente. A modelagem matemática empregada foi a de volume de fluidos (VOF), pois assume que os dois fluidos não são interpenetrantes. Os autores analisaram os dados relacionados à queda de pressão ao longo do tubo e a hidrodinâmica do fluxo, chegando as seguintes conclusões: quanto menor a tensão interfacial, mais estável é o padrão *core-flow* e a queda de pressão é reduzida a um valor próximo ao de um fluxo de água puro, demonstrando que um líquido não-newtoniano altamente viscoso pode ser transportado efetivamente usando o método *core-flow*. A Figura 2.13 está representando os campos de frações de volume dos fluidos em diferentes valores de tempo, adotando a tensão interfacial do núcleo (óleo viscoso) e do líquido anular (água) de 0,02 N/m. Tripathi *et al.* (2015) observaram também uma boa concordância entre os perfis de velocidade média previstos pela teoria e simulação.

**Figura 2.13 - Padrão *core-flow* água-óleo para diferentes valores de tempo.**

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

Dehkordi *et al.* (2017) empregaram o modelo de Volume de Fluido (VOF) usando o *ANSYS FLUENT*<sup>®</sup> 16.2 para caracterizar o padrão *core-flow* água/óleo pesado através de um Medidor de Vazão Venturi (VFM) e um Medidor de Vazão de Bicos (NFM) com um diâmetro de 40 mm em um tubo horizontal (Figura 2.14). As simulações numéricas foram comparadas com dados experimentais, para velocidades superficiais do óleo na faixa de 0,25 - 0,75 m/s e velocidades superficiais da água na faixa de 0,44 - 1,32 m/s. Oito casos foram considerados para as execuções numéricas. Foram utilizados dois modelos de turbulência: *k-ε realizable* e o modelo *Shear Stress Transport* (SST). A queda de pressão bifásica, a velocidade radial instantânea, o perfil de *holdup* e a taxa de deslizamento foram obtidos através dos resultados numéricos das simulações. Os padrões de escoamento foram igualmente comparados com as imagens reais tomadas por uma câmera Olympus E-M10 (Figura 2.15). Os autores observaram que em termos de queda de pressão e média *holdup* de água, os resultados de simulações de CFDs são consistentes com os dados experimentais. A previsão da taxa de fluxo de massa total, pelos modelos homogêneos, tanto no VFM (medidores de Vazão Venturi) e no NFM (medidores de Vazão de Bocal), também deram resultados muito satisfatórios.

**Figura 2.14 - Esboço das geometrias em 3D a) Medidor de Vazão de Bicos (NFM), b) Medidor de Vazão Venturi (VFM).**



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

**Figura 2.15 - Padrões de fluxo observados experimentalmente e calculados pelas simulações.**

Observação experimental (a montante da seção da garganta)	Observação experimental (seção da garganta)	CFD (seção da garganta)	$J_o$ (m/s)	$J_w$ (m/s)	Regime de fluxo
			0.25	0.44	Core - annular ondulado
			0.46	0.44	Core - annular ondulado
			0.75	0.66	Core - annular perfeito

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

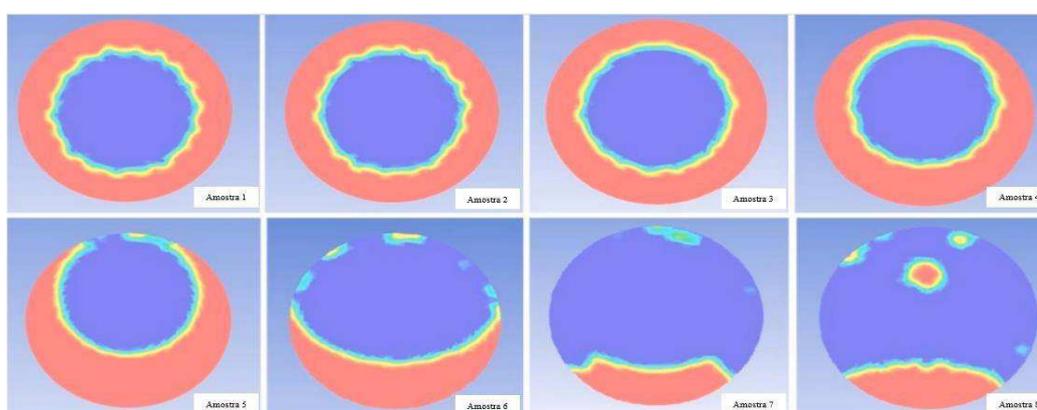
Jing *et al.* (2020), apresentaram com base em pesquisas experimentais, as análises numéricas dos efeitos da diferença de densidade, viscosidade, velocidade e tensão superficial entre água/óleo na estabilidade e queda de pressão do anel de água. Foram utilizadas oito amostras de óleo pesado de diferentes campos de petróleo (Tabela 2.3). Na Figura 2.16, está representado as distribuições bifásicas água/óleo na direção axial ( $Z = 0,75$  m) para o transporte das diferentes amostras de óleo pesado. Com a diminuição da densidade e viscosidade do óleo pesado, a distribuição do estado da fase água/óleo varia muito sob a mesma vazão. As amostras 1 a 4 formaram um anel de água estável. A amostra 5 apresentou um estado crítico e as amostras 6 a 8 um estado instável com fluxo de água/óleo em camadas.

Tabela 2.3 - As propriedades físicas das diferentes amostras de óleo pesado (50°C).

Amostra	Densidade do óleo (Kg/m <sup>3</sup> )	Viscosidade do óleo (mPa.s)	Densidade da água (Kg/m <sup>3</sup> )	Viscosidade da água (mPa.s)	Tensão interfacial água/ óleo (mN/m)
Amostra 1	996,3	5306,4	988,0	0,561	34,62
Amostra 2	985,5	33524,5	988,0	0,561	33,25
Amostra 3	976,4	24143,7	988,0	0,561	35,12
Amostra 4	968,8	12752,4	988,0	0,561	34,12
Amostra 5	956,2	7635,6	988,0	0,561	34,83
Amostra 6	945,3	4923,2	988,0	0,561	33,52
Amostra 7	934,7	2037,8	988,0	0,561	32,14
Amostra 8	926,4	1143,3	988,0	0,561	32,36

Fonte: Jing *et al.* (2020).

Figura 2.16 - Distribuições bifásicas das oito amostras de óleo pesado nas seções transversais (Z = 0,75 m) para o transporte de anéis de água.



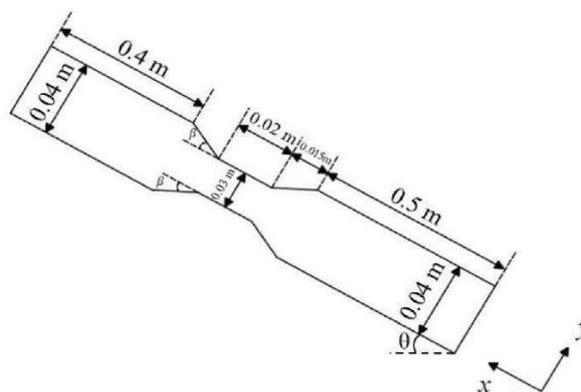
Fonte: Jing *et al.* (2020).

De acordo com Jing *et al.* (2020), os resultados mostraram basicamente que não há gradiente de velocidade na área central do óleo pesado durante o transporte via *core-flow*, que pode ser aproximado como o sólido elástico, e o atrito da fase aquosa tem um impacto maior na queda de pressão do tubo. Somente a diferença na densidade do óleo e da água afetou a formação do anel de água excêntrico e, ao considerar apenas o efeito da densidade, a queda de

pressão do anel de água excêntrica é reduzida à queda de pressão do anel de água concêntrica. Ao analisar o efeito da viscosidade do óleo pesado, conclui-se que a diferença de viscosidade água-óleo é mantida dentro de um determinado intervalo, o que pode manter um fluxo estável, e a queda de pressão do tubo diminui ligeiramente com a diminuição da viscosidade do óleo pesado. Ao estudar a diferença de velocidade água-óleo, verifica-se que não importa se o óleo e a água estão na mesma velocidade ou se o óleo é mais rápido ou mais lento que a água, deve haver uma vazão ideal para que o padrão *core-flow* seja estável e eficiente. E a velocidade é o fator mais crítico que afeta a excentricidade. Além disso, aumentar adequadamente a tensão interfacial água - óleo pode reduzir a excentricidade e melhorar a estabilidade do anel de água.

Daneshvar-Garmroodi e Ahmadpour (2020) estudaram o transporte de água/óleo pesado via *core-flow* em tubos inclinados contendo medidores de Vazão Venturi-VFM (Figura 2.17). Os autores adotaram escoamento laminar para a fase óleo e turbulento para a fase água. O modelo de fluxo multifásico de volume de fluido (VOF) foi utilizado para capturar a interface água/óleo e o modelo de turbulência  $k-\omega$  SST foi empregado para prever as características turbulentas do campo de fluxo da água. Os efeitos de vários parâmetros, como velocidade de entrada, ângulo de expansão ( $\beta$ ) e ângulo de inclinação ( $\theta$ ) do tubo foram investigados de forma abrangente. Os resultados das simulações indicaram que o aumento do ângulo de expansão no regime *core-flow* de  $3,7^\circ$  para  $45^\circ$  elevou a queda de pressão em mais de quatro vezes. Os autores observaram que para fluxos descendentes, aumentando o ângulo de inclinação, há uma queda geral de pressão. No entanto, em fluxos ascendentes, o perfil geral de queda de pressão em função do ângulo de inclinação teve um máximo local em torno de  $45^\circ$ .

**Figura 2.17 - Diagrama esquemático da geometria do modelo.**



Fonte: Daneshvar-Garmroodi e Ahmadpour (2020).

## 2.4 Vazamento em dutos

A integridade do material da tubulação, escape de fluidos da tubulação, emissão de ruído característico, comportamento fluidodinâmico multifásico característico ou manifestação de algum outro tipo de sinal, são exemplos de uma série de fatores que podem identificar a presença de um vazamento. O comportamento do fluido no interior da tubulação seria outra fonte de identificação de vazamento, tendo em vista que o vazamento é um fenômeno hidráulico. Os vazamentos podem surgir como consequência de corrosão, fadiga mecânica, falhas de soldagem, mudanças bruscas de pressão, falhas operacionais, presença de conexões ou curvas, fenômenos naturais e ações externas não intencionais ou não autorizadas, manutenção inadequada, entre outros (BUIATTI, 1995; PALADINO, 2000; BEZERRA, 2008; AZEVEDO, 2009; COLOMBO *et al.*, 2009; AGUIAR, 2010).

De acordo com Azevedo (2009), vazamento pode ser definido como a perda de determinada quantidade de fluido (balanço de massa alterado) através de uma abertura inesperada e indesejada na estrutura de um duto podendo ocorrer geralmente sob a forma de furos pontuais, rasgos, trincas, colapso ou rompimento do duto, tendo como origem diversas causas. A alteração no balanço de massa do duto pode causar mudanças permanentes nas condições estacionárias de escoamento tais como pressão e vazão, e alterações nas propriedades do(s) fluido(s) ou do sistema de escoamento (temperatura, densidade, vibração na parede do duto, etc.).

Azevedo (2009) comenta ainda que se as mudanças ocorridas devido a alterações no balanço de massa forem percebidas por sensores adequados, estes possibilitarão a detecção do vazamento no momento em que ele ocorrer ou após o escoamento no duto ter atingido uma nova condição estacionária. O volume de fluido perdido a cada instante é fundamental para determinar o impacto dessas mudanças no escoamento e se elas serão perceptíveis ou não para a instrumentação utilizada no duto. Porém, somente a utilização de sensores para detectar essas alterações não basta, uma vez que existem outros fenômenos transitórios causados por acionamentos de equipamentos e manobras operacionais. Desta maneira, é importante distinguir quando essas alterações têm como origem um vazamento ou alguma ação operacional.

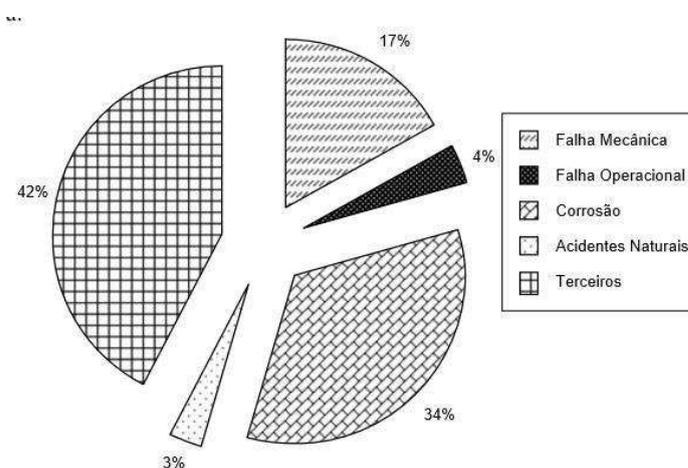
Azevedo (2009) relata que a maior parte dos acidentes com oleodutos relaciona-se à ocorrência de vazamentos ou rompimentos em sua estrutura. Uma associação de empresas de

petróleo europeias voltada para a segurança, meio ambiente e saúde em processos de refino e distribuição (CONCAWE) publicou um relatório em 2002 com estatísticas relativas aos vazamentos ocorridos nos oleodutos da Europa Ocidental em 30 anos (de 1970 a 2000). As causas dos vazamentos foram agrupadas em cinco categorias:

- (a) Falha mecânica – causas relacionadas à qualidade do material e à montagem do duto;
- (b) Falha operacional – causas relacionadas a falhas humanas e operacionais do sistema de transferência;
- (c) Corrosão – causas relacionadas ao desgaste provocado por agentes internos e externos ao duto;
- (d) Acidentes naturais – causas relacionadas a eventos naturais, tais como movimentação de terrenos e inundações;
- (e) Terceiros – Danos causados por agentes estranhos ao ambiente do duto, geralmente atividades humanas executadas na área.

A Figura 2.18 agrupa os vazamentos documentados pela CONCAWE no período de 30 anos em função da sua causa.

**Figura 2.18 - Causas de ocorrência de vazamentos em oleodutos.**

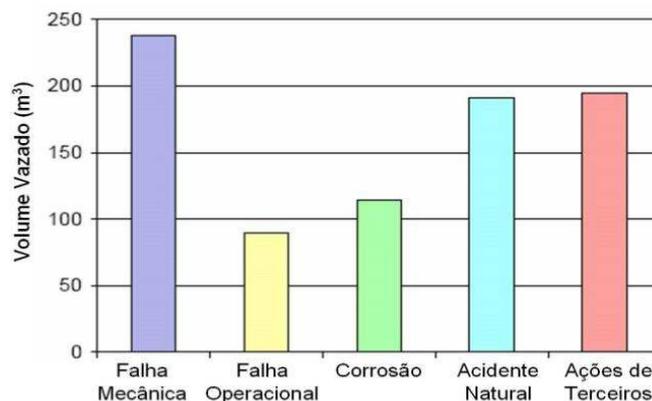


Fonte: CONCAWE (2002).

A Figura 2.19, também proveniente da CONCAWE, ilustra a quantidade média de óleo derramado em função das causas de um vazamento. Os dados indicam que a maior parte dos

acidentes com oleodutos (42%) é causada por ações de terceiros, e que o volume médio vazado nestas circunstâncias é significativo (quase 200 m<sup>3</sup>).

**Figura 2.19 - Volume médio vazado em função da causa do vazamento.**



Fonte: CONCAWE (2002).

Embora os pontos positivos associados à utilização de dutos na indústria de petróleo sejam consideráveis, deve-se ressaltar que os riscos associados ao transporte em dutos são muito altos. Um vazamento ou rompimento de dutos que transportam fluidos tóxicos pode levar a danos ambientais relevantes e com consequências desastrosas, em especial se o duto for construído em regiões alagadas, submersas ou em reservas ambientais (BEZERRA, 2008; AGUIAR, 2010).

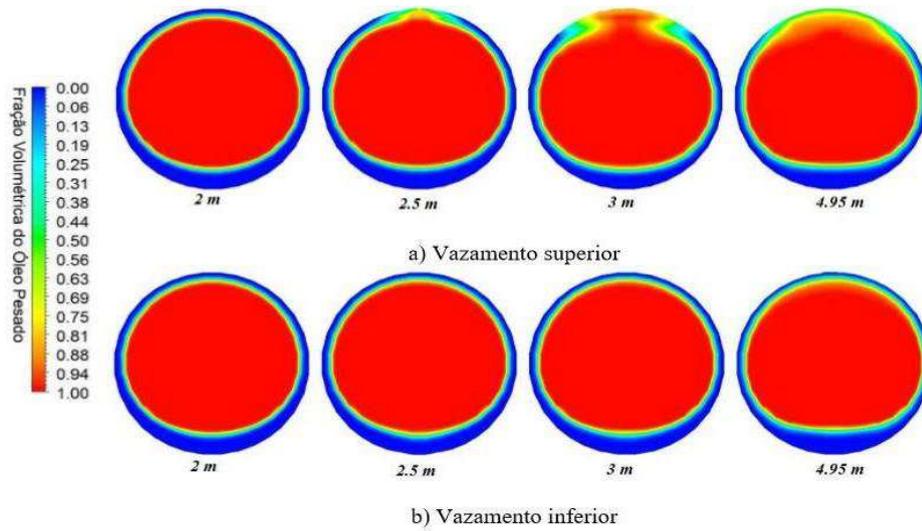
Araújo (2012), Barbosa (2012) e Sousa (2012) utilizaram o *software* ANSYS CFX<sup>®</sup> para simular numericamente escoamentos multifásicos em dutos com orifícios de vazamentos, apresentando resultados de campos de pressão, fração volumétrica, temperatura e velocidade das fases envolvidas. Os autores identificaram que o maior gradiente de pressão ocorre na região próxima ao orifício de vazamento, ou seja, pequenas variações nos valores da pressão são observadas antes e após a ocorrência do vazamento. Araújo (2012) destacou que o tempo necessário para que o comportamento de pressão atinja a estabilidade após o vazamento depende do diâmetro do orifício de escape dos fluidos no duto. Barbosa (2012) verificou que, quanto maior a viscosidade de um óleo, maior é a queda de pressão durante o escoamento. Um aumento na fração volumétrica de gás na mistura (trifásica) gera, possivelmente, um amortecimento na queda de pressão total do fluido, diminuindo assim o valor da queda de pressão total na superfície avaliada. Barbosa (2012) analisou que o vazamento acarreta um pequeno aumento da temperatura apenas na região vazante. Sousa (2012) observou que, em

todos os casos bifásicos (água/óleo) analisados, houve uma oscilação na queda de pressão total nos instantes iniciais do vazamento, sendo o período transiente muito curto (inferior a 0,03 s), devido à baixa vazão mássica no orifício de vazamento. A oscilação na queda de pressão total foi maior nos casos de maior fração volumétrica de água na mistura ou a velocidade de escoamento da mesma.

Tavares (2012) avaliou a termo-fluidodinâmica do escoamento trifásico (óleo/água/gás) com vazamento. As equações de conservação de massa, momento linear e de energia para cada fase, (óleo como, fase contínua e a água e o gás como, fases dispersas) foram resolvidas numericamente usando o *software* ANSYS CFX<sup>®</sup>, com auxílio de uma malha estruturada representativa do tubo horizontal com um orifício de vazamento. Foi adotada a abordagem Euleriana-Euleriana e o modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  RNG. Assim, foi possível avaliar a influência do vazamento sobre o escoamento e sobre a evolução da pressão e queda de pressão com o tempo por meio dos campos de fração volumétrica, temperatura e os perfis de velocidade e pressão. Os resultados das simulações numéricas evidenciaram um papel importante das condições de contorno no orifício de vazamento (velocidade ou pressão prescrita). A utilização da condição de pressão prescrita proporcionou resultados mais condizentes comparados com os disponibilizados na literatura.

Paiva (2012), estudou numericamente, o transporte de óleos pesados via técnica *core-flow* em um tubo horizontal na presença de um vazamento. Foi usado o *software* ANSYS CFX<sup>®</sup> 12.0 adotando-se o modelo de mistura para descrever o escoamento água/óleo pesado, considerando o regime laminar para a fase óleo e regime turbulento para a fase água, usando o modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  e propriedades físico-químicas consideradas constantes. Paiva (2012) avaliou a influência do diâmetro (2 mm e 6 mm) e a posição do vazamento (superior e inferior) na estabilidade do padrão anular. Com os campos de fração volumétrica e pressão, foi possível avaliar a influência do vazamento sobre a estabilidade do padrão anular e sobre a queda da pressão com o tempo. Os resultados das simulações numéricas evidenciaram que a presença do vazamento, dependendo do diâmetro e da posição na tubulação, desestabiliza o *core-flow*. Ao estudar o vazamento com 2 mm de diâmetro, a autora observou que o padrão anular foi quebrado para o vazamento situado na parte superior da tubulação. Já para o vazamento na parte inferior da tubulação, o padrão anular se manteve estável ao longo do duto (Figura 2.20). No vazamento de 6 mm, para ambas as posições (superior e inferior), o padrão anular foi desestabilizado, isto é, após o vazamento o padrão anular não se manteve. No entanto, verificou-se que o vazamento localizado na parte superior da tubulação proporcionou o maior contato do óleo na parede do duto se comparado ao vazamento inferior (Figura 2.21).

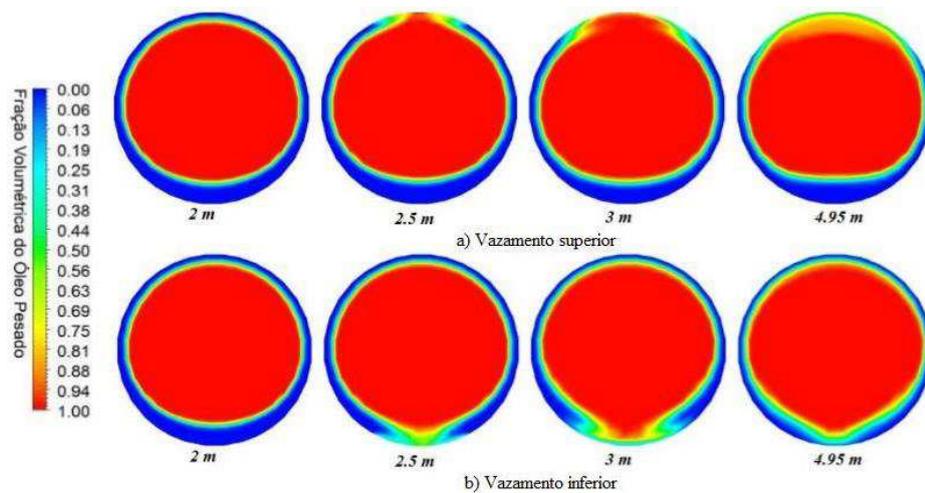
**Figura 2.20 - Campos de fração volumétrica do óleo no plano YZ em diferentes posições axiais ao longo do comprimento total da tubulação para o a) Vazamento superior b) Vazamento inferior. Ambos casos com diâmetro do vazamento igual a 2 mm.**



Fonte: Paiva (2012).

**Figura 2.21 - Campos de fração volumétrica no plano YZ em diferentes posições axiais ao longo do comprimento total da tubulação para o a) Vazamento superior b) Vazamento inferior.**

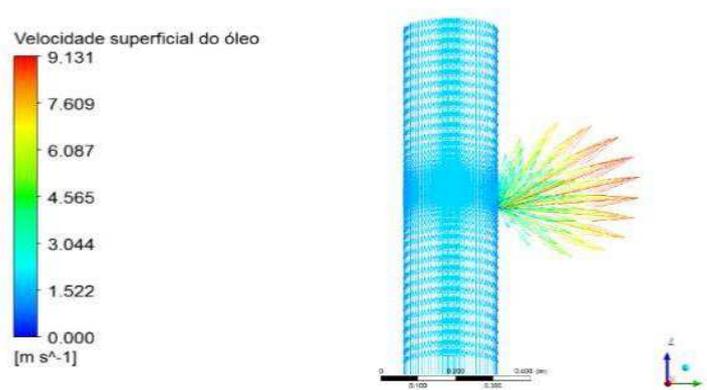
**Ambos casos com diâmetro do vazamento igual a 6 mm.**



Fonte: Paiva (2012).

Santos (2014) avaliou o escoamento multifásico transiente, não-isotérmico e tridimensional de óleo/água/gás em dutos verticais com e sem vazamento, com ênfase na influência da rugosidade da parede do duto e dimensões do orifício do vazamento. Foi verificado que a rugosidade da parede do duto, fase gás e a temperatura de alimentação da mistura influenciaram diretamente na queda de pressão média do escoamento. Na Figura 2.22 está representado um dos resultados do campo vetorial de velocidade superficial da fase óleo próximo ao vazamento, para um dos casos considerados (corte longitudinal).

**Figura 2.22 - Campo vetorial de velocidade superficial da fase óleo próximo ao vazamento para um dos casos considerados (corte longitudinal).**



Fonte: Santos (2014).

Leite (2016) estudou numericamente o escoamento em conexões curvadas com e sem vazamento de pequeno diâmetro, multifásico não isotérmico de óleo/água/gás utilizando o *software* comercial ANSYS CFX<sup>®</sup> 15.0. O autor analisou a distribuição de pressão, velocidade, e fração volumétrica, e queda de pressão para escoamentos monofásico (óleo), bifásico (água/óleo) e trifásico (óleo/água/gás). Os resultados indicaram que o raio de curvatura teve maior influência no campo de pressão, campo de velocidade e queda de pressão. O regime de escoamento teve maior relevância na avaliação da queda de pressão e distribuição da fração volumétrica.

## 2.5 Modelagem matemática

Para problemas envolvendo escoamentos, o ponto de partida seria as equações diferenciais de transporte que representam o fenômeno a ser estudado. Isto permitirá uma melhor compreensão real de um sistema sob determinadas condições, alterando as condições de contorno e iniciais. A modelagem numérica baseia-se nos princípios da conservação da massa, da conservação da quantidade de movimento e energia. As equações hidrodinâmicas são equações diferenciais parciais e possuem apenas solução analítica para escoamentos simplificados. Para a modelagem de escoamentos complexos, como os multifásicos utiliza-se uma metodologia numérica adequada para obter a solução destas equações (MARINHO, 2012).

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). Segundo Diniz (2021), a modelagem numérica tornou-se uma alternativa bastante interessante, pois reduz de maneira drástica os custos, o tempo e os riscos nas operações dos experimentos repetidos. Uma das técnicas numéricas mais utilizadas para análise dos perfis de escoamento do fluxo e seu comportamento hidrodinâmico é o modelo denotado de CFD (*Computational Fluid Dynamic*).

A solução numérica no *software ANSYS FLUENT*, por exemplo, é baseada no método de volumes finitos 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

Em simulações para análise de escoamentos o pré-processamento consiste na caracterização de um problema de escoamento num 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.
- 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. Um dos fatores que governa a precisão de uma solução CFD é o 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 principal etapa 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.

### 2.5.1 Modelos fluidodinâmicos

Existem duas abordagens para modelagem dos escoamentos multifásicos: Euleriana-Euleriana e a Euleriana-Lagrangeana. A diferença entre as duas abordagens está no tratamento em que cada uma aplica para a fase dispersa. (RANADE, 2002; PALADINO, 2005; SANTOS, 2009; ROSA, 2012).

A abordagem Euleriana-Euleriana, também conhecida como modelo de dois fluidos ou multi-fluido, é especialmente útil e computacionalmente rentável; quando a fração volumétrica das fases é comparável ou quando as forças de corpo como, por exemplo, a gravidade, age para separar as fases, ou quando a interação entre as fases desempenha um papel significativo na determinação do sistema hidrodinâmico. É aplicada para escoamento líquido-líquido (água/óleo), ou de gás e líquidos, por exemplo, e também nos escoamentos de líquido-sólido (areia/óleo e/ou gás/sólidos). Quando esta abordagem é usada para escoamento fluido-sólido, a analogia com a teoria cinética para gases densos têm sido feita para desenvolver as relações constitutivas para a pressão e a viscosidade da fase sólida (MASSAH e OSHINOWO, 2000).

Na abordagem Euleriana-Euleriana, existem dois submodelos avaliados: o Modelo homogêneo e o Modelo não-homogêneo. O modelo homogêneo é tido como o modelo em que as fases estão misturadas de maneira que se torne uma única fase e o modelo não-homogêneo cada um dos fluidos envolvidos no escoamento possui campo de velocidade próprio, que interagem entre si com auxílio de termos de transferência interfacial. Por exemplo, velocidade e temperaturas distintas, mas haverá uma tendência para que estes entrem em equilíbrio por meio do arraste interfacial e as condições de transferência de calor. (RANADE, 2002; PALADINO, 2005; ROSA, 2012).

Na abordagem Euleriana-Lagrangeana a fase líquida é tratada como contínua dada através da solução das equações de Navier-Stokes nas médias temporais. Já a fase dispersa é

resolvida através do acompanhamento da trajetória de um grande número de partículas, bolhas ou gotas através do campo de escoamento contínuo. As partículas são tratadas pela mecânica clássica do corpo sólido, entretanto a fase dispersa pode trocar massa, quantidade de movimento e energia com a fase líquida ou contínua (DECKER *et al.*, 2004).

Paladino (2005), Santos (2009) e Sarmiento (2014) afirmam que a principal desvantagem da abordagem Euleriana-Lagrangeana é a sua restrição a escoamento disperso e frações volumétricas baixas (inferior a 10%), sendo, o número de partículas presentes no sistema igual ao número de equações de conservação a serem resolvidas. Quando as partículas são pequenas, ainda para baixas frações volumétricas, o número de partículas será muito grande, inviabilizando a utilização deste modelo. Outra limitação para aplicações em escoamentos de bolhas, é que este modelo considera as partículas como sendo pontuais, ou seja, sem volume. Quando o tamanho das partículas é grande, como em escoamentos de bolhas, este modelo perde validade. Uma importante vantagem dessa abordagem é o fácil tratamento para sistemas polidispersos, isto é, sistemas nos quais as partículas possuem uma distribuição de tamanho relativamente larga e não pode ser considerado um único tamanho de partícula.

O *software ANSYS FLUENT* apresenta diversos modelos multifásicos, para abordagens Eulerianas e Lagrangeanas, são eles: Modelo de volume de fluido (VOF), Modelo de mistura e o Modelo Euleriano. Cada um destes demonstrando ainda a possibilidade de ser acoplado com métodos distintos de reprodução da interface formada entre os dois fluidos.

## 2.6 VOF (*Volume Of Fluid*)

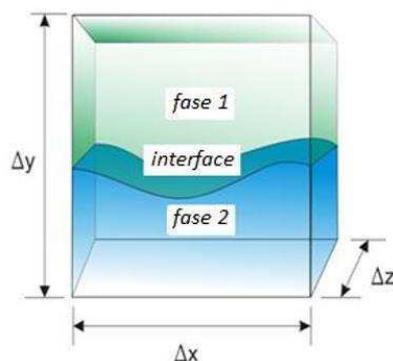
O modelo de volume de fluido (VOF) foi proposto pela primeira vez por Hirt e Nichols (1981) e considera uma solução completa das equações de Navier-Stokes para a conservação de massa e conservação do movimento em conjunto com uma variável escalar, denominada fração de volume ( $\alpha$ ). Esse modelo 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 2.23 ilustra o volume de controle  $\Delta V = \Delta x \Delta y \Delta z$ , ocupado por duas fases genéricas imiscíveis, separados pela interface.

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-flow* através de dutos verticais, onde o óleo escoava pelo núcleo e água como fluido anular. O modelo VOF foi empregado 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 linear 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.

**Figura 2.23 - Volume de controle de duas fases imiscíveis separadas pela interface.**



Fonte: Rezende (2014).

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 (FLUENT, 2020).

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, 2020). Em outras palavras, se o fluido é uma fase genérica qualquer, a fração de volume desta fase no volume de controle é  $\alpha_q$  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  $\alpha_q$ , as propriedades e variáveis apropriadas são calculadas em cada volume de controle dentro do domínio computacional.

Os autores 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  $k-\varepsilon$  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.

Jiang *et al.* (2014) simulou o escoamento *core-flow* água/óleo através de uma curva no duto em formato de U, foi utilizado o modelo VOF e o modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  Padrão. 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.

### 2.6.1 Equações do modelo VOF

Área média ponderada da fração de volume do óleo,  $\alpha_o$ , pode ajudar a entender como a distribuição da fase de óleo varia após o estabelecimento do escoamento *core-flow* (JIANG *et al.*, 2014).

$$\alpha_o = \frac{1}{A} \sum_{i=1}^n \alpha_{oi} A_{oi} \quad (2.2)$$

onde:

$A$  = área ocupada pela seção transversal;

$A_{oi}$  = área ocupada pelo óleo.

A fração de óleo  $\alpha_o$  é calculada usando correlação empírica, proposta por Arney *et al.* em 1993, conforme Equação 2.3:

$$\alpha_o = 1 - \alpha_w [1 + 0,35(1 - \alpha_w)] \quad (2.3)$$

onde:

$\alpha_w$  = fração de volume de água na entrada, definida na Equação 2.4.

$$\alpha_w = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} \quad (2.4)$$

onde:

$Q_w$  = vazão volumétrica da água;

$Q_o$  = vazão volumétrica do óleo.

### 2.6.1.1 Equações 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. Para a fase genérica  $q$ , esta equação tem a seguinte forma:

$$\frac{1}{\rho_q} \frac{\partial}{\partial t} (\alpha_q \rho_q) + \nabla \cdot (\alpha_q \rho_q \vec{U}_q) = \sum_{p=1}^n (\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp}) \quad (2.5)$$

onde:

$\rho_q$  = massa específica da fase  $q$ ;

$\alpha_q$  = fração de volume da fase  $q$ ;

$\vec{U}_q$  = velocidade superficial da fase  $q$ ;  
 $\sum_{p=1}^n (\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp})$  = taxa líquida de transferência de massa entre as fases.

Os termos do lado esquerdo da Equação 2.5 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 da fração de volume para a fase primária é calculada com base na seguinte restrição:

$$\sum_{q=1}^n \alpha_q = 1 \quad (2.6)$$

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

- **Esquema implícito**

No *software* FLUENT 15.0 existem diferentes esquemas de interpolação: Primeira e Segunda ordem *Upwind*, QUICK e HRIC Modificados, que são usados para obter os fluxos de face para todos os volumes de controle, incluindo as mais próximas à interface.

$$\frac{\alpha_q^{n+1} \rho_q^{n+1} - \alpha_q^n \rho_q^n}{\Delta t} V + \sum_f (\rho_q^{n+1} U_f^{n+1} \alpha_{q,f}^{n+1}) = [\sum_{p=1}^n (\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp})] V \quad (2.7)$$

onde:

$n + 1$  = índice para p 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 2.7 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.

- **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 15.0) A Equação 2.8 apresenta a formulação explícita.

$$\frac{\alpha_q^{n+1} \rho_q^{n+1} - \alpha_q^n \rho_q^n}{\Delta t} V + \sum_f (\rho_q^n U_{f,q}^n \alpha_{q,f}^n) = [\sum_{p=1}^n (\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp})] V \quad (2.8)$$

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

### 2.6.1.2 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 por interpolação de acordo com o esquema de discretização utilizado. Podem ser citados alguns esquemas de reconstrução de interface como o: Reconstrução Geométrica (*Geometric Reconstruction*) e Doadores-Receptores (*DonorAcceptor*).

Nos esquemas de reconstrução geométrica e doador-receptor, 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 15.0). A Figura 2.24 apresenta exemplos da reconstrução na interface.

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.

**Figura 2.24 - Exemplos da reconstrução na interface.**



Fonte: FLUENT (2020).

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.

No esquema doador-receptor o volume de controle está próximo da interface entre duas fases, um esquema de "doador-receptor" 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 receptor 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 receptor (MACHADO, 2015).

Garimella *et al.* (2005) descreveram 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. Foi utilizado 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) simularam 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 foi utilizado 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.

### 2.6.1.3 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:

$$\rho = \alpha_w \rho_w + (1 - \alpha_w) \rho_o \quad (2.9)$$

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:

$$\rho = \sum \alpha_q \rho_q \quad (2.10)$$

$$\mu = \sum \alpha_q \mu_q \quad (2.11)$$

### 2.6.1.4 Equação da conservação de quantidade de movimento

A equação da conservação de quantidade de movimento é 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 2.12 é dependente das frações de volume de todas as fases por meio das propriedades físicas  $\rho$  e  $\mu$  (FLUENT 15.0).

$$\frac{\partial}{\partial t} (\alpha \rho \vec{U}) + \nabla \cdot (\alpha \rho \vec{U} \vec{U}) = -\alpha \nabla p + \nabla [\alpha \mu (\nabla \vec{U} + \nabla \vec{U}^c)] + \alpha \rho \vec{g} + \vec{F} \quad (2.12)$$

onde:

$p$  = pressão estática;

$\vec{g}$  = constante gravitacional;

$\vec{F}$  = tensões interfaciais.

Os termos do lado esquerdo da Equação 2.12 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 forças interfaciais.

### 2.6.1.5 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 força de superfície contínua (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 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  $r_2$  (Equação 2.13).

$$p_2 - p_1 = \sigma \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (2.13)$$

onde:

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

$\sigma$  = coeficiente de tensão superficial.

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

$$\hat{n} = \nabla \alpha_q \quad (2.14)$$

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

$$\gamma = \nabla \cdot \hat{n} \quad (2.15)$$

$$\hat{n} = \frac{\vec{n}}{|\vec{n}|} \quad (2.16)$$

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.

$$F = \sigma \frac{\rho \gamma \nabla \alpha_q}{(\rho_1 + \rho_2)/2} \quad (2.17)$$

onde:

$\gamma$  = curvatura;

$\vec{n}$  = vetor normal;

$\hat{n}$  = vetor unitário normalizado.

A equação 2.17 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.

## 2.7 Modelo de Mistura

O modelo de mistura é um modelo simplificado heterogêneo de escorregamento que pode ser usado de diversas maneiras. Pode ser utilizado para modelar fluxos multifásicos onde as fases se movem em diferentes velocidades. O modelo de mistura pode modelar  $n$  fases (fluidos ou partículas), resolvendo as equações de movimento, continuidade e energia para a mistura, as equações de fração volumétrica para a fase secundária e expressões algébricas para as velocidades relativas, onde pode haver escorregamento (*Slip Velocity*).

O modelo de mistura é um bom substituto para o modelo Euleriano completo em diversos casos. Um modelo multifásico completo pode não ser viável quando existe uma grande distribuição de uma fase particulada, quando as interações entre as fases são desconhecidas ou sua confiabilidade é questionável para o problema. Um modelo mais simples, como o modelo de mistura, pode atuar tão bem quanto um modelo multifásico completo e ainda resolvendo um menor número de variáveis que o modelo completo, principalmente quando entre as fases ocorre escorregamento (*drift*).

O modelo de mistura, como o modelo VOF, usa uma abordagem de fluido simples. Ele difere do VOF de duas formas (ANSYS, 2014):

- Permite que as fases sejam interpenetrantes. As frações volumétricas  $\alpha_q$  e  $\alpha_p$  para um volume de controle podem ser iguais a qualquer valor entre 0 e 1, dependendo do espaço ocupado pela fase  $q$  e a fase  $p$ .
- Permite que as fases se movam em diferentes velocidades, usando o conceito de velocidades de escorregamento. O modelo também permite que as fases eventualmente se movam na mesma velocidade, sendo reduzido a um equivalente modelo homogêneo (ANSYS, 2014).

## 2.8 Modelo Euleriano

O modelo multifásico Euleriano completo que está presente no *software* permite que as equações para as fases sejam calculadas separadamente, ainda que elas interajam entre si. As fases podem ser sólidas, líquidas ou gasosas, permitindo qualquer combinação destas. Com este modelo, o número de fases secundárias é somente limitado pelos requerimentos de memória e se o comportamento complexo dificulta a convergência. É um modelo que demanda muito trabalho computacional e pode ser considerado caro em relação aos métodos anteriores.

A solução adota o seguinte:

- As duas fases possuem a mesma pressão.
- As equações de quantidade de movimento e continuidade são resolvidas para cada fase.
- Várias funções interfásicas de arraste estão disponíveis, que são apropriadas para vários tipos de regimes multifásicos.
- Os modelos de turbulência RANS  $k-\varepsilon$  e  $k-\omega$  estão disponíveis para serem acoplados ao modelo Euleriano, e podem ser aplicados para cada fase individualmente ou para a mistura (ANSYS, 2014).

Este modelo possui múltiplas opções de configuração, que permitem direcioná-lo a resolver com maior precisão características específicas do escoamento, que serão abordadas nos próximos tópicos.

O modelo VOF acoplável ao modelo Euleriano permite que se utilize os esquemas de interpolação próxima da interface, que devem ser ativados somente para casos que requerem uma reprodução precisa da interface entre as fases. Esta ferramenta pode ajudar a solucionar limitações que o modelo VOF pode oferecer por causa de sua formulação que envolve velocidade e temperatura compartilhadas entre as duas fases. Este esquema é apresentado na forma explícita, o que torna mais desafiadora a convergência por problemas de estabilidade.

## 2.9 Modelos de Turbulência

Descrever o fenômeno da turbulência é uma tarefa complexa e imprecisa pelo fato de haver mais fatores desconhecidos do que equações ou experimentos para explicá-los. O problema de fechamento da turbulência nasce da não-linearidade presente nas equações de Navier-Stokes que corresponde ao termo do tensor tensão de Reynolds, este que representa as flutuações heterogêneas de velocidade (Shu-tang e Yu-lu, 1995). A não existência de uma lei de distribuição estatística precisa para representar este termo tornam necessárias relações de equações algébricas ou diferenciais. Estas relações sempre se demonstram de ordem superior à variável desconhecida inicialmente. Se  $\phi$  é um escalar, então  $\overline{\phi}$  é um vetor, se  $\phi$  é um vetor, então  $\overline{\phi}$  é um tensor de segunda ordem (Hanjalic, 2004). Este fato aumenta significativamente a complexidade do problema e o tempo computacional, dependendo diretamente do tipo da resolução necessária. O tipo e o número de equações auxiliares definem o nível de fechamento.

No campo da mecânica dos fluidos, turbulência é um fenômeno inerentemente tridimensional e dependente do tempo em que movimentos irregulares são realizados por gases ou líquidos quando estes enfrentam obstáculos sólidos ou mesmo quando correntes vizinhas do mesmo fluido escoam entre si (Wilcox, 1993). Nesse regime de escoamento, a viscosidade passa a ter uma característica randômica e por essa razão são necessárias maneiras que possam prever esse comportamento para que os termos das equações que envolvem a viscosidade sejam completos. Com isso se faz necessário o uso de uma modelagem de turbulência.

De acordo com Wilcox (1993) destacam-se três modelagens de turbulência: DNS (*Direct Numerical Simulation*); LES (*Large Eddy Simulation*) e RANS (*Reynolds Averaged Navier-Stokes*).

Na abordagem DNS, todas as escalas da turbulência são computadas numericamente, a partir das equações de Navier-Stokes, sem levar em consideração o fato de que as pequenas e grandes escalas de turbulência possuem características físicas diferentes. Entretanto, é necessário alto refinamento de malha, da ordem de  $(Re\tau)^{9/4}$  e pequenos passos de tempo  $\Delta t \sim (Re\tau)^{-1/2}$  para capturar todo o espectro de escalas turbulentas. Com esses requisitos, identifica-se um elevado custo computacional para essa técnica.

Na abordagem LES, o intuito é separar as pequenas estruturas das grandes escalas empregando um processo de filtragem espacial nas equações de Navier-Stokes, nas quais as grandes escalas são resolvidas diretamente pelo método numérico e as pequenas escalas são

modeladas pela técnica das sub malhas. A estratégia dessa modelagem é que os grandes turbilhões são afetados pelas condições de contorno e que carregam a maioria das tensões de Reynolds, devendo ser computados ao mesmo tempo em que as pequenas escalas de turbulência, pois são as mais fracas e contribuem menos com as tensões de Reynolds. Com isso, são mais fáceis de modelar e conseqüentemente com uma demanda intermediária de recurso computacional.

Nos modelos que empregam a metodologia RANS, em que a média de Reynolds é um caso particular de filtro e é utilizada para simplificar a modelagem sub malha. Assim, a parcela de modelagem de turbulência é alta e, com isso, enseja em uma menor demanda do recurso computacional disponibilizado para o cálculo das equações.

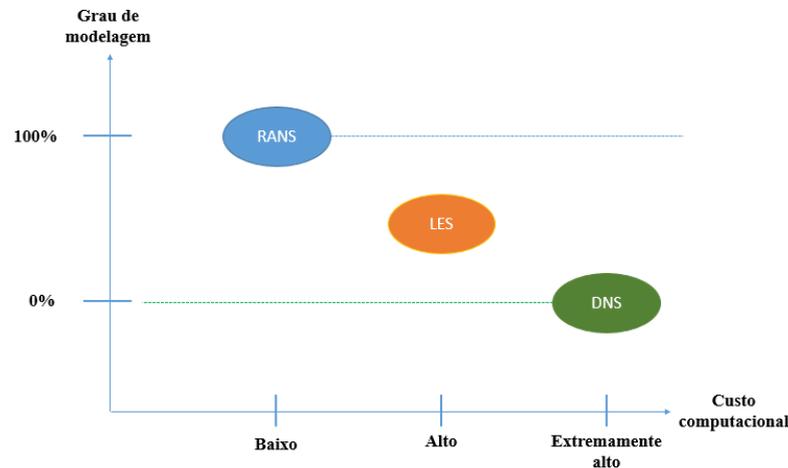
Um importante aspecto da modelagem de turbulência que deve ser avaliado no momento da seleção do modelo é o dispêndio de esforço computacional para se obter a solução do método numérico para o escoamento turbulento. Esse custo computacional é geralmente expresso em unidades de tempo que o recurso computacional leva para resolver as equações do método numérico e apresentar a solução para o escoamento.

Evidentemente que o custo computacional está relacionado com nível tecnológico que o recurso computacional detém. Com isso, em equipamentos mais avançados e com grande capacidade de processamento, o tempo necessário para solução do sistema de equações tende a ser reduzido.

Embora todo modelo de turbulência apresente sua demanda em face ao custo computacional, existem significativas diferenças de consumo desses recursos em função das características do modelo. Percebe-se que quanto maior a demanda da modelagem de turbulência que um determinado modelo requer, menor será seu custo computacional no processamento.

A Figura 2.25 ilustra o posicionamento das modelagens citadas, ordenando e relacionando os grupos de modelos de turbulência com seus respectivos custos computacionais em relação ao grau de modelagem de turbulência requerido.

**Figura 2.25 - Relação entre o grau de modelagem e o custo computacional dos modelos de turbulência.**



Fonte: Adaptado de Rezende (2009).

Baseado na metodologia RANS, os principais modelos de turbulência empregados em simulações numéricas de escoamentos podem ser classificados através das características do seu equacionamento:

- Modelos de zero equação (ou modelos algébricos): são baseados na hipótese do comprimento de mistura de Prandtl (Silveira Neto, 2002). É utilizado na maioria dos modelos de sub malha, como na simulação LES;
- Modelos de uma equação: uma equação de transporte é resolvida, geralmente para a energia cinética turbulenta  $k$ , juntamente com um comprimento de escala característico;
- Modelos de duas equações: utilizam duas equações de transporte de propriedades turbulentas, sendo uma a equação da energia cinética turbulenta  $k$  junto com a equação da taxa de dissipação da energia cinética turbulenta  $\varepsilon$ , ou a equação da frequência de passagem de grandes estruturas turbulentas  $\omega$ . Dentro dessa classificação encontram-se os conhecidos modelos  $k-\varepsilon$  e  $k-\omega$ , além do modelo *Shear Stress Transport* (SST) que advém de uma combinação desses últimos;
- Modelos algébricos para o tensor de Reynolds: utilizam equações algébricas para estabelecer relação entre as tensões turbulentas e as componentes médias de velocidade;

- e) Modelos para o tensor de Reynolds: utilizam equações de transporte explícitas para o cálculo das seis componentes do tensor de Reynolds junto com equações de transporte complementar para  $\varepsilon$  e  $\omega$  para obter o fechamento completo do sistema.

Das classificações acima, os itens a), b) e c) são dependentes da viscosidade turbulenta e os itens d) e e) não dependem da viscosidade turbulenta. Neste trabalho, o modelo de turbulência utilizado foi o  $k$ -epsilon ( $k$ - $\varepsilon$ ). Na sequência é apresentada uma breve descrição da formulação matemática para este modelo de turbulência.

### 2.9.1 Modelo $k$ -epsilon ( $k$ - $\varepsilon$ )

É um modelo de turbulência de duas equações, uma para o  $k$  (energia cinética turbulenta) e outra para o  $\varepsilon$  (taxa de dissipação de  $k$ ). Consolidado em meados dos anos setenta por Launder e Spalding (1972), é bastante utilizado por seu relativo baixo custo computacional e confiável reprodutibilidade numérica de escoamentos turbulentos desenvolvidos. Leva como fundamento o conceito de viscosidade turbulenta proposto por Boussinesq, que foi o primeiro que considerou que a transferência de quantidade de movimento molecular e turbulento são análogas (VERSTEEG e MALALASEKERA, 2007).

Alguns comentários sobre o modelo  $k$ - $\varepsilon$ :

- O modelo é fundamentado em uma análise dimensional, pois o que se modela são as equações de  $k$  e  $\varepsilon$  e não a física da turbulência.
- Não são disponíveis medidas experimentais nem simulações numéricas (LES e DNS) que descrevem o comportamento físico de todos os termos da equação, a exemplo da equação da dissipação que não é modelada fisicamente.
- As constantes do modelo são ajustadas para satisfazer escoamentos típicos de camada limite, não trazendo universalidade ao modelo.
- Os valores das constantes podem ser ajustados para que o modelo melhor represente classes específicas de escoamentos.

- Os comentários acima se aplicam aos outros tipos de modelo de duas equações. Caso eles não empreguem a equação da dissipação haverá outra grandeza modelada que se desconhece igualmente sua natureza.
- O modelo  $k-\varepsilon$  produz resultados qualitativos para uma grande maioria de escoamentos. Em particular ele produz bons resultados para escoamentos em camada limite (*thin shear flows*) e escoamentos desenvolvidos em dutos.
- Em casos mais complexos, que também são casos padrões para teste de modelos elípticos ele não produz resultados satisfatórios e necessita de correções.
- Pode-se afirmar que o modelo  $k-\varepsilon$  com as constantes padrões não produz bons resultados quantitativos em situações onde existem uma elevada tensão média ou regiões do escoamento com extensa área de escoamento separado.
- Atribui-se a estas incapacidades ao modelo a equação da dissipação. Em geral o modelo  $k-\varepsilon$  produz valores de  $\mu_t$  majorados, adicionalmente a equação da dissipação nem sempre produz os valores corretos do comprimento de escala  $L$ . Estas situações são remediadas introduzindo-se correções no modelo  $k-\varepsilon$ .

- **Modelo  $k-\varepsilon$  Padrão:**

O modelo  $k-\varepsilon$  padrão usa as seguintes equações de transporte para  $k$  (2.18) e para  $\varepsilon$  (2.19):

$$\frac{\delta}{\delta t}(\rho k) + \frac{\delta}{\delta x_i}(\rho k u_i) = \frac{\delta}{\delta x_i} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\delta k}{\delta x_i} \right] + G_k + G_b - \rho \varepsilon - Y_M + S_k \quad (2.18)$$

$$\frac{\delta}{\delta t}(\rho \varepsilon) + \frac{\delta}{\delta x_i}(\rho \varepsilon u_i) = \frac{\delta}{\delta x_i} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_s} \right) \frac{\delta \varepsilon}{\delta x_i} \right] + C_{1s} \frac{\varepsilon}{k} (G_k + C_{3s} G_b) - C_{2s} \rho \frac{\varepsilon^2}{k} + S_s \quad (2.19)$$

$G_k$  representa a geração de energia cinética de turbulência devido aos gradientes de velocidade média,  $G_b$  é a geração de energia cinética de turbulência devido à flutuabilidade,  $Y_M$  representa a contribuição da dilatação flutuante na turbulência compressível para a taxa de dissipação

geral,  $C_{1s}$ ,  $C_{2s}$ ,  $C_{3s}$ , são constantes  $\sigma_k$  e  $\sigma_s$  são os números de Prandtl turbulentos para  $k$  e  $\varepsilon$ , respectivamente e  $S_k$  e  $S_s$  são termos de origem definidos pelo usuário.

A viscosidade turbulenta é definida como:

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (2.20)$$

aonde  $C_\mu$  é uma constante igual a 0.09.

# Capítulo 3

## METODOLOGIA NUMÉRICA

---

---

*Este capítulo descreve a metodologia utilizada para o desenvolvimento do trabalho. O estudo utiliza a fluidodinâmica computacional (CFD) para descrever a hidrodinâmica do escoamento bifásico água/óleo pesado, em um duto curvado sem e com vazamento. Será apresentado a descrição do problema, a geometria do objeto de estudo, a malha computacional e as condições de contorno utilizadas na simulação do escoamento core-flow água/óleo pesado.*

### 3.1 Metodologia

A pesquisa deste trabalho é vinculada a modelagem e simulação de um domínio representativo do escoamento água/óleo pesado em uma tubulação com e sem vazamento, utilizando a técnica *core-flow*. Os *softwares* escolhidos foram ANSYS ICEM CFD, para construção dos domínios (geometria e malhas), o ANSYS FLUENT, para solução numérica dos modelos, e o ANSYS CFD POST para a análise de resultados, conforme Figura 3.1. Essa pesquisa foi desenvolvida no Laboratório de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem (LPFI), pertencente a Universidade Federal de Campina Grande (UFCG).

Figura 3.1 - Fluxograma com as etapas necessárias para uso do CFD.

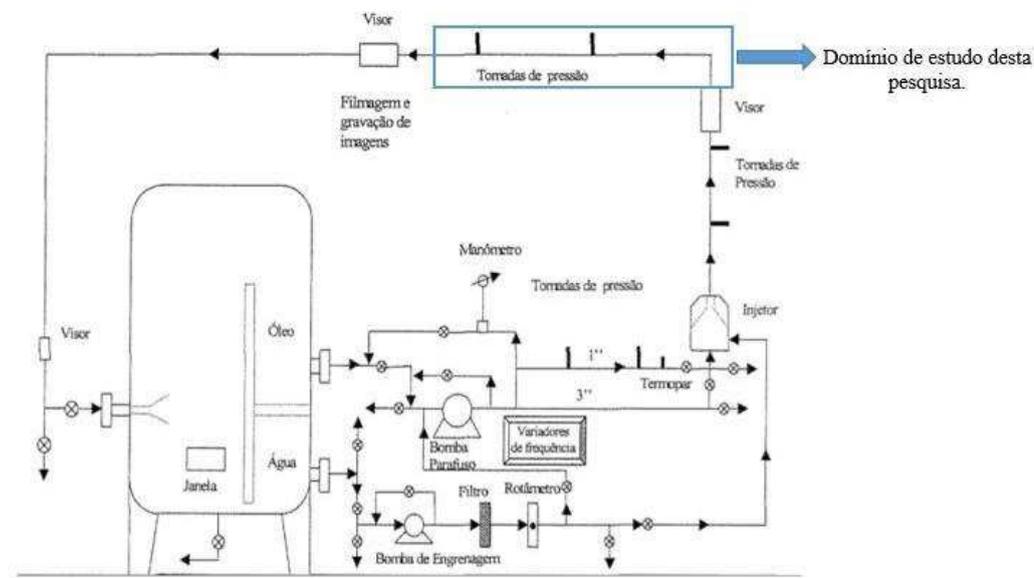


Fonte: Própria do autor.

### 3.2 Descrição do problema físico

A proposta física, correspondeu ao estudo de duas tubulações com raios de curvaturas diferentes, 0,2 e 0,4 m. Composta por um trecho vertical de 0,3 m e um trecho horizontal de 3,0 m. O diâmetro da tubulação foi de 0,0284 m, por onde escoou água e óleo pesado formando o padrão de escoamento *core-flow*. Este domínio foi escolhido com base no trabalho experimental desenvolvido por Obregón Vara (2001). O autor avaliou os padrões de escoamento e a perda de carga em um escoamento bifásico considerando uma tubulação horizontal com 0,0284 m de diâmetro. Na Figura 3.2, o trecho destacado corresponde ao domínio de estudo desta pesquisa. Inicialmente, foi estudado o comportamento do escoamento *core-flow* em ambas as tubulações curvadas e posteriormente o comportamento deste escoamento na presença de vazamento através de um orifício circular no trecho horizontal.

**Figura 3.2 - Esquema da instalação experimental desenvolvido por Obregón Vara (2001).**



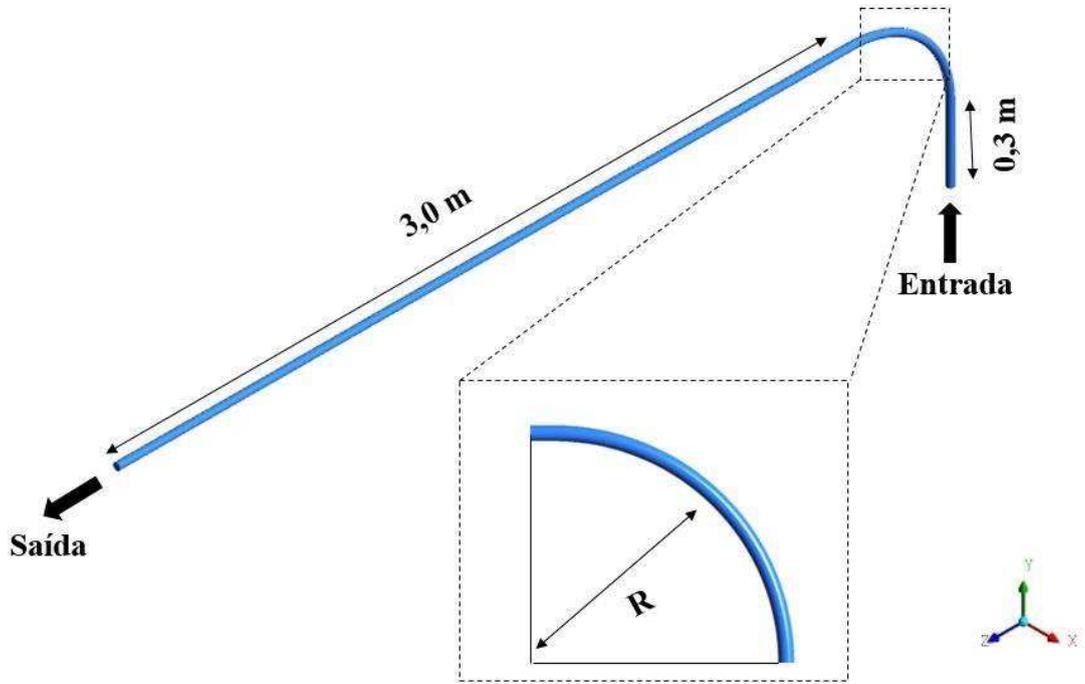
Fonte: Adaptado de Obregón Vara (2001).

### 3.3 Geometria dos domínios

A geometria para o estudo numérico foi desenvolvida com auxílio do *software* ANSYS ICEM CFD a partir da criação de pontos, curvas, superfícies e sólidos que delimitam e compõem as dimensões e formato do problema físico proposto.

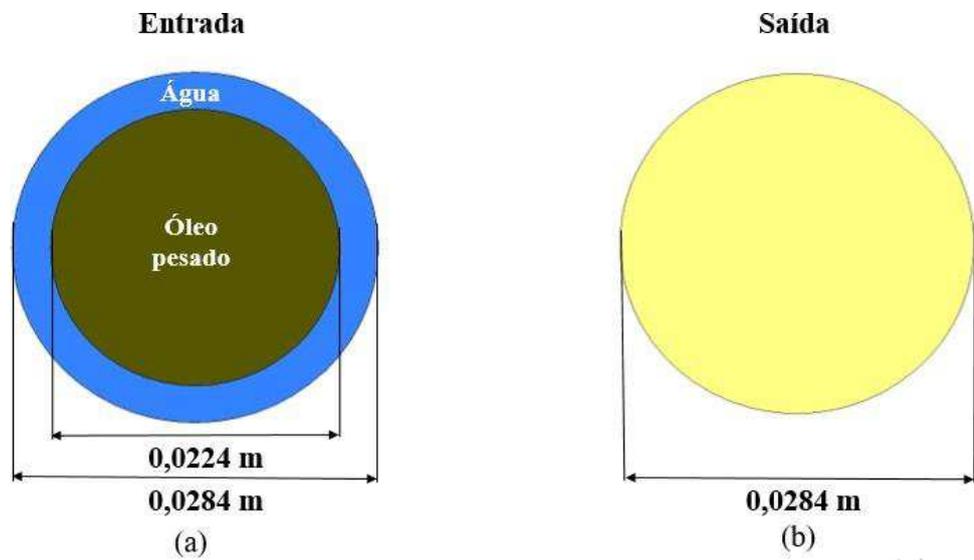
Na Figura 3.3 está representada a geometria do objeto de estudo, onde R corresponde ao raio de curvatura dos dutos. Na Figura 3.4 (a) pode-se observar de forma detalhada a região de entrada dos fluidos, composta por um anel próximo às paredes da tubulação para a entrada de água e a região de entrada de óleo localizada na parte central do duto. A Figura 3.4 (b) representa a região de saída dos dois fluidos. A Figura 3.5 apresenta a região do vazamento posicionado na parte inferior da tubulação horizontal, tendo um diâmetro de 0,002 m. O vazamento foi localizado logo após a curvatura para ambos os dutos, numa distância de 0,1 m após a curvatura e no centro da tubulação horizontal, distância de 1,5 m após a curvatura para ambos.

Figura 3.3 - Geometria do objeto de estudo.



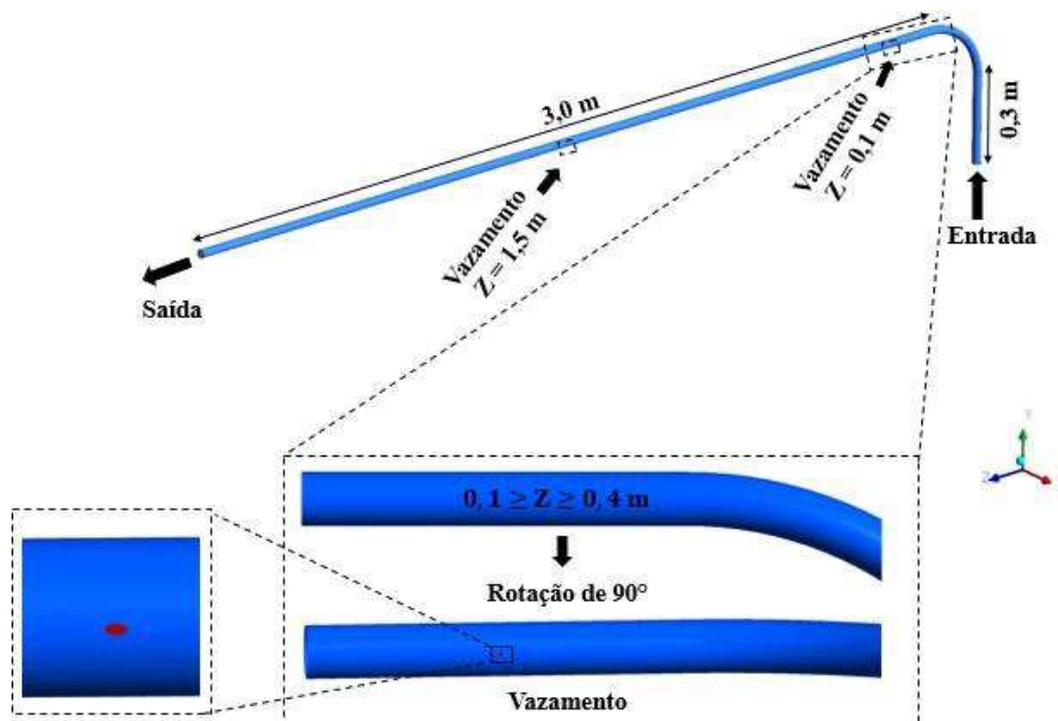
Fonte: Própria do autor.

Figura 3.4 - (a) Região de entrada de água e óleo pesado; (b) Região de saída dos dois fluidos.



Fonte: Própria do autor.

Figura 3.5 - Geometria do objeto de estudo com vazamento.



Fonte: Própria do autor.

### 3.4 Malhas numéricas

Neste trabalho, foi utilizado o método de discretização por volumes finitos, o qual, por definição, realiza um balanço das equações de conservação para cada volume de controle, que constitui a malha numérica. Esta, consiste basicamente na partição, tridimensional, de um domínio geométrico, em elementos denominados células, onde as equações governantes podem ser resolvidas em limites finitos, reduzindo-as a forma algébrica. Esta modelagem acarreta erros, que diminuem à medida que a malha é acrescida de elementos, e devem ser trabalhados de forma a atingirem valores aceitáveis aos projetos de engenharia.

As malhas numéricas foram criadas empregando o *software* ANSYS ICEM CFD 15.0. Após criação da geometria com as dimensões especificadas, foram definidas as regiões (entrada, saída, parede e vazamento), realização da blocagem, pré-meshs e conversão da malha em arquivo para o ANSYS FLUENT.

A Tabela 3.1 corresponde as dimensões e posicionamento do vazamento na tubulação e densidade de elementos nas malhas das tubulações curvadas, com e sem vazamento, utilizadas neste estudo.

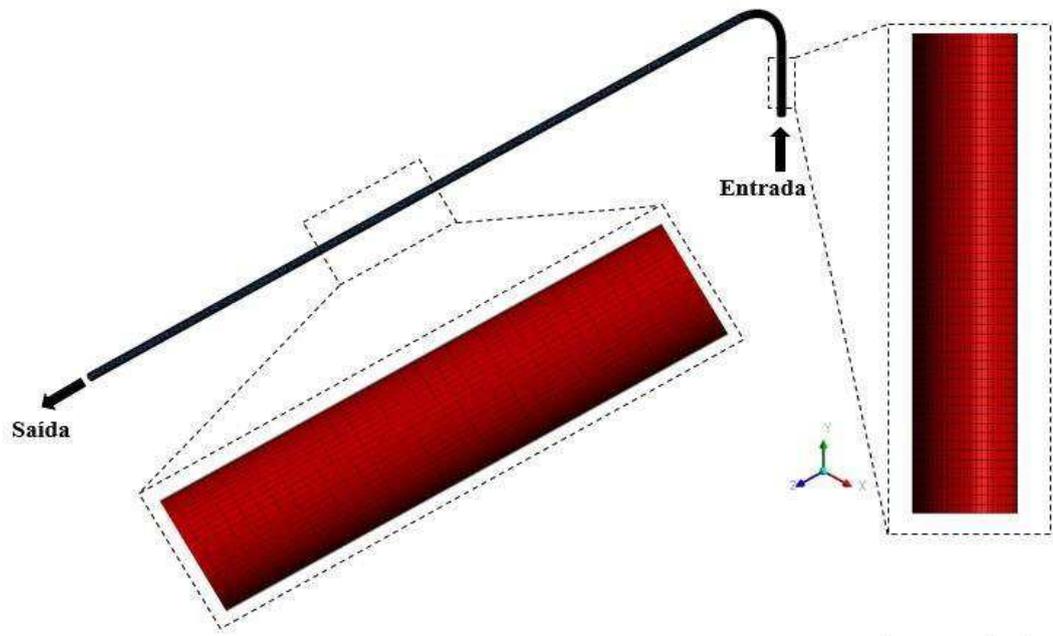
**Tabela 3.1 - Dimensões e posicionamento do vazamento na tubulação e densidade de elementos nas malhas.**

Raio de curvatura (R)	Vazamento	$D_{Vazamento}$	Localização do vazamento (Tubulação horizontal)	Número de elementos da malha
<b>0,2 m</b>	Sem vazamento	-	-	843.240
<b>0,4 m</b>	Sem vazamento	-	-	938.244
<b>0,2 m</b>	Com vazamento	0,002 m	0,1m	866.922
<b>0,4 m</b>	Com vazamento	0,002 m	0,1m	966.202
<b>0,2 m</b>	Com vazamento	0,002 m	1,5 m	996.830
<b>0,4 m</b>	Com vazamento	0,002 m	1,5 m	941.594

Fonte: Própria do autor.

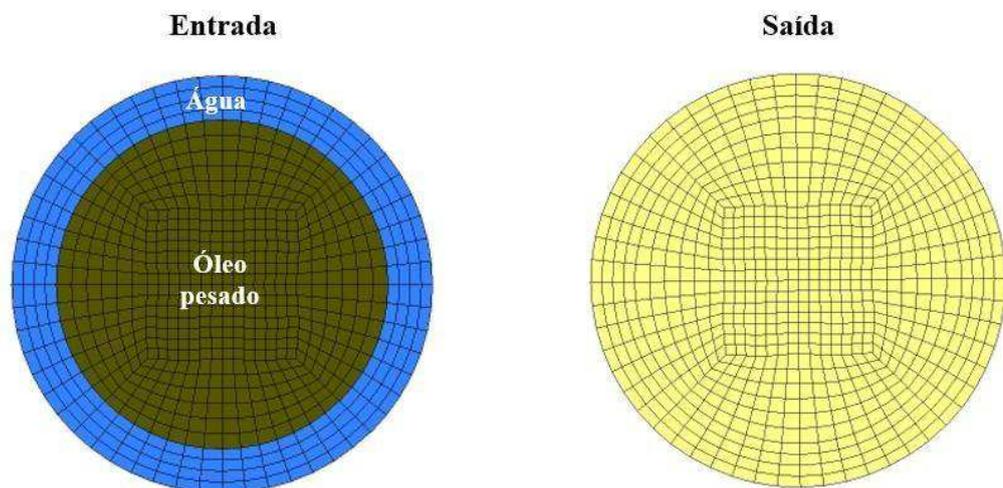
A Figura 3.6 ilustra a malha nos trechos vertical e horizontal para os domínios tratados no problema físico. A Figura 3.7 corresponde as vistas de entrada e saída de água e óleo pesado da malha utilizada. As Figuras 3.8 (a) e (b) apresentam a vista da região da curvatura dos dois domínios de estudo para  $R = 0,2$  m e  $R = 0,4$  m. Na Figura 3.9 está representada a malha na região do vazamento.

Figura 3.6 - Representação da malha nos trechos vertical e horizontal.



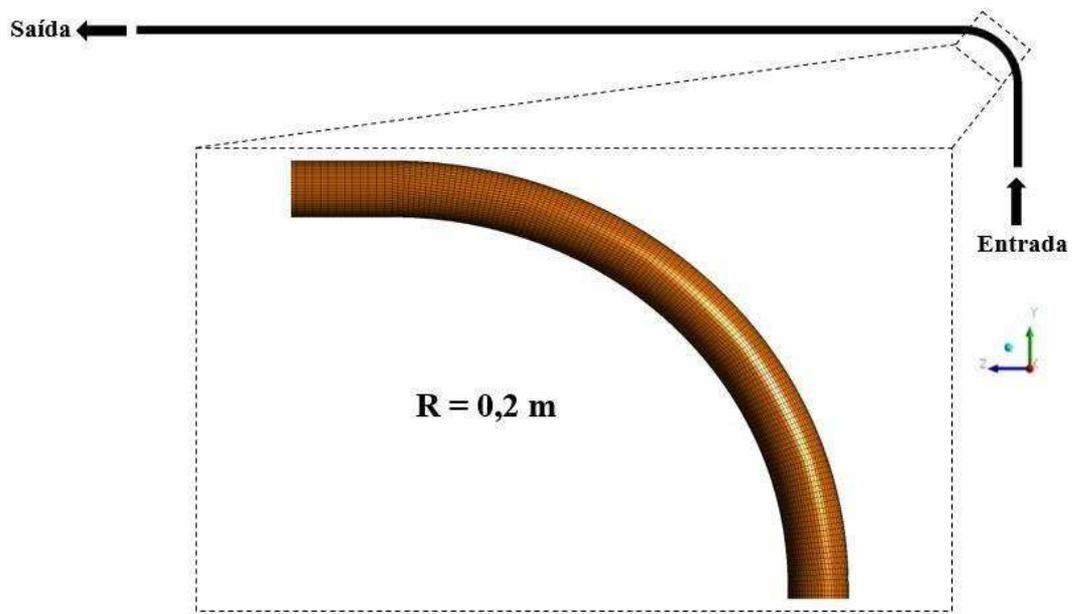
Fonte: Própria do autor.

Figura 3.7- (a) Representação da malha na região de entrada de água e óleo pesado (b) Representação da malha na região de saída dos dois fluidos.

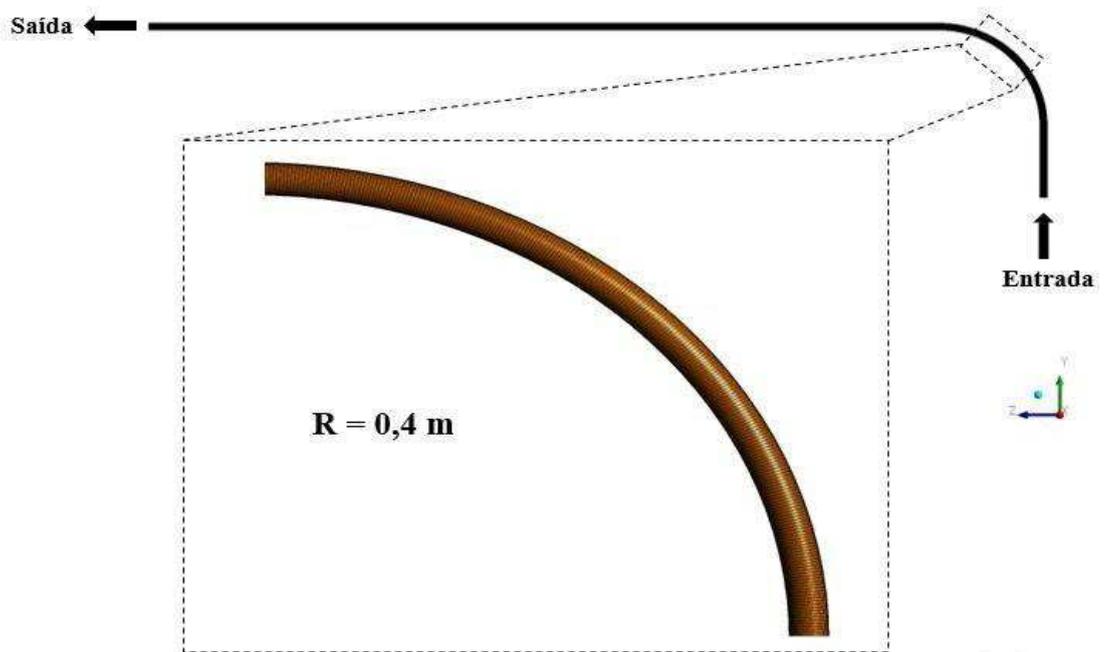


Fonte: Própria do autor.

Figura 3.8 - Representação da malha na região de curvatura, com raio de curvatura (R), igual:  
 (a) 0,2 m; (b) 0,4 m.



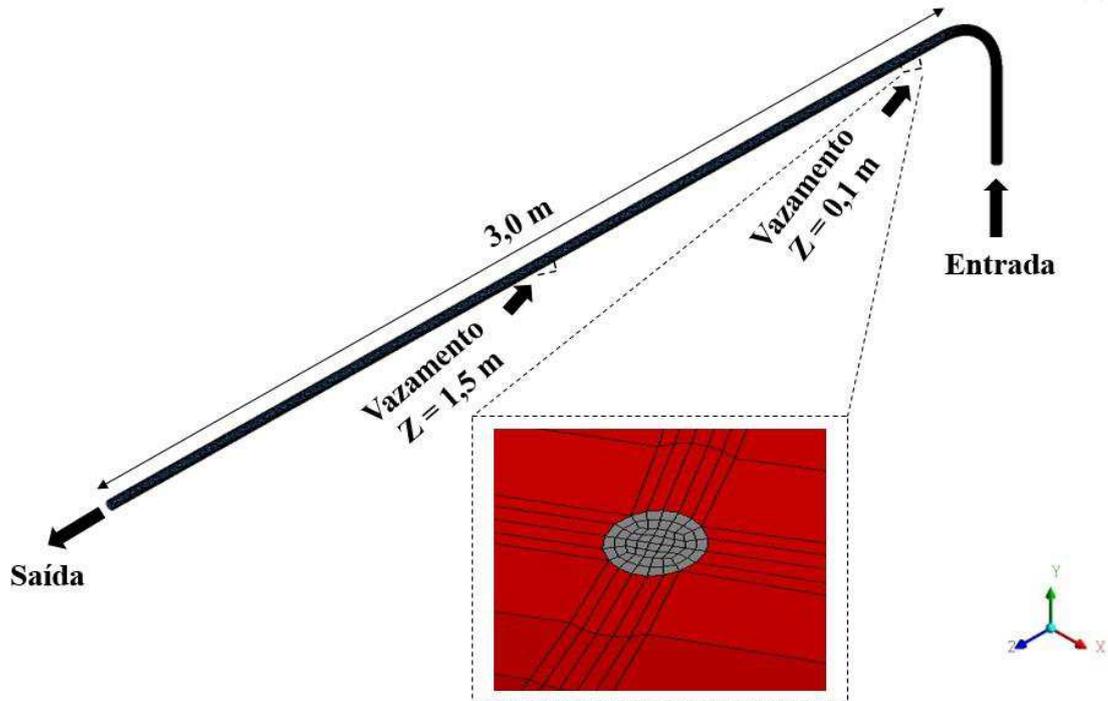
(a)



(b)

Fonte: Própria do autor.

Figura 3.9 - Representação da malha na região do vazamento.



Fonte: Própria do autor.

### 3.5 Propriedades dos fluidos

As propriedades físicas dos fluidos, água e óleo pesado estão apresentados na Tabela 3.2. As propriedades do óleo pesado foram provenientes do petróleo extraído de uma plataforma marítima, cujo ponto de amostragem foi o oleoduto de exportação, esses dados foram extraídos com base no trabalho de Obregón Vara (2001), para a água foram utilizadas as propriedades predefinidas pelo do *software ANSYS FLUENT*.

Tabela 3.2 - Propriedades dos fluidos utilizados na simulação.

Propriedades	Densidade (Kg/m <sup>3</sup> )	Viscosidade Dinâmica (Pa.s)	Tensão Interfacial* (N/m)
Água	998,2	0,001	
Óleo pesado	946,0	1,193	0,02905

\*entre água/óleo

Fonte: Própria do autor.

### 3.6 Modelagem matemática

Após a criação da malha numérica, um arquivo foi gerado e implementado no *software* ANSYS FLUENT 15.0. A modelagem numérica dos casos estudados foi baseada na pressão. Os domínios em estudo, foram tratados em regime transiente com o passo de tempo de  $1 \times 10^{-3}$ .

Para representação do escoamento bifásico a modelagem matemática empregada foi a de Volume de fluidos (VOF), com as seguintes considerações:

- Fluidos newtonianos, incompressíveis e imiscíveis;
- Propriedades físico-químicas constantes;
- O efeito da gravidade foi considerado;
- Não há ocorrência de reações químicas;
- As fases são consideradas contínuas;
- Não existe transferência de massa entre as fases.

Com base nessas condições, as equações de conservação de massa (2.5) e de quantidade de movimento (2.12), podem ser escritas, respectivamente, como:

$$\frac{\alpha_q^{n+1} \rho_q^{n+1} - \alpha_q^n \rho_q^n}{\Delta t} V + \sum_f (\rho_q^n U_f^n \alpha_{q,f}^n) = 0 \quad (3.1)$$

onde:

$\rho_q$  = massa específica da fase  $q$ ;

$\alpha_q$  = fração de volume da fase  $q$ ;

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

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \vec{U}) + \nabla \cdot (\rho \vec{U} \vec{U}) = -\nabla p + \nabla [\mu (\nabla \vec{U} + \nabla \vec{U}^c)] + \rho \vec{g} + \vec{F} \quad (3.2)$$

onde:

$p$  = pressão estática;

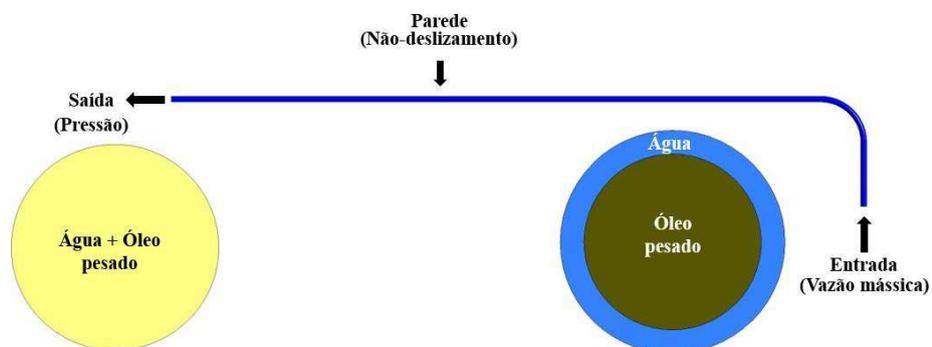
$\vec{g}$  = constante gravitacional;

$\vec{F}$  = forças interfaciais.

### 3.6.1 Condições iniciais e de contorno

As condições de contornos foram modeladas para cada zona dos domínios em estudos, baseadas nas condições comumente encontradas no processo de escoamento *core-flow*. As condições de contorno estão especificadas na Figura 3.10, bem como, as identificação das fronteiras.

Figura 3.10 - Identificação das fronteiras para aplicação das condições de contorno.



Fonte: Própria do autor.

A condição de entrada é caracterizada por uma entrada de óleo (seção do núcleo) e uma entrada de água (seção anular) e foram especificadas com a condição de vazão mássica.

- **Seção do núcleo:** essa seção refere-se a vazão mássica de óleo na entrada do duto. Esta foi determinada a partir da média da velocidade superficial do óleo referente ao intervalo de  $0,005 < J_o < 2 \text{ m/s}$ , com base em dados fornecidos por ObregónVara (2001). Relacionando a velocidade superficial do óleo com sua vazão, a Equação 3.3, foi utilizada para obter essa vazão mássica.

$$Q_o = J_o \times A_n \quad (3.3)$$

onde:

$Q_o$  = vazão do óleo;

$J_o$  = Velocidade superficial do óleo;

$A_n$  = Área da seção transversal do núcleo do óleo.

- **Seção anular:** essa seção refere-se a vazão mássica de água no espaço anular. A vazão de água utilizada foi uma média do intervalo de vazão descrito abaixo, baseado em dados fornecidos por Obregón Vara (2001).

$$2,5 \times 10^{-5} < Q_w < 3,14 \times 10^{-4} \text{m}^3/\text{s}$$

onde:

$Q_w$  = vazão da água.

Foram adotadas duas condições iniciais, a primeira o duto está preenchido com água e vai ser injetado o óleo e a segunda o duto está preenchido com óleo e vai ser injetado a água. Nas paredes da tubulação foram adotadas as condições de não-deslizamento ( $u = v = w = 0$ ). A condição de contorno na saída foi especificada com uma condição de pressão constante (pressão atmosférica, 1 atm) e derivada nula para as velocidades.

### 3.7 Solução numérica

O Método de Volumes Finitos foi utilizado para discretizar o conjunto de equações dos modelos matemáticos detalhados no Capítulo 2. 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 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.

Para o acoplamento da velocidade-pressão foi utilizado o algoritmo PISO (*Pressure Implicit with Splitting of Operators*). 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 para escoamentos transientes, envolve um passo pré-definido e dois passos de correção, 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), AlYaari e Sharkh (2011) e Kaushik *et al.* (2012). A interpolação para os termos 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. Além disso, para essas simulações numéricas foi considerado o escoamento isotérmico, não havendo transferência de massa entre as fases, com ambos os fluidos incompressíveis.

Devido ao comportamento dinâmico das duas fases do escoamento, foi realizada uma simulação de regime transiente com passo de tempo de 0,001s. O critério de convergência das

variáveis: massa, componentes da velocidade, fração de volume, energia cinética e taxa de dissipação turbulenta foram escolhidas na ordem de  $1 \times 10^{-6}$ .

No Quadro 3.1 são explicadas as condições gerais do problema e da solução numérica do escoamento água/óleo para este trabalho.

**Quadro 3.1 - Condições gerais do problema e da solução numérica.**

<b>Características</b>	<b>Considerações</b>
Tipo de escoamento	Bifásico (água/óleo)
Regime de escoamento	Transiente
Força gravitacional	Considerada
Condições do modelo	CNTP (a 25°C e 1 atm)
Técnica de escoamento	Escoamento <i>core-flow</i> (Tubulação curvada/3D)
Modelo multifásico	Volume de fluido (VOF)
Esquema de interpolação	VOF Explícito / Reconstrução geométrica
Modelo de Tensão superficial	Força de superfície contínua (CSF)
Modelo de Turbulência	$k-\varepsilon$ Padrão
Rugosidade na parede	Lisa (0 m)
<i>Solver</i>	Baseado na pressão
Acoplamento Pressão-Velocidade	PISO ( <i>Pressure Implicit with Splitting of Operators</i> )
Interpolação	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

Fonte: Própria do autor.

### 3.8 Casos estudados

Na Tabela 3.3 estão representadas as diferentes simulações realizadas variando-se, o raio de curvatura, presença do vazamento e posição do vazamento no trecho horizontal. As vazões mássicas da água e do óleo foram iguais para todos os casos simulados.

As simulações numéricas foram realizadas no *software* ANSYS FLUENT 15.0, utilizando máquinas com processador Intel core i5-3770, 3.4GHz e 16,0 GB de memória RAM, disponibilizadas pelo laboratório LPFI (Laboratório de Fluidodinâmica e Imagem) da UFCG (Universidade Federal de Campina Grande).

Tabela 3.3 - Condições utilizadas nas simulações dos dutos curvados.

<b>Casos</b>	<b>01</b>	<b>02</b>	<b>03</b>	<b>04</b>	<b>05</b>	<b>06</b>	<b>07</b>	<b>08</b>	<b>09</b>	<b>10</b>
Raio de curvatura (R)	0,2 m	0,4 m								
Vazamento	Sem vazamento	Sem vazamento	Com vazamento							
$D_{Vazamento}$	-	-	0,002 m							
Localização do vazamento (Tubulação horizontal)	-	-	0,1m	0,1m	1,5 m	1,5 m	0,1m	0,1m	1,5 m	1,5 m
Vazão mássica da água (Kg/s)	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169
Vazão mássica do óleo (Kg/s)	0,527	0,527	0,527	0,527	0,527	0,527	0,527	0,527	0,527	0,527
Condição Inicial	TPIA*	TPIA*	TPIA*	TPIA*	TPIA*	TPIA*	TPIO**	TPIO**	TPIO**	TPIO**

\*TPIA - Tubulação preenchida inicialmente com água.

\*\*TPIO - Tubulação preenchida inicialmente com óleo.

Fonte: Própria do autor.

---

# Capítulo 4

---

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

---

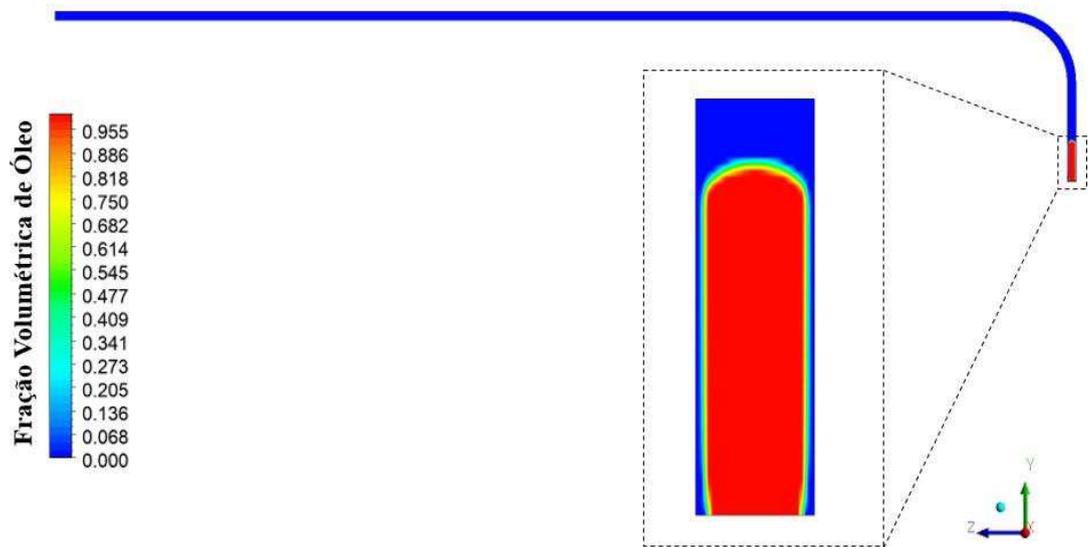
*Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados das simulações numéricas obtidos durante o desenvolvimento desta tese. Inicialmente, foram realizados estudos para análise do comportamento do escoamento core-flow nos dutos curvados com raios de curvatura ( $R$ ) igual a 0,2 m e 0,4 m e um comparativo entre os resultados obtidos a partir das simulações numéricas e estudos experimentais encontrados na literatura. Posteriormente, será realizado o estudo do escoamento core-flow em dutos curvados na presença de vazamento de diferentes diâmetros e posições.*

### 4.1 Análise do campo de fração volumétrica

As Figuras 4.1 e 4.2 mostram à frente de avanço de óleo no interior dos dutos curvados com raios de curvatura ( $R$ ) igual a 0,2 m e 0,4 m respectivamente para o tempo 0,1 segundo. Em ambas as figuras, observa-se a presença de uma película de água nas proximidades da parede da tubulação. Na Figura 4.1 pode-se notar uma película de água mais fina envolvendo o núcleo de óleo quando comparada com a película de água para o duto de raio de curvatura  $R = 0,4$  m (Figura 4.2), outro diferencial entre os dutos curvados é a forma que o núcleo de óleo avança no interior da tubulação. Para o duto de  $R = 0,2$  m, nota-se um núcleo de óleo com bordas arredondadas, já para o duto de  $R = 0,4$  m o núcleo de óleo apresenta uma forma pontiaguda. Todas essas características são provenientes do efeito que o aumento do raio de curvatura causa no escoamento dos fluidos.

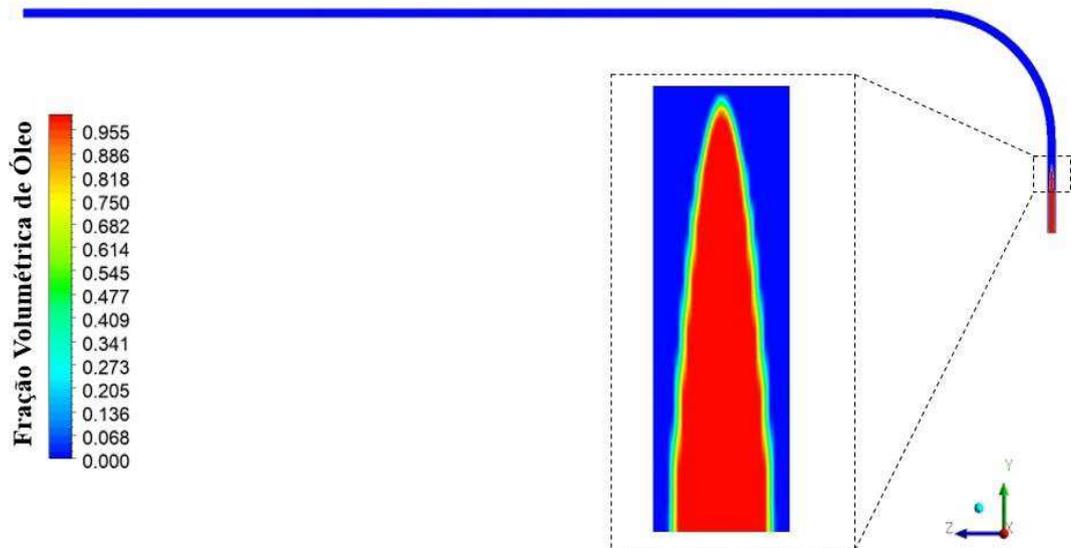
Ao entrar na tubulação os núcleos de óleo são afetados pelo efeito do raio de curvatura, já que o trecho vertical na entrada é pequeno (0,3 m), não sendo suficiente para o desenvolvimento do escoamento.

**Figura 4.1 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,2$  m no instante 0,1 segundo.**



Fonte: Própria do autor.

**Figura 4.2 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,4$  m no instante 0,1 segundo.**

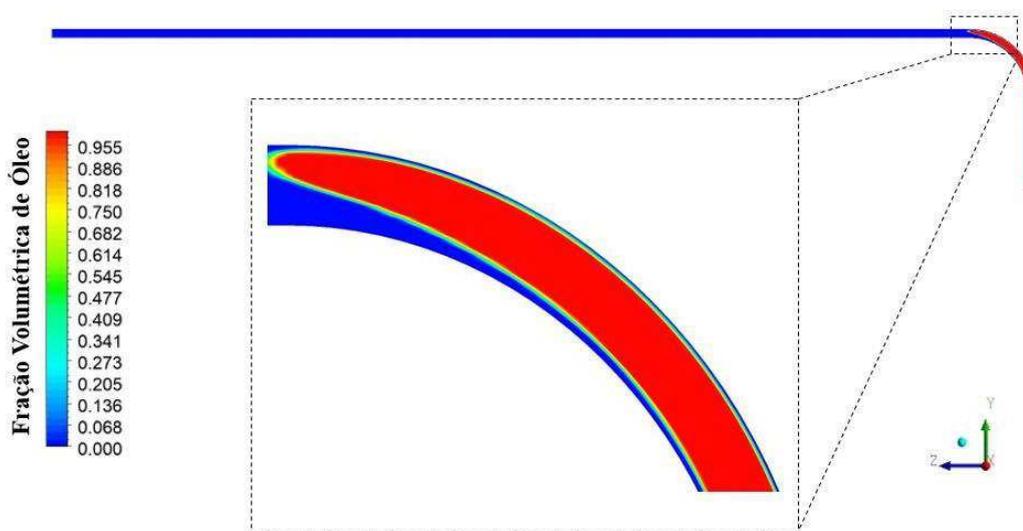


Fonte: Própria do autor.

No tempo de 0,3 segundos, o núcleo de óleo pesado já tem atravessado todo o perímetro da curvatura para o duto curvado de  $R = 0,2$  m, como pode ser observado na Figura 4.3, e para o duto curvado de  $R = 0,4$  m o núcleo de óleo já ultrapassa metade do perímetro da curvatura (Figura 4.4). Em ambos os casos o núcleo de óleo não toca a parede da conexão curvada mantendo o padrão *core-flow*. Pode-se observar que o núcleo de óleo para o duto curvado de  $R = 0,4$  m apresenta uma maior centralidade em relação ao anel de água, já que apresenta uma menor perda de carga quando comparada com o duto curvado de  $R = 0,2$  m.

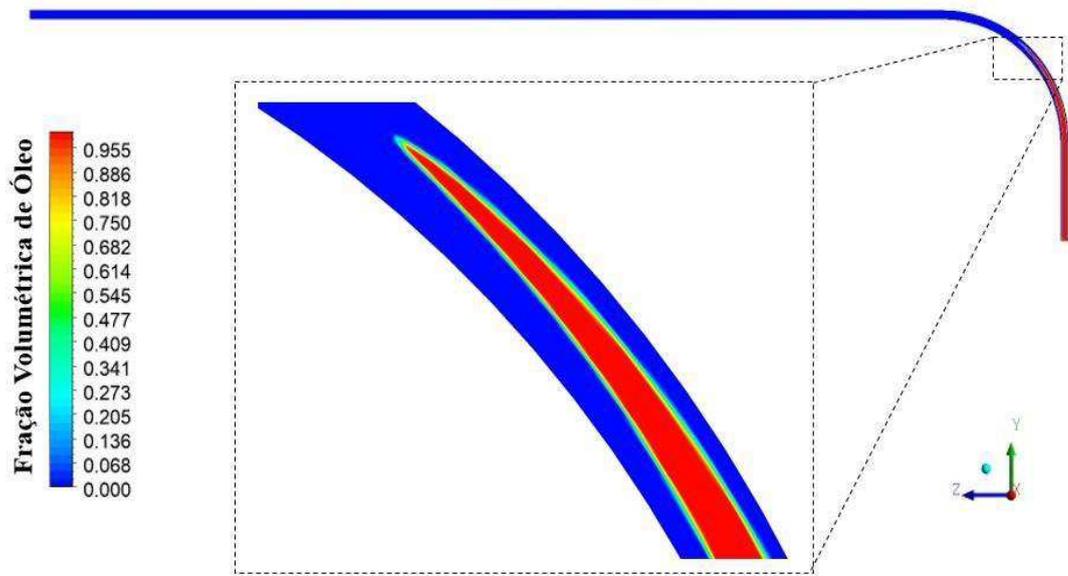
A Figura 4.5 apresenta a distribuição da fração volumétrica do óleo no duto curvado de  $R = 0,2$  m no instante 4 segundos, tempo suficiente para o núcleo de óleo percorrer toda a tubulação. Foi observado que ao passar pela curvatura, o padrão *core-flow* foi mantido (Figura 4.5 (a)) até a distância de 1,0 m do trecho horizontal, sendo visível o núcleo de óleo bem centralizado com relação ao anel de água, após o avanço do núcleo do óleo ao longo da tubulação esse padrão foi perdido como pode ser observado na Figura 4.5 (b).

**Figura 4.3 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,2$  m no instante 0,3 segundos.**



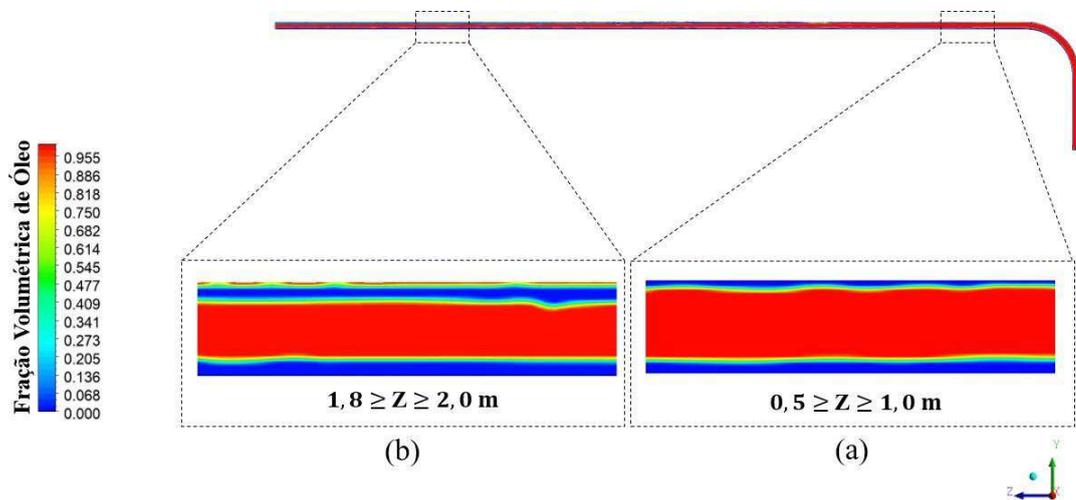
Fonte: Própria do autor.

**Figura 4.4 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,2$  m no instante 0,3 segundos.**



Fonte: Própria do autor.

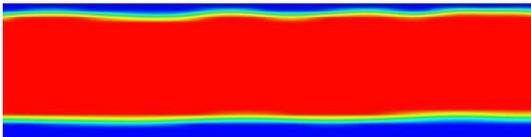
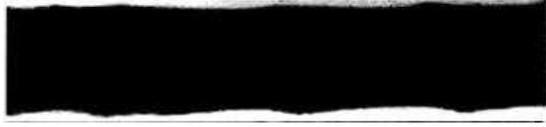
**Figura 4.5 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,2$  m no instante 4 segundos.**



Fonte: Própria do autor.

Ao comparar estes resultados aos dados experimentais, disponíveis na literatura de Joseph *et al.* (1997), Obregón Vara (2001), Bannwart *et al.* (2004) e Coelho (2019), percebe-se que o modelo matemático proposto consegue prever razoavelmente as mesmas ondulações vistas nos trabalhos experimentais. A Figura 4.6 apresenta a comparação entre o modelo matemático desenvolvido neste trabalho para o duto curvado de  $R = 0,2$  m e os modelos experimentais apresentados pelos autores citados no início do parágrafo, com relação a fração volumétrica onde o padrão *core-flow* é mantido.

**Figura 4.6 - Comparação entre o modelo matemático desenvolvido neste estudo e trabalhos experimentais disponíveis na literatura para o escoamento *core-flow*.**

Autores	Padrão <i>core-flow</i>
Simulação numérica para o duto curvado de $R = 0,2$ m, do presente estudo	
Joseph <i>et al.</i> (1997) (Experimentalmente)	
Vara (2001) (Experimentalmente)	
Bannwart <i>et al.</i> (2004) (Experimentalmente)	
Coelho (2019) (Experimentalmente)	

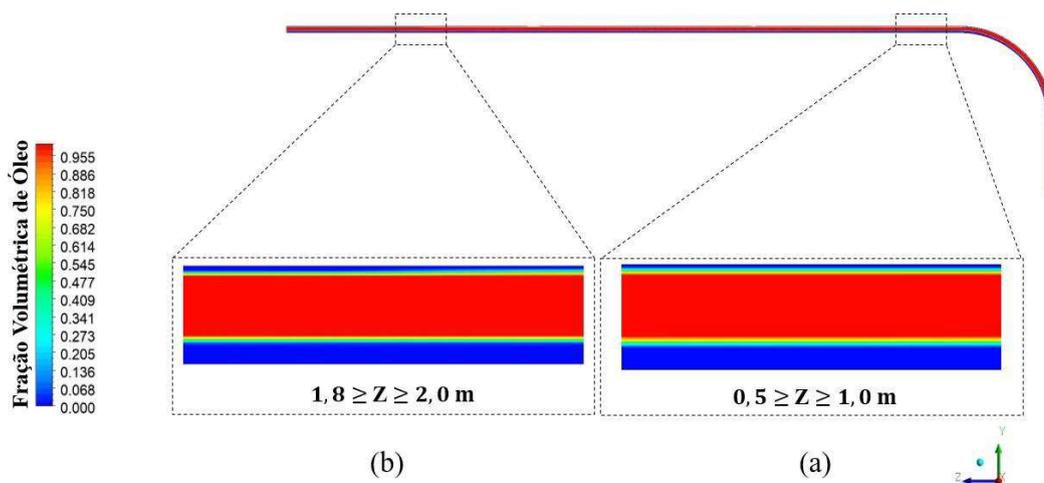
Fonte: Própria do autor.

A Figura 4.7 apresenta a distribuição da fração volumétrica do óleo no duto curvado de  $R = 0,4$  m no instante 5 segundos, tempo suficiente para o núcleo de óleo percorrer toda a tubulação. Foi observado que o padrão *core-flow* foi mantido ao longo de todo o duto, como

pode ser observado nas Figuras 4.7 (a) e 4.7 (b), inclusive na região de curvatura, onde o escoamento é mais complexo devido a ação das forças inerciais, gravitacionais, centrífuga, empuxo, entre outras. Assim, o padrão de escoamento tipo *core-flow* pode ser mantido em conexões curvadas, dependendo das condições de escoamento e do raio de curvatura.

Devido ao equilíbrio das forças de empuxo, peso e de arraste, o fluido de menor densidade, óleo, tende a ascender para a parte superior da tubulação quando a mesma se encontra na horizontal, como pode ser observado nas Figuras 4.7 (a) e 4.7 (b). Este tipo de comportamento está relacionado com a diferença de densidade entre as fases. Ooms *et al.* (2007) e Vanaparthi e Meiburg (2008), ao estudarem a técnica *core-flow*, verificaram que as forças de lubrificação hidrodinâmica tendem a criar uma excentricidade do núcleo de óleo em relação ao centro do tubo. Isso é causado devido a diferença de densidade que resulta em uma variação na posição do núcleo de óleo no interior da tubulação, o qual depende fortemente da razão entre as velocidades de água e de óleo pesado.

**Figura 4.7 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,4$  m no instante 5 segundos.**



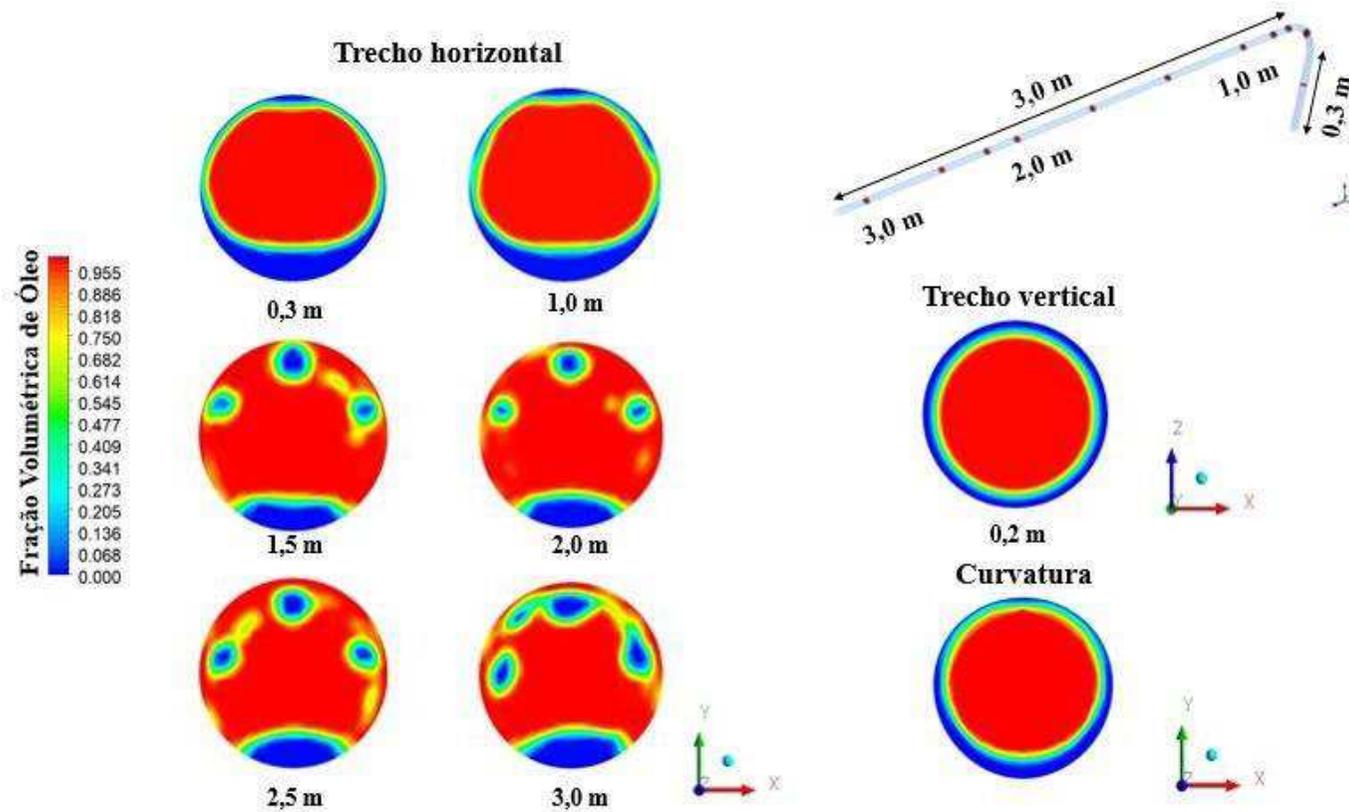
Fonte: Própria do autor.

As Figuras 4.8 e 4.9 estão apresentando o comportamento excêntrico do núcleo de óleo pesado sobre os planos  $yx$  e  $zx$  para os dutos curvados  $R = 0,2$  m e  $R = 0,4$  m. No trecho vertical para a distância de 0,2 m, na curvatura e no trecho horizontal para as distâncias de 0,3; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5 e 3,0 m. No trecho vertical e na curvatura em ambos os dutos, o óleo pesado não entra em contato com a parede da tubulação devido a um possível aumento na velocidade da água, nestes casos, o fluido é direcionado para parte central do duto. Outra explicação para este

tipo de comportamento está relacionada com a diferença de densidade entre a água e o óleo. O óleo, sendo menos denso, proporciona o deslocamento do núcleo para a parte superior do tubo e forma o padrão de escoamento anular excêntrico. No trecho horizontal do duto curvado  $R = 0,2$  m (Figura 4.8), para as distâncias de 1,5; 2,0; 2,5 e 3,0 m o padrão *core-flow* é desfeito, fazendo com o óleo toque a parede da tubulação.

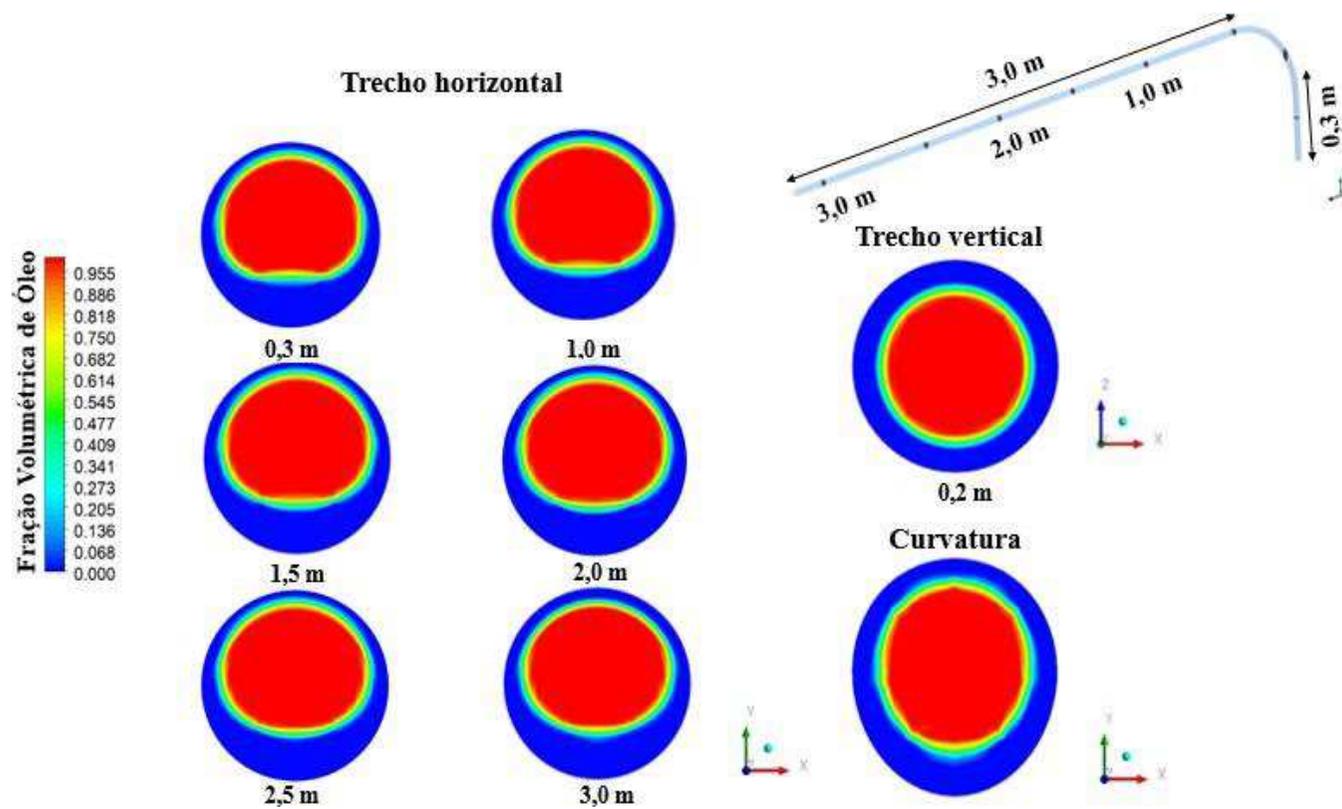
Nas Figuras 4.10 a 4.11 estão apresentando os perfis de fração volumétrica do óleo em função do diâmetro da tubulação em diferentes posições ao longo do trecho horizontal. Foi observado comportamento semelhante entre as curvas da Figura 4.10, para a distância de  $Z = 0,2$  m e da Figura 4.11, para as distâncias de  $Z = 0,4$ ; 1,0 e 2,5 m, que representam a ocorrência do padrão *core-flow* em ambos os dutos curvados.

Figura 4.8 - Fração volumétrica de óleo pesado em vários planos transversais  $yx$  e  $zx$  ao longo do duto curvado  $R = 0,2$  m.



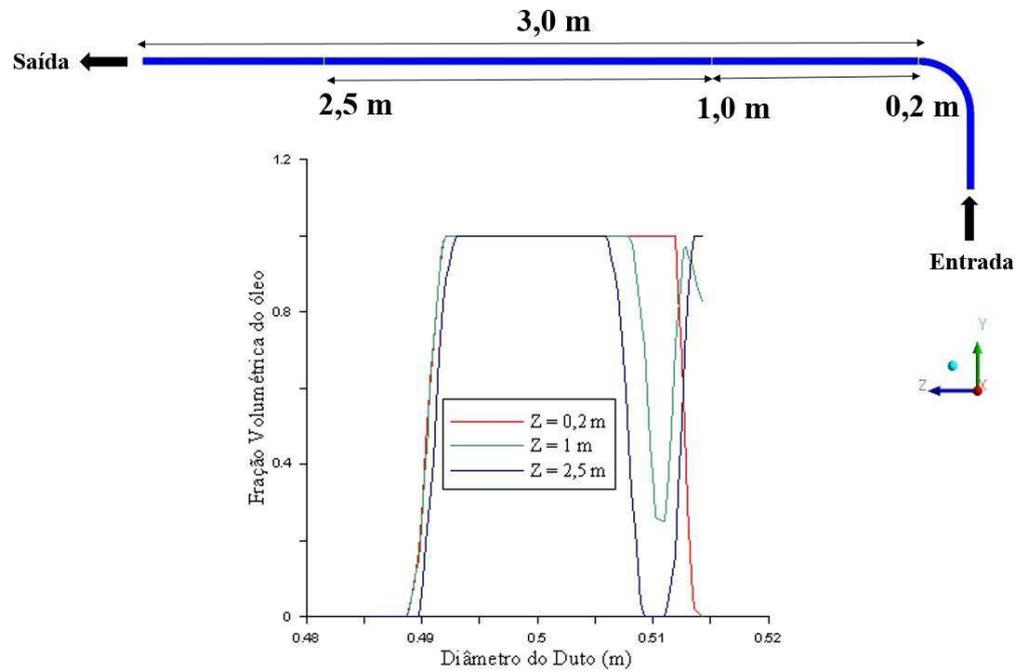
Fonte: Própria do autor.

Figura 4.9 - Fração volumétrica de óleo pesado em vários planos transversais yx e zx ao longo do duto curvado R = 0,4 m.



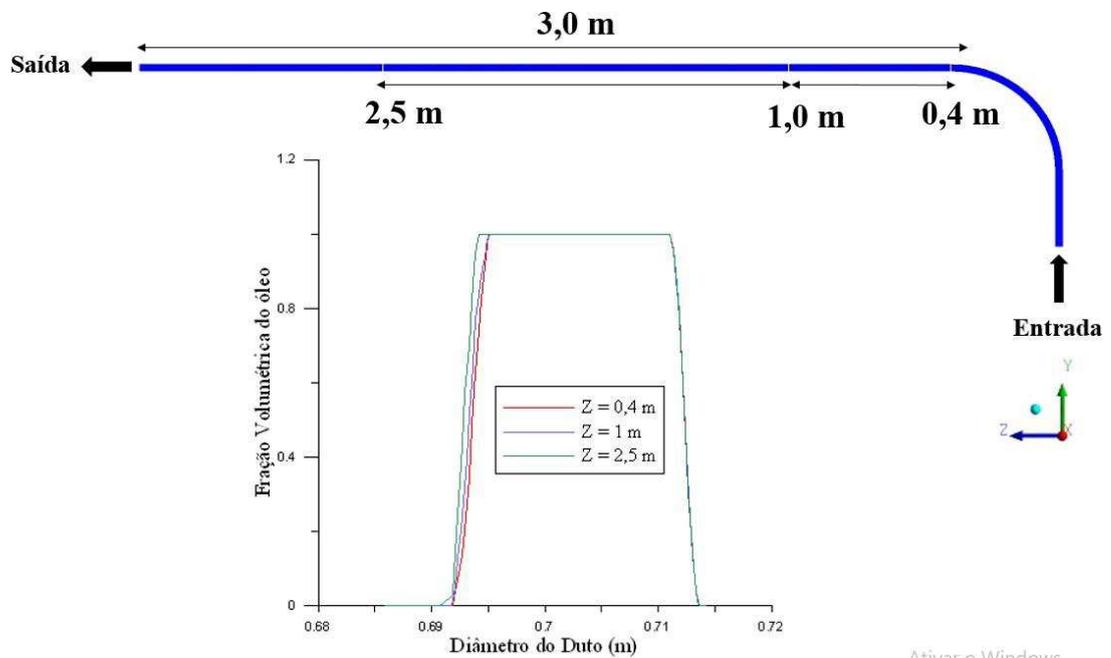
Fonte: Própria do autor.

Figura 4.10 - Perfil de fração volumétrica do óleo em função do diâmetro da tubulação no duto curvado  $R = 0,2$  m no trecho horizontal para as distâncias de 0,2; 1,0 e 2,5 m.



Fonte: Própria do autor.

Figura 4.11 - Perfil de fração volumétrica do óleo em função do diâmetro da tubulação no duto curvado  $R = 0,4$  m no trecho horizontal para as distâncias de 0,4; 1,0 e 2,5 m.

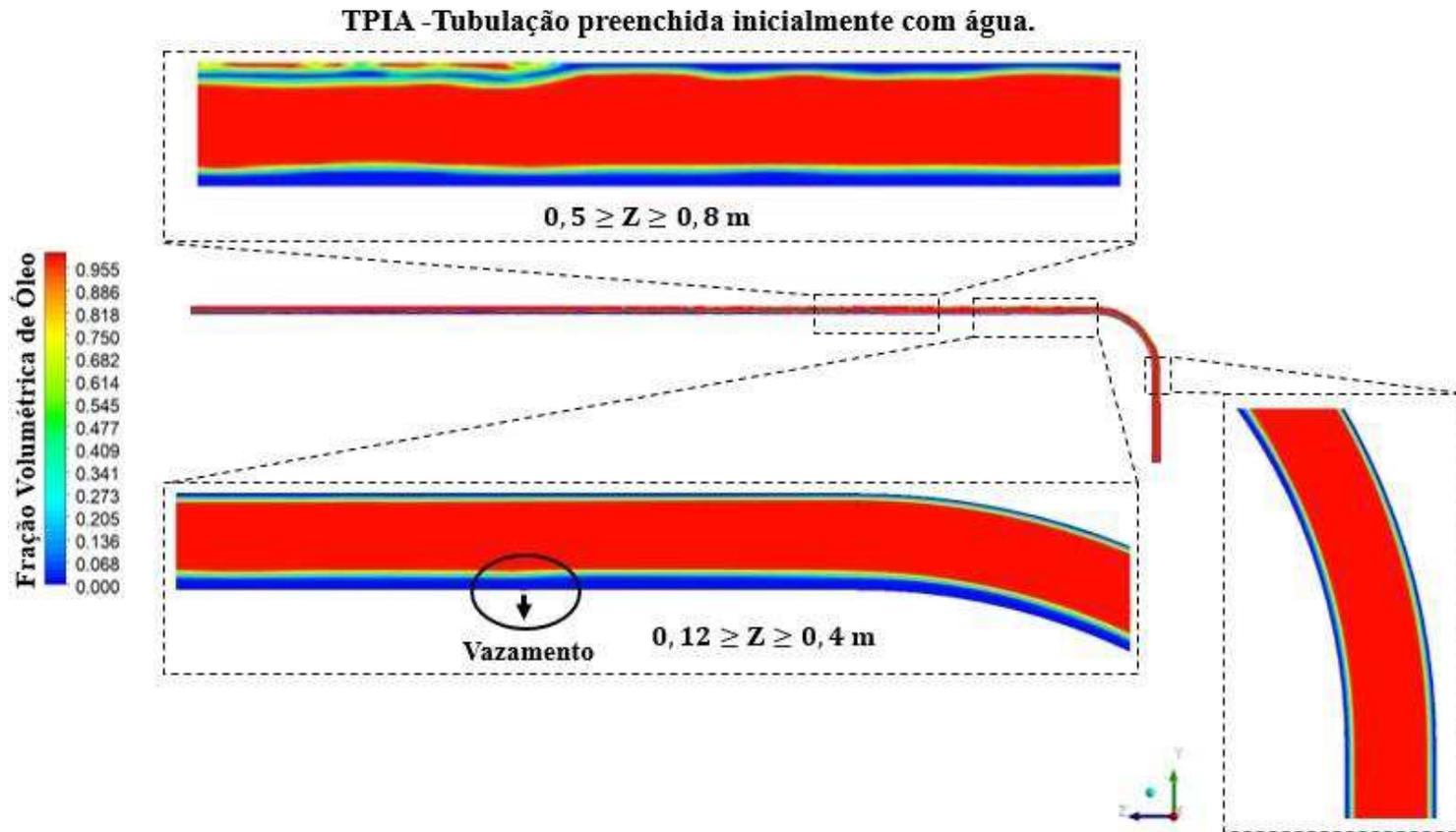


Fonte: Própria do autor.

As Figuras 4.12 e 4.13 apresentam o campo de fração volumétrica de óleo dos dutos curvados com raio de curvatura ( $R$ ) igual a 0,2 m, nas condições iniciais da tubulação preenchida inicialmente com água (TPIA) e da tubulação preenchida inicialmente com óleo (TPIO), na presença do vazamento (orifício circular com diâmetro de 0,002 m) localizado na região inferior da tubulação horizontal, numa distância de 0,1 m após a curvatura, respectivamente. Nota-se que para condição TPIA o padrão *core-flow* se desenvolveu nos trechos vertical e curvado, mudando de padrão de escoamento no trecho horizontal ao atingir uma distância de aproximadamente 0,65 m (Figura 4.12). Na condição TPIO o padrão foi desfeito logo após a finalização do trecho vertical, entrando na curvatura já com um padrão estratificado (Figura 4.13).

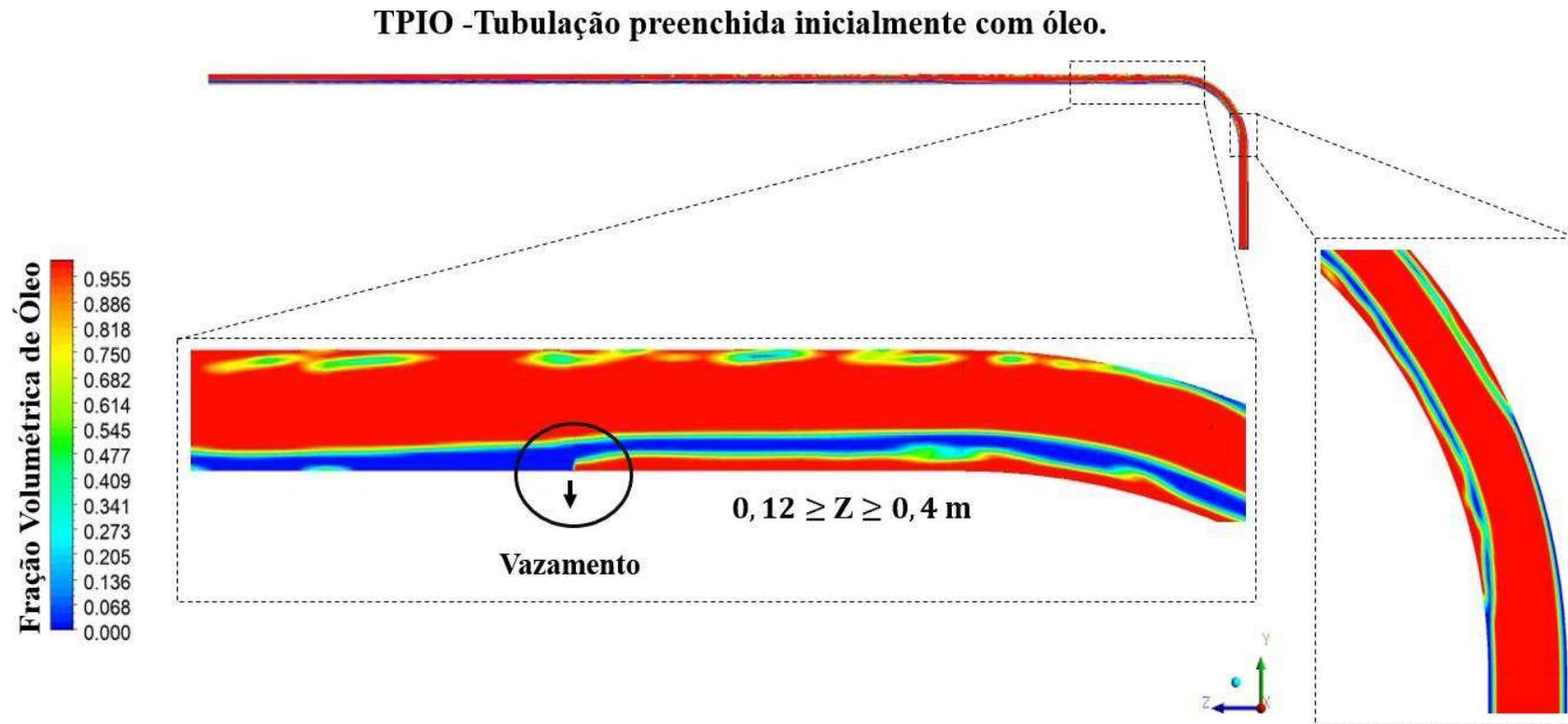
A diferença de viscosidade entre as condições iniciais de preenchimento da tubulação com água (TPIA) e com óleo (TPIO) induzem a menor ou maior resistência viscosa para a formação do padrão *core-flow*, respectivamente. Estes resultados indicam que é preferível iniciar com a tubulação completamente preenchida inicialmente com água para, em seguida, introduzir o óleo para a formação do *core-flow*. No entanto, a situação avaliada (Figura 4.13) que o padrão foi desfeito quando o óleo tocou a superfície do tubo, está de acordo com que é reportado na literatura (Andrade (2013), Dehkordi *et al* (2017) e Daneshvar-Garmroodi e Ahmadpour (2020)) que uma possível solução seria aumentar a vazão de água injetada para assegurar uma força de arraste suficiente para manter o núcleo de óleo sem tocar na parede da tubulação.

Figura 4.12 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,2$  m com vazamento à  $0,1$  m após a curvatura na condição TPIA.



Fonte: Própria do autor.

Figura 4.13 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,2 m com vazamento à 0,1 m após a curvatura na condição TPIO.



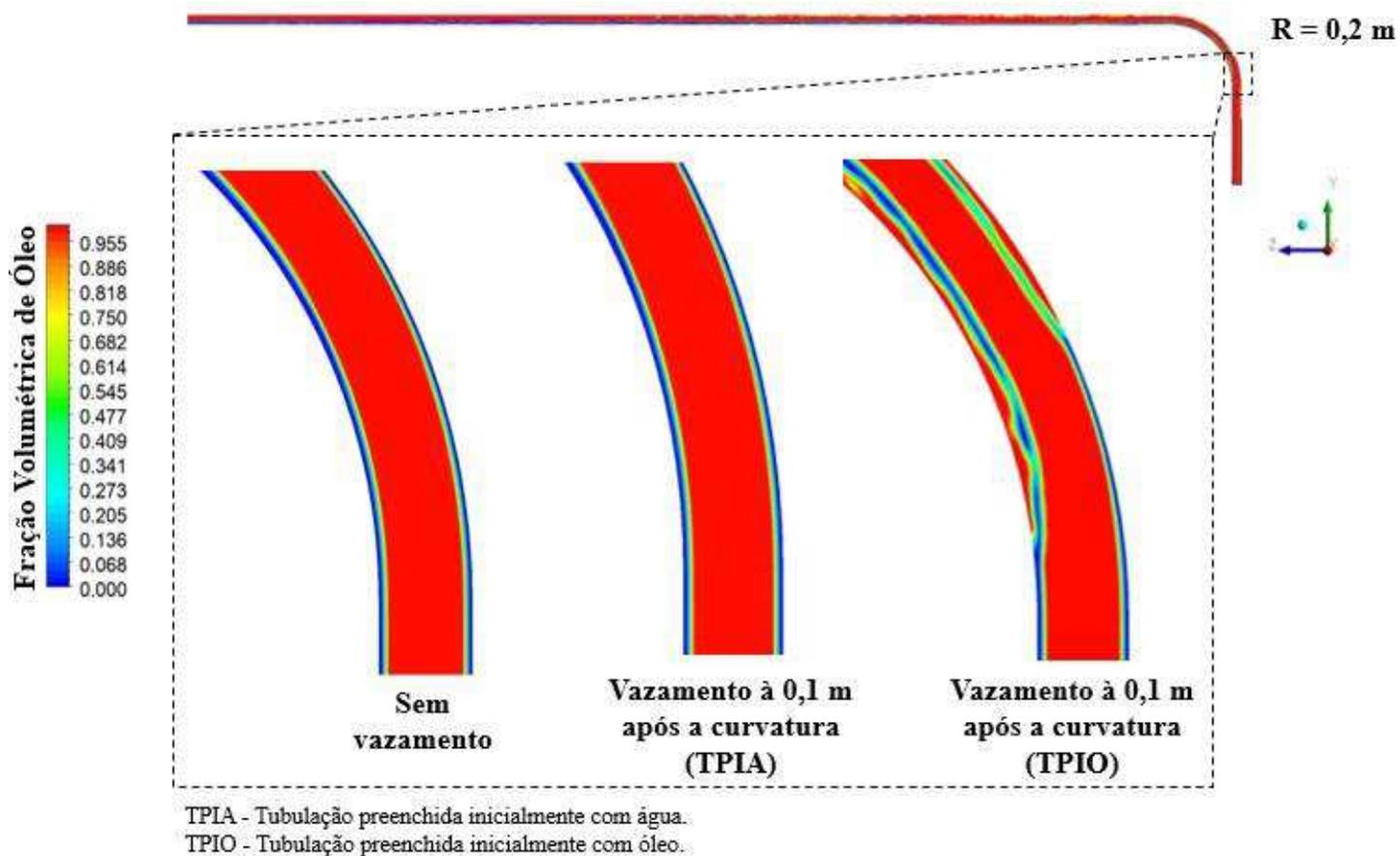
Fonte: Própria do autor.

Nas Figuras 4.14 e 4.15 estão representados os campos de fração volumétrica do óleo nos dutos curvados com  $R = 0,2$  m sem e com vazamentos à  $0,1$  m após os trechos curvados (nas condições TPIA e TPIO). Na Figura 4.14 é representado os campos de fração volumétrica no, final do trecho vertical e início do trecho curvado e Figura 4.15 no trecho horizontal logo após a curvatura.

Ao se observar a Figura 4.14 nota-se que o padrão *core-flow* foi mantido nos dutos sem vazamento e com vazamento na condição TPIA, tendo o anel de água envolvendo o núcleo de óleo. Na situação do duto com vazamento na condição TPIO o padrão anular (*core-flow*) foi desfeito no início do trecho curvado, com a aderência do óleo pesado na parede interna da tubulação. Uma possível explicação para esta situação está relacionada a diferença de densidade entre água e o óleo que ao adentrarem na região curvada da tubulação está sujeito a ação da força centrífuga imposta aos fluidos, sendo mais proeminente sobre a água proporcionando assim um descolamento da água da superfície do duto curvado proporcionando o toque do óleo e, conseqüentemente a quebra do padrão anular (*core-flow*).

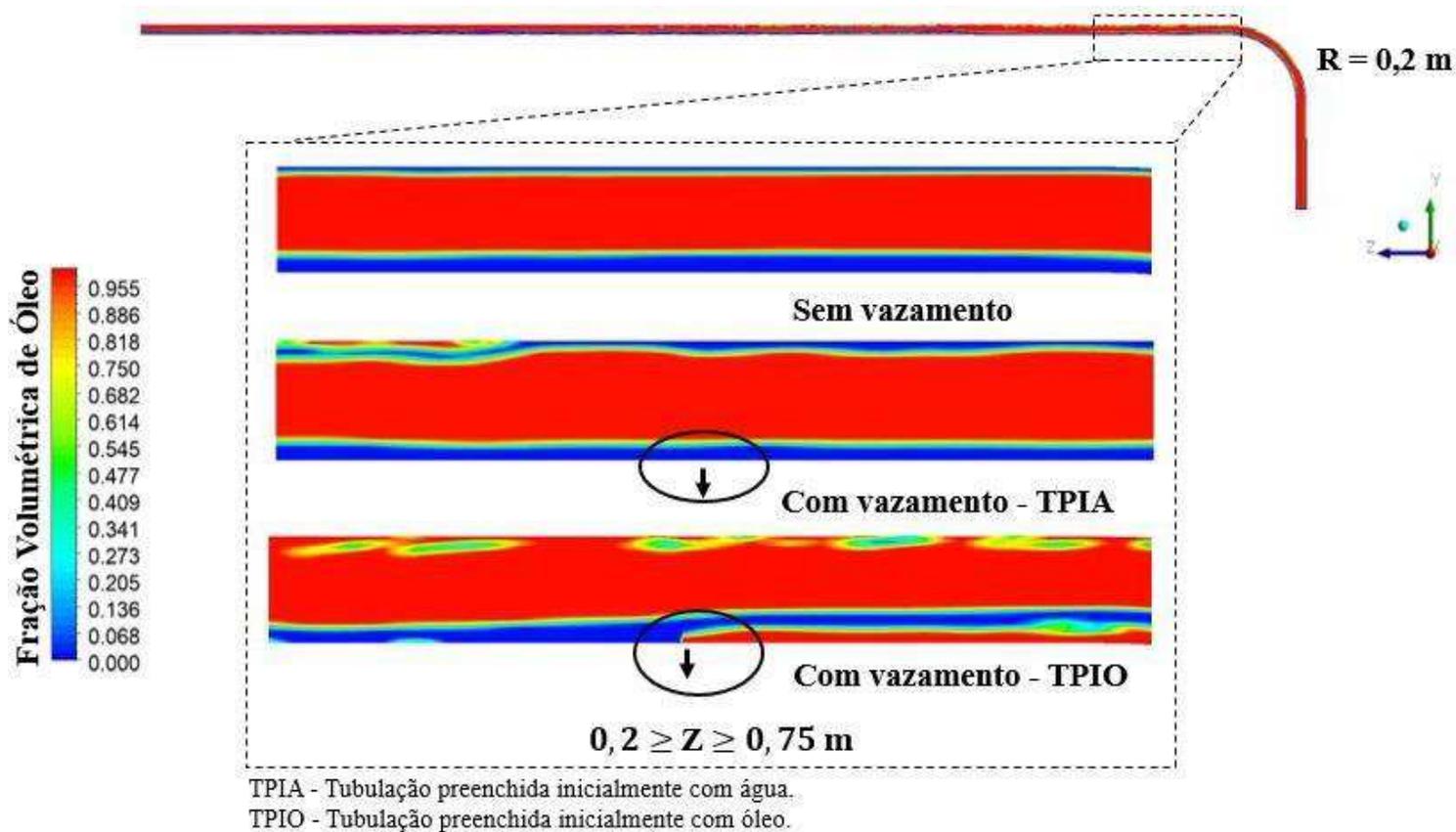
Ao se observar o trecho horizontal logo após o duto curvado ( $0,2 \text{ m} \geq Z \geq 0,75 \text{ m}$ ) nas três situações avaliadas sem e com vazamento, Figura 4.15, indicam que o padrão anular (*core-flow*) se mantém nesta região quando não há vazamento. No entanto, na presença de vazamento ao se considerar a tubulação preenchida inicialmente com água ou com óleo (TPIA e TPIO, respectivamente) observou-se o toque de óleo na superfície interna da tubulação na posição  $Z = 0,68$  m (TPIA) conduzindo a quebra do padrão anular, isto pode ser explicado pelo fato que a presença do vazamento proporcionou a retirada de água da película de água induzindo a uma mudança de comportamento tanto do anel de água como do núcleo de óleo, modificando assim o equilíbrio entre as forças de arraste, peso e empuxo que mantinham o núcleo de óleo estável neste trecho de tubulação que está sendo avaliado.

Figura 4.14 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,2$  m sem e com vazamento à 0,1 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO no final do trecho vertical e início do trecho curvado.



Fonte: Própria do autor.

Figura 4.15 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,2$  m sem e com vazamento à  $0,1$  m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO na posição  $0,2 \geq Z \geq 0,75$  m.

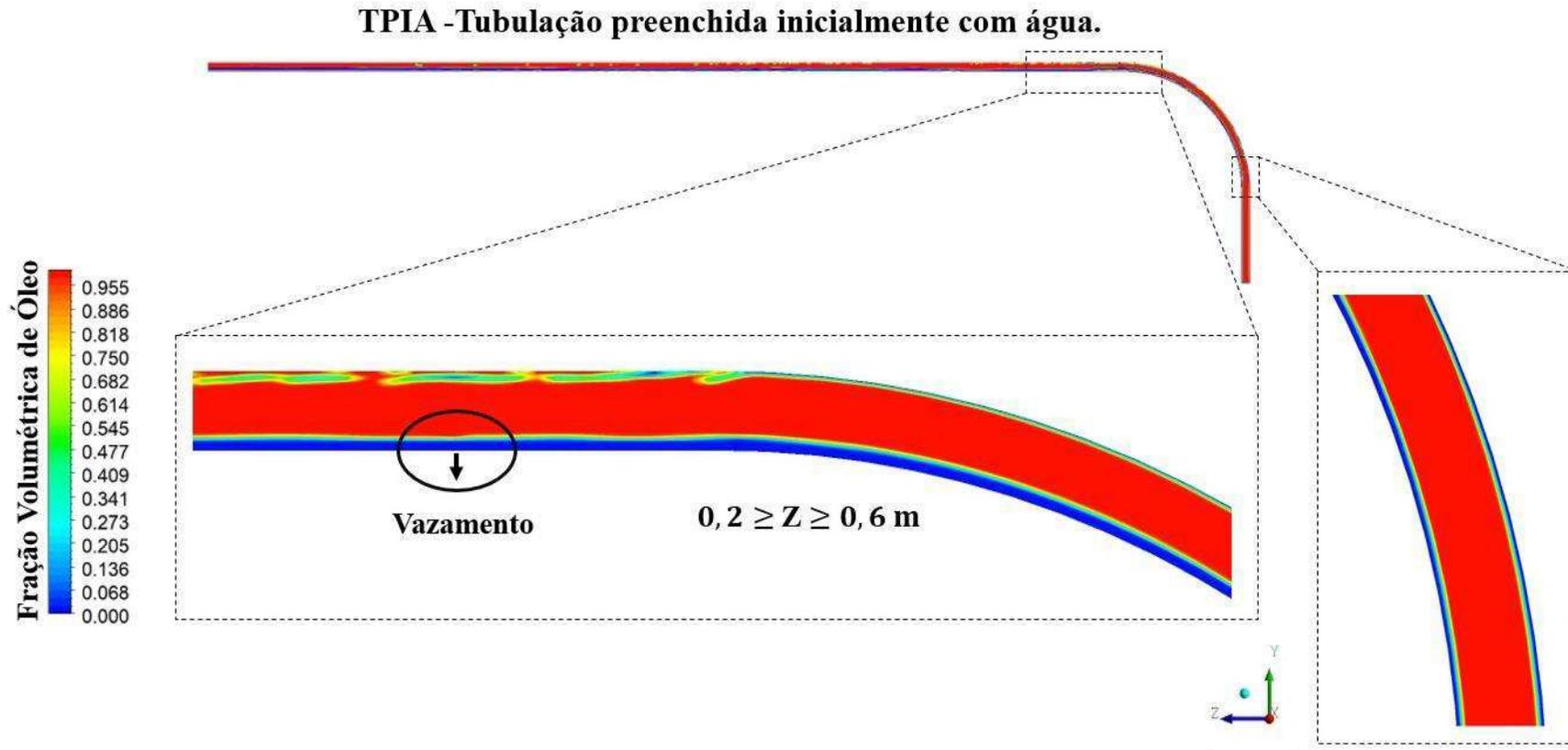


Fonte: Própria do autor.

As Figuras 4.16 e 4.17 apresentam o campo de fração volumétrica de óleo dos dutos curvados com raio de curvatura ( $R$ ) igual a 0,4 m, nas condições TPIA e TPIO, na presença do vazamento localizado numa distância de 0,1 m após a curvatura, respectivamente. Nota-se que para condição TPIA o padrão *core-flow* se desenvolveu nos trechos vertical e curvado, mudando de padrão de escoamento no início do trecho horizontal (Figura 4.16). Na condição TPIO (Figura 4.17b), observa-se que a água, por ter uma densidade maior que do óleo está sujeito a ação das forças centrífugas imposta pela curvatura do duto curvado e, assim, se separa da superfície do duto curvado favorecendo o toque de óleo na parede do duto e tendendo a se mover para dentro do núcleo de óleo.

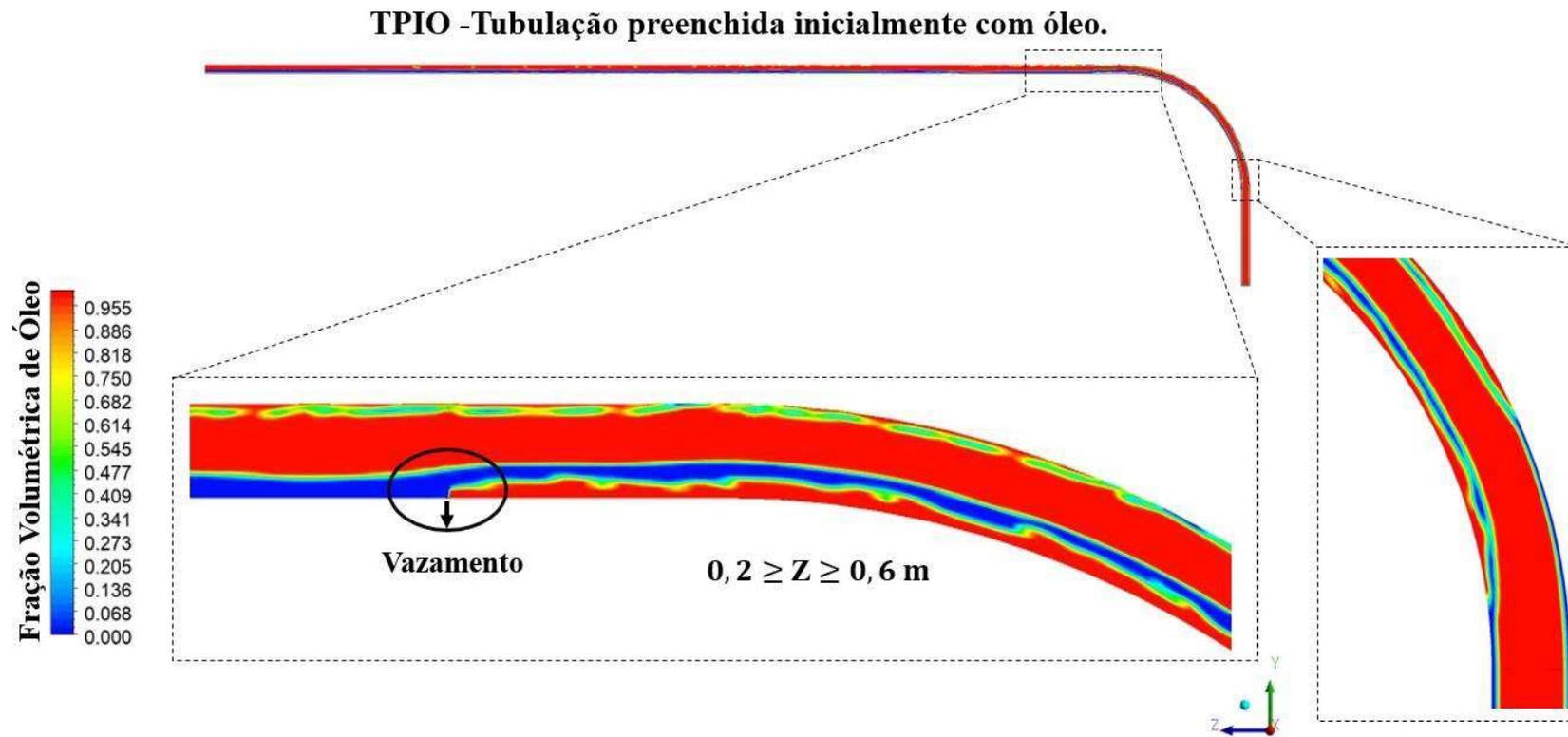
Vale destacar ainda que ao se avaliar a situação em que a tubulação está inicialmente preenchida com água (TPIA) o padrão anular é desfeito no final da região curvada devido a presença do vazamento. Mas, com TPIO o padrão anular já está desfeito desde o início da secção curvada do duto e nota-se que o óleo é drenado pelo orifício de vazamento favorecendo a água a passar a escoar tangencialmente a superfície inferior da tubulação, mas sem energia suficiente para retomar o padrão anular.

Figura 4.16 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,4 m com vazamento à 0,1 m após a curvatura na condição TPIA.



Fonte: Própria do autor.

Figura 4.17 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,4$  m com vazamento à  $0,1$  m após a curvatura na condição TPIO.

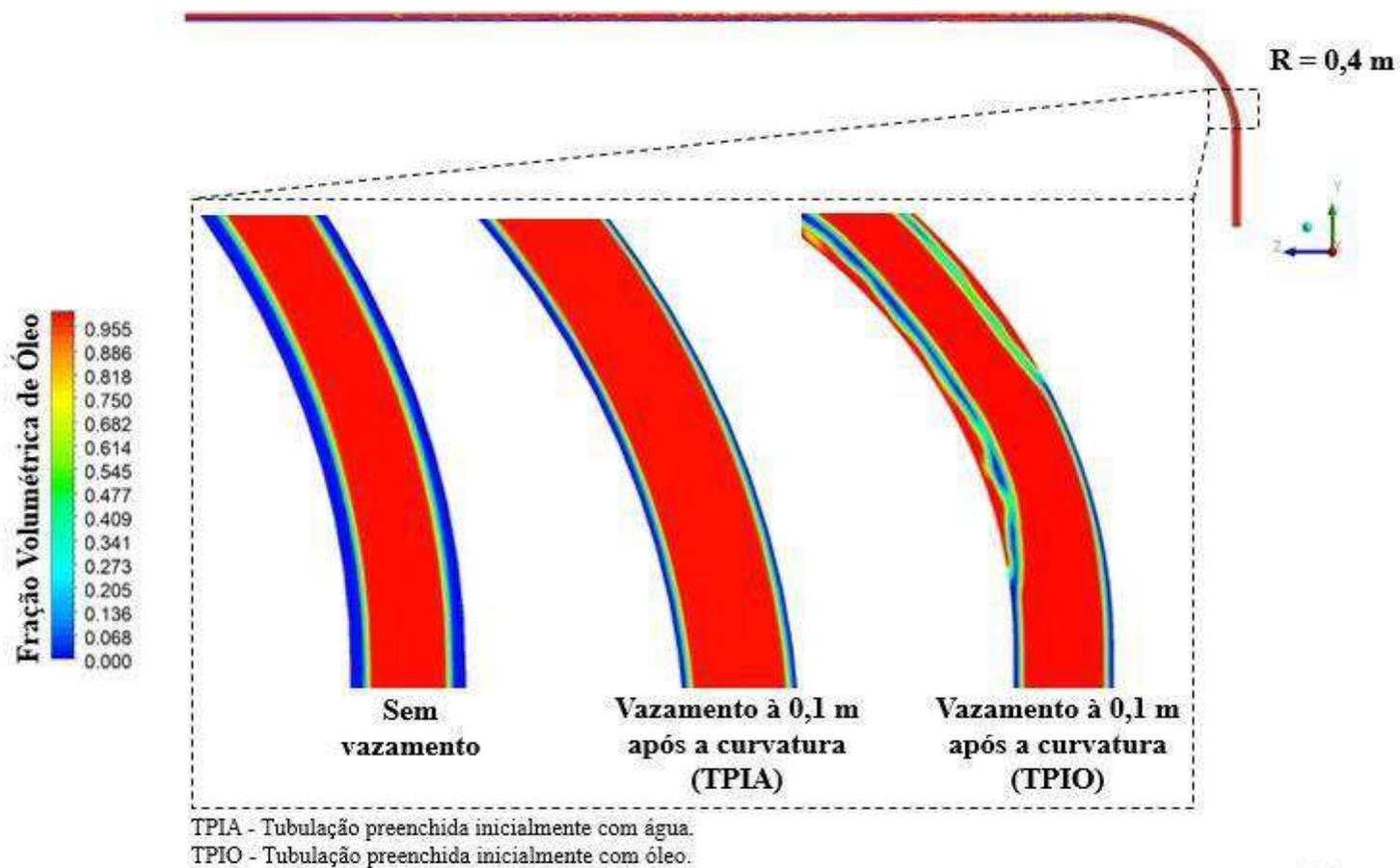


Fonte: Própria do autor.

Nas Figuras 4.18 e 4.19 estão apresentados os campos de fração volumétrica do óleo nos dutos curvados com (R) igual a 0,4 m, sem e com vazamentos posicionados à 0,1 m após os trechos curvados nas condições TPIA e TPIO para a posição, final do trecho vertical e início do trecho curvado (Figura 4.18). Estas figuras indicam que o padrão *core-flow* foi mantido nos dutos sem vazamento e com vazamento na condição TPIA no início do duto curvado, mas que foi desfeito o padrão anular (*core-flow*) desde o início do trecho horizontal da tubulação (Figura 4.19).

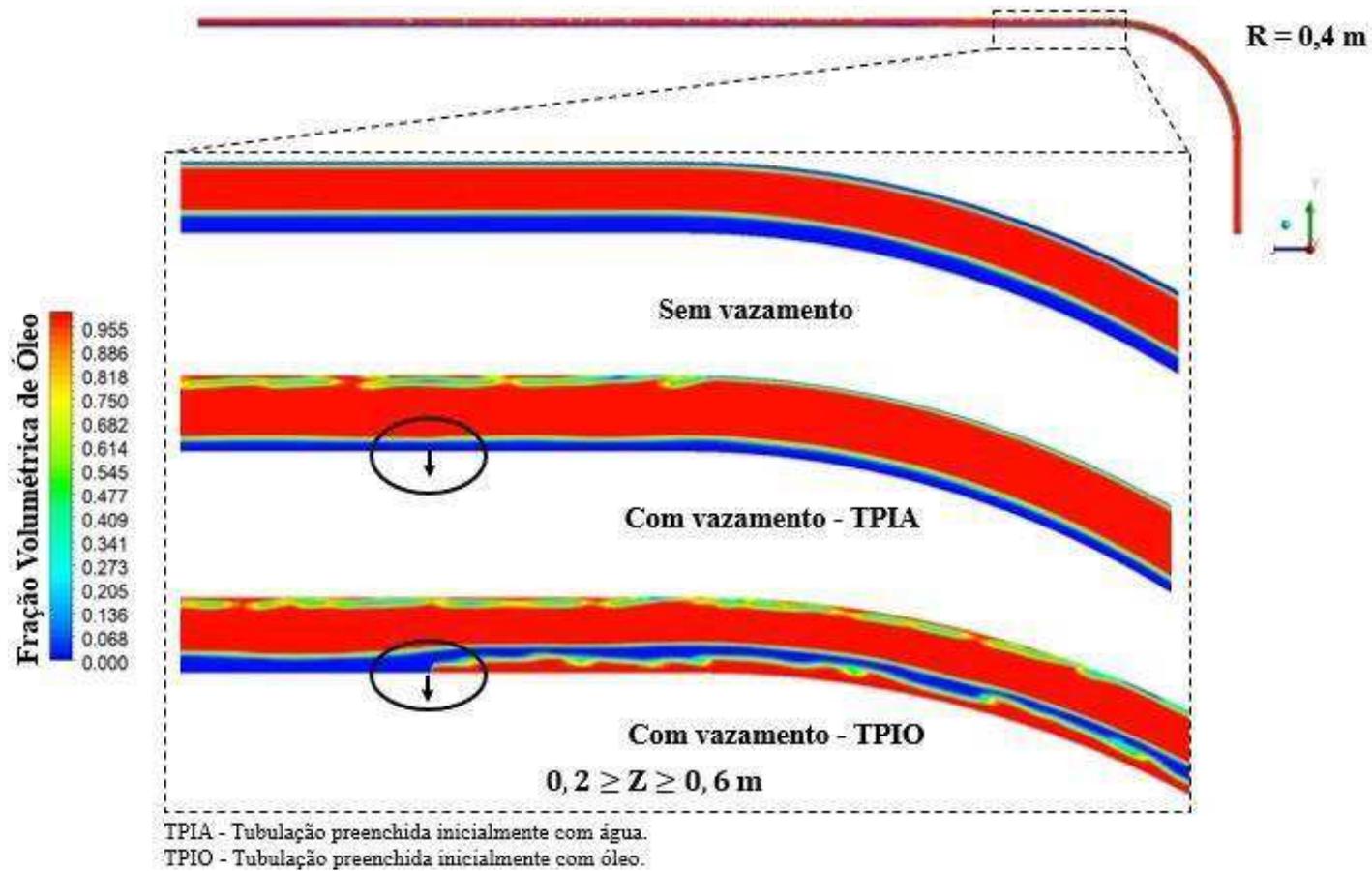
As Figuras 4.18 e 4.19 indicam ainda que o núcleo de óleo tende a se descentralizar, se posicionando mais na parte superior do tubo no trecho reto, em consequência da densidade do óleo ser menor que o da água e assim proporciona uma maior quantidade de água escoando nas proximidades da superfície inferior do tubo no trecho horizontal. No entanto, há desequilíbrio das forças devido a presença do vazamento conduzindo a quebra do padrão anular observados tanto nas condições iniciais de preenchimento com água (TPIA) ou óleo (TPIO). O vazamento conduz a uma redução da vazão de água e, conseqüentemente, reduzindo as forças de arraste e de sustentação do núcleo de óleo sobretudo após o vazamento e assim os efeitos da força de empuxo serem mais importante conduzindo ao toque de óleo na superfície interna superior do tubo no trecho horizontal.

Figura 4.18 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,4$  m sem e com vazamento à 0,1 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO no final do trecho vertical e início do trecho curvado.



Fonte: Própria do autor.

Figura 4.19 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,4$  m sem e com vazamento à  $0,1$  m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO na posição  $0,2 \geq Z \geq 0,6$



Fonte: Própria do autor.

Visando avaliar a influência da posição do vazamento no duto horizontal, foram simulados os casos apresentados anteriormente (Figuras 4.12, 4.13, 4.16 e 4.17), com o vazamento posicionado no centro da tubulação horizontal para ambos os dutos.

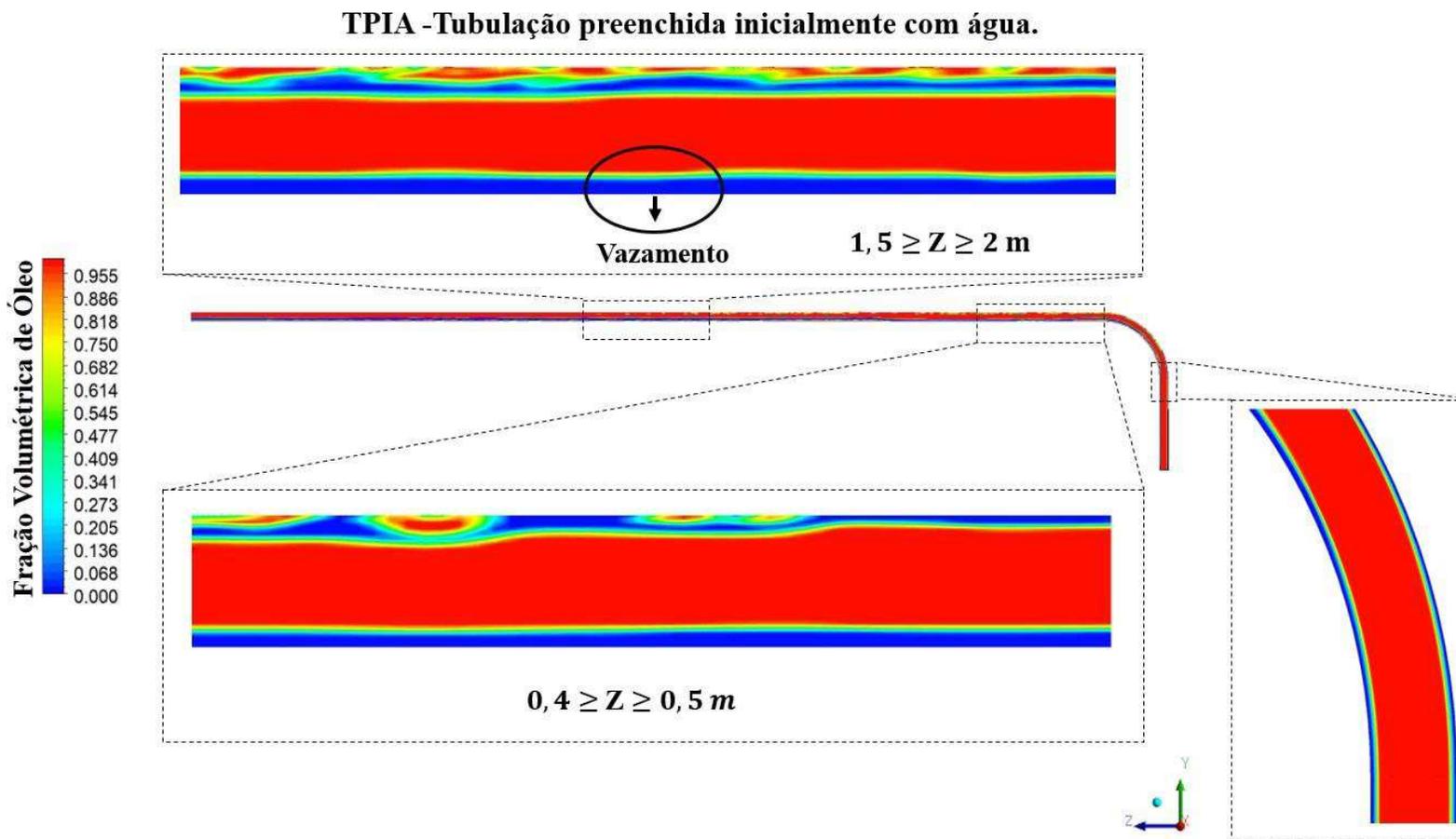
Nas Figuras 4.20 e 4.21 estão apresentados os campos de frações volumétricas do óleo nos dutos curvados com raios de curvatura ( $R$ ) igual a 0,2 m na presença do vazamento, numa distância de 1,5 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO, respectivamente. Para o duto com vazamento na condição TPIA (Figura 4.20), o padrão *core-flow* se manteve no trecho vertical e curvado Figura 4.20, sendo desfeito na posição  $Z = 0,45$  m, comprovando assim que a presença e posição do vazamento afeta a estabilidade do padrão *core-flow*. No duto sem vazamento o padrão se desenvolveu até uma distância  $Z = 1$  m (Figura 4.5), perdendo o padrão devido o raio de curvatura se aproximar de um ângulo reto, no duto com o vazamento posicionado a 0,1 m, além do efeito da curvatura, a presença do vazamento fez com que o padrão *core-flow* se desenvolvesse até uma distância de  $Z = 0,65$  m.

Para condição TPIO (Figura 4.21) o óleo pesado adere a parede interna da tubulação desde o início do escoamento causando a aderência devido a vazão de água utilizada no estudo não ser suficiente para proporcionar uma força de arraste e de sustentação suficientes que assegurem que núcleo de óleo não toque nas superfícies da tubulação.

Nas Figuras 4.22 e 4.23 estão representados os campos de fração volumétrica do óleo nos dutos curvados com ( $R$ ) igual a 0,2 m, posicionados à 1,5 m após os trechos curvados nas condições TPIA e TPIO sem e com vazamentos. Para a posição, final do trecho vertical e início do trecho curvado (Figura 4.22), observou-se que o padrão *core-flow* foi mantido nos dutos sem vazamento e com vazamento na condição TPIA. No entanto, para a situação que a tubulação foi inicialmente preenchido com óleo (TPIO) na presença de vazamento foi desfeito completamente o padrão anular ou *core-flow*.

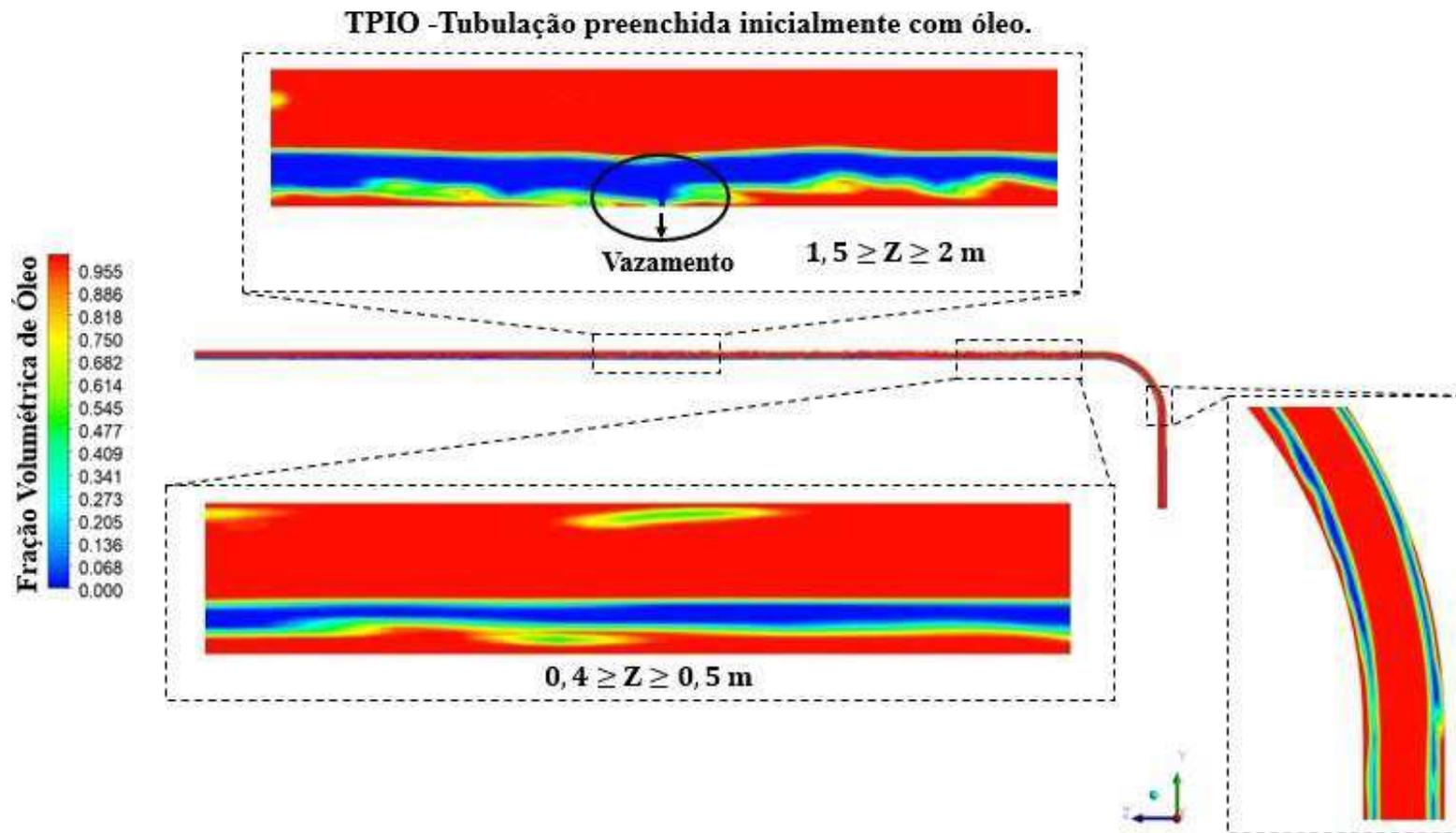
Para posição  $0,2 \geq Z \geq 0,75$  m (Figura 4.23), o duto sem vazamento manteve o padrão *core-flow*, já o duto com vazamento na condição TPIA teve a aderência do óleo na parede interna da tubulação, aproximadamente em  $Z = 0,45$  m, na condição TPIO não ocorreu o padrão *core-flow*.

Figura 4.20 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,2$  m com vazamento à  $1,5$  m após a curvatura na condição TPIA.



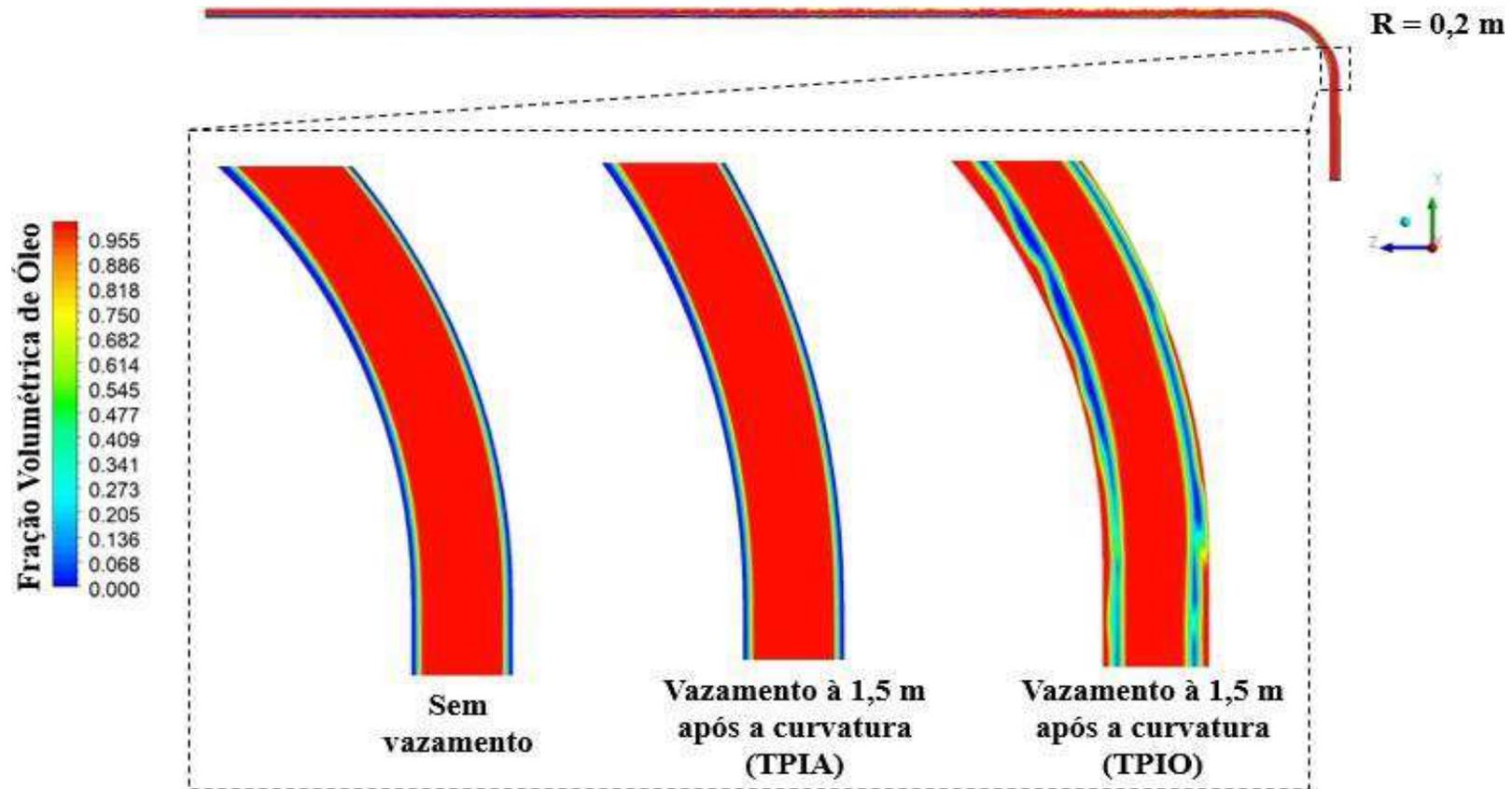
Fonte: Própria do autor.

Figura 4.21 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,2$  m com vazamento à 1,5 m após a curvatura na condição TPIO.



Fonte: Própria do autor.

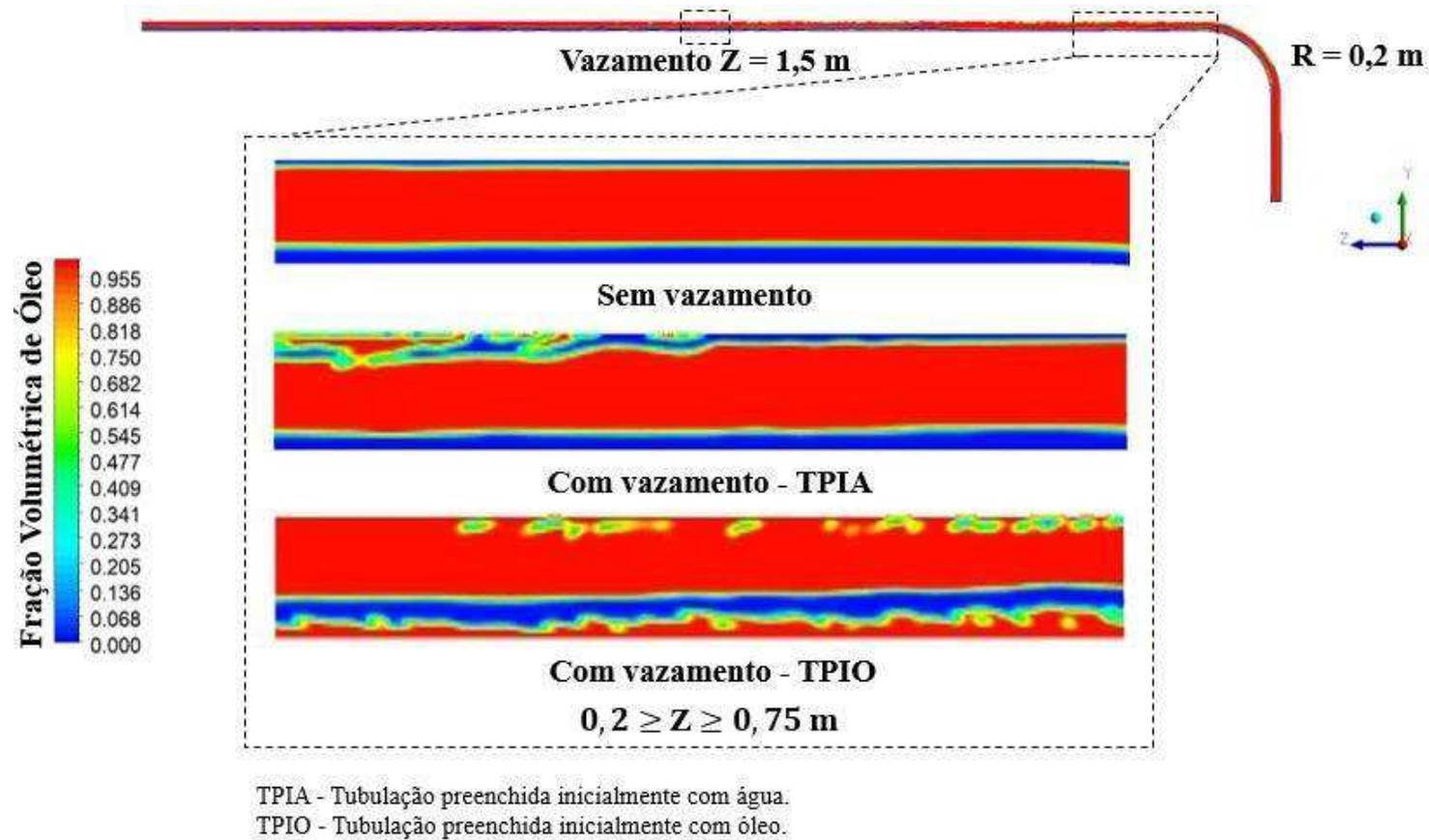
Figura 4.22 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,2$  m sem e com vazamento à 1,5 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO no final do trecho vertical e início do trecho curvado.



TPIA - Tubulação preenchida inicialmente com água.  
 TPIO - Tubulação preenchida inicialmente com óleo.

Fonte: Própria do autor.

Figura 4.23 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,2$  m sem e com vazamento à 1,5 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO na posição  $0,2 \geq Z \geq 0,75$  m.



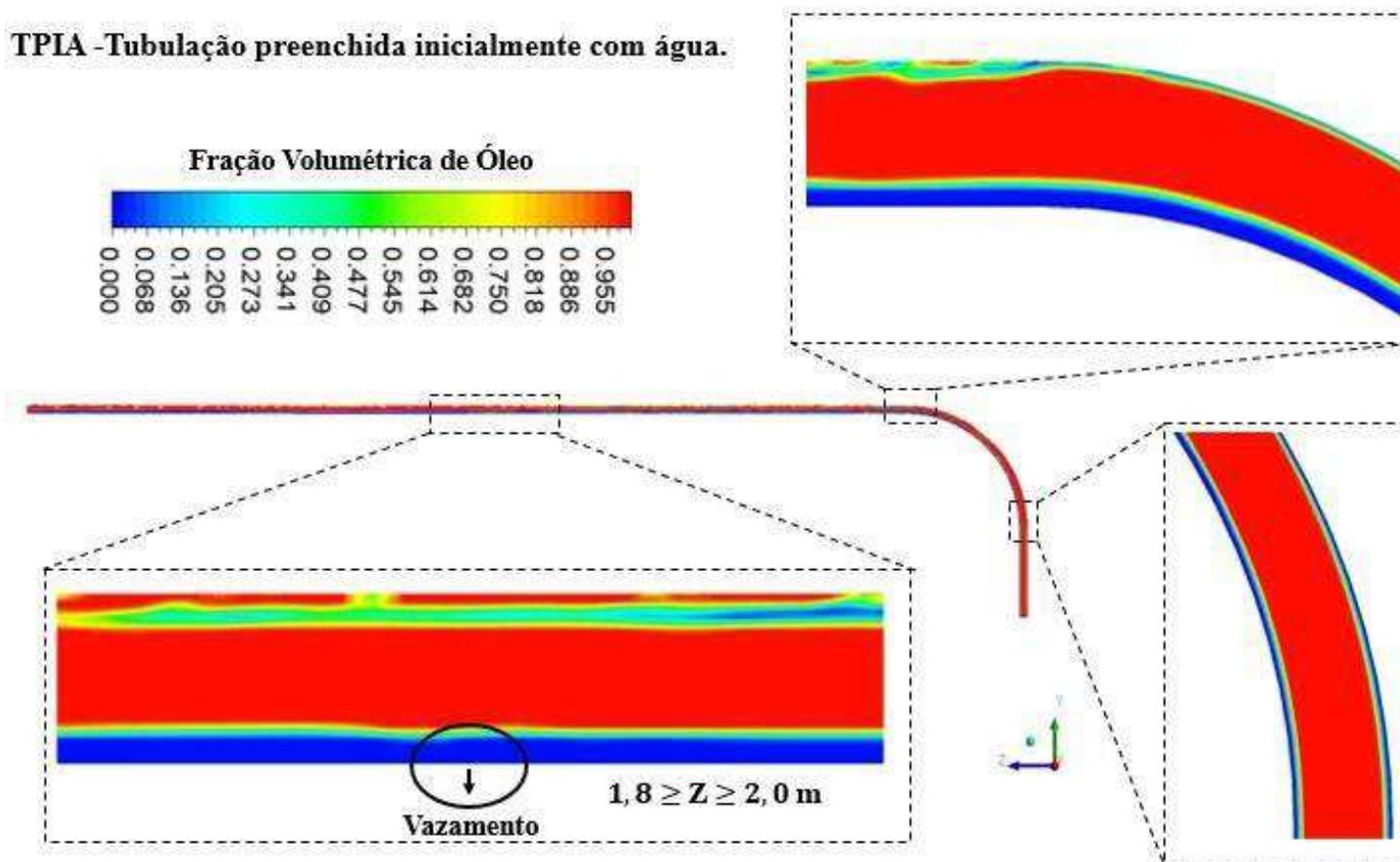
Fonte: Própria do autor.

---

As Figuras 4.24 e 4.25 apresentam o campo de fração volumétrica de óleo dos dutos curvados com raios de curvaturas ( $R$ ) igual a 0,4 m na presença do vazamento localizado numa distância de 1,5 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO. Foi possível observar que para condição TPIA (Figura 4.24) o padrão *core-flow* se desenvolveu nos trechos vertical e curvado, mudando de padrão de escoamento no início do trecho horizontal, após a aderência do óleo a parede interna da tubulação. Na condição TPIO (Figura 4.25), o padrão *core-flow* foi mantido no trecho vertical e na metade do trecho curvado, mostrando que a posição do vazamento influencia na estabilidade do padrão *core-flow*. Isso pode ser explicado pelo fato do vazamento está posicionado no centro da tubulação horizontal, fazendo com que a ação perturbadora que o mesmo provoca, a partir da diminuição da vazão dos fluidos afete com menor intensidade o trecho curvado, sendo possível o padrão em estudo se desenvolver até a metade desse trecho, o que não foi observado para o caso em que o vazamento está posicionado à 0,1 m após o trecho curvado (Figura 4.17).

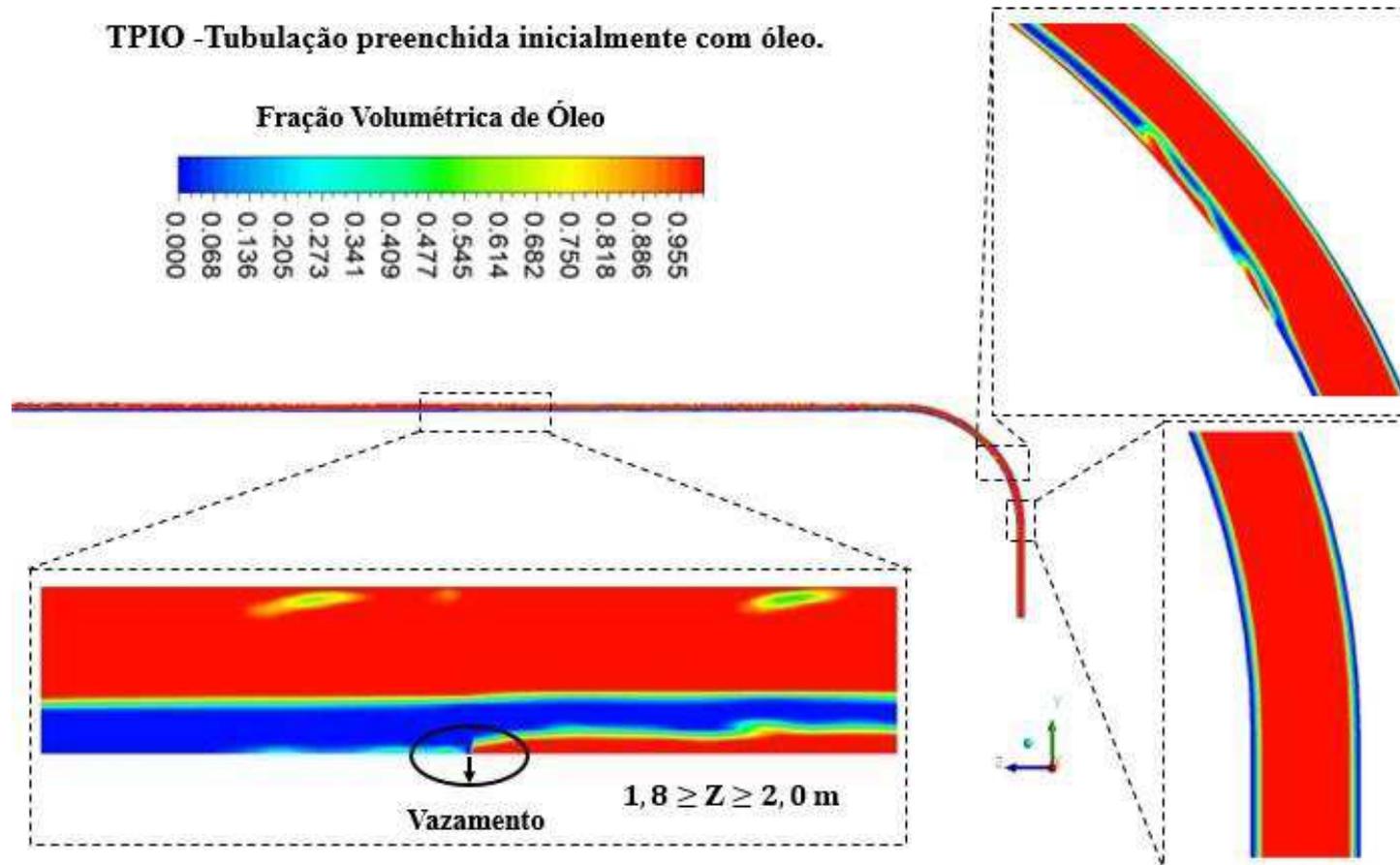
As Figuras 4.26 e 4.27 apresentam o campo de fração volumétrica do óleo pesado nos dutos curvados  $R = 0,4$  m posicionados à 1,5 m após os trechos curvados nas condições TPIA e TPIO com e sem vazamentos. Nota-se nestas figuras que, na posição final do trecho vertical e início do trecho curvado, o padrão *core-flow* foi mantido no duto sem vazamento e nos dutos com vazamento. Na posição  $1,8 \geq Z \geq 2$  m (Figura 4.27), observa-se, que para o duto sem a presença do vazamento, o padrão *core-flow* foi mantido, porém na presença do vazamento o padrão *core-flow* é desfeito em ambas situações, devido à presença do vazamento, que causou um desequilíbrio das forças de empuxo, peso e de arraste desestabilizando o padrão *core-flow*.

Figura 4.24 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado R = 0,4 m com vazamento à 1,5 m após a curvatura na condição TPIA.



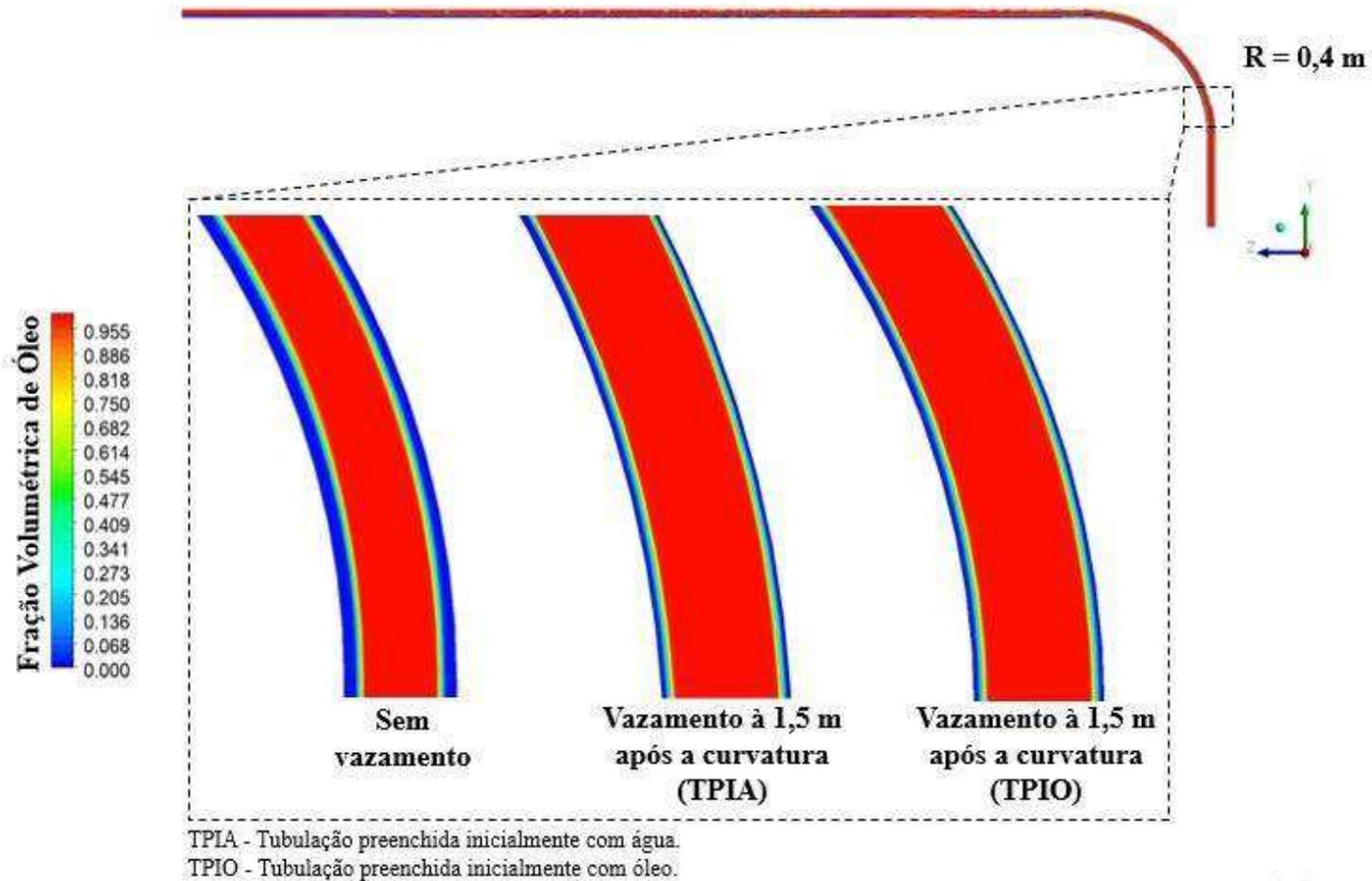
Fonte: Própria do autor.

Figura 4.25 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,4$  m com vazamento à 1,5 m após a curvatura na condição TPIO.



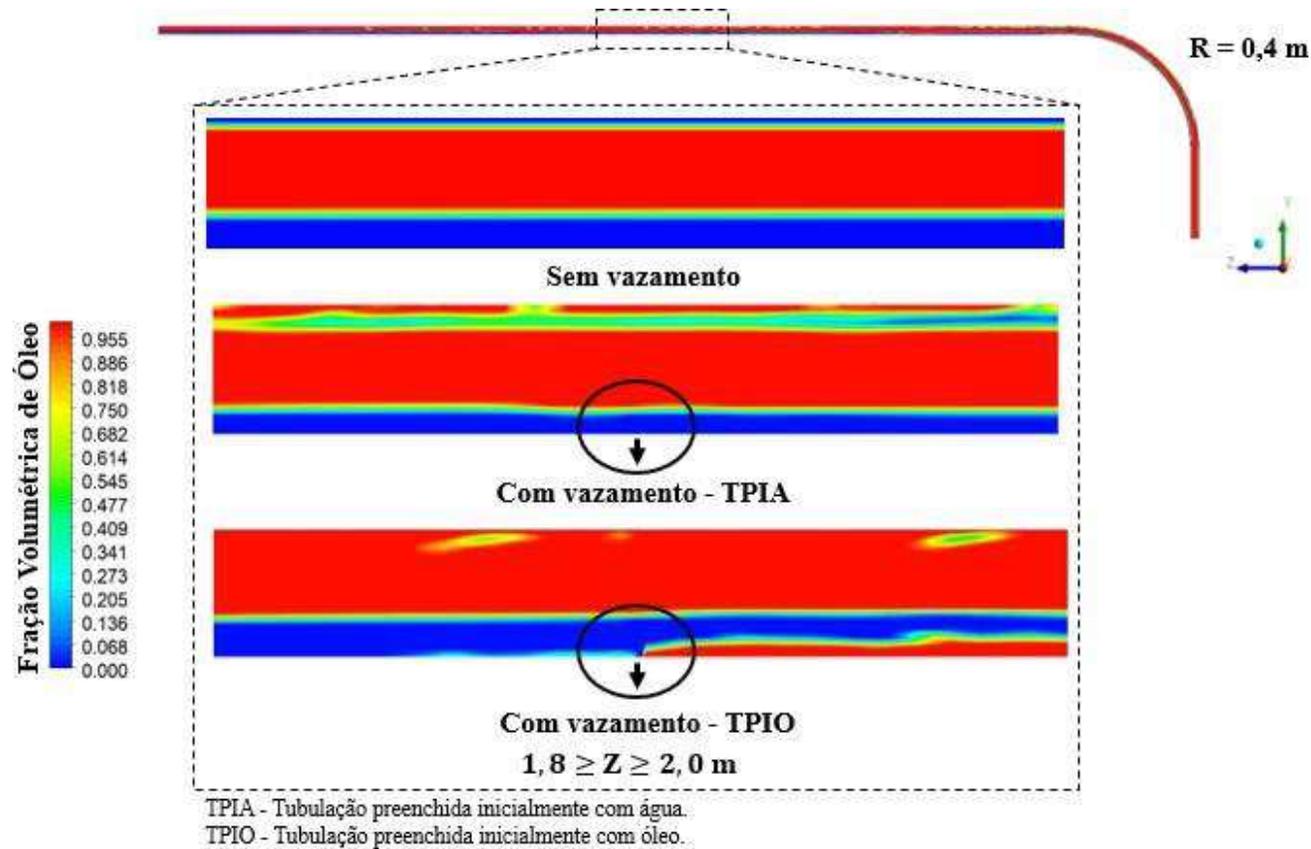
Fonte: Própria do autor.

Figura 4.26 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,4$  m sem e com vazamento à 1,5 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO no final do trecho vertical e início do trecho curvado.



Fonte: Própria do autor.

Figura 4.27 - Fração volumétrica de óleo pesado no duto curvado  $R = 0,4$  m sem e com vazamento à 1,5 m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO na posição  $1,8 \geq Z \geq 2,0$  m.



Fonte: Própria do autor.

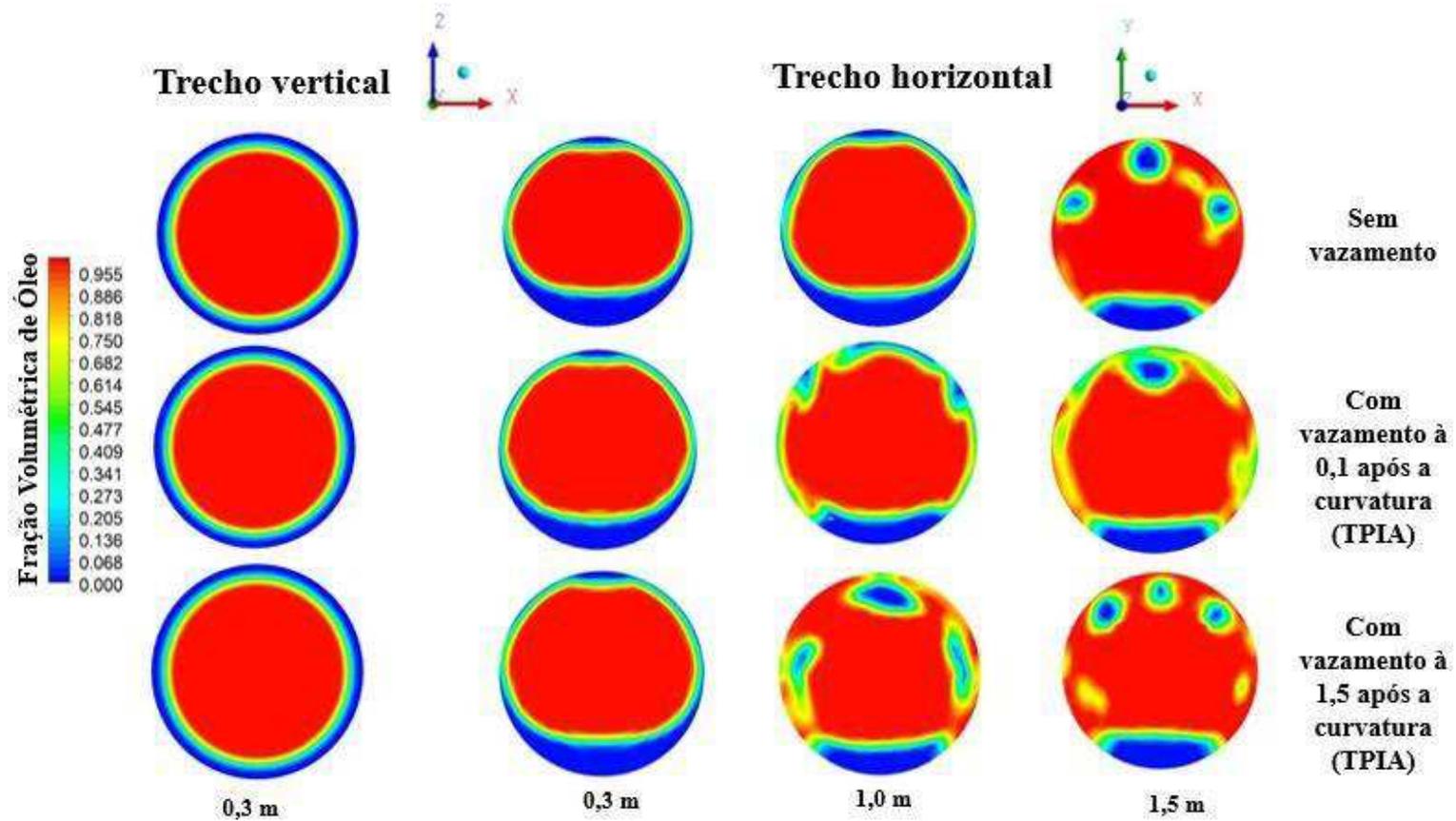
---

Nas Figuras 4.28 e 4.29 estão representados o comportamento da fração volumétrica de água e de óleo sobre diferentes planos de seções transversais considerando os dutos curvados com raio de curvatura iguais a 0,2 m e 0,4m, respectivamente, na ausência ou presença de vazamento considerando que a tubulação está inicialmente preenchida com água (TPIA). Os planos referentes as seções transversais foram distribuídas como segue: uma seção no tubo vertical a 0,3 m da entrada e três seções sobre o trecho de tubo na horizontal nas posições 0,3; 1,0 e 1,5 m contabilizados imediatamente ao final do duto curvado.

Na figura 4.28 nota-se que, para o duto de raio de curvatura de 0,2 m, o padrão anular foi desfeito na ausência ou na presença de vazamento. Porém, para o duto com raio de curvatura igual a 0,4 m, na ausência de vazamento percebeu-se a manutenção do padrão anular ou *core-flow*. Destaca-se ainda que no trecho vertical as diferentes forças (arraste, peso, empuxo e massa virtual) mantém o núcleo de óleo centralizado. Todavia, no tubo na horizontal nota-se uma descentralização do núcleo de óleo, em consequência da diferença de densidade entre a água e o óleo, comportamento este igualmente observado por vários trabalhos reportados na literatura a exemplo de Bensakria *et al.* (2004), Banwart *et al.* (2004), Dehkordi *et al* (2017) e Jing *et al* (2020).

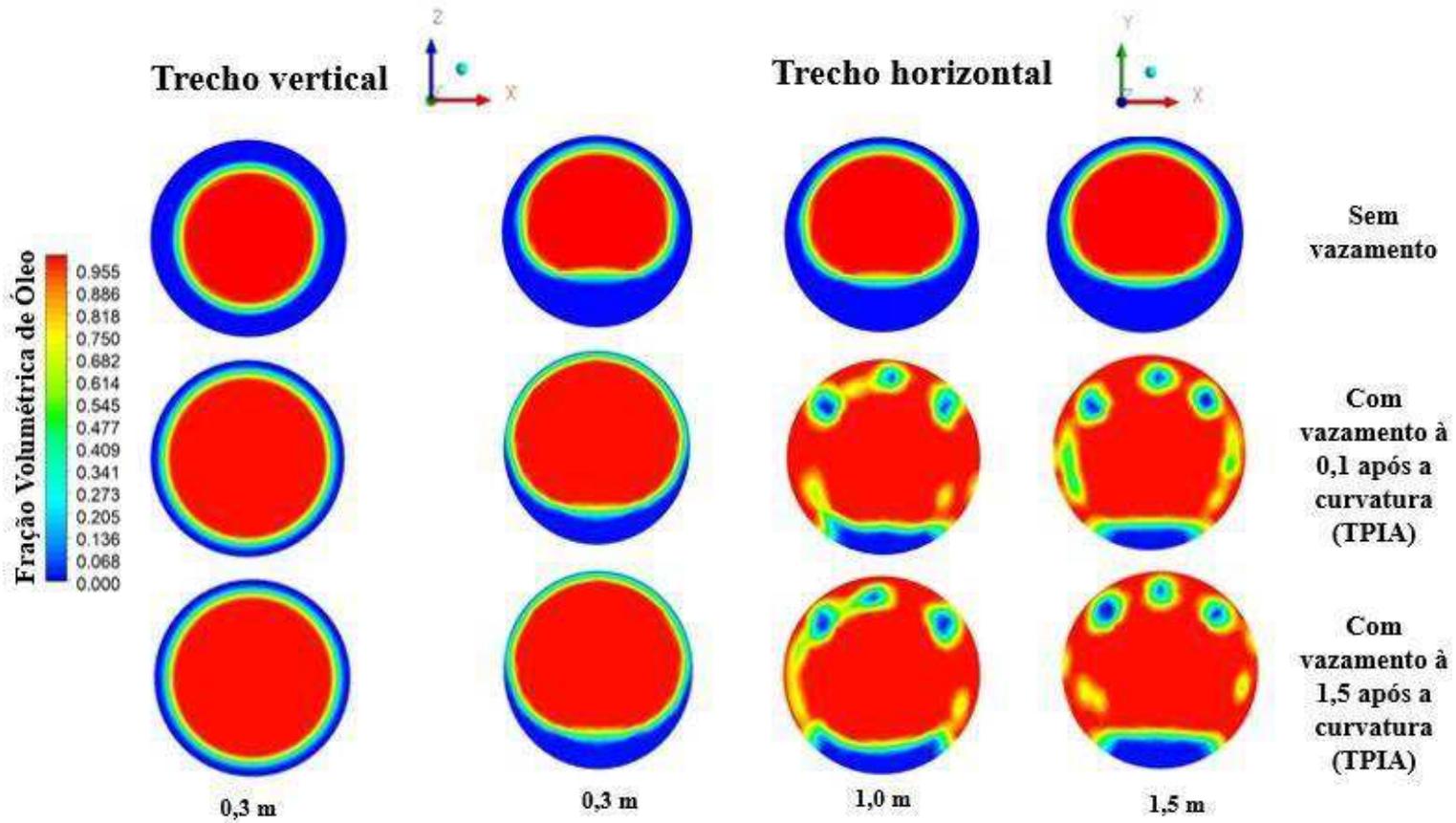
Nas Figuras 4.28 e 4.29 indicam que a presença do vazamento foi desfavorável a manutenção do padrão anular ou *core-flow*, tanto com a tubulação ser inicialmente preenchida com água (PTIA) ou com óleo (PTIO) em consequência de um provável desequilíbrio das forças atuando sobre os fluidos impulsionado pela redução da quantidade de água no anel formado favorecendo, assim, o toque do óleo na superfície interna da tubulação.

Figura 4.28 - Fração volumétrica de óleo pesado em vários planos transversais  $yx$  e  $zx$  ao longo do duto curvado  $R = 0,2$  m sem e com vazamento nas condições TPIA.



Fonte: Própria do autor.

Figura 4.29 - Fração volumétrica de óleo pesado em vários planos transversais yx e zx ao longo do duto curvado  $R = 0,4$  m sem e com vazamento nas condições TPIA.

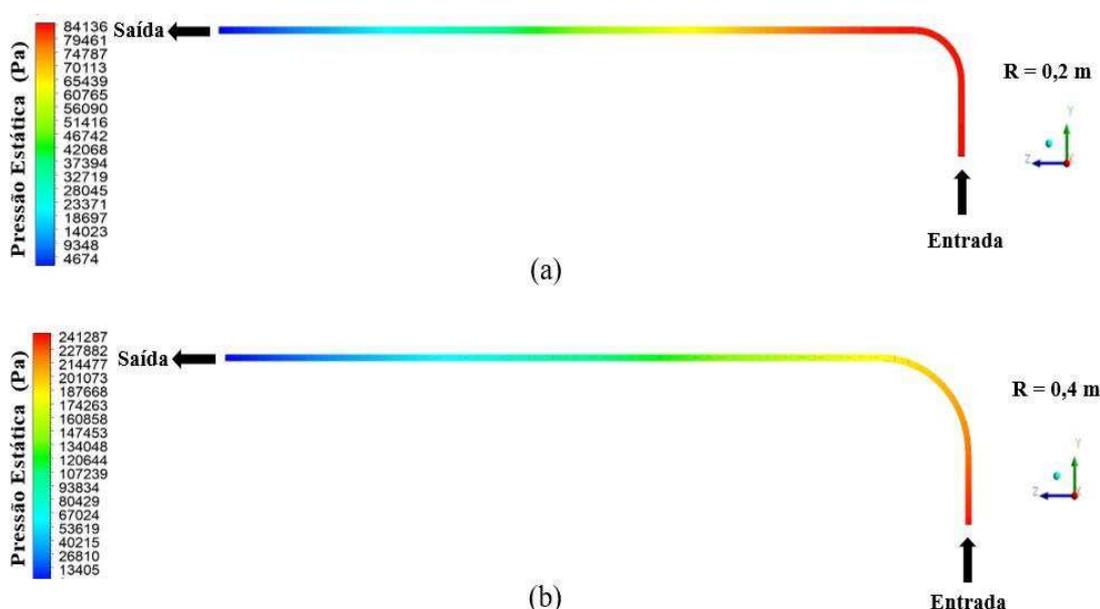


Fonte: Própria do autor.

## 4.2 Dinâmica de escoamento no *core-flow*

A Figura 4.30 ilustra o campo de pressão estática ao longo dos dutos curvados sem vazamento: (a)  $R = 0,2$  m no instante 4 segundos e (b)  $R = 0,4$  m no instante 5 segundos. Observa-se maiores pressões no início da tubulação, apresentando um comportamento decrescente ao longo do duto, até atingir o valor da pressão atmosférica na saída do domínio de estudo, definida como condição de contorno para ambos os dutos curvados. O decréscimo da pressão por fricção no estudo do escoamento de óleos pesados tipo *core-flow*, quase sempre será favorecida pela presença de uma película de água nas adjacências da parede da tubulação.

**Figura 4.30 - Campo de pressão ao longo do duto curvado (a) Duto curvado ( $R = 0,2$  m) no instante 4 segundos; (b) Duto curvado ( $R = 0,4$  m) no instante 5 segundos.**



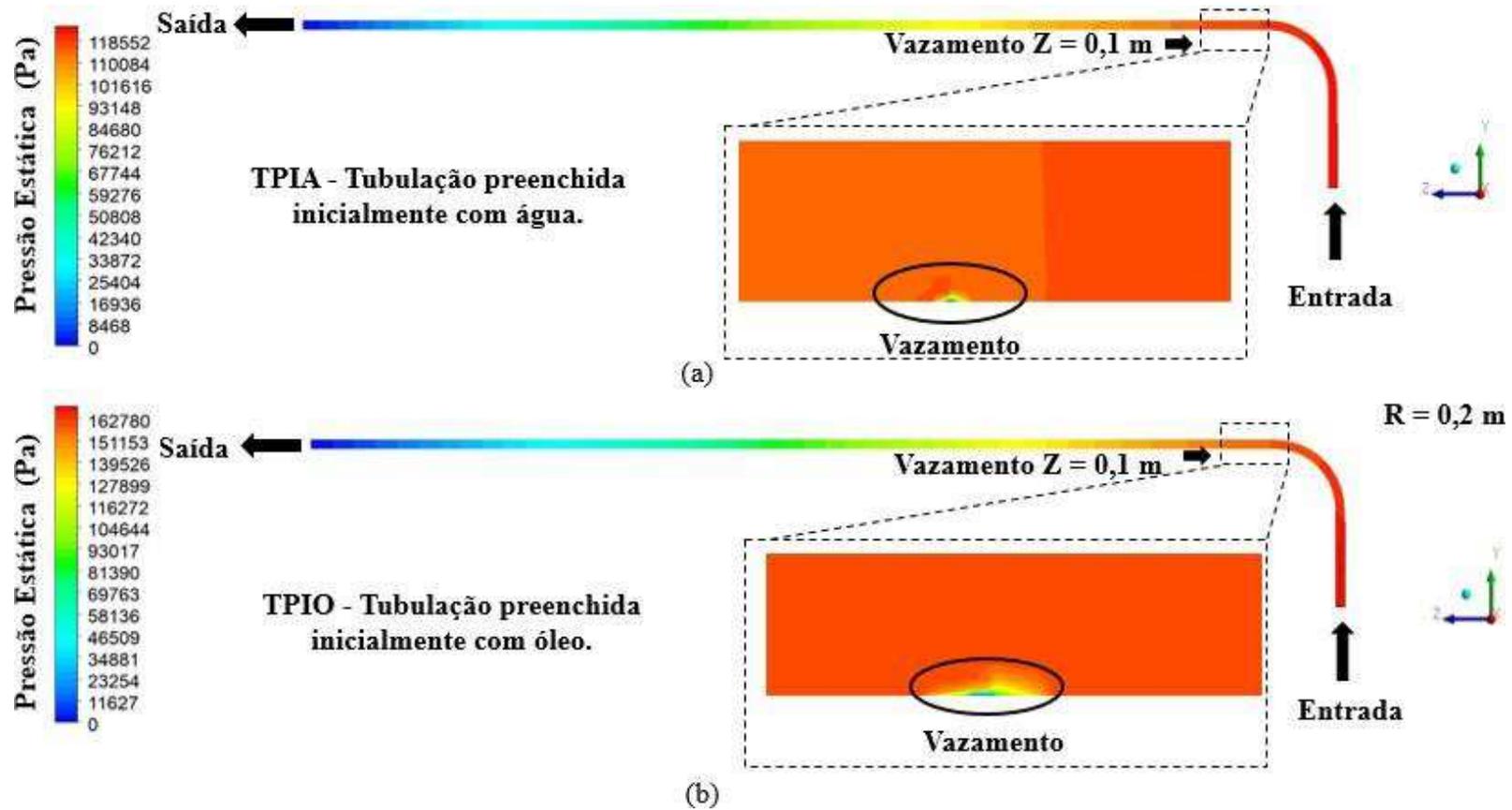
Fonte: Própria do autor.

As Figuras 4.31 a 4.34 ilustram o campo de pressão estática ao longo dos dutos curvados  $R = 0,2$  m e  $R = 0,4$  m na presença de vazamento para condições TPIA e TPIO, em que se observa que a maior pressão está no início das tubulações e decresce ao longo dos dutos, atingindo assim o valor da pressão atmosférica na saída do domínio de estudo (condição assumida como condição de contorno nas simulações). As regiões dos vazamentos também

apresentam baixas pressões atingindo a pressão atmosférica que foi definida como condição de contorno para este domínio.

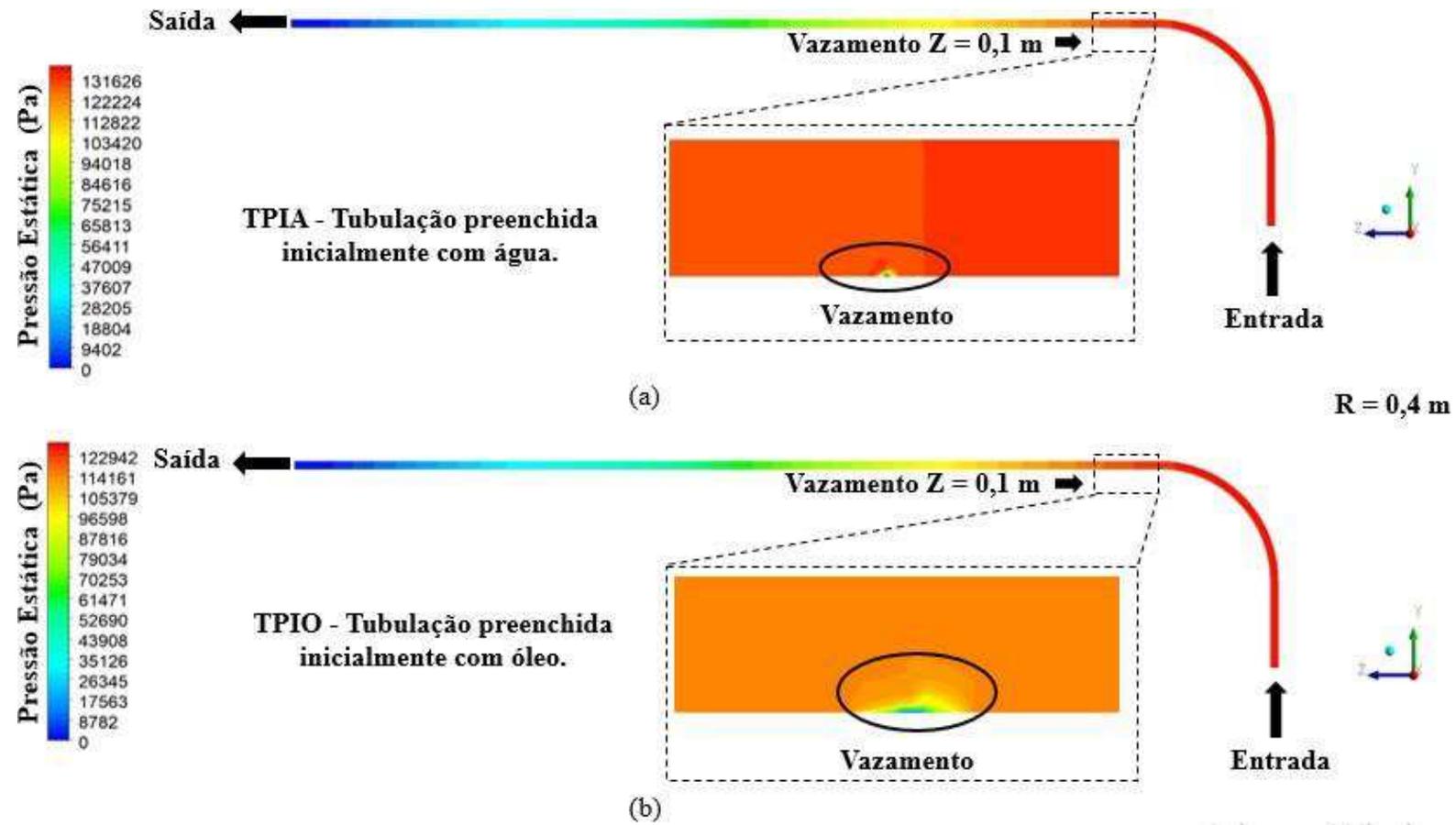
Podemos observar que a queda de pressão se mostra diferente nas regiões dos vazamentos entre os dutos com condições TPIA e os condições TPIO, devida a elevada resistência viscosa do óleo, desta forma no momento que é injetado água no duto preenchido com óleo a queda de pressão será muito mais rápida.

Figura 4.31 - Campo de pressão ao longo do duto curvado ( $R = 0,2 \text{ m}$ ) com vazamento à  $0,1 \text{ m}$  após a curvatura nas condições TPIA e TPIO.



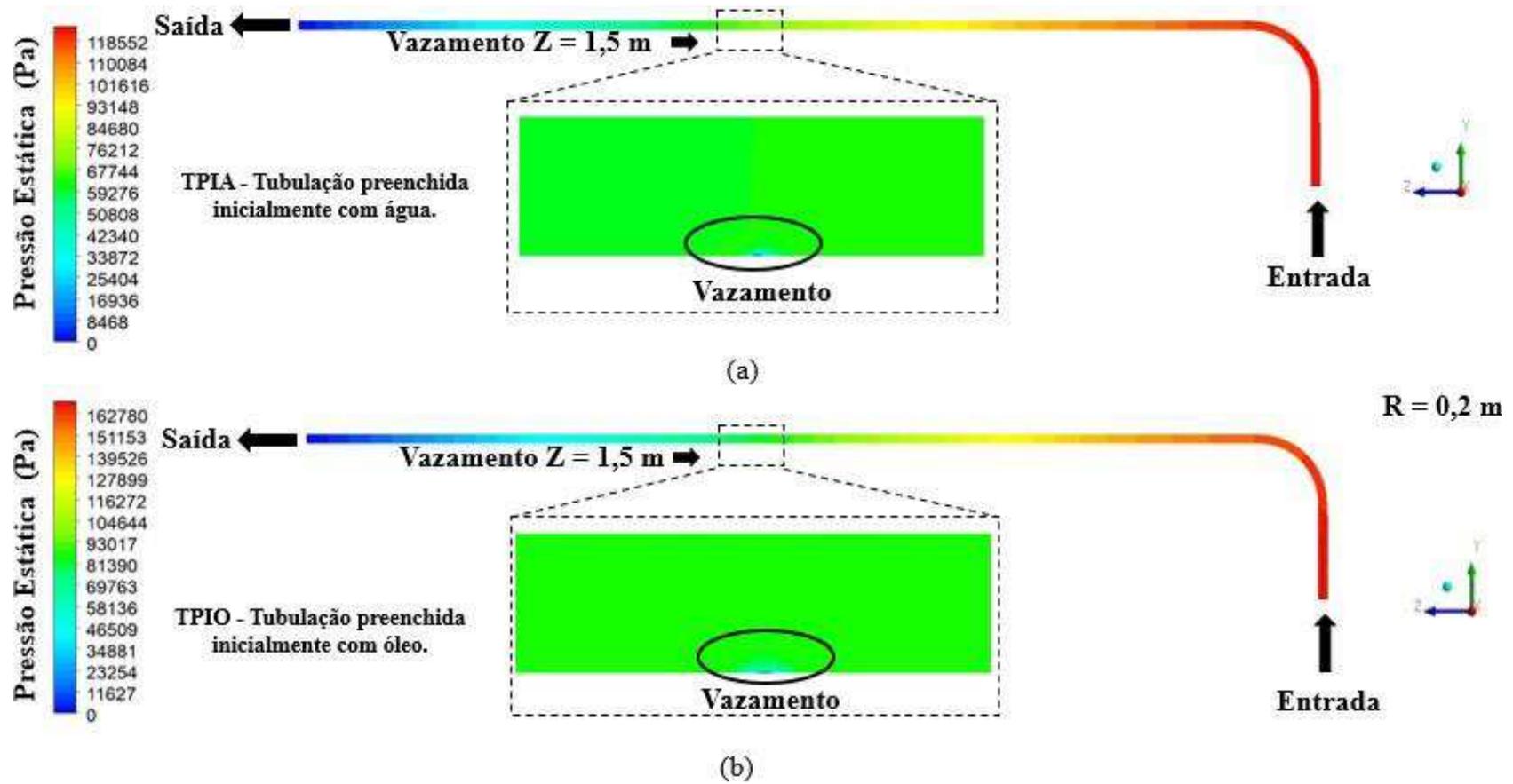
Fonte: Própria do autor.

Figura 4.32 - Campo de pressão ao longo do duto curvado ( $R = 0,4 \text{ m}$ ) com vazamento à  $0,1 \text{ m}$  após a curvatura nas condições TPIA e TPIO.



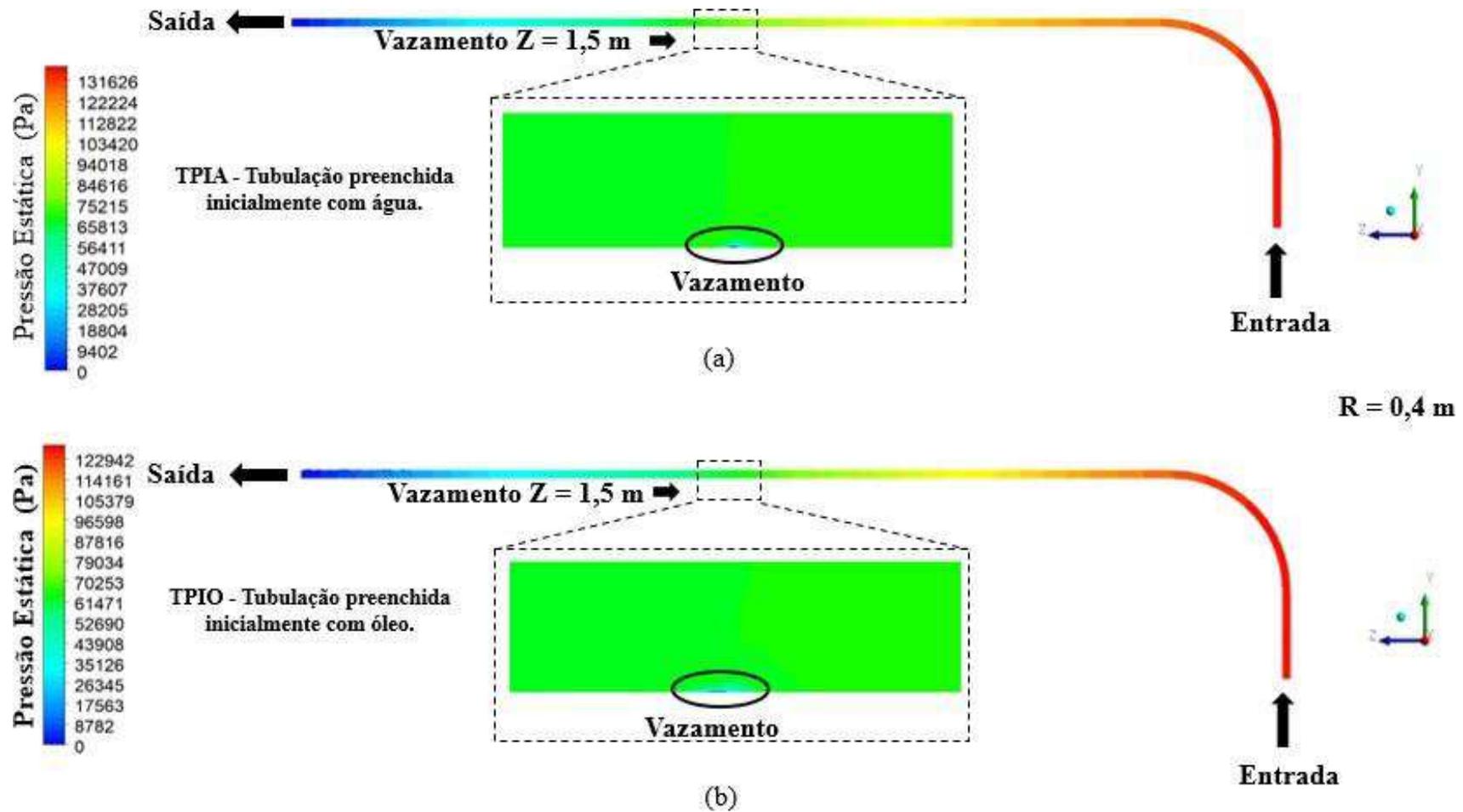
Fonte: Própria do autor.

Figura 4.33 - Campo de pressão ao longo do duto curvado ( $R = 0,2 \text{ m}$ ) com vazamento à  $1,5 \text{ m}$  após a curvatura nas condições TPIA e TPIO.



Fonte: Própria do autor.

Figura 4.34 - Campo de pressão ao longo do duto curvado ( $R = 0,4 \text{ m}$ ) com vazamento à  $1,5 \text{ m}$  após a curvatura nas condições TPIA e TPIO.

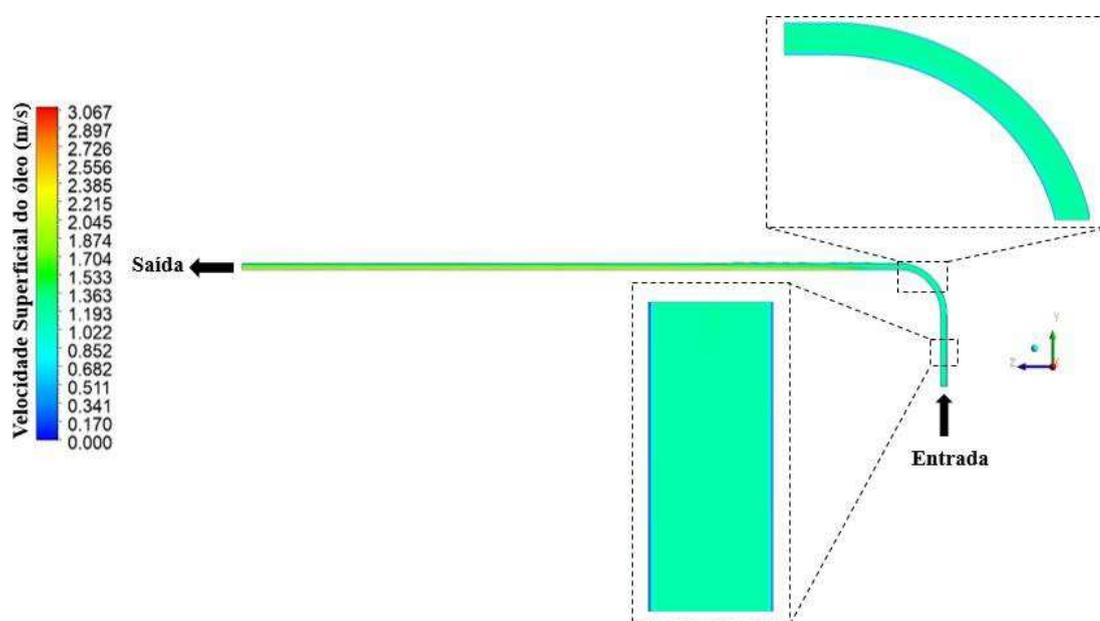


Fonte: Própria do autor.

Nas Figuras 4.35 a 4.37 estão representados os campos de velocidade superficial do óleo pesado nos dutos sem a presença do vazamento. A Figura 4.35 apresenta os campos de velocidade superficial do óleo pesado no trecho vertical e na curvatura, para o duto curvado  $R = 0,2$  m sem vazamento. Percebe-se velocidade superficial nula nas proximidades da parede, e aumento de velocidade à medida que a fração volumétrica de óleo tende a 1 (centro do duto). Portanto, nesta região a velocidade é bastante considerável assegurando uma produção de óleo desejável. A Figura 4.36 apresenta o campo de velocidade superficial do óleo pesado no trecho horizontal, para o duto curvado  $R = 0,2$  m sem vazamento. Observa-se velocidades elevadas na parte inferior, devido a mudança de padrão de escoamento, já que o *core-flow* foi desfeito, quando óleo pesado entrou em contato com a parede da tubulação.

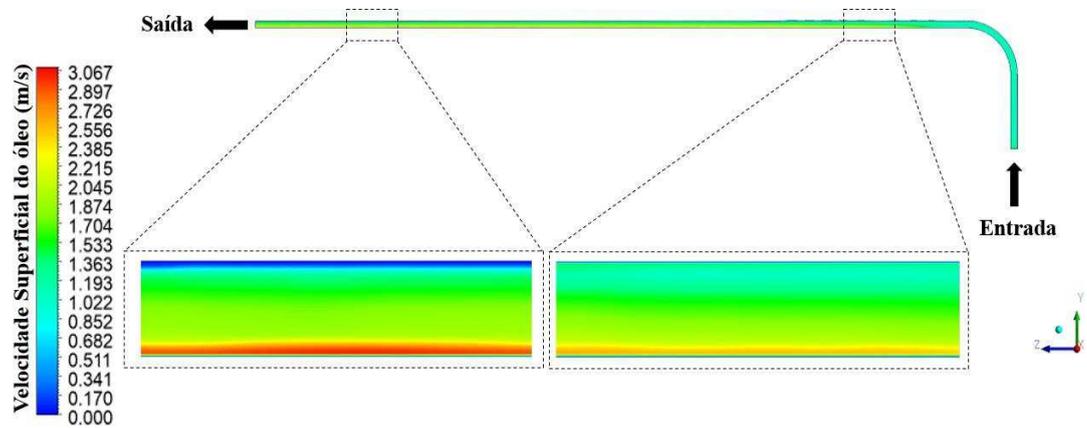
A Figura 4.37 apresenta o campo de velocidade superficial do óleo pesado para o duto curvado  $R = 0,4$  m sem vazamento, onde foi possível perceber que a velocidade do óleo pesado aumenta no sentido longitudinal tubulação, onde o óleo atinge uma velocidade máxima de aproximadamente  $2,3$  m/s, característico de um escoamento laminar completamente desenvolvido.

**Figura 4.35 - Campo de velocidade superficial do óleo nos trechos vertical e de curvatura do duto curvado  $R = 0,2$  m.**



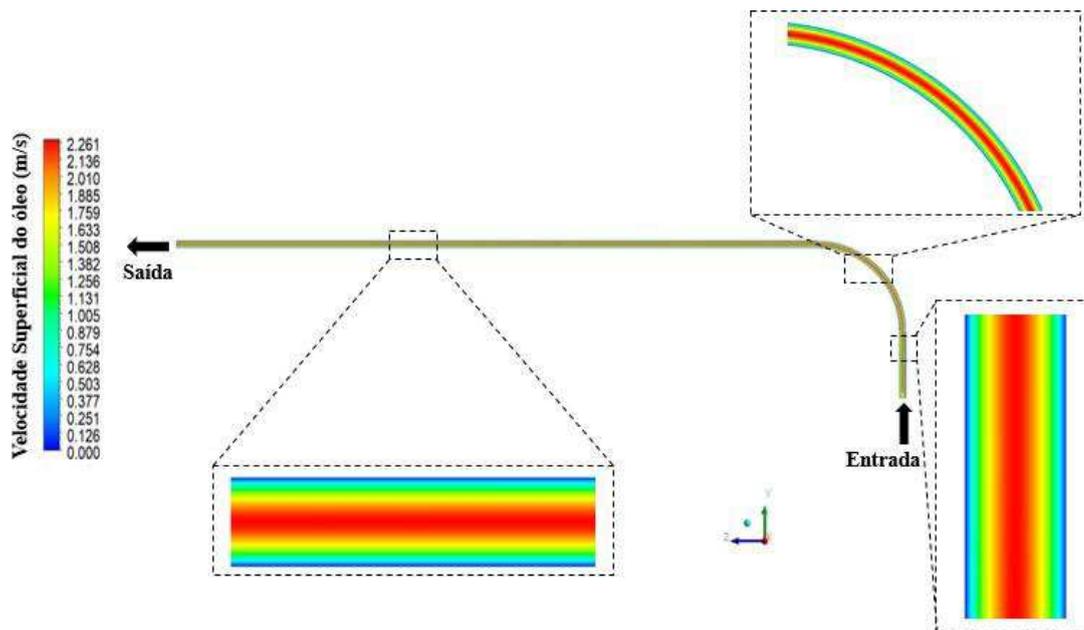
Fonte: Própria do autor.

Figura 4.36 - Campo de velocidade superficial do óleo no trecho horizontal do duto curvado  $R = 0,2 \text{ m}$ .



Fonte: Própria do autor.

Figura 4.37 - Campo de velocidade superficial do óleo nos trechos vertical, curvatura e horizontal do duto curvado  $R = 0,4 \text{ m}$ .

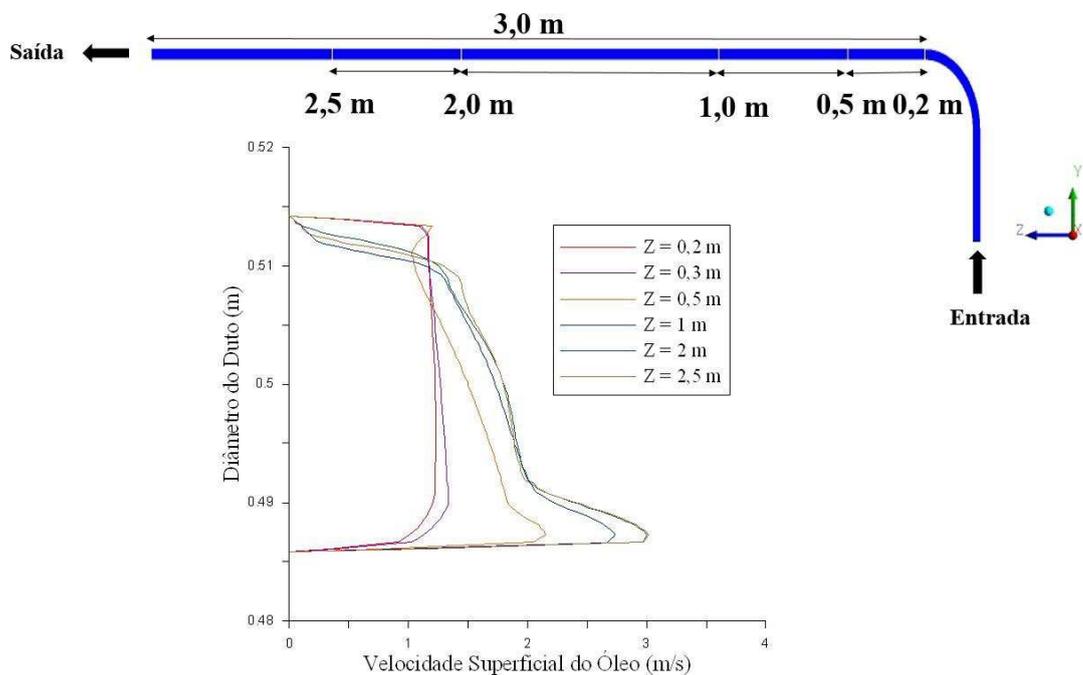


Fonte: Própria do autor.

Nas Figuras 4.38 e 4.39 estão representados os perfis de velocidade superficial do óleo em função do diâmetro da tubulação em diferentes posições ao longo dos dutos sem vazamento.

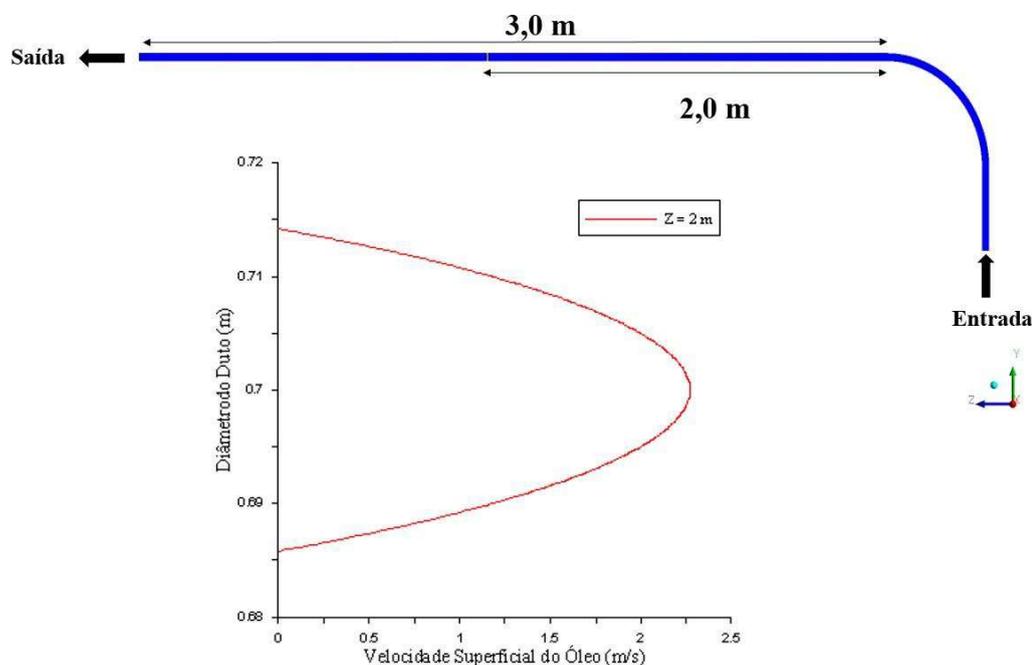
Estas Figuras ilustram claramente dois comportamentos diferentes: um apresentando o perfil de velocidade superficial do óleo, que se mantém praticamente constante na parte central da tubulação, caracterizando um perfil pistonado do fluido com velocidades nulas nas bordas do duto, e o outro apresentando picos de velocidade da água na região anular entre a parede e o núcleo de óleo, com velocidade nula na região central do tubo, respectivamente. Pode-se verificar que a água ocupa a região anular entre a parede do tubo e o núcleo de óleo na região central da tubulação. Este comportamento possibilita ao núcleo de óleo não entrar em contato com a parede da tubulação, caracterizando, desta forma, o padrão de escoamento *core-flow*.

**Figura 4.38 - Perfil de velocidade superficial do óleo no duto curvado  $R = 0,2$  m na posição  $Z$  igual a 0,2; 0,3; 0,5; 1,0; 2,0 e 2,5 m no trecho horizontal.**



Fonte: Própria do autor.

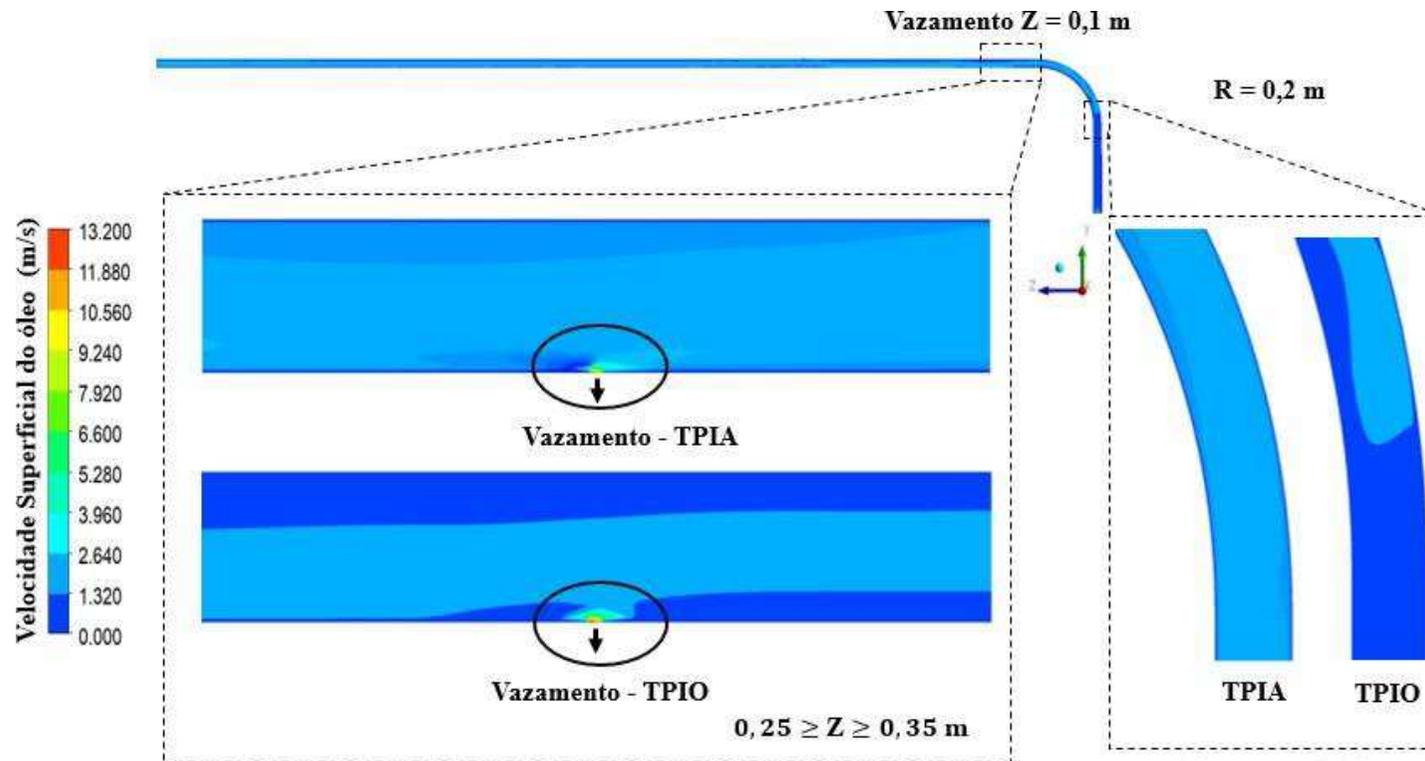
**Figura 4.39 - Perfil de velocidade superficial do óleo no duto curvado  $R = 0,4$  m na posição  $Z$  igual a  $2,0$  m no trecho horizontal.**



Fonte: Própria do autor.

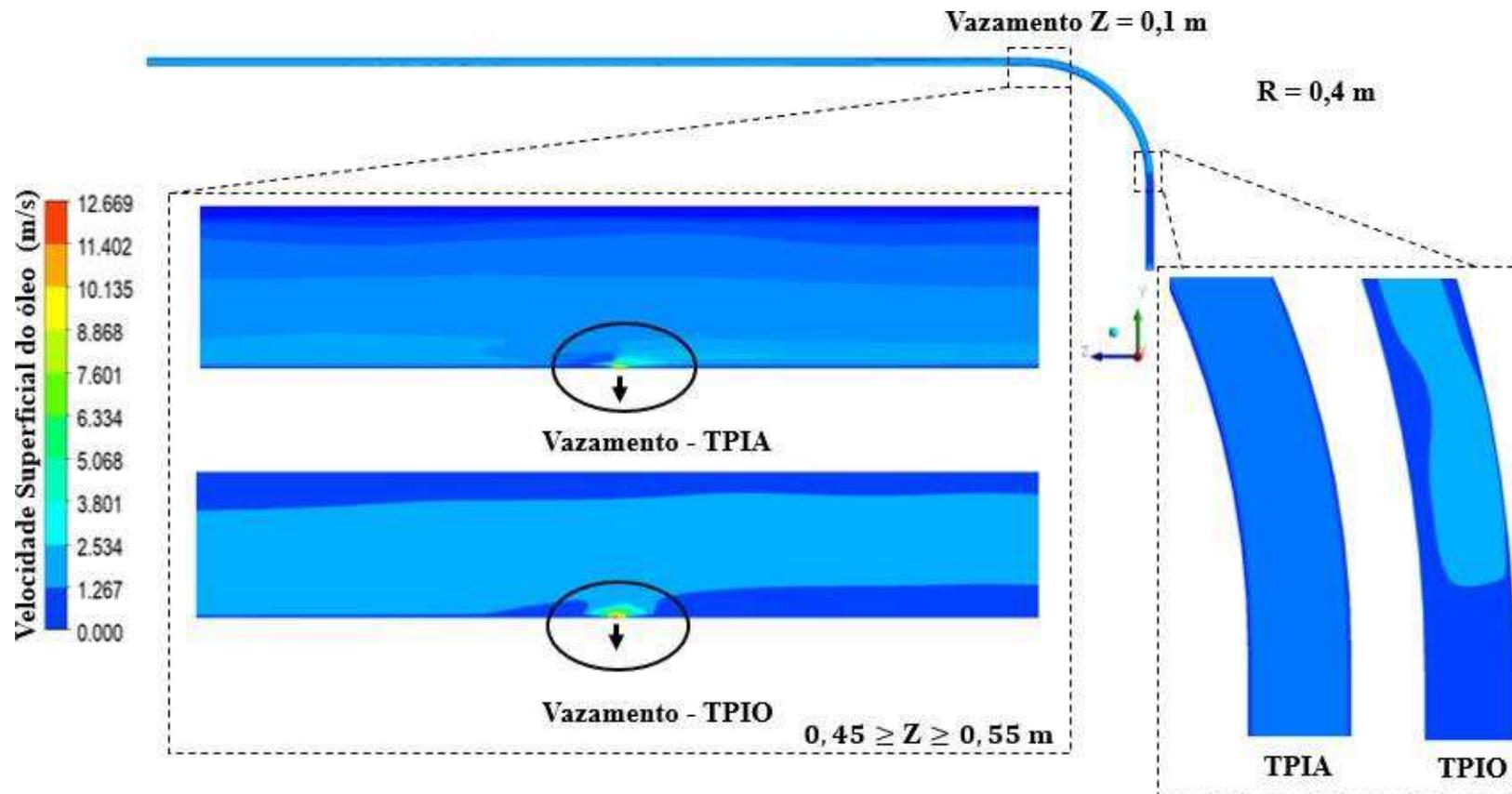
Nas Figuras 4.40 a 4.43 estão representados os campos de velocidade superficial do óleo pesado nos dutos curvados com vazamento nas condições TPIA e TPIO. Para ambas as figuras observa-se um campo de velocidade superficial nulo nas proximidades da parede, que aumenta à medida que a fração volumétrica de óleo vai se aproximando do centro do duto. Na região próxima ao vazamento percebe-se o aumento significativo da velocidade superficial para ambos os dutos.

Figura 4.40 - Campo de velocidade superficial do óleo do duto curvado  $R = 0,2$  m na presença de vazamento à  $0,1$  m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO.



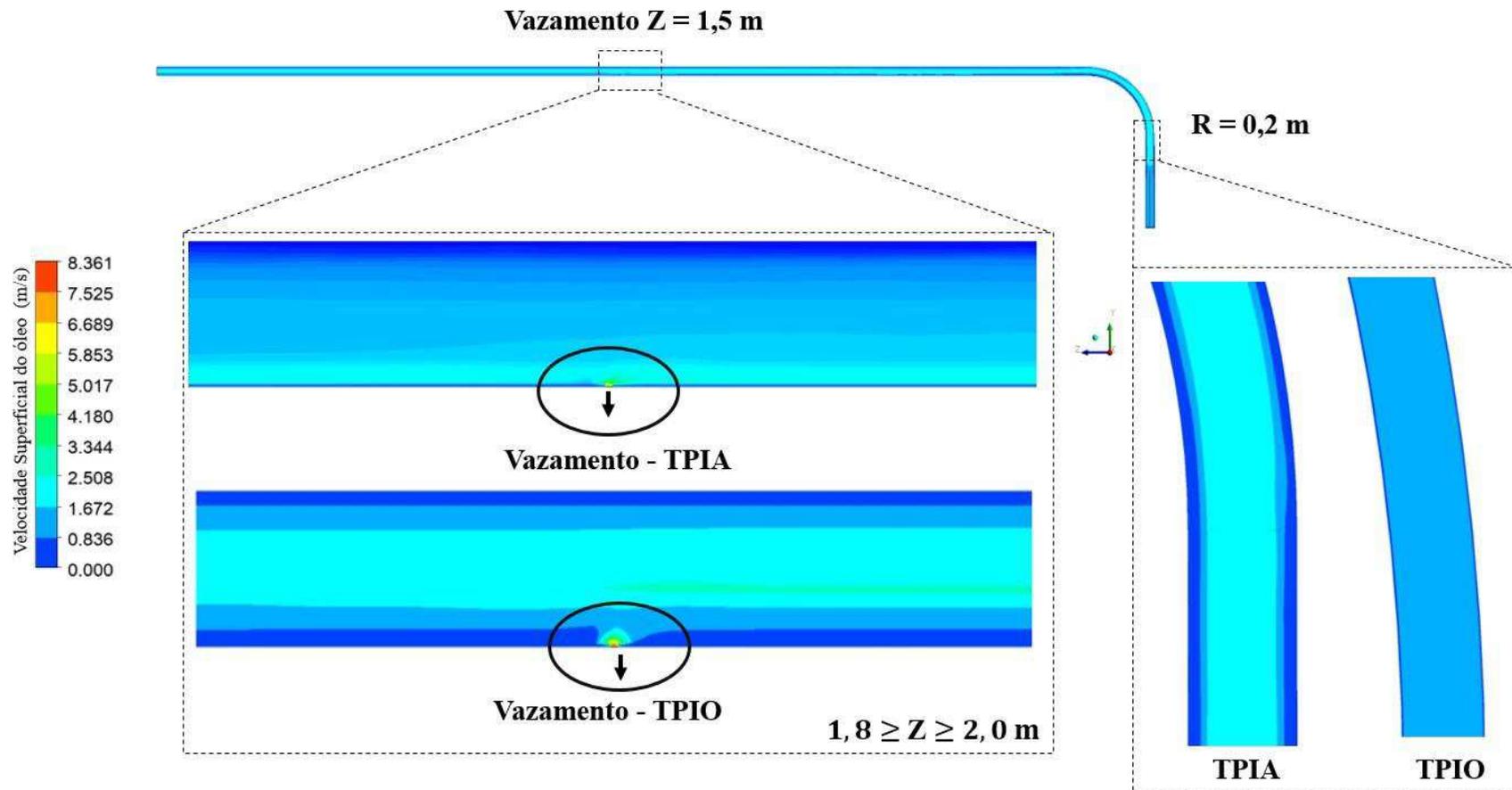
Fonte: Própria do autor.

Figura 4.41 - Campo de velocidade superficial do óleo do duto curvado  $R = 0,4$  m na presença de vazamento à  $0,1$  m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO.



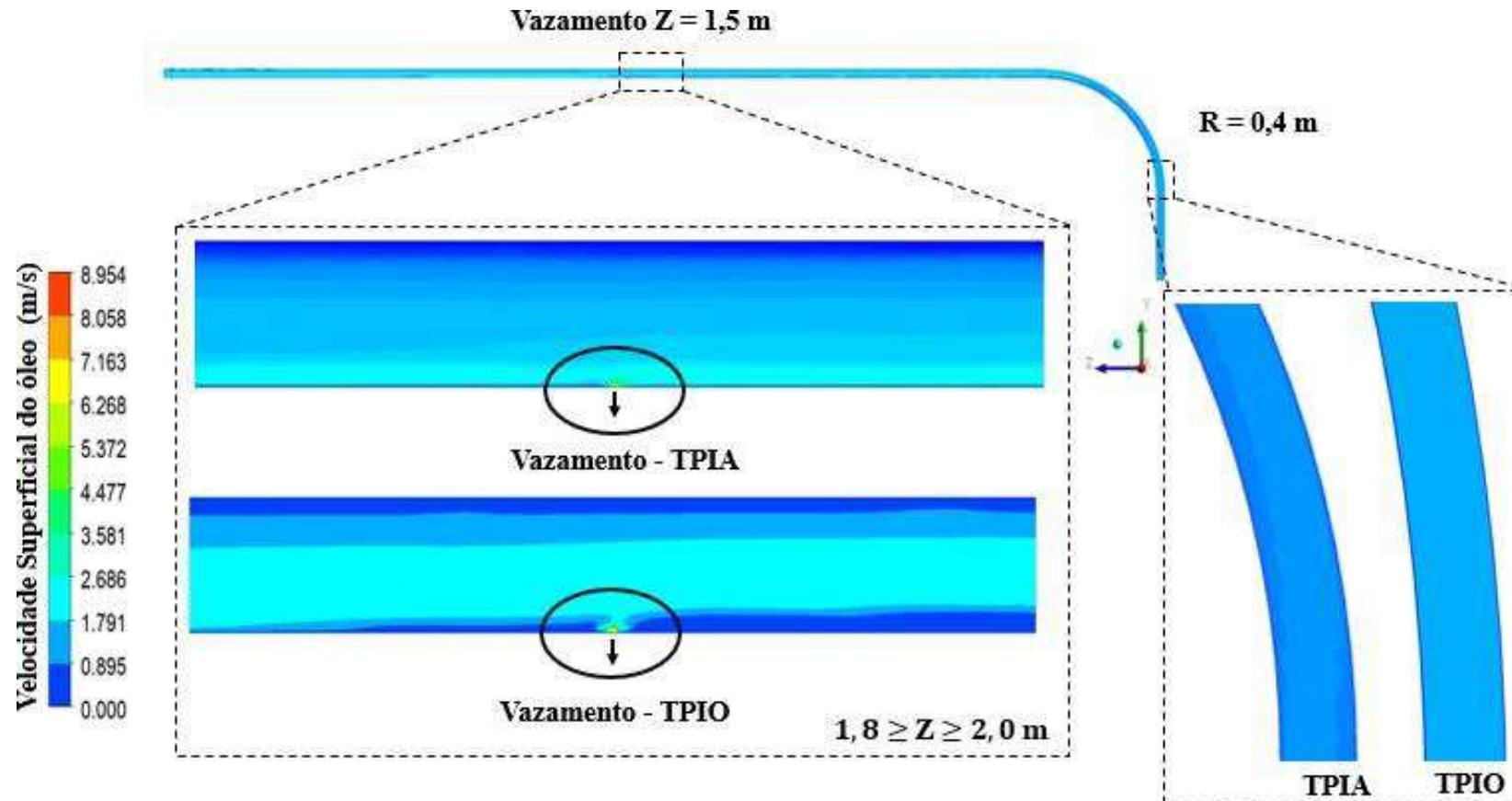
Fonte: Própria do autor.

Figura 4.42 - Campo de velocidade superficial do óleo do duto curvado  $R = 0,2$  m na presença de vazamento à  $1,5$  m após a curvatura nas condições TPIA e TPIO.



Fonte: Própria do autor.

Figura 4.43 - Campo de velocidade superficial do óleo do duto curvado  $R = 0,4 \text{ m}$  na presença de vazamento à  $1,5 \text{ m}$  após a curvatura nas condições TPIA e TPIO.



Fonte: Própria do autor.

# Capítulo 5

## CONCLUSÕES

### 5.1 Conclusões

O modelo numérico proposto foi capaz de prever o escoamento bifásico água-óleo pesado utilizando o padrão *core-flow* em dutos curvados com e sem vazamento. Com isso, foi possível obter as seguintes conclusões:

- Os resultados quantitativos gerados para os dutos curvados  $R = 0,2$  m e  $R = 0,4$  m sem vazamento apresentaram boa concordância em comparação com resultados experimentais presentes na literatura.
- O duto curvado com  $R = 0,2$  m sem vazamento obteve uma mudança de padrão de escoamento ao passar pelo trecho de curvatura, desfazendo o padrão *core-flow*, permitindo o contato do óleo pesado com a parede da tubulação, conseqüentemente, aumentando de forma considerável o gradiente de pressão.
- O duto curvado com  $R = 0,4$  m sem vazamento manteve o padrão *core-flow* ao longo de toda a tubulação, comprovando assim a influência do efeito da curvatura no padrão *core-flow*.
- O campo de velocidade superficial do óleo nas proximidades da parede é nulo, e aumenta à medida que a fração volumétrica de óleo tende a 1 (centro do duto), para o duto curvado  $R = 0,4$  m sem vazamento e para os trechos do duto curvado  $R = 0,2$  m sem vazamento onde o padrão *core-flow* se manteve.
- A diferença de viscosidade entre as condições iniciais de preenchimento da tubulação com água (TPIA) e com óleo (TPIO) induzem a menor ou maior

resistência viscosa para a formação do padrão *core-flow*, respectivamente. Estes resultados indicam que é preferível iniciar com a tubulação completamente preenchida inicialmente com água para, em seguida, introduzir o óleo para a formação do *core-flow*.

- A presença do vazamento nas tubulações curvadas conduz a uma redução da vazão de água e, conseqüentemente, reduzindo as forças de arraste e de sustentação do núcleo de óleo sobretudo após o vazamento e assim conduzindo os efeitos da força de empuxo serem mais importante conduzindo ao toque de óleo na superfície interna superior do tubo no trecho horizontal.
- A presença do vazamento em ambos os dutos com  $R = 0,4$  m nas condições TPIA e TPIO desfez o padrão *core-flow*.

---

## REFERÊNCIAS

---

AGUIAR, F.G. Utilização de redes neurais artificiais para detecção de padrões de vazamentos em oleodutos. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, São Paulo, SP, 2010.

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. Estudo numérico do transporte de óleos pesados em tubos lubrificados por água. Dissertação de Mestrado em Engenharia Química pela Universidade Federal de Campina Grande, PB, Brasil, 2008.

ANDRADE, T.H.F. Transporte de Óleos Pesados e Ultraviscosos Via Core-Flow: Aspectos Geométricos e Termofluidodinâmicos. 2013. 158 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, Campina Grande, PB, 2013.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/>>. Acesso em: 22 de Março de 2000.

ARAÚJO, M.V. Avaliação do escoamento bifásico na presença de vazamento em oleodutos horizontais: modelagem e simulação. Monografia (Ênfase em Petróleo e Gás – PRH-25/ANP). Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, Campina Grande, PB, 2012.

ARNEY, M. S., BAI, R., GUEVARA, E., JOSEPH, D. D. & LIU, K. Friction factor and holdup studies for lubricated pipeline--I. Experiments and correlations. *Int. J. Multiphase Flow* 19, 1061-1076, 1993.

---

ARIRACHAKARAN, S.; OGLESBY, K. D.; MALINOWSKY, M. S.; SHOHAM, O.; BRILL, J. P. An analysis of oil/water flow phenomena in horizontal pipes. Proceedings of SPE Production Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, March 13-14, SPE 18836, 1989.

AZEVEDO, F. M. Proposta de algoritmo para detecção de vazamentos em oleodutos utilizando análise frequencial de sinais de pressão. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, Natal, RN, 2009.

BAI, R.; CHEN, K.; JOSEPH, D. D. Lubricated pipelining: stability of core-annular flow. Part 5. Experiments and comparison with theory. *Journal of Fluid Mechanics*, v. 240, n. 1, p. 97–132, 1992.

BANNWART, A. C. et al. Flow Patterns in Heavy Crude Oil-Water Flow. *Journal of Energy Resources Technology*, v. 126, n. 3, p. 184, 2004.

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

BARBOSA, L. M. C. Escoamento não - isotérmico de óleo pesado, água e gás em duto vertical com vazamento. Dissertação de mestrado do Programa de Pós - Graduação em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande – PB, 2012.

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

BRAUNER, N.; ULLMANN, A. Modeling of phase inversion phenomenon in two – phase pipe flows. *International Journal of Multiphase Flow*, v. 28, n. 7, p. 1177-1204, 2002.

---

BENSAKHRIA, A.; PEYSSON, Y.; ANTONINI, G. Experimental study of the pipeline lubrication for heavy oil transport. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, vol. 59, n. 5, p. 523-533, 2004.

BEZERRA, B. A. F. Detecção de vazamentos em tubulações de gás pelo método de transitório de pressão utilizando CLP e sensores. Monografia, Universidade Federal de Pernambuco, Recife - PE, 2008.

BUIATTI, C.M. Monitoramento de Tubulações por Técnicas Computacionais On-Line. 1995. 149 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade de Campinas, Faculdade de Engenharia Química, Campinas, SP, 1995.

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.

CAZAREZ-CANDIA, O.; PIEDRA-GONZÁLEZ, S. Modeling of heavy oil-water core-annular upward flow in vertical pipes using the two-fluid mode. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. V.150, p.146-153, 2017.

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

COELHO, N. M. A. Estudo da hidrodinâmica do escoamento bifásico água-óleo utilizando o padrão Core Annular Flow. Tese de doutorado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Brasil, 2019.

COLOMBO, A. F.; LEE, P.; KARNEY, B. W. A Selective literature review of transient-based leak detection methods. *Journal of Hydro-Environment Research*. Vol. 2, n. 4, p. 212-227, 2009.

CONCAWE, Western European Cross - Country Oil Pipelines 30-year Performance Statistics: Report No. 1/02, CONCAWE – Conservation of Clean Air and Water in Europe, Bruxelas, Bélgica, 2002.

---

DANESHVAR GARMROODI, M. R.; AHMADPOUR, A. A numerical study on two – phase core – annular flows of waxy crude oil/water in inclined pipes. *Chemical Engineering Research and Design*, vol 159, p 362 – 376, 2020.

DASSARI, 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.

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

DERKSEN, J. J., Separation Performance Predictions of a Stairmand High-Efficiency Cyclone. *AIChE Journal*, vol. 49, no 06, p. 1359-1371, 2004.

DINIZ, D. D. S. Estudo da fluidodinâmica da dessalinização das águas salobras via osmose reversa: modelagem e simulação. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, Campina Grande, PB, 2021.

FERZIGER, J. H., PERIC, M. *Computational Computational Methods Methods for Fluid Dynamics*, 2ed, Berlin ed, Berlin: Springer, Springer, 2002.

FLUENT 14.5. ANSYS Fluent – Documentation, Theory and User’s Guide. USA, 2014.

FORTUNA, A. O. *Técnicas computacionais para a dinâmica dos fluidos*. Editora da Universidade de São Paulo, 2ª ed., São Paulo/SP, 2012.

FRANCISCO, Wagner de Cerqueria e. "Petróleo"; *Brasil Escola*. Disponível em <<https://brasilecola.uol.com.br/geografia/petroleo.htm>>. Acesso em 20 de maio de 2018.

---

GADELHA, A. J. F., Transporte Multifásico Não-Isotérmico de Óleo Pesado, Água e Ar em Tubo Horizontal via Core-Flow: Modelagem e Simulação, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campina Grande, Pós Graduação em Engenharia de Processos, 2011.

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.; 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.

GONÇALVES, C., & DA SILVA, C. Petróleo Pesado e ultrapesado: Reservas e produção mundial. *TN Petróleo (57)*, 76-81, 2007.

GRANZOTTO, D. G. Modelagem e projeto de um sistema de controle aplicado ao escoamento bifásico de óleo viscoso e água em padrão anular. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2008.

HIRT, C. W.; NIKCHOLS, B. D. Volume of fluids (vof) method for the dynamics of free boundaries. *Journal of computational physics*, Elsevier, v.39, n.1, 201-225, 1981. Citado nas páginas, 25, 43 e 44.

HUANG, A.; JOSEPH, D. D., Stability of Eccentric Core-Annular Flow, *Journal of Fluid Mechanics*, v. 228, pp. 233-245, 1995.

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.

JING, J.; DU, M.; YIN, R.; WANG, Y.; TENG, Y. Numerical study on two – phase flow characteristics of heavy oil – water ring transport boundary layer. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 191, 2020.

---

JOHANSSON, K. Numerical Simulation of Fuel Filling with Volume of Fluid. Chalmers University of Technology, 2011.

JOSEPH, D. D.; RENARDY, M.; RENARDY, Y. Instability of the flow immiscible liquids with different viscosities in a pipe. Journal of Fluids mechanics. Vol. 141, p. 309-317, 1984.

JOSEPH, D. D., BAI, R., CHEN, K. P., RENARDY, Y. Y., Core-annular flows. Annual Reviews of Fluid Mechanics, vol. 29, Nº 1, pp.65–90, 1997.

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. The numerical computation of turbulent flows, Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, Vol. 3, Issue 2, 1974.

LEITE, B. E.. Estudo do escoamento multifásico, transiente e não isotérmico em oleodutos com conexões curvadas com ou sem vazamentos, Tese de Doutorado, Doutorado em Engenharia de Processos da Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, 2016.

MACHADO, F. R. Análise fluidodinâmica do escoamento core annular de líquidos imiscíveis em duto horizontal. Dissertação (Programa de Pós-graduação em Engenharia Química). Universidade Federal do Rio Grande. 2015.

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

MARINHO, J. L. G.; Escoamento anular isotérmico de óleos pesados e água em bifurcações angulares: modelagem e simulação. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos). Universidade Federal de Campina Grande, 2012.

MASSAH, H.; OSHINOWO, L.; Advanced Gas-Solid Multiphase Flow Models Offer Significant Process Improvements, Journal Articles by Fluent Software Users, 2000.

---

MOTHÉ, C. G.; JUNIOR, C. S. S. Petróleo pesado e ultrapesado - reservas e produção mundial. Revista TN Petróleo, Rio de Janeiro, n. 57, p. 76-81. 2007.

MUNIZ, A. R.; ARGIMIRO, R. S; NILO, S. M. C. Uma nova metodologia para a simulação de escoamentos de fluidos viscoelásticos. Relatório técnico, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul, RS, 2005.

NUNES, F. C. B. Modelagem e simulação de escoamento anular de água-óleo pesado em dutos horizontais. 193f. (Tese de Doutorado em Engenharia de Processos), Programa de Pós-graduação em Engenharia de Processos, Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande - Paraíba - Brasil, 2012.

OBREGÓN VARA, R. M. O. Hidrodinâmica do escoamento bifásico óleo pesado - água em tubo horizontal. Dissertação de mestrado em Engenharia Mecânica pela Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.

OLSEN, D. K. AND RAMZEL, E. B. Heavy oil refining and transportation: Effect on The feasibility of increasing domestic heavy oil production. Fuel, vol. 71, N° 12, pp.1391-1401, december 1992.

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

OOMS, G.; SEGAL, A.; VANDER WEES, A. J.; MEERHOFF, R.; OLIEMANS, R.V.A. A theoretical model for core-annular flow of a very viscous oil core and a water annulus through horizontal pipe. International Journal of Multiphase flow, Vol. 10, n. 1, p. 41-60, 1984.

OOMS, G.; VUIK, C.; POESIO, P., Core-annular flow Through a Horizontal Pipe: Hydrodynamic Counterbalancing of Buoyancy Force on Core. Physics of Fluids, vol. 19, N° 092103, 2007.

---

PAIVA, M. K. N. Avaliação da estabilidade do escoamento anular (*core - flow*) numa tubulação horizontal na presença de vazamento. Trabalho de conclusão de curso. Centro de Ciências e Tecnologia, Unidade Acadêmica de Engenharia Química. Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande - PB, 2012.

PALADINO, E. E. Modelagem matemática e simulação numérica de trajetórias de derrames de petróleo no mar. Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis - SC, 2000.

PALADINO, E. E. Estudo do escoamento multifásico em medidores de vazão do tipo pressão diferencial. Tese de Doutorado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, 2005.

PEREIRA FILHO, G. H. S. Transporte não-isotérmico de óleos pesados em *risers* submersos. Monografia apresentada ao Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional de Petróleo para o setor de petróleo e gás PRH-25/ANP/MCT pela Universidade Federal de Campina Grande, Departamento de Engenharia Mecânica, 2010.

PRADA, J., W., V.; BANNWART, A., C., Modeling of Vertical Core Annular Flows and Application to Heavy Oil Production. Energy for the New Millenium February 14-17, New Orleans, LA. Proceedings of ETCE/OMAE (2000).

PRADA, J. W. V. Estudo experimental do escoamento anular óleo-água (“core-flow”) na elevação de óleos ultra-viscosos. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo pela Universidade Estadual de Campinas, Faculdade Engenharia Macânica, Instituto de Geociências, p. 192 , 1999.

RANADE, V. V. Computational Flow Modeling for Chemical Reactor Engineering – Process Systems Engineering Series. V. 5, Academic Press, Pune, India, 2002.

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. Forma da interface e gradiente de pressão no padrão líquido líquido anular vertical ascendente. Tese de Doutorado em Engenharia Mecânica pela Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

RODRIGUEZ, O. M. H.; BANNWART, A.C. Stability Analysis of Core-Annular Flow and Neutral Stability Wave Number. American Institute of Chemical Engineers AIChE Journal, vol.54, Nº 1, pp.: 20–31, 2008.

RODRIGUEZ, O. M. H. Estabilidade Hidrodinâmica em Escoamento Bifásico Paralelo. In: Mendonça, M. T.; Medeiros, M. A. F. Turbulência. Rio de Janeiro: ABCM, vol. 6, cap. 3, 2008.

ROVINSKY, J.; BRAUNER, N.; MOALEM MARON, D., Analytical Solution For Laminar Two-Phase Flow In A Fully Eccentric Core-Annular Configuration, International Journal of Multiphase Flow, Vol. 23, Nº. 3, pp. 523-543, (1997).

ROSA, E. S. Escoamento multifásico isotérmico: modelos de fluidos e de mistura. Porto Alegre: Bookman, 2012.

RIBEIRO, G .A. S. M. Topics in the transport and rheology of haavy oils. University of Minnesota, Minneapolis. Dissertação (Pós doutorado), 1994.

RUSSEL, T. W. F; 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.

SANTOS, J. S. T. Estudo experimental e numérico da parafinação em escoamento de hidrocarbonetos em dutos produtores. Tese de Doutorado, Pós-Graduação de Engenharia Oceânica. Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro/RJ, 2009.

SANTOS, W. R. G. Escoamento multifásico em duto vertical com vazamento: avaliação físico/geométrica do duto na hidrodinâmica do escoamento. Dissertação de Mestrado, Pós -

---

Graduação de Engenharia Mecânica. Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Campina Grande/PB, 2014.

SARMENTO, L. R. B. Escoamento multifásico em conexões curvadas acopladas a oleodutos com vazamentos: Modelagem e simulação. Dissertação de Mestrado, PósGraduação de Engenharia Química, 103 f.: il. color. Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Campina Grande/PB, 2014.

SILVA, F. S. Escoamento anular não estabelecido de óleo ultraviscoso e água em dutos curvados: análises hidrodinâmica e energética. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Campina Grande, 2016.

STRAZZA, D.; V., POESIO. Experimental study on the restart of core-annular flow. Chemical engineering research and design. V. 9 0 p.1711–1718, 2012.

SOUSA, J. V. N. Escoamento isotérmico de óleo pesado e água em dutos verticais com vazamento. Monografia apresentada ao Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH-25/ANP/MCT), Universidade Federal de Campina Grande, 2012.

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.

SHU-TANG, T.; YU-LU L.. On the closure problem of turbulence model theory, Applied Mathematics and Mechanics, 1995.

TAVARES, D. P. S. A. Escoamento trifásico não isotérmico em oleodutos horizontais com vazamento: modelagem e simulação. Dissertação de Mestrado em Engenharia Química pela Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Brasil, 2012.

---

TRIPATHI, S.; BHATTACHARYA, A.; SINGH, R.; TABOR, R. F. Lubricated transport of highly viscous non-newtonian fluids core-annular flow: A CFD study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 15, p 278-285, 2015.

VANAPARTHY, S.H.; MEIBURG, E., Variable Density and Viscosity Miscible Displacements in Capillary Tubes. *European Journal of Mechanics-B/Fluids*. vol. 27, Nº 3, pp. 268-289, 2008.

VAZ, C.E.M; MAIA, J. L. P.; SANTOS, W. G. *Tecnologia da indústria do gás natural – 1ª Ed. – São Paulo: Blucher, 2008.*

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

WILCOX, D. C.. A Two-Equation Turbulence Model for WallBounded and Free-Shear Flows, AIAA Paper 93-2905, 1993.