



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



WANESSA RAPHAELLA GOMES DOS SANTOS

**ESCOAMENTO MULTIFÁSICO EM DUTO VERTICAL COM VAZAMENTO:
AVALIAÇÃO FÍSICO/GEOMÉTRICA DO DUTO NA HIDRODINÂMICA DO
ESCOAMENTO**

**CAMPINA GRANDE – PB
Agosto, 2014**

WANESSA RAPHAELLA GOMES DOS SANTOS

**ESCOAMENTO MULTIFÁSICO EM DUTO VERTICAL COM VAZAMENTO:
AVALIAÇÃO FÍSICO/GEOMÉTRICA DO DUTO NA HIDRODINÂMICA DO
ESCOAMENTO**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Campina Grande como requisito para a obtenção o título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientadores: Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima
Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto

CAMPINA GRANDE – PB
Agosto, 2014

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

S237e Santos, Wanessa Raphaella Gomes dos.
Escoamento multifásico em duto vertical com vazamento : avaliação físico/geométrica do duto na hidrodinâmica do escoamento / Wanessa Raphaella Gomes dos Santos. – Campina Grande, 2014.
126 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, 2014.

"Orientação: Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima, Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto".
Referências.

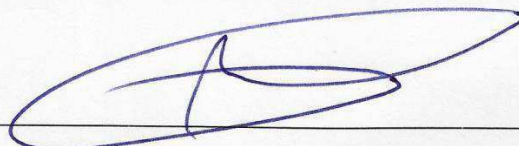
1. Engenharia Mecânica. 2. Escoamento Trifásico. 3. Vazamento. 4. Simulação Numérica. 5. Ansys CFX. I. Lima, Antonio Gilson Barbosa de. II. Farias Neto, Severino Rodrigues de. III. Título.

CDU 621(043)

“ESCOAMENTO MULTIFÁSICO EM DUTO VERTICAL COM VAZAMENTO:
AVALIAÇÃO FÍSICO/GEOMÉTRICA DO DUTO NA HIDRODINÂMICA DO
ESCOAMENTO”.

WANESSA RAPHAELLA GOMES DOS SANTOS

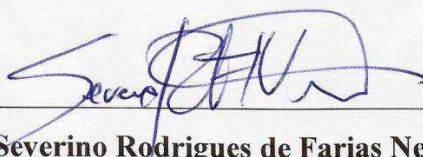
Dissertação Aprovada em 26/08/2014 pela banca examinadora constituída dos seguintes
membros:



Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima

Orientador

PPGEM/UAEM/CCT/UFCG



Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto

Orientador

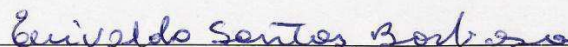
PPGEM/UAEM/CCT/UFCG



Dr. Celso Rosendo Bezerra Filho

Examinador Interno

PPGEM/UAEM/CCT/UFCG



Dr. Enivaldo Santos Barbosa

Examinador Externo

UAEM/CCT/UFCG

DEDICATÓRIA

*A minha mãe, Walenska Maysa,
pelo apoio e investimento incondicional de sempre.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por me fazer acreditar e me ajudar a alcançar os objetivos almejados.

A minha família, especialmente a minha mãe Walenska, minha avó Penha, minha Tia Maria e minha irmã Gabrielle por toda a paciência e apoio dado durante esses anos.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima, por todas as oportunidades dadas, pelo incentivo e paciência depositada e ao meu orientador Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto pela motivação e auxílio durante toda a trajetória.

Às minhas amigas Priscila, Deise, Anita e Kelly pela motivação, pelos bons momentos e por estarem próximas quando mais precisei.

Ao Laboratório Computacional de Térmica e Fluido (LCTF/UAEM) da Universidade Federal de Campina Grande pela infra-estrutura.

A todos do LCTF que contribuíram de maneira direta ou indireta para a realização desta pesquisa.

Ao PRH-25, Petrobrás, CNPq, FINEP, RPCMOD e a UFCG pelo financiamento deste trabalho.

Agradeço, por fim, a todos que, de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho.

*“Viver é lutar.
A vida é combate,
Que os fracos abate,
Que os fortes, os bravos,
Só pode exaltar.”
(Gonçalves Dias)*

SUMÁRIO

Página

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Justificativa.....	2
1.2	Objetivos.....	3
1.2.1	Objetivo geral.....	3
1.2.2	Objetivos específicos.....	3
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	4
2.1	Petróleo.....	4
2.1.1	Definição.....	4
2.1.2	Classificação.....	5
2.1.3	Origem.....	5
2.1.4	Da exploração à distribuição.....	7
2.2	Escoamento multifásico.....	8
2.2.1	Fundamentos.....	8
2.2.1.1	Características.....	8
2.2.2	Escoamento bifásico.....	10
2.2.2.1	Escoamento horizontal.....	15
2.2.2.2	Escoamento vertical e levemente inclinado.....	17
2.2.3	Escoamento trifásico.....	18
2.3	Fluidodinâmica computacional.....	24
2.3.1	O <i>software</i> ANSYS CFX.....	27
2.3.1.1	Pré-processamento.....	27
2.3.1.2	Processamento de dados (<i>Solver</i>).....	28
2.3.1.3	Pós-processamento.....	28
2.3.2	Geração da geometria e da malha.....	29
2.3.2.1	Tipos de malha.....	31
2.4	Modelagem para escoamento multifásico.....	33
2.4.1	Abordagem Euleriana-Euleriana.....	35
2.4.2	Abordagem Euleriana-Lagrangeana.....	36
2.4.3	Equações governantes.....	36
2.4.4	Modelos de turbulência.....	39
2.4.4.1	Modelo de turbulência κ - ϵ padrão.....	41

2.4.4.2	Modelo de turbulência κ - ϵ renormalizado (RNG κ - ϵ).....	43
2.4.4.3	Modelo ‘zero equação’ (<i>Zero Equation Model</i>).....	44
2.5	Vazamentos em oleodutos.....	45
2.5.1	Métodos de detecção de vazamento.....	47
2.5.1.1	Método de observação.....	47
2.5.1.2	Método de detecção direta (métodos baseados em <i>hardware</i>).....	48
2.5.1.3	Método de detecção indireta (métodos baseados em <i>software</i>).....	50
3	METODOLOGIA.....	54
3.1	Modelagem matemática.....	54
3.1.1	Modelo de turbulência κ - ϵ padrão.....	57
3.2	Avaliação do diâmetro do vazamento.....	58
3.2.1	O problema físico e a geometria.....	58
3.2.2	Condições iniciais, de contorno e propriedades dos fluidos adotadas	59
3.3	Avaliação da rugosidade do duto e temperatura.....	60
3.3.1	O problema físico e a geometria.....	60
3.3.2	Condições iniciais, de contorno e propriedades dos fluidos adotadas	62
3.4	Casos estudados.....	64
3.5	Validação da solução numérica com solução analítica	66
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	69
4.1	Escoamento isotérmico.....	69
4.1.1	Análise da influência do diâmetro do furo.....	69
4.2	Escoamento não-isotérmico.....	78
4.2.1	Análise da influência do vazamento.....	78
4.2.2	Análise da influência da temperatura.....	86
4.2.3	Análise da influência da rugosidade do duto.....	109
4.2.4	Análise do escoamento no regime transiente.....	115
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	118
5.1	Conclusões.....	118
5.2	Sugestões para trabalhos futuros.....	119
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	120

RESUMO

SANTOS, Wanessa Raphaella Gomes. **Escoamento Multifásico em Duto Vertical com Vazamento: Avaliação Físico/Geométrica do Duto na Hidrodinâmica do Escoamento.** Campina Grande: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Campina Grande, 2014. Dissertação (Mestrado).

O escoamento multifásico está presente nas etapas de exploração, produção, transporte, processamento e distribuição de fluidos, especialmente na indústria do petróleo e gás. O uso de dutos é a maneira convencional para o transporte de petróleo por ser eficiente e econômica. Os dutos estão sujeitos a danos devido à ação de agentes de natureza físico-química que eventualmente deterioram parte dos mesmos, causando corrosão, rompimento e interrupções do fluxo do fluido. Sistemas de monitoramento de vazamentos devem ser capazes de detectar e localizar um vazamento quase que instantaneamente, reduzindo os riscos de impactos ambientais e socioeconômicos, aumentando a segurança operacional. A partir desta temática, este trabalho tem como objetivo estudar teoricamente o escoamento multifásico transiente, não-isotérmico e tridimensional de óleo, água e gás em dutos verticais com e sem vazamento, com ênfase na influência da rugosidade da parede do duto e dimensões do orifício do vazamento. Resultados das distribuições de velocidade superficial, pressão, temperatura e fração volumétrica das fases presentes no escoamento são apresentados e analisados. Verificou-se que a rugosidade da parede do duto, fase gás e a temperatura de alimentação da mistura influenciam diretamente na queda de pressão média do escoamento.

Palavras chave: escoamento trifásico, vazamento, simulação numérica, Ansys CFX.

ABSTRACT

SANTOS, Wanessa Raphaella Gomes. **Multiphase Flow in Vertical Duct with Leakage: Physical / Geometric Evaluation of the Duct on the Flow Hydrodynamics.** Campina Grande: Post-Graduate Program in Mechanical Engineering, Federal University of Campina Grande, 2014. Master's Thesis.

The multiphase flow occur in the stages of exploration, production, transportation, processing and distribution of fluids, especially in the oil and gas industry. The use of pipelines is the conventional, efficient and economical way to transport oil. Pipelines are subject to damage because of the action of physico-chemical nature agents that can deteriorate the duct, causing corrosion, breakage and disruption of fluid flow. Leakage monitoring systems must be able to detect and locate a leak immediately, reducing the risks of environmental and socio-economic impacts, increasing operational safety. From this theme, this work aims to study theoretically the multiphase (oil, gas and water flow), non-isothermal, transient and three-dimensional in vertical pipes with and without leakage, with emphasis on the influence of roughness of the duct wall, and dimensions of the leakage orifice. Results of velocity, pressure, temperature and volume fraction distributions of the phases present in the flow are presented and analyzed. It was found that both the wall roughness of the duct, phase gas and the inlet temperature of the mixture affect directly on average pressure drop of the flow.

Keywords: three-phase flow, leak, numerical simulation, Ansys CFX.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema de acumulação de petróleo.....	6
Figura 2 – Esquema do perfil de velocidade na entrada do tubo.....	9
Figura 3 – Padrões de escoamento bifásico (gás-líquido) para fluxo horizontal.....	15
Figura 4 – Padrão de escoamento vertical e levemente inclinado.....	17
Figura 5 – Padrões de fluxo trifásico (água – óleo – gás) vertical ascendente com água como fase contínua.....	19
Figura 6 – Padrões de fluxo observados para escoamento de óleo – água – ar em tubo horizontal.....	21
Figura 7 – Etapas para a obtenção da solução numérica de um problema de fluidos	26
Figura 8 – Etapas da análise do código CFX.....	29
Figura 9 – Interface do ICEM CFD 12.1 (a) e do Autodesk Inventor Professional 2012 (b).....	30
Figura 10 – Exemplo de malha estruturada (a) e malha não estruturada (b).....	32
Figura 11 – Classificação dos modelos de escoamento multifásico.....	34
Figura 12 – Principais métodos de detecção de vazamento	47
Figura 13 – Geometria utilizada para avaliar o diâmetro do vazamento (a) e detalhe do vazamento (b).....	58
Figura 14 – Malha com vazamento (a) com detalhamento para $D_v = 2$ mm (b), $D_v = 6$ mm (c) e $D_v = 10$ mm (d).....	59
Figura 15 – Geometria usada para avaliação da rugosidade do duto e temperatura (a) e detalhe do vazamento (b).....	60
Figura 16 – Refinamento da malha no furo (a), entrada (b) e saída (c) da tubulação usada na avaliação da rugosidade da parede do duto e temperatura.....	61
Figura 17 – Esquema de análises desenvolvidas na pesquisa.....	64
Figura 18 – Comparação entre o perfil de velocidade do escoamento turbulento do óleo obtido numérica e analiticamente a 2,5 metros da entrada da tubulação.....	68
Figura 19 – Demonstrativo da linha de corrente longitudinal utilizada nas análises dos parâmetros hidrodinâmicos ao longo do comprimento da tubulação. (a) Linha completa e (b) detalhe da referência utilizada para o corte (vazamento).....	69

Figura 20 – Distribuição da pressão próxima ao vazamento (corte axial) para os diferentes diâmetros de furo estudado: (a) $D_v=2$ mm, (b) $D_v=6$ mm, (c) $D_v = 10$ mm.....	70
Figura 21 – Distribuição da pressão e pressão total próxima a região do vazamento para a) caso 1, b) caso 2 e c) caso 3 (corte longitudinal)	72
Figura 22 – Pressão (a) e pressão total (b) ao longo do comprimento da tubulação próximo à região de vazamento (1 mm do furo).....	73
Figura 23 – Velocidade superficial das fases ao longo do comprimento da tubulação: a) água, b) gás e c) óleo.....	75
Figura 24 – Distribuição da fração volumétrica das fases dispersas (água e gás) próximo a região do vazamento para a) caso 1, b) caso 2 e c) caso 3 (corte longitudinal).....	76
Figura 25 – Distribuição da fração volumétrica do óleo próximas a região do vazamento para a) caso 1, b) caso 2 e c) caso 3 (corte longitudinal).....	77
Figura 26 – Fração volumétrica da fase contínua óleo e das fases dispersas água e gás ao longo do comprimento da tubulação a 1 mm do furo (Caso 1).....	78
Figura 27 – Pressão (a) e pressão total (b) ao longo do comprimento da tubulação para os casos 4 e 5.....	79
Figura 28 – Distribuição da pressão (a) e pressão total (b) próximo à região do vazamento.....	80
Figura 29 – Distribuição da temperatura do a) gás, b) óleo e c) água em um plano longitudinal próximo a região do vazamento para o caso 5.....	81
Figura 30 – Velocidade superficial da a) água, b) gás e c) óleo ao longo do comprimento da tubulação próximo a região de vazamento (a 1 mm do vazamento) (Casos 4 - sem vazamento e 5 - com vazamento).....	83
Figura 31 – Campo vetorial de velocidade superficial da fase a) água, b) gás natural e c) óleo próximo ao vazamento para o caso 5 (corte longitudinal).....	84
Figura 32 – Distribuição da velocidade superficial da a) água, b) gás natural e c) óleo (corte longitudinal) (Caso 5).....	85
Figura 33 – Fração volumétrica das fases ao longo do comprimento da tubulação a 1 mm do vazamento (Caso 5).....	86
Figura 34 – Demonstrativo dos cortes transversais feitos para análise.....	86

Figura 35 – Pressão (a) e pressão total (b) ao longo do comprimento da tubulação próximo a região do vazamento (a 1 mm do furo) para os casos 5, 6, 7 e 8.....	88
Figura 36 – Viscosidade dinâmica do a) óleo, b) gás e c) água ao longo do comprimento da tubulação próximo a região do vazamento (a 1 mm do furo) para os casos 5, 6, 7 e 8.....	89
Figura 37 – Distribuição da pressão e pressão total próxima à região do vazamento (corte longitudinal) para a) caso 5, b) caso 6, c) caso 7 e d) caso 8.....	91
Figura 38 – Distribuição da pressão antes (A1), no furo (A2) e depois do vazamento (A3) para a) caso 5 e b) caso 6.....	92
Figura 39 – Distribuição da pressão antes (A1), no furo (A2) e depois do vazamento (A3) para a) caso 7 e b) caso 8.....	93
Figura 40 - Temperatura das fases dispersas (água e gás) próximo à região do furo para a) caso 5, b) caso 6, c) caso 7 e d) caso 8 (corte longitudinal).....	94
Figura 41 - Temperatura da fase contínua (óleo) próximo à região do furo para a) caso 5, b) caso 6, c) caso 7 e d) caso 8 (corte longitudinal).....	95
Figura 42 – Demonstrativo da linha de corte transversal utilizada nas análises dos parâmetros ao longo do comprimento da tubulação. (a) Localização das linhas e (b) forma do corte no plano.....	96
Figura 43 – Temperatura da a) água, b) gás e c) óleo antes do vazamento (seção A1-linha 1) para os casos 5, 6, 7 e 8 (corte transversal).....	98
Figura 44 – Velocidade superficial da a) água, b) gás e c) óleo ao longo do comprimento da tubulação próximo a região do furo (a 1 mm do vazamento) para os casos 5, 6, 7 e 8 (corte longitudinal).....	99
Figura 45 – Velocidade superficial da água para o caso 5. a) seção A1, b) seção A2 e c) seção A3 (corte transversal).....	101
Figura 46 – Velocidade superficial do gás para o caso 5. a) seção A1, b) seção A2 e c) seção A3 (corte transversal).....	102
Figura 47 – Velocidade superficial do óleo para o caso 5. a) seção A1, b) seção A2 e c) seção A3 (corte transversal).....	103
Figura 48 – Velocidade superficial da água a) seção A1 (linha 1) e b) seção A3 (linha 3) para os casos 5, 6, 7 e 8 (corte transversal).....	105
Figura 49 – Velocidade superficial do gás a) seção A1 (linha 1) e b) seção A3(linha 3) para os casos 5, 6, 7 e 8 (corte transversal).....	106

Figura 50 – Velocidade superficial do óleo a) seção A1 (linha 1) e b) seção A3 (linha 3) para os casos 5, 6, 7 e 8 (corte transversal).....	107
Figura 51 – Distribuição da fração volumétrica das fases próximo à região do vazamento (corte longitudinal) para a) caso 5 e b) caso 8.....	108
Figura 52 – Fração volumétrica das fases ao longo do comprimento da tubulação próxima a região do vazamento (a 1 mm do furo) para o caso 8.....	109
Figura 53 – Velocidade superficial das fases a) seção A1 (linha 1) e b) seção A3 (linha 3) para os casos 6, 9 e 10 (corte transversal).....	111
Figura 54 – Temperatura das fases a) seção A1(linha 1) e b) seção A3 (linha 3) para os casos 6, 9 e 10 (corte transversal).....	112
Figura 55 – Fração volumétrica das fases a) seção A1(linha 1) e b) seção A3 (linha 3) para os casos 6, 9 e 10 (corte transversal).....	113
Figura 56 – Pressão a) seção A1(linha 1) e b) seção A3(linha 3) para os casos 6, 9 e 10 – (corte transversal).....	114
Figura 57 – Pressão ao longo do comprimento da tubulação para os casos 6, 9 e 10 próximo a região do vazamento (1 mm do vazamento).....	114
Figura 58 – Queda da pressão em função do tempo para escoamento trifásico óleo, água e gás para a) caso 5, b) caso 6, c) caso 7 e d) caso 8 (tempo total = 10 s).....	116
Figura 59 – Queda de pressão em função do tempo para escoamento trifásico óleo, água e gás ($T_{\text{parede}} = 310 \text{ K}$) – Caso 12. Tempo total = 2 s.....	117
Figura 60 – Queda de pressão em função do tempo para escoamento bifásico óleo e água ($T_{\text{parede}} = 310 \text{ K}$) – Caso 11. Tempo total = a) 0,2 s e b) 2s.....	117

LISTA DE TABELAS

Tabela 1– Classificação do petróleo de acordo com o seu grau API.....	5
Tabela 2 – Constantes empíricas utilizadas no modelo de turbulência κ - ϵ padrão....	43
Tabela 3 – Constantes empíricas utilizadas no modelo de turbulência RNG κ - ϵ	44
Tabela 4 – Propriedades dos fluidos usadas para os casos da avaliação do diâmetro do vazamento.....	60
Tabela 5 – Definição das condições de contorno e condições iniciais utilizadas nos casos da avaliação do diâmetro do vazamento.....	60
Tabela 6 – Condições de contorno e condições iniciais utilizadas para a avaliação da rugosidade da parede do duto e influência da temperatura do escoamento	62
Tabela 7 – Propriedades dos fluidos usadas para avaliação da rugosidade da parede do duto e influência da temperatura do escoamento.....	63
Tabela 8 – Características do modelo matemático e tratamento numérico.....	63
Tabela 9 – Características gerais dos casos analisados.....	65

LISTA DE SÍMBOLOS

Letras Latinas

$A_{i\beta}$	Densidade de área interfacial	$[m^{-1}]$
A'	Flutuação turbulenta	$[s]$
\bar{A}	Média temporal	$[s]$
$C_{\varepsilon 1}$	Constante do modelo de turbulência k- ε padrão	$[-]$
$C_{\varepsilon 1-RNG}$	Constante do modelo de turbulência RNG k- ε	$[-]$
$C_{\varepsilon 2}$	Constante do modelo de turbulência k- ε padrão	$[-]$
$C_{\varepsilon 2-RNG}$	Constante do modelo de turbulência RNG k- ε	$[-]$
C_D	Coefficiente de arraste	$[-]$
C_μ	Constante do modelo de turbulência k- ε padrão	$[-]$
$C_{\mu-RNG}$	Constante do modelo de turbulência RNG k- ε	$[-]$
f_i	Fração volumétrica da fase i	$[-]$
f_η	Constante do modelo de turbulência RNG k- ε	$[-]$
h_i	Entalpia da fase i	$[J \cdot kg^{-1}]$
K	Energia cinética turbulenta	$[m^2 \cdot s^{-2}]$
l_i	Comprimento na turbulência	$[-]$
\vec{M}	Forças interfaciais, por volume, agindo na fase i	$[N \cdot m^{-3}]$
Nu	Número de Nusselt	$[-]$
N	Expressão em função do número de Reynolds	$[-]$
p	Pressão	$[Pa]$
P_k	Produção da turbulência devido a forças viscosas	$[kg \cdot m^{-1} \cdot s^{-3}]$
Pr	Número de Prandtl	$[-]$
Q_i	Transferência de calor interfacial da fase i através da interface com outra(s) fase(s)	$[W \cdot m^{-2}]$
Re	Número de Reynolds	$[-]$
R	Posição radial no tubo	$[m]$

S_i	Fonte de energia	$[kg.m^{-1}.s^{-3}]$
S_{MS_i}	Termo fonte de momento relativo a fase i	$[N.m^{-3}]$
S_{Mi}	Força de momento devido às forças de corpo externa	$[N]$
T	Tempo	$[s]$
T	Temperatura	$[K]$
\vec{U}	Vetor velocidade	$[m.s^{-1}]$
\vec{U}^T	Transposta do vetor velocidade	$[m.s^{-1}]$
V_D	Volume do domínio fluido	$[m^3]$

Letras gregas

α, β	Fases envolvidas	$[-]$
σ_ε	Constantes do modelo k- ε padrão	$[-]$
$\sigma_{\varepsilon-RNG}$	Constante do modelo de turbulência RNG k- ε	$[-]$
σ_k	Constantes do modelo k- ε padrão	$[-]$
σ_{k-RNG}	Constante do modelo de turbulência RNG k- ε	$[-]$
ρ	Densidade	$[kg.m^{-3}]$
ε	Taxa de dissipação	$[m^2.s^{-3}]$
$\Gamma_{i\beta}$	Taxa de fluxo mássico por unidade de volume	$[kg.m^{-3}.s^{-1}]$
μ	Viscosidade cinemática	$[Pa.s]$
μ_t	Viscosidade turbulenta	$[Pa.s]$
μ_{eff}	Viscosidade efetiva	$[Pa.s]$

1 INTRODUÇÃO

O escoamento multifásico (água, óleo e gás) ocorre nas instalações industriais petrolíferas desde sua exploração, até o processamento e transporte; são frequentemente instáveis e caracterizam-se por terem padrões de escoamento complexo. Por ter grande influência no transporte de massa e energia, a capacidade de controlar e diagnosticar o escoamento é imprescindível para a operação eficaz de instalações industriais que trabalhem com fluidos multifásicos

O meio mais econômico e seguro de movimentação de fluidos da indústria do petróleo são os dutos, por isso, estes são os meios eficientes de escoamento de produção entre regiões produtoras, plataformas, refinarias, terminais marítimos, parques de estocagem e centros consumidores. A análise dos custos de transporte por este modo indica expressiva vantagem econômica, permitindo redução de custos com fretes que influenciam no preço final do produto, além da minimização do tráfego de caminhões e aumento na segurança de estradas urbanas. Por outro lado, este tipo de transporte tem como desvantagem o aparecimento de vazamentos provocados devido à variação brusca na pressão, ação da corrosão, desgaste ou manutenção inadequada, onde um pequeno percentual de perda gera eventos com significativos impactos socioeconômico e ambiental.

Com o desenvolvimento de técnicas que contribuam para a adequada detecção de vazamento e derramamento nas instalações petrolíferas, diminuem-se os riscos de prejuízos ecológicos e financeiros decorrentes de acidentes dessa natureza, além de contribuir de maneira significativa para a segurança operacional. Neste caso, torna-se imprescindível que um sistema de detecção de vazamento deva ser capaz de ser acionado instantaneamente para diminuir as perdas e impactos ambientais gerados.

Quando um vazamento ocorre, uma onda de pressão se propaga através do duto dependendo da posição e da forma do vazamento. Para que esta detecção seja eficiente deve-se determinar e entender a hidrodinâmica do escoamento dentro do duto a cada instante de tempo, depois da ocorrência do vazamento. Para isso, diversas técnicas para o diagnóstico de falhas em dutos estão em uso, tais como: métodos tradicionais, métodos computacionais, e técnicas de inteligência artificial, que tem apresentado bons resultados e, assim, aumenta significativamente a eficiência de detecção de vazamentos.

1.1 Justificativa

A indústria de petróleo tem nos dutos seus principais meios de escoamento de produção consistindo em uma maneira barata e eficaz. Com o desenvolvimento de técnicas que contribuam para a adequada detecção de vazamentos e derramamentos nas instalações de petróleo, diminuem-se os riscos de impactos ambientais e socioeconômicos decorrentes de acidentes dessa natureza, além de contribuir de maneira significativa para a segurança operacional.

A detecção de vazamentos mediante o uso de métodos computacionais vem tendo pouco êxito devido a dificuldades em determinar-se experimentalmente as características reais do fluido, o que acarreta grande geração de alarmes falsos. Para tomada de decisões mais seguras diante do processo de transporte de fluido e maior confiabilidade dos projetos de sistemas hidrodinâmicos é essencial a necessidade de soluções mais amplas e conseqüentemente maior detalhamento do comportamento do escoamento multifásico tridimensional. Logo, justifica-se um estudo detalhado via simulação numérica (CFD), do comportamento desse tipo de escoamento, quanto à termofluidodinâmica, em dutos rugosos com vazamento, de diferentes diâmetros e

formas. Este estudo é também justificado devido à escassez de pesquisas desta magnitude, que a torna inédita da maneira como será abordada.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Estudar o escoamento multifásico transiente, não-isotérmico e tridimensional de óleo, água e gás em dutos verticais com e sem vazamento por meio de simulação numérica, utilizando o software *Ansys CFX*.

1.2.2 Objetivos específicos

Como objetivos específicos pode-se citar:

- Apresentar uma modelagem matemática para prever o escoamento multifásico na presença de transferência de calor entre as fases e duto;
- Obter a distribuição da velocidade, temperatura, pressão e fração volumétrica das fases presentes no escoamento trifásico de água, óleo e gás, sendo considerada a presença e ausência de vazamentos;
- Analisar a influência das dimensões do orifício do vazamento sobre o comportamento termofluidodinâmico do escoamento;
- Avaliar a influência da rugosidade da parede do duto no comportamento do escoamento trifásico e não-isotérmico.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Petróleo

A importância do petróleo na sociedade, da forma na qual encontra-se atualmente, é extensa e imprescindível. O petróleo não é apenas uma das principais fontes de energia utilizada pela humanidade, sua importância também está ligada à utilização de seus derivados para grande variabilidade de bens de consumo, e deste modo, tem um papel cada dia mais presente e relevante na vida das pessoas.

2.1.1 Definição

De acordo com a *American Society for Testing and Materials, ASTM*, por meio da norma D4175-09a (2010), define-se petróleo como: uma mistura, de ocorrência natural, que consiste predominantemente de hidrocarbonetos, derivados orgânicos sulfurados, nitrogenados, oxigenados e outros elementos.

Do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), o petróleo no estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variando entre o negro e o castanho-claro. A elevada proporção de carbono e hidrogênio em relação aos outros constituintes existentes no petróleo mostra que os hidrocarbonetos são seus principais constituintes, alcançando mais de 90% de sua composição.

O enxofre pode estar presente na forma inorgânica como gás sulfídrico (H_2S) e enxofre elementar. Os metais também podem ocorrer como sais de ácidos contaminantes. De forma geral, o teor de contaminantes é maior nas frações mais pesadas do petróleo do que nas mais leves (FARAH, 2012).

2.1.2 Classificação

Segundo Favennec e Bret-Rouzaut (2011), devem existir aproximadamente 400 qualidades diferentes de petróleo, nas quais se leva em consideração o campo produtor ou mistura de distintos campos petrolíferos. Como o valor econômico de um petróleo depende dos produtos dos quais derivarão do mesmo, então, a partir da diversidade encontrada torna-se imprescindível à segregação de acordo com características similares para garantir uma qualidade constante.

Uma das unidades mais utilizadas para classificação de um petróleo é o grau API (adotado pelo *American Petroleum Institute*), definido como:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\rho_{amostra}} - 131,5 \quad (1)$$

sendo $\rho_{amostra}$ a densidade da amostra.

O petróleo é classificado como descrito na Tabela 1.

Tabela 1- Classificação do petróleo de acordo com o seu grau API

Extra leve (condensados)	> 45°API
Leve	33 – 45°API
Médio	22 - 33°API
Pesado	10 – 22°API
Extra pesado	< 10°API

Fonte: Favennec e Bret-Rouzaut, 2011.

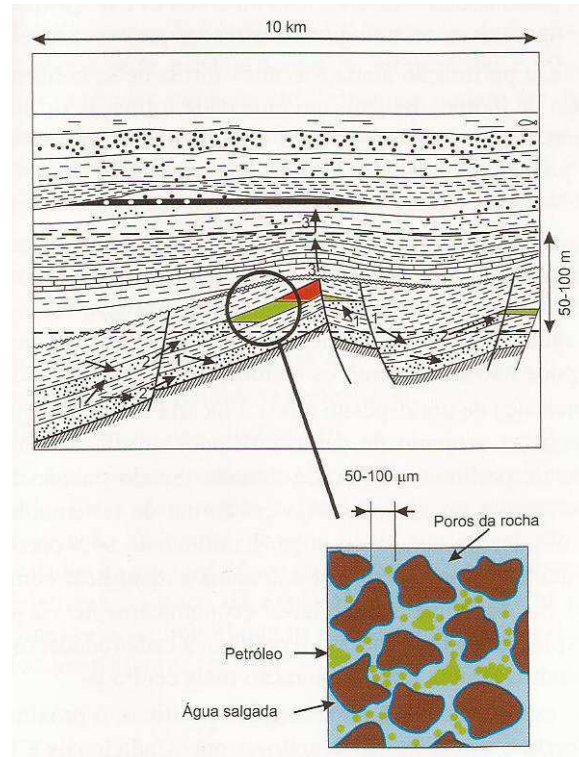
2.1.3 Origem

A partir de estudos de inúmeros cientistas, surgiram diferentes teorias a respeito da origem do petróleo, como a mineral, entre as quais citam-se aquelas devidas aos pesquisadores franceses Henry Moissan e Paul Sebatier, e a orgânica, proposta por Karl Engler e Hans Hofer, que é mais aceita por ter maior comprovação científica. Pela hipótese desses cientistas, o petróleo seria oriundo de substâncias orgânicas, restos de animais e vegetais, principalmente microfauna, plânctons e microflora, que teriam se

depositado no fundo dos mares e lagos, onde transformaram-se em compostos químicos, sob ação do calor e pressão das camadas, que iriam se depositando e pela ação das bactérias ao longo do tempo (FARAH, 2012).

Segundo Favennec e Bret-Rouzaut (2011), a origem do petróleo vem da combinação dos atributos geológicos necessários para o acúmulo dos hidrocarbonetos. Inicialmente, faz-se necessário uma rocha geradora e uma rocha reservatório (com porosidade e permeabilidade suficiente para o acúmulo de hidrocarbonetos). O reservatório precisa estar envolvido por uma capa impermeável, que age como anteparo para a movimentação ascendente natural dos fluidos e necessita também de uma vedação com a finalidade de permitir que os hidrocarbonetos se acumulem. A sucessão de eventos geológicos, como mostrados na Figura 1, deve ser favorável para o acúmulo de hidrocarbonetos.

Figura 1 – Sistema de acumulação de petróleo



Fonte: Favennec e Bret-Rouzaut, 2011.

2.1.4 Da exploração à distribuição

O petróleo segue uma série de processos antes de chegar a ser consumido, onde cada fase tem sua característica singular. A seguir citam-se cada uma delas:

- *Exploração* – relaciona-se à fase de prospecção: busca, reconhecimento da ocorrência dos recursos naturais e estudos para determinar se os depósitos tem valor econômico.

O propósito da exploração é descobrir acumulações de hidrocarbonetos situados a milhares de metros abaixo da terra e envolve a formulação de certo número de hipóteses que tanto podem ser confirmadas rapidamente, quanto podem ser rejeitadas, de acordo com os indicadores comumente adotados.

- *Perfuração* – uma vez identificados os fatores que determinam a possibilidade da existência de petróleo, é feita a perfuração dos poços exploradores. Atualmente, é a única etapa na qual se pode confirmar definitivamente a presença ou ausência de hidrocarbonetos em uma dada formação do subsolo.

Após a confirmação da existência e havendo viabilidade econômica, mais poços são perfurados para delimitar e desenvolver a formação produtora, permitindo a extração e o escoamento do produto (BARBOSA, 2012).

- *Transporte* – como os campos petrolíferos normalmente não são localizados próximo aos terminais e refinaria de óleo e gás, se faz necessário o transporte através de embarcações, caminhões, vagões, navios-tanque ou tubulações (oleoduto ou gasoduto).
- *Processamento e refino* – compreende uma série de operações físicas e químicas entre si que garantem o aproveitamento pleno de seu potencial energético através da geração dos cortes, ou produtos fracionados derivados, de composição e propriedades físico-químicas determinadas. Portanto, refinar petróleo é separar suas frações e processá-las transformando-o em produtos de grande utilidade e alto valor agregado.

2.2 Escoamento Multifásico

2.2.1 Fundamentos

A denominação escoamento multifásico aplica-se quando mais de uma fase está escoando simultaneamente. Consiste em uma região do espaço onde coexistem dois ou mais fluídos imiscíveis separados por uma interface e escoando. Pode ser classificado segundo suas fases constituintes (estado de agregação da matéria tipicamente sólido, líquido ou gasoso) em escoamento bifásico (gás-sólido, gás-líquido, líquido-sólido, líquido-líquido) e escoamento trifásico (sólido-líquido-gás, líquido-líquido-gás, e outras variações).

Alguns desses sistemas têm várias aplicações industriais e ocorrem em fenômenos naturais. Rodriguez (2011) cita alguns exemplos de fenômenos naturais multifásicos: sedimentação, erosão do solo, formação de dunas, formação de nuvens, deslocamento de *icebergs*, evaporação da água, erupções vulcânicas, coagulação de sangue. Pode-se citar ainda, o deslocamento de petróleo, água e gás em reservatórios de petróleo, no estágio primário de recuperação.

2.2.1.1 Característica

Segundo Çengel e Cimbala (2007), diz-se que um regime de escoamento monofásico é laminar quando se caracteriza por linhas de corrente suave e altamente ordenadas, e à medida que a velocidade de escoamento sobe acima de um valor crítico, o escoamento torna-se turbulento e caracterizado pelas flutuações de velocidade e pelo movimento altamente desordenado.

Esta descrição define a diferença entre escoamento laminar (linhas de corrente suaves e movimento altamente ordenado) e escoamento turbulento (movimento

altamente desordenado). Para gerenciar esta passagem entre o laminar para o turbulento, utiliza-se o número de Reynolds.

O número de Reynolds demonstra a ligação do comportamento do escoamento com a geometria, velocidade de escoamento e tipo de fluido e, por sua vez, é definido como:

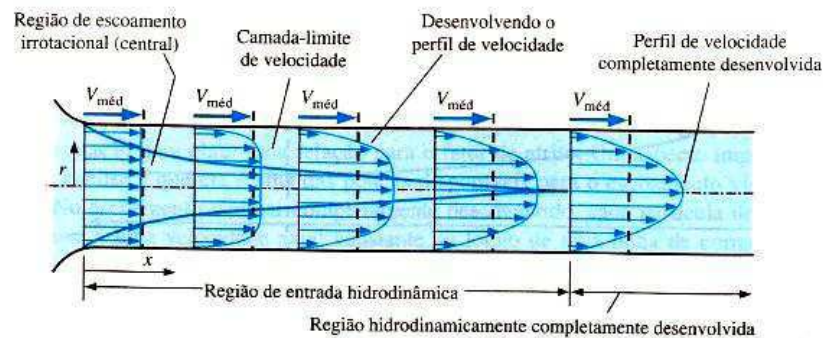
$$Re = \frac{V_{méd} D}{\nu} = \frac{\rho V_{méd} D}{\mu} \quad (2)$$

onde $V_{méd}$ é a velocidade média do escoamento, D é o comprimento característico da geometria e $\nu = \mu/\rho$ é a viscosidade cinemática do fluido.

Geralmente, se aceita o valor de 2300 para o número de Reynolds crítico, ou seja, aquele em que o escoamento de um fluido num duto passa a ser turbulento.

Deve-se ter cuidado com o tratamento da região de entrada do tubo. A superfície da fronteira hipotética do escoamento em um tubo pode ser dividida em duas partes (Figura 2). A primeira etapa é chamada de camada limite e é aquela fase em que são significativas as variações de velocidade e efeitos viscosos (escoamento hidrodinamicamente em desenvolvimento). A segunda etapa é aquela na qual os efeitos do atrito sobre a velocidade são desprezíveis e esta permanece com perfil essencialmente parabólico na direção radial crescendo das paredes ao centro do tubo (escoamento completamente desenvolvido).

Figura 2 – Esquema do perfil de velocidade na entrada do tubo



Fonte: Çengel e Cimbala, 2007.

2.2.2 *Escoamento bifásico*

Quando se trata de escoamento bifásico, é necessário ter um completo conhecimento do comportamento das propriedades, vazões, velocidades e configurações de cada fase no interior da tubulação. Na literatura específica são encontradas várias notações para as características e propriedades de escoamento bifásico, sejam para sistemas sólido-líquido, líquido-gás ou sólido-gás (SOUZA, 2011).

De acordo com Rosa (2012), destacam-se as seguintes aplicações para escoamentos bifásicos:

- *Sistema gás-líquido* – o movimento de bolhas alongadas de gás em um meio líquido é um exemplo de escoamento de gás-líquido que ocorre com frequência na área de produção de petróleo. Também ocorre na indústria de energia (nuclear, fóssil e geotérmica); na agricultura na forma de gotas de líquido dispersas no gás e, no transporte de gás natural em gasodutos, onde, enquanto uma camada de condensado escoava junto a parede, no núcleo, predomina a fase gás.

- *Sistema gás-sólido* - material disperso em uma fase contínua gasosa é o tipo mais frequente deste escoamento e engloba transporte pneumático e leitos fluidizados com ampla aplicação industrial. Presente também em equipamentos de separação como ciclone e precipitador eletrostático, e escoamentos naturais como transporte de areia, que controla a formação de dunas ou em leitos de rios e mares.

- *Sistema líquido-sólido* – sólido disperso em uma fase contínua líquida é o tipo mais frequente de escoamento líquido-sólido normalmente denominado como suspensão sólido-líquido. Em algumas situações, o transporte de sólidos em suspensão não é desejado, já que ele causa desgaste prematuro aos equipamentos devido à erosão. Um exemplo deste tipo de escoamento é o transporte de minérios e operações de perfuração de poços de petróleo.

- *Sistema líquido-líquido* – líquidos imiscíveis assumem diversas configurações dentro de uma tubulação devido à diferença de viscosidade e densidade. Ocorre, por exemplo, em sistemas de elevação de óleo pesado onde água é injetada e se desloca junto à parede para que no núcleo escoe o óleo de forma a causar uma significativa redução de atrito se comparado com o escoamento monofásico. As emulsões líquido-líquido são formadas naturalmente no processo de extração do petróleo e como produto manufaturado na indústria química, além disso, sistemas líquido-líquido são encontrados em processos de separação de líquidos na indústria química.

Os cálculos do escoamento bifásico são complexos devido aos fenômenos tais como deslizamento entre as fases, mudança de padrão de escoamento e transferência de massa entre as fases. A diferença de velocidade e a geometria das duas fases fortemente influenciam a queda de pressão e constituem a base para caracterizar o escoamento bifásico (SILVA, 2006).

Existem muitos trabalhos desenvolvidos utilizando os sistemas de escoamento bifásico. Neste sentido, utilizando o sistema bifásico de escoamento gás-sólido, Decker *et al.* (2004) propôs 4 geometrias distintas para a validação do escoamento pneumático gás-sólido usando técnicas de fluidodinâmica computacional usando o software CFX 4.4, onde observou-se que os dados da literatura apresentam boa concordância, sendo sugerido futuras aplicações do modelo validado em escala industrial.

Ainda se tratando de sistema gás-sólido, Georg *et al.* (2003) utilizou um modelo matemático multifásico para descrever este tipo de escoamento utilizando-se de uma malha computacional tridimensional de alta resolução com o intuito de auxiliar no processo de craqueamento catalítico em leito fluidizado (utilizado na indústria petroquímica), já que no interior do reator apresenta-se uma fase sólida e uma gasosa.

Nesta pesquisa, o autor analisou iso-superfícies para diferentes frações volumétricas de sólidos, e observou ausência de simetria na distribuição da concentração dos sólidos.

Silva (2006) fez o estudo do escoamento bifásico em *risers* em movimento usado na produção marítima de petróleo, em águas profundas, no qual foi construído um sistema experimental constituído de um duto flexível de 8 metros de comprimento e 25,4 mm de diâmetro, contendo um sistema de oscilação e injeção de água e ar e, dessa forma, viu-se que comparando o caso estático com o dinâmico, os padrões de escoamento permaneceram praticamente inalterados mesmo para a maior frequência estudada (1 Hz).

Souza (2009) realizou um estudo do escoamento bifásico líquido-gás onde utilizou correlações empíricas de Lockhart e Martinelli em comparação com o software ANSYS CFX 11.0 para predição do gradiente de pressão. O autor fez um comparativo dos desvios encontrados para sistemas monofásicos (líquido) e bifásicos e verificou que nas simulações dos escoamentos monofásicos, o modelo de turbulência utilizado (modelo $k-\varepsilon$) mostrou-se adequado para representar este tipo de escoamento, já que os gradientes de pressão foram similares aos previstos pela equação de Darcy. Verificou-se ainda, que a perda de carga obtida no escoamento bifásico é maior do que a perda de carga do escoamento monofásico líquido (água), comprovando, assim, os dados encontrados na literatura.

Sob outra visão, Andrade (2009) analisou termofluidodinamicamente o escoamento bifásico óleo-água em tubulações com aquecimento elétrico levando em consideração a transferência de calor em regime permanente, correlações de viscosidade para óleos pesados e aumento do volume de água na mistura ao longo da vida do campo. Assim, foi desenvolvido um modelo matemático capaz de reproduzir ao máximo o escoamento em situação real.

Szalinski *et al.* (2010) realizou um estudo experimental comparativo entre o escoamento bifásico gás/óleo e gás/água em uma tubulação vertical de 6 metros de comprimento e 67 mm de diâmetro. Para isso, fez-se uma análise tridimensional onde perfis radiais da fração volumétrica do gás juntamente com as distribuições do tamanho das bolhas foram transformados em dados para um determinado sensor. Este sensor é operado com um sistema eletrônico de medição da condutividade (para escoamento gás - água) e medição da permissividade (para escoamento gás - óleo). A partir destes dados obtidos pelo sensor, foi gerado diversos padrões de escoamento bifásico.

No estudo realizado por Silva (2011) avaliou-se as principais forças interfaciais que atuam em um escoamento homogêneo gás-líquido (ar-água) em uma coluna de bolha retangular com aeração centralizada utilizando a fluidodinâmica computacional e experimentos. O autor concluiu que neste tipo de escoamento existe significativa influência das forças interfaciais como arraste, sustentação e dispersão nos padrões fluidodinâmicos.

Já Sousa *et al.* (2013) estudou o escoamento isotérmico de óleo pesado e água em dutos verticais com comprimento de 3,5 metros e presença de vazamento, por meio de simulação usando o software CFX - 3D. Nesta pesquisa, o autor observou que a oscilação na queda de pressão total é maior quanto maior for a fração volumétrica de água na mistura ou velocidade de escoamento da mesma.

Buscando comprovações experimentais, Bannwart *et al.* (2012) constrói um experimento piloto para analisar a queda de pressão em uma tubulação vertical da mistura óleo pesado/água com várias combinações das vazões das fases a fim de investigar a aplicabilidade da utilização da água para o transporte de óleos pesados em poços reais (técnica *core-flow*). As melhorias registradas em termos da taxa de produção

de óleo e redução da queda de pressão foram notáveis representando passo essencial para aplicação da técnica em larga escala.

Recentemente, Sarmiento *et al.* (2014a) estudou o comportamento hidrodinâmico do escoamento bifásico óleo-água com vazamento utilizando técnicas de CFD, onde avaliou a influência do vazamento (formato quadrado de lado $l = 1 \text{ mm}$) no comportamento do escoamento de uma tubulação de 2 metros de comprimento e comprovou claramente a influência do mesmo no gradiente de pressão.

A diferença fundamental entre o escoamento monofásico e o bifásico é a existência de um padrão de escoamento. Entende-se por padrão de escoamento a configuração interfacial (topologia) das fases em um determinado escoamento multifásico e são definidos por balanços de forças (de campo e de superfície) locais no interior de cada fase e nas interfaces entre elas. Para uma aceleração da gravidade especificada, tais forças dependem de parâmetros associados à geometria (ângulo de inclinação, diâmetro, rugosidade da parede), ao escoamento (velocidade das fases, fração mássica) e ao fluido (propriedades termofísicas como densidade, viscosidade e tensão superficial) (RODRIGUEZ, 2011).

Os escoamentos multifásicos em tubulações envolvendo líquido e gás ou líquido-líquido, conformam-se sobre variadas configurações geométricas, apresentando interfaces cujas definições dependem das condições reinantes e possuindo estabilidade condicional. A inclinação do duto é um fator que pode modificar bastante o padrão de escoamento, tanto que existem algumas diferenças marcantes entre o escoamento horizontal e vertical (BORDALO e OLIVEIRA, 2007).

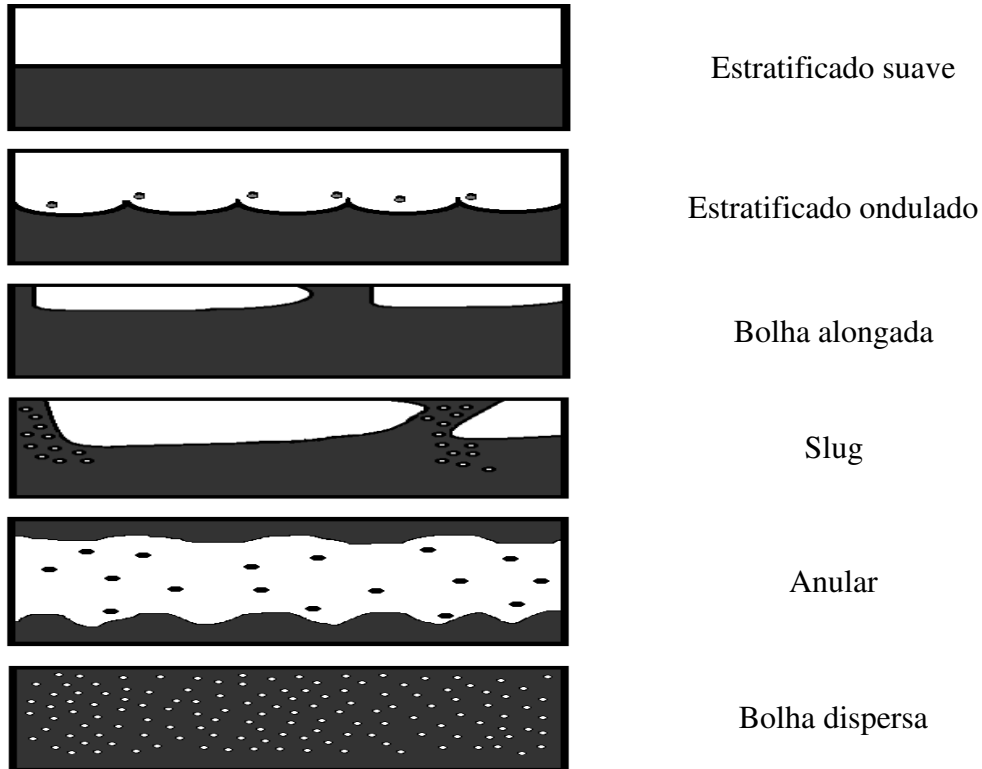
Shoham (2006) classificou os padrões de escoamento de acordo com dados experimentais que levaram em consideração o ângulo de inclinação e separando os padrões de escoamento em: horizontal, vertical ascendente e descendente, e inclinado.

Bordalo e Oliveira (2007) afirmam que as vazões, razões de viscosidade e densidade entre as fases são determinantes no estabelecimento de padrões numa certa geometria. No caso líquido e gás, as diferenças de viscosidade e densidade são tão grandes que quase não se nota o efeito das suas variações, já para líquido-líquido, estas variações podem ter uma influência significativa.

2.2.2.1 Escoamento Horizontal

O padrão de escoamento horizontal diferencia-se significativamente do padrão de escoamento vertical, devido à influência da gravidade sobre os fluidos. Neste tipo de escoamento perde-se a simetria que geralmente pode ser observada na configuração do escoamento vertical. Desta forma, têm-se então os seguintes padrões de escoamento horizontal (Figura 3):

Figura 3 – Padrões de escoamento bifásico (gás-líquido) para fluxo horizontal.



Fonte: elaborado pelo autor

- *Escoamento estratificado* – neste tipo de escoamento, as fases fluem separadas por uma interface horizontal relativamente lisa, o gás na parte superior e o líquido na parte inferior do tubo. Esse padrão está associado a baixas velocidades dos dois fluidos e não é comum ocorrer. É subdividido em estratificado suave, cuja interface gás-líquido é suave; e estratificado ondulado, ocorrendo em vazões relativamente mais altas, formando ondas estáveis na interface.

- *Escoamento intermitente* – nesse regime ocorre o rompimento da interface líquido-gás em alguns pontos, e gotículas do líquido são suspensas na fase gasosa, assim como cristas do líquido podem atingir a parte superior do tubo. Esse escoamento tende a ocorrer à medida que a velocidade do gás aumenta. Este, por sua vez, é subdividido em *slug* ou bolha alongada. O padrão de escoamento bolha alongada é considerado o caso limitante do escoamento *slug* quando é livre de arraste de bolhas, devido à baixa vazão de gás. Em alta vazão de gás, onde o escoamento na frente do *slug* está em forma de redemoinho com arraste de bolhas, este escoamento é denominado *slug*.

- *Escoamento anular* – ocorre à grandes vazões de gás. A fase gás flui para o núcleo de elevada velocidade que pode conter gotículas de líquido, e o líquido flui para um fino filme ao redor da parede do tubo, resultando em uma interface altamente ondulada. A película no fundo do duto geralmente é mais grossa dependendo da vazão das fases.

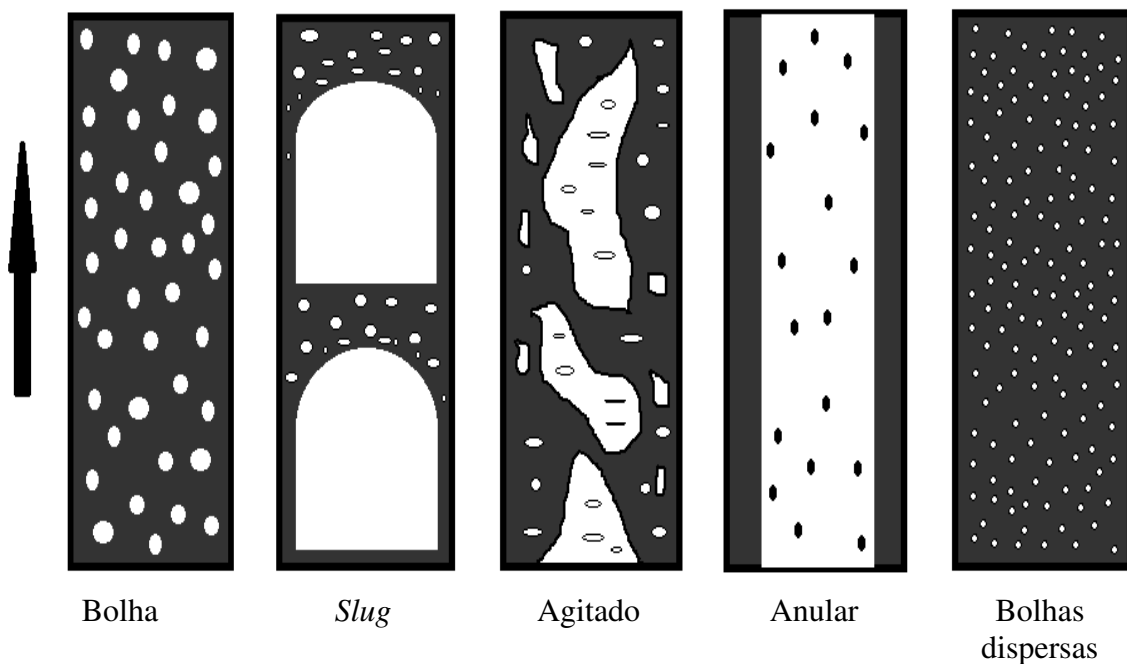
- *Escoamento de bolha dispersas* – em uma vazão elevada de líquido, a fase líquida é a fase contínua e a fase gás é dispersa em bolhas discretas. À alta vazão de líquido, as bolhas de gás são dispersas mais uniformemente em toda a área da secção transversal. Neste tipo de padrão de escoamento, as duas fases movem-se com velocidade semelhante e o escoamento é considerado homogêneo.

2.2.2.2 Escoamento vertical e levemente inclinado

Quando dois fluidos escoam juntos no interior de uma tubulação num movimento vertical ascendente, a interface das duas fases pode assumir diferentes configurações de escoamento compatíveis com a vazão de cada fase, as propriedades dos fluidos e o diâmetro da tubulação.

Em uma determinada faixa de ângulo de inclinação, o regime estratificado desaparece e o novo padrão de escoamento observado é o escoamento agitado. Geralmente, no escoamento vertical, os padrões são mais simétricos em torno do eixo do tubo e menos influenciados pela gravidade, como pode ser observado na Figura 4.

Figura 4 – Padrão de escoamento vertical e levemente inclinado



Fonte: elaborado pelo autor.

Podem ser classificados como (SHOHAM, 2006):

- *Escoamento de bolha* – ocorre devido à baixa vazão de líquido, com pequena turbulência e é caracterizado por deslizamento entre as fases. Neste padrão de escoamento a fase gás é dispersa em pequenas bolhas discretas movendo-se para cima em movimentos ‘zigue-zague’ na fase líquida contínua.

- *Escoamento slug* – o regime de escoamento *slug* em tubo vertical é simétrico em torno do eixo do tubo, onde a maior parte do gás é localizado em grandes bolsões de gás em forma de bala denominada ‘bolha de Taylor’ com um diâmetro aproximadamente igual ao diâmetro do tubo. Uma fina camada de líquido flui para baixo entre a bolha de Taylor e a parede do tubo onde o filme penetra e cria uma zona aerada misturada por pequenas bolhas de gás.

- *Escoamento agitado* – é caracterizado por movimentos oscilatórios da fase líquida. Este regime é similar ao *slug*, entretanto, é bem mais caótico, sem limites, entre as duas fases. O *slug*, em decorrência da alta vazão, quebram e, posteriormente, fundem-se com o *slug* seguinte do escoamento, assim, a bolha de Taylor é distorcida provocando a agitação.

- *Escoamento anular* – similar ao que ocorre do caso horizontal, porém no caso vertical, a espessura da camada líquida ao redor da parede do tubo é aproximadamente uniforme.

- *Escoamento de bolha disperso* – similar ao caso horizontal, o escoamento de bolha disperso na vertical ocorre com vazão líquida relativamente alta em que as condições da fase gás são dispersas como bolhas discretas introduzidas na fase contínua líquida.

2.2.3 Escoamento Trifásico

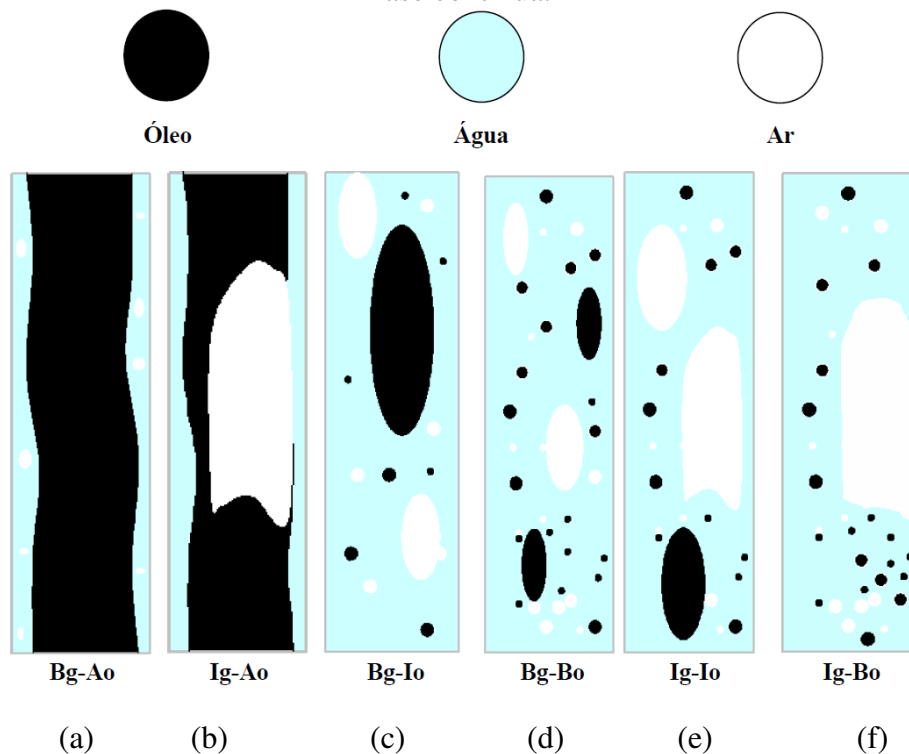
O escoamento normalmente encontrado na produção de petróleo é o trifásico, com duas fases líquidas (água e óleo) e uma fase gasosa (gás natural e vapor de água). Para efeito de simplicidade, porém, este escoamento é frequentemente tratado como bifásico com uma fase líquida (óleo + água) e uma fase gasosa (gás natural) (VIEIRA, 2004).

No escoamento trifásico de óleos pesados coadjuvados por água em dutos, a presença mesmo que de pequenas quantidades de gás dissolvido no óleo e seu desprendimento à medida que a pressão decresce ao longo da linha, justifica o estudo das diferentes interfaces no escoamento trifásico (COSTA *et al.*, 2004).

A presença do gás durante a produção de petróleo é constante. O gás que estava inicialmente em solução no óleo, se desprende formando diferentes configurações durante o escoamento (SILVA, 2011).

Costa *et al.* (2004) realizou as observações da dinâmica das interfaces em escoamento trifásico óleo pesado – água – gás em um escoamento vertical ascendente obtido a partir da injeção de ar a um escoamento de óleo pesado e água. Concluiu que, tendo a fase água como contínua, as fases óleo e gás podem estar individualmente configurados como bolha, intermitente ou anular, o que resulta em nove padrões trifásicos dos quais foi observado experimentalmente seis deles, conforme Figura 5.

Figura 5 - Padrões de fluxo trifásico (óleo–água–ar) vertical ascendente com água como fase contínua.



Fonte: Costa *et al.*, 2004.

De acordo com Costa *et al.* (2004), esses padrões podem ser assim descritos:

- *Gás em bolhas com núcleo contínuo de óleo (Bg-Ao)* – Ocorre para altas vazões de óleo e baixas vazões de gás. Assemelha-se ao padrão anular observado em escoamento óleo-água. A interface água-óleo é sinuosa e são vistas pequenas bolhas de ar no anel de água, conforme mostrado na Figura 5(a).

- *Gás intermitente com núcleo contínuo de óleo (Ig-Ao)* – Ocorre para altas vazões de óleo e moderadas vazões de gás onde o gás forma grandes bolhas ao redor do núcleo de óleo, que ainda se mantém contínuo (Figura 5(b)).

- *Gás em bolhas com óleo intermitente (Bg-Io)* – Ocorre para baixas vazões de gás e moderadas vazões de óleo, insuficientes para garantir a continuidade do núcleo de óleo (Figura 5(c)).

- *Gás em bolhas com óleo em bolhas (Bg-Bo)* – Ocorre para baixas vazões de óleo e de gás, todavia apenas quando a vazão de água é alta o suficiente para dispersar o óleo em forma de bolhas (Figura 5(d)).

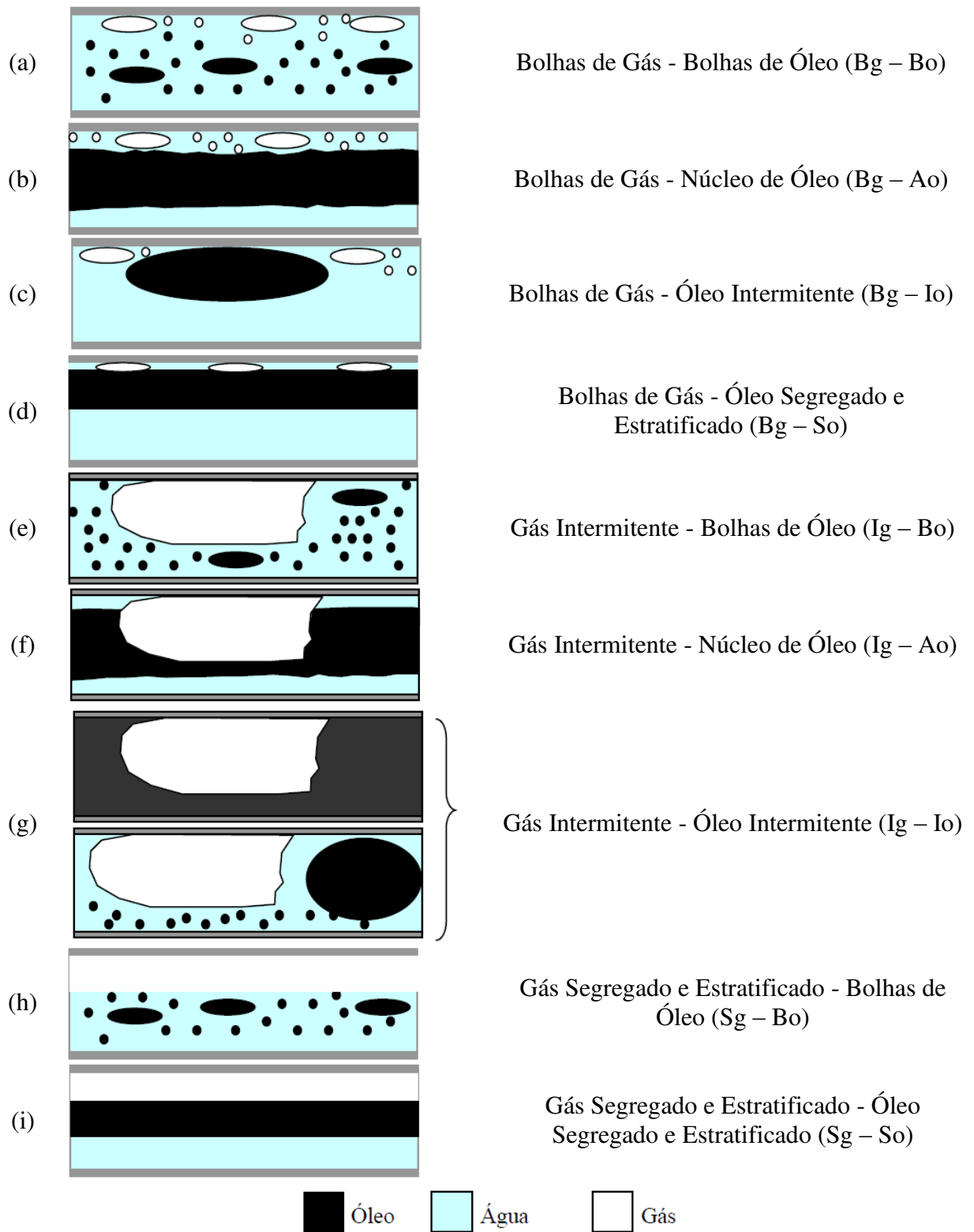
- *Gás intermitente com óleo intermitente (Ig-Io)* – Ocorre para altas ou moderadas vazões de gás e óleo, caracterizando-se pela formação de grandes bolhas de gás e de óleo (Figura 5(e)).

- *Gás intermitente com óleo em bolhas (Ig-Bo)* – Ocorre para altas vazões de gás e moderadas ou altas vazões de óleo, quando o gás forma grandes bolhas e o óleo fica disperso na água em forma de pequenas bolhas. Este padrão tem o aspecto de um padrão *churn*, e o escoamento apresenta-se pulsante (Figura 5(f)).

Trevisan e Bannwart (2004) apresentou um estudo experimental dos padrões encontrados no escoamento óleo-água-gás em tubo horizontal, no qual apresentou esses padrões em mapas de fluxo baseado nas velocidades superficiais de óleo e gás para diferentes vazões da fase contínua considerada (água).

Os padrões obtidos encontram-se na Figura 6.

Figura 6 – Padrões de fluxo observados para o escoamento de óleo-água-ar em tubo horizontal.



Fonte: Trevisan e Bannwart (2004)

Segundo Trevisan e Bannwart (2004), para o escoamento horizontal, cada padrão observado tem as seguintes características:

- *Bolhas de gás - bolhas de óleo* (Figura 6 (a))- observam-se bolhas esféricas de óleo dispersas na seção do tubo, seguindo a tendência do perfil de velocidade da água (maiores velocidades no centro do tubo e menores perto das paredes). O gás se apresenta sob a forma de bolhas que, devido à diferença de densidade, deslocam-se na parte superior da seção da tubulação.

- *Bolhas de gás - óleo anular* (Figura 6 (b))- o óleo forma uma fase contínua no centro do tubo, com a água escoando junto às paredes. O gás se apresenta de forma semelhante ao padrão Bg-Bo, ilustrado na Figura 6(a).

- *Bolhas de gás - óleo intermitente* (Figura 6 (c))– bolhas de óleo passam a ter um diâmetro maior e se unem formando bolhas alongadas escoando na parte superior do tubo.

- *Bolhas de gás - óleo segregado e estratificado* (Figura 6 (d)) - o padrão estratificado consiste na formação de uma fase contínua de óleo, porém, neste caso, há uma segregação do fluido e, devido à diferença de densidades, o óleo se desloca muito próximo à parte superior da tubulação. Além disso, neste padrão tem-se a formação de um fino filme de água em contato com a parede do tubo, devido à molhabilidade preferencial da água com a parede, enquanto que o gás escoar na forma de bolhas, entre o óleo e as paredes da tubulação.

- *Gás intermitente - bolhas de óleo* (Figura 6 (e))– aumentando a vazão de gás, a tendência é o aumento do tamanho de suas bolhas. Estas, por sua vez, causam grande agitação no líquido que escoar sob a forma de golfadas. Neste caso, a fase contínua é a água e as bolhas dispersas, o óleo.

- *Gás intermitente - óleo anular* (Figura 6 (f))- a fase líquida deste padrão configura uma fase contínua de óleo lubrificada por uma camada de água que o envolve, mesmo durante a passagem das bolhas de gás pela seção.

- *Gás intermitente - óleo intermitente* (Figura 6 (g)) - a fase líquida é composta por uma fase contínua de água, que se mantém em contato com a parede do tubo, enquanto o óleo é disposto sob a forma de bolhas alongadas. Outra forma deste padrão é a fase em forma de emulsão de óleo e água devido à agitação causada pela alta velocidade de gás.

- *Gás segregado e estratificado - bolhas de óleo* (Figura 6 (h)) - consiste na formação de uma segregação do gás, tornando-o uma fase contínua na parte superior do tubo enquanto que o óleo se mantém como bolhas esféricas, escoando na parte superior da água – fase contínua que pode apresentar algumas ondulações.

- *Gás segregado e estratificado - óleo segregado e estratificado* (Figura 6 (i)) - é composto por três fases contínuas segregadas pela gravidade. Ocorre para baixas vazões de água e intermediárias de óleo e ar.

Existem ainda poucos trabalhos sobre a análise dos escoamentos trifásicos, sendo mais difundido gradativamente devido ao atual crescimento da capacidade computacional, o que torna mais viável fazer simulações de padrões reais encontrados nas industriais e no cotidiano.

Barbosa (2012) analisou o escoamento não-isotérmico trifásico (água, óleo, gás) em duto vertical de 7 metros com vazamento, observando a influência de parâmetros como viscosidade, velocidade inicial e efeitos da magnitude do vazamento sobre o escoamento. Dessa forma, verificou que o transiente de pressão é sensível às características termohidrodinâmicas do fluido.

Sarmiento *et al.* (2014b) realizou uma análise numérica para investigar o comportamento de um escoamento multifásico (óleo pesado – água – gás) não isotérmico em catenária através de simulação utilizando o CFX 11.0. Foi verificado que a maior fração de gás natural influencia diretamente na queda de pressão e transferência de calor.

Tavares *et al.* (2014) estudou um escoamento trifásico (óleo, água e gás) em tubo horizontal (10 metros de comprimento) onde foi analisada a influência de um vazamento (diâmetro do vazamento = 16 mm) em diferentes posições (parte superior, lateral e inferior) ao centro da tubulação e viu que o comportamento da queda de pressão sofre influência do posicionamento do vazamento.

2.3 Fluidodinâmica computacional

A dinâmica dos fluidos computacional é a área da computação científica que estuda métodos computacionais para simulação de fenômenos que envolvem fluidos em movimento com ou sem troca de calor. Basicamente, o usuário desta área está interessado em obter as distribuições de velocidade, pressões e temperaturas na região do escoamento para otimizar projetos, reduzindo custos operacionais e melhorando o desempenho do item analisado (FORTUNA, 2012).

Com o uso de CFD (*Computational fluid dynamics*) procura-se simular um componente ou um sistema em sua fase de projeto inicial ou mesmo sistema real existente para analisar seu comportamento. O objetivo é avaliar o desempenho deste componente e sempre que possível avaliar o comportamento da implementação de modificações no projeto original ou nas condições de contorno do sistema (FREIRE, 2009).

A fluidodinâmica computacional é uma ferramenta que vem gradativamente aumentando a sua importância no âmbito acadêmico e industrial. Isto ocorre devido às vantagens encontradas no uso desta técnica, tais como:

- ✓ Facilidade na manipulação de diversas variáveis, o que dificilmente é possível experimentalmente;
- ✓ Solução de problemas operacionais sem a parada de uma unidade ou linha de produção;
- ✓ Desenvolvimento de estudos em condições extremas (altas pressões, altas temperaturas e toxicidade);
- ✓ Diminuição do número de experimentos realizados em unidades pilotos ou bancadas, com conseqüente ganho econômico;
- ✓ Com o gradativo aumento no poder computacional pode-se estudar cada vez mais casos complexos em um menor espaço de tempo.

Para a obtenção da solução numérica de um problema de fluidos, faz-se inicialmente a descrição matemática do problema físico a ser analisado a partir da aplicação dos princípios descritos por leis de conservação adequadas aos fenômenos.

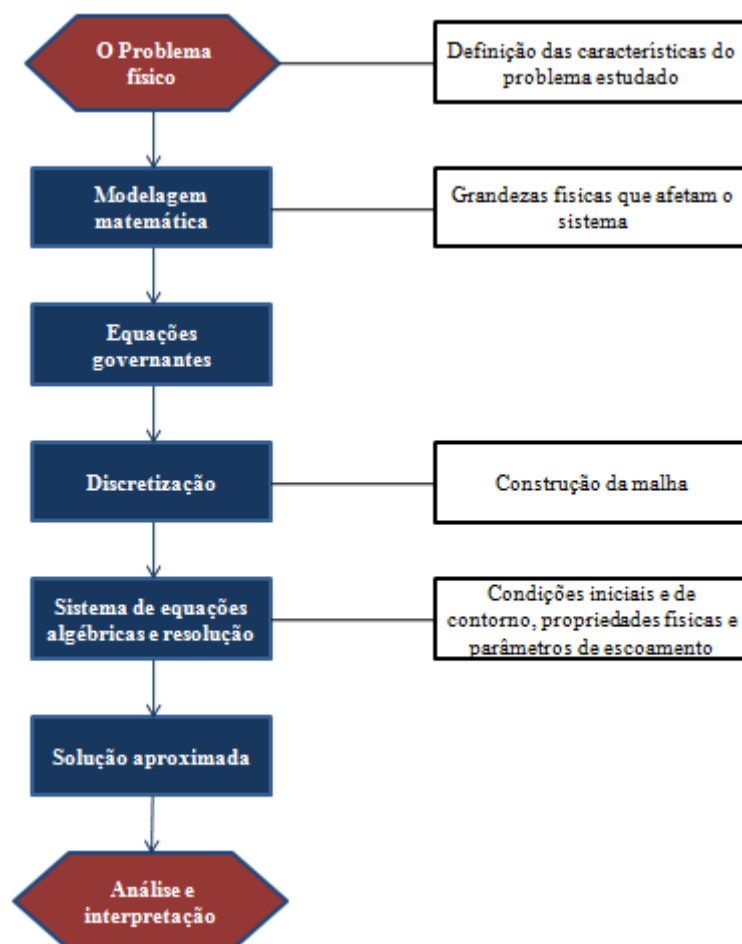
O princípio básico de funcionamento do CFD é a resolução numérica das equações que regem o escoamento dos fluidos – na forma apropriada – sobre uma região de interesse, desde que sejam conhecidas as condições de fronteiras do sistema (MIGUEZ, 2008). Os modelos resultantes são expressos por equações que relacionam as grandezas relevantes entre si em um dado tempo e espaço e podem ser utilizadas para explicar ou prever o comportamento do sistema em diferentes situações (FORTUNA, 2012).

Tratando o problema de forma computacional, devem-se expressar de forma coerente as equações e o domínio em que são válidas, onde para uma região contínua

(composta por infinitos pontos), faz-se a discretização e assim, surge a malha que será estudada. Segundo Fortuna (2012), após a discretização, os termos que aparecem na equação são escritos em função dos valores das incógnitas nos pontos adjacentes resultando em um conjunto de equações algébricas, no qual são introduzidas as condições de fronteira do problema, condições iniciais, propriedades físicas dos fluidos envolvidos e os parâmetros de escoamento e, dessa forma, são resolvidas fornecendo a solução do problema em questão.

Em resumo, as etapas para resolução de um problema físico a fim de se obter sua solução numérica pode ser vista na Figura 7.

Figura 7 – Etapas para obtenção da solução numérica de um problema de fluidos



Fonte: adaptado de Fortuna (2012)

2.3.1 O software ANSYS CFX

O *software* CFX é, de maneira geral, um conjunto de softwares que tem como princípio de funcionamento a dinâmica dos fluidos computacional, combinando um solucionador avançado com uma poderosa capacidade de pré e pós-processamento mostrando os seguintes recursos:

- ✓ Integração completa da definição do problema;
- ✓ Processo de configuração intuitiva e interativa (utilizando menus e gráficos avançados);
- ✓ Análise e apresentação dos resultados;
- ✓ Confiança e robustez dos resultados apresentados.

O CFX é dividido em três partes principais: pré-processamento, processamento dos dados (solver) e pós-processamento.

2.3.1.1 Pré-processamento

O pré-processamento é onde são definidas as características principais e as condições de contorno do problema. Nessa etapa são definidas: as forças de campo atuantes, os fluidos envolvidos (água, óleo, gás, areia, polímeros, entre outros), as suas respectivas formas de escoamento (dispersos, contínuo) e propriedades físicas, modelos de turbulência, condições de contorno conhecidas (pressão, fração volumétrica, vazão do fluido nas suas fronteiras), equações de fechamento e detalhes numéricos empregados na simulação. Além disso, é no pré-processamento que se define a geometria da região de interesse (domínio computacional abordado) gerando posteriormente a malha numérica (subdivisão do domínio em número finito de volumes de controle).

2.3.1.2 *Processamento de dados (Solver)*

Soluciona o problema CFD através de um método numérico. Os métodos numéricos tradicionais para a solução de equações diferenciais são os métodos de diferenças finitas, volumes finitos e elementos finitos. O software CFX usa os métodos de volumes finitos baseando-se em elementos para solucionar as equações diferenciais (SANTOS, 2008).

De acordo com Silva (2011), no *solver*, o caso é solucionado por meio de três algoritmos em sequência. O primeiro é a integração das equações de transporte sobre todos os volumes de controle do domínio da solução, segundo é a substituição das equações diferenciais a serem solucionadas por expressões algébricas aproximadas (escritas em termos dos valores nodais das variáveis dependentes) e, finalizando, a solução das equações algébricas por métodos iterativos.

Segundo Miguez (2008), para a correta resolução de um problema de fluidodinâmica computacional alguns parâmetros importantes devem ser definidos:

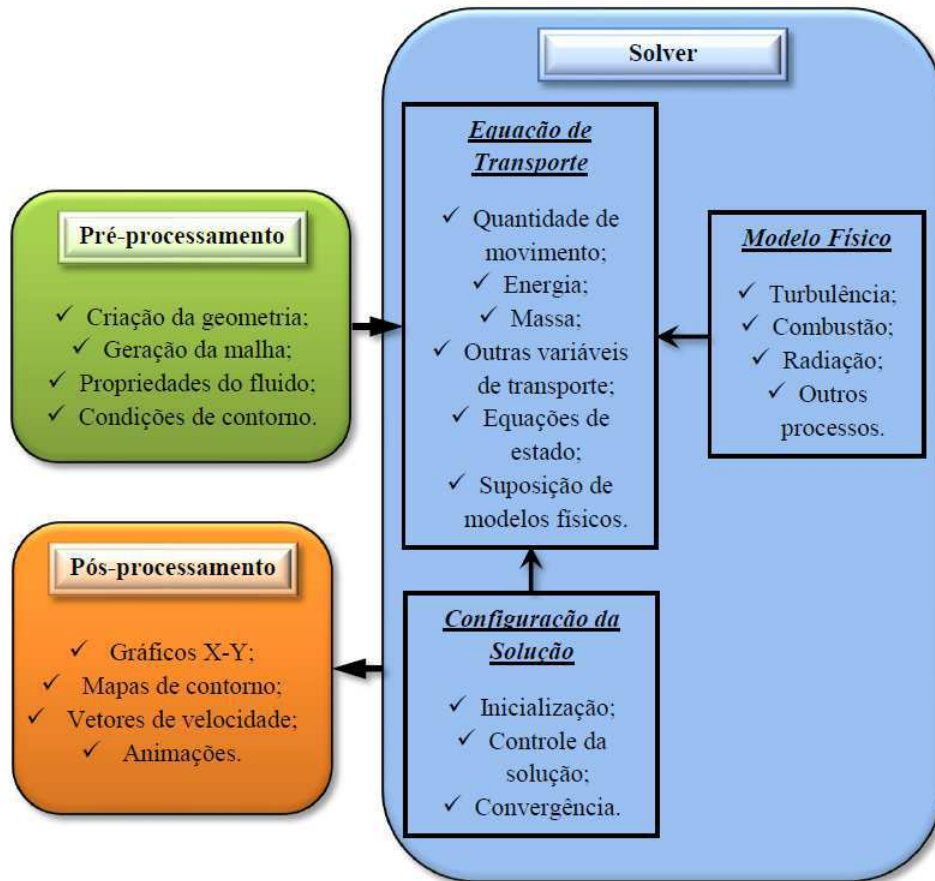
- ✓ Número máximo de iterações – valor no qual o *solver* será interrompido caso o resíduo de pelo menos uma variável alcance o valor determinado;
- ✓ Resíduo máximo – erro máximo aceitável (quando o resíduo de todas as variáveis calculadas se torna menor ou igual a esse valor, considera-se que a simulação convergiu, encerrando-se);
- ✓ *Timestep* – valor do ‘passo de tempo’ dado a cada iteração (fundamental para uma simulação transiente).

2.3.1.3 *Pós-processamento*

O pós-processamento é onde se podem visualizar qualitativamente e quantitativamente os resultados obtidos da simulação. Nesta etapa tem-se a liberdade de

manipular as propriedades calculadas (por exemplo, pressão, velocidade, temperatura, fração volumétrica, viscosidade) de acordo com o que se quer observar, variando-se desde valores pontuais até animações complexas. A Figura 8 resume os elementos que compõe cada uma das fases do *software* CFX.

Figura 8 – Etapas da análise do código CFX

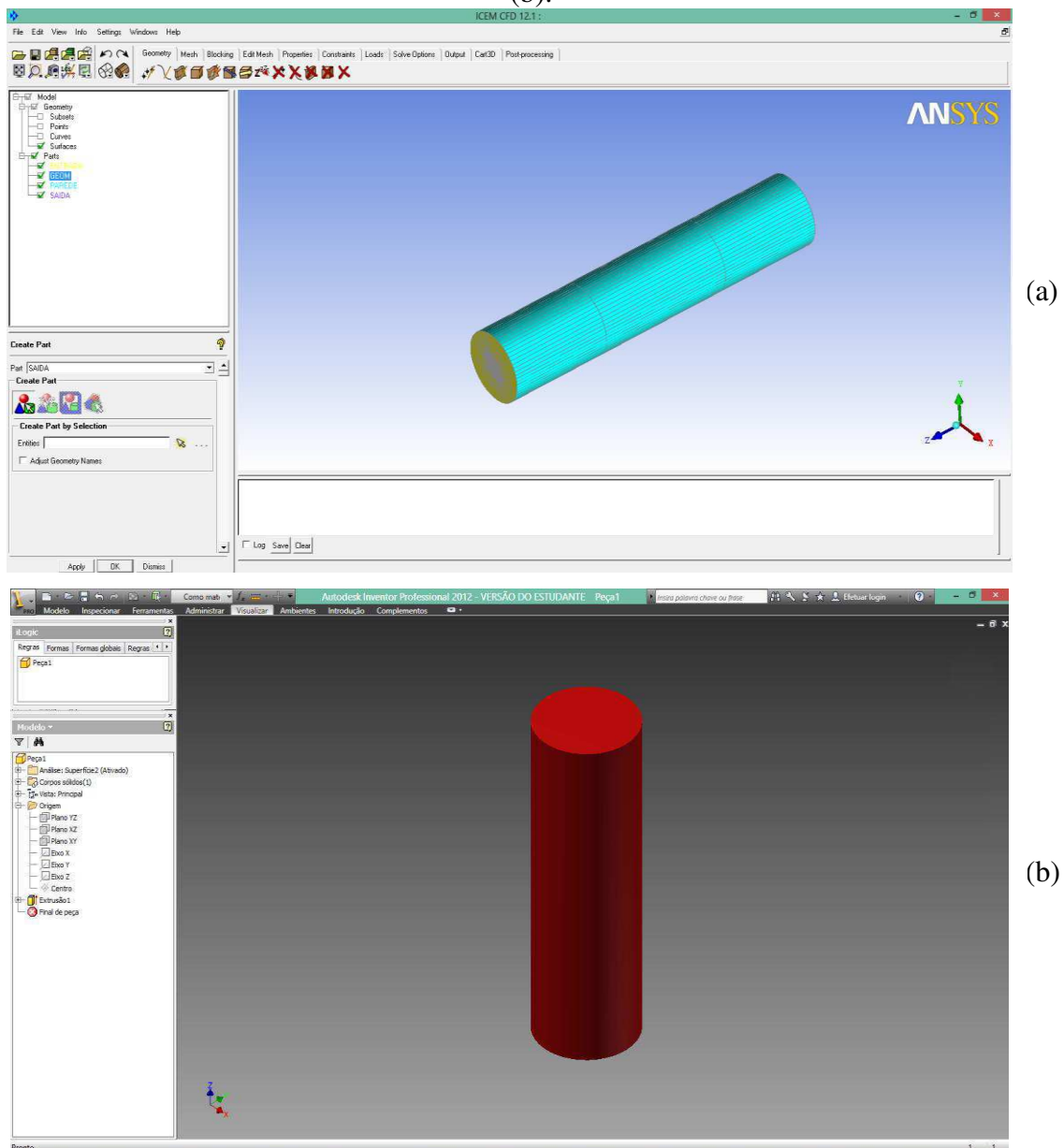


Fonte: Justi (2012).

2.3.2 Geração da geometria e da malha

Para realizar o estudo de um problema utilizando a fluidodinâmica computacional, inicialmente deve-se gerar uma geometria condizente com as condições que serão analisadas. Neste estudo utilizou-se para a construção da geometria o software *Autodesk Inventor Professional 2012* e o *ICEM CFD 12.1*. A interface de cada programa é mostrada na Figura 9.

Figura 9 – Interface do ICEM CFD 12.1 (a) e do *Autodesk Inventor Professional 2012* (b).



Fonte: elaborado pelo autor.

O software Inventor 3D CAD oferece um conjunto de ferramentas de fácil uso para projetos mecânicos e simulação de produtos. O uso do protótipo digital com o Inventor ajuda a conceber e validar seus produtos antes de serem construídos para oferecer melhores projetos reduzindo os custos de desenvolvimento.

O software ICEM CFD é utilizado para criar geometrias ou manipular outras já existentes e também como gerador de malhas integrado que são utilizadas em aplicações

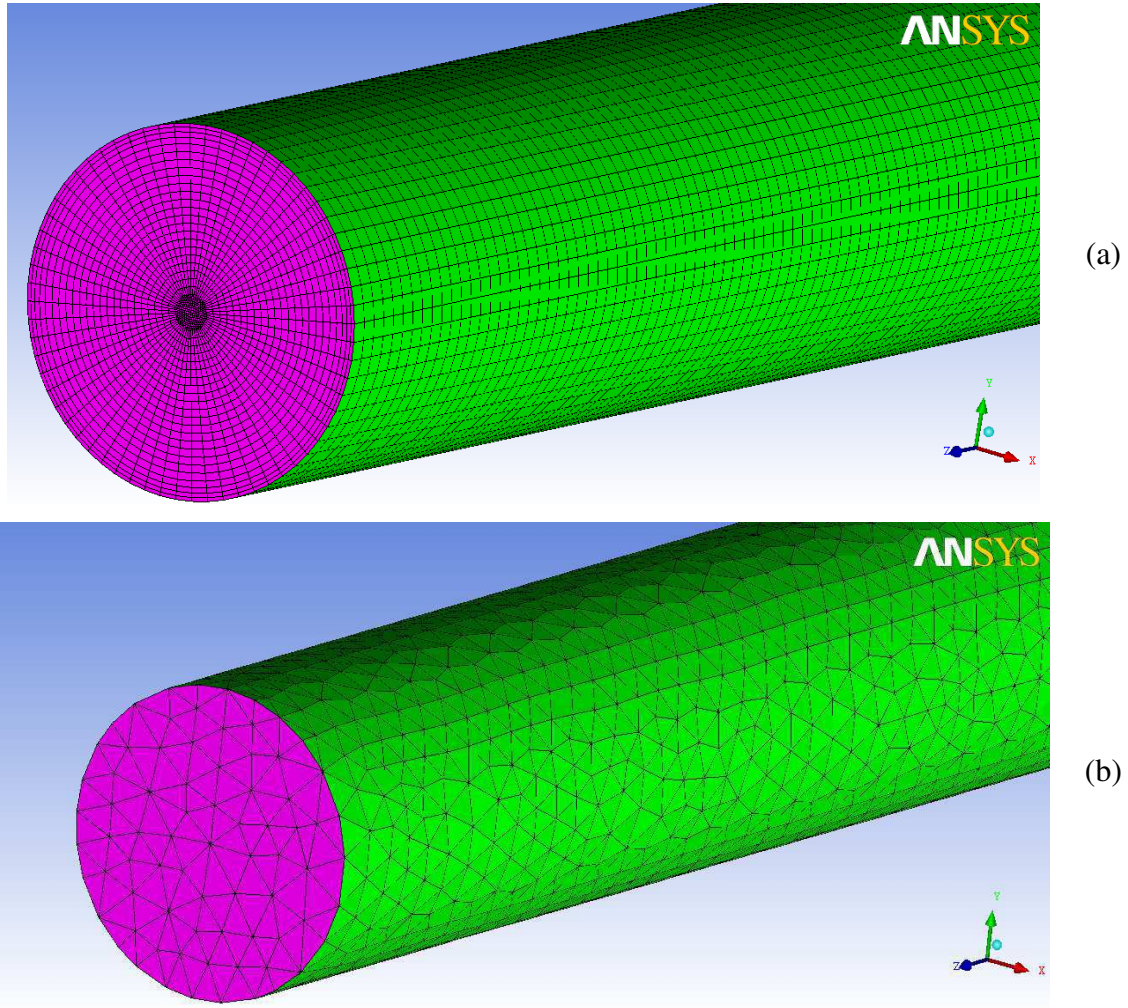
na engenharia, como fluidodinâmica e análise estrutural. Em resumo, o software fornece: aquisição de geometria avançada, geração e otimização de malhas.

As ferramentas de geração de malha do ANSYS ICEM CFD oferecem a capacidade de criar parametricamente malhas a partir de geometrias em diversos formatos, por exemplo, multibloco estruturado, não-estruturado, hexaédricos, elementos piramidais e prismáticos e malhas de superfície triangular e quadrangular (PADRÓN, 2012).

2.3.2.1 Tipos de malha

A configuração da malha que será gerada é fator de grande importância para a resolução dos problemas a partir da fluidodinâmica computacional. A escolha da malha que melhor se adequa ao problema proposto faz com que a solução obtida ao final da simulação se aproxime do real. Em contrapartida, quanto mais próximo a malha estiver da geometria real, maior o tempo computacional necessário devido ao maior refinamento requerido pela mesma. Neste sentido, é importante o domínio das técnicas existentes para a escolha que equilibre geometria e tempo computacional. Neste âmbito, destacam-se duas formas principais: as malhas estruturadas e as malhas não-estruturadas, conforme Figura 10.

Figura 10 – Exemplo de malha estruturada (a) e malha não-estruturada (b).



Fonte: elaborado pelo autor.

a) Malha estruturada

A malha estruturada se caracteriza por ter sempre o mesmo número de elementos vizinhos (apresentam uma linha de orientação dos elementos). Para sua construção exige-se procedimentos especiais que podem ser bastante trabalhosos.

A construção de malhas estruturadas pode ser feita através da técnica de multibloco, que tem como base a associação de blocos com diferentes subdomínios geométricos (SOUZA, 2011).

Em comparação com as malhas não-estruturadas, a elaboração da malha estruturada demanda maior tempo, porém, estas malhas geram menor número de células e conseqüentemente requer menor capacidade de armazenamento computacional.

b) Malha não-estruturada

As malhas não-estruturadas podem ter, para cada elemento, número e formato distinto dos vizinhos e por isso não apresenta uma clara lei de formação para seus elementos. Diante desta versatilidade, é um tipo de malha que tem maior capacidade de adaptação a geometrias mais robustas possibilitando a discretização de domínios complexos mais facilmente. No software ICEM CFD é gerada semi-automaticamente sendo mais fácil de construir em comparação com malhas estruturadas.

Como desvantagens das malhas não-estruturadas têm-se: problemas de ordenação em decorrência da diferença do número de elementos vizinhos, frequentes erros de geração e maior demanda da capacidade de armazenamento de dados.

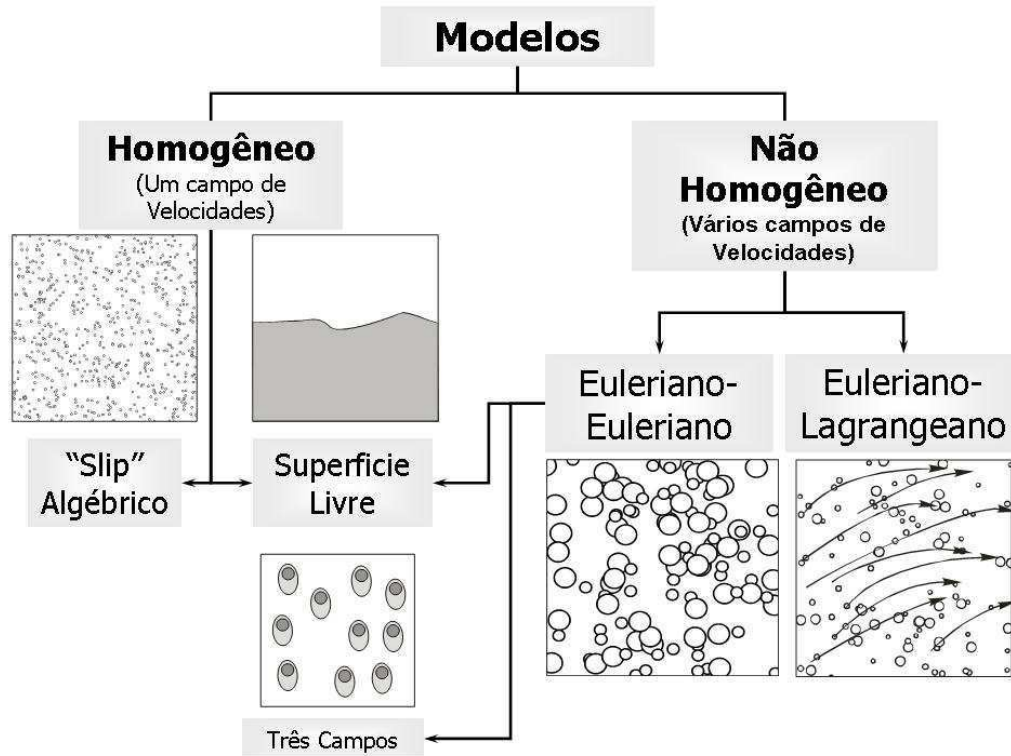
2.4 Modelagem para escoamento multifásico

Segundo Shoham (2006), a modelagem é a abordagem intermediária entre o método experimental e o rigoroso onde se constrói o modelo físico simplificado. Posteriormente este modelo é expresso matematicamente para fornecer ferramentas analíticas para predições e desenvolvimento de projetos. A modelagem está gradativamente tendo maior funcionalidade e, conseqüentemente, maior espaço na busca por soluções e predições.

Por modelagem, deve-se entender: determinar quais grandezas físicas (como temperatura, pressão, fração volumétrica) atuam sobre o sistema físico e como elas o afetam. Elabora-se um modelo a partir da aplicação de princípios físicos, descritos por leis de conservação adequadas ao fenômeno. Os modelos resultantes são expressos por equações que relacionam as grandezas relevantes entre si, para um contínuo de espaço e tempo (FORTUNA, 2012).

A modelagem matemática de um escoamento multifásico é a abordagem utilizada para formulação matemática desse tipo de escoamento. Os modelos podem ser classificados em homogêneos e não homogêneos, como mostrado na Figura 11.

Figura 11 - Classificação dos modelos de escoamento multifásico



Fonte: Paladino, 2005.

A premissa básica do modelo homogêneo é a que as fases estão intimamente misturadas, de tal forma que se pode admitir que a mistura é homogênea, ou seja, a distribuição espacial das fases em cada região do campo do escoamento encontra um fluido que é a mistura composta proporcionalmente por cada uma das fases. O modelo homogêneo de velocidade geralmente funciona bem para escoamentos finamente dispersos, por exemplo, emulsões líquido-líquido (RODRIGUEZ, 2011).

No modelo não homogêneo, cada fluido possui seu próprio campo de velocidade e os fluidos interagem através dos termos de transferência interfacial. Há um campo de solução para cada fase separada e as quantidades transportadas interagem através 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 (ANDRADE *et al.*, 2013).

Para o modelo não homogêneo existem duas vertentes utilizadas na modelagem matemática que se relacionam às fases dispersas do escoamento: modelo Euleriano-Euleriano e Euleriano-Lagrangeano.

2.4.1 Abordagem Euleriana-Euleriana

A abordagem Euleriana-Euleriana é o método mais utilizado para resolução de escoamento multifásico. É adequado para escoamentos onde as fases estão misturadas e as velocidades relativas entre as fases são consideradas, pois tanto a fase contínua quanto a fase dispersa são consideradas como meios contínuos. De acordo com Santos (2009), nesta abordagem considera-se a massa de líquido arrastada pelas bolhas como uma ‘pseudo-fase’ que se movimenta com a velocidade das bolhas, porém, a sua massa é considerada no balanço de massa da fase líquida.

Esta técnica de modelagem, 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, 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 (ANDRADE *et al.*, 2013).

O modelo Euleriano-Euleriano considera tanto a fase contínua quanto a fase dispersa como meios contínuos onde um sistema referencial estático é usado na dedução das equações governantes (PALADINO, 2005).

2.4.2 Abordagem Euleriana-Lagrangeana

Na abordagem Euleriana-Lagrangeana é resolvida uma equação da conservação da quantidade de movimento para cada partícula em um sistema de referência que se movimenta com a partícula.

Segundo Barbosa (2012), este sistema é restrito apenas para sistemas dispersos, onde seu mecanismo consiste na resolução de um sistema de equações de conservação (energia, massa, quantidade de movimento) para a fase contínua, e com os campos de velocidade dessa fase são calculadas as trajetórias dessas partículas.

O modelo Lagrangeano resolve uma equação de conservação para cada partícula, em um sistema referencial que se movimenta (PALADINO, 2005).

Segundo Santos (2009), a principal limitação desse modelo é ser restrito a escoamento disperso e com baixas frações volumétricas dispersas, já que neste caso, são necessárias tantas equações quanto for o número de partículas presentes no domínio.

Para utilizar este modelo, a fração volumétrica das fases dispersas tem que ser baixas, visto que, para cada partícula dispersa será necessária uma equação correspondente. Portanto, para grande número de partículas, maior será a quantidade de equações desfavorecendo o uso do modelo (BARBOSA, 2012).

Uma vantagem deste modelo é o fácil tratamento para sistemas polidispersos, ou seja, quando as partículas possuem uma distribuição de tamanho relativamente amplo e não pode ser considerado um único tamanho das partículas (SANTOS, 2009).

2.4.3 Equações governantes

O modelo matemático que descreve o escoamento multifásico consiste de um sistema de equações diferenciais parciais (equações de conservação da massa, da quantidade de movimento linear) conhecidas como as equações de Navier-Stokes

aplicadas para cada fase do escoamento e são válidas em regime laminar e turbulento. Soluções analíticas para as equações de Navier-Stokes completas ainda são desconhecidas e as soluções numéricas, ainda que possíveis, são extremamente custosas do ponto de vista computacional. Nesses casos, empregam-se modelos matemáticos que, de uma maneira geral, são baseados em valores médios das equações instantâneas de Navier-Stokes aplicadas a cada fase do escoamento (BARBOSA, 2011).

Segundo Andrade *et al.* (2013), o modelo matemático para escoamento de fluidos é composto pelas equações de conservação (massa, energia e quantidade de movimento), condições iniciais e de contorno, e por uma equação constitutiva mecânica que estabeleça a relação entre o campo de tensões e o campo de velocidade no escoamento. Para o caso geral é tem-se as seguintes equações de conservação:

- Equação da conservação da massa da mistura

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_i \rho_i) + \nabla \cdot (f_i \rho_i \vec{U}_i) = S_{MS_i} + \sum_{\beta=1}^{N_p} \Gamma_{i\beta} \quad (3)$$

Considerando uma fase i correspondente a cada fase do escoamento, f é a fração volumétrica, ρ é a densidade, $\vec{U}_i = (u, v, w)$ é o vetor velocidade correspondente a cada fase. O termo S_{MS_i} é o termo de fonte de massa e $\Gamma_{i\beta}$ é o termo de difusividade mássica considerando i e β como as fases envolvidas.

- Equação da quantidade de movimento

$$\begin{aligned} \frac{\partial(f_i \rho_i \vec{U}_i)}{\partial t} + \nabla \cdot [f_i (\rho_i \vec{U}_i \otimes \vec{U}_i)] = & -f_i \nabla p_i + \vec{S}_{Mi} + \vec{M}_i \\ & + \nabla \cdot \{f_i \mu_{ef,i} [\nabla \vec{U}_i + (\nabla \vec{U}_i)^T]\} \end{aligned} \quad (4)$$

onde p_i é a pressão estática na fase i , \vec{M}_i forças interfaciais agindo na fase i devido à presença de outras forças (arraste, interfacial, de sustentação, de lubrificação de parede, de massa virtual e de dispersão turbulenta), \vec{S}_{Mi} descreve as forças de momento devido

às forças de corpo externas (força gravitacional), $\mu_{ef,i}$ é a viscosidade efetiva da fase i definido por:

$$\mu_{ef,i} = \mu_i + \mu_{t_i} \quad (5)$$

onde μ_{t_i} , μ_i é a viscosidade turbulenta e viscosidade da fase i , respectivamente.

A força total da fase i interagindo com outras fases é dada pelo somatório das forças interfaciais entre duas fases decorrentes de efeitos físicos independentes, definidos por:

$$\vec{M}_i = \sum_{i \neq \beta} \vec{M}_{i\beta} \Rightarrow \vec{M}_{i\beta} = \vec{M}_{i\beta}^D + \vec{M}_{i\beta}^L + \vec{M}_{i\beta}^{Lub} + \vec{M}_{i\beta}^{MV} + \vec{M}_{i\beta}^{DT} + \vec{M}_S \quad (6)$$

onde $M_{i\beta}^D$, $M_{i\beta}^L$, $M_{i\beta}^{Lub}$, $M_{i\beta}^{MV}$, $M_{i\beta}^{DT}$, M_S corresponde respectivamente a: forças de arraste interfacial, de dissipação, de lubrificação na parede, de massa virtual, força de dispersão turbulenta e força de pressão entre os sólidos.

A força de arraste entre duas fases i e β pode ser determinada por:

$$\vec{M}_{i\beta}^D = \frac{1}{8} C_D \rho_i A |\vec{U}_\beta - \vec{U}_i| (\vec{U}_\beta - \vec{U}_i) \quad (7)$$

sendo C_D o coeficiente de arraste e A a densidade de área interfacial.

- Equação da energia

$$\frac{\partial(f_i \rho_i h_{tot_i})}{\partial t} + \nabla \cdot [f_i (\rho_i \vec{U}_i h_{tot_i} - \lambda_i T_i)] = \sum_{\beta=1}^{N_p} (\Gamma_{i\beta}^+ h_\beta - \Gamma_{\beta i}^+ h_i) + Q_i + S_i \quad (8)$$

onde h_i é a entalpia estática da fase i , T_i é a temperatura estática (termodinâmica), S_i é

a fonte de calor externa, λ_i condutividade térmica da fase i , $\sum_{\beta=1}^{N_p} (\Gamma_{i\beta}^+ h_\beta - \Gamma_{i\beta}^+ h_i)$ é a

transferência de calor induzida pela transferência de massa na fase i , Q_i representa a

transferência de calor para a fase i devido à interação com outras fases dado por:

$$Q_i = \sum_{i \neq \beta} Q_{i\beta} \quad (9)$$

onde

$$Q_{i\beta} = -Q_{\beta i} \Rightarrow \sum Q_i = 0 \quad (10)$$

A transferência de calor na interface, geralmente é descrito em termos do coeficiente global da transferência de calor, $h_{i\beta}$, que é o calor que atravessa uma determinada área por unidade de tempo, pela diferença de temperatura entre as fases. Assim, a taxa de transferência de calor por unidade de tempo, $Q_{i\beta}$, através da densidade de área interfacial de fase, por unidade de volume, $A_{i\beta}$, da fase i para a fase β , é dado por:

$$Q_{i\beta} = h_{i\beta} A_{i\beta} (T_\beta - T_i) \quad (11)$$

De forma análoga a transferência de momento, tem-se:

$$Q_{i\beta} = c_{i\beta}^{(h)} (T_\beta - T_i) \quad (12)$$

onde $c_{i\beta}^{(h)}$ é o coeficiente de transferência de calor volumétrico, descrito por:

$$c_{i\beta}^{(h)} = h_{i\beta} \cdot A_{i\beta} \quad (13)$$

Expressando o coeficiente de transferência de calor em termos do número de Nusselt adimensional, tem-se:

$$\bar{h} = \frac{\lambda \cdot Nu}{d} \quad (14)$$

Considerando o modelo de partícula, λ é a condutividade térmica da fase contínua e d o diâmetro da fase dispersa.

2.4.4 Modelos de turbulência

De acordo com Simões (2009), algumas características do escoamento turbulento são:

- ✓ Irregularidade e aleatoriedade;

- ✓ Rápida taxa de difusão de momento e calor devido à mistura macroscópica das partículas do fluido;
- ✓ Altos níveis de vorticidade;
- ✓ Alta dissipação, que acarreta em um maior suprimento de energia para compensar as perdas viscosas.

As variáveis em um escoamento turbulento não são determinísticas em detalhes e devem ser tratadas como variáveis randômicas, portanto são necessárias manipulações matemáticas para se definir um valor médio destas variáveis (SIMÕES, 2009).

A partir da variação das propriedades envolvidas no comportamento do escoamento turbulento existem diferentes abordagens de estudo deste escoamento, dentre os quais citam-se a simulação numérica direta (DNS – *Direct Numerical Simulation*), simulação de grandes escalas (LES – *Large Eddy Simulation*) e as equações médias de Reynolds (RANS – *Reynolds Average Navier-Stokes*).

Na técnica DNS as equações de Navier-Stokes são resolvidas numericamente sem a imposição de um modelo de turbulência, ou seja, todas as escalas de espaço e tempo são solucionadas. Para isso é necessário além de um grande refinamento de malha, esquemas de discretização temporal e espacial de alta ordem. Em consequência do elevado número de cálculos necessários, o custo computacional é bastante alto inclusive para sistemas de baixa turbulência.

Quando se utiliza a técnica LES, as grandes escalas são resolvidas e apenas as menores escalas são modeladas dependendo da discretização temporal e espacial.

A metodologia LES se apresenta como uma alternativa intermediária entre DNS e RANS, sendo resolvidas as grandes estruturas, que transportam a maior parte da energia, modelando apenas as menores. Parte-se do princípio que pequenas estruturas

apresentam um comportamento mais homogêneo e isotrópico e são menos sensíveis a condições de contorno (SPODE, 2006).

Quando se aplica o conceito de média temporal, decompondo a variável em uma parte média e outra flutuante, obtém-se as equações médias de Reynolds – RANS, que de maneira geral tem as variáveis decompostas de acordo com a Equação 12.

$$A(t) = \bar{A} + A' \quad (15)$$

sendo $A(t)$ uma variável temporal qualquer, \bar{A} representando a média temporal e A' a flutuação turbulenta.

O método RANS utiliza as equações de Navier-Stokes exatas e instantâneas (transformadas em equações exatas médias) através do cálculo da média temporal de todos os termos das equações representativas do escoamento.

De acordo com Pereira (2010), dentre os modelos de turbulência RANS, os que mais aplicam às equações médias de Navier-Stokes são: primeiramente o modelo da viscosidade turbulenta e, posteriormente, o modelo de tensões de Reynolds.

No primeiro modelo, resolvem-se as equações de transporte da quantidade de movimento, da energia cinética de turbulência e da dissipação de energia cinética de turbulência (modelo κ - ϵ) ou da dissipação específica (modelo κ - ω). No segundo modelo, resolvem-se também, mais seis equações de transporte representativas das tensões de Reynolds.

2.4.4.1 Modelo de turbulência κ - ϵ padrão

Dentre os tratamentos para fluxos turbulentos, o que se destaca por ser mais amplamente utilizado em aplicações industriais é o modelo κ - ϵ padrão. Este modelo de duas equações segue a metodologia RANS e tem como vantagem fornecer um bom alinhamento entre a complexidade do caso analisado e o custo computacional,

especialmente para aqueles que não demandam recursos computacionais avançados além de robustez, economia e razoável precisão para uma gama de escoamentos turbulentos.

De acordo com Simões (2009), o modelo κ - ε envolve duas equações diferenciais de transporte: uma para a energia cinética turbulenta, κ , e uma para a taxa de dissipação de energia cinética turbulenta por unidade de massa, ε .

O ímpeto original para o modelo κ - ε padrão foi melhorar o modelo de comprimento de mistura, bem como encontrar uma alternativa para a prescrição algébrica da escala de comprimento turbulenta de escoamentos, de moderada a alta complexidade (PEREIRA, 2010).

A viscosidade turbulenta neste modelo é dada por:

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (16)$$

onde C_μ é uma constante do modelo de turbulência κ - ε , κ energia cinética turbulenta e ε taxa de dissipação de energia cinética turbulenta.

As equações de transporte de onde é obtida a energia cinética turbulenta, κ , e a taxa de dissipação, ε , são:

$$\frac{\partial(\rho_i k)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_i \vec{U}_i k) = \nabla \cdot \left[\left(\mu_i + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right] + P_k + P_{kb} - \rho_i \varepsilon \quad (17)$$

$$\frac{\partial(\rho_i \varepsilon)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_i \vec{U}_i \varepsilon) = \nabla \cdot \left[\left(\mu_i + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon \right] + \frac{\varepsilon}{k} (C_{\varepsilon 1} P_k - C_{\varepsilon 2} \rho \varepsilon + C_{\varepsilon 1} P_{\varepsilon b}) \quad (18)$$

onde P_{kb} e $P_{\varepsilon b}$ representam a influência das forças de flutuação. As influências das forças de flutuação só entram nos cálculos da energia cinética turbulenta e da taxa de dissipação caso seja definida como condição no pré-processamento no CFX-Pre. O parâmetro P_k é a produção da turbulência devido as forças viscosas definida como:

$$P_k = \mu_t \nabla \vec{U}_i \cdot (\nabla \vec{U}_i + \nabla \vec{U}_i^T) - \frac{2}{3} \nabla \cdot \vec{U}_i (3\mu_t \nabla \cdot \vec{U}_i + \rho k) \quad (19)$$

Para escoamento incompressível, $\nabla \cdot \vec{U}_i$ é muito pequeno e o segundo termo da Equação 16 não contribui significativamente para a produção da turbulência. Para escoamento compressível, $\nabla \cdot \vec{U}_i$ só é grande em regiões com elevada divergência de velocidade tais como choques (ANSYS, 2012).

Para o modelo turbulência κ - ε padrão tem-se os valores para as constantes empíricas (ANSYS, 2012) apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Constantes empíricas utilizadas no modelo de turbulência κ - ε padrão.

C_μ	σ_k	σ_ε	$C_{\varepsilon 1}$	$C_{\varepsilon 2}$
0,09	1,0	1,3	1,44	1,92

2.4.4.2 Modelo de turbulência κ - ε renormalizado (RNG κ - ε)

O modelo RNG κ - ε é baseado na análise renormalizada do grupo de equações de Navier-Stokes. O modelo difere do κ - ε padrão na equação da taxa de dissipação que foi modificada com o objetivo de melhorar o desempenho do mesmo.

O modelo κ - ε “*Renormalisation Group*” (RNG) foi desenvolvido utilizando uma técnica estatística rigorosa, o método de renormalização, que renormaliza as equações de Navier-Stokes para explicar os efeitos da menor escala do movimento (PEREIRA, 2010).

As equações de transporte do modelo de turbulência RNG κ - ε são:

$$\frac{\partial(\rho_i k)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_i \vec{U}_i k) = \nabla \cdot \left[\left(\mu_i + \frac{\mu_t}{\sigma_{k-RNG}} \right) \nabla k \right] + P_k + P_{kb} - \rho_i \varepsilon \quad (20)$$

$$\frac{\partial(\rho_i \varepsilon)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_i \vec{U}_i \varepsilon) = \nabla \cdot \left[\left(\mu_i + \frac{\mu_t}{\sigma_{\varepsilon-RNG}} \right) \nabla \varepsilon \right] \quad (21)$$

$$+ \frac{\varepsilon}{k} (C_{\varepsilon 1-RNG} P_k - C_{\varepsilon 2-RNG} \rho \varepsilon + C_{\varepsilon 1-RNG} P_{sb})$$

onde:

$$C_{\varepsilon 1-RNG} = 1,42 - f_{\eta} \quad (22)$$

$$f_{\eta} = \frac{\eta \left(1 - \frac{\eta}{4,38} \right)}{\left(1 + \beta_{RNG} \eta^3 \right)} \quad (23)$$

$$\eta = \sqrt{\frac{P_k}{\rho C_{\mu-RNG} \varepsilon}} \quad (24)$$

sendo η , β_{RNG} e f_{η} constantes adicionais do modelo. Os valores conhecidos das constantes do modelo RNG κ - ε são dadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Constantes empíricas utilizadas no modelo de turbulência RNG κ - ε .

$C_{\mu-RNG}$	σ_{k-RNG}	$\sigma_{\varepsilon-RNG}$	$C_{\varepsilon 2-RNG}$
0,085	0,7179	0,7179	1,68

2.4.4.3 Modelo 'zero equação' (Zero Equation Model)

É um modelo simples que calcula o valor global da viscosidade turbulenta μ_t , a partir da velocidade média e o comprimento da geometria, utilizando fórmulas empíricas. Sendo assim, por não ter equações de transporte adicional, esse modelo é chamado 'equação zero' (*Zero Equation Model*).

O *Zero Equation Model* utiliza uma equação algébrica para calcular as contribuições viscosas de vórtices turbulentos. A constante de viscosidade turbulenta é calculada para todo o domínio de escoamento (ANSYS, 2012).

A viscosidade turbulenta é modelada como produto da velocidade (U_t) e comprimento (l_t) na turbulência, como proposto por Prandtl e Kolmogorov. Neste caso, tem-se:

$$\mu_t = \rho f_{\mu} U_t l_t \quad (25)$$

onde f_μ é uma constante de proporcionalidade e a velocidade U_t é considerada neste modelo como a velocidade máxima no domínio fluido. Sendo V_D o volume do domínio fluido, o comprimento l_t é obtido através da Equação 23.

$$l_t = \frac{\sqrt[3]{V_D}}{7} \quad (26)$$

De acordo com o guia de modelagem do Ansys CFX (2012), para um escoamento utilizando o modelo de turbulência κ - ϵ , no qual uma fase diluída é dispersa em uma fase contínua, recomenda-se usar o Modelo Zero Equação para fase dispersa (*Dispersed Phase Zero Equation*). Esse modelo assume que a viscosidade turbulenta da fase dispersa, $\mu_{t,d}$, é proporcional a viscosidade turbulenta da fase contínua, $\mu_{t,c}$, da seguinte forma:

$$v_{t,d} = \frac{v_{t,c}}{\text{Pr}_t} \Rightarrow \mu_{t,d} = \left(\frac{\rho_d}{\rho_c} \right) \frac{\mu_{t,c}}{\text{Pr}_t} \quad (27)$$

onde Pr_t é um número de Prandtl turbulento que relaciona a viscosidade cinemática turbulenta da fase dispersa, $v_{t,d}$, com a viscosidade cinemática turbulenta da fase contínua, $v_{t,c}$.

2.5 Vazamentos em oleoduto

Cardoso (2004) define oleoduto ou duto como o nome genérico dado às tubulações utilizadas para transportar grandes quantidades de petróleo e derivados. Este é o meio mais econômico e seguro de movimentação de cargas líquidas derivadas de petróleo na atualidade, já que faz a interligação entre as fontes produtoras, refinarias, terminais de armazenagem, bases distribuidoras e centros consumidores.

O transporte de fluidos por tubulação é imprescindível, pois acarreta em um menor custo em longo prazo para o deslocamento do fluido. Entretanto, as tubulações

com o passar do tempo sofrem as mais diversas ações intrínsecas, bem como extrínsecas, ocasionando a deterioração das paredes do duto e, conseqüentemente, o aparecimento de vazamentos (SILVA, 2009).

Os acidentes de origem tecnológica (corrosão, trincas, erros de escavação, etc.) são, em sua grande maioria, previsíveis, razão pela qual há de se trabalhar principalmente na prevenção destes episódios, sem esquecer obviamente a preparação e intervenção quando da ocorrência dos mesmos (BARBOSA, 2012).

Segundo Macias (2004), diferentes tipos de vazamentos podem ocorrer em tubulações. O vazamento por ruptura é o de menor frequência, porém muito perigoso, uma vez que, que pode causar graves impactos ambientais principalmente em áreas remotas e com tubulações submersas. No entanto, são mais fáceis de ser detectados por causarem quedas significativas de pressão e discrepância de volume. Já os vazamentos que surgem a partir de corrosão, erosão, fadiga, defeitos na solda ou em junções, as quedas de pressão e volume são em menor proporção e por isso dificultam a detecção do mesmo podendo levar a grandes perdas de produtos.

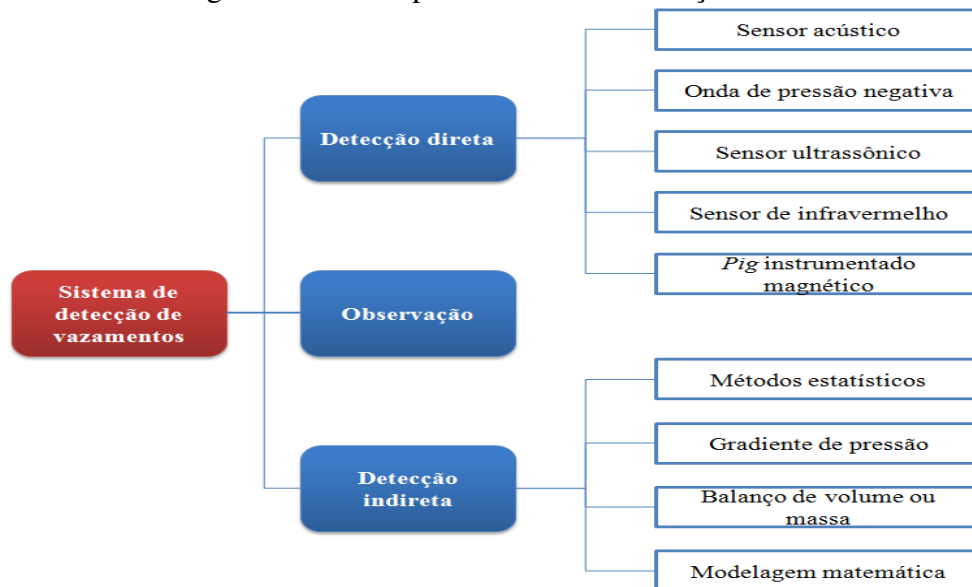
Atualmente, com o gradativo aumento da preocupação sócio-ambiental, vê-se que um incidente envolvendo vazamento de dutos, traz prejuízos para a indústria petrolífera que vão além do tempo de inatividade e despesas com ações corretivas. Dessa forma, se torna cada vez mais essencial o uso de sistemas de detecção de vazamentos de alta precisão e baixo custo.

Atualmente tem-se aplicado diferentes métodos de detecção. Um problema comum a maioria destes métodos é a elevada taxa de falsos alarmes. Os alarmes falsos são indesejáveis, pois geram trabalho extra para a equipe de operação, reduz a confiança dos operadores no sistema e em consequência disto, um vazamento real pode ser negligenciado (ZHANG, 1996).

2.5.1 Métodos de detecção de vazamento

Diferentes métodos de detecção de vazamentos são utilizados para controlar a integridade de um oleoduto. De um modo geral, Zhang (1996) os classificou em três categorias: método de observação, método de detecção direta (métodos baseados em *hardware*) e método de detecção indireta (métodos baseados em *software*), conforme Figura 12.

Figura 12 – Principais métodos de detecção de vazamento.



Fonte: elaborado pelo autor, baseado em Zhang (1996).

2.5.1.1 Método de observação

É a forma mais simples de detectar vazamentos e deve ser realizada por pessoal experiente para detectar e localizar um vazamento através de inspeção visual, odor ou som que podem ocorrer ao longo da tubulação. Para eficiência do método, deve-se ter inspeções regulares sobre toda a integridade da linha, o que gera alto custo e tempo para realização. Além disso, nem em todas as linhas de distribuição é possível essa observação, já que muitas estão em localidades de difícil acesso humano como dutos submersos, na terra ou no mar.

2.5.1.2 Método de detecção direta (métodos baseados em hardware)

Na detecção direta, dispositivos de hardware são utilizados para auxiliar a detecção e localização de vazamentos. Ao longo da tubulação são dispostos equipamentos que emitem sinais que denunciam a presença de vazamento.

Os dispositivos típicos são os sensores acústicos, detectores de gás, detectores de pressão negativa e sensores térmicos de infravermelho (ZHANG, 1996). O método subdivide-se em:

a) Sensores acústicos

O princípio de funcionamento deste método é baseado na instalação de detectores acústicos (microfone) que captam a energia acústica gerada pelo escape do fluido ao longo da tubulação. São métodos que podem detectar vazamentos muito pequenos em curto espaço de tempo, porém nem sempre é eficiente já que existem ruídos oriundos de compressores e válvulas que podem ocasionar um falso alarme.

De acordo com Colombaroli *et al.* (2009), o mecanismo ocorre da seguinte forma: como teoricamente a onda viaja com a velocidade do som, apresentando apenas uma diminuição gradual ao se propagar, devido ao atrito, então são utilizados dois transdutores de pressão instalados nas extremidades das seções para calcular a posição do vazamento com razoável precisão. Em cada seção observa-se uma queda da pressão, que é reflexo da passagem da onda, que pode ser seguida de uma recuperação parcial.

b) Sensores ultra-sônicos

Os sensores detectam ruídos na faixa de frequência ultrassônica que, neste caso, são associados ao vazamento. O sensor deste tipo de detecção deve ser desenvolvido cuidadosamente de modo a filtrar ruídos externos.

c) Onda de pressão negativa

No instante em que o vazamento ocorre há uma queda de pressão no local originando uma onda de pressão negativa que se propaga à velocidade do som nos sentidos montante e jusante até que seja alcançado um novo estado estacionário. Essa pressão negativa viaja a grandes distâncias apenas com atenuação moderada, providenciando uma detecção rápida para grandes tubulações. Para calcular a posição do vazamento com razoável precisão, transdutores de pressão são instalados nas extremidades das seções.

Segundo Martins (2011), este método requer uma filtragem correlativa dos dados para diferenciar o sinal gerado tipicamente pelo vazamento, de outros sinais que se propagam pela tubulação e que fazem parte de manobras inerentes à operação normal do duto, como abertura e fechamento de válvulas, bombas. Apresenta como vantagens a rápida detecção e boa precisão na localização dos vazamentos, em contrapartida, sua desvantagem está na deficiência do volume vazado e na detecção de vazamentos pré-existentes ou que surgem gradativamente.

d) Sensores de infravermelho

Este método considera que o vazamento pode ocasionar mudança de temperatura ao redor da tubulação avariada. Sendo assim, são colocados sensores sensíveis à presença de metano e etano na atmosfera através de seu espectro infravermelho. Este método tem como vantagem sua versatilidade quanto a sua utilização: pode ser usado com patrulha em veículos, helicópteros ou sistemas portáteis e, assim, cobrir vários quilômetros da tubulação em um dia.

e) *Pig* instrumentado magnético

Neste método, a evidência de vazamento pode ser deduzida pelas mudanças nas propriedades eletromagnéticas. Neste sistema, um campo magnético é aplicado sobre a

superfície de interesse; sensores colocados na parte central deste campo monitoram de forma contínua o fluxo magnético e detectam a fuga do magnetismo proveniente de descontinuidades volumétricas, especialmente devido à corrosão (ARAÚJO, 2012).

2.5.1.3 Método de detecção indireta (métodos baseados em software)

No método indireto, o computador é utilizado como ferramenta auxiliar na detecção de vazamento. Este geralmente trabalha em conjunto com os sensores visando detectar qualquer falha. Sistemas de detecção de vazamentos com controle supervisão de aquisição de dados, por exemplo, estão sendo utilizados para realizar a detecção através de dados de fluxos, pressão, temperatura, etc. (BEZERRA, 2008). Pode ser dividido da seguinte forma:

a) Métodos estatísticos

Este método calcula a probabilidade da ocorrência de um vazamento baseado em medidas de vazão mássica e pressão, comparando-as com mudanças na relação entre duas variáveis (MARTINS, 2011).

Segundo Santos (2010), o método calcula a probabilidade do vazamento, avisando o tamanho do vazamento e sua localização aproximada, baseada em medidas de fluxo e pressão. Tem como vantagem a baixa taxa de alarmes falsos, pois as variações geradas por mudanças operacionais são registradas. Isto assegura que o alarme de vazamento ocorre quando houver um padrão único de mudanças no fluxo e pressão. Assim, as características do escoamento providenciam ao sistema uma capacidade de adaptar-se às mudanças ocorridas na tubulação e nos instrumentos de medida associados.

b) Balanço de volume ou massa

Este método consiste na medição da diferença da vazão de entrada e saída de volume ou massa da seção da tubulação em análise. Caso esta diferença atinja um valor

maior do que a tolerância pré-estabelecida, então há a presença de um vazamento e, conseqüentemente, um alarme é acionado.

Os alarmes falsos podem ocorrer devido à dependência da taxa de escoamento com os parâmetros do fluido (temperatura, pressão, densidade e viscosidade). Para aumentar a eficiência do sistema são realizadas medições regulares das variáveis ao longo da tubulação ou podem ser previstas por um modelo de cálculo. Este método não fornece a localização do vazamento, ele apenas indica a presença ou não de um vazamento (COLOMBAROLI *et al.*, 2009).

A detecção de vazamentos utilizando o referido método é aplicada para dutos que transportam líquidos e apresenta como principal vantagem a quantificação do volume vazado. Por outro lado, as principais desvantagens são a imprecisão na localização do vazamento e a necessidade de transmissores de pressão, temperatura e vazão muito bem calibrados (MARTINS, 2011).

c) Gradiente de pressão

Este método baseia-se no pressuposto de que a ocorrência de um vazamento está ligada a uma mudança no gradiente de pressão, ou seja, o princípio por trás do método é que a pressão decrescerá no duto com o aparecimento de um vazamento. Utilizando esta técnica, o vazamento é localizado com razoável precisão.

Um fator crítico de um sistema de detecção de vazamento que considere tomadas de pressão é a identificação de variações devidas a regimes transientes de fluxo. Assim, o sistema deve analisar a existência do transiente e aguardar para alarmar somente quando tal transiente esteja terminado. Isso limita o método a operar somente em condições de fluxo permanente e, quando na ocorrência de vazamento durante um regime transiente, o mesmo será desprezado (SCUCUGLIA, 2006).

d) Modelagem matemática

Nesta técnica modela-se matematicamente o fluxo do fluido na tubulação utilizando solução de equações da conservação de massa, momento e energia associada à equação de estado e de formulação específica para o fator de atrito que são resolvidas por meio de técnicas computacionais.

O método requer que sejam medidas nas seções de entrada e saída da tubulação o fluxo, pressão e temperatura e, então, utilizadas para detectar o vazamento, via discrepâncias dos valores medidos e calculados. Apesar deste método fornecer a localização do vazamento, é necessário uma manutenção muito especializada e seu custo é alto (ARAÚJO, 2012).

Muitos trabalhos na literatura tratam da problemática de vazamentos em redes de dutos.

Scucuglia (2006) desenvolveu um sistema de simulação do escoamento e controle de vazamento para uma rede de distribuição de gás natural a partir do método de balanço de volume. Para a localização do vazamento utilizou-se de um Sistema de Redes Neurais Artificiais (RNA) no qual foi possível obter uma ferramenta funcional para auxiliar as distribuidoras de gás natural na operação de deslocamento desse fluido.

Colombarolli (2009) desenvolveu um programa na linguagem VB. NET com o objetivo de avaliar a aplicação do sistema de detecção acústica de vazamentos em dutos retilíneos de petróleo, onde, sabendo as condições iniciais de operação (diâmetro da tubulação, pressão e velocidade), obtém-se o tempo médio de detecção de um vazamento considerando dois sensores acústicos de altas sensibilidades.

Santos (2010) apresentou a construção e validação de um modelo de simulação numérica adequada para a detecção de vazamento baseado na inspeção acústica, na qual

comparou-se os resultados obtidos com resultados experimentais oriundos de um oleoduto piloto obtendo uma boa concordância entre os resultados da análise.

Martins (2011) realizou ensaios experimentais em escoamento monofásico e bifásico variando a vazão em um tubo de 1500 metros de comprimento e 50 mm de diâmetro. Neste duto foram colocadas válvulas ao longo do comprimento da tubulação para a aquisição de sinais acústicos, visando o desenvolvimento de uma metodologia experimental de caracterização e análise da propagação acústica. Os resultados referentes a velocidade de propagação acústica em escoamentos monofásicos evidenciaram a influência da presença do gás dissolvido e bolhas de cavitação, enquanto que no bifásico verificou-se a existência de um regime de escoamento que variou de bolhas a pistonado.

Garcia *et al.* (2011) fez análise da fluidodinâmica do vazamento (diâmetro 4 mm) em uma seção de duto de 2 metros de comprimento totalmente preenchido com água para aplicação na indústria do petróleo. Para isso utilizou o software COMSOL e experimentos, verificando que na prática, medir a velocidade dentro do furo torna-se bastante difícil e exigiria sensores muito sensíveis.

3 METODOLOGIA

Utilizou-se para o desenvolvimento do trabalho duas formas distintas de construção, caracterização de parâmetros e análise. A primeira forma foi adotada para avaliar o efeito do diâmetro do vazamento onde só se analisou os resultados obtidos no regime permanente, enquanto que a segunda forma foi utilizada para avaliar os efeitos da rugosidade do duto, com e sem vazamento, e da temperatura e a análise foi realizada utilizando os resultados do regime transiente utilizando para tal o regime permanente como condição inicial.

3.1 Modelagem matemática

A modelagem foi feita para os casos que utilizam o regime transiente e analisam o efeito da rugosidade do duto, ausência e presença do vazamento, e, a influência da temperatura de alimentação da mistura. O desenvolvimento das equações da modelagem matemática para escoamentos podem ser obtidas com mais detalhes a partir de Ishi e Hibiki (2006). O modelo matemático utilizado foi o modelo com abordagem Euleriana-Euleriana, onde, neste caso cada fase possui seu próprio campo de escoamento e há uma solução para cada fase separadamente, havendo interações entre as fases através de termos de transferência interfacial. As considerações adotadas para a modelagem foram feitas para o escoamento trifásico (água-óleo-gás): escoamento sem transferência de massa interfacial, não isotérmico, escoamento vertical ascendente, tridimensional, fluido incompressível com propriedades termo-físicas variáveis com a temperatura, não há fonte de calor externa e desconsiderou-se as forças de arraste. Para a fase contínua (óleo) utilizou o modelo de turbulência κ - ϵ padrão, enquanto que para as fases dispersas

(água e gás) utilizou-se o *Zero Equation Model* (modelo de zero equação para a fase dispersa).

Para as considerações feitas, as equações de conservação de massa, movimento e energia são:

A equação da conservação da massa da mistura é dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_i \rho_i) + \nabla \cdot (f_i \rho_i \vec{U}_i) = 0 \quad (28)$$

onde f é a fração volumétrica, ρ é a densidade, $\vec{U} = (u, v, w)$ é o vetor velocidade, e i corresponde a cada fase presente no escoamento.

A equação da quantidade de movimento é dada por:

$$\frac{\partial(f_i \rho_i \vec{U}_i)}{\partial t} + \nabla \cdot [f_i (\rho_i \vec{U}_i \otimes \vec{U}_i)] - f_i \nabla p_i + \nabla \cdot \{f_i \mu_i [\nabla \vec{U}_i + (\nabla \vec{U}_i)^T]\} = \vec{S}_{Mi} + \vec{M}_i \quad (29)$$

onde μ_i é a viscosidade efetiva da fase i (a soma da viscosidade dinâmica e viscosidade turbulenta) é função da temperatura, \vec{S}_{Mi} descreve as forças de momento devido às forças de corpo externas (força gravitacional - foi considerada nos casos estudados) e \vec{M}_i descreve as forças interfaciais (nos casos estudados é considerada apenas a força de arraste) agindo na fase i devido à presença de outras fases.

A força de arraste (\vec{M}_i) entre duas fases α (contínua) e β (dispersa) pode ser determinada por:

$$\vec{M}_i = \frac{1}{8} C_D \rho_\alpha A |\vec{U}_\beta - \vec{U}_\alpha| (\vec{U}_\beta - \vec{U}_\alpha) \quad (30)$$

onde C_D é o coeficiente de arraste e A é a densidade da área interfacial. Para número de Reynolds da partícula $Re < 1000$, o coeficiente de arraste é modelado pelo modelo de *Schiller-Naumann*, como segue:

$$C_D = \frac{24}{Re} (1 + 0,15 Re^{0,687}) \quad (31)$$

Para $Re \geq 1000$, o coeficiente de arraste é considerado 0,44. O número de Reynolds é dado por:

$$Re = \frac{\rho_\alpha |\vec{U}_\beta - \vec{U}_\alpha| d_\beta}{\mu_\alpha} \quad (32)$$

onde d_β é o diâmetro da partícula esférica da fase β .

A densidade de área interfacial é dada por:

$$A = \frac{6f_i}{d_i} \quad (33)$$

A equação da energia é dada por:

$$\frac{\partial(f_i \rho_i h_{tot_i})}{\partial t} + \nabla \cdot [f_i (\rho_i \vec{U}_i h_{tot_i} - \lambda_i T_i)] = \sum_{\beta=1}^{N_p} (\Gamma^+_{i\beta} h_\beta - \Gamma^+_{\beta i} h_i) + Q_i + S_i \quad (34)$$

onde h_i é a entalpia estática da fase i , T_i é a temperatura estática (termodinâmica), S_i é

a fonte de calor externa, λ_i condutividade térmica da fase i , $\sum_{\beta=1}^{N_p} (\Gamma^+_{i\beta} h_\beta - \Gamma^+_{i\beta} h_\beta)$ é a

transferência de calor induzida pela transferência de massa na fase i , Q_i representa a

transferência de calor para a fase i devido à interação com outras fases dado por:

$$Q_i = \sum_{i \neq \beta} Q_{i\beta} \quad (35)$$

onde

$$Q_{i\beta} = -Q_{\beta i} \Rightarrow \sum Q_i = 0 \quad (36)$$

De forma análoga a transferência de momento, tem-se:

$$Q_{i\beta} = c_{i\beta}^{(h)} (T_\beta - T_i) \quad (37)$$

onde $c_{i\beta}^{(h)}$ é o coeficiente de transferência de calor volumétrico, descrito por:

$$c_{i\beta}^{(h)} = h_{i\beta} \cdot A_{i\beta} \quad (38)$$

Expressando o coeficiente de transferência de calor em termos do número de Nusselt adimensional, tem-se:

$$\bar{h} = \frac{\lambda \cdot Nu}{d} \quad (39)$$

Considerando o modelo de partícula, λ é a condutividade térmica da fase contínua e d o diâmetro da fase dispersa.

3.1.1 Modelo de turbulência k- ε padrão

Considerando todos os casos estudados, foi utilizado para a fase contínua (óleo) o modelo de turbulência k- ε padrão. Para este modelo, a equação da energia cinética turbulenta é dada por:

$$\frac{\partial(\rho_i k)}{\partial t} + \nabla(\rho_i \vec{U}_i k) = \nabla \left[\left(\mu_i + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right] + P_k - \rho_i \varepsilon \quad (40)$$

onde k é a energia cinética, μ_t é a viscosidade turbulenta, P_k é a produção de turbulência, ε é a taxa de dissipação de energia cinética turbulenta e σ_k é uma constante empírica de valor 1.

A equação da taxa de dissipação viscosa turbulenta é dada como segue:

$$\frac{\partial(\rho_i \varepsilon)}{\partial t} + \nabla(\rho_i \vec{U}_i \varepsilon) = \nabla \left[\left(\mu_i + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon \right] + \frac{\varepsilon}{k} (C_{\varepsilon 1} P_k - C_{\varepsilon 2} \rho_i \varepsilon) \quad (41)$$

onde σ_ε , $C_{\varepsilon 1}$ e $C_{\varepsilon 2}$ são constantes empíricas com os seguintes valores: 1,3; 1,44 e 1,92 respectivamente.

Para as fases dispersas (água e gás) utilizou-se o Modelo Zero Equação para fase dispersa.

Neste modelo, assume-se que a viscosidade turbulenta da fase dispersa, $\mu_{t,d}$, é proporcional a viscosidade turbulenta da fase contínua, $\mu_{t,c}$, da seguinte forma:

$$\mu_{t,d} = \left(\frac{\rho_d}{\rho_c} \right) \frac{\mu_{t,c}}{\text{Pr}_t} \quad (42)$$

onde Pr_t é um número de Prandtl turbulento que relaciona a viscosidade cinemática turbulenta da fase dispersa ($\nu_{t,d}$) com a viscosidade cinemática turbulenta da fase contínua ($\nu_{t,c}$), ρ_d densidade da fase dispersa e ρ_c densidade da fase contínua.

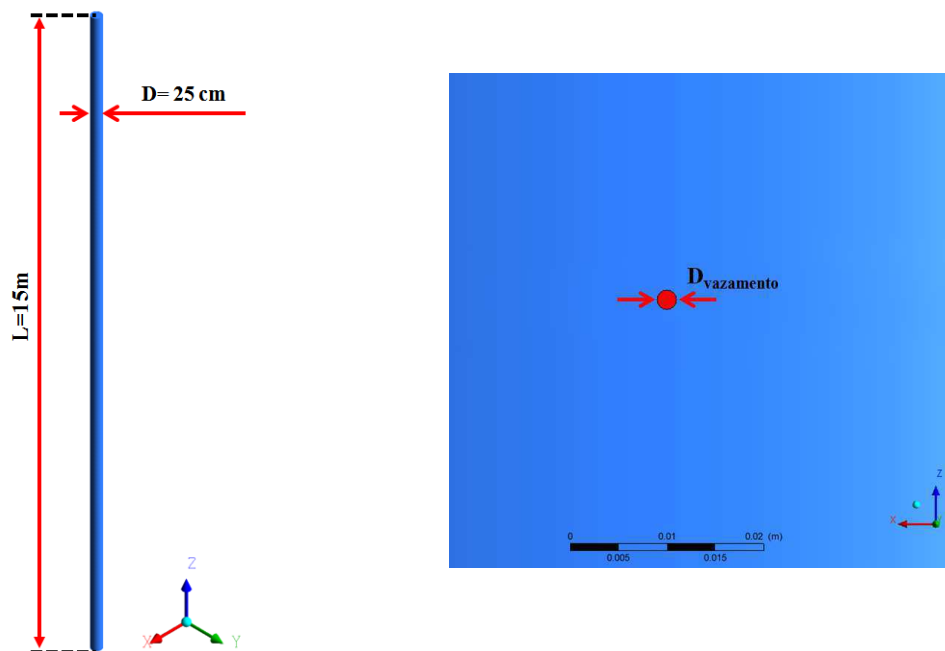
3.2 Avaliação do diâmetro do vazamento

3.2.1 O problema físico e a geometria

O problema físico avaliado consiste do escoamento multifásico composto de água, gás e óleo em uma tubulação vertical de seção transversal circular de 25 cm de diâmetro e comprimento de 15 metros com vazamento de seção circular de diferentes diâmetros (2 mm, 6mm e 10mm) localizado no meio da tubulação, em $Z = 7,5$ m (Figura 13).

A geometria foi construída no Autodesk Inventor 2012 e posteriormente, para a geração da malha, importou-se esta geometria para o ICEM CFD 12.1, onde empregou-se a malha estruturada gerada sobre um conjunto de blocos que subdivide o domínio estudado.

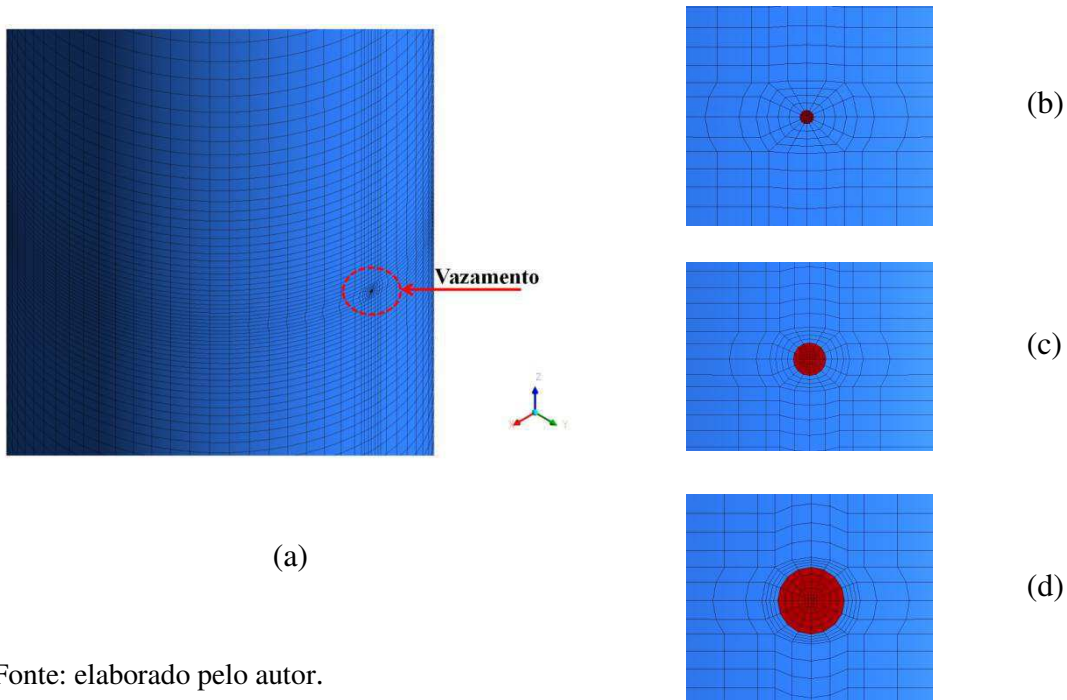
Figura 13 – Geometria utilizada para avaliar o diâmetro do vazamento (a) e detalhe do vazamento (b).



Fonte: elaborado pelo autor.

A Figura 14 indica a malha utilizada na simulação com detalhamento da área do furo para cada um dos três casos estudados. Todas as três malhas utilizadas para a avaliação do diâmetro do vazamento é composta de 479224 elementos hexaédricos. Para a construção da malha utilizou-se o método estruturado que é baseado numa estratégia de blocagem. Dá-se ênfase a área do vazamento, onde houve aplicação de um refinamento local com o objetivo de tornar perceptível a influência do mesmo no escoamento.

Figura 14 – Malha com vazamento (a) com detalhamento para $D_v= 2$ mm (b), $D_v= 6$ mm(c) e $D_v= 10$ mm(d).



Fonte: elaborado pelo autor.

3.2.2 Condições iniciais, de contorno e propriedades dos fluidos adotadas.

O escoamento multifásico estudado ocorre tendo óleo como fase contínua, enquanto gás e água são considerados fases dispersas no meio. As condições iniciais e de contorno e propriedades dos fluidos utilizadas na simulação encontram-se respectivamente nas Tabelas 4 e 5. As pressões demonstradas na Tabela 5 são pressões manométricas.

Tabela 4 - Propriedades dos fluidos usadas para os casos da avaliação do diâmetro do vazamento.

Fluido	$D_{partícula}$ (mm)	ρ (kg/m ³)	μ (mPa.s)	Tensão superficial (mN/m)	Fonte
Água	0,2	998	1	45 (Água/óleo)	Xu <i>et al.</i> (2010)
Óleo	-	860	44		Xu <i>et al.</i> (2010)
Gás	0,1	0,6	$1,118 \times 10^{-2}$	15 (gás/óleo)	Xu <i>et al.</i> (2010)

Tabela 5 - Definição das condições de contorno e condições iniciais utilizadas nos casos da avaliação do diâmetro do vazamento.

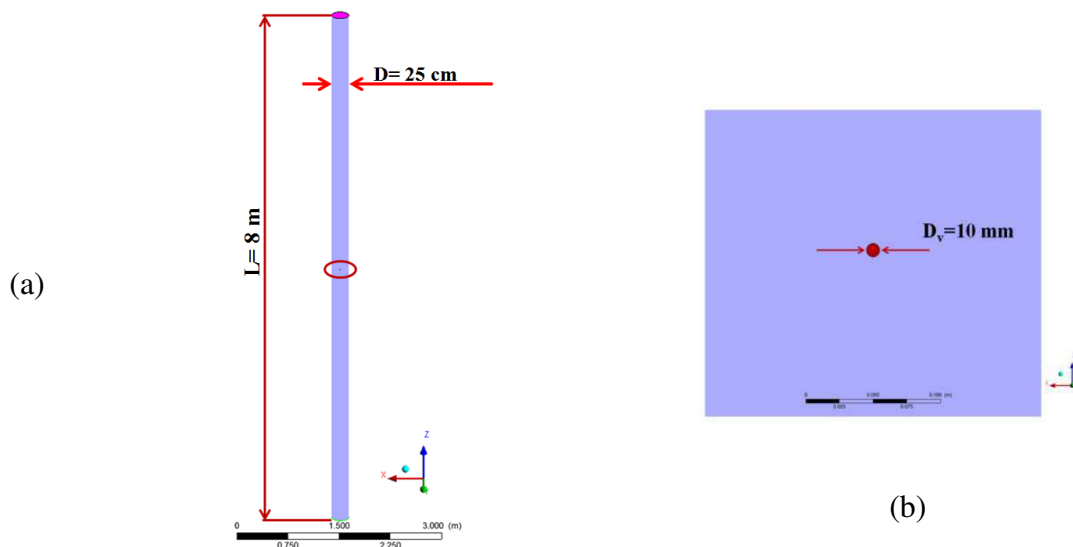
Condições de contorno	Vazão volumétrica (m ³ /h)	Pressão (atm)	Fração volumétrica das fases		
			Óleo	Água	Gás
Entrada	500	-	0,9	0,08	0,02
Saída	-	0,98	-	-	-
Vazamento	-	1	-	-	-
Parede	-	-	-	-	-

3.3 Avaliação da rugosidade do duto e temperatura

3.3.1 O problema físico e a geometria

O problema físico consiste em uma tubulação vertical de 8 metros de comprimento, com seção transversal circular de 25 cm de diâmetro, onde para os casos com vazamento, o mesmo é localizado no centro da tubulação com formato circular e diâmetro do furo 10 mm, conforme Figura 15.

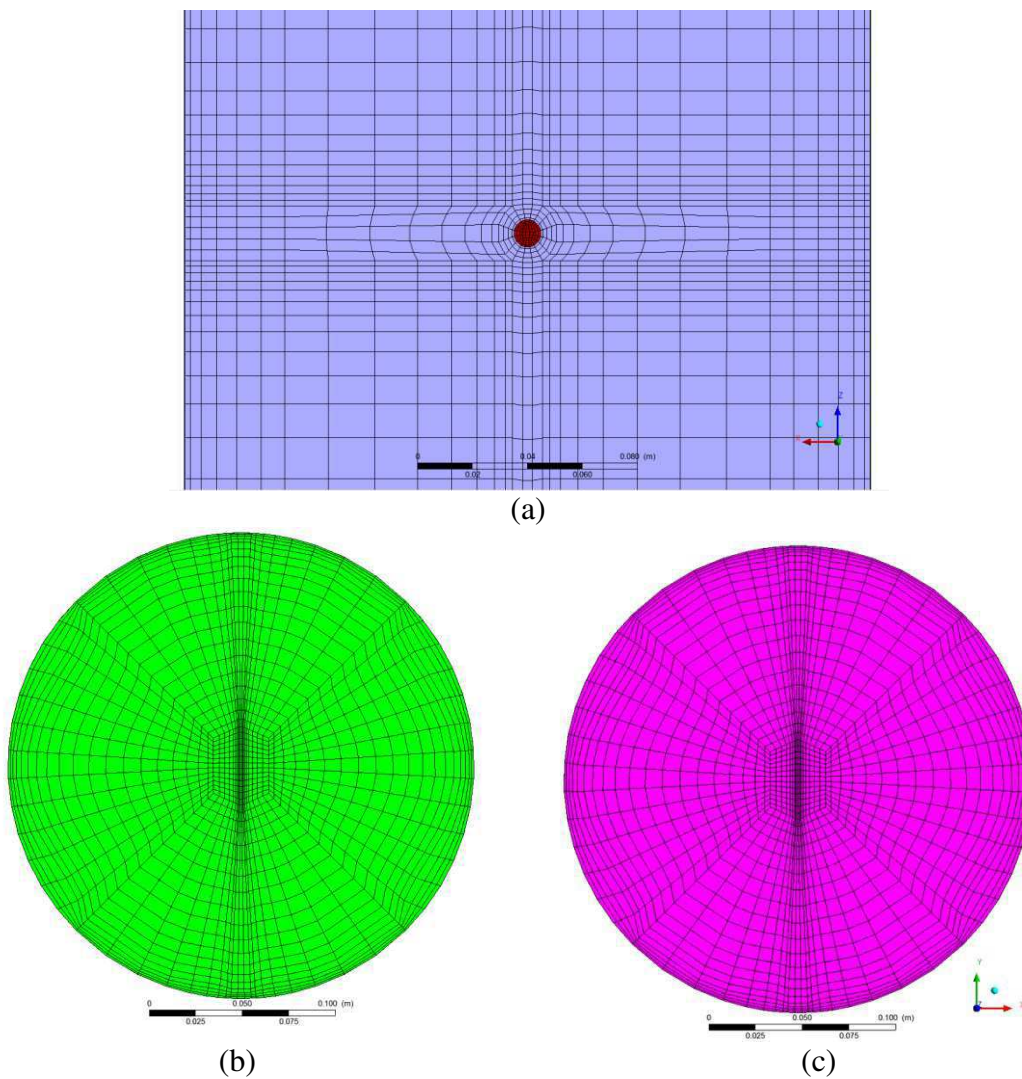
Figura 15 - Geometria usada para avaliação da rugosidade do duto e temperatura (a) e detalhe do vazamento(b).



A geometria e a malha foram construídas no software ICEM CFD 12.1 aplicando o conceito de blocagem para gerar uma malha estruturada.

A construção da malha foi definida de forma a atender a problemática a ser tratada sem aumentar demasiadamente o tempo computacional necessário. A Figura 16 mostra o refinamento proposto no furo, região de entrada e região de saída do tubo. A malha utilizada para avaliação da rugosidade da parede do duto e temperatura contém 411656 elementos hexaédricos.

Figura16 - Refinamento da malha no furo (a), entrada (b) e saída (c) da tubulação usada na avaliação da rugosidade da parede do duto e temperatura.



3.3.2 Condições iniciais, de contorno e propriedades dos fluidos adotadas.

O escoamento considerado é o trifásico (gás – água – óleo) tendo o óleo como fase contínua, e o gás e água sendo fases dispersas. Foi considerada a seguinte composição do gás: 90% CH₄, 5% C₂H₆, 2,5% C₃H₈ e 2,5% C₄H₁₀.

Cada simulação do escoamento se deu em duas etapas: na primeira etapa foi considerado o caso em regime permanente em duto sem vazamento, ou seja, a área do vazamento foi considerada como parede assumindo velocidade de não deslizamento ($u_x = u_y = u_z = 0$). A segunda etapa foi considerada em regime transiente com o vazamento propriamente dito. Vale ressaltar que o regime de escoamento transiente utiliza como condição inicial o resultado da primeira etapa (em regime permanente). Assim, fisicamente, tem-se um duto inicialmente sem vazamento e que com o passar do tempo apresenta tal defeito, tornando o modelo mais próximo do que ocorre na realidade em duto de transporte petrolífero. As condições iniciais e de contorno e propriedades utilizadas para a avaliação do efeito da rugosidade da parede do duto e da temperatura no comportamento do escoamento encontram-se nas Tabelas 6 e 7.

Tabela 6 – Condições de contorno e condições iniciais utilizadas para avaliação da rugosidade da parede do duto e influência da temperatura do escoamento.

Condições de contorno	Vazão volumétrica (m ³ /h)	Pressão (atm)	Fração volumétrica		
			Óleo	Água	Gás
Entrada	500	-	0,9	0,08	0,02
Saída	-	0,981	-	-	-
Vazamento	-	0,981	-	-	-
Parede	-	-	-	-	-
Fração Volumétrica (validação - Caso 13 - Tabela 9)			0,99	0,008	0,002
T _{parede} (K)	300 (Casos 4 a 10 e 13 – Tabela 9)				
T _{parede} (K)	310 (Casos 11 e 12 – Tabela 9)				

Tabela 7 – Propriedades dos fluidos usadas para avaliação da rugosidade da parede do duto e influência da temperatura do escoamento.

Parâmetro	Fase		
	Óleo (Contínua)	Água (Dispersa)	Gás (Dispersa)
Diâmetro da partícula (mm)	-	0,8	0,3
ρ (kg/m ³)	868,7	997	CFX
μ (mPa.s)	$\mu_o = 10^{-3} \exp\{\exp[11,29983 - 2,099 \ln(1,8T - 459,67)] - 1,015\}$	$\mu_w = 0.00002414 \times 10^{\left(\frac{N_1}{T-N_2}\right)}$	CFX
κ (W/m.K)	0,165	0,61825	CFX
σ (mN/m)	45 (água/óleo)		
	15 (gás natural/óleo)		
h (W/m ² .K)	30		

A viscosidade da água baseia-se no trabalho de Babadagli e Al-Bemami (2007), com $N_1=247,8K$ e $N_2=140K$. A viscosidade do óleo foi baseada na equação utilizada por Cunha (2010). Os parâmetros T_{min} e T_{max} da correlação da viscosidade do óleo pesado são 273K e 573K respectivamente, obtidos no Perry (1963). Os valores das propriedades do gás natural foram obtidos do banco de dados do CFX já que se definiu o mesmo como componente de mistura. A Tabela 8 sumariza características do modelo matemático e tratamento numérico adotado.

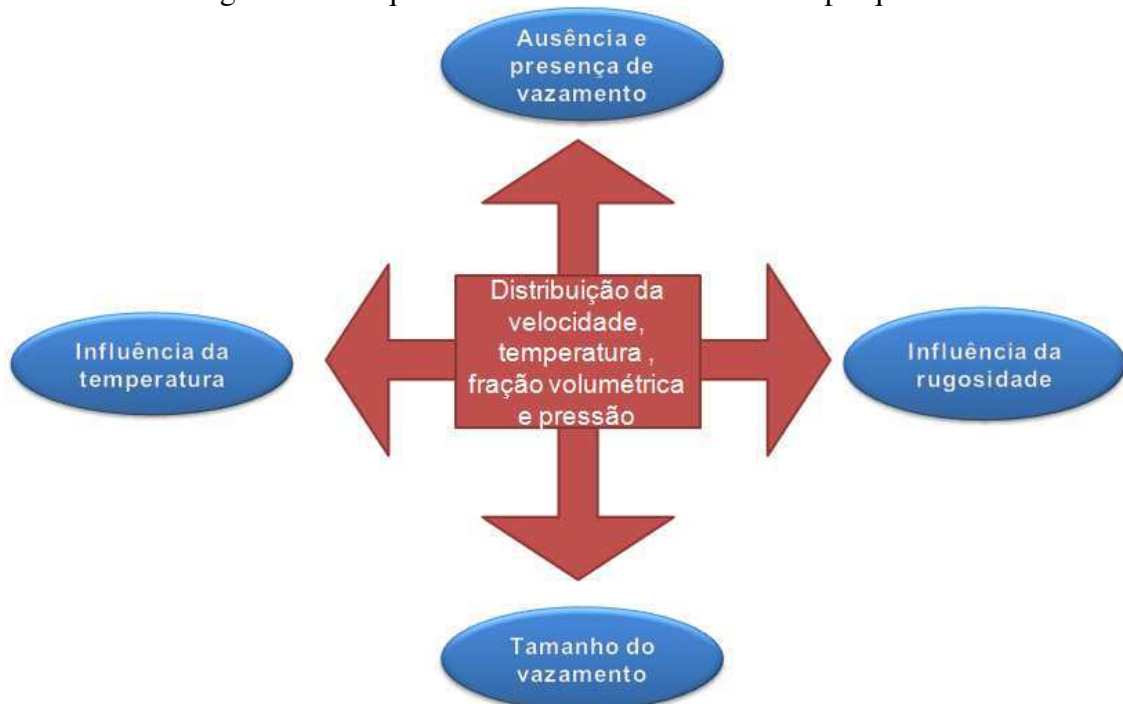
Tabela 8 – Características do modelo matemático e tratamento numérico

Característica	Considerações
Escoamento	Trifásico (água-óleo-gás natural) Tridimensional
Reações químicas	Desconsiderada
Modelo de transferência interfacial	Modelo de partícula
Critério de convergência para a solução dos sistemas de equação	10^{-7} (RMS)
Esquema de interpolação para a pressão	Trilinear
Esquema de interpolação para a velocidade	Trilinear
Efeito da gravidade	Considerado
Força interfacial	Força de arraste
Tempo total	10 s
Passo de tempo	0,01 s

3.4 Casos estudados

A partir da geometria padrão construída, simulou-se diferentes casos, onde avaliou-se a influência do tamanho, presença e ausência do vazamento, rugosidade da parede do duto, propriedades do fluido e temperatura. A partir dos casos estudados fez-se a distribuição da velocidade, temperatura, fração volumétrica e pressão sendo analisados em 4 vertentes principais, conforme Figura 17.

Figura 17 – Esquema de análise desenvolvida na pesquisa.



Fonte: elaborado pelo autor.

A Tabela 9 resume os casos analisados nesta pesquisa.

Tabela 9 – Características gerais dos casos analisados.

Caso	L (m)	D _v (mm)	T _{entrada} (K)	Rugosidade do duto (mm)	Condições térmicas
1	15	2	323	Sem rugosidade	Isotérmico, trifásico, permanente.
2	15	6	323	Sem rugosidade	Isotérmico, trifásico, permanente.
3	15	10	323	Sem rugosidade	Isotérmico, trifásico, permanente.
4	8	Sem vazamento	323	Sem rugosidade	Não isotérmico, trifásico, transiente.
5	8	10	323	Sem rugosidade	Não isotérmico, trifásico, transiente.
6	8	10	333	Sem rugosidade	Não isotérmico, trifásico, transiente.
7	8	10	343	Sem rugosidade	Não isotérmico, trifásico, transiente.
8	8	10	353	Sem rugosidade	Não isotérmico, trifásico, transiente.
9	8	10	333	Aço revestido com epóxi (0,00575mm)	Não isotérmico, trifásico, transiente.
10	8	10	333	Aço soldado limpo usado (0,175mm)	Não isotérmico, trifásico, transiente.
11	8	10	323	Sem rugosidade	Não Isotérmico, bifásico, transiente.
12	8	10	323	Sem rugosidade	Não isotérmico, trifásico, transiente.
13	8	Sem vazamento	323	Sem rugosidade	Isotérmico, trifásico, permanente.

3.5 Validação da solução numérica com solução analítica

Para a validação da modelagem matemática e solução numérica, das equações governantes, foi realizada uma simulação para um escoamento trifásico (óleo, gás e água) com características de escoamento monofásico de óleo, em regime permanente e isotérmico. Isto foi possível devido a quase nula fração volumétrica das fases água e gás (Tabela 6) usadas com temperatura de alimentação da mistura de 323 K.

A solução analítica para o perfil de velocidade num escoamento turbulento é dada por:

$$u = u_{m\acute{a}x} \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right) \right]^{1/n} \quad (43)$$

onde r é a posição radial, R é raio da tubulação, $u_{m\acute{a}x}$ é a velocidade máxima ao centro do duto, definida como segue:

$$u_{m\acute{a}x} = \bar{u} \cdot \frac{2n^2}{(n+1)(2n+1)} \quad (44)$$

onde $\bar{u} = \frac{Re \mu}{\rho D}$ é a velocidade média em função do número de Reynolds e n é uma expressão matemática em função do número de Reynolds, cujos valores podem ser obtidos na equação (45) a seguir:

$$n = -1,7 + 1,8 \log Re \quad (45)$$

A Figura 18 mostra a distribuição radial da componente de velocidade para um escoamento turbulento de óleo, em $Z = 2,5m$, da entrada do duto. Observa-se a partir do comparativo entre os valores numéricos e analíticos, que um erro mínimo foi obtido. Assim, pode-se dizer que, o modelo matemático trifásico é capaz de prever adequadamente um escoamento monofásico de óleo dentro do duto.

Para o comparativo da queda de pressão obtida analiticamente com os numéricos, foi calculado analiticamente a queda de pressão no caso 13 (isotérmico, trifásico,

permanente, fração volumétrica das fases: óleo = 99%, água = 0,8% e gás = 0,2%), para ser utilizado na validação.

A solução analítica para a queda de pressão é calculada considerando que o duto é vertical, portanto, sofre influência da gravidade. Assim, este parâmetro é dado por:

$$\Delta P = \frac{\rho f L \bar{u}^2}{2D} + \rho g L \quad (46)$$

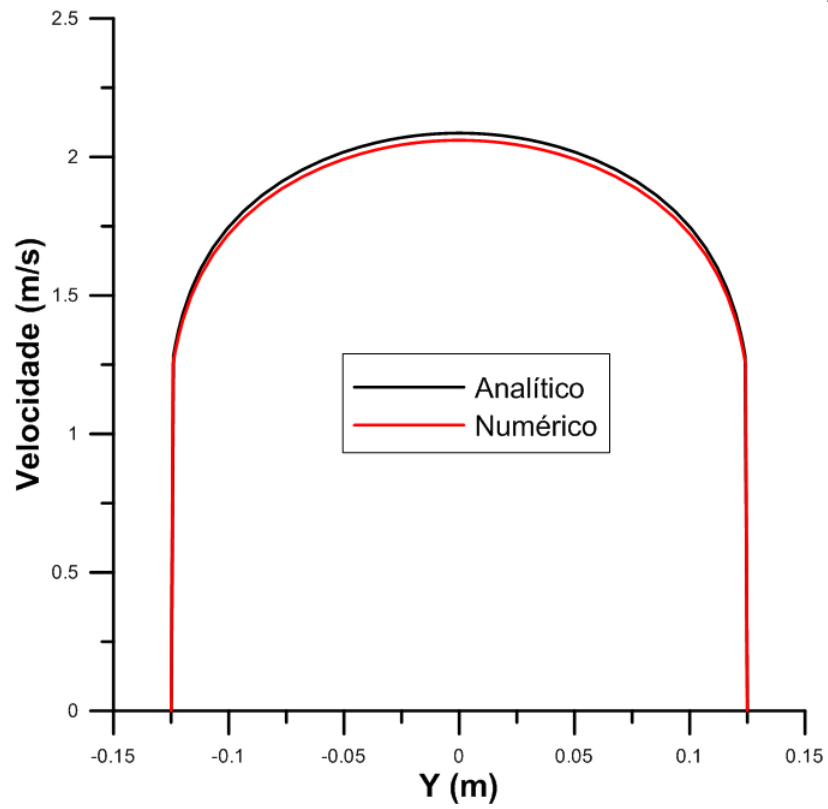
sendo L , o comprimento no trecho analisado, ρ , a massa específica do fluido, D , o diâmetro do duto, \bar{u} , a velocidade média do escoamento e f o fator de *fanning*, definido como segue (Fox *et al.*, 2004):

$$f = 0,25 \left[\log \left(\frac{e/D}{3,7} + \frac{5,74}{\text{Re}^{0,5}} \right) \right]^{-2} \quad (47)$$

onde e corresponde a rugosidade do duto e $\text{Re} = \frac{\rho \bar{u} D}{\mu}$ é número de Reynolds do escoamento.

Desde que $\text{Re} = 21446,2$; $\rho_{\text{oleo}} = 868,7 \text{ kg/m}^3$, $e = 0$ (tubo liso), e, considerando-se o trecho da análise a partir de $Z = 2,5 \text{ m}$, ou seja $L_{\text{trecho}} = 5,5 \text{ m}$, tem-se da equação 47 que, $f = 0,0238268$. Sendo assim, a queda de pressão média no trecho (Equação 46) é de $0,4869344 \text{ atm}$ ($48693,44 \text{ Pa}$). Dos resultados numéricos obteve-se uma queda de pressão de $0,467571 \text{ atm}$ ($46757,1 \text{ Pa}$). Calculando-se o erro médio entre as duas medidas obteve-se $3,97\%$. O baixo valor do erro demonstra que a análise numérica está coerente com os dados analíticos encontrados, sendo assim validado o modelo, a malha numérica e a metodologia utilizado no estudo.

Figura 18 - Comparação entre o perfil de velocidade do escoamento turbulento do óleo obtidos numérica e analiticamente a 2,5 metros da entrada da tubulação.



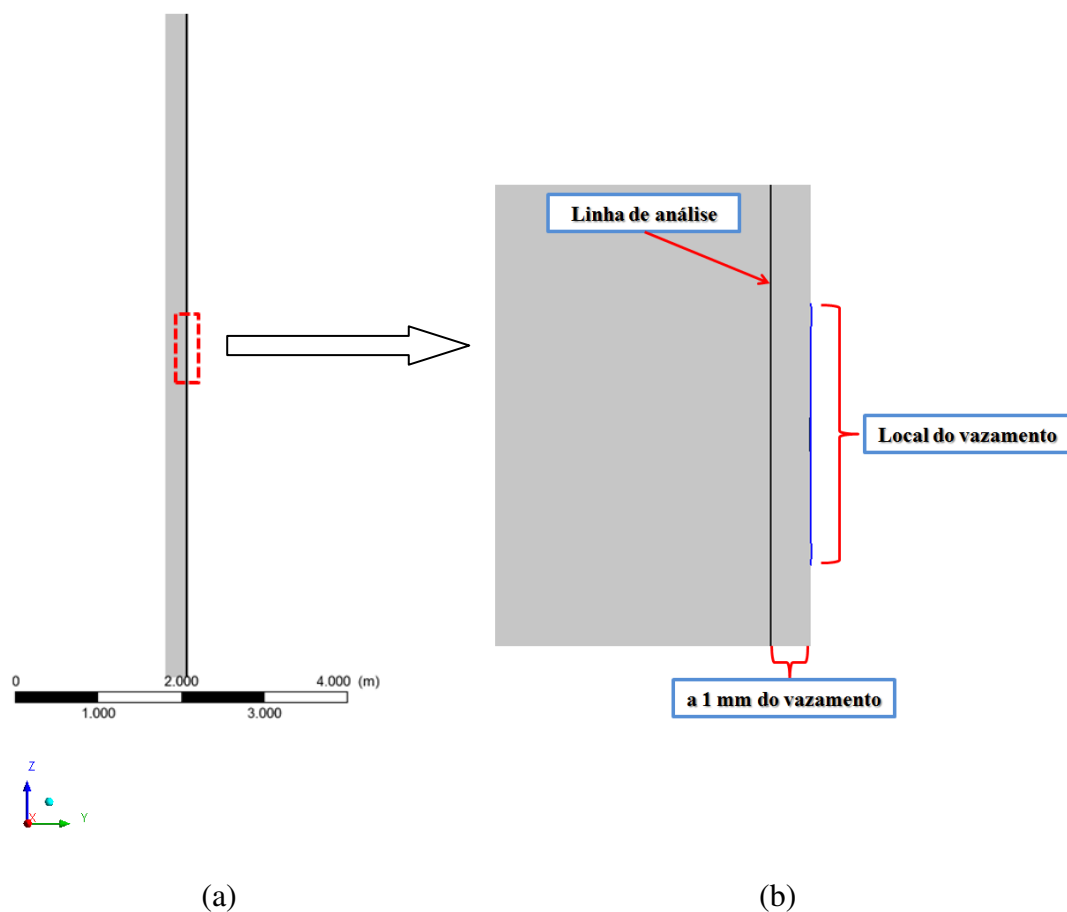
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Escoamento isotérmico

4.1.1 Análise da influência do diâmetro do furo

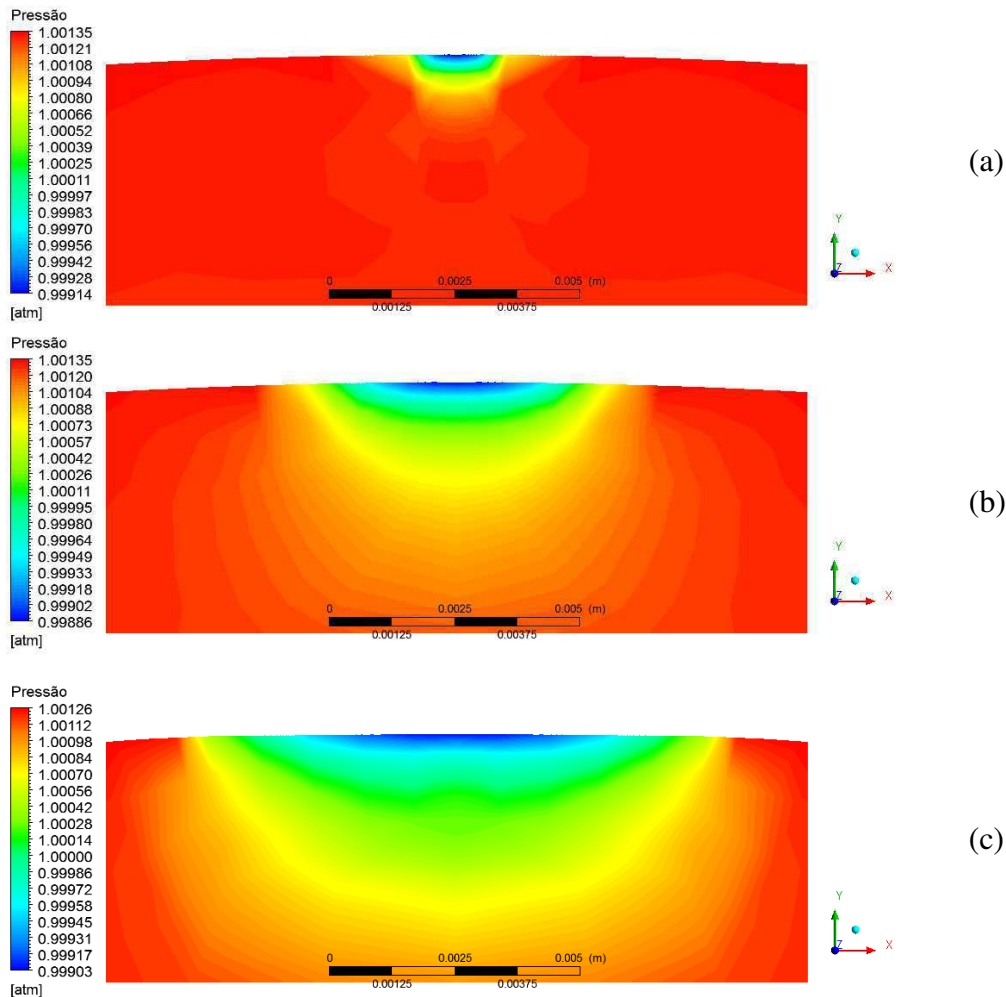
Para realizar a análise da pressão, pressão total, velocidade superficial e fração volumétrica das fases ao longo do comprimento da tubulação, obtiveram-se os dados a partir da linha mostrada na Figura 19. Nas análises para verificação da influência do diâmetro do furo, utilizou-se o escoamento trifásico (água-óleo-gás) com comprimento $L = 15\text{m}$, isotérmico em regime permanente.

Figura 19 – Demonstrativo da linha de corte longitudinal utilizada nas análises dos parâmetros hidrodinâmicos ao longo do comprimento da tubulação. (a) Linha completa e (b) detalhe da referência utilizada para o corte (vazamento).



A Figura 20 mostra a distribuição de pressão na área do vazamento (corte para análise da distribuição em $z = 7,5$ m) para cada um dos diferentes diâmetros do vazamento. O campo de pressão obtido através da simulação demonstra que a pressão na parte inferior do tubo é maior do que na parte superior próxima ao vazamento. Assim, na região do vazamento ocorre a área de menor pressão; o valor da pressão no vazamento está relacionado com a condição de contorno (pressão média no vazamento = 1 atm).

Figura 20 - Distribuição da pressão próxima ao vazamento (corte axial) para os diferentes diâmetros de furo estudado: (a) $D_v=2$ mm, (b) $D_v=6$ mm, (c) $D_v=10$ mm.



A Figura 21 mostra a pressão e pressão total em um plano longitudinal próximo a região do vazamento. Para a pressão total, leva-se em consideração além da pressão estática, a influência de forças gravitacionais, atrito e arraste. Vê-se que as distribuições

da pressão e pressão total apresentam-se de forma distinta, visto que a pressão total leva em consideração as pressões dinâmicas e estáticas. A pressão total apresenta configuração semelhante para os três casos, tendo a área de menor pressão total próxima às paredes da tubulação devido à influência das forças de arraste, atrito e gravitacional. Na análise da pressão, logo após o vazamento tem-se a área de maior pressão para os três casos, que, em consequência disto, é a área da tubulação com maior probabilidade de desgaste. Observa-se que o diâmetro do furo influencia menos na pressão obtida com o caso 1 do que nos demais casos, o que novamente comprova a dificuldade de detecção do mesmo. Logo após o vazamento tem-se a área de maior pressão

A Figura 22 a e b reporta a pressão e a pressão total, respectivamente, ao longo do comprimento da tubulação, sendo considerada leitura do perfil 1 mm abaixo do vazamento. Pode-se observar um decréscimo deste parâmetro de processo aproximadamente linear. Na região de posição axial 7,5 m (região do vazamento), os casos com maior pico de pressão total são os de maior diâmetro ($D_v=10$ mm seguido por $D_v=6$ mm). Assim, quanto maior o diâmetro do vazamento, maior a pressão total, facilitando a detecção de um vazamento naquela região.

Vê-se também que para a pressão total, o pico que ocorre na região do vazamento é apenas positivo. Isto ocorre porque na pressão total considera-se a influência da velocidade de escoamento, o que demonstra que a influência da velocidade faz com que não haja uma queda de pressão total no local do vazamento.

Fazendo a análise da queda de pressão para os casos 1, 2 e 3 (diferença da pressão média da alimentação e saída da tubulação), tem-se, respectivamente: 1,29239 atm, 1,29241 atm e 1,29241 atm. Vê-se que para o caso de menor diâmetro do vazamento (caso 1) ocorre a menor queda de pressão sendo comprovada a dificuldade da detecção de vazamentos de pequenos diâmetros.

Figura 21 - Distribuição da pressão e pressão total próxima a região do vazamento para a) caso 1, b) caso 2 e c) caso 3 (corte longitudinal).

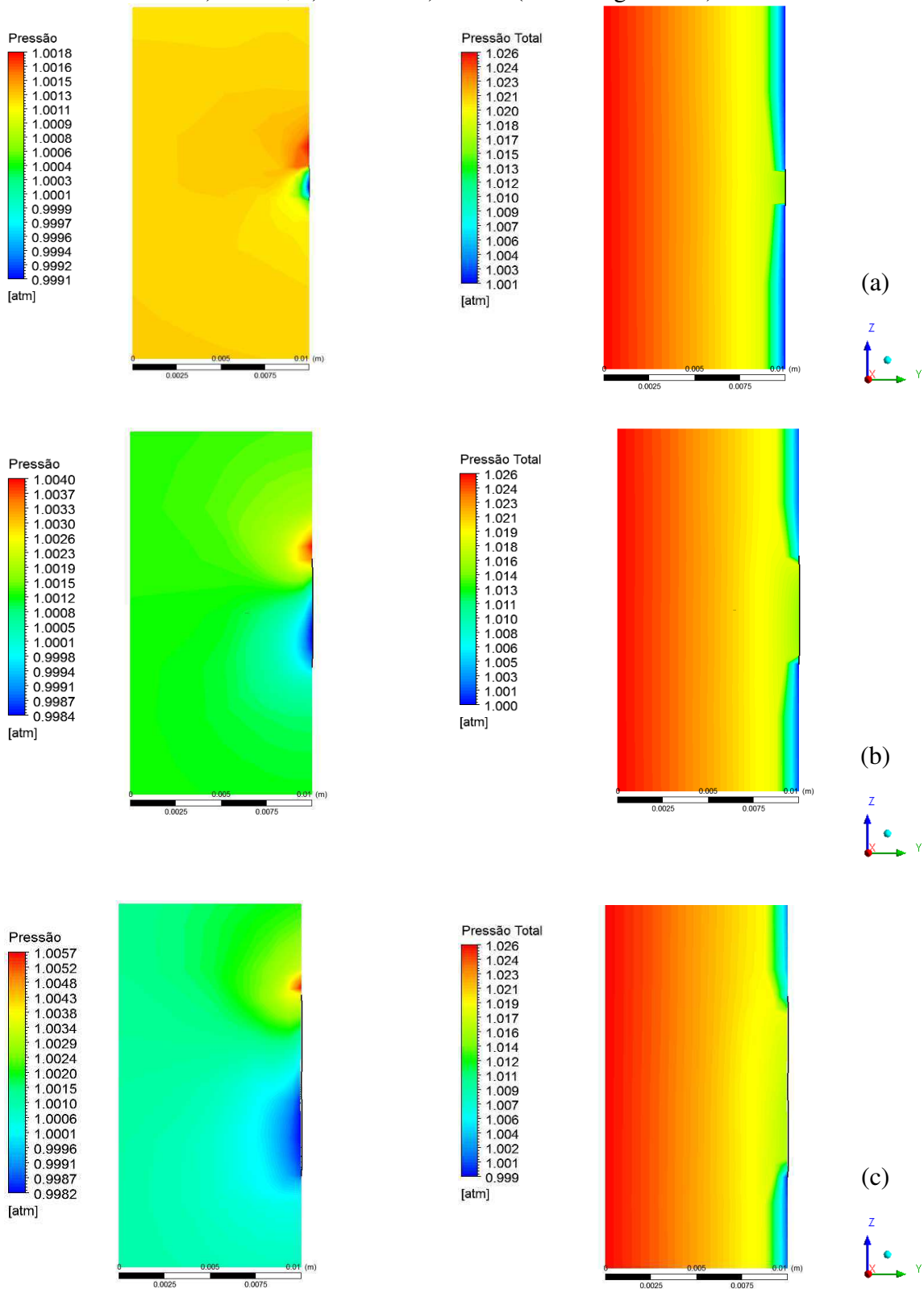
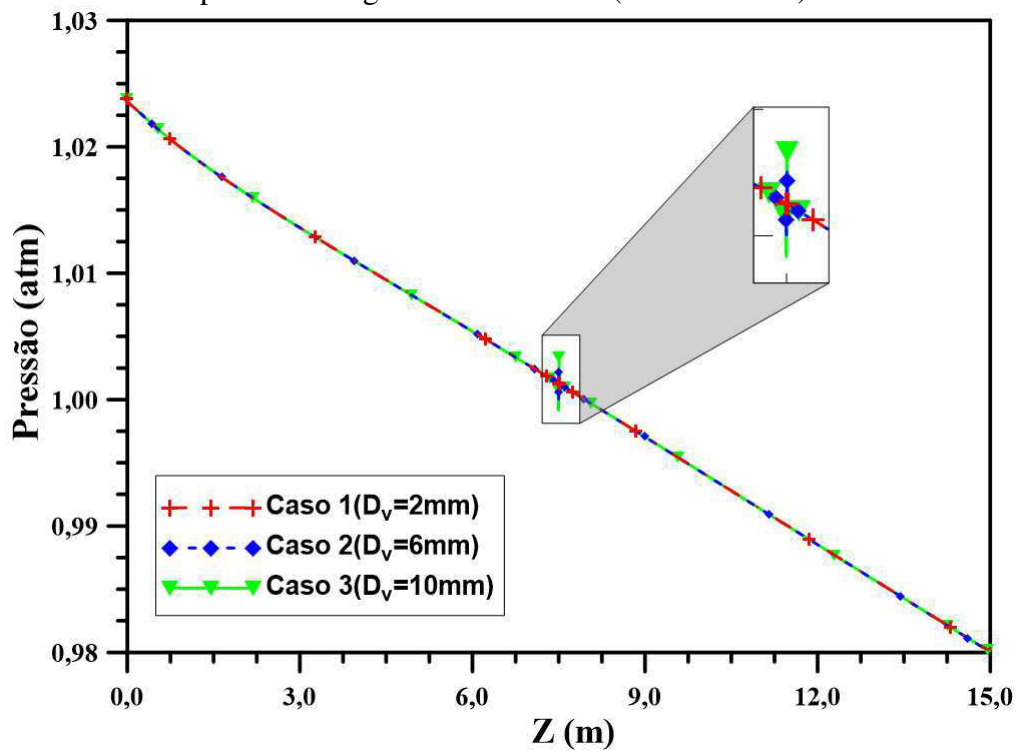
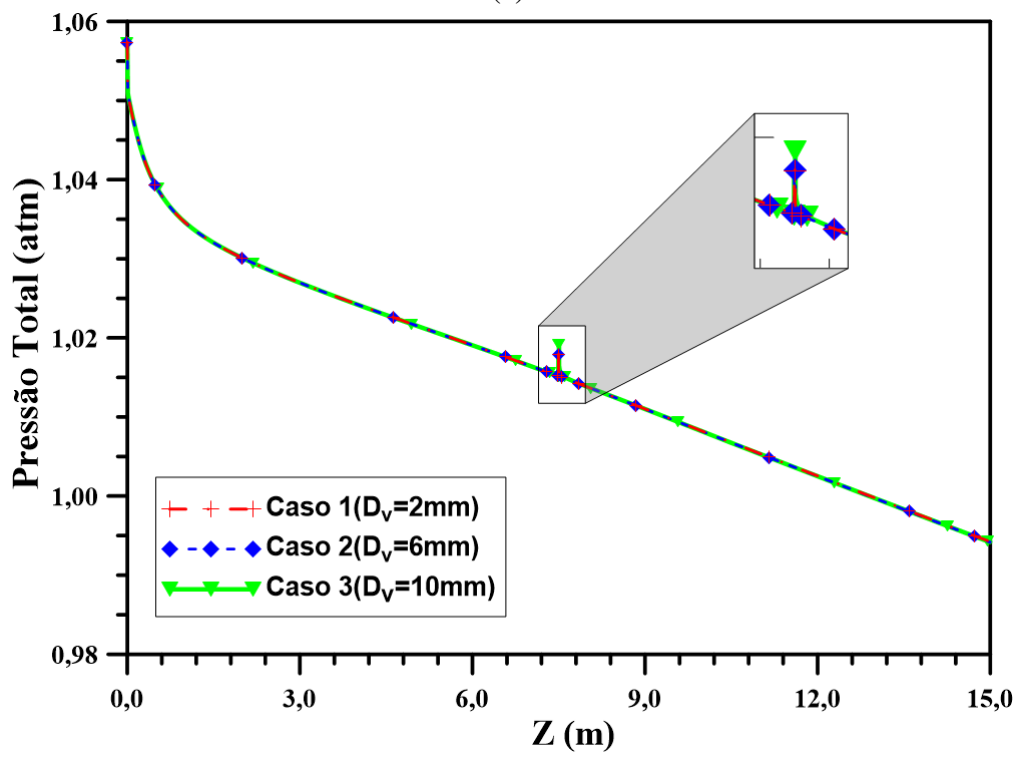


Figura 22 - Pressão (a) e pressão total (b) ao longo do comprimento da tubulação próximo a região de vazamento (1 mm do furo).



(a)



(b)

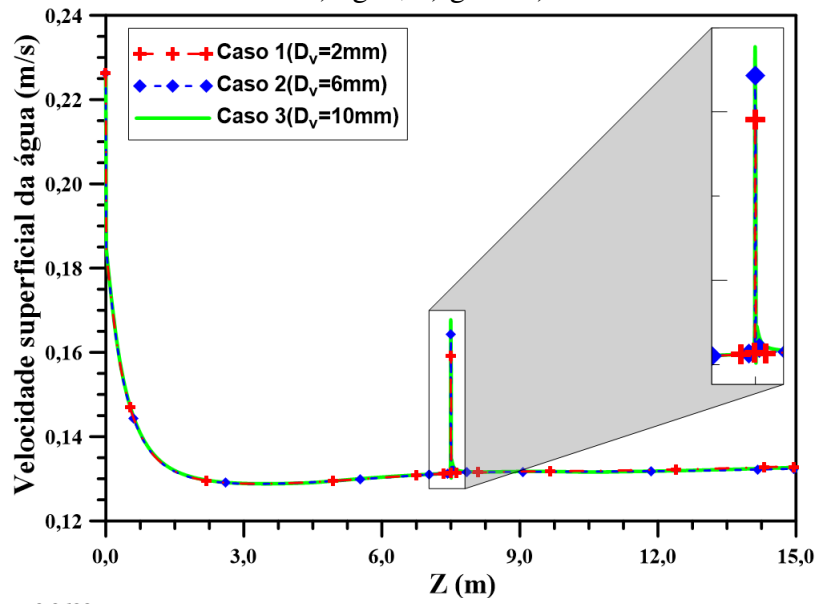
A Figura 23 representa a velocidade superficial das fases dispersas (gás e água) e fase contínua (óleo) em função do comprimento do duto para o escoamento trifásico vertical com vazamento.

Para a fase água (Figura 23a), sendo considerada uma fração volumétrica de 8%, observa-se que na região do vazamento, ocorre maior valor da velocidade superficial para o caso 3 ($D_v = 10$ mm), e menor velocidade superficial para o caso de menor diâmetro de vazamento (Caso 1, $D_v = 2$ mm). Este tipo de comportamento ocorre similarmente para a fase gás, igualmente dispersa, com fração volumétrica de 2% e para a fase contínua óleo, com fração volumétrica de 90%. Observa-se ainda, que a velocidade da fase óleo é cerca de 10 vezes maior que a da fase água e 50 vezes maior do que a da fase gás, devido a maior quantidade de óleo presente no escoamento.

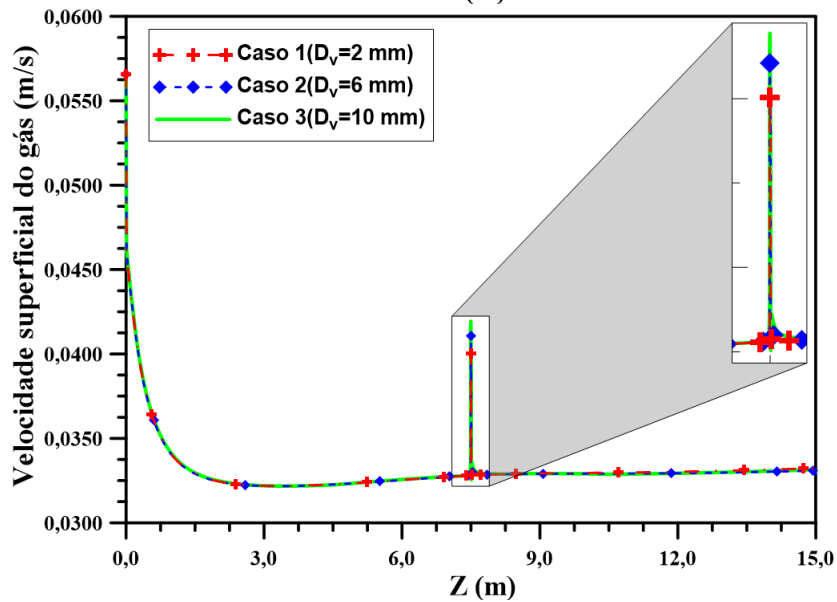
As Figuras 24 e 25 mostram a distribuição da fração volumétrica das fases dispersas e da fase contínua do escoamento trifásico isotérmico analisado. Foi definido como condição inicial que a fração volumétrica do óleo seria 90% enquanto que a fração volumétrica do gás e água seria 2% e 8%, respectivamente. Na Figura 24, vê-se para os três casos, que na região anterior ao vazamento próxima a parede da tubulação ocorre a menor fração volumétrica da água juntamente com a maior fração volumétrica do gás. Logo após o vazamento, observa-se uma inversão: área de maior fração volumétrica da água e menor fração volumétrica do gás que pode se justificar pela saída de maior quantidade de gás pelo orifício devido a suas propriedades como menor densidade ($\rho_{\text{água}} = 998$ kg/m³ e $\rho_{\text{gás}} = 0,6$ kg/m³) e menor viscosidade ($\mu_{\text{água}} = 1$ mPa.s e $\mu_{\text{gás}} = 1,118 \times 10^{-2}$ mPa.s), comparadas a da água, e menor diâmetro da partícula ($dp_{\text{água}} = 0,2$ mm, $dp_{\text{gás}} = 0,1$ mm).

Figura 23 - Velocidade superficial das fases ao longo do comprimento da tubulação:

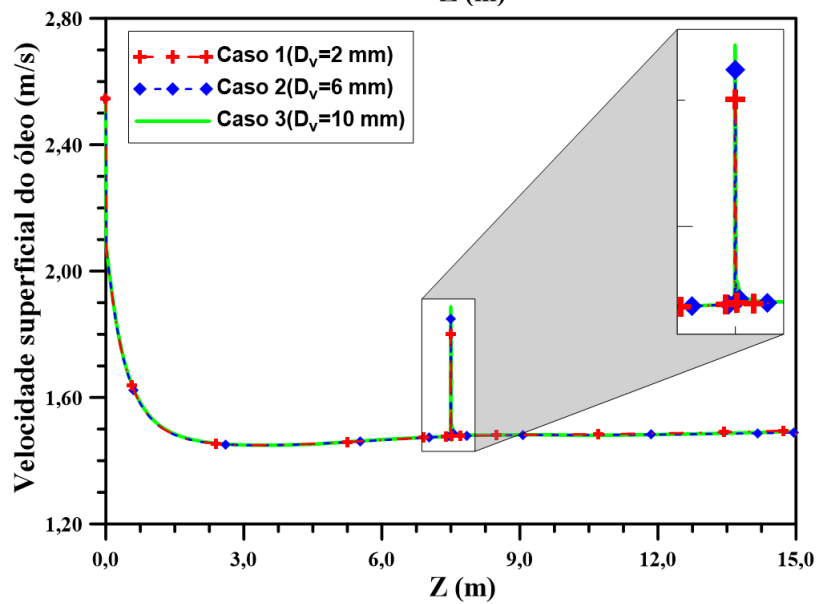
a) água, b) gás e c) óleo.



(a)

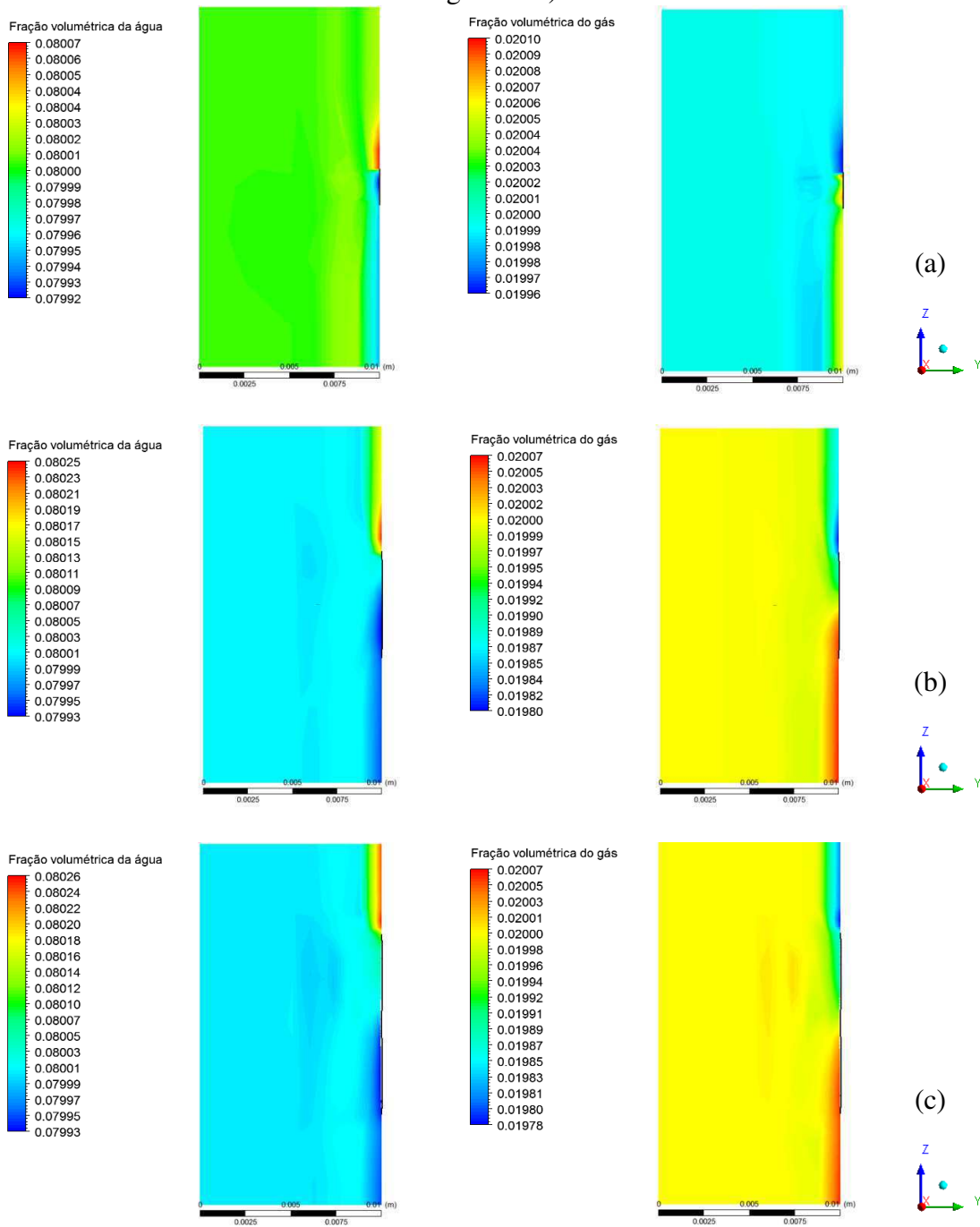


(b)



(c)

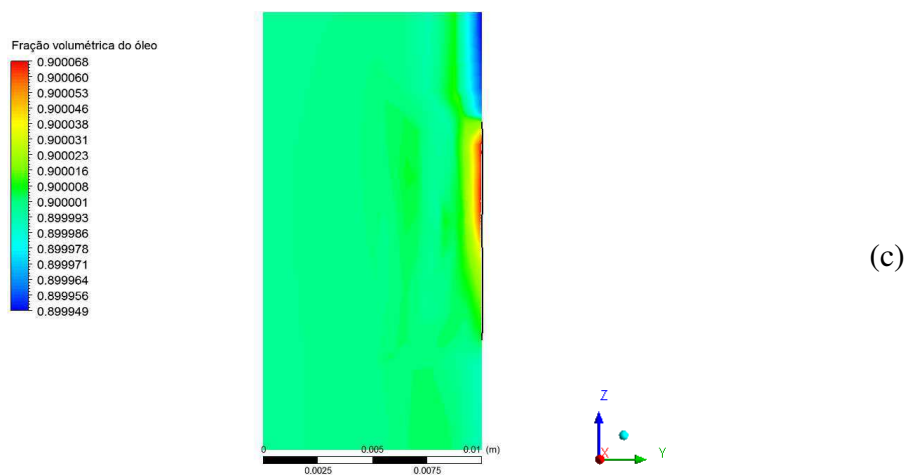
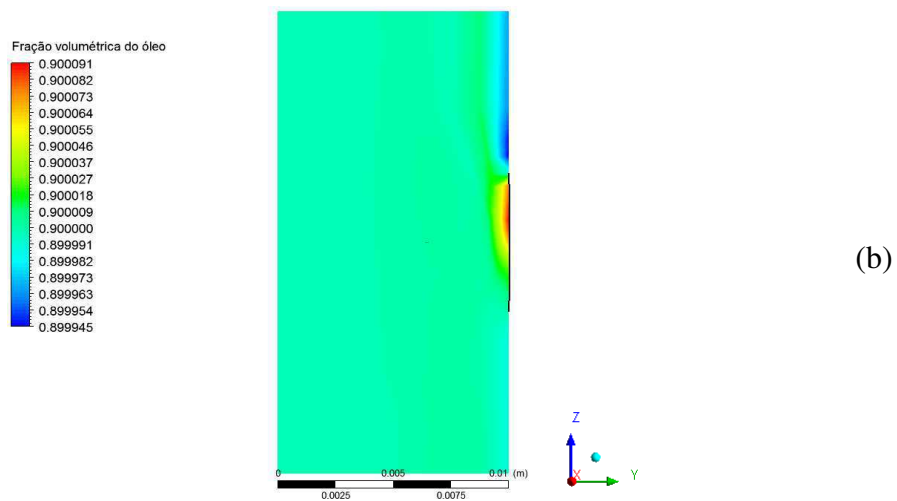
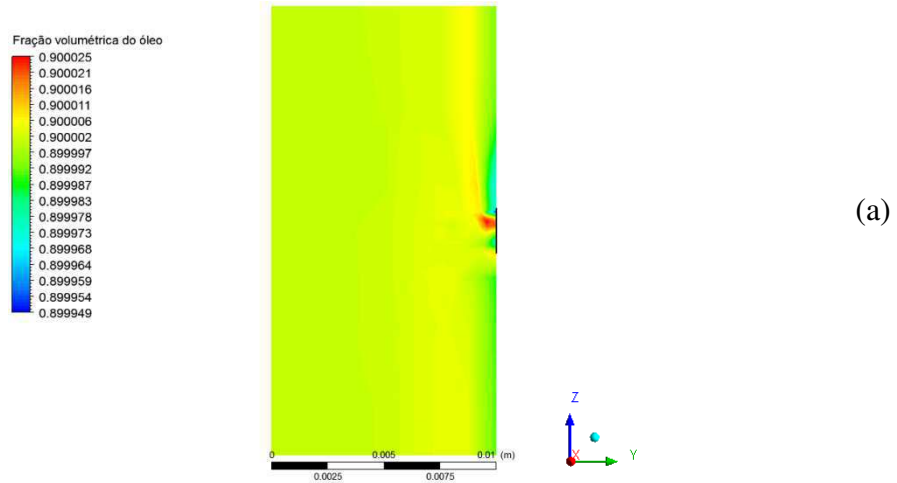
Figura 24- Distribuição da fração volumétrica das fases dispersas (água e gás) próximo a região do vazamento para a) caso 1, b) caso 2 e c) caso 3 (corte longitudinal).



A distribuição da fração volumétrica do óleo (Figura 25) mostra, no caso 1, uma configuração diferente das encontradas para os casos 2 e 3 e, em consequência disto, a maior dificuldade de detecção do vazamento para o caso 1 (de menor diâmetro do furo) em comparação com os outros casos. Observa-se que a fração volumétrica do óleo na

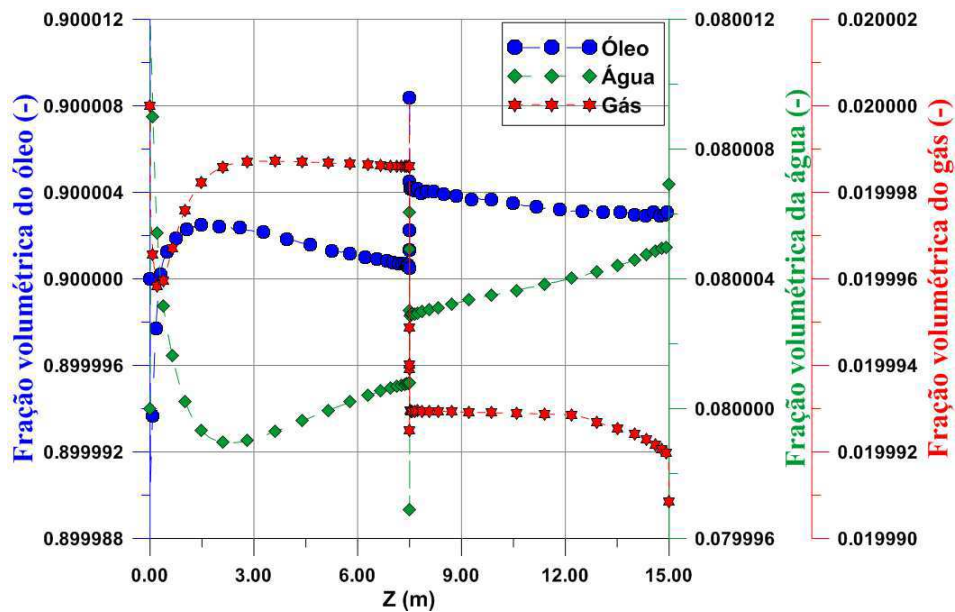
região analisada não sofre grandes variações, já que está em maior quantidade e devido também às suas propriedades.

Figura 25 - Distribuição da fração volumétrica do óleo próximas a região do vazamento para a) caso 1, b) caso 2 e c) caso 3 (corte longitudinal).



A Figura 26 ilustra a fração volumétrica do óleo, água e gás considerando o menor diâmetro de vazamento analisado ($D_v=2$ mm). Observa-se que a variação da fração volumétrica para as três fases é pequena e que na região do vazamento é onde ocorre a maior variação, tendo o óleo um pico positivo juntamente com o gás, e a água um pico negativo. Este comportamento também está ligado ao arraste do gás acoplado ao óleo.

Figura 26 - Fração volumétrica da fase contínua óleo e das fases dispersas água e gás ao longo do comprimento da tubulação a 1 mm do furo (Caso 1).



4.2 escoamento não-isotérmico

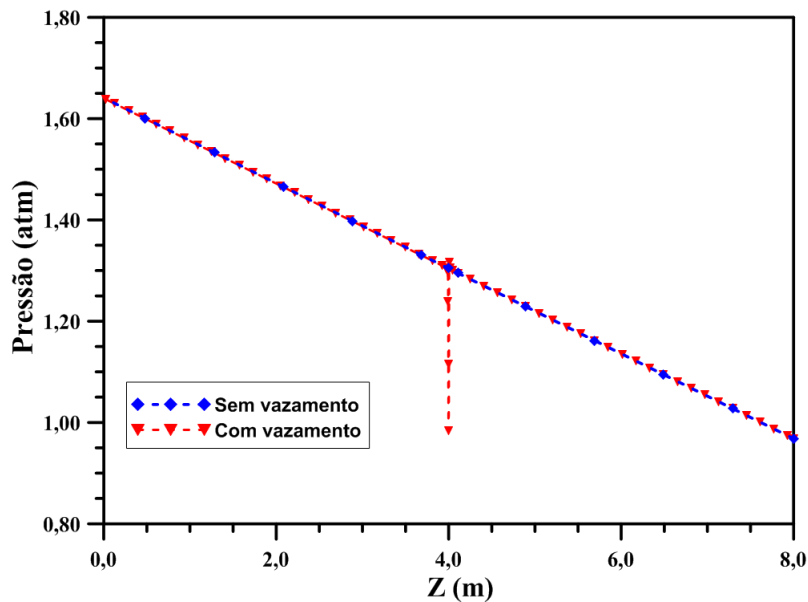
4.2.1 Análise da influência do vazamento

Para esta análise foram utilizados os casos 4 e 5 da Tabela 9 onde utilizou-se o caso permanente como condição inicial do escoamento transiente. As análises foram feitas em um tempo de processo de 10 s (tempo total de simulação definido com condição inicial). A Figura 27 mostra o comportamento da pressão e pressão total para os casos 4 e 5 que são respectivamente: escoamento fluido em duto com e sem vazamento. Observa-se que a queda tanto da pressão total como da pressão é aproximadamente linear para os dois casos. Vê-se que na região próxima ao furo ($Z=4$

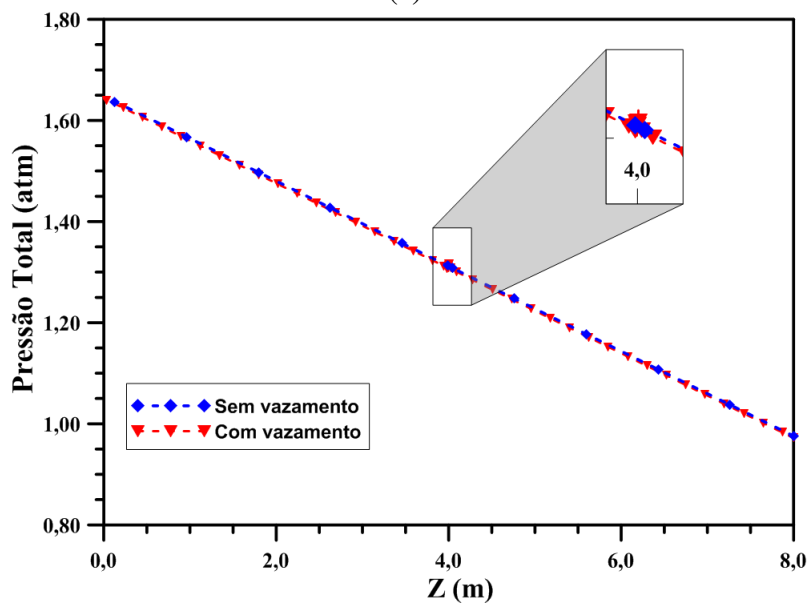
m) para o caso 5 (com vazamento) existe uma queda de pressão causada pela presença do vazamento. Esta variação brusca não é observada para análise da pressão total (Figura 27b) o que pode ser causado pela influência da velocidade atingida pela mistura já que é uma das variáveis levadas em consideração na pressão total.

A queda de pressão média da tubulação para o caso 5 foi 0,672923 atm enquanto para o caso 4 foi 0,673575 atm. Uma diferença de 0,000652 atm entre os casos estudados, o que mostra o efeito do vazamento na queda de pressão média.

Figura 27 - Pressão (a) e pressão total (b) ao longo do comprimento da tubulação para os casos 4 e 5.



(a)



(b)

A Figura 28 mostra a distribuição da pressão (Figura 28a) e pressão total (Figura 28b) próximo à região do orifício para o caso 5 (com vazamento). Pode-se observar que a distribuição da pressão próxima ao vazamento apresenta uma maior variação, sendo que a área de menor pressão está no vazamento; na distribuição da pressão total não há variação significativa, dificultando a detecção do vazamento ao se usar esta variável para análise, nas condições adotadas neste estudo.

A Figura 29 mostra a distribuição da temperatura para as fases água, gás natural e óleo (caso 5), próximo à região do vazamento; bem como o detalhe da região do furo. A partir da análise desta figura, vê-se que a temperatura do óleo, água e gás sofrem pouca variação do centro do duto para as paredes, atingindo as menores temperaturas na parede da tubulação para as três fases, já que foi definido como condição inicial deste caso $T_{\text{alimentação}}=323\text{K}$ e de contorno $T_{\text{parede}} = 300\text{K}$. Fazendo uma análise comparativa, vê-se que, das três fases contidas no escoamento, a água tem maior variação radial da temperatura, no plano apresentado, o que indica que a água tem maior troca térmica com a parede do tubo com relação às fases óleo e gás.

Figura 28 – Distribuição da pressão (a) e pressão total (b) próximo à região do vazamento.

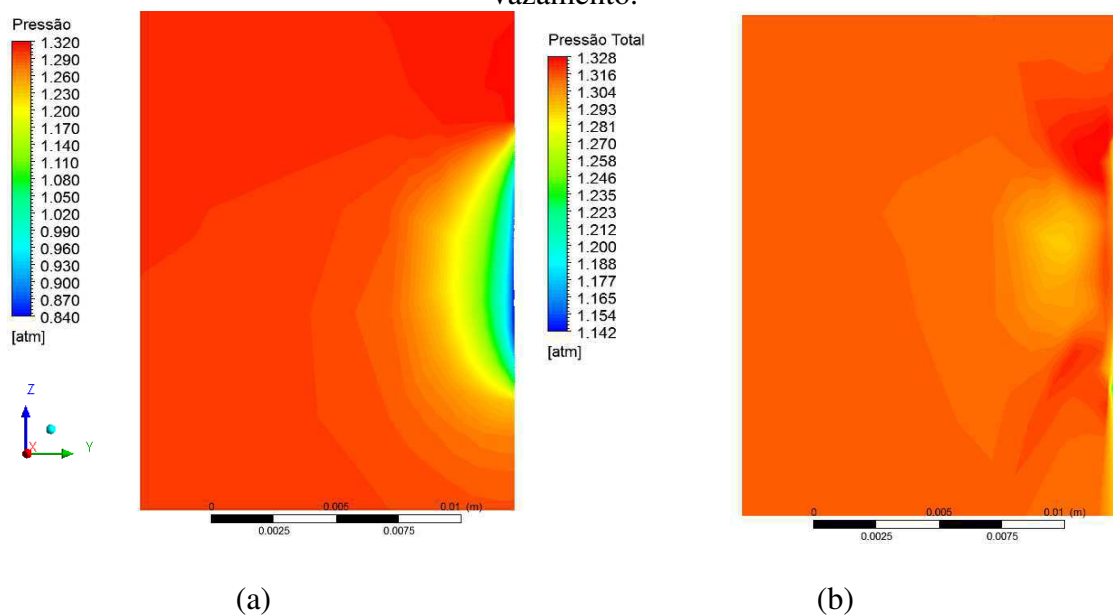
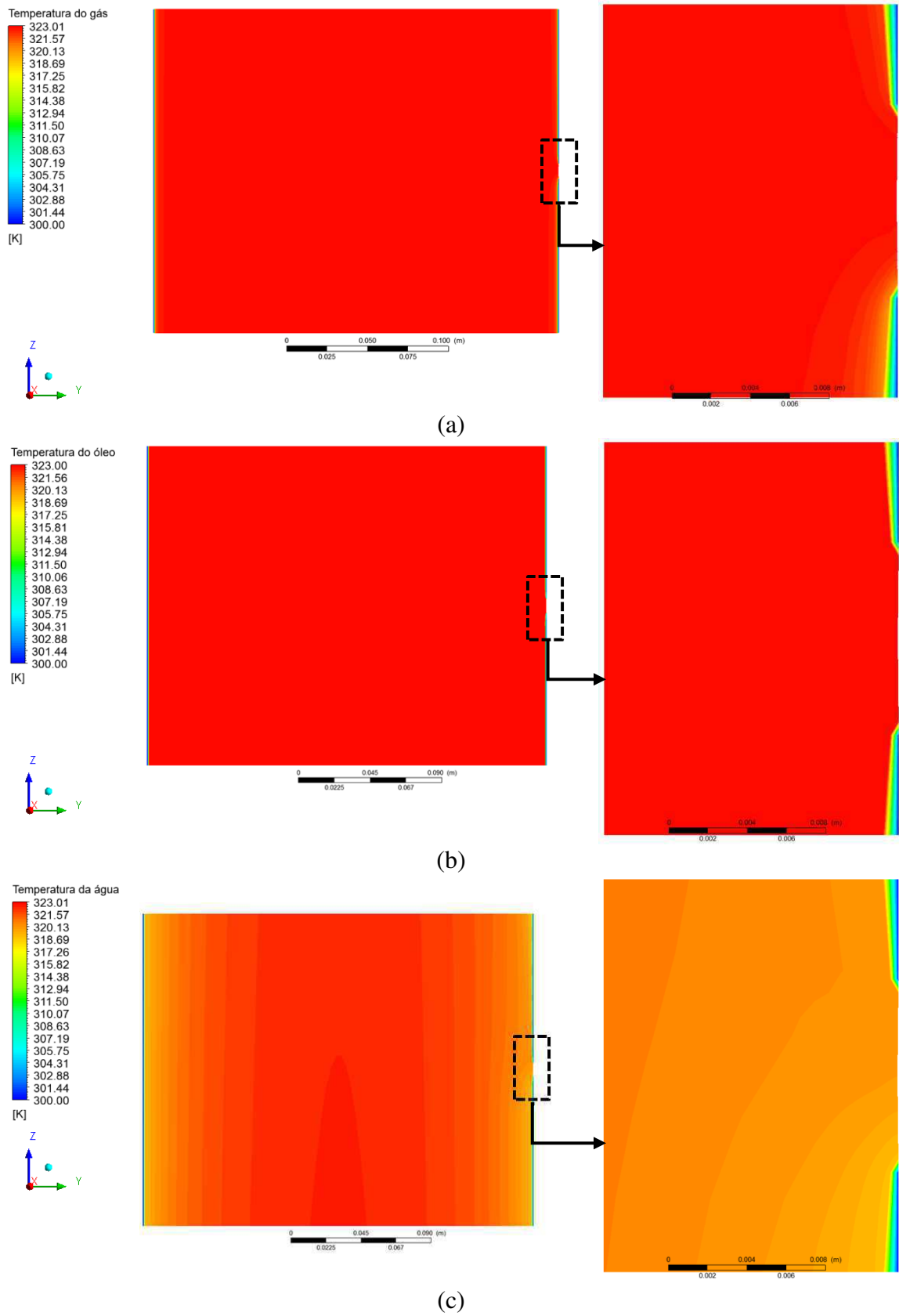


Figura 29 – Distribuição da temperatura do a) gás, b) óleo e c) água em um plano longitudinal próxima a região do vazamento para o caso 5.

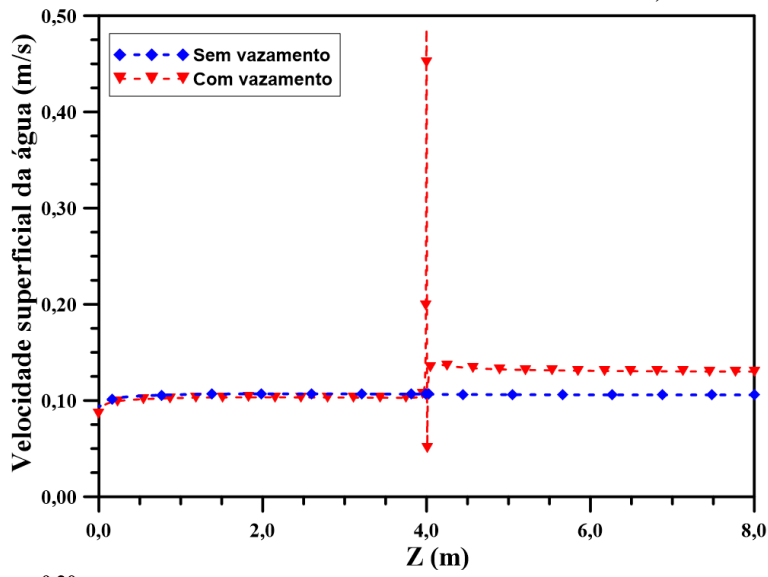


A Figura 30 mostra a velocidade superficial (fração volumétrica multiplicada pela velocidade real) de cada fase ao longo do comprimento da tubulação (um milímetro a partir da região do vazamento). Vê-se que no caso 5, na zona de vazamento, há uma grande variação na velocidade superficial das fases, o que não ocorre para o caso 4. O óleo é a fase com maior velocidade superficial devido a sua maior fração volumétrica presente no escoamento, já que as três fases entram com a mesma velocidade de alimentação. Este comportamento pode ser comprovado na Figura 31 (campo vetorial) onde a velocidade superficial do óleo, no vazamento, é quase 12 vezes maior do que a velocidade superficial da água e quase 35 vezes maior do que a velocidade superficial do gás natural. Além disso, vê-se um pequeno aumento da velocidade superficial do gás ao longo do comprimento da tubulação, para os dois casos analisados na Figura 30, que pode estar ligado ao fato do gás estar distribuído na fase óleo (fase de maior velocidade superficial). Após o vazamento, há um aumento significativo da velocidade superficial da água.

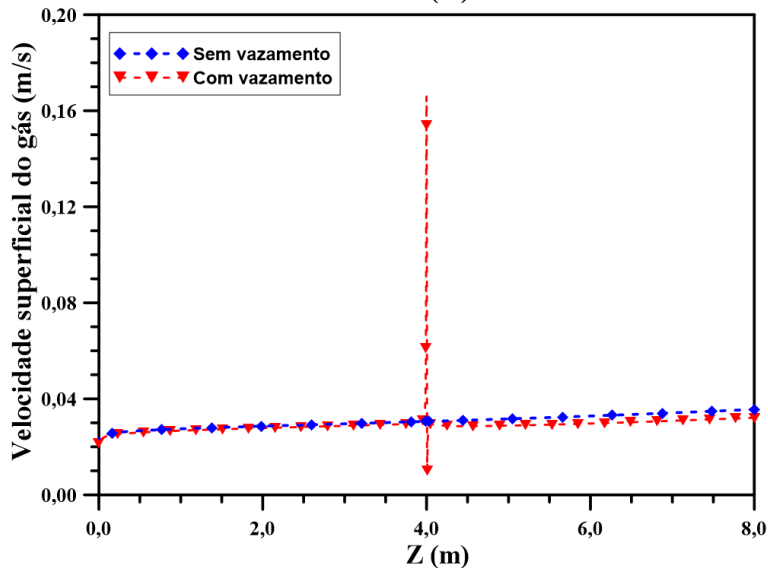
A distribuição da velocidade superficial das fases para o caso 5 pode ser visto na Figura 32. Nesta figura observa-se que a água, gás natural e óleo atingem a maior velocidade superficial no furo. Para as três fases, vê-se que próximo a região da parede obtém-se as menores velocidades superficiais devido ao contato do fluido com a mesma.

A Figura 33 mostra a fração volumétrica de óleo, gás e água ao longo do comprimento da tubulação próximo à área do vazamento (a 1 mm do furo) para o caso 5. Vê-se que a variação nesta propriedade é perceptível na área do vazamento, sendo assim, um indicativo de perturbação nesta região que pode ser útil na detecção de fugas do fluido.

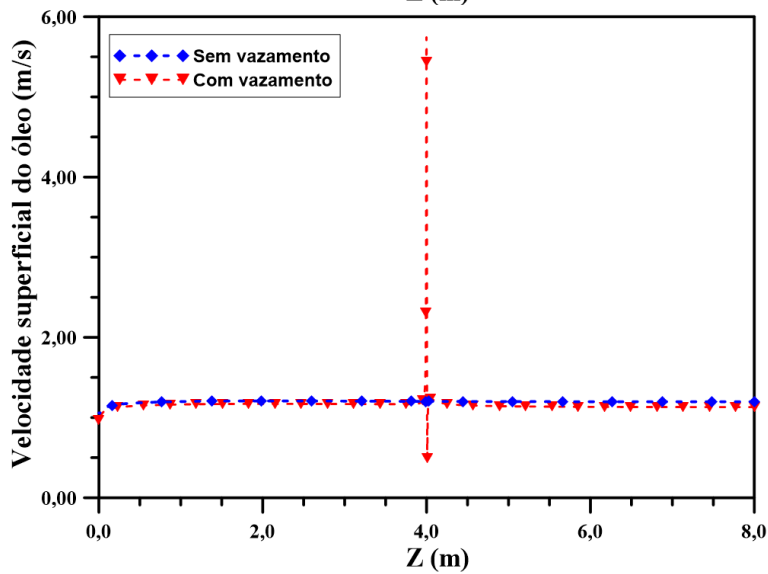
Figura 30 – Velocidade superficial da a) água, b) gás e c) óleo ao longo do comprimento da tubulação próximo a região de vazamento (a 1 mm do vazamento) (Casos 4 - sem vazamento e 5 - com vazamento).



(a)



(b)



(c)

Figura 31 – Campo vetorial de velocidade superficial da fase a) água, b) gás natural e c) óleo próximo ao vazamento para o caso 5 (corte longitudinal).

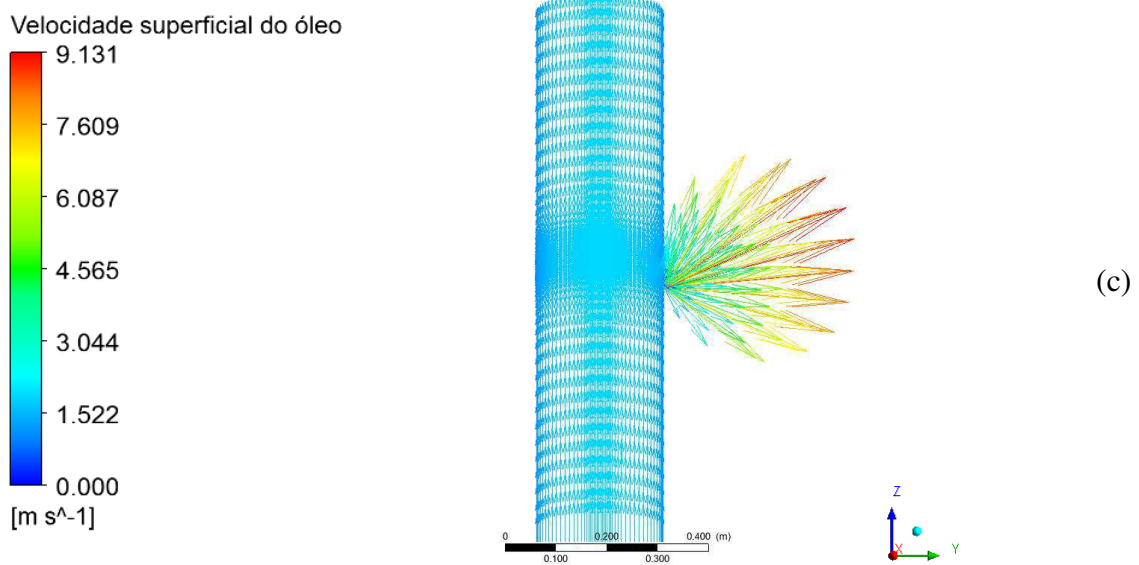
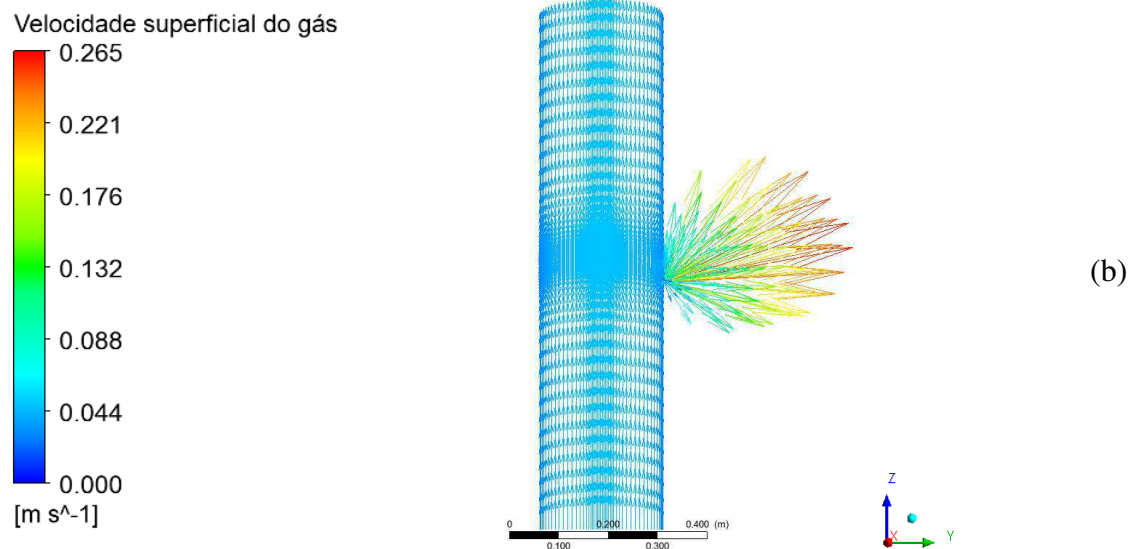
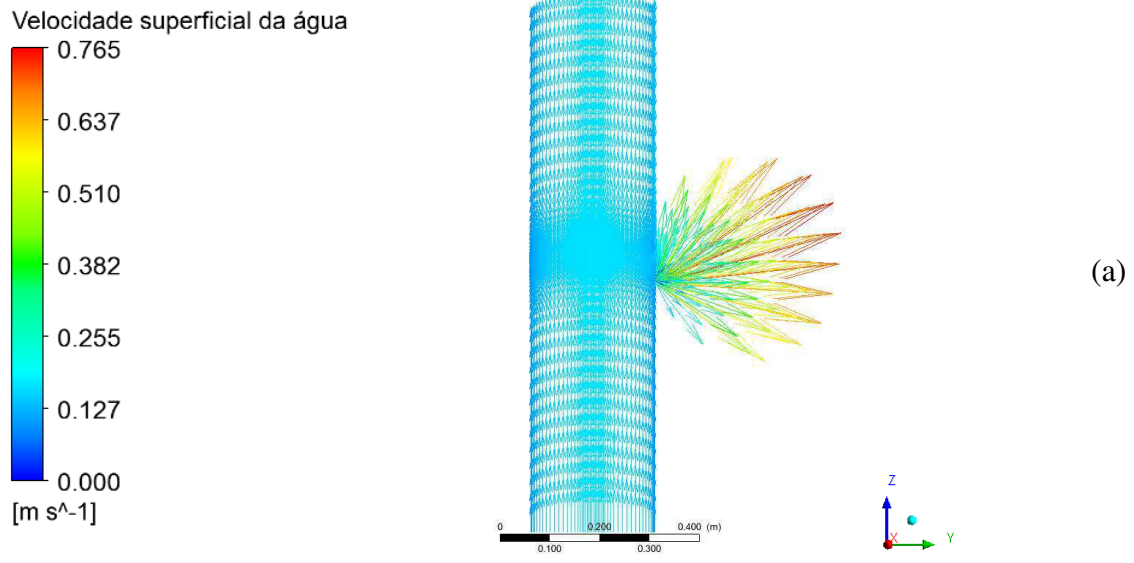
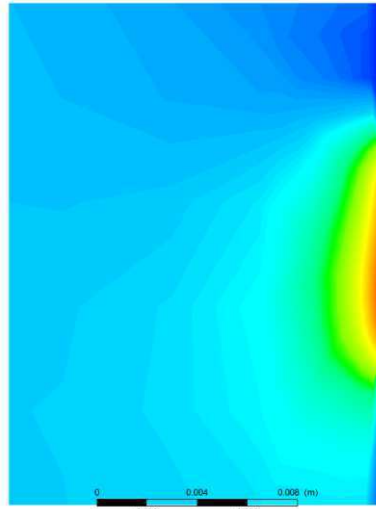
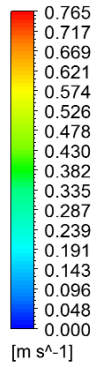


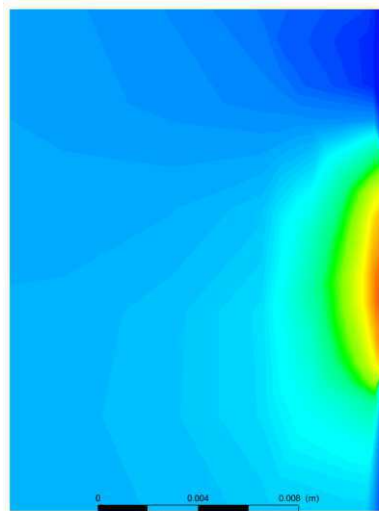
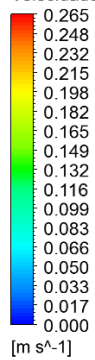
Figura 32 – Distribuição da velocidade superficial da a) água, b) gás natural e c) óleo (corte longitudinal) (caso 5).

Velocidade superficial da água



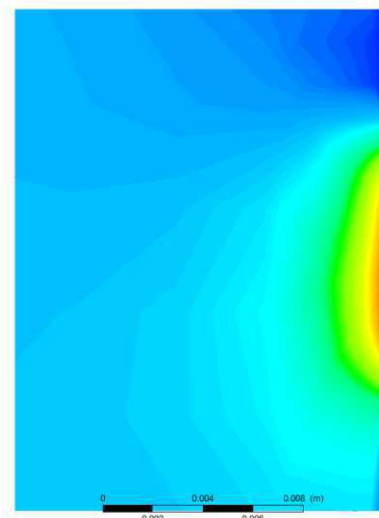
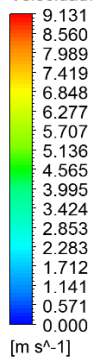
(a)

Velocidade superficial do gás



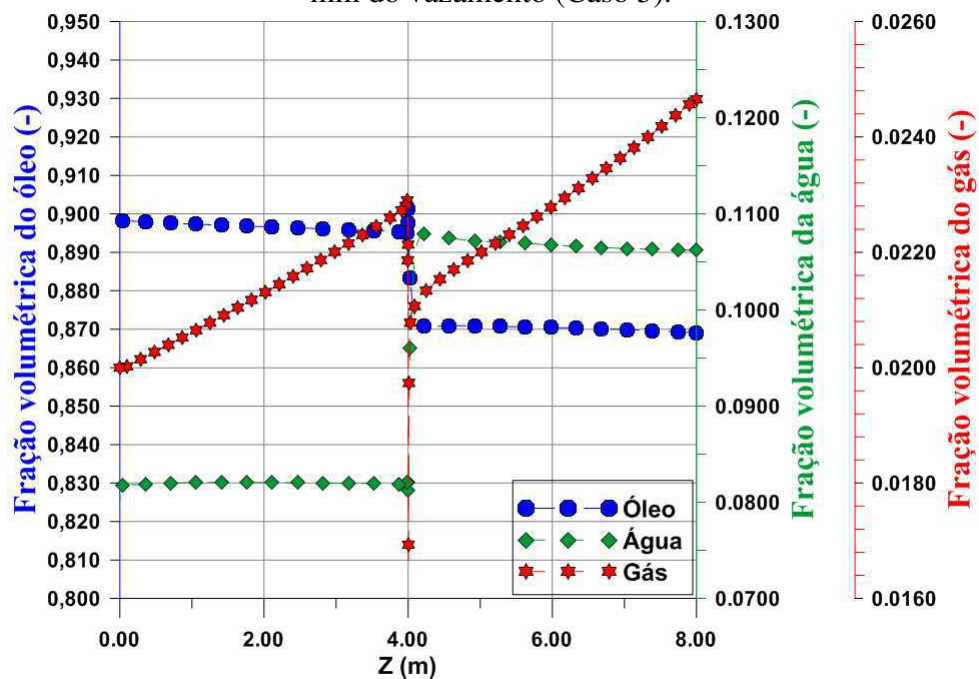
(b)

Velocidade superficial do óleo



(c)

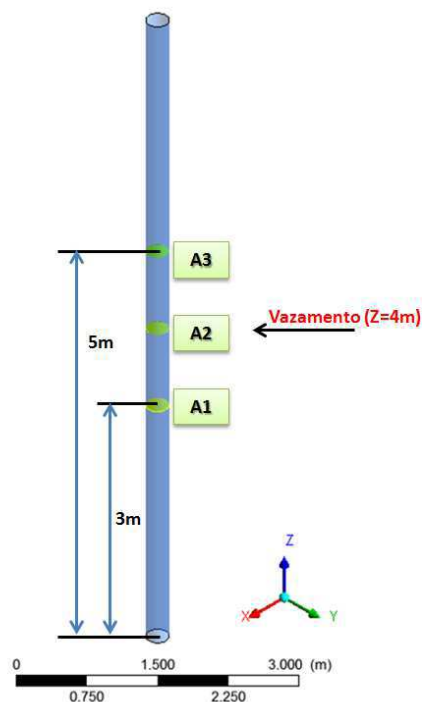
Figura 33 – Fração volumétrica das fases ao longo do comprimento da tubulação a 1 mm do vazamento (Caso 5).



4.2.2 Análise da influência da temperatura

Para realizar a leitura das distribuições de temperatura, fração volumétrica, velocidade superficial e pressão dos casos 5 a 10 foram feitos três cortes transversais em pontos distintos da tubulação conforme ilustrado na Figura 34.

Figura 34 – Demonstrativo dos cortes transversais feitos para análise.



Para a análise da influência da temperatura utilizou-se os casos 5, 6, 7 e 8 que tem as mesmas condições iniciais, condições de contorno e propriedades das fases exceto pela temperatura de alimentação que varia, respectivamente, da seguinte forma: 323 K, 333 K, 343 K e 353 K. . As análises foram feitas em um tempo de processo de 10 s (tempo total de simulação definido com condição inicial).

A Figura 35 mostra a distribuição da pressão e pressão total ao longo do comprimento da tubulação próxima à região do vazamento, onde observa-se que, para todos os casos houve uma queda significativa da pressão na área do furo. Esta queda não é verificada no gráfico da pressão total ao longo do comprimento da tubulação (Figura 35b). Vê-se que a variação da pressão (Figura 35a) no orifício para os quatro casos analisados ocorre de forma semelhante, o que demonstra que não há influencia significativa na variação da pressão com o aumento da temperatura de alimentação da mistura. As quedas de pressão média na tubulação para os casos 5, 6, 7 e 8 foi, respectivamente, 0,672923 atm; 0,67143 atm; 0,670052 atm e 0,676039 atm. Esses resultados mostram que, até o caso 7, quanto maior a temperatura, menor a queda de pressão na tubulação, que pode ser justificado pela menor viscosidade do óleo (fase de maior fração volumétrica) e da água, com o aumento da temperatura de alimentação do duto. Na Figura 36 ilustra-se a viscosidade dinâmica ao longo do comprimento da tubulação (a 1 mm do furo). Vê-se que a viscosidade dinâmica do óleo e da água a 1 mm do vazamento ao longo do comprimento da tubulação variam de acordo com a temperatura de alimentação, e, quanto maior a temperatura de entrada menor a viscosidade dinâmica da fase óleo e água. Esta influência da temperatura de alimentação da mistura não é observada para a viscosidade dinâmica do gás.

Figura 35 – Pressão (a) e pressão total (b) ao longo do comprimento da tubulação próximo a região do vazamento (a 1 mm do furo) para os casos 5, 6, 7 e 8.

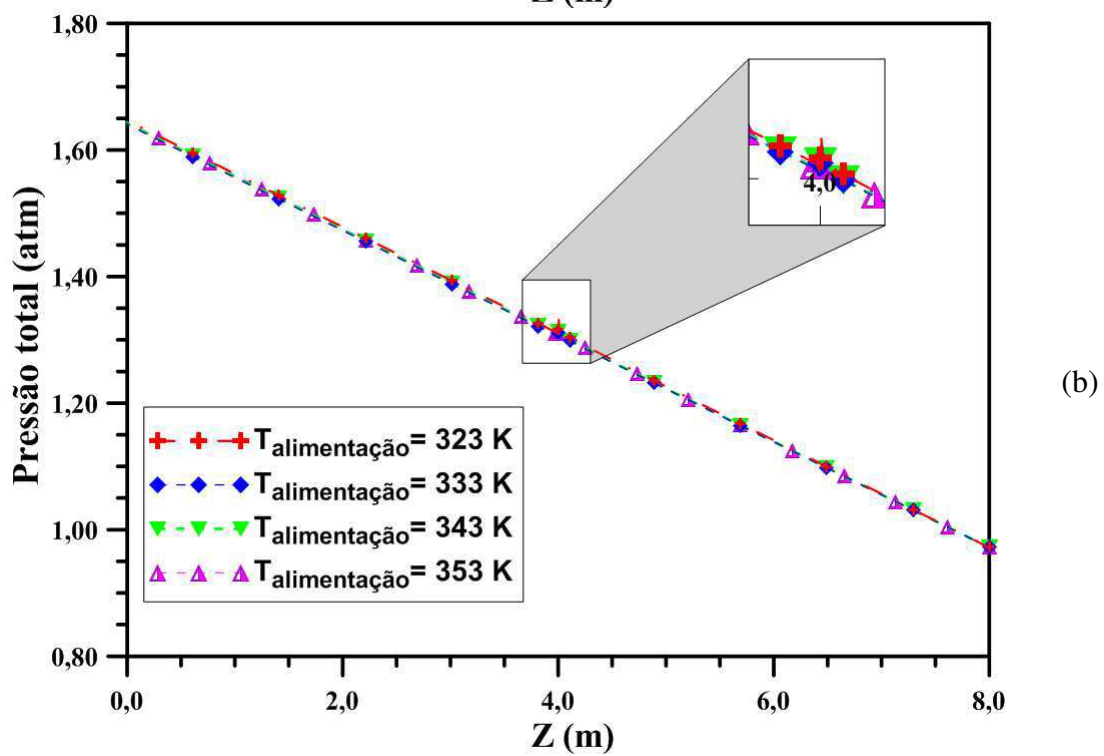
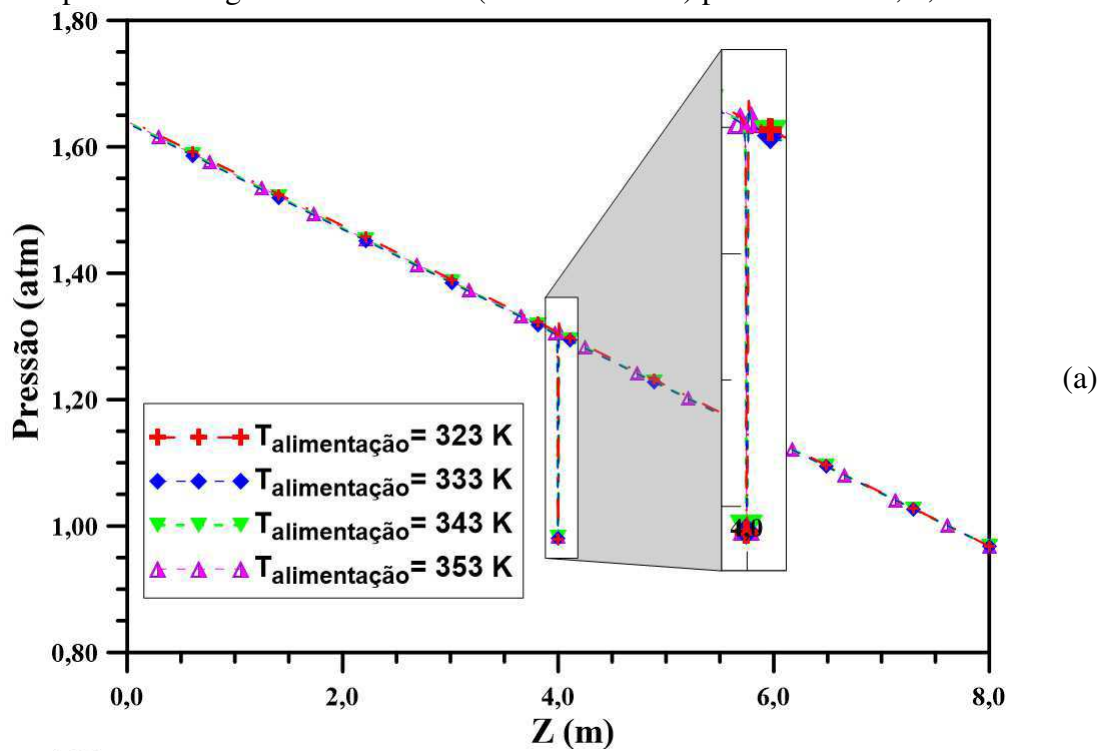
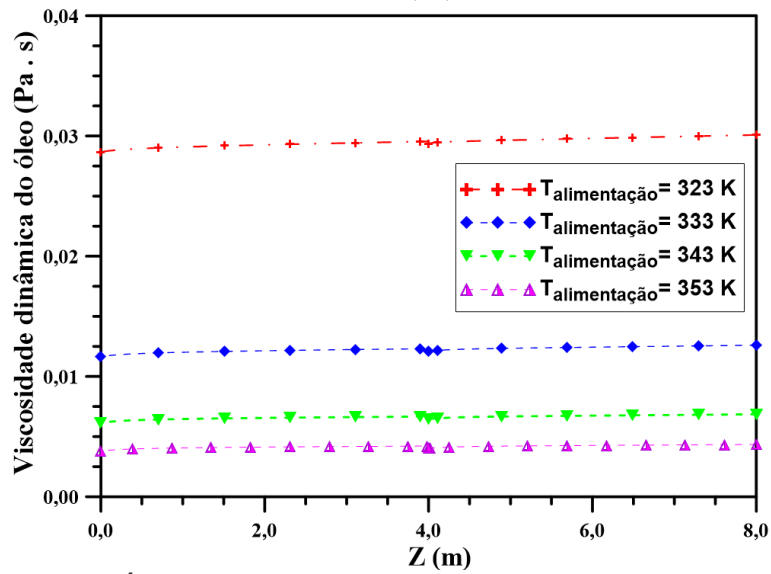
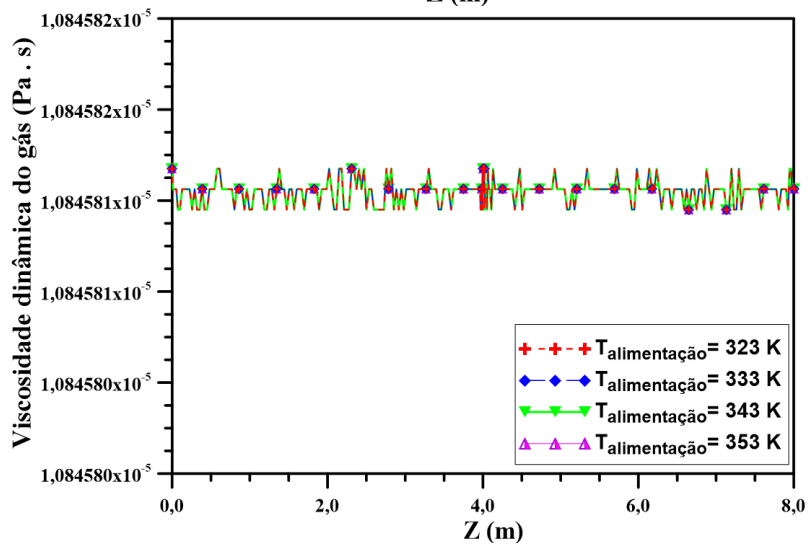


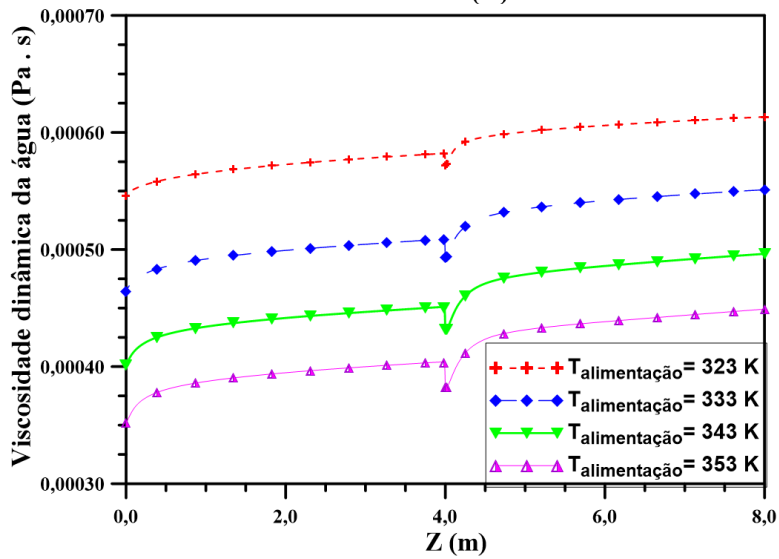
Figura 36 – Viscosidade dinâmica do a) óleo, b) gás e c) água ao longo do comprimento da tubulação próximo a região do vazamento (a 1 mm do furo) para os casos 5, 6, 7 e 8



(a)



(b)



(c)

Analisando a distribuição de pressão (figura da esquerda) e pressão total (figura da direita) dos casos 5, 6, 7 e 8, próxima ao vazamento (Figura 37), vê-se que nas condições de análise estudadas, o vazamento é mais facilmente detectado fazendo-se a análise pela pressão (na região do furo tem-se a área de menor pressão crescendo à medida que se afasta do mesmo). Na análise da pressão total na região próxima ao vazamento, verificou-se que a variação desta propriedade termodinâmica é pequena.

Analisando a influência do vazamento na pressão, vê-se nas Figuras 38 e 39 a distribuição de pressão antes do vazamento, no furo e após o vazamento para os casos 5, 6, 7 e 8. Vê-se que a maior diferença de pressão do escoamento não-isotérmico, está na área A1. Na região do vazamento (A2), a pressão se mantém quase uniforme exceto próximo ao furo. Após o vazamento (A3), observa-se que, quanto maior a temperatura de entrada das fases e, conseqüentemente, diminuição da viscosidade, maior a influência gerada na pressão pela presença do vazamento após o mesmo.

A Figura 40 mostra a distribuição da temperatura para os casos 5, 6, 7 e 8 próximo à região do furo. A temperatura da parede da tubulação foi definida como condição de contorno sendo $T_{\text{parede}} = 300 \text{ K}$ para todos os casos, por isso, próximo à parede da tubulação, ocorre as menores temperaturas do escoamento para cada fase que o compõe. As temperaturas do gás e da água variam de acordo com a temperatura de alimentação do fluido. Como a temperatura de alimentação é crescente, a partir do caso 5 até o caso 8, a temperatura das fases dispersas (gás e água) crescem na mesma magnitude. Assim, observa-se que o gás e a água se mantêm acoplados a fase contínua, tendo influência das condições termodinâmicas e propriedades da fase óleo.

Figura 37 – Distribuição da pressão e pressão total próxima à região do vazamento (corte longitudinal) para a) caso 5, b) caso 6, c) caso 7 e d) caso 8.

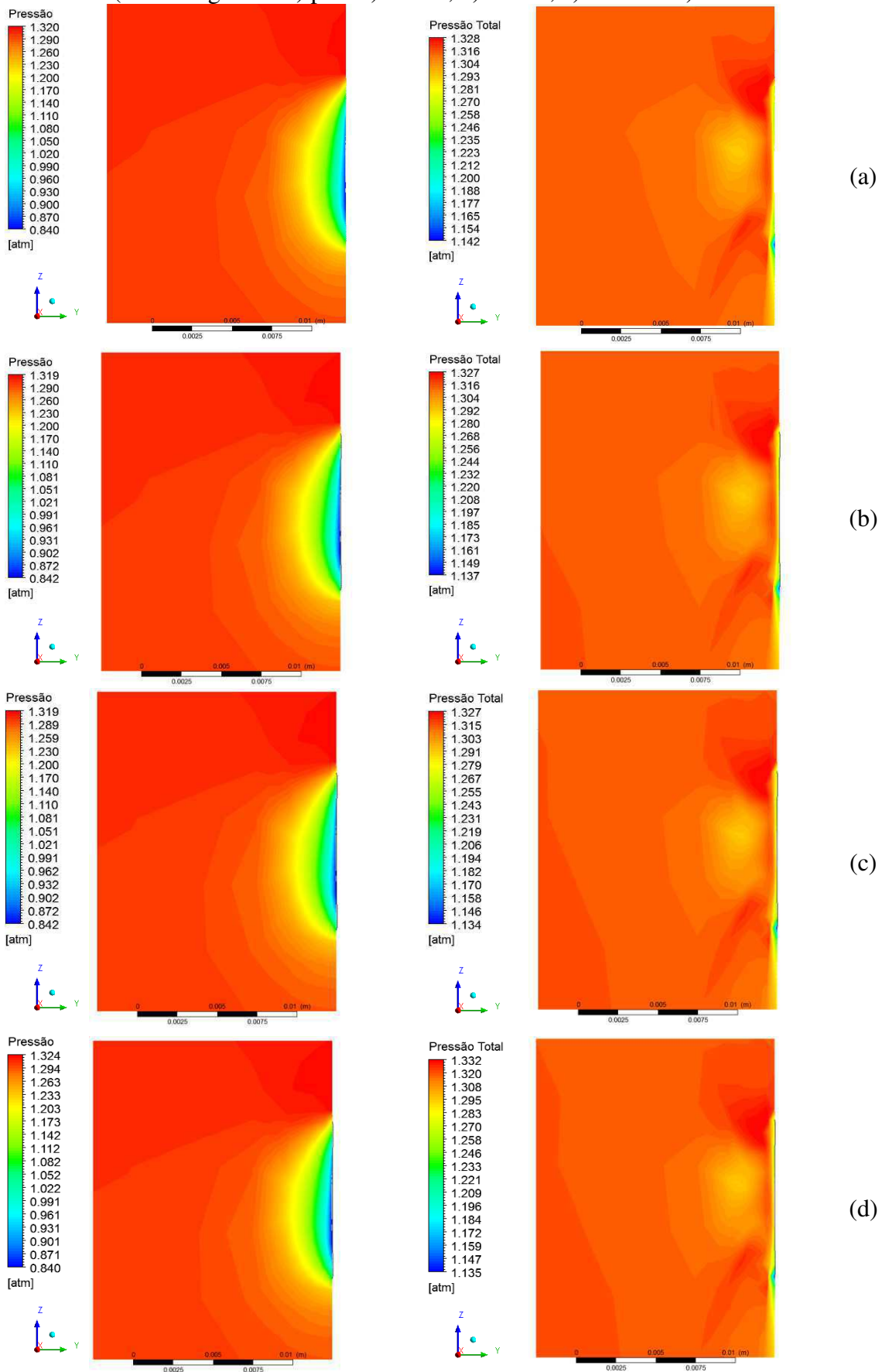


Figura 38 – Distribuição da pressão antes (A1), no furo (A2) e depois do vazamento (A3) para a) caso 5 e b) caso 6.

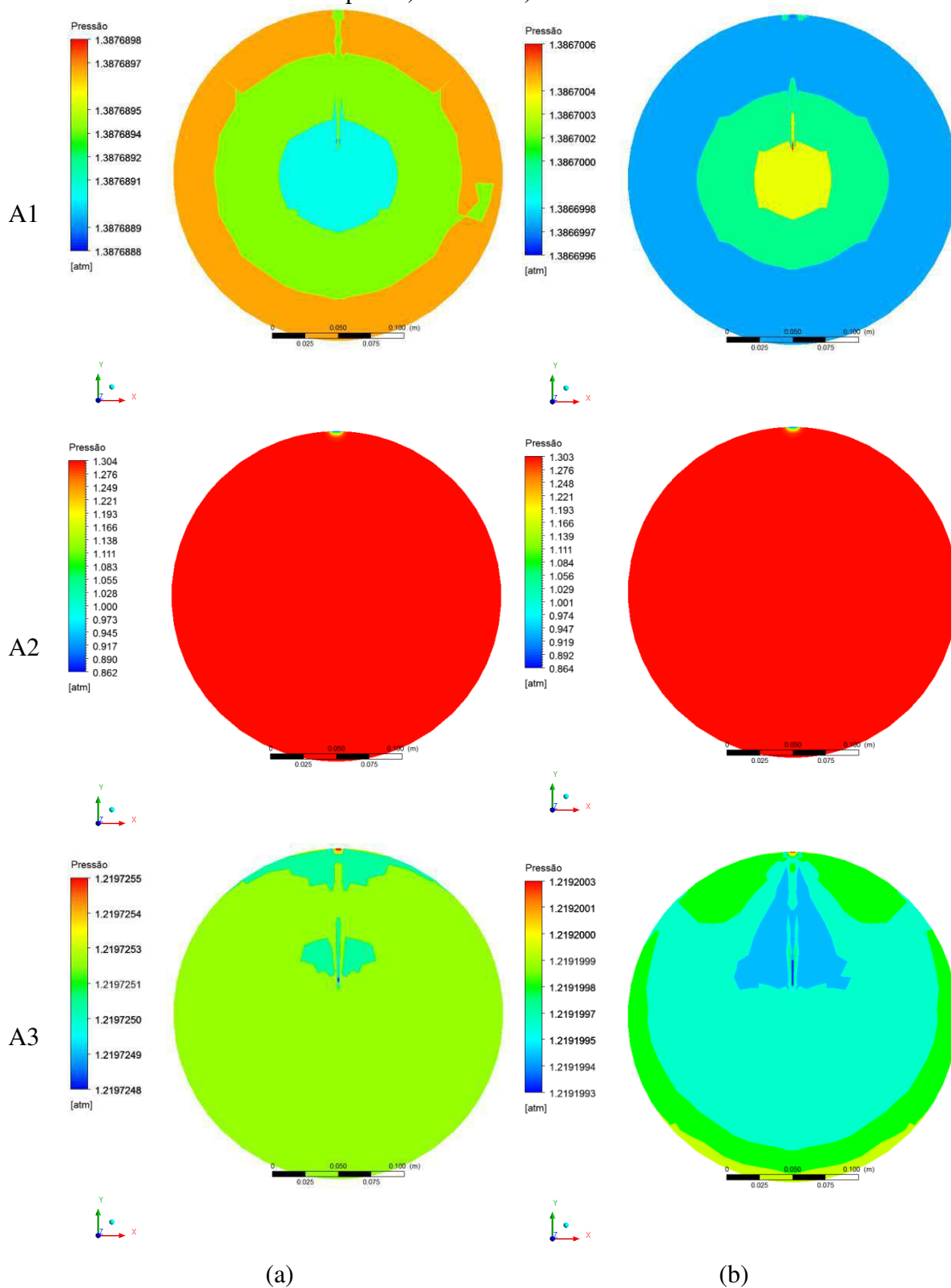


Figura 39 – Distribuição da pressão antes (A1), no furo (A2) e depois do vazamento (A3) para a) caso 7 e b) caso 8.

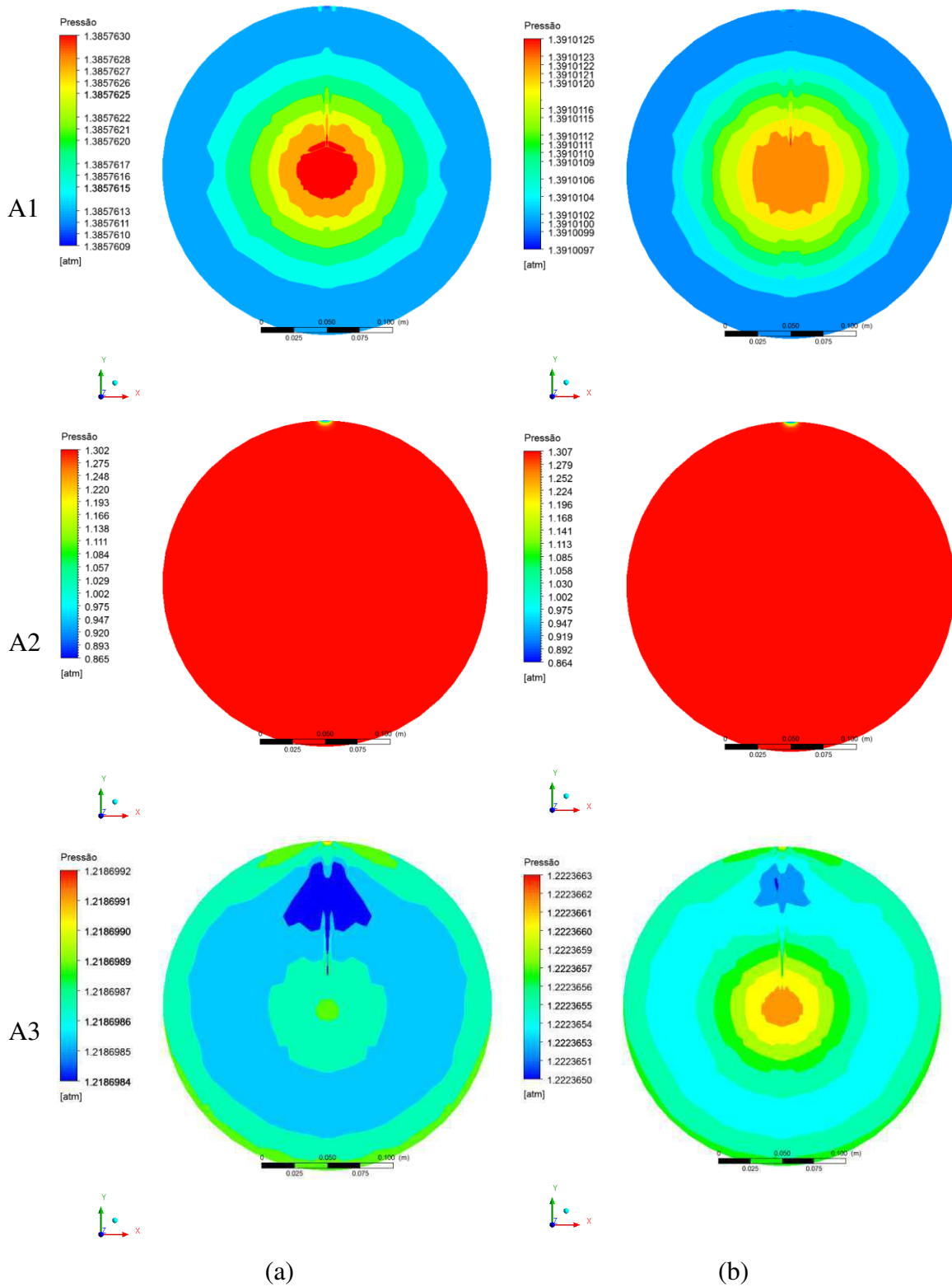
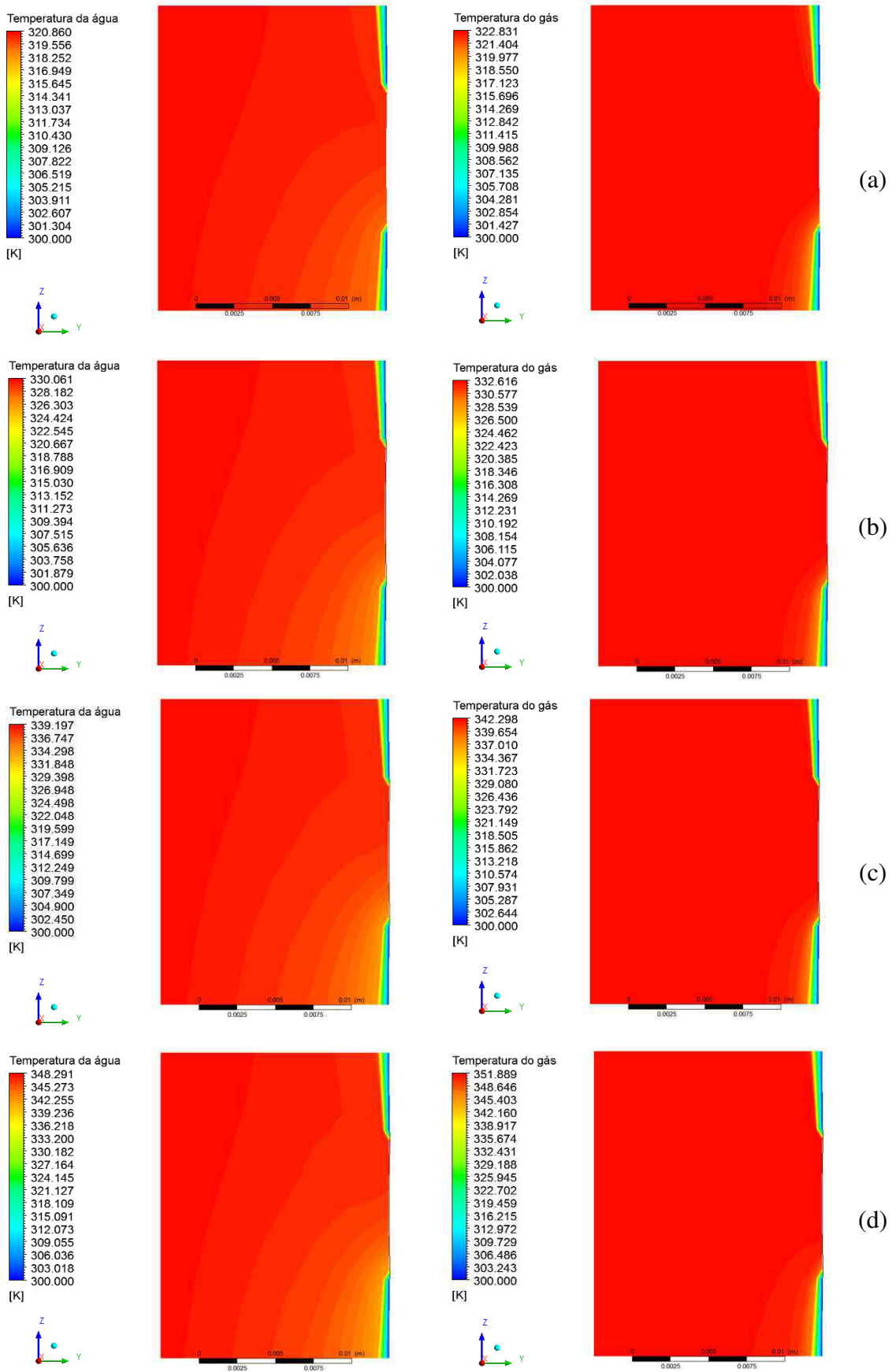
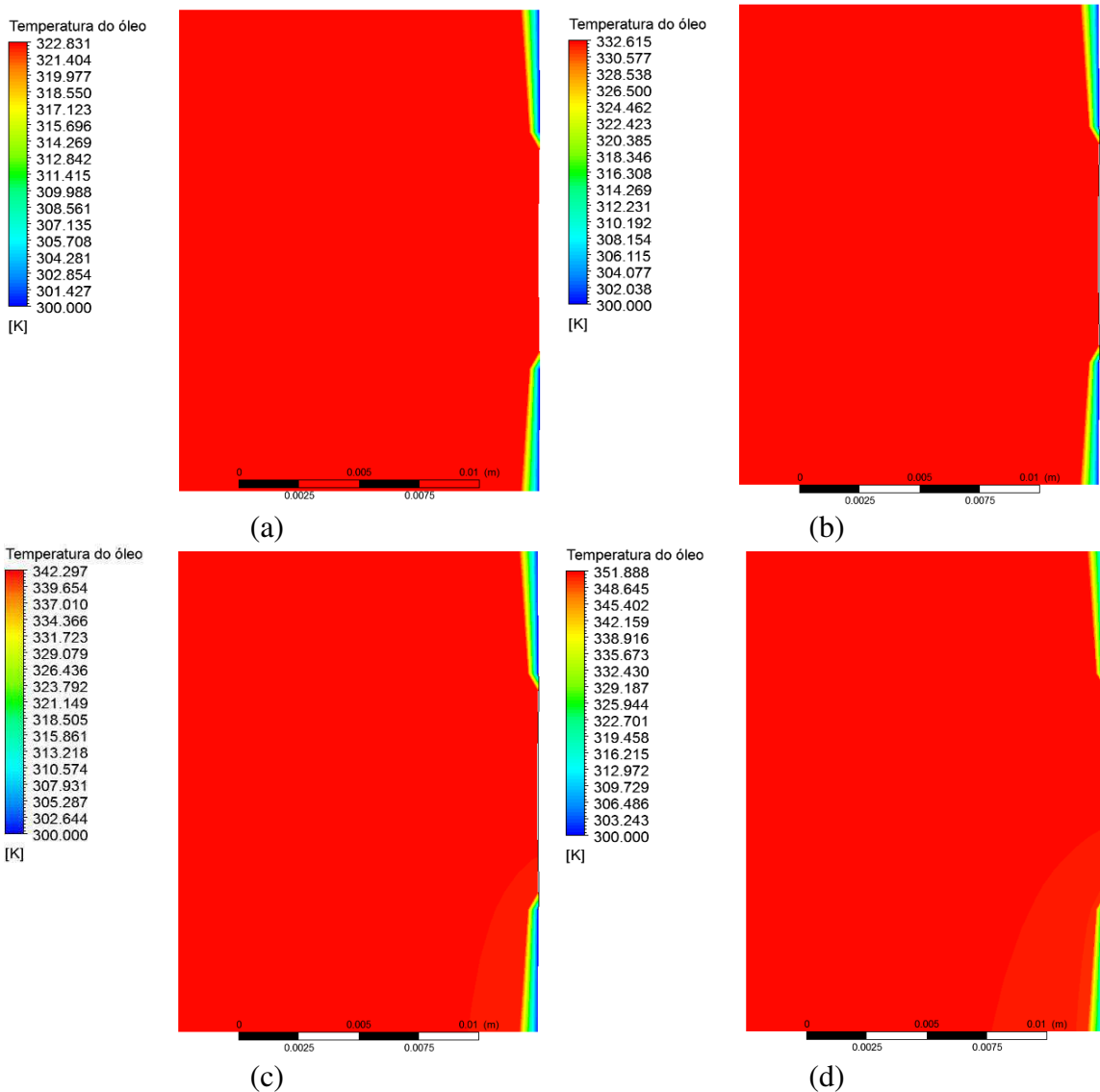


Figura 40 - Temperatura das fases dispersas (água e gás) próximo à região do furo para a) caso 5, b) caso 6, c) caso 7 e d) caso 8 (corte longitudinal).



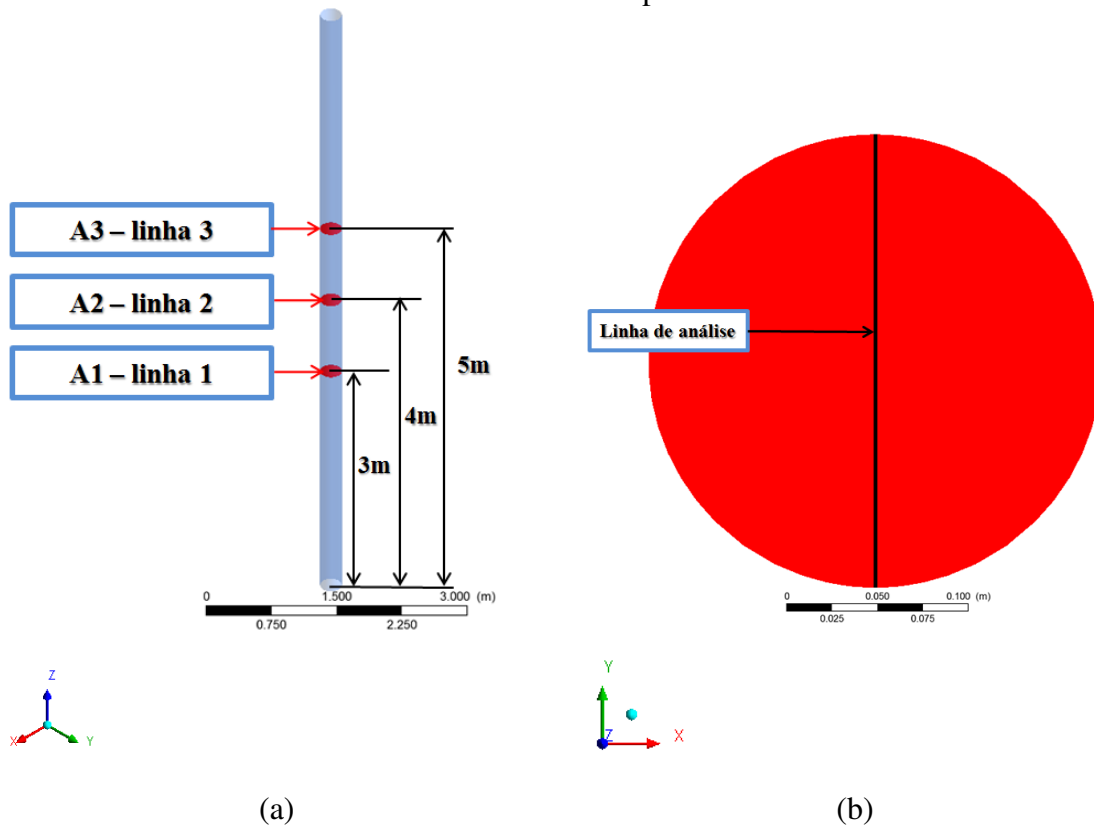
Na Figura 41 vê-se a distribuição da temperatura do óleo para os casos 5, 6, 7 e 8 em corte longitudinal, próxima ao vazamento, na qual a maior variação está próximo à parede da tubulação se mantendo uniforme a certa distância da mesma. Além disso, vê-se que a temperatura cresce a medida que se aumenta a temperatura da mistura na entrada do duto.

Figura 41 - Temperatura da fase contínua (óleo) próximo à região do furo para a) caso 5, b) caso 6, c) caso 7 e d) caso 8 (corte longitudinal).



A Figura 42 mostra as linhas de corte transversal para as seções A1, A2 e A3 utilizadas para a análise da velocidade superficial, temperatura, pressão e fração volumétrica na posição radial.

Figura 42 – Demonstrativo da linha de corte transversal utilizada nas análises dos parâmetros ao longo do comprimento da tubulação. (a) Localização das linhas e (b) forma do corte no plano.



A Figura 43 mostra um comparativo entre os perfis de temperatura da água, do gás e do óleo antes do vazamento (seção A1) em uma linha de corte transversal (linha 1). A temperatura da água, na parede, para todos os casos se mantém a 300 K. À medida que se afasta da parede em direção ao centro da tubulação, a temperatura da água sofre variação de acordo com a temperatura da alimentação, ou seja, quanto maior a temperatura da mistura na entrada do duto ($T_{\text{alimentação}} = 353\text{K}$ - Caso 8), maior será a variação da temperatura da água.

Na Figura 43b, observa-se que, quanto maior a temperatura da mistura fluida na entrada do duto, maior a temperatura da fase gás. Vê-se um aumento mais acentuado da temperatura do gás nas proximidades da parede do duto comparando-se com a temperatura da água (Figura 43a). Além disso, a temperatura do gás se concentra próximo à temperatura de alimentação do fluido, o que demonstra que esta fase dispersa está nitidamente ligada à temperatura da fase contínua (óleo) vista na Figura 43c.

A Figura 44 mostra o perfil de velocidade superficial das fases óleo, água e gás ao longo do comprimento da tubulação a um milímetro da parede. Vê-se para as três fases, nos casos estudados, que há uma variação deste parâmetro na região do vazamento. A velocidade superficial da água (Figura 44a), em todos os casos, antes do vazamento, tem comportamento similar. No entanto, logo após o vazamento, vê-se que a maior velocidade superficial da água é obtida para a menor temperatura de entrada da mistura (caso 5 - $T_{\text{alimentação}} = 323 \text{ K}$) enquanto a menor velocidade superficial da água ocorre para a maior temperatura de entrada do duto (Caso 8 - $T_{\text{alimentação}} = 353 \text{ K}$).

A Figura 44b mostra a velocidade superficial do gás ao longo do comprimento da tubulação a um milímetro do vazamento e pode-se observar que a maior influência da temperatura de alimentação do duto nesta fase, ocorre na região do vazamento, onde observa-se que quanto maior a temperatura de alimentação (caso 8 - $T_{\text{alimentação}} = 353 \text{ K}$), maior a velocidade superficial do gás na região do vazamento.

Na fase óleo (Figura 44c) vê-se que a temperatura tem menor influência na velocidade superficial do que para as fases dispersas do escoamento (água e gás). Além disso, observa-se que a maior velocidade superficial do óleo (atingida no vazamento) é cerca de 11,5 vezes a velocidade superficial da água e 29 vezes a velocidade do gás devido a maior fração volumétrica desta fase.

Figura 43 – Temperatura da a) água, b) gás e c) óleo antes do vazamento (seção A1-linha 1) para os casos 5, 6, 7 e 8 (corte transversal).

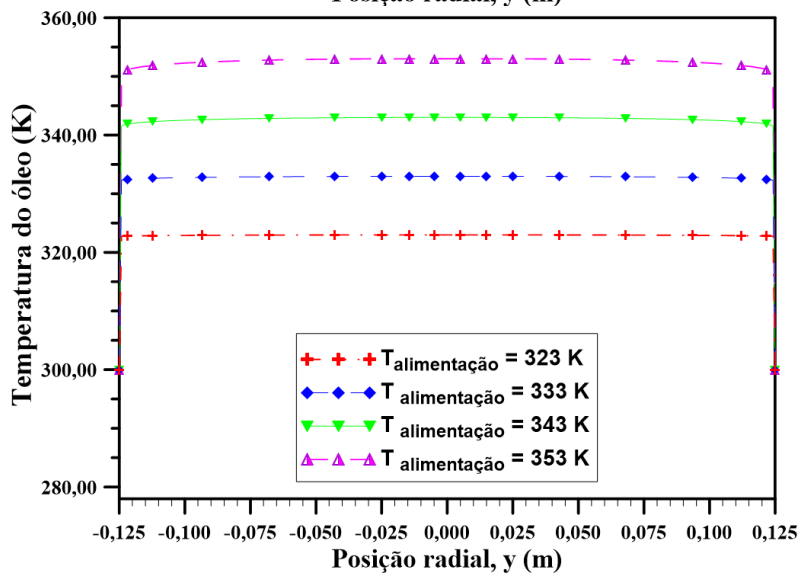
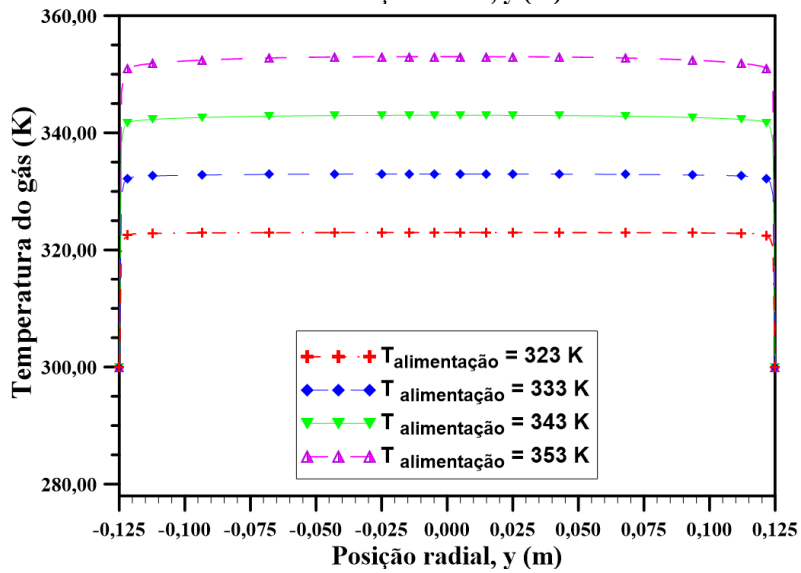
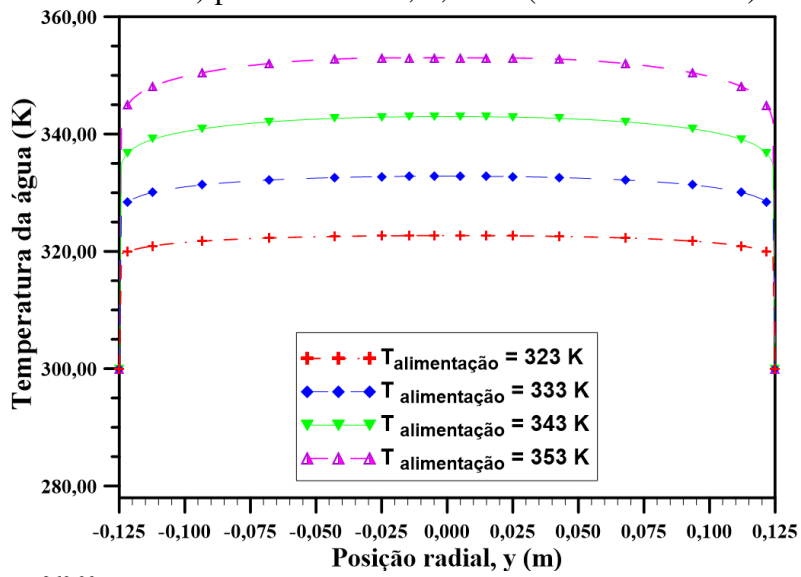
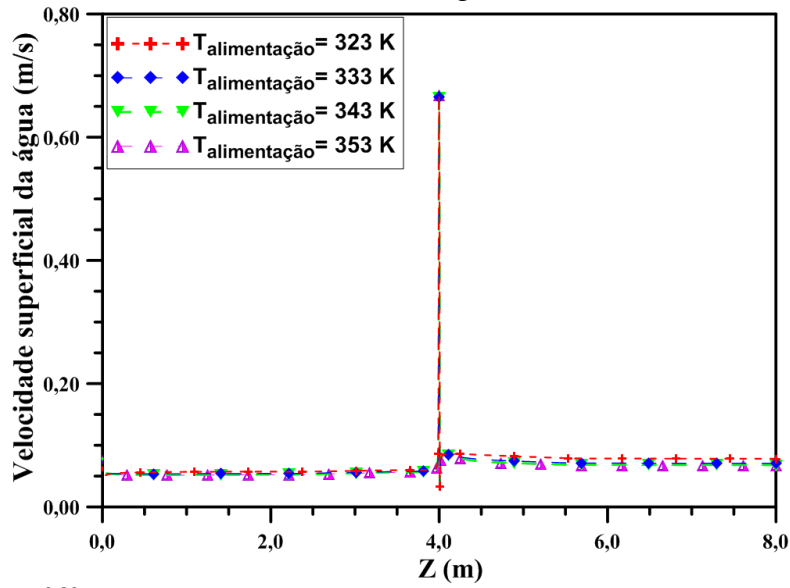
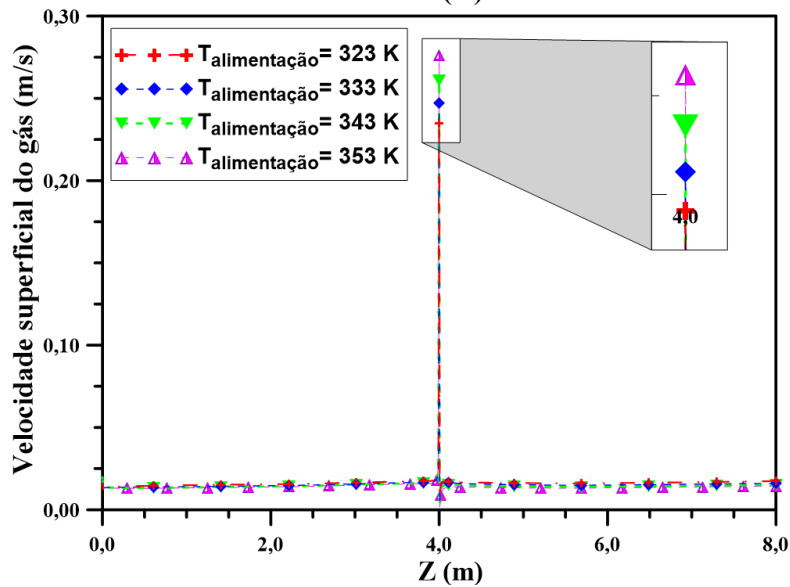


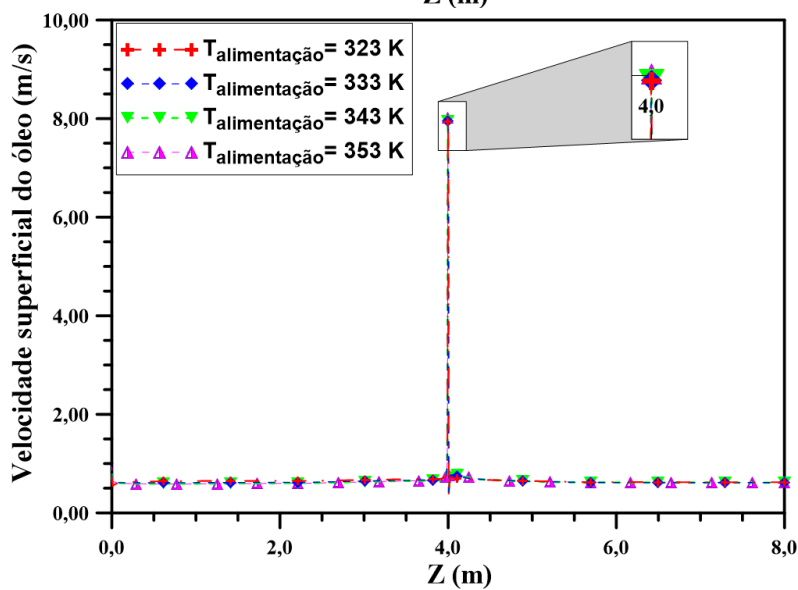
Figura 44 – Velocidade superficial da a) água, b) gás e c) óleo ao longo do comprimento da tubulação próximo a região do furo (a 1 mm do vazamento) para os casos 5, 6, 7 e 8 (corte longitudinal).



(a)



(b)



(c)

As Figuras 45, 46 e 47 mostram o comportamento da velocidade superficial (caso 5) para as fases água, gás e óleo, respectivamente. Observando a distribuição de velocidade nas seções A1 (seção anterior ao vazamento), seção A2 (seção do vazamento) e seção A3 (seção após a seção do vazamento) da Figura 42, vê-se comportamento bastante similar. A velocidade superficial da água (Figura 45 a) diminui a partir do centro até a parede do duto, sendo a camada de menor velocidade junto à parede. No vazamento (Figura 45 b), a velocidade superficial da água se mantém mais uniforme sofrendo grande variação nas proximidades do furo, onde a maior velocidade superficial da água é atingida. Após a região de vazamento (seção A3 - Figura 45 c), o comportamento da velocidade superficial da água volta a ser decrescente do centro até a parede do duto. Isto ocorre porque próximo à parede do duto, o fluido encontra-se com as menores temperaturas ($T_{\text{parede}} = 300 \text{ K}$) e maior viscosidade o que acarreta menor velocidade superficial da mesma.

As fases gás (Figura 46 a-c) e óleo (Figura 47 a-c) tem comportamento idêntico ao da fase água, diferenciando-se apenas no valor da velocidade superficial.

A fase óleo tem as maiores velocidades entre as três fases, seguido da água e finalmente pelo gás. Isto ocorre devido a alta fração volumétrica da fase óleo usada nas simulações.

Figura 45 – Velocidade superficial da água para o caso 5. a) seção A1, b) seção A2 e c) seção A3 (corte transversal).

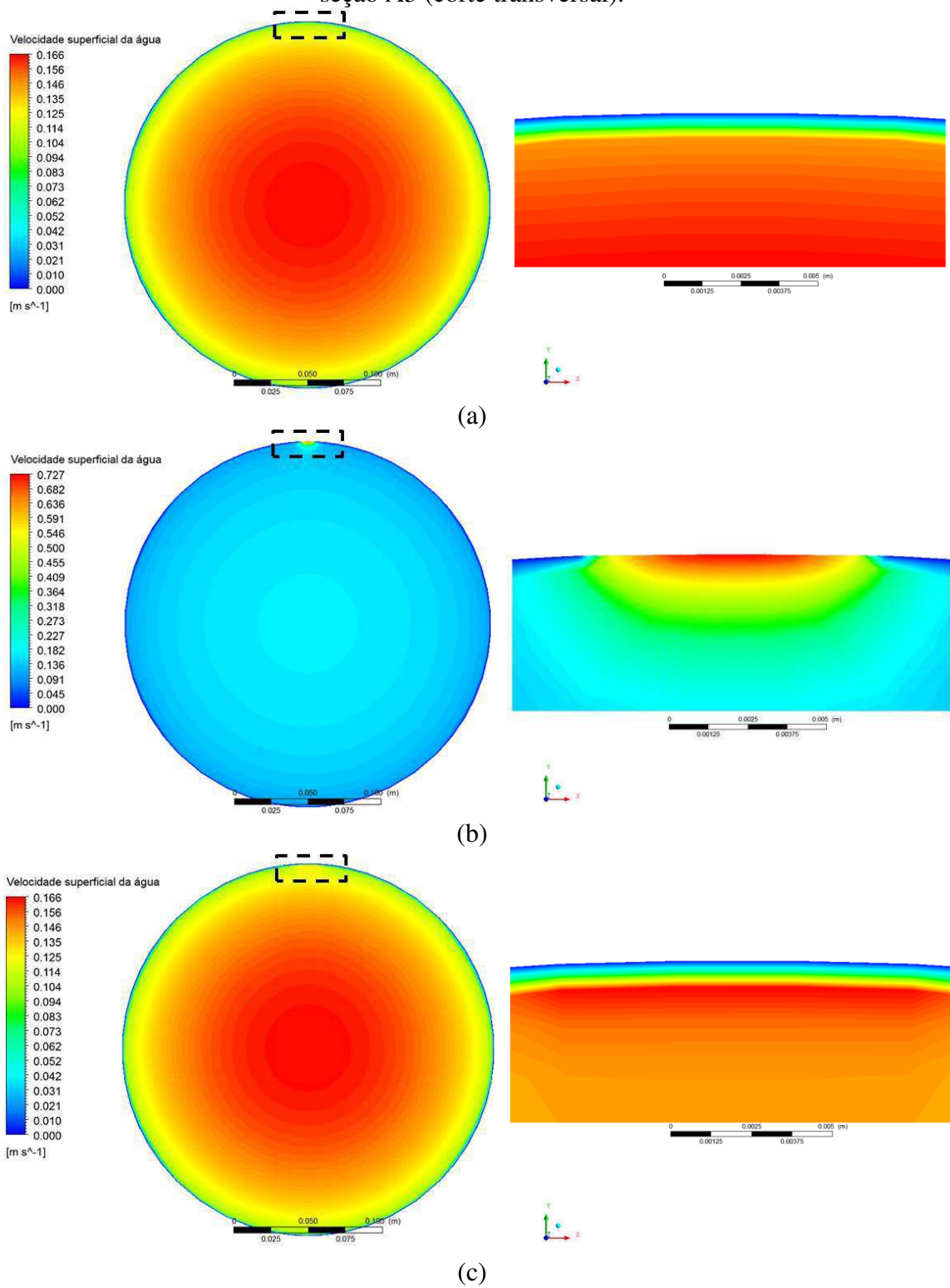


Figura 46 – Velocidade superficial do gás para o caso 5. a) seção A1, b) seção A2 e c) seção A3 (corte transversal).

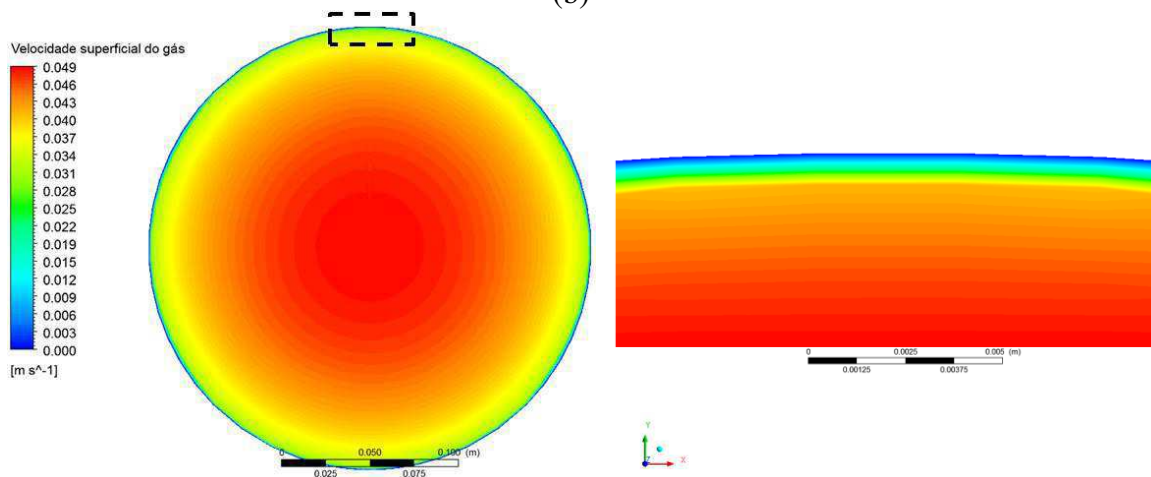
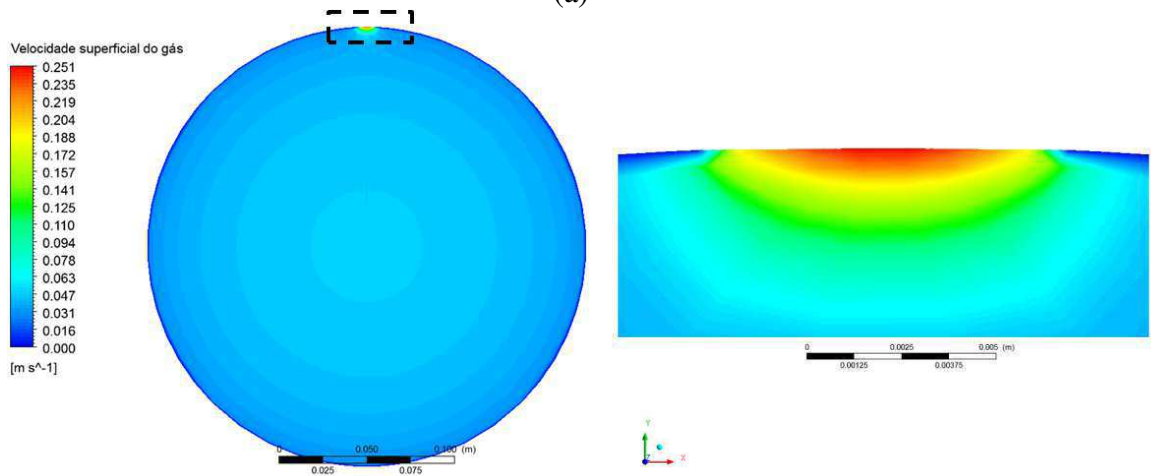
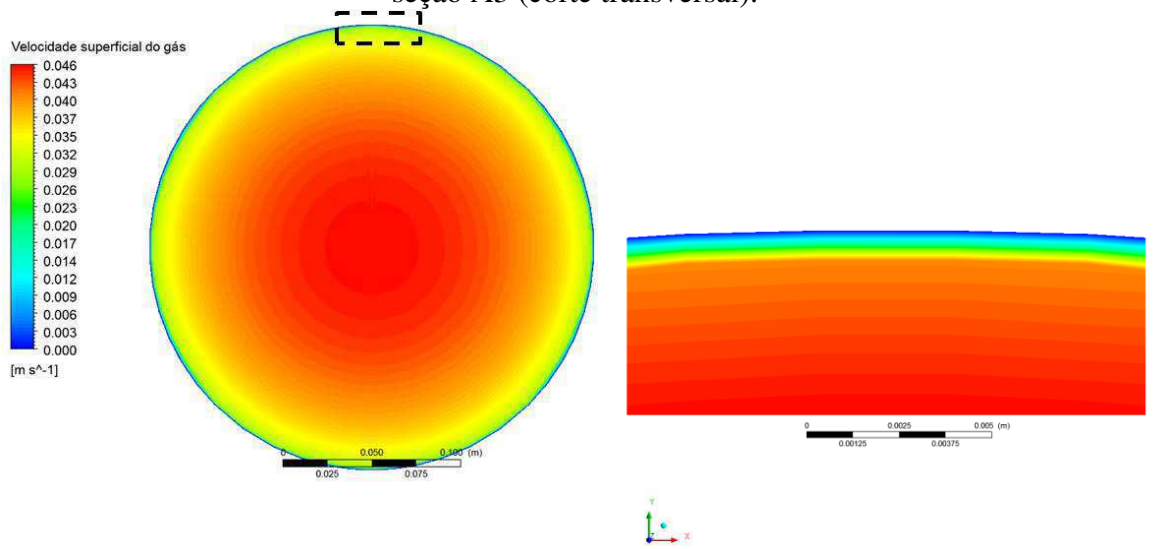
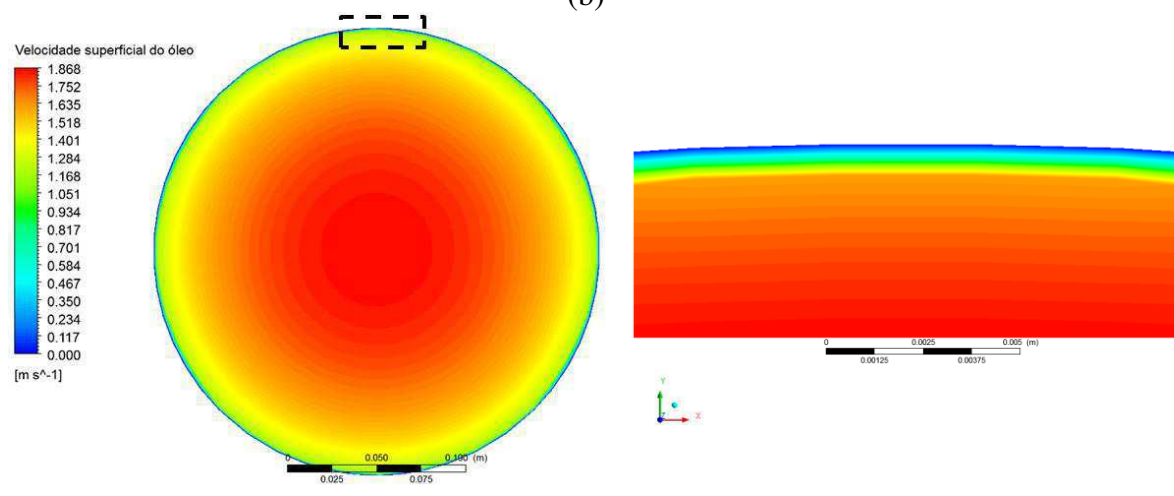
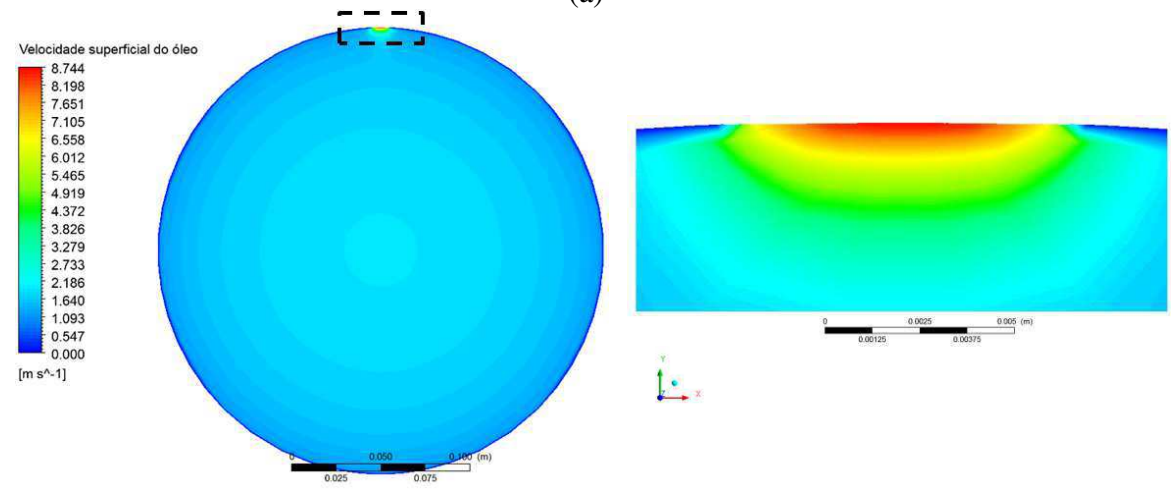
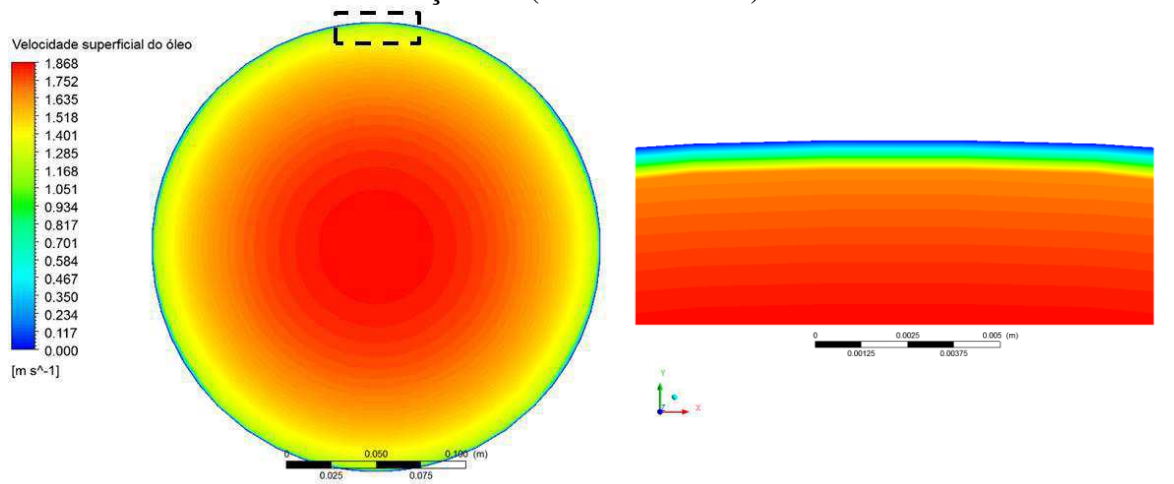


Figura 47– Velocidade superficial do óleo para o caso 5. a) seção A1, b) seção A2 e c) seção A3 (corte transversal).



As Figuras 48, 49 e 50 ilustram um comparativo dos perfis de velocidade superficial ao longo da linha transversal antes (seção A1) e após (seção A3) o vazamento, para as fases água, gás e óleo, respectivamente. Foi definida na parede uma condição de contorno de não deslizamento (*no slip*), então, a velocidade das fases em contato com a parede do duto é zero. Na Figura 48, a maior velocidade superficial da água antes e após o vazamento é obtida para o caso 8 ($T_{\text{alimentação}} = 353 \text{ K}$ – maior temperatura) e a menor velocidade superficial para o caso 5 ($T_{\text{alimentação}} = 323 \text{ K}$ – menor temperatura). Após o vazamento (Figura 48b), o comportamento deste parâmetro sofre uma perturbação próxima à região do furo como pode ser visto, aproximadamente, em $y = 0,125 \text{ m}$.

Para a fase gás (Figura 49), antes e após o vazamento, existe um padrão de simetria para a velocidade superficial atingida (menor velocidade próxima à parede, crescendo em direção ao centro do duto). O comportamento da velocidade superficial do gás próximo à parede do duto sofre influência da temperatura de alimentação do fluido: quanto maior a temperatura de alimentação, maior o crescimento da velocidade superficial, da parede em direção ao centro do duto.

A velocidade superficial do óleo (Figura 50) é a propriedade que sofre menor influência da presença do vazamento, mantendo simetria a partir da parede até o centro da tubulação. Contudo, à medida que se aumenta a temperatura de alimentação do fluido no duto, tem um aumento da velocidade superficial da fase, similar ao que ocorre para as fases dispersas (água e gás) do escoamento estudado.

A Figura 51 mostra a distribuição da fração volumétrica das fases água, gás e óleo (casos 5 e 8) a fim de se avaliar a influência da temperatura na distribuição deste parâmetro. Vê-se que há uma influência da temperatura na distribuição da fração volumétrica. Neste caso, verifica-se que a configuração da fração volumétrica das fases

água, gás e óleo mudam com o aumento da temperatura de entrada da mistura no duto. Na região após o vazamento ($Z = 4$ m), para o caso 5 e 8, ocorre a maior fração volumétrica da água e menor fração volumétrica de óleo e gás que pode ser ocasionado pela saída destas fases pelo orifício do vazamento.

Figura 48 – Velocidade superficial da água a) seção A1 (linha 1) e b) seção A3 (linha 3) para os casos 5, 6, 7 e 8 (corte transversal).

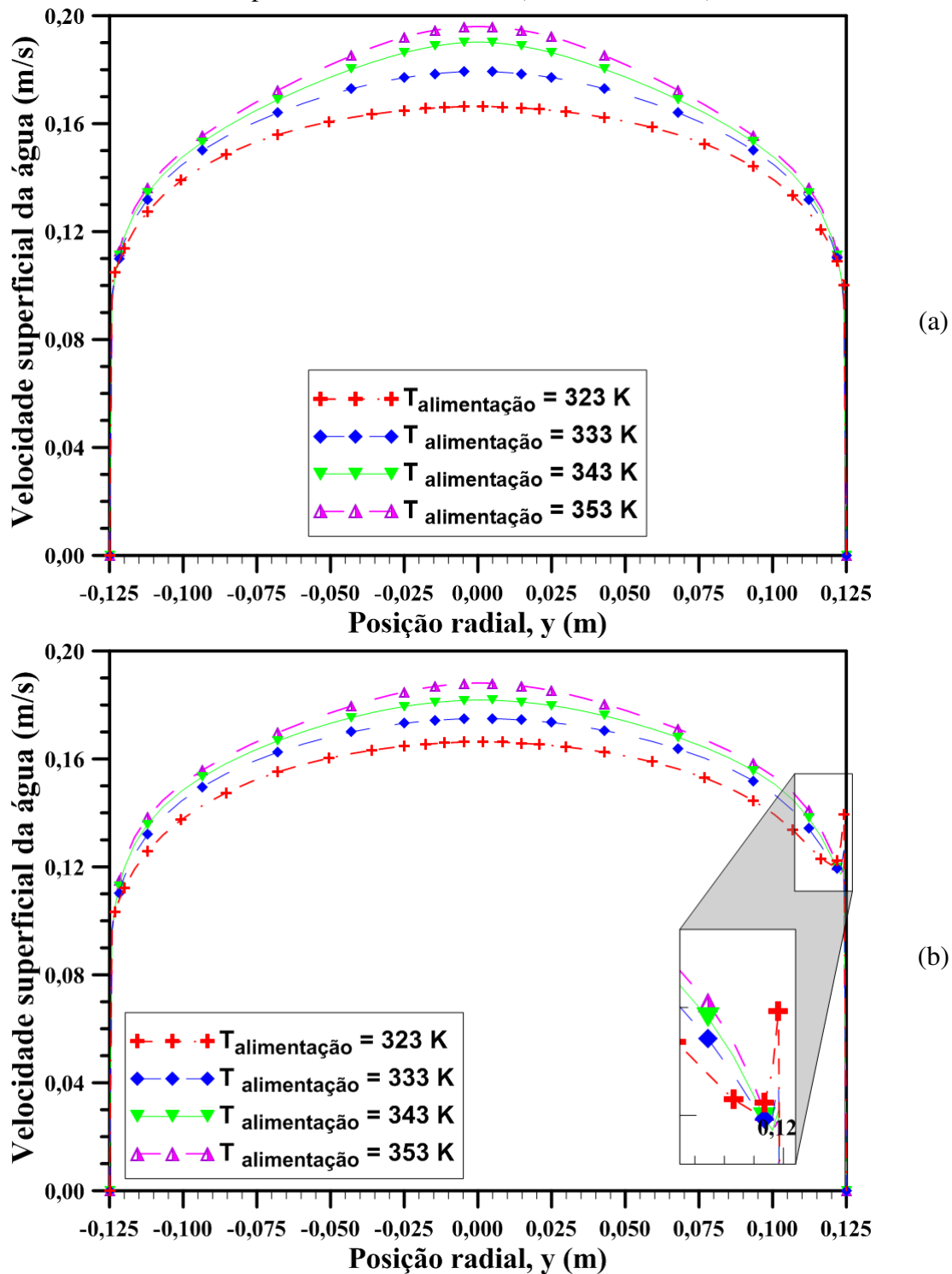


Figura 49 – Velocidade superficial do gás a) seção A1 (linha 1) e b) seção A3(linha 3) para os casos 5, 6, 7 e 8 (corte transversal).

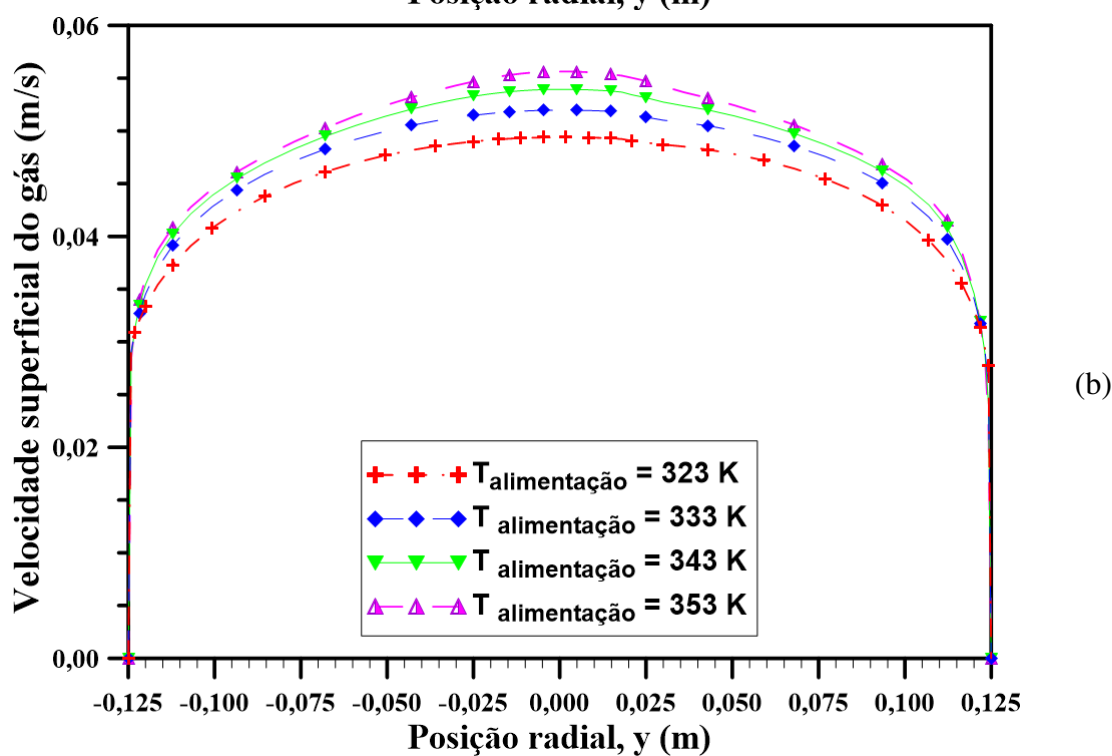
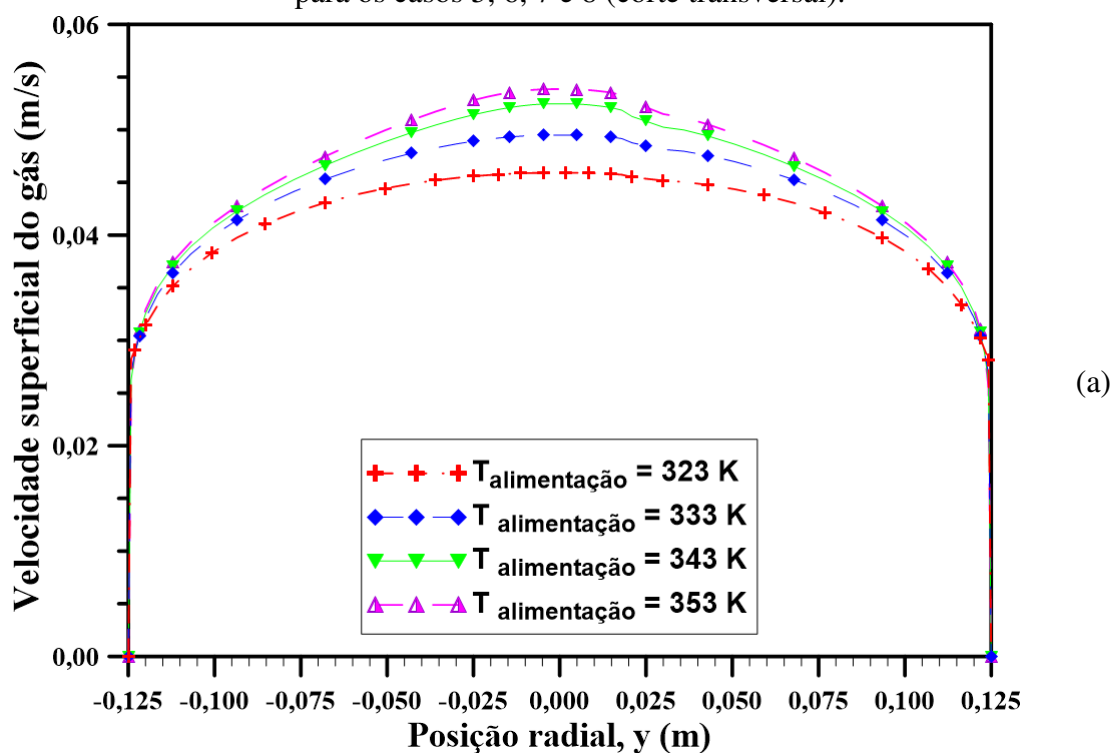
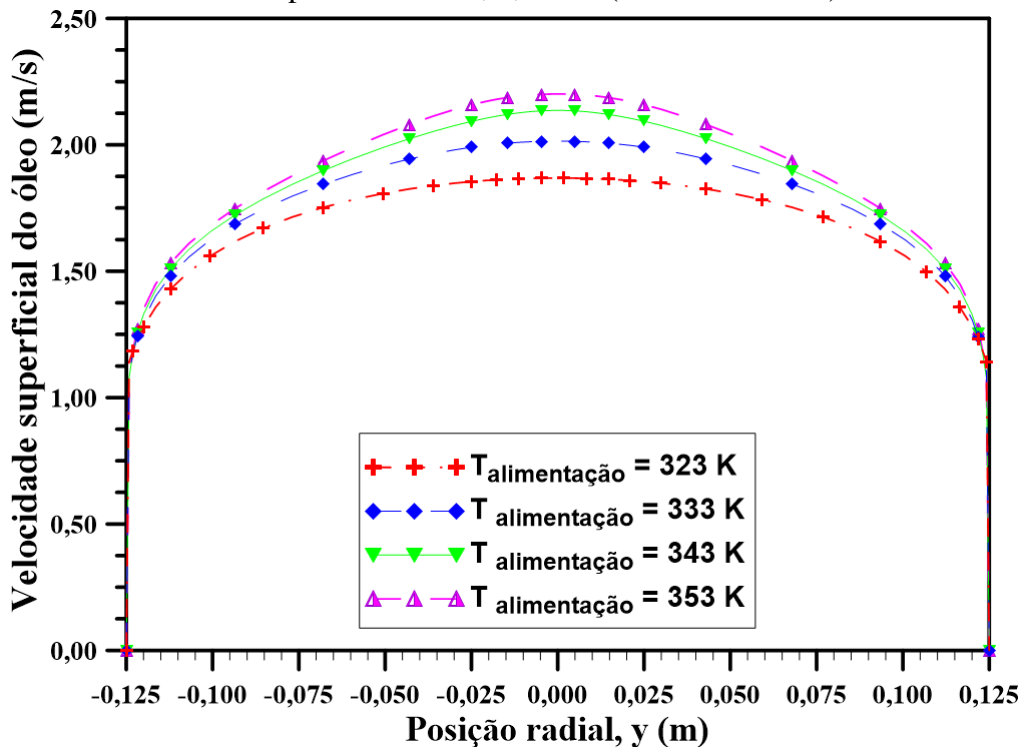
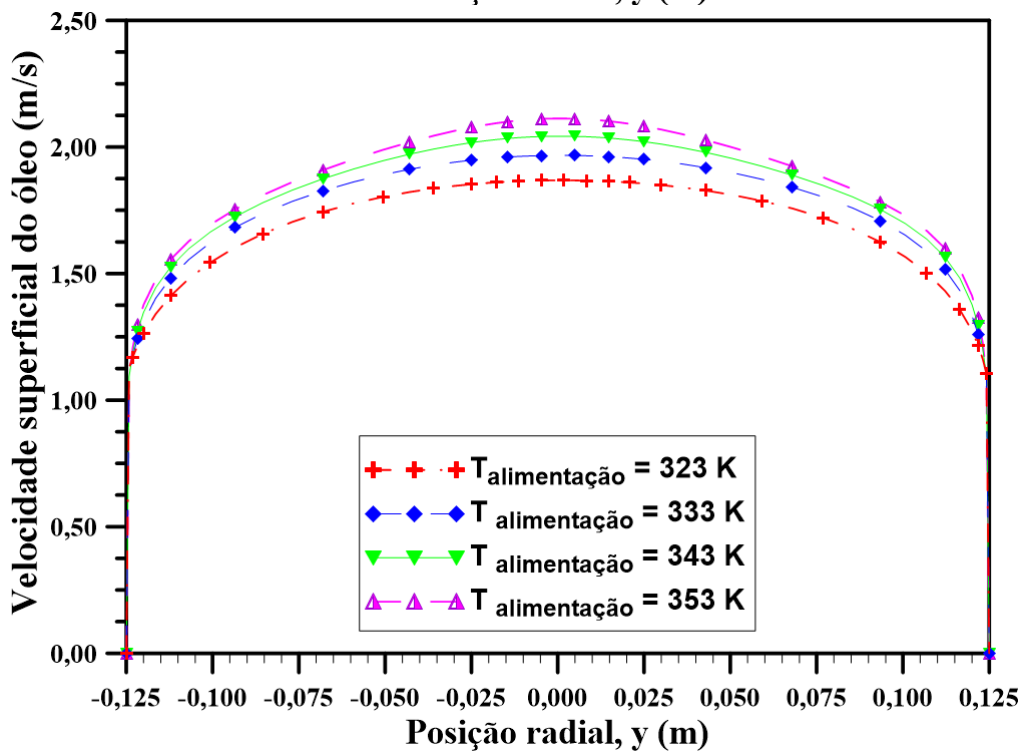


Figura 50 – Velocidade superficial do óleo a) seção A1 (linha 1) e b) seção A3 (linha 3) para os casos 5, 6, 7 e 8 (corte transversal).

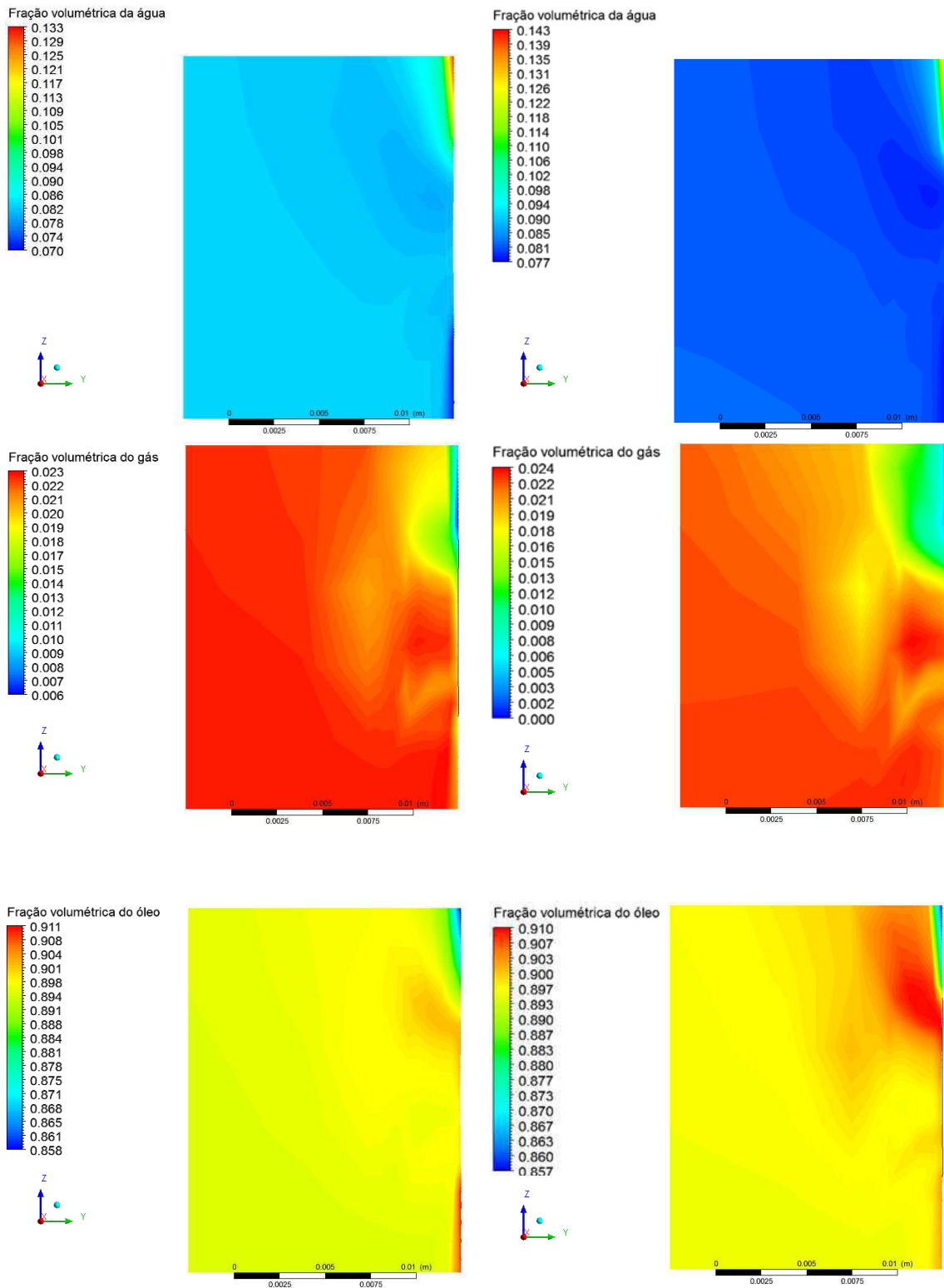


(a)



(b)

Figura 51 – Distribuição da fração volumétrica das fases próximo à região do vazamento (corte longitudinal) para a) caso 5 e b) caso 8.

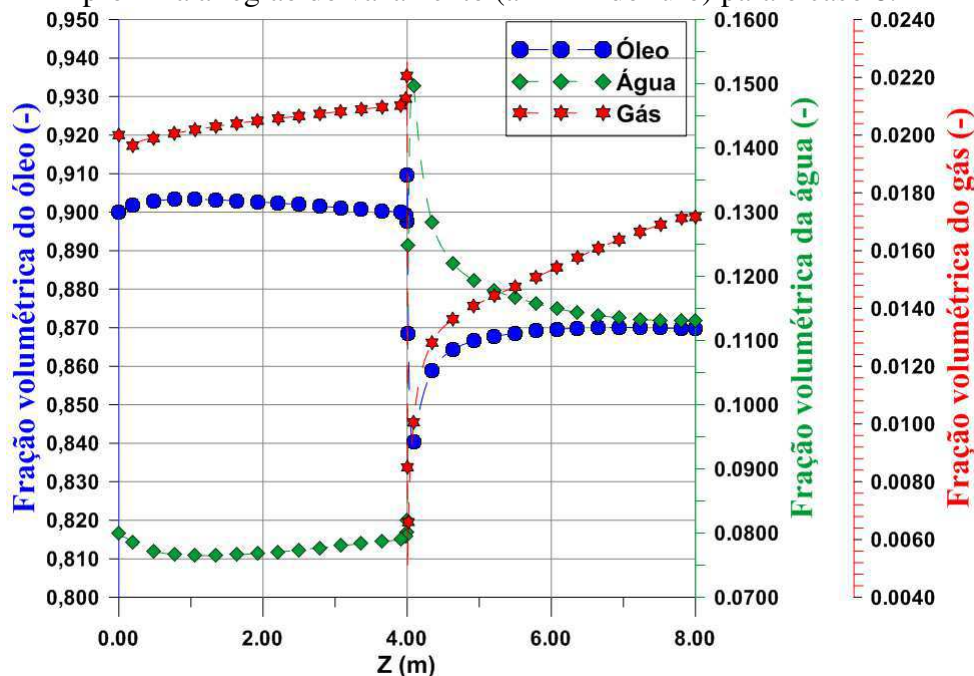


(a)

(b)

Do ponto de vista longitudinal, a Figura 52 mostra a fração volumétrica das fases ao longo da tubulação numa linha situada a um milímetro do vazamento (caso 8). O comportamento desta propriedade é bem interessante: ocorre exatamente na região do vazamento ($Z = 4$ m) um aumento da fração volumétrica para a fase água e uma queda da fase óleo e gás após o vazamento. Este comportamento comprova que há uma possível saída do óleo e gás na região do furo e uma tendência da fase água de aderir à parede.

Figura 52 – Fração volumétrica das fases ao longo do comprimento da tubulação próxima a região do vazamento (a 1 mm do furo) para o caso 8.



4.2.3 Análise da influência da rugosidade do duto

Na análise da influência da rugosidade do duto na hidrodinâmica do escoamento trifásico não-isotérmico de água, óleo e gás em duto com vazamento, utilizou-se uma temperatura de alimentação $T=333\text{K}$ (60°C) (Casos 6, 9 e 10). As análises foram feitas em um tempo de processo de 10 s (tempo total de simulação definido com condição inicial).

A variação da velocidade superficial da fase água após o vazamento (Figura 53b) ocorre devido à influência do furo, porém, variando-se a rugosidade da parede do duto, não se verifica efeito significativo na velocidade superficial das fases para os casos estudados. O mesmo comportamento ocorre para a temperatura das fases (Figura 54). Contudo, na análise da fração volumétrica, vê-se que próximo à parede do duto antes do vazamento (Figura 55a), há uma pequena variação da fração volumétrica de acordo com a rugosidade da parede. À medida que se afasta da parede do duto em direção ao centro do mesmo, esta diferença de fração volumétrica das fases torna-se mínima, apresentando comportamento similar para os casos 6, 9 e 10.

Assim, pode-se afirmar que a velocidade superficial, fração volumétrica e temperatura das fases não sofrem influência significativa da rugosidade da parede para os casos estudados.

A Figura 56 mostra a influência da rugosidade da parede do duto na pressão do fluido, para os casos 6, 9 e 10, na seção A1 e A3. Os casos 6 (rugosidade = 0 mm, tubo liso) e 9 (rugosidade do aço revestido com epóxi = 0,00575mm) são os casos de menor rugosidade. De acordo com a Figura 56, estes casos são os que atingem menor pressão. O caso 10 (rugosidade do aço soldado limpo usado = 0,175 mm) é o de maior pressão. Então quanto maior a rugosidade da parede, maior a pressão desenvolvida pelo escoamento.

Na análise da pressão ao longo do comprimento da tubulação, a um milímetro do vazamento, para os casos 6, 9 e 10 (Figura 57), não se observa claramente a influência da rugosidade da parede neste parâmetro. A queda de pressão média (diferença entre a pressão média na entrada e saída da tubulação) para os casos 6, 9 e 10, apresentam os seguintes valores: 0,67143 atm; 0,67136 atm e 0,671838 atm, respectivamente. Isto

comprova que o caso 10 (de maior rugosidade) é que tem maior queda de pressão média, evidenciando o efeito da rugosidade da parede na pressão do escoamento.

Figura 53 – Velocidade superficial das fases a) seção A1 (linha 1) e b) seção A3 (linha 3) para os casos 6, 9 e 10 (corte transversal).

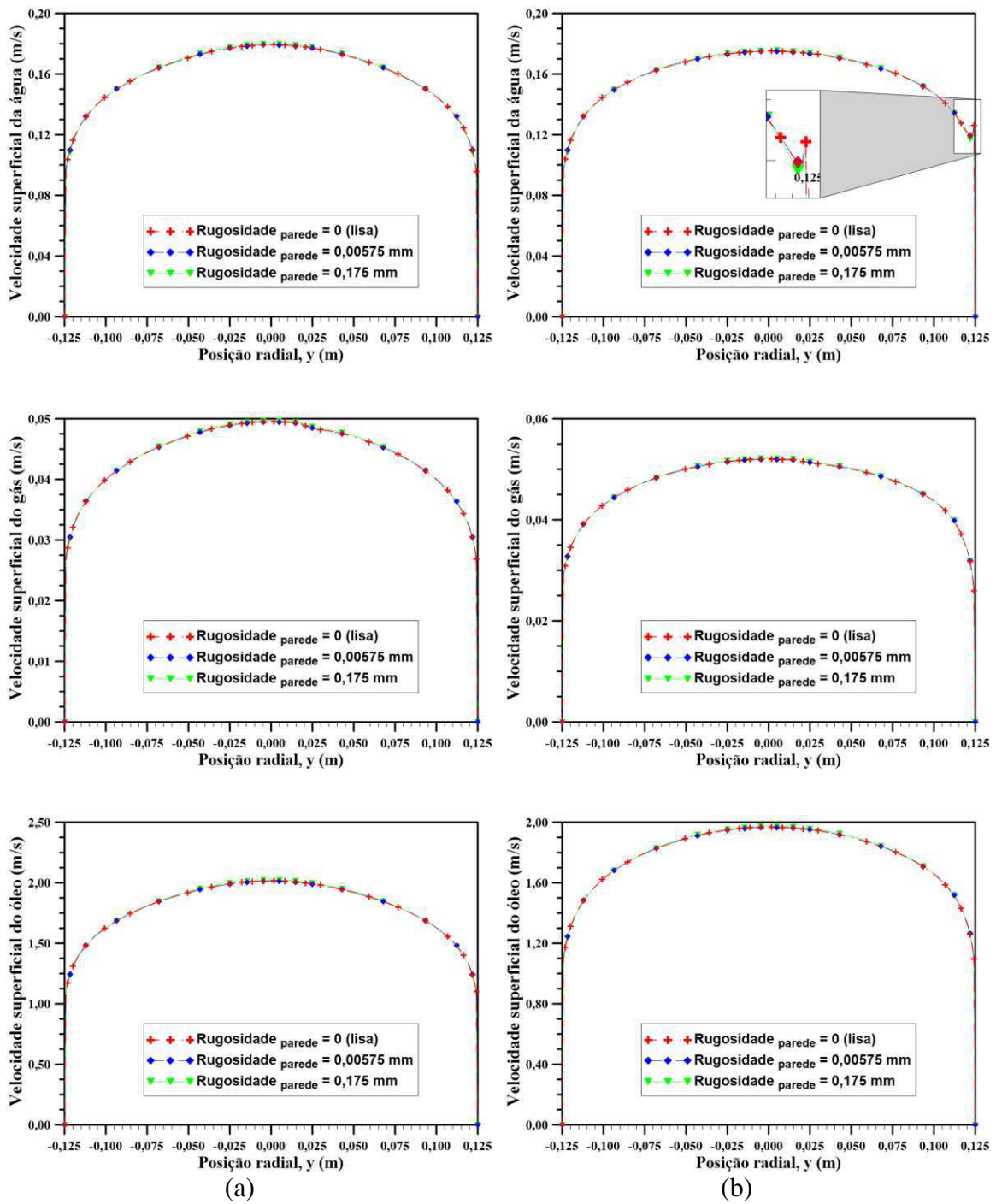


Figura 54 – Temperatura das fases a) seção A1 (linha 1) e b) seção A3 (linha 3) para os casos 6, 9 e 10 (corte transversal).

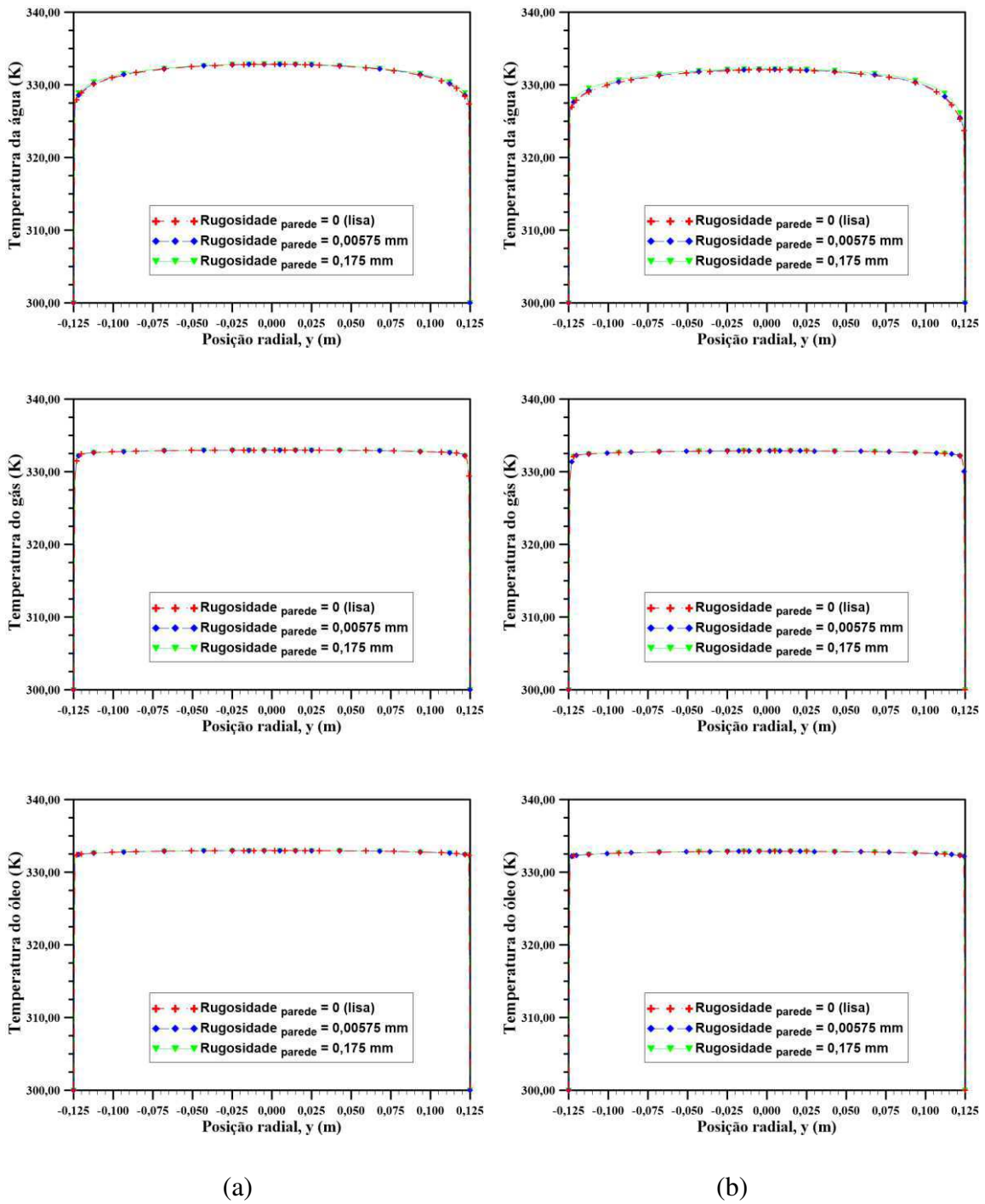


Figura 55 – Fração volumétrica das fases a) seção A1(linha 1) e b) seção A3 (linha 3) para os casos 6, 9 e 10 (corte transversal).

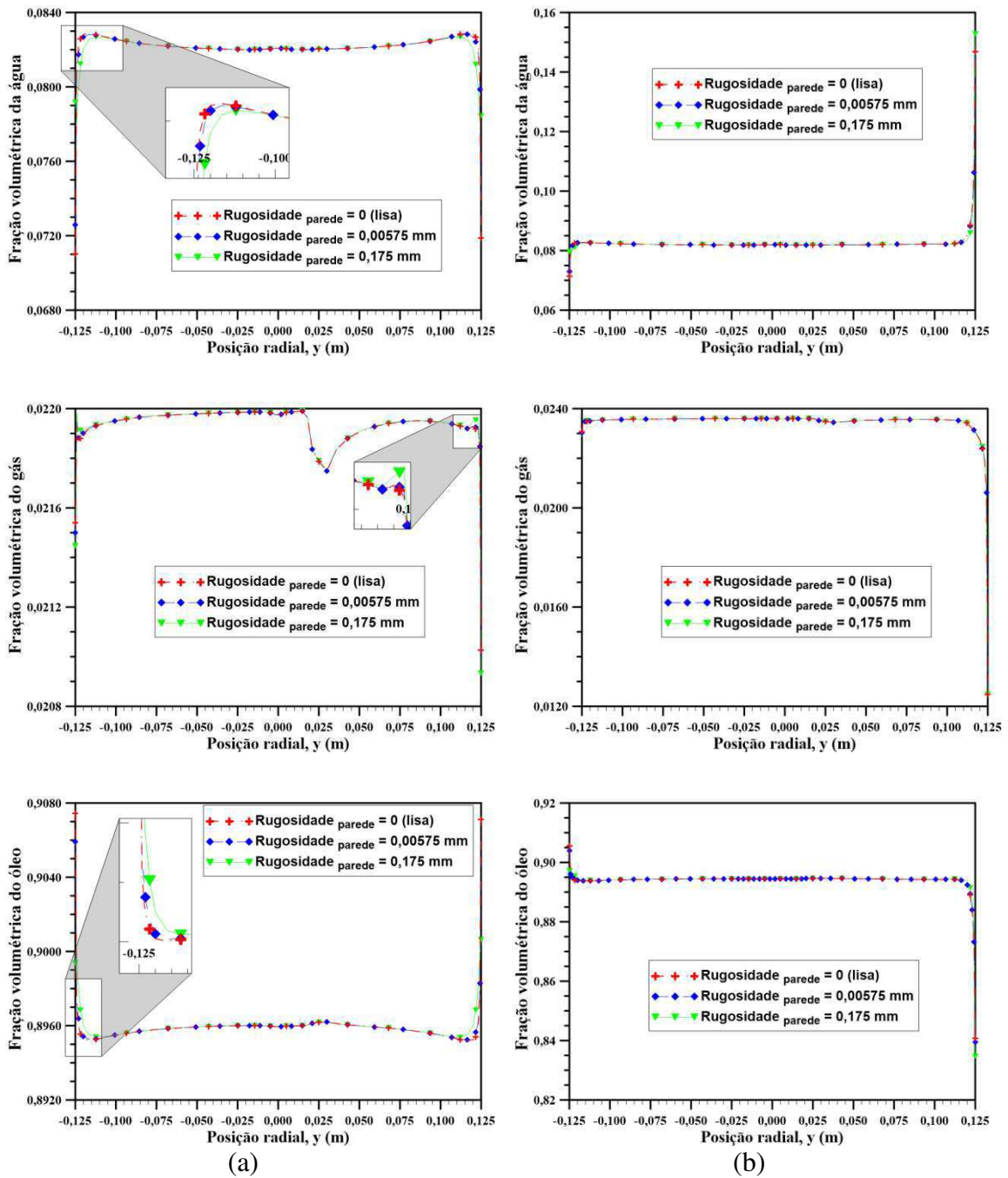
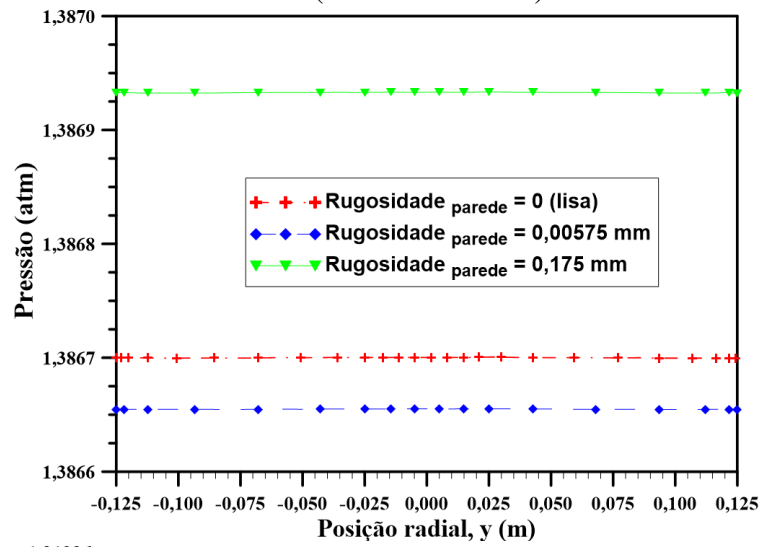
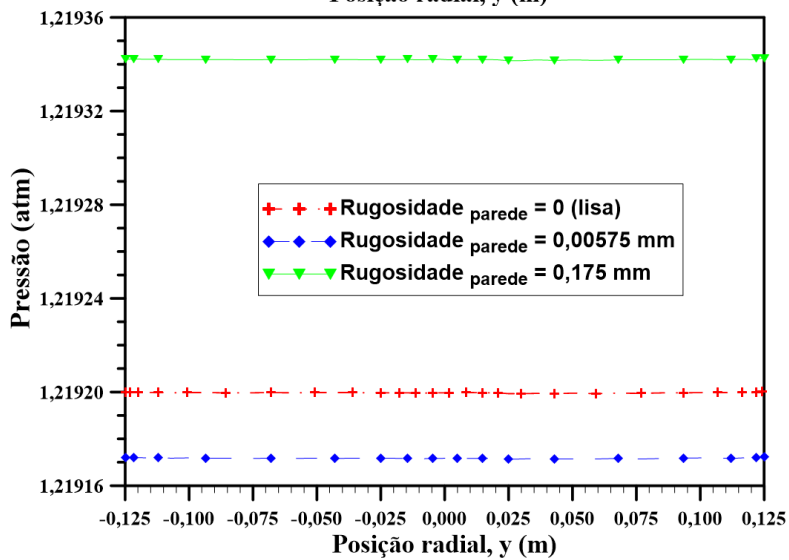


Figura 56 – Pressão a) seção A1 (linha 1) e b) seção A3 (linha 3) para os casos 6, 9 e 10 – (corte transversal).

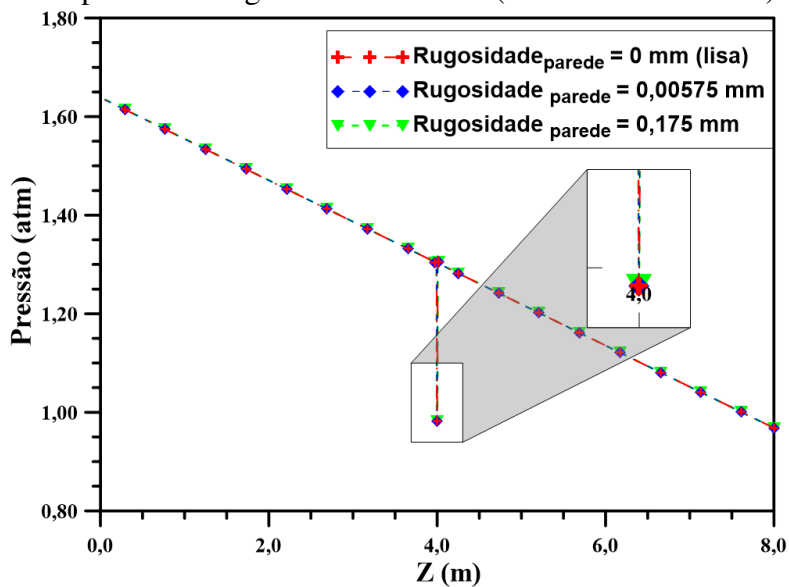


(a)



(b)

Figura 57 – Pressão ao longo do comprimento da tubulação para os casos 6, 9 e 10 próximo a região do vazamento (1 mm do vazamento).



(a)

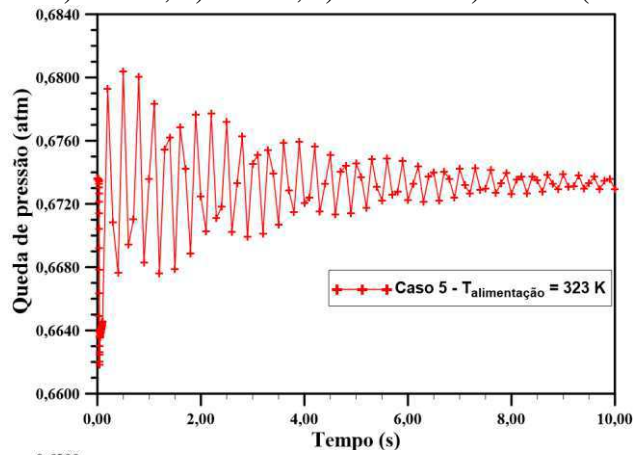
4.2.4 Análise do escoamento no regime transiente

A Figura 58 ilustra a queda de pressão no duto em função do tempo para os casos 5, 6, 7 e 8, respectivamente, onde varia-se a temperatura de alimentação da mistura. Verifica-se que o gráfico do escoamento trifásico óleo-água-gás nas condições estudadas, sofre oscilações durante todo o tempo de simulação (tempo total = 10s e passo de tempo = 0,01 s), sendo difícil observar o tempo em que é detectado o vazamento. É possível observar que, quanto maior a temperatura de alimentação, maior a amplitude da oscilação da queda de pressão. Após a obtenção desse resultado, foram realizados testes para possíveis causas dessa oscilação (diminuição do passo de tempo, modificação nas propriedades das fases), tendo sido verificado este mesmo comportamento. Atribuiu-se esta oscilação, provavelmente, a fase gás, presente no escoamento. Na realização deste estudo foi utilizada a fase gás como uma componente de mistura com propriedades variando com a temperatura.

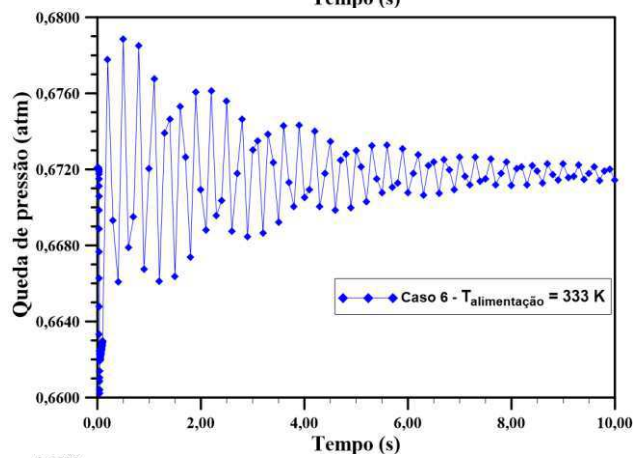
Para verificação da influência do gás no comportamento da queda de pressão, foram simulados dois casos: um caso trifásico (óleo-água-gás- Caso 12) e bifásico (óleo-água – Caso 11) nas mesmas condições iniciais ($T_{\text{parede}} = 310 \text{ K}$) até um tempo total de 2s. A Figura 59 ilustra a queda de pressão em função do tempo para o escoamento trifásico óleo, água e gás com temperatura da parede (310 K) e tempo total até 2 segundos. Verifica-se que as oscilações verificadas na Figura 59 se mantêm para o escoamento trifásico, porém, para a queda de pressão em função do tempo para o escoamento bifásico óleo-água não ocorre estas oscilações nas mesmas condições estudadas (Figura 60).

Tendo este comportamento oscilatório da queda de pressão ao longo do tempo de processo, recomenda-se fortemente novas pesquisas nesse sentido.

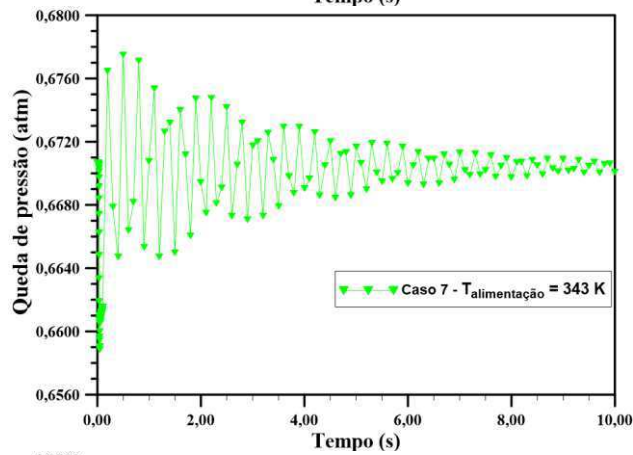
Figura 58 – Queda de pressão em função do tempo para escoamento trifásico óleo, água e gás para a) caso 5, b) caso 6, c) caso 7 e d) caso 8 (tempo total =10 s).



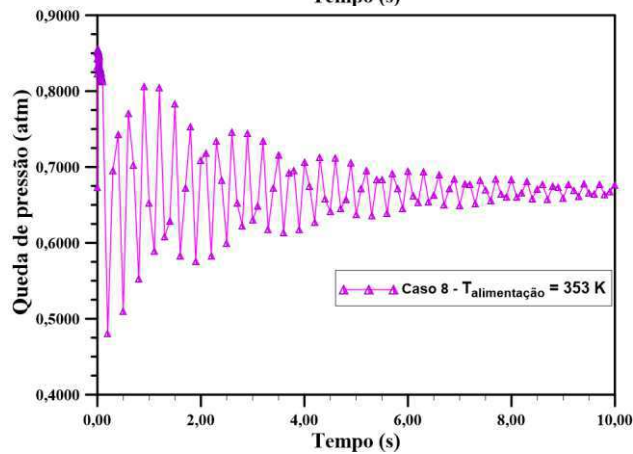
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 59 – Queda de pressão em função do tempo para escoamento trifásico óleo, água e gás ($T_{\text{parede}} = 310 \text{ K}$) - Caso 12. Tempo total = 2 s.

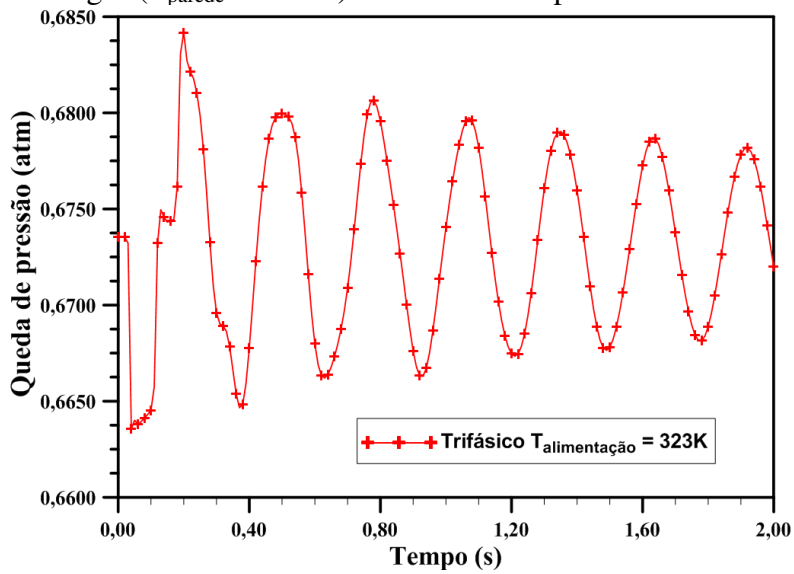
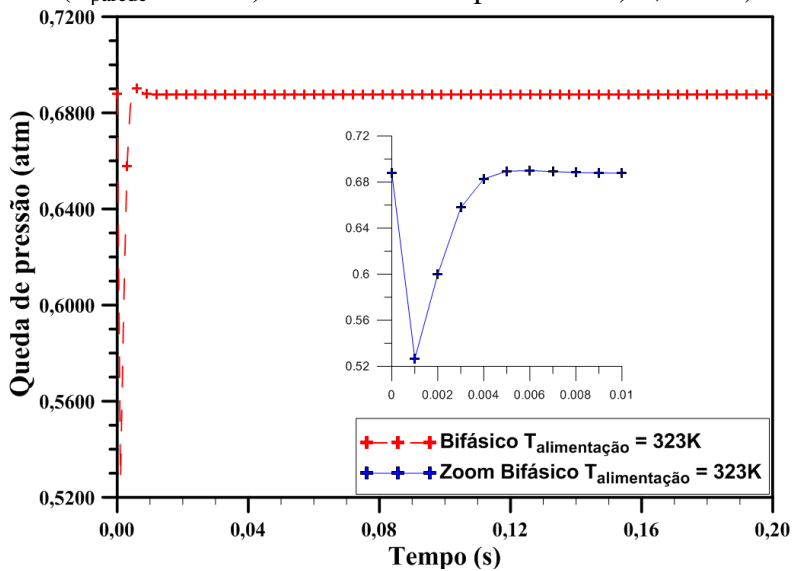
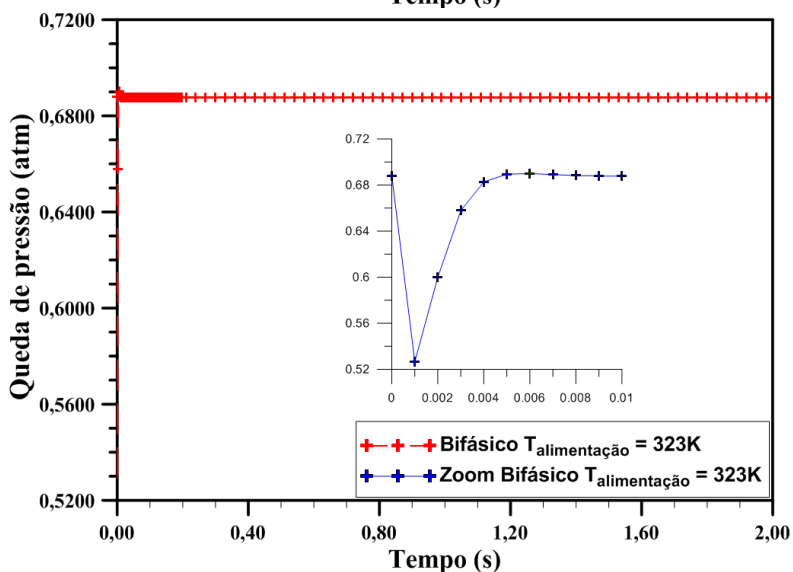


Figura 60 - Queda de pressão em função do tempo para escoamento bifásico óleo e água ($T_{\text{parede}} = 310\text{K}$) – Caso 11. Tempo total = a) 0,2 s e b) 2 s.



(a)



(b)

5 CONCLUSÃO E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusões

A partir dos resultados obtidos pode-se concluir que:

- O método utilizado neste trabalho se mostrou eficaz na avaliação da influência do vazamento, tamanho do furo, rugosidade da parede e temperatura de alimentação na termohidrodinâmica do escoamento, sendo possível detectar a variação da pressão e pressão total na região do vazamento, variação da fração volumétrica, temperatura e velocidade superficial das fases óleo, água e gás.
- Na região próxima ao furo ocorrem grandes variações na fração volumétrica, velocidade superficial e pressão.
- Quanto menor o diâmetro do furo, menor a variação da pressão e pressão total, o que dificulta a detecção de um vazamento;
- A variação da temperatura de alimentação influencia diretamente na queda de pressão média do escoamento: em geral, quanto maior a temperatura, menor a queda de pressão.
- A temperatura do gás e da água varia de acordo com a temperatura de alimentação da fase contínua devido a pequena fração volumétrica e propriedades termofísicas dessas fases;
- Para a velocidade superficial das fases, viu-se que quanto maior a temperatura de entrada da mistura, maior o pico de velocidade superficial atingido ao longo do comprimento da tubulação para a fase gás; para as fases óleo e água não houve diferenças significativas da velocidade superficial próximo ao vazamento ao longo do comprimento do duto nas condições analisadas;
- A rugosidade da parede não altera significativamente a velocidade superficial, temperatura e fração volumétrica das fases. No entanto, na análise da pressão, observou-

se que quanto maior a rugosidade da parede, maior a pressão desenvolvida pelo escoamento e maior a queda de pressão.

- Na análise transiente, a fase gás influencia diretamente na queda de pressão causando o aparecimento de oscilações que dificultam a detecção do vazamento, já que em todo o tempo de simulação, o escoamento sofre variação na queda de pressão.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

Como sugestões para futuras pesquisas pode-se citar:

- Aplicar toda a metodologia apresentada nesta pesquisa;
- Modificar o modelo de turbulência utilizado e verificar a influência do mesmo sobre a termo-hidro-dinâmica do escoamento, na presença do vazamento;
- Avaliar a influência do formato do vazamento sobre o comportamento do escoamento;
- Avaliar o efeito da transferência de massa e calor entre as fases sobre o comportamento do escoamento com e sem vazamento no duto.

REFERÊNCIAS

ANDRADE, G. P. M.; **Análise termofluidodinâmica de escoamento bifásico óleo-água em tubulações compostas de multicamadas com aquecimento elétrico ativo**, Dissertação de mestrado, Pós-graduação em Engenharia Oceânica, Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2009.

ANSYS, **CFX – Theory Manual**, 2012.

ARAÚJO, M. V.; **Avaliação do escoamento bifásico na presença de vazamento em oleodutos horizontais: modelagem e simulação**, Monografia ANP/ PRH-25, Campina Grande, UFCG, 2012.

BANNWART, A. C.; RODRIGUEZ, O. M. H.; BIAZUSSI, J. L.; MARTINS, F. N.; SELLI, M. F.; CARVALHO, C. H. M.; **Water-assisted Flow of Heavy Oil in a Vertical Pipe: Pilot-scale Experiments**, International Journal of Chemical Reactor Engineering, v. 10, n.1,p. 1542-6580, 2012.

BARBOSA, E. S.; **Aspectos geométricos e hidrodinâmicos de um hidrociclone no processo de separação de sistemas multifásicos: aplicação na indústria do petróleo**, Tese de doutorado, Pós-Graduação de Engenharia de Processos, Campina Grande, UFCG, 2011.

BARBOSA, L. M. C.; **Escoamento não-isotérmico de óleo pesado, água e gás em duto vertical com vazamento**, Dissertação de mestrado, Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Campina Grande, UFCG, 2012.

BEN-MANSOUR, R.; HABIB, M. A.; KHALIFA, A.; YUCEF-TOUMI, K.; CHATZIGEORGIOU, D.; **Computational fluid dynamic simulation of small leaks in water pipelines for direct leak pressure transduction**, Computers & Fluids, v. 57, p. 110-123, 2012.

BEZERRA, B. A. F.; **Detecção de vazamentos em tubulações de gás pelo método de transitório de pressão utilizando CLP e sensores**, Monografia, Especialização em Engenharia de Instrumentação, Recife, UFPE, 2008.

BORDALO, S. N.; OLIVEIRA, R. C.; **Escoamento bifásico óleo-água com precipitação de parafinas em dutos submarinos de produção de petróleo**, 4º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás – 4ºPDPetro, Campinas, 2007.

CARDOSO, L. C. S.; **Logística do petróleo: transporte e armazenamento**, Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

ÇENGEL, Y. A.; CIMBALA, J. M.; **Mecânica dos fluidos: fundamentos e aplicações**, 1ª edição, São Paulo: McGraw – Hill, 2007.

COLOMBAROLI, P. L. S.; BORTONI, E. C.; MARTINS, H. G.; **Sistema de detecção de vazamento em dutos de petróleo**, 5º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás – PDPetro, Ceará, UFC, 2009.

COSTA, A. M. S.; BANNWART, A. C.; VIEIRA, F. F.; CARVALHO, C. H. M.; **Observação da dinâmica das interfaces em escoamento trifásico óleo pesado-água-gás**, 10th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering – ENCIT, Rio de Janeiro, 2004.

CUNHA, A. L.; **Recuperação Avançada não Isotérmica de Óleos Pesadas em Reservatórios de Petróleo via Simulação Numérica**, Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação em Engenharia Química, Campina Grande, UFCG, 2010.

DECKER, R. K.; MEIER, H. F.; MORI, M.; **Validação de modelo tridimensional para o escoamento gás-sólido diluído vertical e horizontal por técnicas de fluidodinâmica computacional (CFD)**, Boletim Técnico Petrobrás, Rio de Janeiro, v. 47, n. 1, p. 88-100, 2004.

FARAH, M. A.; **Petróleo e seus derivados: definição, constituição, aplicação, especificações, características de qualidade**, Rio de Janeiro: LTC, 2012.

FAVENNEC, J. P.; BRET-ROUZAUT, N.; **Petróleo e Gás Natural: Como produzir e a que custo**, 2ªed. – Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

FOX, R. W.; MCDONALD, A. T.; **Introdução à Mecânica dos Fluidos**, McGraw-Hill, 2004.

FORTUNA, A. O.; **Técnicas Computacionais para a Dinâmica dos Fluidos**, 2ªed. – São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2012.

GARCIA, F. M.; GIARETTON, J.; QUADRI, M. B.; BOLZAN, A.; **Simulação fluidodinâmica do vazamento de água em uma seção de duto para aplicações na indústria do petróleo e gás**, 6º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás – 6º PDPetro, Santa Catarina: UFSC, 2011.

GEORG, I. C.; MALISKA, C. R.; PORTO, L. M.; **Modelagem e simulação tridimensional de um reator de craqueamento catalítico em leito fluidizado – formação de clusters**, 2º Congresso Brasileiro de P & D em Petróleo e Gás – 2º PDPetro, Rio de Janeiro, 2003.

ISHI, M.; HIBIKI, T; **Thermo-fluid Dynamics of two-phase flow**, Springer Science, New York, USA, 2006.

JUSTI, G. H.; **Aplicação da fluidodinâmica computacional na avaliação da hidrodinâmica de estágio de coluna de destilação**, Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação em Engenharia Química, São Carlos, UFSCar, 2012.

MACIAS, I. B.; **Deteção de vazamento em tubulações transportando gás**, Dissertação de mestrado, Pós-Graduação em Engenharia Química, Campinas, SP: Unicamp, 2004.

MARTINS, J. C.; **Metodologia de caracterização da propagação acústica em tubulações de transporte de fluidos bifásicos gás-líquido**, Tese de doutorado, Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, São Carlos, USP, 2011.

MIGUEZ, M. F.; **Estudo em CFD do escoamento de líquido e da geração de área efetiva em recheios estruturados**, Monografia, Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2008.

PADRÓN, A. S.; **Study and review of the current understanding of models for the simulation of vertical turbulent bubbly flow with CFD**, Projeto de Fim de Curso, Escola Técnica Superior de Engenheiros, Universidade de Sevilla, 2012.

PALADINO, E. E.; **Estudo do escoamento multifásico em medidores de vazão do tipo pressão diferencial**, Tese de doutorado, Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Santa Catarina, UFSC, 2005.

PEREIRA, I. A. B. B.; **Escoamento turbulento em torno de um cilindro a baixo número de Reynolds: Comparação entre modelos de turbulência**, Dissertação de mestrado, Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica, Portugal, UP, 2010.

RODRIGUEZ, O. M. H., organizador, **Escoamento Multifásico**, Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Engenharia e Ciências Mecânicas, 2011.

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

SANTOS, A. A. C.; **Modelagem numérica com validação experimental de escoamento através do bocal inferior de um elemento combustível nuclear**, Dissertação de mestrado, Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Belo Horizonte, UFMG, 2008.

SANTOS, F. O.; **Simulação de escoamentos transientes em dutos de transporte de líquidos**, Tese de doutorado, Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, São Carlos, USP, 2010.

SANTOS, J. S. T.; **Estudo experimental e numérico da parafinação em escoamento de hidrocarbonetos em dutos produtores**, Tese de doutorado, Pós-Graduação em Engenharia Oceânica, Rio de Janeiro, RJ: UFRJ/COPPE, 2009.

SARMENTO, L. R. B.; LEITE, B. E.; FARIAS NETO, S. R.; LIMA, A. G. B.; **Hydrodynamics of oil-water with leakage by CFD**, Defect and Diffusion Forum, v. 348, p. 58-63, 2014a.

SARMENTO, L. R. B.; PEREIRA FILHO, G. H. S.; LIMA, A. G. B.; FARIAS NETO, S. R.; BARBOSA, E. S., CUNHA, A. L.; **Multiphase flow and heat transfer in Risers**, Defect and Diffusion Forum, v. 348, p. 3-8, 2014b.

SCUCUCLIA, J. W.; **Sistema de controle de escoamento de gás natural em dutos de distribuição com detecção de vazamentos utilizando redes neurais**, Tese de doutorado, Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Ilha Solteira, UNESP, 2006.

SILVA, E. S.; **Estudo do Escoamento Bifásico em Risers em Movimento na Produção Marítima de Petróleo em Águas Profundas**, Dissertação de mestrado, Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Campinas, UNICAMP, 2006.

SILVA, F. S.; ANDRADE, T. H. F.; LIMA, A. G. B.; FARIAS NETO, S. R.; **Estudo numérico do escoamento trifásico (água-óleo pesado-gás) tipo core-flow em uma conexão “T”**, 6º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás – 6º PDPetro, Santa Catarina, UFSC, 2011.

SILVA, J. L.; **Investigação do escoamento bifásico gás-líquido em uma coluna de bolhas retangular por meio da técnica CFD**, Dissertação de mestrado, Pós-Graduação em Engenharia Química, Campinas, SP: Unicamp, 2011.

SILVA, R. E. F.; **Implementação de um módulo de supervisão para um sistema de detecção de vazamentos em dutos de petróleo**, Dissertação de mestrado, Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo, Natal, RN: UFRN, 2009.

SIMÕES, M. R.; **Simulação computacional de escoamento turbulento em compressor axial utilizando ferramenta de CFD**, Dissertação de mestrado, Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, 2009.

SHOHAM, O.; **Mechanistic Modeling of gas/liquid two-phase flow in pipes**, Livro, Society of Petroleum Engineers, 2006.

SOUZA, A. D.; **Estudo da perda de carga em escoamento multifásico utilizando técnicas de inteligência artificial com ênfase no escoamento de petróleo**, Dissertação de mestrado, Pós-Graduação em Engenharia Química, São Cristóvão, UFSE, 2011.

SOUSA, J. V. N.; SODRÉ, C. H.; LIMA, A. G. B.; FARIAS, S. R.; **Numerical Analysis of Heavy Oil-Water Flow and Leak Detection in Vertical Pipeline**, Scientific Research, v. 3, n.1, p. 9-15, 2013.

SOUZA, R. G. S.; **Escoamento bifásico líquido-gás: previsão de gradiente de pressão com a correlação de Lockhart e Martinelli e fluidodinâmica computacional**, Monografia de Engenharia Química, Rio de Janeiro: UFRJ, 2009.

SPODE, C.; **Simulação de grandes escalas e simulação híbrida RANS/LES do escoamento sobre o degrau com condições de contorno turbulentos**, Dissertação de mestrado, Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Uberlândia, UFU, 2006.

SZALINSKI, L.; ABDULKAREEM, L. A.; SILVA, M. J.; THIELE, S.; BEYER, M.; LUCAS, D.; HERNANDEZ, V.; HAMPEL, U.; AZZOPARDI, B. J.; **Comparative study of gas-oil and gas-water two-phase flow in a vertical pipe**, Chemical Engineering Science, v.65, n. 12, p.3836-3848, 2010.

TAVARES, D. P. S. A.; VASCONCELLOS, M. A.; NETO, S. R. F.; LIMA, A. G. B.; **Evaluation of multiphase flow in the presence of leak in oil pipelines: modeling and simulation**, Defect and Diffusion Forum, v. 348, p. 64-70, 2014.

TREVISAN, F. E.; BANNWART, A. C.; **Padrões de escoamento trifásico de óleo pesado, água e ar em tubulações horizontais**, Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, 2004.

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

VIEIRA, F. F.; **Escoamento trifásico vertical de óleos pesados aplicado à elevação artificial**, Dissertação de mestrado, Pós-Graduação interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo, Campinas, UNICAMP, 2004.

XU, J. Y.; LI, D. H.; GUO, J.; WU, Y. X.; **Investigations of phase inversion and friction pressure gradients in upward and downward oil-water flow vertical pipes**, International Journal of Multiphase Flow, v. 36, n. 11-12, p. 930-939, 2010.

ZHANG, J. **Designing a Cost Effective and Reliable Pipeline Leak Detection System**. In: Pipeline Reliability Conference, Houston, EUA, 1996.