



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
QUÍMICA**

CIDRONIA JANICLEBIA DE OLIVEIRA BURITI

**ANÁLISE TERMOFLUIDODINÂMICA DE ESCOAMENTO ÁGUA-ÓLEO
EM CONEXÕES NA PRESENÇA DE VAZAMENTO: MODELAGEM E
SIMULAÇÃO**

Campina Grande – PB, Julho / 2013

CIDRONIA JANICLEBIA DE OLIVEIRA BURITI



**ANÁLISE TERMOFLUIDODINÂMICA DE ESCOAMENTO
ÁGUA-ÓLEO EM CONEXÕES NA PRESENÇA DE
VAZAMENTO: MODELAGEM E SIMULAÇÃO**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal de Campina Grande como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Química.

Área de Concentração: Modelagem e Simulação

Orientador:
Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto

Campina Grande julho/2013



FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFSCG

- B958a Buriti, Cidronia Janiclebia de Oliveira.
Análise termofluidodinâmica de escoamento água-óleo em conexões na presença de vazamento : modelagem e simulação / Cidronia Janiclebia de Oliveira Buriti. – Campina Grande, 2013.
84 f. : il. color.
- Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, 2013.
- "Orientação: Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto".
Referências.
- I. Escoamento Bifásico. 2. Não-isotérmico. 3. Vazamento. 4. CFX.
I. Farias Neto, Severino Rodrigues de. II. Título.

CDU 665.6(043)

CIDRONIA JANICLEBIA DE OLIVEIRA BURITI

**ANÁLISE TERMOFLUIDODINÂMICA DE ESCOAMENTO ÁGUA-
ÓLEO EM CONEXÕES NA PRESENÇA DE VAZAMENTO:
MODELAGEM E SIMULAÇÃO**

Dissertação Aprovada em 30 de Julho de 2013.

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. Severino Rodrigues de F. Neto
UAEQ/CCT/UFCG – Orientador



Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima
UAEM/CCT/UFCG – Examinador Externo



Prof. Dr. Enivaldo Santos Barbosa
UAEM/CCT/UFCG – Examinador Externo



Prof. Dr. José Jailson Nicácio Alves
UAEM/CCT/UFCG – Examinador Interno

Campina Grande 30 de Julho de 2013

DEDICATÓRIA

A Deus e à minha família por todo o carinho e incentivo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelo amor, pela saúde, pela coragem, pela sabedoria e oportunidades que me foram dadas.

A toda minha família pelo amor e paciência; aos seus esforços e sacrifícios.

Ao meu orientador, professor e amigo, Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto, pela paciência, ensinamentos, amizade, confiança e sua grandiosa orientação, essencial para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas e amigos que fazem parte do LPFI e do LCTF da Universidade Federal de Campina Grande, que direta ou indiretamente colaboraram com esta pesquisa, pela constante troca de conhecimentos.

Um agradecimento especial aos amigos Dr. Enivaldo Santos Barbosa e Daniela Passos Simões de Almeida Tavares por terem auxiliado com seus conhecimentos, sem medir esforços.

Aos colegas e amigos de mestrado e aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química.

Dedico também um agradecimento à banca examinadora desta dissertação pelas discussões, comentários e sugestões a respeito deste trabalho.

Ao Laboratório de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem, LPFI/UAEQ/UFCEG e ao Laboratório Computacional em Térmica e Fluidos, LCTF/UAEM/UFCEG, que colocaram à minha disposição os recursos necessários para o desenvolvimento deste trabalho, em especial ao Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima pela autorização na utilização do LCTF e por sua valiosa orientação.

Ao CNPq pelo financiamento para o desenvolvimento desta pesquisa.

Ao CT BRASIL, CTPETRO, FINEP, PETROBRAS, RPCMOD e a Universidade Federal de Campina Grande pela parceria na realização deste trabalho.

*“Mas os que esperam no senhor, renovarão as suas forças,
subirão com asas como águias, correrão e não se
cansarão, caminharão e não se fatigarão”.*

Isaias 40:31

RESUMO

BURITI, Cidronia Janiclebia de Oliveira. **Análise Termofluidodinâmica de Escoamento Água-Óleo em Conexões na Presença de Vazamento: Modelagem e Simulação.**

Campina Grande: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Campina Grande, 2012. Dissertação (Mestrado).

O transporte de petróleo e seus derivados têm sido feito na grande maioria através de redes de dutos ligando os campos de petróleo, refinarias e redes de distribuição para os centros consumidores. E essa tem sido a melhor maneira de transporte de petróleo, principalmente em regiões de difícil acesso, garantindo eficiência, menor custo e segurança. Na indústria de processos químicos e de petróleo, o conceito de falha deve ser observado de forma abrangente e pode significar um evento grave, o qual requer a parada da produção devido ao risco iminente de ocorrência de acidentes com consequências catastróficas para os seres humanos e/ou para o meio ambiente. O que estimula o desenvolvimento de técnicas confiáveis para a detecção rápida e precisa de fugas ao longo dos dutos, a fim de eliminar ou minimizar as perdas e danos ambientais. A compreensão do comportamento do fluxo, na presença de fugas permite a indicação das técnicas de detecção de fugas que geram falsos alarmes. O presente estudo avaliou numericamente o efeito da presença de vazamento sobre o escoamento bifásico (água-óleo) em conexões de oleodutos utilizando o software comercial ANSYS CFX. Com os campos de fração volumétrica, temperatura e perfis de velocidade e de pressão, foi possível avaliar a influência de fuga do fluxo e da evolução da pressão e da queda de pressão com o tempo. Os resultados das simulações numéricas mostraram um papel importante na escolha das condições de fronteira no orifício de vazamento.

Palavras-chave: escoamento bifásico; não-isotérmico; vazamento; Simulação numérica; CFX.

ABSTRACT

BURITI, Cidronia Janiclebia de Oliveira. **Termofluidodynamic Analysis of Water-Oil Flow Connections in the Presence of Leakage: Modeling and Simulation.**

Campina Grande: Graduate Program in Chemical Engineering, Federal University of Campina Grande, 2012. Thesis (Master).

The transport of oil and its derivatives have been made in the vast majority through networks of pipelines linking the oil fields, refineries and distribution networks to consumption centers. And this has been the best way to transport oil, especially in areas of difficult access, ensuring efficiency, lowest cost and safety. In the chemical and petroleum industry, the concept of failure should be observed comprehensively and can mean a serious event, which requires the production to a halt due to the imminent risk of accidents with catastrophic consequences for humans and / or the environment. What stimulates the development of reliable techniques for the rapid and accurate detection of leaks along the pipe in order to eliminate or minimize the loss and environmental damage. Understanding the flow behavior in the presence of leakage enables indication of leakage detection techniques that generate false alarms. This study evaluated the effect of the numerical presence of leakage of two-phase flow (oil-water) pipe connections using the commercial software ANSYS CFX. With the field profiles of volume fraction, temperature and velocity and pressure, it was possible to evaluate the influence of the leakage flux and the evolution of pressure and pressure drop with time. The results of the numerical simulations have demonstrated a role in the choice of boundary conditions the pouring hole.

Keywords: Two-phase flow; Non-isothermal; Leak; Simulation numerical; CFX.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Custos diretos acumulados com vazamentos de petróleo de transportadoras americanas no período de 2002 a 2009.....	24
Figura 2.2: Estatísticas das incidências ocasionadas por ruptura em instalações de transportadoras americanas no período de 2002 a 2012.....	25
Figura 2.3: Equipes trabalhando na limpeza de regiões afetadas por vazamentos.....	26
Figura 2.4: Transientes hidráulicos obtidos experimentalmente para Re 9000 entre os transdutores T_1 e T_2 para diferentes magnitudes de vazamento.....	30
Figura 2.5: Interface do programa.....	30
Figura 2.6: Fases de um Vazamento.....	32
Figura 2.7: Comparação entre as evoluções da pressão total com o tempo posicionado 1 m a montante do vazamento para os Casos 4 e 10.....	35
Figura 2.8: Temperatura das fases óleo, água e gás, na linha L_2 para o caso 02 para $t = 0,05s$	36
Figura 3.1: Configuração geométrica do duto utilizado neste trabalho, com destaque para o corte dos orifícios circulares com 1,6 cm.....	43
Figura 3.2: Representação da blocagem utilizada para a geração da malha numérica.....	44
Figura 3.3: Representação da malha gerada e detalhe do joelho.....	45
Figura 3.4: Detalhes da malha gerada nas proximidades dos orifícios de vazamentos.....	45
Figura 3.5: Detalhes das posições do orifício (a) Superior (b) Inferior e (c) Superior e Inferior de vazamento no joelho.....	50
Figura 3.6: Detalhes da tubulação, com destaque para o trecho 1.....	52
Figura 3.7: Detalhes da tubulação, com destaque para o trecho 2.....	53
Figura 4.1: Comparação entre os perfis de velocidade referente ao escoamento laminar do óleo, obtidos numérica e analiticamente a 2 m da entrada do tubo.....	56
Figura 4.1: Comparação entre os perfis de velocidade referente ao escoamento turbulento do óleo, obtidos numérica e analiticamente a 3 m da entrada do tubo.....	56
Figura 4.3: Visualização do plano a montante (1) e a jusante (2) do vazamento (distante 0,4 do vazamento) utilizado para avaliação da queda de	

pressão na presença de vazamento.....	58
Figura 4.4: Comportamento da queda de pressão nos planos considerados em função do tempo para as diferentes posições do orifício de vazamento no tubo – Casos 1, 2 e 3 com intervalo de tempo 0 a 1,2s	60
Figura 4.5: Comportamento da queda de pressão nos planos considerados em função do tempo para as diferentes temperatura de entrada (Casos 2, 4 e 5) para o intervalo de tempo de 0 a 1,2.....	61
Figura 4.6: Comportamento da queda de pressão nos planos considerados em função do tempo para diferentes pressões de saída (Casos 2, 6 e 7) para intervalo de tempo de 0 a 1,2 s	61
Figura 4.7: Comportamento da queda de pressão nos planos considerados em função do tempo para as diferentes velocidades de entrada – Casos 2, 8 e 9 para o intervalo de tempo de 0 a 1,2s	62
Figura 4.8: Campos de fração volumétrica da fase óleo no escoamento com destaques para diferentes posições do plano XY ao longo do tubo (caso 3).....	63
Figura 4.9: Campos de temperatura para a fase óleo, com destaque para o plano XY na seção 1 (Figura 4.3), próximo à região de vazamento (caso 3).....	64
Figura 4.10: Campos de temperatura para a fase Água, com destaques o plano XY próximas na seção 1 (Figura 4.3), próximo à região de vazamento (caso 3).....	65
Figura 4.11: Campos de pressão da fase óleo no escoamento com destaques para diferentes posições do plano XY ao longo do tubo (caso 3).....	66
Figura 4.12: Perfil de velocidade superficial do óleo em função da posição radial do tubo para o caso 1, 2 e 3, a distância de 2,9 m da entrada do tubo.....	67
Figura 4.13: Perfil de velocidade superficial do óleo em função da posição radial do tubo para o caso 2, 4 e 5, a distância de 2,9 m da entrada do tubo.....	68
Figura 4.14: Perfil de velocidade superficial do óleo em função da posição radial do tubo para o caso 2,6 e 7, 2,9 m da entrada do tubo.....	68
Figura 4.15: Perfil de velocidade superficial do óleo em função da posição radial do tubo para o caso 2, 8 e 9, a distância de 2,9 m da entrada do tubo.....	69
Figura 4.16: Perfil de velocidade superficial da água em função da posição radial do tubo para o caso 1,2 e 3, a distância de 2,9 m da entrada do tubo.....	69
Figura 4.17: Perfil de velocidade superficial da água em função da posição radial do tubo para o caso 2, 4 e 5, a distância de 2,9 m da entrada do tubo.....	70
Figura 4.18: Perfil de velocidade superficial da água em função da posição radial do tubo para o caso 2,6 e 7, a distância de 2,9 m da entrada do	

tubo.....	70
Figura 4.19: Perfil de velocidade superficial da água em função da posição radial do tubo para o caso 2, 8 e 9, a uma distância de 2,9 m da entrada do tubo.....	71
Figura 4.20: Vazão volumétrica de óleo no vazamento ao longo do tempo para diferentes posições o vazamento no duto.....	72
Figura 4.21: Vazão volumétrica de óleo (a) e da água (b) no vazamento ao longo do tempo para diferentes temperaturas de entrada do escoamento no duto.....	73
Figura 4.22: Vazão volumétrica de óleo (a) e da água (b) no vazamento ao longo do tempo para diferentes pressões de saída do escoamento no duto.....	74
Figura 4.23: Vazão volumétrica de óleo (a) e da água (b) no vazamento ao longo do tempo para diferentes velocidades de entrada do escoamento no duto.....	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Condições de contorno adotadas para o caso 1 em regime permanente.....	48
Tabela 3.2: Condições de contorno adotadas para a simulação.....	48
Tabela 3.3: Propriedades termo físicas dos fluidos utilizados neste estudo	49
Tabela 3.4: Considerações gerais do problema e da solução numérica.....	49
Tabela 3.5: Dados usados nas simulações numéricas.....	50
Tabela 4.1: comparação analítica e numérica da queda de pressão para os regimes laminar e turbulento.....	57

LISTA DE SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

CFD - *Computational Fluid Dynamics*

CLP – Controlador Lógico Programável

EUA – Estados Unidos da América

GB - Gigabyte

HD – *Hard Disk*

LCTF - Laboratório Computacional em Térmica e Fluidos

LPFI – Laboratório de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem

MATLAB - MATrix LABoratory

PETROBRAS S.A. – Petróleo Brasileiro S.A.

RAM - *Random Access Memory*

RNG – *Renormalization Group*

UFCG - Universidade Federal de Campina Grande

UFRN – Universidade Federal do Rio Grande do Norte

USP – Universidade de São Paulo

NOMENCLATURA

Letras latinas

$A_{\alpha\beta}$	Densidade de área interfacial	$[m^{-1}]$
C_1	Constante do modelo de turbulência $k-\varepsilon$	$[-]$
C_2	Constante do modelo de turbulência $k-\varepsilon$	$[-]$
c_{μ}	Constante empírica do modelo de turbulência $k-\varepsilon$	$[-]$
c_{α}	Constante empírica do modelo de turbulência $k-\varepsilon$	$[-]$
C_o	Coefficiente de arraste	$[-]$
$c_{\alpha\beta}^{(h)}$	Coefficiente de transferência de calor volumétrico	$[W/m^3.K]$
$C_{p\alpha}$	Capacidade calorífica da fase alfa	$[J/K]$
$C_{p\alpha\beta}$	Capacidade calorífica da mistura	$[J/K]$
D	Diâmetro do duto	$[m]$
d_{α}	Diâmetro médio da partícula alfa	$[Nm]$
d_{β}	Diâmetro médio da partícula beta	$[Nm]$
$d_{\alpha\beta}$	Coefficiente de escala de comprimento interfacial (de mistura)	$[Mm]$
G_{α}	Geração de energia cinética turbulenta no interior da fase alfa	$[kg/m^2.s^3]$
h	Coefficiente de transferência de calor	$[W/m^2.K]$
h_{α}	Entalpia estática da fase alfa	$[J/kg]$
h_{β}	Entalpia estática da fase beta	$[J/kg]$
$h_{\alpha\beta}$	Coefficiente de transferência de calor global	$[W/m^2.K]$
k_{α}	Energia cinética turbulenta para fase alfa	$[m^2/s^2]$

l_α	Comprimento de escala espacial	[-]
M_α	Forças interfaciais agindo na fase alfa	[N/m ²]
N_p	Número total de fases	[-]
p, P_{stat}	Pressão estática (termodinâmica)	[Pa]
$Pr_{\alpha\beta}$	Número de Prandtl do fluido	[-]
P_{tot}	Pressão total	[Pa]
q_α	Escala de velocidade	[-]
Q_α	Transferência de calor interfacial da fase alfa através da interface com outra(s) fase(s)	[W/m ²]
$Q_{\alpha\beta}$	Taxa de transferência de calor por unidade de tempo da fase beta para a fase alfa	[W/m ² .s]
$Q_{\beta\alpha}$	Taxa de transferência de calor por unidade de tempo da fase alfa para a fase beta	[W/m ² .s]
$Re_{\alpha\beta}$	Número de Reynolds da partícula	[-]
R	Raio do duto	[m]
S	Holdup ratio ou deslizamento	[-]
S_α	Termo fonte de energia	[-]
$S_{MS\alpha}$	Fonte de massa específica	[N/m ³]
S_M	Fonte de momento devido à força de corpo externa	[N]
t	Tempo	[s]
T_α	Temperatura da fase alfa	[K]
T_β	Temperatura fase beta	[K]
\vec{U}	Vetor velocidade	[m/s]
U	Velocidade da mistura	[m/s]

\bar{U}_α	Vetor velocidade da fase alfa	[m/s]
\bar{U}_β	Vetor velocidade da fase beta	[m/s]
V	Volume	[m ³]

Letras gregas

α, β, γ	Fases envolvidas	[-]
ε_α	Taxa de dissipação de energia cinética turbulenta da fase alfa	[m ² /s ³]
ϕ	Quantidade genérica	[-]
$\rho_{\alpha\beta}$	Densidade de mistura	[kg/m ³]
ρ_α	Densidade da fase alfa	[kg/m ³]
$\bar{\rho}_\alpha$	Densidade efetiva da fase alfa	[kg/m ³]
μ	Viscosidade dinâmica	[Pa.s]
μ_α	Viscosidade dinâmica da fase alfa	[Pa.s]
$\mu_{\alpha\beta}$	Viscosidade da mistura	[Pa.s]
μ_α	Viscosidade turbulenta	[kg/m.s]
σ_k	Constante do modelo de turbulência $k-\varepsilon$	[-]
σ_ε	Constante do modelo de turbulência $k-\varepsilon$	[-]
λ_α	Condutividade térmica da fase alfa	[W/m.K]
$\lambda_{\alpha\beta}$	Condutividade térmica da mistura	[W/m.K]
$\Gamma_{\alpha\beta}$	Taxa do fluxo de massa por unidade de volume da fase beta para a fase alfa	[kg/m ³ .s]
$\Gamma_{\alpha\beta}^+$	Taxa positiva do fluxo de massa por unidade de volume da fase beta para a fase alfa	[kg/m ³ .s]
$\Gamma_{\beta\alpha}^+$	Taxa positiva do fluxo de massa por unidade de volume da fase alfa para a fase beta	[kg/m ³ .s]

Letras Especiais

∇	Operador nabla	[-]
$\frac{\partial}{\partial t}$	Derivada parcial com relação ao tempo	[s ⁻¹]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	22
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
2.1	Introdução	24
2.2	Detecção de vazamentos em dutos	26
2.2.1	Métodos diretos de detecção de vazamentos	27
2.2.2	Métodos indiretos de detecção de vazamentos	28
2.3	Alguns trabalhos com vazamento	29
2.4	Estudos desenvolvidos pela Equipe do LPFI e LCTF da UFCG	33
2.5	Escoamento Multifásico	36
2.5.1	Modelo Não-Homogêneo	37
2.5.2.	Modelo de Turbulência	41
3.	METODOLOGIA	43
3.1	Domínio de estudo	43
3.2	Malha Numérica	44
3.3.	Modelo Matemático	46
3.4	Condição inicial e de Contorno	48
3.5	Casos avaliados neste trabalho	50
3.6.	Validação da malha numérica	51
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	55
4.1	Validação	55
4.2.	Avaliação dos resultados para o duto com vazamento	57
4.2.1.	Queda de pressão no escoamento bifásico (óleo-água) em um tubo com Vazamento para os casos estudados.	57
4.2.2	Distribuição da fração volumétrica	62
4.2.3	Distribuição de Temperatura	64
4.2.4	Distribuição de Pressão	65
4.2.5	Velocidade Superficial	67

4.7. Vazão volumétrica no escoamento bifásico (óleo-água) em um tubo com vazamento para os casos estudados.....	71
5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	76
5.1 Conclusões	76
5.2 Sugestões Futuras.....	77
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78
7 REFERÊNCIAS CONSULTADAS.....	83

1. INTRODUÇÃO

O transporte de petróleo e seus derivados têm sido feito na grande maioria através de redes de dutos ligando os campos de petróleo, refinarias e redes de distribuição para os centros consumidores. De acordo com Braga (2001), Sousa (2007), Bezerra (2008) e Aguiar (2010), esses são considerados a melhor maneira de transporte de fluidos a longas distâncias de forma mais segura, eficiente e econômica quando comparado com os transportes ferroviário, rodoviário e marítimo.

O crescimento no número de gasodutos e oleodutos tem estimulado o desenvolvimento de técnicas confiáveis para vistoriar e detectar possíveis vazamentos ao longo desses dutos, com o objetivo de eliminar ou minimizar os prejuízos e danos ambientais. A detecção rápida e precisa de um vazamento permite a parada de bombas e fechamento rápido de válvulas impedindo, assim, prejuízos em termos de manutenção e de consumo de energia pelas indústrias de maneira geral. Portanto, de acordo com Colombo e Karney (2002,) o tempo de detecção de vazamento é um parâmetro essencial.

Segundo Asel-Tech (2010), estudos relatam que 78% dos vazamentos só foram noticiados após os desastres, e dos acidentes ocorridos, apenas 9% usaram como medidas de alarme os sistemas de detecção de vazamentos. Dos vazamentos computados, em 76% dos casos, os dutos não pararam de operar, sendo que a maioria se localizava em áreas de risco

Ao acontecer um vazamento num duto é muito importante uma imediata detecção e alarme. Essa detecção mediante o uso de métodos computacionais não tem obtido tanto êxito, pois existem muitas dificuldades de determinar experimentalmente as características reais dos fluidos que escoavam através do duto em cada instante de tempo, gerando grande número de alarmes falsos. Desse modo, verificou-se a necessidade de um estudo sobre os padrões de escoamento com ou sem a presença de vazamentos no duto (via CFD) visando sua detecção. Os vários métodos de localização e detecção de vazamentos existentes foram divididos em três categorias: observacionais, métodos diretos e indiretos (ZHANG, 1996).

Sousa (2007) citou os seguintes métodos como os mais relevantes: método estatístico, redes neurais artificiais, ondas de pressão negativa, balanço de volume, gradientes de pressão, variações inesperadas, a observação, a modelagem matemática,

métodos baseados em sensores. Nos métodos indiretos destacam-se os: (a) de mudanças de pressão ou fluxo, no qual se assume que a ocorrência do vazamento está ligada a uma alta taxa de mudança da pressão e do fluxo nas seções a montante e a jusante; método de balanço de volume ou massa se faz a diferença entre o volume/massa que entra e sai na tubulação ou sistema, se esta atingir um valor superior a uma tolerância estabelecida (2% para líquidos e 10% para gases) considera-se que há um vazamento, e sua precisão dependerá da influência que a temperatura, pressão, densidade e viscosidade sobre a taxa de fluxo; (b) de sistemas baseados em modelagem matemática, onde se é modelado matematicamente o fluxo do fluido na tubulação utilizando-se de equações de conservação de massa, momento linear, energia, e as equações de estado do fluido e resolvidos por meio de técnicas computacionais utilizando-se de códigos comerciais ou desenvolvidos pelo usuário. A solução destas equações fornece a equação de velocidade de propagação da onda de transiente hidráulico e o perfil de pressão.

Para se detectar e identificar a posição do vazamento é necessário o pleno conhecimento do comportamento do(s) fluido(s) no interior do duto, permitindo a análise da perda de carga nos pontos estudados. A escassez de trabalhos relacionados ao escoamento multifásico em tubulações com vazamentos utilizando técnicas de fluidodinâmica computacional (CFD), em especial, utilizando o pacote comercial ANSYS CFX® motivou o desenvolvimento desta pesquisa visando além de, dar continuidade as atividades que vem sendo desenvolvidas no LPFI/UAEQ/UFCG, contribuir na compreensão dos fenômenos envolvidos nos vazamentos em dutos. Neste sentido, esse trabalho tem como objetivo avaliar o efeito da presença de vazamento sobre o escoamento bifásico (água-óleo) não-isotérmico em conexões.

Como objetivos específicos pode se citar:

- Propor um modelo matemático, capaz de avaliar o comportamento do escoamento bifásico em conexões na presença de vazamento;
- Avaliar o efeito da posição do vazamento na conexão sobre o escoamento e a variação de pressão, bem como comparar os resultando com o escoamento sem vazamento;
- Analisar diferentes condições não isotérmicas variando a temperatura de entrada da mistura na tubulação e seu efeito sobre o vazamento;

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Introdução

Na indústria de processos químicos e de petróleo, o conceito de falha deve ser observado de forma abrangente e pode significar um evento grave o qual requer a parada da produção devido ao risco iminente de ocorrência de acidentes com consequências catastróficas para os seres humanos e/ou para o meio ambiente.

Os acidentes ocasionados com dutos de petróleo e derivados costumam ser definidos como sendo eventos que acontecem de forma inesperada e afetam direta ou indiretamente a segurança, a empresa e a população, proporcionando grandes impactos ao meio-ambiente e provocando altos custos de operação, como pode ser observado na Figura 2.1 (ASEL-TECH, 2010).



Figura 2.1

Figura 2.1: Custos diretos acumulados com vazamentos de petróleo de transportadoras americanas no período de 2002 a 2009. Fonte: PHMSA (2010)

Na Figura 2.2 observa-se que cerca 18,3% da incidência de vazamentos são ocasionados em instalações de transportadoras americanas no período de 2002 a 2012

foram por corrosão, 18,6% dos acidentes por danos na escavação, 26,9% por falhas em equipamentos, materiais e soldas, enquanto que, 29,1% são ocasionados por forças naturais, forças externas ou outras causas. Problemas ocasionados por corrosão, fadiga, falhas de solda, mudanças repentinas na pressão e ações de terceiros podem prejudicar a integridade de um duto e gerar vazamentos de grandes proporções, e ao depender do produto transportado, pode ocasionar graves prejuízos ambientais, além da perda econômica.

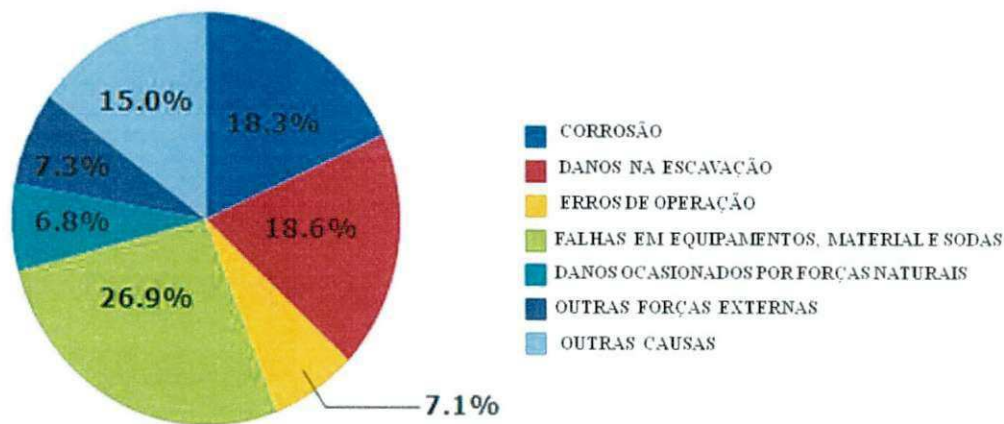


Figura 2.2: Estatísticas das incidências ocasionadas por ruptura em instalações de transportadoras americanas no período de 2002 a 2012. Fonte: PHMSA (2013).

Os acidentes que são ocasionados por origem tecnológica (corrosões, desgastes, trincas, erro de escavação, etc) são, na maioria, previsíveis, fato que determina a importância de se trabalhar principalmente na prevenção desses episódios, levando em consideração a preparação e intervenção quando da ocorrência dos mesmos. No entanto, nota-se que mesmo com avançadas tecnologias de monitoramento, a corrosão tem sido a causa mais frequente dos vazamentos. Erros que ocorrem na escavação (interferência de terceiros) e forças naturais também são significativos (ASEL-TECH, 2010).

Verifica-se que muitos métodos e técnicas para detecção de vazamentos têm sido propostos para evitar acidentes, catástrofes ambientais e diminuir as grandes quantidades de alarmes falsos (MUHLBAUER, 2004; LIU et al., 2005; VERDE et al., 2007; SAGUNA, 2007).

Ao ocorrer um vazamento, o duto apresenta mais uma saída de fluido (orifício de vazamento). Na jusante desse ponto de vazamento, a vazão de fluido cai proporcionalmente ao aumento de vazão através do vazamento, de forma que o balanço

de massa no duto se conserva. Quando a condição estacionária é alcançada, a vazão de entrada do duto é igual à vazão de saída do duto mais a vazão que se perde no orifício de vazamento. Da mesma maneira, quando um vazamento ocorre, a pressão ao longo do duto cai para um valor coerente com o novo perfil de perda de carga do duto, de acordo com o local de vazamento e, seu tamanho e diâmetro do duto (BUIATTI, 1995; BRAGA, 2001; TAVARES, 2012).

Os desastres mostrados na Figura 2.3 poderiam ser evitados com o alerta de um sistema de detecção de vazamentos rápido e eficaz, que possibilitasse a parada do bombeio e o fechamento das válvulas. A detecção de vazamentos por um sistema que expõe confiança é um fator de fundamental importância para reduzir ou evitar acidentes de proporções maiores (ASEL-TECH, 2010).

O vazamento de muitos compostos orgânicos altamente poluentes leva a contaminação do ar, das águas e dos solos, como ilustrado na Figura 2.3.



Figura 2.3: Equipes trabalhando na limpeza de regiões afetadas por vazamentos.

Fonte: Asel-Tech, (2010)

2.2 Detecção de vazamentos em dutos

Diferentes técnicas de detecção de vazamentos em dutos têm sido propostas que, segundo Zhang (2008), podem ser agrupadas em três categorias: observacionais, diretos

e indiretos. Os sistemas de detecção de vazamentos baseados em métodos observacionais são os mais simples para realizar a detecção de vazamento, consistindo basicamente da inspeção visual (podendo utilizar câmeras de segurança, inspeções aéreas, utilização de câmeras infravermelha, etc).

Os métodos diretos consistem na utilização de diferentes dispositivos para detecção e localização do vazamento, por exemplo, sensores acústicos, detectores de gases, pressão negativa, entre outros (BEZERRA, 2008).

Os métodos indiretos são baseados na utilização de software. Os alarmes de vazamentos podem ser gerados se utilizado análise estatística, modelagem matemática, entre outros.

2.2.1 Métodos diretos de detecção de vazamentos

O método direto consiste no emprego de diferentes dispositivos para detecção e localização do vazamento, por exemplo, sensores acústicos, detectores de gases, pressão negativa entre outros. Alguns desses dispositivos são descritos a seguir:

a) *Ondas de pressão negativa*: Utiliza a queda de pressão abrupta causada pela ocorrência de um vazamento, gerando uma frente de onda que se propaga à montante e a jusante do vazamento até atingir instrumentos próprios para leitura e aquisição. Esse método requer a aplicação de filtros correlativos para diferenciar este sinal gerado de outros sinais que se propagam pela tubulação e fazem parte de manobras inerentes à operação normal do duto, como abertura de válvulas, bombas, etc. Apresenta vantagens como a rápida detecção e boa precisão na localização dos vazamentos, e desvantagens como a deficiência na quantificação do volume vazado e na detecção de vazamentos pré-existentes ou surgidos de forma gradativa (ZHANG, 1996; BEZERRA, 2008; MARTINS, 2011; BARBOSA, 2012).

b) *Sensores ultra-sônicos*: Utilizam dispositivos que detectam a mudança de ruídos emitidos por instrumentos como bombas, separadores, etc. Podem ser utilizados para detectar vazamentos em dutos submarinos (BLACK, 1992; BARBOSA, 2012).

c) *Sensores de infravermelho*: Alguns vazamentos podem ser detectados pela identificação de mudanças de temperatura nas vizinhanças da tubulação. São utilizados sensores remotos que monitoram metano e etano na atmosfera por espectro infravermelho. Esse método pode ser usado com patrulha em veículos, helicópteros ou sistemas portáteis, podendo cobrir vários quilômetros da tubulação em um dia.

d) *Sensores de ação seletiva*: São sensores seletivos para uma substância específica.

Sandberg (1989) estudou um sistema de sensor de hidrocarboneto que consiste em um módulo de alarme e um cabo sensor instalado ao longo do duto que é revestido com um polímero condutivo que incha ao entrar em contato com o hidrocarboneto que está vazando da tubulação. Ao inchar, o circuito existente dentro do cabo é fechado, acionando o alarme para avisar a presença de vazamento.

e) *Sensor de pressão*: Transformam as medidas de pressão em tensão elétrica. Geralmente são usados transdutores piezoelétricos, que formam dipolo elétrico proporcional à deformação sofrida em seu material sólido, produzindo uma diferença de potencial entre seus eletrodos. Os sensores de pressão são usados para detectar vazamentos usando os métodos de ondas de pressão negativa e de gradiente de pressão (BEZERRA, 2008; BARBOSA, 2012).

f) *Sensores acústicos*: Detectam vazamentos com auxílio da energia acústica gerada pelo escape do fluido. Neste método, pequenos vazamentos são detectados, mas tem seu funcionamento afetado pela interferência do ruído de válvulas e compressores. Devido à limitação da escala de detecção, geralmente os sensores acústicos (microfones) são instalados ao longo da tubulação (BEZERRA, 2008; BARBOSA, 2012).

2.2.2 Métodos indiretos de detecção de vazamentos

No método indireto, o computador é uma ferramenta que auxilia na detecção de vazamento e que trabalha em conjunto com 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 por meio de dados de fluxos, pressão, temperatura, etc. Neste caso, têm-se os métodos de detecção por mudança de fluxo e pressão, balanço de massa e volume (GIOT, 1993; BEZERRA, 2008, BARBOSA, 2012).

b) *Balanço de Volume*: Esse método emprega essencialmente a equação de balanço de massa no duto em questão, porém com os valores referenciados em volume. O alarme de vazamento é gerado quando um limite de variação pré-estabelecido entre a vazão de entrada e a de saída é ultrapassado (tipicamente 2% da vazão nominal do duto). De acordo com Giot (1993), além da equação de conservação da massa, deve-se levar em consideração um termo muito importante: a mudança de inventário do duto (*line packing*). 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.

c) *Método estatístico*: esse método calcula a probabilidade da ocorrência de um vazamento baseado em medidas de vazão mássica e pressão, comparando-as com as mudanças na relação entre as duas variáveis (ZHANG, 1996; SOUSA, 2007; BARBOSA, 2012).

d) *Modelagem matemática*: Essa técnica emprega um modelo matemático do fluxo do fluido na tubulação. Para realizar a modelagem são utilizadas as equações de conservação de massa, conservação de momento linear, conservação de energia e as equações de estado do fluido. Esse grupo de equações diferenciais não-lineares é resolvido com o auxílio de métodos numéricos, a exemplos dos métodos das diferenças finitas, elementos finitos, volumes finitos, entre outros. O método requer que fluxo, pressão e temperaturas sejam medidos a montante e a jusante da tubulação e usa estes valores como condição de contorno para estimar valores dessas variáveis ao longo da tubulação. Os vazamentos são detectados pelas discrepâncias entre as variáveis calculadas e as medições reais (SOUSA, 2007; BARBOSA, 2012).

2.3 Alguns trabalhos com vazamento

Buiatti (1995) realizou um estudo para detecção de vazamentos usando o método de análise de transientes hidráulicos em uma tubulação de PVC de 427 m de comprimento, 3/4" de diâmetro, com a utilização de quatro transdutores de pressão, para o número de Reynolds variando de 5000 a 13000, e vazamentos da ordem de 0,5 a 50% da vazão inicial do escoamento, para escoamento monofásico de água. Ele relatou que pequenas variações de pressão e vazão em uma tubulação podem ser resultantes de diferentes fontes de um vazamento, como por exemplo, variações na temperatura de escoamento do líquido e oscilações de tensão, que provocam mudanças no comportamento das bombas. Portanto, o tamanho do vazamento influencia na precisão com que um vazamento é detectado. A Figura 2.4 mostra os resultados de transiente hidráulico em um dos casos experimentais obtidos pelo autor para um número de Reynolds de 9000 (obedecendo às faixas de operação das variáveis do processo estudadas), no intervalo entre os transdutores T_1 e T_2 .

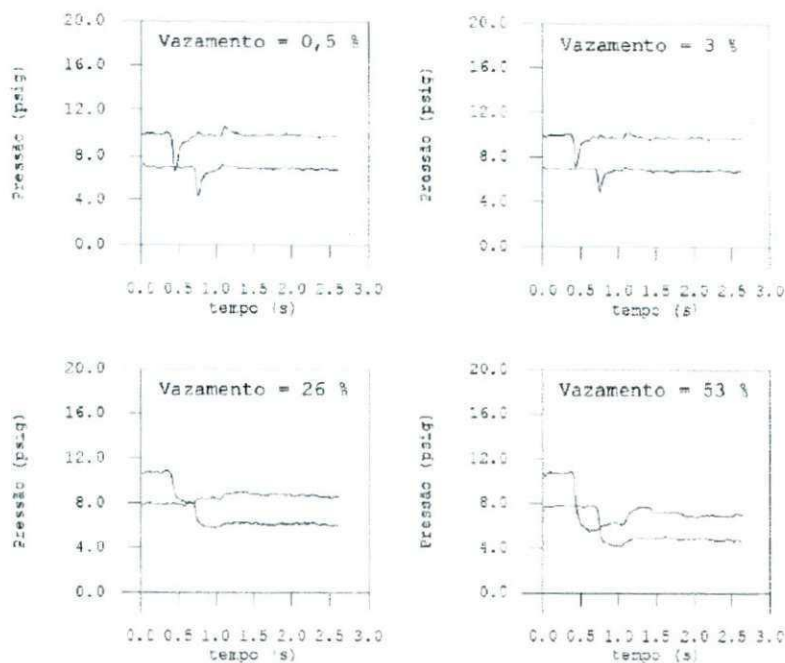


Figura 2.4: Transientes hidráulicos obtidos experimentalmente para Re 9000 entre os transdutores T₁ e T₂ para diferentes magnitudes de vazamento. Fonte: Buiatti (1995).

Colombaroli (2008) propôs um programa de simulação de detecção acústica de vazamento de óleo em dutos. Este foi considerado pelo *Pipeliners Journal* de julho de 1999, o método mais eficiente quando relacionado com alarmes falsos e/ou tempo de detecção. O método permite sua aplicação em dutos que transportam fluidos em qualquer estado físico, detectando também, a ocorrência e localização do vazamento em tempo real em dutos aéreos, subterrâneos ou submarinos. Esse simulador de detecção acústica foi desenvolvido na linguagem vb.net e simula todo monitoramento do trecho retilíneo do duto em que dois sensores de alta sensibilidade são colocados. Na Figura 2.5 está representado a interface do programa desenvolvido.

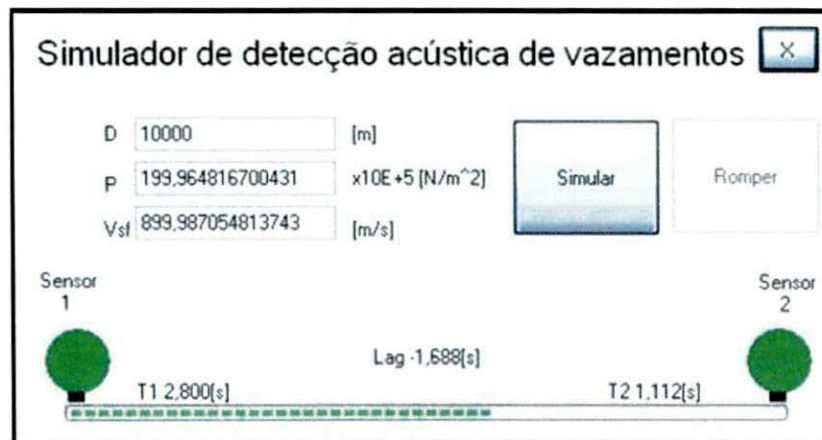


Figura 2.5: Interface do programa. Fonte: Colombaroli (2008).

Oliveira *et al.* (2009) apresentaram uma modelagem em CFD (Computational Fluid Dynamics) de um vazamento submarino utilizando o software ANSYS CFX® baseando-se em um estudo prévio realizado em laboratório que verificou experimentalmente um vazamento submarino resultando em um modelo semi-empírico para estimar a quantidade de óleo vazado. A partir da montagem de um aparato experimental em laboratório, obtiveram-se os dados experimentais do fenômeno de inversão de fases água/óleo através de um orifício e medição do volume de óleo vazado ao longo do tempo. O modelo computacional proposto por *Oliveira et al.* (2009), simulou a inversão de fases água/óleo fornecendo informações do escoamento. Eles observaram que a inclinação do furo afeta as propriedades do escoamento. Portanto, os resultados da cinética de vazamento, campo de velocidades e forças de arraste na interface água/óleo mostraram-se realísticos.

Azevedo (2010) propôs um algoritmo para detecção de vazamentos em dutos utilizando a análise da frequência de sinais de pressão. Foi proposto uma divisão da evolução temporal de um vazamento em 3 fases (Figura 2.6): Pré-Vazamento, que corresponde ao comportamento do duto antes da ocorrência de um vazamento, refletindo suas condições de escoamento em regime permanente; Transitório: onde se tem o comportamento de acomodação do escoamento desde o momento de início do vazamento até o momento em que um novo regime estacionário é alcançado; Pós-vazamento, onde é observado o comportamento do escoamento após a ocorrência de um vazamento e estabilização das novas condições de escoamento, ou seja, o novo regime permanente.

Azevedo (2010) relata ainda que, mesmo que bem caracterizado o comportamento da onda de pressão negativa, esta é dependente das características do vazamento e escoamento. Para furos muito pequenos, se tem volumes vazados muito limitados, ou se a pressão normal de operação do duto é muito baixa, esses comportamentos poderão ocorrer de forma tão fraca a ponto de não serem percebidos pela instrumentação do duto ou não serem distinguidos de outros ruídos presentes no escoamento.

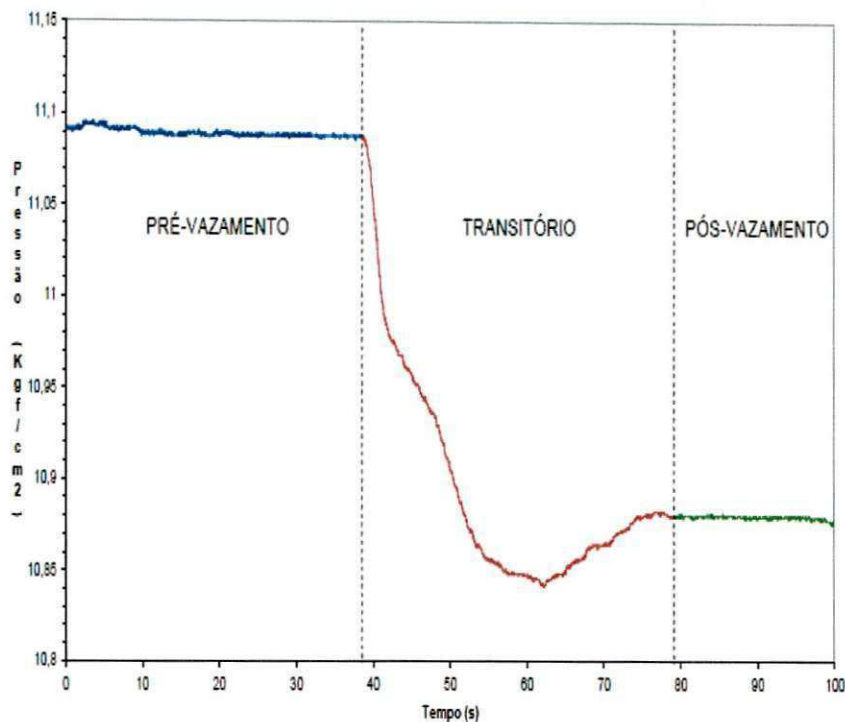


Figura 2.6: Fases de um Vazamento. Fonte: Azevedo (2010)

Aguiar (2010) desenvolveu um sistema de detecção de vazamentos em dutos usando a análise de sinais de sensores de pressão de resposta rápida, onde o sinal é reconhecido por uma rede neural artificial *feed-forward*. Foi utilizado para obtenção de resultados experimentais o oleoduto piloto do Núcleo de Engenharia Térmica e Fluidos da USP. A seção de testes foi feita com 1500 metros de comprimento e 51,2 mm de diâmetro e com condições de escoamento monofásico de água. Os resultados obtidos mostraram que o sistema de redes neurais artificiais foi capaz de discriminar dois universos linearmente separáveis, para sinais de vazamento e de não vazamento, para diversas vazões e localizações de vazamentos simulados.

Martins (2011) desenvolveu um estudo da propagação de ondas em dutos de transporte de fluidos, especialmente oleodutos e gasodutos, utilizando a análise da atenuação acústica e da velocidade de propagação da onda. Foram feitos ensaios experimentais, para o escoamento mono e bifásico, com a variação da vazão em linhas de testes de 1500 metros e 50 mm de diâmetro, com aquisição de sinais gerados com fechamento de válvulas de simulação de vazamentos ao longo da tubulação. Martins (2011) propôs uma metodologia baseada na medição do coeficiente de amortecimento temporal das ondas de pressão como subsídio para cálculo do coeficiente de atenuação, utilizando um único sensor de pressão obtendo resultados excelentes para escoamentos

monofásicos. Para o caso do escoamento bifásico, esta metodologia não foi possível ser aplicada devido ao forte amortecimento das ondas de pressão, sendo feitas apenas medições diretas da atenuação, com resultados coerentes. Para altas vazões, as velocidades foram compatíveis com aquelas de um escoamento bifásico a bolhas finamente dispersas. Para o escoamento bifásico o regime de escoamento variou de bolhas a pistonado e as velocidades de propagação obtidas foram compatíveis com as obtidas por modelos teóricos.

2.4 Estudos desenvolvidos pela Equipe do LPFI e LCTF da UFCG

A equipe do Laboratório de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem (LPFI) e do Laboratório Computacional em Térmica e Fluidos (LCTF) das Unidades Acadêmicas de Engenharia Química e Engenharia Mecânica, respectivamente, do Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Federal de Campina Grande, trabalha desde 2001, desenvolvendo excelentes trabalhos usando CFD, onde se dá destaque ao escoamento em dutos na presença ou não de vazamento.

Racine (2008) analisou numericamente o escoamento de uma ou mais bolhas de Taylor em tubulações de 3 mm de diâmetro conectadas à bifurcações do tipo “T” e “Y” utilizando o código comercial CFX 10. Foi adotado o modelo Euleriano-Euleriano para tratar o escoamento bifásico de gás (fase dispersa) e óleo pesado e ultra viscoso (fase contínua), bidimensional, transiente, isotérmico e com regime de escoamento laminar. Foram apresentadas as distribuições de velocidade, pressão e fração volumétrica das fases para diferentes casos variando a velocidade do óleo na seção de entrada da tubulação (0,025; 0,05; 0,1 e 0,15 m/s), a viscosidade do óleo pesado e ultra viscoso (0,5; 1,5; 2,5 e 5,0 Pa.s) e a inclinação da bifurcação (30; 60 e 90°). Verificou-se que a forma, comprimento e dispersão da bolha estão intimamente relacionados com a velocidade relativa gás-óleo pesado na seção de entrada da tubulação e viscosidade da fase óleo.

Marinho (2008) apresentou um estudo teórico transiente para prever o comportamento do escoamento bifásico (gás e óleo) tipo bolha de Taylor em dutos horizontais, verticais e curvados, considerando os efeitos de tensão superficial, gravidade e forças viscosas. Foram investigadas as características hidrodinâmicas da interação entre bolhas de Taylor e o líquido com auxílio do tempo de injeção do gás (0,02; 0,1; 0,5 e 1,0 s), do diâmetro (3,0; 6,0; 1,2 e 2,4 mm) da curvatura do duto, da

velocidade (0,05 e 0,1 m/s) e da viscosidade do petróleo (0,5; 1,5; 2,5 e 5,0 Pa.s), o autor verificou que esses valores afetam consideravelmente na formação e comprimento da bolha de Taylor e que as forças viscosas e gravitacionais são muito importantes quando comparadas com as forças de tensão superficial.

Araujo (2012) avaliou a fluidodinâmica do escoamento bifásico (água – óleo) em oleodutos horizontais com vazamentos, resolvendo as equações de conservação da massa e da quantidade de movimento numericamente no software ANSYS CFX. Foi adotado o modelo Euleriano-Euleriano com o óleo em fase contínua e a água em fase dispersa, mantendo constantes as propriedades físico-químicas. Com os perfis de pressão e fração volumétrica avaliou-se a influência dos vazamentos sobre o escoamento monofásico (óleo) e bifásico (óleo – água), observando uma maior gradiente de pressão na região próxima ao orifício e uma dependência do tempo de estabilidade com o diâmetro do orifício de escape os fluidos no tubo.

Tavares (2012) avaliou a termo-fluidodinâmica do escoamento trifásico (óleo-água-gás) com vazamento em um tubo. Utilizou-se do uso do pacote comercial ANSYS CFX® para resolver numericamente as equações de conservação de massa, momento linear e de energia para cada fase (considerando o óleo como sendo fase contínua e a água e gás a fases dispersas) com auxílio de uma malha estruturada representativa do tubo horizontal com um orifício de vazamento. Adotou-se o modelo de turbulência RNG k- ϵ . Com os campos de fração volumétrica, temperatura e os perfis de velocidade e pressão, avaliou-se a influência do vazamento sobre o escoamento e sobre a evolução da pressão e queda de pressão com o tempo. Entre os resultados obtidos por Tavares (2012), pode-se citar o referente ao caso que utiliza o escoamento trifásico (óleo-água-gás) com as seguintes frações volumétricas para o óleo, água e gás, respectivamente, 90 %, 5% e 5%, e como condição de contorno na seção de vazamento, uma pressão de 101,325 kPa. Nessas condições a autora apresentou os resultados da pressão total em função do tempo (Figura 2.7). Os resultados das simulações numéricas evidenciaram um papel importante com relação à escolha das condições de contorno no orifício de vazamento (velocidade ou pressão prescrita), sendo que a utilização da condição de pressão prescrita proporcionou resultados mais condizentes comparados com os disponibilizados na literatura. Barbosa (2012) desenvolveu um estudo baseado na termodinâmica do escoamento trifásico (óleo, água e gás), em um oleoduto com e sem a presença de vazamento utilizando o software ANSYS CFX 12.0. A autora observou que os parâmetros como viscosidade do óleo, velocidade inicial das fases óleo e gás, fração

volumétrica das fases, magnitude do vazamento apresentam efeitos consideráveis sobre os escoamentos.

Barbosa (2012) verificou que o transiente de pressão é sensível as características termo-hidrodinâmicas do fluido e o aumento da magnitude do vazamento aumenta o valor da queda de pressão e diminui o valor da recuperação da pressão na tubulação. Na Figura 2.8 está representada a distribuição da temperatura ao longo de uma linha traçada no interior do duto na direção axial e próxima ao orifício de vazamento. Observou-se que na região vazante, existe um aumento da temperatura em cada fase, caracterizando o vazamento e verifica-se uma diferença de temperatura no óleo $\Delta T_o = 7,3^\circ C$, para água de $\Delta T_w = 1,88^\circ C$ e de gás $\Delta T_g = 4,24^\circ C$. Essa variação na temperatura está associada a dois fatores: perda de massa das fases no vazamento e as propriedades térmicas dos fluidos.

Souza (2012) estudou o escoamento isotérmico tridimensional da mistura de óleo pesado e água, em regime transiente, em dutos verticais com e sem vazamento, utilizando o pacote comercial ANSYS-CFX® 11.0. Ele observou que a redução da fração volumétrica de óleo na mistura, proporciona um maior espalhamento de óleo na

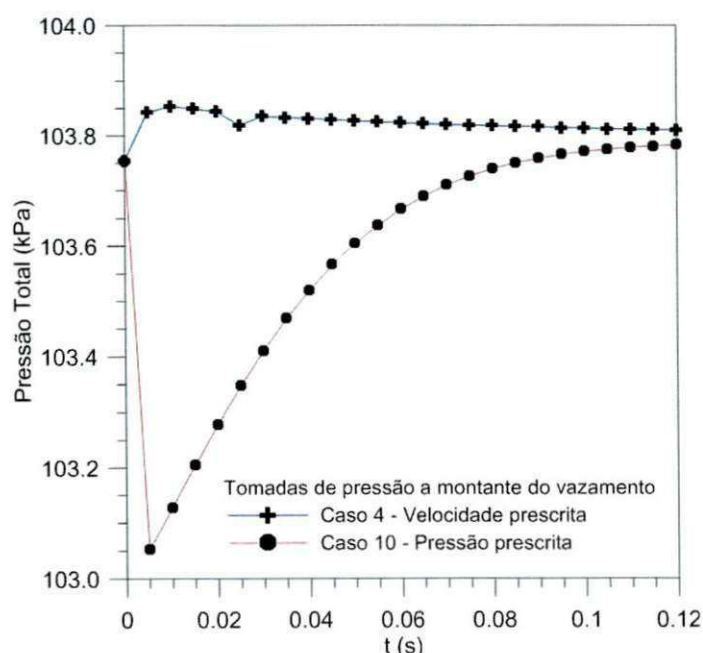


Figura 2.7: Comparação entre as evoluções da pressão total com o tempo posicionado 1 m a montante do vazamento para os Casos 4 e 10. Fonte: Tavares (2012).

saída de vazamento, além de um maior ângulo de saída, tomando como referência a direção y.

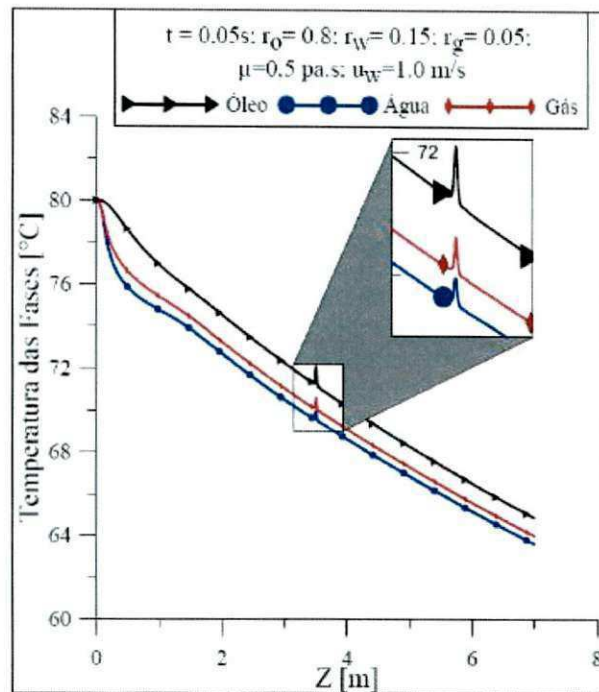


Figura 2.8: Temperatura das fases óleo, água e gás, na linha L_2 para o caso 02 para $t = 0,05s$. Fonte: Barbosa (2012).

2.5 Escoamento Multifásico

Escoamento multifásico é caracterizado como escoamento simultâneo de mais de uma fase presente em contato direto em um determinado sistema. Podendo também ser definido como uma região no espaço onde há dois ou mais fluidos imiscíveis separados por uma interface. Pode-se encontrar esse tipo de escoamento na maioria dos processos industriais, como por exemplo, na indústria de petróleo, química, farmacêutica, alimentícia, agrícola, etc.

As leis que descrevem esse tipo de escoamento são representadas em termos de equações diferenciais parciais não lineares e estas, por não possuírem solução analítica devido a não linearidade, quando submetidas a condições de contorno iniciais apropriadas, podem ser resolvidas empregada, por exemplo, técnicas de fluidodinâmica computacional.

Na literatura existem diversas classificações para os modelos de escoamentos multifásicos. A mais utilizada classifica os modelos em duas abordagens, são elas:

a) **Sistema Euleriano-Lagrangiano:** A fase contínua é resolvida pelas equações de Navier-Stokes nas médias temporais e a fase dispersa é resolvida pelo acompanhamento da trajetória de um grande número de partículas através do campo de

escoamento contínuo. A partir da abordagem resolve um sistema de equações de conservação para a fase contínua e, com os campos de velocidades desta fase, são calculadas as forças exercidas sobre as partículas dispersas e as trajetórias destas partículas. O modelo limita-se a escoamentos dispersos com baixas frações volumétricas e por considerá-las partículas pontuais, sem volume, em escoamentos com bolhas (RANADE, 2002; PALADINO, 2005; ANSYS, 2009; SANTOS, 2010).

b) Sistema Euleriano-Euleriano: Esta considera as diferentes fases do sistema como fases contínuas e interpenetrantes. Surge o conceito de fração volumétrica das fases (uma vez que o volume de uma fase não pode ser ocupado pela outra) que são consideradas como funções contínuas no espaço e no tempo cuja soma é igual a 1. Desta forma, cada fase terá sua própria equação de conservação de massa, quantidade de movimento e energia. O modelo Euleriano resolve um conjunto de equações que incluem a quantidade de movimento e conservação da massa para cada fase e o acoplamento da pressão é feito através dos coeficientes da troca entre as fases. Atualmente, a abordagem Euleriana-Euleriana é a mais utilizada na solução de escoamentos multifásicos e adequada para escoamentos nos quais as fases se misturam e as velocidades relativas entre elas são consideráveis.

No escoamento multifásico Euleriano-Euleriano, existem dois submodelos avaliados: o Modelo Pseudo-homogêneo e o Modelo Não-homogêneo, apresentados a seguir (RANADE, 2002; PALADINO, 2005; SANTOS, 2010; ANSYS CFX, 2011).

2.5.1 Modelo Não-Homogêneo

Na equação (2.1) está representada a definição do volume ocupado pela fase α que corresponde a um pequeno volume V ao redor do ponto de fração volumétrica f_α .

$$V_\alpha = f_\alpha V \quad (2.1)$$

onde $1 \leq \alpha \leq N_P$, e N_P é o número de fases.

A densidade do fluido ρ_α como massa da fase α por unidade de volume de α , como segue:

$$\rho_\alpha = f_\alpha \rho_\alpha \quad (2.2)$$

Em uma mistura multifásica, a pressão total (utilizada para fluidos compressíveis e incompressíveis) e corresponde a pressão obtida quando o (s) fluido (s) em movimento é desacelerado até $U_\alpha = 0$ por um processo sem atrito, definida por:

$$P_{tot} = P_{stat} + \sum \frac{1}{2} f_\alpha \rho_\alpha U_\alpha^2 \quad (2.3)$$

onde U_α^2 é o vetor velocidade da fase α , P_{stat} é a pressão estática ou pressão termodinâmica. O Segundo termo da equação (2.3) corresponde a pressão dinâmica e é obtido devido a cinética do fluido em escoamento.

A transferência interfacial de quantidade de movimento, calor e massa depende diretamente da área superficial de contato entre as duas fases. Esta é caracterizada por uma área interfacial por unidade de volume entre a fase α (fase contínua no modelo de partícula) e a fase β (fase dispersa no modelo de partícula), conhecida como densidade de área interfacial, $A_{\alpha\beta}$. Considerando, no **Modelo de Partículas**, que a fase β está presente como partículas esféricas de diâmetro médio d_β , tem-se que a área de contato entre as fases é:

$$A_{\alpha\beta} = \frac{6f_\beta}{d_\beta} \quad (2.4)$$

onde f_β é a fração volumétrica da fase β

Os coeficientes de transferência interfacial adimensional põem ser correlacionados em termos do $Re_{\alpha\beta}$ (número de Reynolds da partícula) e $Pr_{\alpha\beta}$ (número de Prandtl do fluido). Estes podem ser definidos usando o diâmetro médio da partícula, e as propriedades da fase contínua, como segue:

$$Re_{\alpha\beta} = \frac{\rho_\alpha |U_\beta - U_\alpha|}{\mu_\alpha} \quad (2.5)$$

$$Pr_{\alpha\beta} = \frac{\mu_\alpha C_{p\alpha}}{\lambda_\alpha} \quad (2.6)$$

onde μ_α , $C_{p\alpha}$ e λ_α são a viscosidade, a capacidade calorífica e a condutividade térmica da fase contínua α , respectivamente.

- A equação da continuidade é dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_\alpha \rho_\alpha) + \nabla \cdot (f_\alpha \rho_\alpha \vec{U}_\alpha) = S_{MS\alpha} + \sum_{\beta=1}^{N_p} \Gamma_{\alpha\beta} \quad (2.7)$$

onde $S_{MS\alpha}$ descreve a fonte de massa específica utilizada; $\Gamma_{\alpha\beta}$ é taxa do fluxo de massa por unidade de volume da fase α para a fase β .

- A equação de momento linear é dada por:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(f_\alpha \rho_\alpha \vec{U}_\alpha) + \nabla \cdot [f_\alpha (\rho_\alpha \vec{U}_\alpha \otimes \vec{U}_\alpha)] = & -f_\alpha \nabla p_\alpha + \\ \nabla \cdot \left\{ f_\alpha \mu_{ef} \left[\nabla \vec{U}_\alpha + (\nabla \vec{U}_\alpha)^T \right] \right\} + \sum_{\beta=1}^{N_p} (\Gamma_{\alpha\beta}^T U_\beta - \Gamma_{\beta\alpha}^T U_\alpha) + \vec{S}_{M\alpha} + \vec{M}_\alpha \end{aligned} \quad (2.8)$$

onde $S_{M\alpha}$ descreve as forças de momento devido às forças de corpo externas; M_α descreve as forças interfaciais agindo na fase α devido à presença de outras fases; o termo $(\Gamma_{\alpha\beta}^T U_\beta - \Gamma_{\beta\alpha}^T U_\alpha)$ representa a transferência de momento induzido pela transferência de massa na interface. A força interfacial por unidade de volume sobre a fase α devido à interação com a fase β é uma soma de diversas parcelas que se referem às forças de arraste interfacial, de sustentação, de massa virtual, de lubrificação na parede e de interação partícula-fluido, definida por:

$$\vec{M}_\alpha = \sum_{\beta \neq \alpha} M_{\alpha\beta} = M_{\alpha\beta}^D + M_{\alpha\beta}^L + M_{\alpha\beta}^{LUB} + M_{\alpha\beta}^{TD} + M_{\alpha\beta}^S + \dots \quad (2.9)$$

onde os sub-índices D, L, LUB, VM, TD e S, representam, respectivamente, a força de arraste (drag force), força de sustentação (lift force), força de lubrificação da parede (wall lubrication force), força de massa virtual (virtual mass force), força de dispersão turbulenta (turbulence dispersion force) e força de pressão do sólido (solids press force) que só é considerado se a fase particulada for um sólido denso (ANSYS, 2011).

A equação de conservação da energia é dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_{\alpha}\rho h_{\alpha}) + \nabla \cdot [f_{\alpha}(\rho_{\alpha}U_{\alpha}h_{\alpha} - \lambda_{\alpha}\nabla T)_{\alpha}] = \sum_{\beta=1}^{N_p} (\Gamma_{\alpha\beta}^{+}h_{\beta} - \Gamma_{\beta\alpha}^{+}h_{\alpha}) + Q_{\alpha} + S_{\alpha} \quad (2.10)$$

onde h_{α} , λ_{α} , T_{α} correspondem a entalpia estática, a condutividade térmica e a temperatura da fase α , respectivamente; S_{α} descreve a fonte de calor externa; Q_{α} descreve a de calor para a fase α através das interfaces com outras fases; $(\Gamma_{\alpha\beta}^{+}h_{\beta} - \Gamma_{\beta\alpha}^{+}h_{\alpha})$ representa a transferência de calor induzida pela transferência de massa interfacial.

A transferência de calor na interface ocorre devido ao não equilíbrio térmico através da interface das fases. O calor total por unidade de volume transferido para a fase α devido à interação com outras fases e denotada Q_{α} é dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_{\alpha}\rho h_{\alpha}) + \nabla \cdot [f_{\alpha}(\rho_{\alpha}U_{\alpha}h_{\alpha} - \lambda_{\alpha}\nabla T)_{\alpha}] = \sum_{\beta=1}^{N_p} (\Gamma_{\alpha\beta}^{+}h_{\beta} - \Gamma_{\beta\alpha}^{+}h_{\alpha}) + Q_{\alpha} + S_{\alpha} \quad (2.11)$$

$$Q_{\alpha} = \sum_{\beta \neq \alpha} Q_{\alpha\beta} = \sum_{\beta \neq \alpha} Q_{\beta\alpha} \quad (2.12)$$

A transferência de calor através de uma fronteira é usualmente descrita em termos de um coeficiente de transferência de calor global ($h_{\alpha\beta}$) que é a quantidade de energia calorífica através da unidade de área por unidade de tempo por unidade de diferença de temperatura entre as fases. Desse modo, a taxa de transferência de calor, $Q_{\alpha\beta}$ por unidade de tempo através do contorno de fase da área interfacial por unidade de volume $A_{\alpha\beta}$, da fase β para a fase α , é:

$$Q_{\alpha\beta} = \bar{h}_{\alpha\beta} A_{\alpha\beta} (T_{\beta} - T_{\alpha}) \quad (2.13)$$

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

$$Q_{\alpha\beta} = C_{\alpha\beta}^{(h)}(T_{\beta} - T_{\alpha}) \quad (2.14)$$

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

$$C_{\alpha\beta}^{(h)} = \bar{h}_{\alpha\beta} A_{\alpha\beta} \quad (2.15)$$

Muitas vezes, é conveniente expressar o coeficiente de transferência de calor em termos do número de Nusselt adimensional, como segue:

$$Nu = \frac{\bar{h}d}{\lambda} \quad (2.16)$$

No modelo de partícula, a condutividade térmica λ é considerada como sendo a condutividade térmica da fase contínua, e o comprimento d é considerado como sendo o diâmetro da fase dispersa. Então, a Equação (2.16) pode ser escrita da forma:

$$Nu_{\alpha\beta} = \frac{d_{\beta} \bar{h}_{\alpha\beta}}{\lambda_{\alpha}} \quad (2.17)$$

2.5.2. Modelo de Turbulência

O modelo de turbulência k - ε é um modelo de viscosidade turbulenta no qual se assume que os tensores de Reynolds são proporcionais aos gradientes de velocidade média, com a constante de proporcionalidade sendo caracterizada pela viscosidade turbulenta, idealização esta conhecida como hipótese de Boussinesq.

Nesse tipo de modelo, duas equações de transporte são modeladas separadamente e resolvidas para o comprimento turbulento e a escala de tempo ou para quaisquer duas combinações linearmente independentes delas. As equações de transporte para a energia cinética turbulenta, k (dimensões L^2T^{-2}), e a taxa de dissipação

turbulenta, ε (dimensões L^2T^{-3}), são:

$$\frac{\partial(\rho_\alpha f_\alpha k_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot \left\{ f_\alpha \left[\rho_\alpha \bar{U}_\alpha k_\alpha - \left(\mu + \frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_k} \right) \nabla k_\alpha \right] \right\} = f_\alpha (G_\alpha - \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) \quad (2.18)$$

$$\frac{\partial(\rho_\alpha f_\alpha \varepsilon_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot \left\{ f_\alpha \left[\rho_\alpha \bar{U}_\alpha \varepsilon_\alpha - \left(\mu + \frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon_\alpha \right] \right\} = r_\alpha \frac{\varepsilon_\alpha}{k_\alpha} (C_1 G_\alpha - C_2 \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) \quad (2.19)$$

onde G_α é a geração de energia cinética turbulenta no interior da fase α , C_1 e C_2 são constantes empíricas, respectivamente iguais a 1,44 e 1,92; σ_k e σ_ε são constantes iguais a 1,0 e 1,3, respectivamente, ε_α corresponde à taxa de dissipação de energia cinética turbulenta da fase α e k_α é a energia cinética turbulenta para fase α definida, respectivamente, pelas equações 2.20 e 2.21:

$$\varepsilon_\alpha = \frac{c_\mu q_\alpha^3}{l_\alpha} \quad (2.20)$$

$$k_\alpha = \frac{q_\alpha^2}{2} \quad (2.21)$$

onde l_α é o comprimento de escala espacial q_α é a escala de velocidade, e c_μ é uma constante empírica calculada por:

$$c_\mu = 4c_\alpha^2 \quad (2.22)$$

onde c_α também é uma constante empírica. A variável $\mu_{t\alpha}$ é a viscosidade turbulenta, definida por:

$$\mu_{t\alpha} = c_\mu \rho_\alpha \frac{k_\alpha^2}{\varepsilon_\alpha} \quad (2.23)$$

onde c_μ é uma constante igual a 0,09.

3. METODOLOGIA

3.1 Domínio de estudo

O problema físico estudado consiste no escoamento transiente, bifásico (óleo, água) em uma tubulação de diâmetro 15 cm munido de uma conexão do tipo joelho com dois orifícios circulares de 1,6 cm. A geometria descrita é apresentada na Figura 3.1 que representa apenas uma parcela da tubulação real, visto que, as tubulações utilizadas para transporte de fluidos de petróleo e seus derivados podem ter dezenas ou centenas de quilômetros.

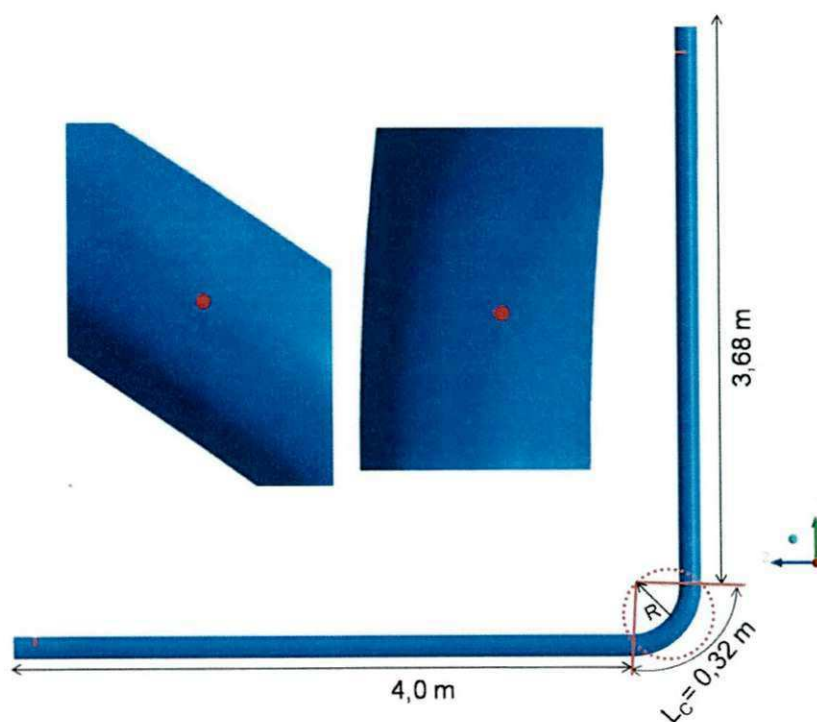


Figura 3.1: Configuração geométrica do duto utilizado neste trabalho, com destaque para o corte dos orifícios circulares com 1,6 cm.

onde L_c é o comprimento da curva que pode ser calculado pela seguinte equação citada por Cortielha (2013):

$$L_c = \alpha \times \frac{Pi}{180} \times R \quad (3.1)$$

3.2 Malha Numérica

Na Figura 3.2 está representada a estratégia de blocagem usada para a geração da malha numérica, usando o ICM CFD v12.1. A malha resultante de vários refinamentos é constituída de 195.314 elementos hexaédricos e 221.400 pontos nodais. Nas Figuras 3.3 e 3.4 podem ser observados a malha e os detalhes do refinamento da mesma nas proximidades do orifício vazamento. É importante ressaltar que a etapa de construção da geometria e geração da malha, representou cerca de 80% de todo o trabalho.

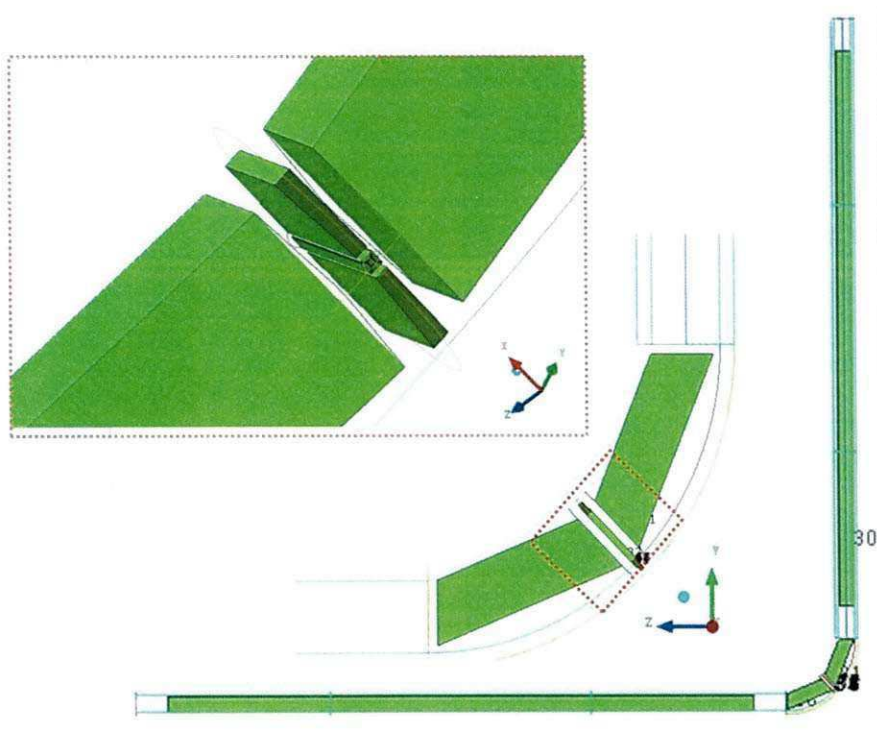


Figura 3.2: Representação da blocagem utilizada para a geração da malha numérica.

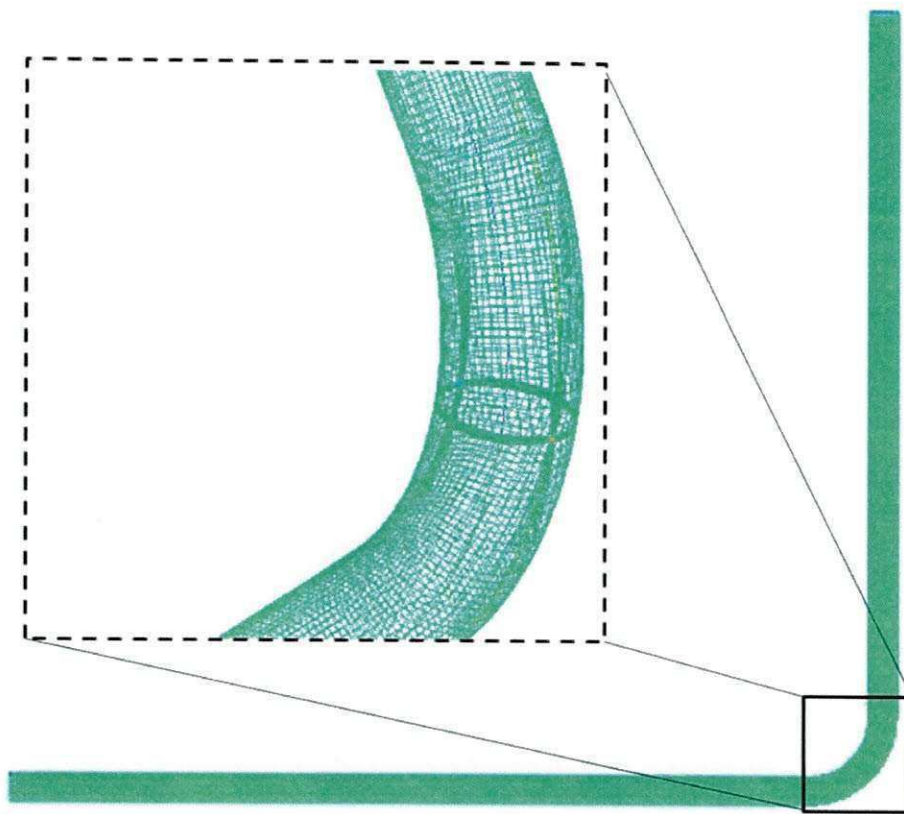


Figura 3.3: Representação da malha gerada e detalhe do joelho

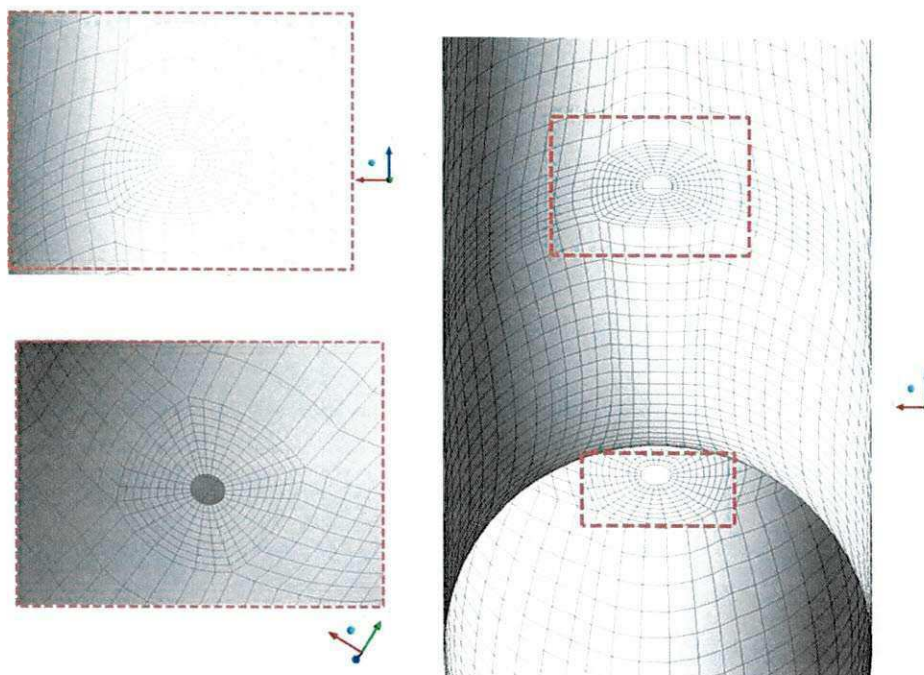


Figura 3.4: Detalhes da malha gerada nas proximidades dos orifícios de vazamentos.

3.3. Modelo Matemático

Para o estudo do escoamento bifásico (óleo pesado-água), não isotérmico na presença ou não do vazamento na tubulação, foi adotado o modelo Euleriano-Euleriano, com as seguintes considerações:

- Escoamento não-isotérmico e em regime transiente;
- Não há reação química nem transferência de massa entre as fases;
- Fluidos incompressíveis com propriedades físico-químicas constantes;
- Fase dispersa a água, com diâmetro da gota esférica de 0,001 mm;

O termo de transferência interfacial foi desconsiderado visto que a transferência de massa interfacial é usada para uma fase sólida dispersa representando uma força adicional devido a colisões entre partículas.

A transferência de calor induzida pela transferência de massa e o termo que descreve a fonte de calor externa são desconsideradas.

Com estas considerações as Equações (2.8), (2.9) e (2.11) se reduzem a:

- Equação de Conservação da Massa,

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_{\alpha}\rho_{\alpha}) + \nabla \cdot (f_{\alpha}\rho_{\alpha}\vec{U}_{\alpha}) = 0 \quad (3.2)$$

- Equação de Conservação do Momento Linear,

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(f_{\alpha}\rho_{\alpha}\vec{U}_{\alpha}) + \nabla \cdot [f_{\alpha}(\rho_{\alpha}\vec{U}_{\alpha} \otimes \vec{U}_{\alpha})] = & -f_{\alpha}\nabla\rho_{\alpha} + \nabla \cdot \{f_{\alpha}\mu_{ef}[\nabla\vec{U}_{\alpha} + (\nabla\vec{U})^T]\} + \\ & + \vec{S}_{M\alpha} + \vec{M}_{\alpha} \end{aligned} \quad (3.3)$$

onde μ_{ef} corresponde a viscosidade efetiva definida como sendo a soma da viscosidade dinâmica, μ , e a viscosidade turbulenta, μ_T , dada por:

$$\mu_T = C_{\mu}\rho_{\alpha} \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (3.4)$$

onde C_μ é uma constante de calibração experimental igual a (0,09), k e ε que corresponde aos termos da energia cinética e dissipação turbulenta obtidos pelo modelo de turbulência RNG k- ε .

\bar{M}_α corresponde as forças interfaciais, apenas a força de arraste foi considerada, que é dada pela equação a seguir:

$$\bar{M}_\alpha = \frac{3 C_D}{4 d_p} f_\alpha \rho_\alpha |\bar{U}_\beta - \bar{U}_\alpha| (\bar{U}_\beta - \bar{U}_\alpha) \quad (3.5)$$

- Equação de Conservação de energia,

$$\frac{\partial}{\partial t} (f_\alpha \rho h_\alpha) + \nabla \cdot [f_\alpha (\rho_\alpha \bar{U}_\alpha h_\alpha - \lambda_\alpha \nabla T_\alpha)] = Q_\alpha \quad (3.6)$$

As equações de fechamento para as equações de conservação se aplicam de formas diferentes. Para a equação da continuidade, a soma das frações volumétricas das fases contínua e dispersa é igual a 1. No caso da equação da transferência de quantidade de movimento, seu fechamento é dado pelas forças de arrastes entre as fases que são expressas pelo coeficiente de arraste (ANSYS, 2009).

Foi adotado o modelo de turbulência RNG k- ε (RNG, Renormalization Group). Este modelo foi desenvolvido por Yakhot *et al.* (1991), onde é feita uma renormatização de análise de grupos de equações de Navier-Stokes. Este modelo é semelhante ao modelo k- ε , diferenciando apenas na substituição da constante C_1 na Equação (3.4) pela seguinte função C_{1RNG} :

$$C_{1RNG} = 1,42 - f_\eta \quad (3.6)$$

onde f_η representa uma função normalizadora.

3.4 Condição inicial e de Contorno

Para resolução numérica do escoamento água-óleo na presença de vazamento foi, inicialmente, obtido a solução numérica das equações governantes do problema considerando o regime permanente com as condições de contorno ilustradas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Condições de contorno adotadas para a simulação em regime permanente.

Fronteira	Condição de Contorno	Valor
Seção de Entrada	Velocidade Média Temperatura	1,8, 2,0 e 2,2 [m/s] 353, 363 e 373 [K]
Seção de Saída	Pressão estática média	101,325, 151,9875 e 202,650 [kPa]
Paredes da Tubulação	Não Deslizamento ($U_x=U_y=U_z$)	0

Na Tabela 3.2 estão sendo representadas as condições de contorno adotadas para a solução dos problemas em regime transiente.

Tabela 3.2: Condições de contorno adotadas para a simulação transiente.

Fronteira	Condição de Contorno	Valor
Seção de Entrada	Velocidade e Temperatura Prescrita	1,8, 2,0 e 2,2 [m/s] 353, 363 e 373 [K]
Seção de Saída	Pressão estática média	101, 325, 151,9875 e 202,650 [kPa]
Seção do Orifício de Vazamento	Pressão estática média	101,325 [kPa]
Paredes da Tubulação	Temperatura	298 K

Na Tabela 3.3 estão representadas as propriedades físico-químicas dos fluidos a 293,15 K usadas nas simulações.

Tabela 3.3: Propriedades termo físicas dos fluidos utilizados neste estudo.

Propriedades	Óleo (fase contínua)	Água (fase dispersa)
Massa específica (kg/m ³)	925,5 ⁽¹⁾	997 ⁽³⁾
Viscosidade dinâmica (Pa.s)	0,1 ⁽²⁾	0,000889 ⁽³⁾

Fonte: ⁽¹⁾Rodriguez (2002), ⁽²⁾Açikgöz *et al.* (1992) *apud* Paladino (2005), ⁽³⁾Banco de dados do Ansys CFX

Na Tabela 3.4 tem-se o resumo das características do modelo matemático e tratamento numérico adotados nesta simulação.

Tabela 3.4: Considerações gerais do problema e da solução numérica.

Tipo de escoamento	Bifásico (óleo-água), bidimensional, incompressível e não-isotérmico
Regime de fluxo	Transiente e turbulento
Modelo de Turbulência	RNG <i>k-epsilon</i>
Modelo multifásico	Não-homogêneo
Modelo de Transferência Interfacial	Modelo de mistura (óleo-água)
Força interfacial	Arraste (coeficiente de arraste = 0,44 – válido para o regime turbulento)
Força gravitacional	Considerada
Esquema de interpolação para a pressão	Trilinear
Esquema de interpolação para a velocidade	Trilinear
Influência da parede para os fluidos	Sem deslizamento (<i>no slip</i>)
Influência na interface dos fluidos	Deslizamento livre (<i>free slip</i>)
Esquema de advecção	Alta resolução (<i>High Resolution</i>)

3.5 Casos avaliados neste trabalho

A Tabela 3.5 apresenta as diferentes condições utilizadas nas simulações, onde estão apresentados o tipo de escoamento multifásico (óleo, água), a condição de contorno adotada na saída e entrada do vazamento e a posição que se encontra o orifício vazamento em relação à curvatura da tubulação- na parte superior, inferior ou na parte superior e inferior (Figura 3.5).

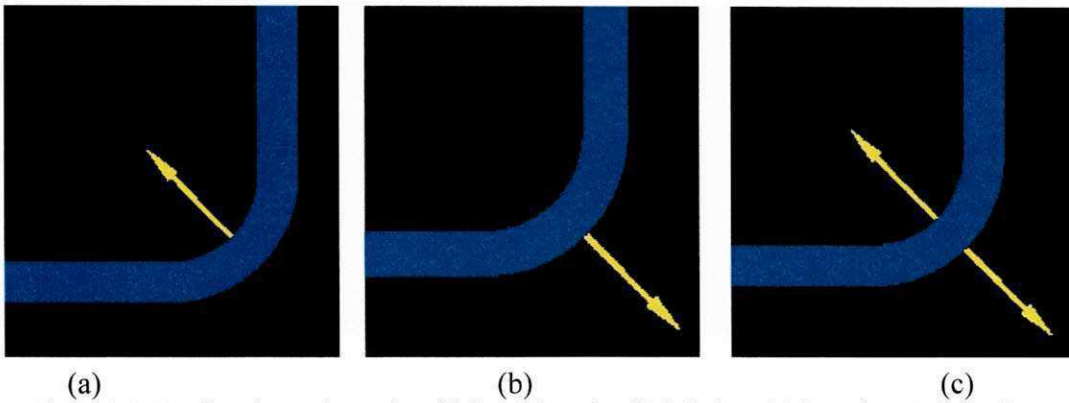


Figura 3.5: Detalhes das posições do orifício (a) Superior (b) Inferior e (c) Superior e Inferior de vazamento no joelho.

Tabela 3.5: Dados usados nas simulações numéricas

Casos	Tipos de escoamento	Fração volumétrica das fases *	Condição de Contorno na saída	Condição de Contorno na entrada	Posição do orifício no joelho
1	bifásico	$f_a = 90\%, f_o = 10\%$	101,325 kPa	1,8 m/s e 353 K	Superior
2	bifásico	$f_a = 90\%, f_o = 10\%$	101,325 kPa	1,8 m/s e 353 K	Inferior
3	bifásico	$f_a = 90\%, f_o = 10\%$	101,325 kPa	1,8 m/s e 353 K	Superior e Inferior
4	bifásico	$f_a = 90\%, f_o = 10\%$	101,325 kPa	1,8 m/s e 363 K	Inferior
5	bifásico	$f_a = 90\%, f_o = 10\%$	101,325 kPa	1,8 m/s e 373 K	Inferior
6	bifásico	$f_a = 90\%, f_o = 10\%$	151,9875 kPa	1,8 m/s e 353 K	Inferior
7	bifásico	$f_a = 90\%, f_o = 10\%$	202,650 kPa	1,8 m/s e 353 K	Inferior
8	bifásico	$f_a = 90\%, f_o = 10\%$	101,325 kPa	2,0 m/s e 353 K	Inferior
9	bifásico	$f_a = 90\%, f_o = 10\%$	101,325 kPa	2,2 m/s e 353 K	Inferior

*os sub-índices o e a representam, respectivamente, o óleo e água

As simulações foram analisadas nas seguintes etapas: Na primeira parte simulou-se o escoamento em regime permanente em um duto com joelho sem orifício de vazamento, ou seja, considerando como condição de contorno a parede impermeável nessa região e, desta forma, o vazamento desativado. Na segunda parte, simulou-se o escoamento sob regime transiente com a condição de abertura na região dos orifícios de vazamento e, desta forma, considerou-se os vazamentos ativado. Para diminuir o tempo de simulação na segunda etapa, utilizou-se os resultados numéricos da primeira etapa (caso permanente) como condição inicial de simulação do caso transiente. Das condições de contorno para a superfície de vazamento foram consideradas, uma condição prescrita de velocidade e outra condição prescrita de pressão, por sua vez, houve alteração no valor da pressão e velocidade.

3.6. Validação da malha numérica

Para validação do modelo proposto foram realizadas simulações para um escoamento monofásico de óleo nos regimes laminar e turbulento, em regime permanente e isotérmico. Avaliou-se esse modelo utilizando os perfis de velocidade obtidos numericamente e comparando com os resultados obtidos pela solução analítica disponibilizada na literatura, por exemplo, Fox *et al.* (2004). As soluções analíticas para o perfil de velocidade no escoamento completamente desenvolvido em duto circular estão representadas pela seguinte equação:

- Perfil de velocidades considerando o escoamento laminar:

$$u = u_{\max} \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right], \quad u_{\max} = 2\bar{u} \quad (3.6)$$

$$\bar{u} = \frac{\text{Re} \cdot \mu}{\rho \cdot D}$$

- Perfil de velocidades considerando o escoamento turbulento:

$$u = u_{\max} \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^n \right]^{\frac{1}{n}}, \quad u_{\max} = \bar{u} \cdot \frac{2n^2}{(n+1)(2n+1)} \quad (3.7)$$

$$\bar{u} = \frac{\text{Re} \cdot \mu}{\rho \cdot D}$$

onde u_{\max} é a velocidade máxima no centro do tubo, \bar{u} é a velocidade média em função do número de Reynolds, r é a posição radial, R é o raio do tubo, n é uma expressão em função do número de Reynolds, com os valores obtidos por intermédio da Equação (3.8).

$$n = -1,7 + 1,8 \log Re \quad (3.8)$$

Este trabalho, adotou-se o fator n igual a 6 com base no número de Reynolds obtido. Fox *et al.* (2004) mostra que, para $n = 6$, a relação u_{\max} / \bar{u} é dada por 0,79.

As Figuras 3.6 e 3.7 mostram o trecho da tubulação analisado (entre os medidores P_1 e P_2), para o cálculo da queda de pressão no tubo.

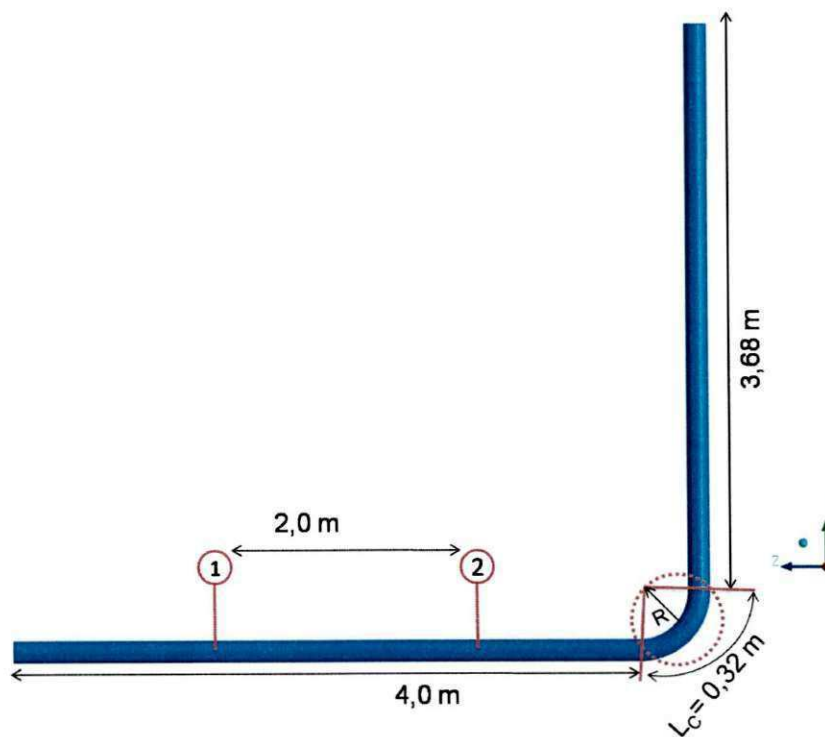


Figura 3.6: Detalhes da tubulação, com destaque para o trecho 1.

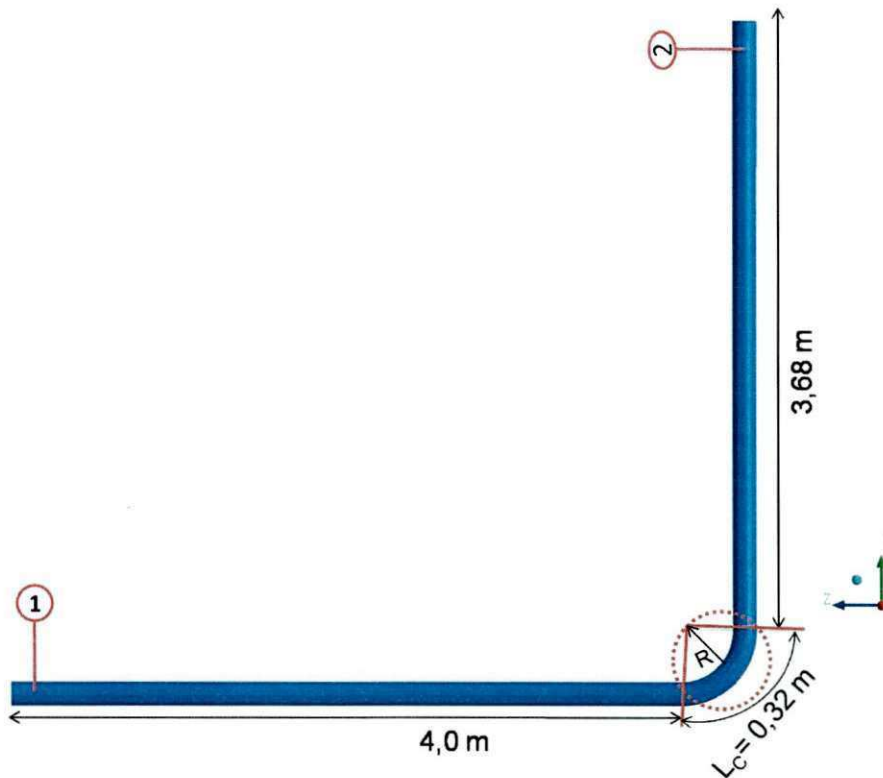


Figura 3.7: Detalhes da tubulação, com destaque para o trecho 2.

A partir da literatura (Fox et al., 2004), foram calculadas analiticamente as quedas de pressão no duto para os escoamentos nos regimes laminar e turbulento nos trechos 1 (Figura 3.7) e 2 (Figura 3.8) e comparados com os resultados das simulações para um escoamento monofásico de óleo em regime permanente e isotérmico. As soluções analíticas para a queda de pressão foram calculadas pelas seguintes equações:

$$\Delta P_{trecho1} = f \frac{L \bar{u}^2}{D} \quad (3.9)$$

$$\Delta P_{trecho2} = f \frac{(L + L_e) \bar{u}^2}{D} \quad (3.10)$$

onde L é o comprimento de P₁ a P₂ nos respectivos trechos analisados e L_e é o comprimento equivalente, o qual, o cálculo será mostrado posteriormente.

O fator de Fanning para o regime laminar (tubo liso) é definido como:

$$f = \frac{16}{\text{Re}} \quad (3.11)$$

O fator de Fanning para o regime turbulento é definido pela equação Swamee-Jain:

$$f = 0,25 \left[\log \left(\frac{e/D}{3,7} + \frac{5,74}{\text{Re}^{0,5}} \right) \right]^{-2} \quad (3.12)$$

onde e corresponde a rugosidade do tubo, D é o diâmetro do tubo e Re é o número de Reynolds.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O desenvolvimento deste trabalho foi realizado no Laboratório Computacional em Térmica e Fluidos (LCTF) da Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica, respectivamente, do Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Federal de Campina Grande. As simulações foram realizadas empregando-se computadores Quad-Core Intel Dual Xeon Processor E5430, 2,66 GHz, 8GB de memória RAM e memória física (HD) de 1 *Terabyte*.

4.1 Validação

A Figura 4.1 apresenta a distribuição radial das componentes de velocidade para um escoamento monofásico de óleo em regime laminar, correspondente à posição axial x igual a 2 m da entrada do tubo. Com intuito de garantir que o escoamento seja completamente desenvolvido hidrodinamicamente (RCDH), foi calculado o comprimento de entrada mínimo é dado pela relação $L = 0,06ReD$ (Fox *et al.*, 2004). O valor obtido foi igual a 1,169 m, estabelecendo a posição em x igual a 2 m que se encontra no RCDH. Ao comparar os perfis de velocidade obtidos numericamente com o calculado analiticamente verificou-se, portanto, uma boa concordância dos resultados, indicando que o modelo matemático proposto é capaz de prever adequadamente o escoamento de óleo no interior do tubo sob regime laminar.

Na Figura 4.2 está representada a distribuição radial das componentes de velocidade para um escoamento de óleo em regime turbulento. Calculou-se o comprimento de entrada, com auxílio da correlação $L=4,4D(Re)^{1/6}$ apresentada em Fox *et al.* (2004), visando assegurar o RCDH estabelecido. O valor obtido foi igual a 2,43 m, indicando que a posição em x igual a 3 m se encontra no regime assegurado. Ao comparar os resultados obtidos analiticamente com aqueles obtidos com a solução numérica verificou-se uma boa concordância dos resultados, indicando que o modelo matemático proposto é capaz de prever adequadamente o escoamento de óleo no interior do tubo sob regime turbulento.

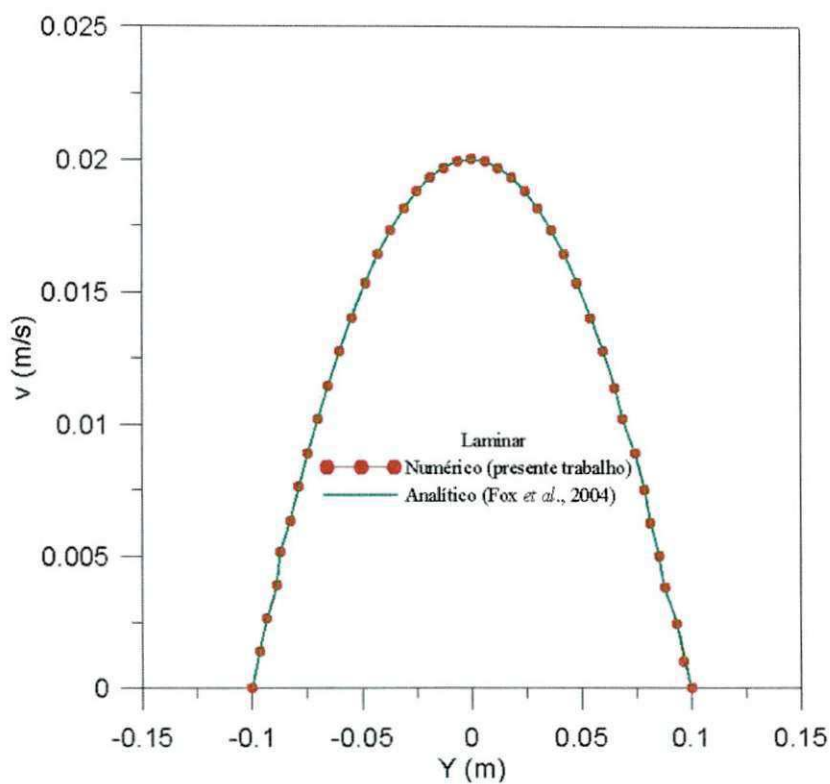


Figura 4.1: Comparação entre os perfis de velocidade referente ao escoamento laminar do óleo, obtidos numérica e analiticamente a 2 m da entrada do tubo.

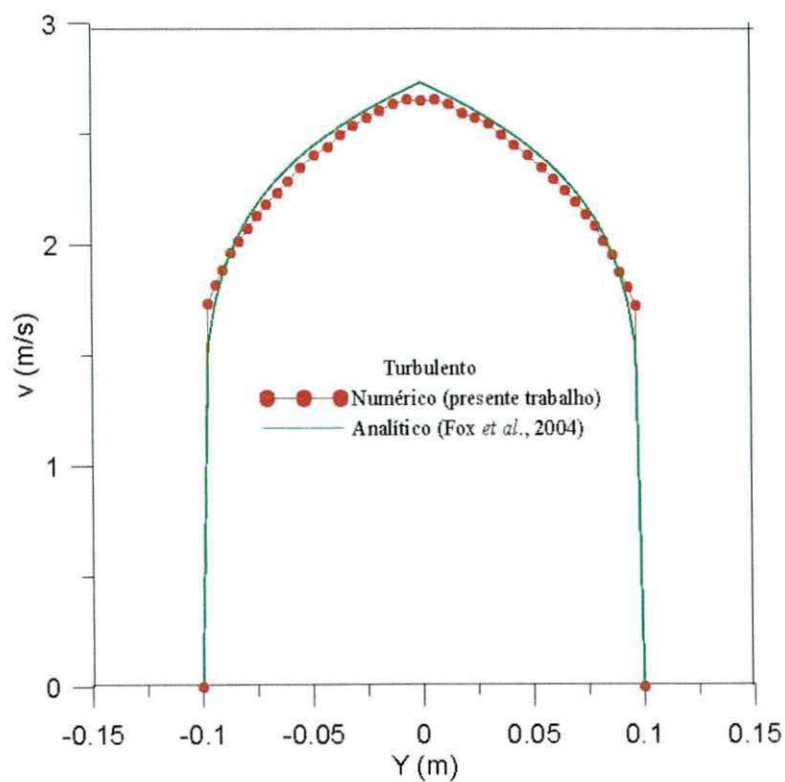


Figura 4.2: Comparação entre os perfis de velocidade referente ao escoamento turbulento do óleo, obtidos numérica e analiticamente a 3 m da entrada do tubo.

Na Tabela 4.1 está representado algumas análises da queda de pressão para o escoamento monofásico de óleo nos regimes laminar e turbulento no trecho 1 (Figura 3.7) e trecho 2 (Figura 3.8). Esses casos possuem solução analítica conhecida, logo há a possibilidade de comparação com a solução numérica. Obteve-se o valor referente a queda de pressão dos regime turbulento e laminar, com os respectivos erros entre os resultados analíticos (obtidos com o uso das equações descritas anteriormente) e numéricos (obtidos por simulação via software), constatando-se uma boa concordância dos resultados, indicando que o modelo matemático proposto é capaz de prever adequadamente o escoamento de óleo no interior do tubo sob os regimes laminar e turbulento.

Tabela 4.1: comparação analítica e numérica da queda de pressão para os regimes laminar e turbulento.

Trecho	Regime do escoamento	Analítico	Numérico	Erro (%)
Trecho 1	Laminar	37190,67	37172,80	0,048
Trecho 2	Laminar	37779,47	37479,00	0,800
Trecho 1	Turbulento	37532,00	37516,53	0,042
Trecho 2	Turbulento	39298,40	38972,80	0,830

4.2. Avaliação dos resultados para o duto com vazamento

4.2.1. Queda de pressão no escoamento bifásico (óleo-água) em um tubo com Vazamento para os casos estudados.

A estimativa da queda de pressão devido à presença de vazamento no tubo foi realizada tomando-se dois planos perpendiculares ao eixo central (Figura 4.3), um a montante e outro a jusante do vazamento (ambos distantes 0,4 m do orifício).

Adotou-se a média ponderada da pressão em cada plano, onde, a partir do Ansys CFX®, o cálculo desse valor é realizado levando em consideração todos os elementos da malha.

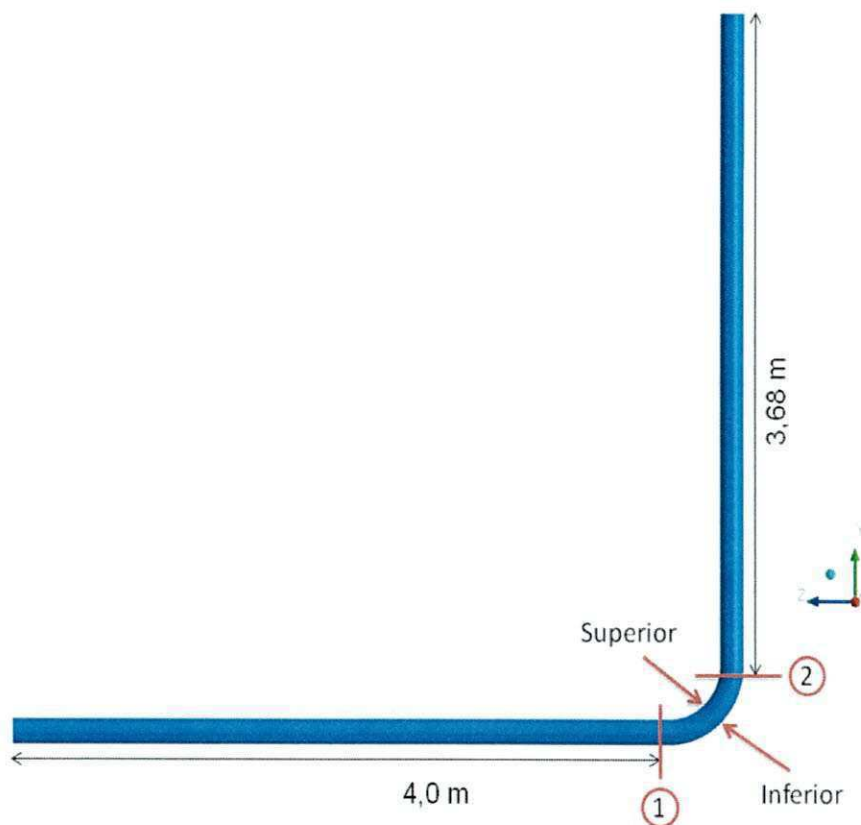


Figura 4.3: Visualização do plano a montante (1) e a jusante (2) do vazamento (distante 0,4 do vazamento) utilizado para avaliação da queda de pressão na presença de vazamento.

4.2.1.1. Efeitos causados com alteração da posição do vazamento

A Figura 4.4 apresenta o progresso da queda de pressão com o tempo entre as seções 1 e 2 (Figura 4.3), para as três situações estudadas, vazamento no orifício inferior, superior e em ambos (Superior; Inferior; Superior e Inferior), referentes aos casos 1, 2 e 3 (Tabela 3.5). Os resultados dos primeiros 0,2 s correspondem ao escoamento dos fluidos no regime permanente usando como condição inicial para os casos avaliados no regime transitório (situação em que é observado o vazamento), percebe-se que há uma estabilização da queda de pressão, ou seja, esta se mantém constante. Ao atingir 0,2 s, instante em que se inicia a simulação considerando o efeito da presença do vazamento, percebe-se um abrupto decréscimo da queda de pressão de cerca de (96 Pa, 79 Pa e 84 Pa). Em seguida, observa-se um aumento repentino da queda de

pressão ao atingir um novo equilíbrio, a aproximadamente 0,27 s, da queda de pressão com o tempo. Verifica-se que ao alterar a posição do vazamento (caso 1 e 2), houve pouca variação do comportamento da queda de pressão em função do tempo, percebe-se um pico de decréscimo da queda de pressão foi bem mais intenso quando o vazamento se encontra na parte superior do tubo. Para o caso 3 (abertura dos dois orifícios de vazamento), há uma alteração no comportamento da curva após a recuperação rápida ($t \leq 0,27s$), ocasionada pela influência significativa na pressão ocasionada pelos os orifícios de vazamentos. Este comportamento é similar ao obtidos por Buiatti (1995) e Azevedo (2010), como pode ser observado nas Figuras 2.4 e 2,6.

4.2.1.2 Efeitos causados com alteração da Temperatura de Entrada

A Figura 4.5 apresenta o progresso da queda de pressão com o tempo entre as seções 1 e 2 (Figura 4.3), para as três situações estudadas, temperatura de entrada 80 °C, 90 °C e 100 °C referentes aos casos 2, 4 e 5 (Tabela 3.5). Nos primeiros instantes verifica-se nos resultados uma tendência ao escoamento dos fluidos no regime permanente usando como condição inicial para os casos avaliados no regime transitório (situação em que é observado o vazamento), percebe-se que há uma estabilização da queda de pressão, ou seja, esta se mantém constante. Observa-se que nos primeiros passos intuitos ($t \leq 0,025$ s) há um decréscimo da queda de pressão de cerca de (56,8 Pa, 88,68 Pa e 56,13 Pa) para os três casos respectivamente; Em seguida há, uma rápida recuperação e quando atinge valores superiores a 0,21 s a queda de pressão apresenta um comportamento praticamente constante . Verifica-se que ao alterar a temperatura de entrada em 10°C (caso 4 e 5), a variação do comportamento da queda de pressão em função do tempo não é tão significativa, sendo notada alteração apenas no pico de decréscimo da queda de pressão foi bem mais intenso para o caso 4 ($T=90^{\circ}C$), enquanto que, o caso 2 ($T=80^{\circ}C$) e caso 5 ($T=100^{\circ}C$), o decréscimo da queda de pressão é menor e sua recuperação bem mais rápida.

4.2.1.3. Efeitos causados com alteração da pressão de saída

A Figura 4.6 apresenta o progresso da queda de pressão com o tempo entre as seções 1 e 2 (Figura 4.3), para as três situações estudadas, pressão de saída 1,0 atm, 1,5 atm e 2,0 atm referentes aos casos 2, 6 e 7 (Tabela 3.5). Verifica-se um decréscimo da

queda de pressão de cerca de (56,8 Pa, 32,16 Pa e 104,16 Pa), para os três casos respectivamente; Após esse tempo, se observa uma recuperação rápida da queda de pressão e ao atingir 0,21 s a queda de pressão atinge um comportamento praticamente constante. Verifica-se que a alteração da pressão de saída (caso 2, 6 e 7), proporcionou uma alteração na altura na evolução da queda de pressão em função do tempo para os três casos analisados.

4.2.1.4. Efeitos causados com alteração da velocidade de entrada

A Figura 4.7 apresenta o progresso da queda de pressão com o tempo entre as seções 1 e 2 (Figura 4.3), para as três situações estudadas, velocidade de entrada 1,8 m/s, 2,0 m/s e 2,2 m/s referentes aos casos 2, 8 e 9 (Tabela 3.5). Observou-se que no primeiro passo de tempo ($t = 0,2$ s), há uma diminuição da queda de pressão para o caso 2 (1,8 m/s) e para o caso 8 (2,0 m/s) de cerca de (56,8 Pa e 70,32 Pa) e para o caso 9 (2,2 m/s) de (68,91 Pa), percebe-se que ao alterar a velocidade de entrada houve uma influência no decréscimo da queda de pressão no tempo de aproximadamente 0,21 s, como também na evolução após a recuperação para ambos os casos.

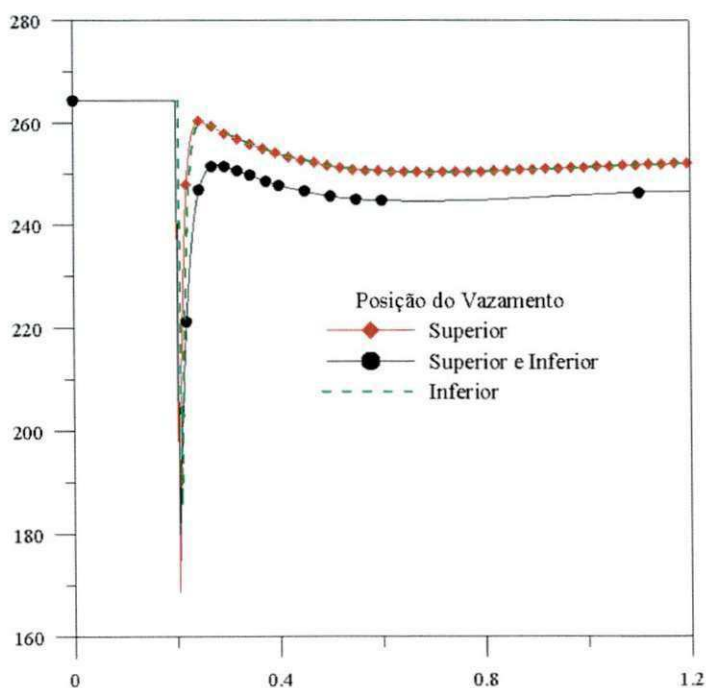


Figura 4.4: Comportamento da queda de pressão nos planos considerados em função do tempo para as diferentes posições do orifício de vazamento no tubo – Casos 1, 2 e 3 com intervalo de tempo 0 a 1,2s .

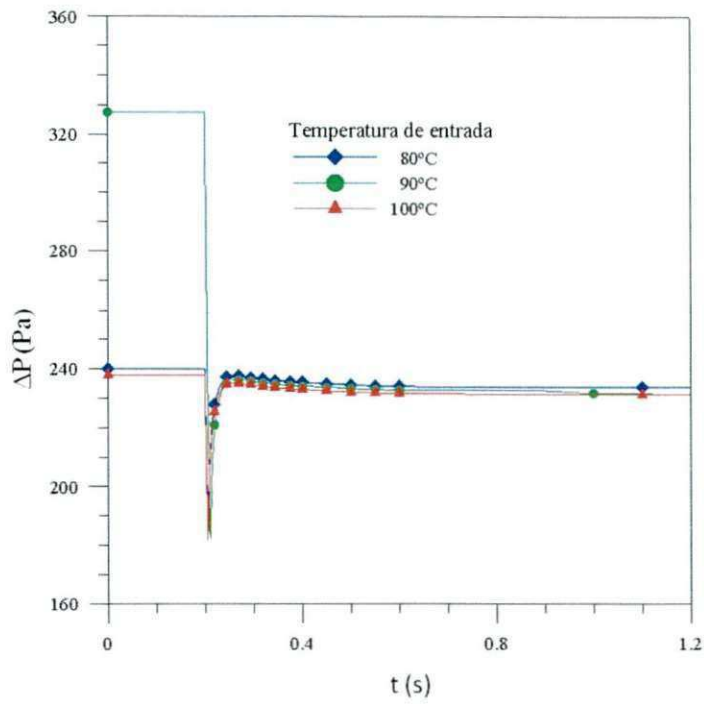


Figura 4.5: Comportamento da queda de pressão nos planos considerados em função do tempo para as diferentes temperatura de entrada (Casos 2, 4 e 5) para o intervalo de tempo de 0 a 1,2.

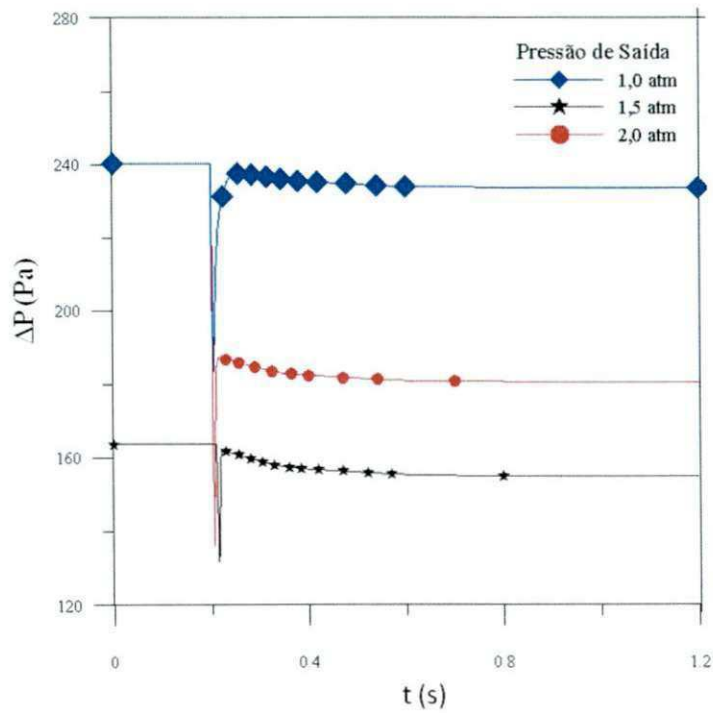


Figura 4.6: Comportamento da queda de pressão nos planos considerados em função do tempo para diferentes pressões de saída (Casos 2, 6 e 7) para intervalo de tempo de 0 a 1,2 s .

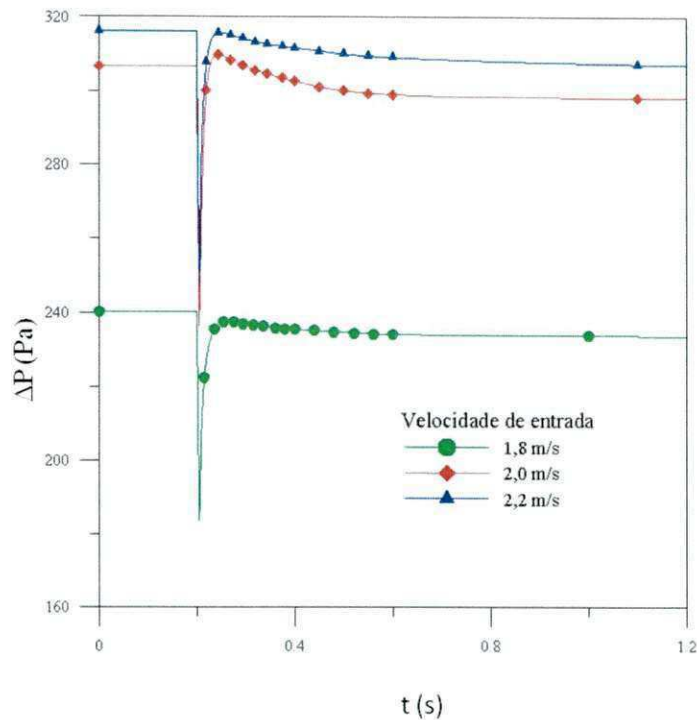


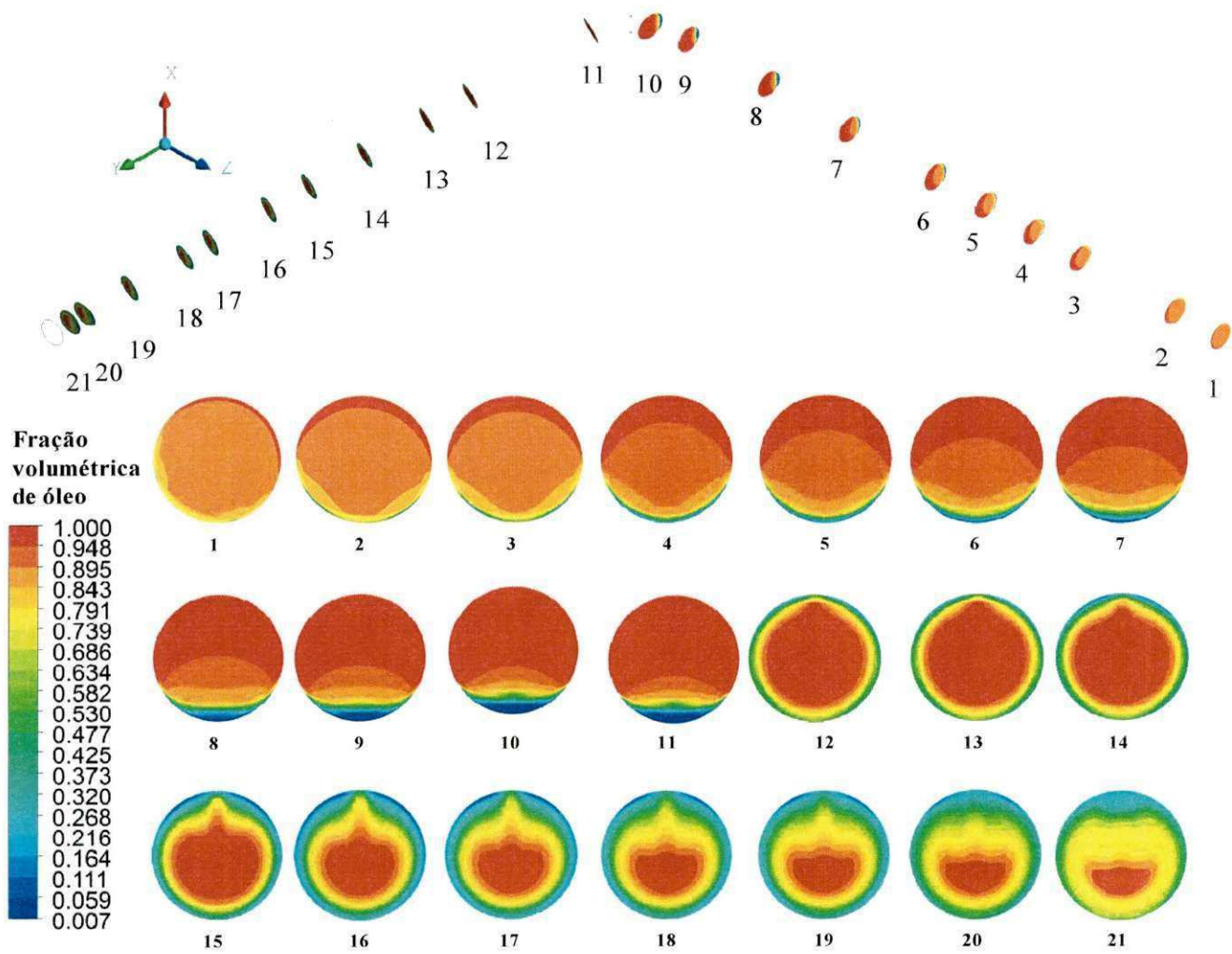
Figura 4.7: Comportamento da queda de pressão nos planos considerados em função do tempo para as diferentes velocidades de entrada – Casos 2, 8 e 9 para o intervalo de tempo de 0 a 1,2s .

4.2.2 Distribuição da fração volumétrica

A Figura 4.8 exibe os campos de fração volumétrica do óleo, para diferentes posições ao longo do tubo no plano XY, para o Caso 3.

Percebe-se que no trecho horizontal, há uma tendência no desenvolvimento do escoamento em uma camada de água na região inferior do tubo, devido à diferença de densidade entre as fases. Por outro lado, o óleo que se encontra no duto por está em maior quantidade, tem a tendência de se agrupar e escoar nas regiões. Estes resultados mostram nitidamente a tendência de estratificação do escoamento ao longo da tubulação. Comportamento similar ao descrito no caso 3, foi verificado nos outros casos analisados.

Figura 4.8: Campos de fração volumétrica da fase óleo no escoamento com destaques para diferentes posições do plano XY ao longo do tubo (caso 3).



4.2.3 Distribuição de Temperatura

As Figuras 4.9 e 4.10 apresentam os campos de temperatura referentes ao Caso 3, para o óleo e a para água, ao longo do tubo, com detalhe do plano XY, próximo à região do orifício. Nota-se que a distribuição de temperatura do óleo, apresenta pouca variação, sendo que maiores temperaturas foram encontradas na região central do tubo e bem menores na região próxima a parede. Este fato está relacionado com a condição de contorno da temperatura adotada na parede do tubo que é menor que a temperatura em que se encontram os fluidos. Na Figura 4.10 observa-se o perfil de temperatura da água, com detalhes do plano XY. O comportamento descrito para o Caso 3 é semelhante para os outros casos analisados neste trabalho.

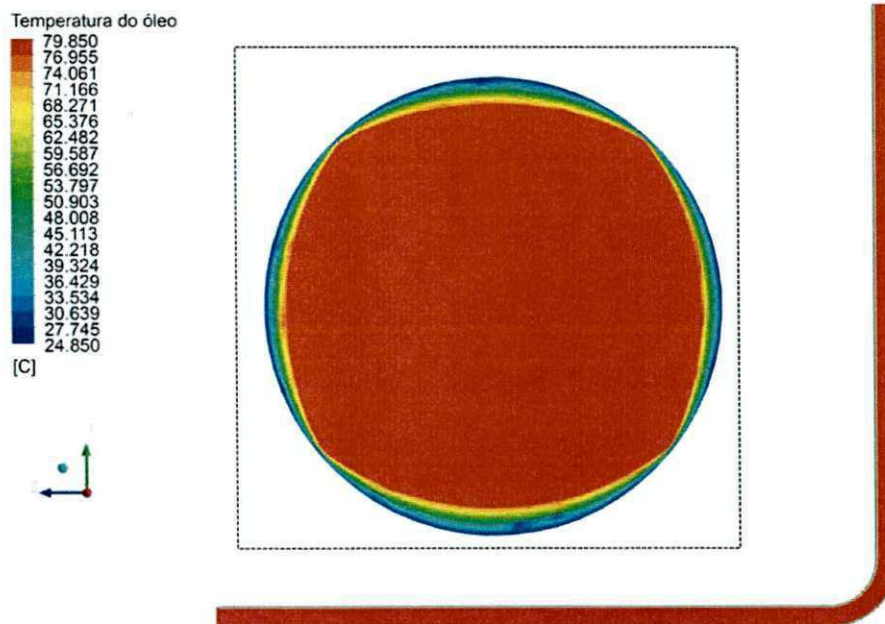


Figura 4.9: Campos de temperatura para a fase óleo, com destaque para o plano XY na seção 1 (Figura 4.3), próximo à região de vazamento (caso 3).

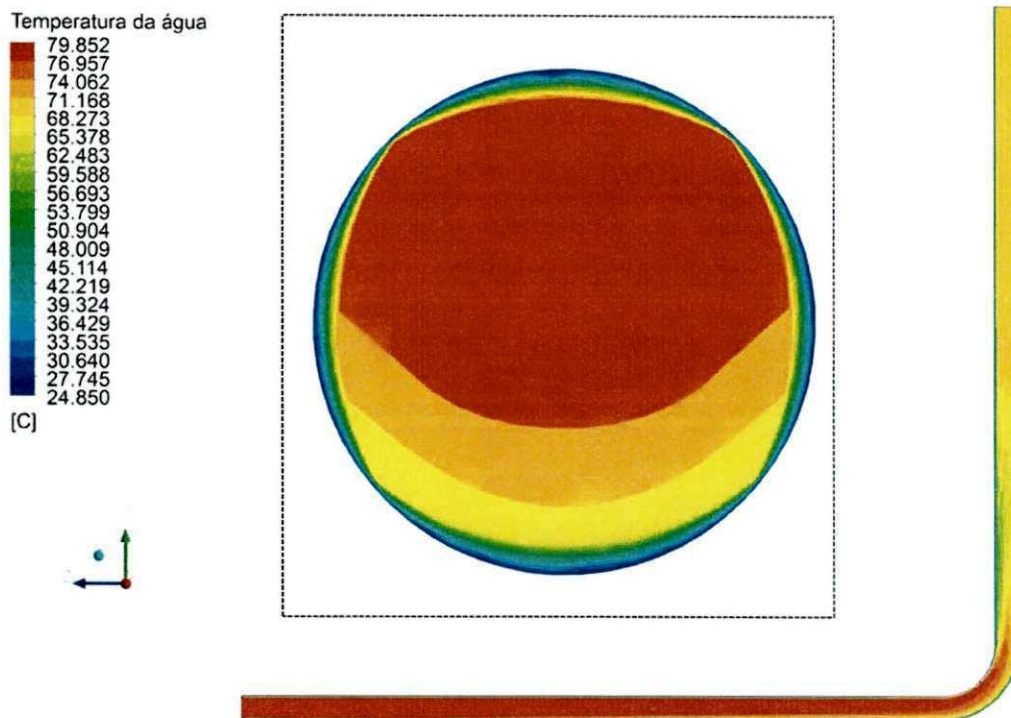


Figura 4.10: Campos de temperatura para a fase Água, com destaques o plano XY próximas na seção 1 (Figura 4.3), próximo à região de vazamento (caso 3).

4.2.4 Distribuição de Pressão

Na Figura 4.11 está apresentado o comportamento da distribuição de pressão para diferentes posições ao longo do tubo, no plano XY para o caso 03. Observa-se na Figura 4.11, que as maiores pressões estão localizadas na parte inferior do tubo, ocasionado pela presença da região curvada. A presença do vazamento acarretou variações no campo de pressão ao longo do comprimento do duto.

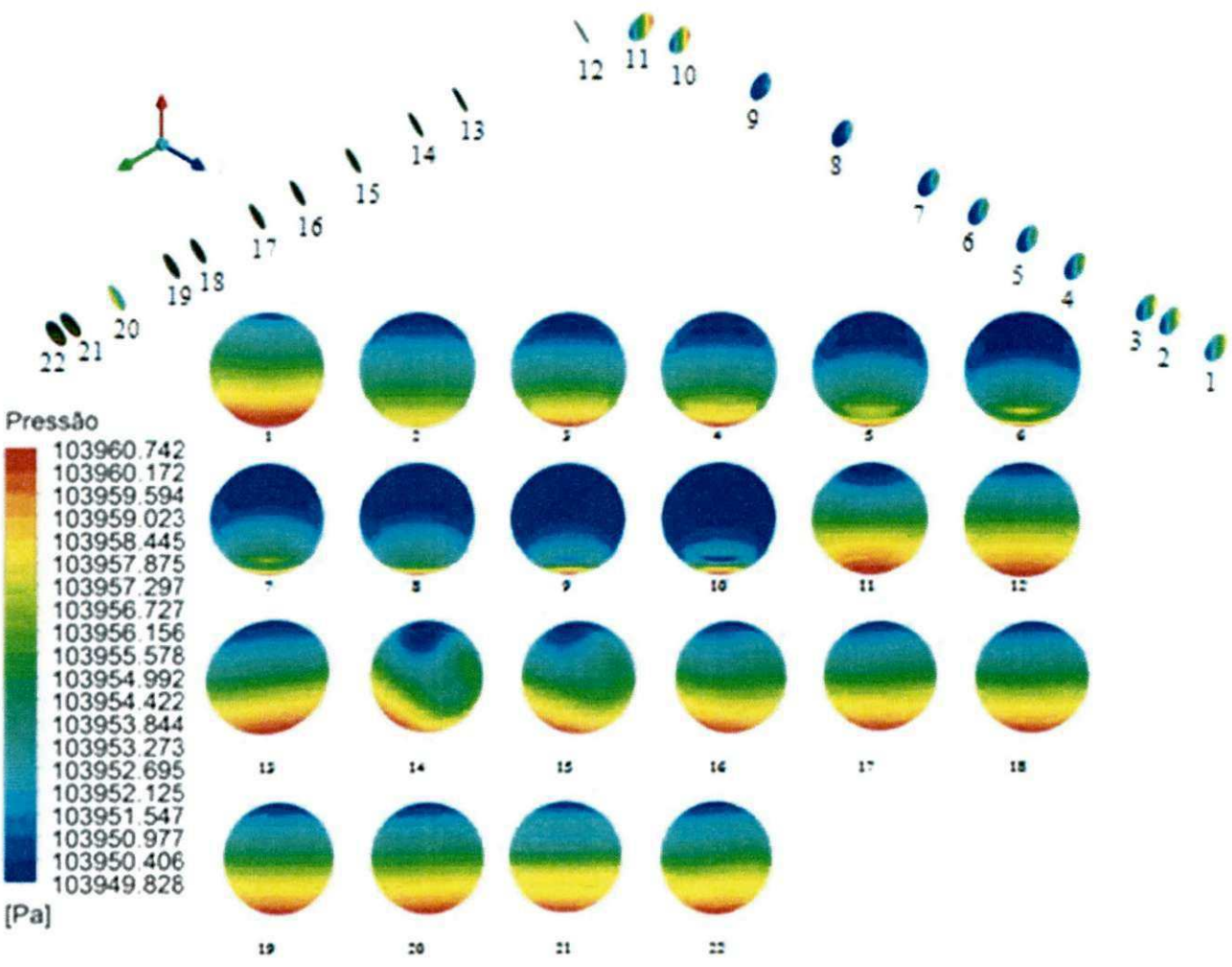


Figura 4.11 : Campos de pressão da fase óleo no escoamento com destaques para diferentes posições do plano XY ao longo do tubo (caso 3).

4.2.5 Velocidade Superficial

As Figuras 4.12 a 4.19 apresentam os perfis de velocidade superficial para o óleo e a água, respectivamente, para os casos estudados neste trabalho. Os perfis de velocidade axial foram analisados na posição igual a 2,9 m de entrada no duto (Figura 4.3), região próxima ao orifício de vazamento. Percebe-se que, as componentes de velocidade do óleo predominam na região central o tubo, o que é justificado pela maior quantidade de óleo está presente na região central e superior do tubo e que praticamente não sofre variação no comportamento. Ao se observar os perfis de velocidade para a água, verifica-se que a velocidade da água prevalece na região inferior do tubo. Fato que se explica devido a presença de água ser dominante na região inferior do tubo.

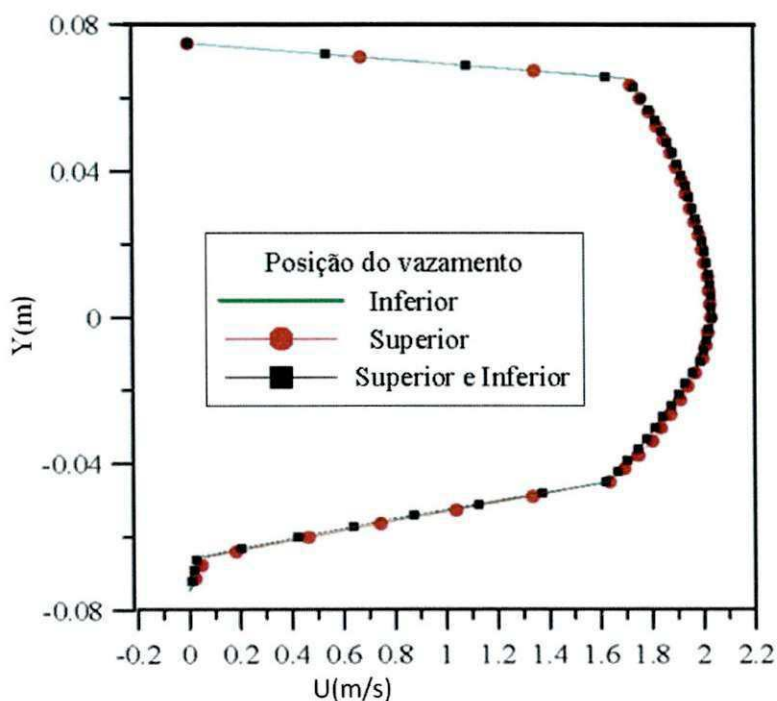


Figura 4.12: Perfil de velocidade superficial do óleo em função da posição radial do tubo para o caso 1, 2 e 3, a uma distância de 2,9 m da entrada do tubo.

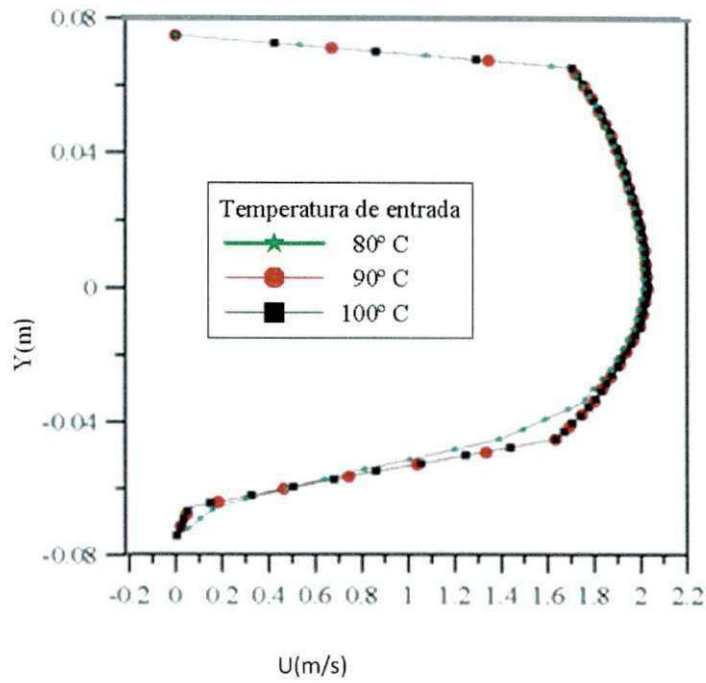


Figura 4.13: Perfil de velocidade superficial do óleo em função da posição radial do tubo para o caso 2, 4 e 5, a uma distância de 2,9 m da entrada do tubo.

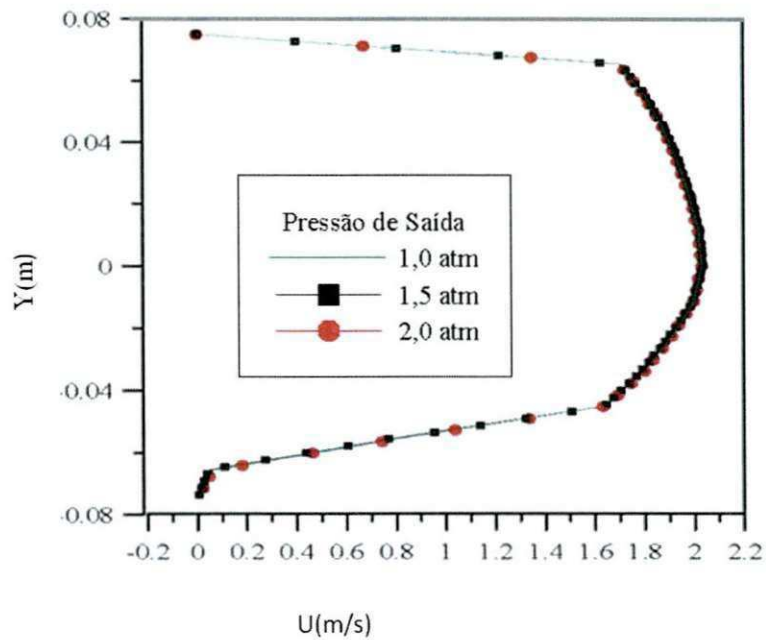


Figura 4.14: Perfil de velocidade superficial do óleo em função da posição radial do tubo para o caso 2,6 e 7, a uma distância de 2,9 m da entrada do tubo.

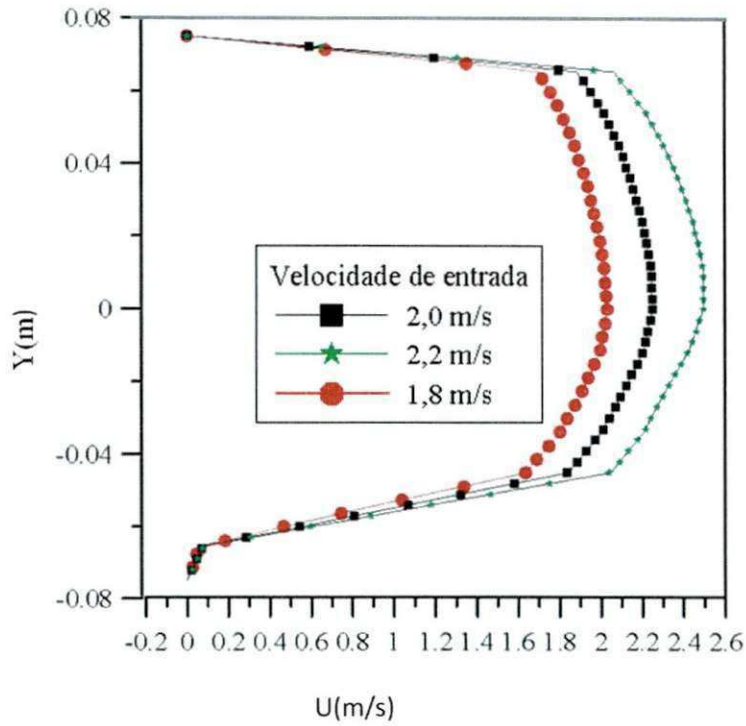


Figura 4.15: Perfil de velocidade superficial do óleo em função da posição radial do tubo para o caso 2, 8 e 9, a uma distância de 2,9 m da entrada do tubo.

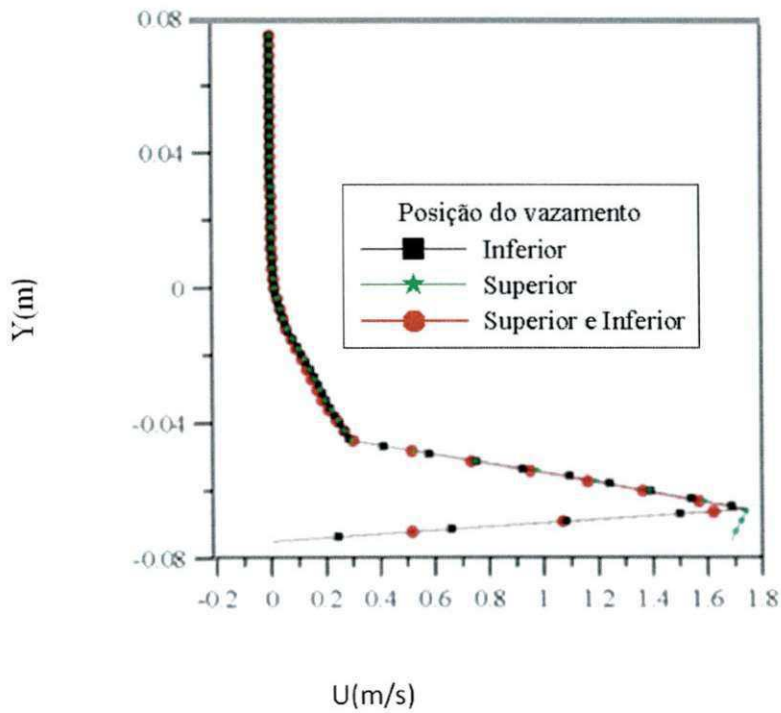


Figura 4.16: Perfil de velocidade superficial da água em função da posição radial do tubo para o caso 1, 2 e 3, a uma distância de 2,9 m da entrada do tubo

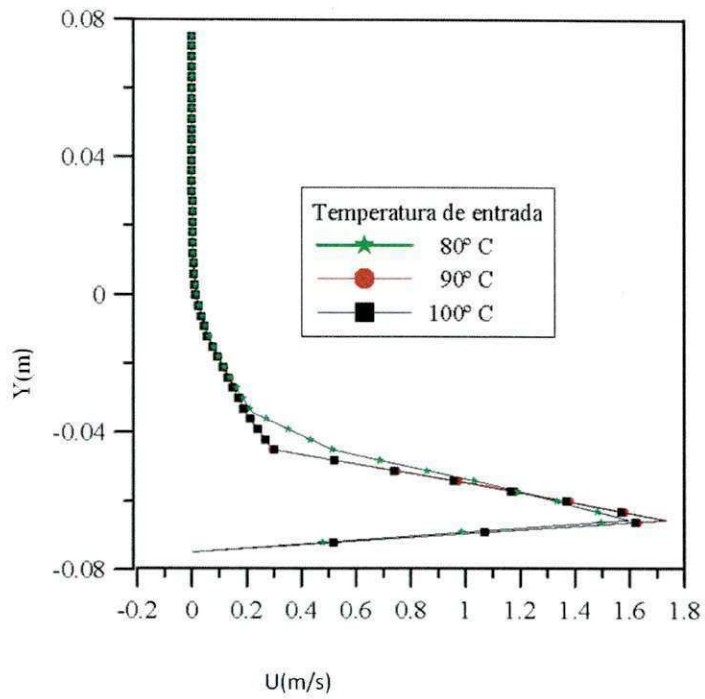


Figura 4.17: Perfil de velocidade superficial da água em função da posição radial do tubo para o caso 2, 4e 5, a uma distância de 2,9 m da entrada do tubo.

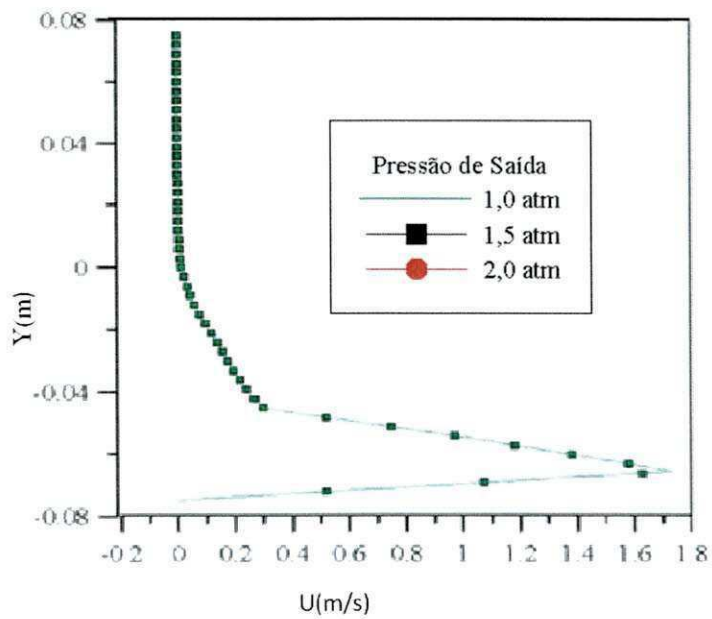


Figura 4.18: Perfil de velocidade superficial da água em função da posição radial do tubo para o caso 2,6 e 7, a uma distância de 2,9 m da entrada do tubo.

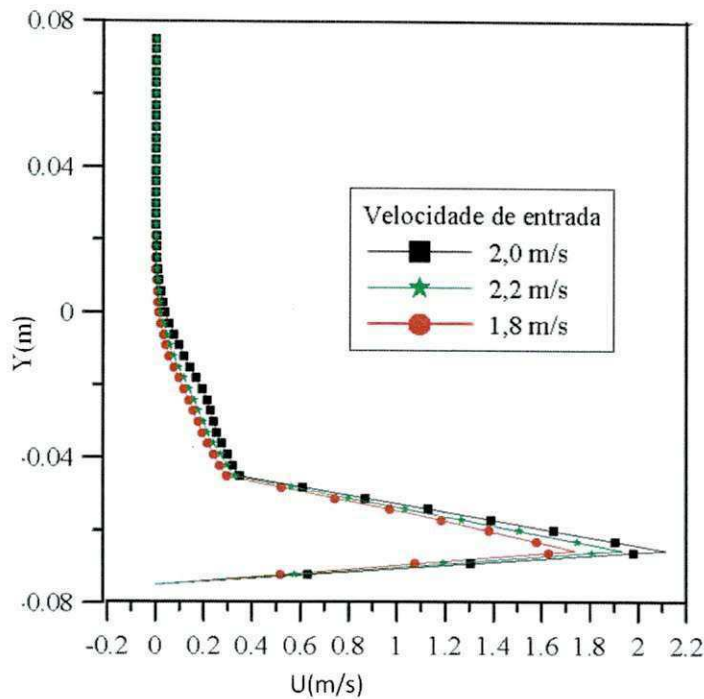


Figura 4.19: Perfil de velocidade superficial da água em função da posição radial do tubo para o caso 2, 8 e 9, a uma distância de 2,9 m da entrada do tubo.

4.7. Vazão volumétrica no escoamento bifásico (óleo-água) em um tubo com vazamento para os casos estudados.

A estimativa da vazão volumétrica devido à presença de vazamento no tubo foi realizada tomando-se os furos 1 e 2.

Na Figura 4.20 mostra a evolução no tempo da vazão do óleo para os casos (1, 2 e 3) com o vazamento superior, inferior ou ambos, verifica-se que há um crescimento da vazão volumétrica do óleo ao longo do tempo e uma estabilização a partir das vazões mais altas, praticamente não houve alteração do comportamento quando se alterou a posição do vazamento superior ou inferior. No entanto, na presença dos dois vazamentos (superior e inferior), percebe-se um aumento considerável na evolução da vazão volumétrica em função do tempo. A evolução da vazão com o tempo para a água e o óleo com o vazamento inferior e modificando a temperatura de entrada (Figura 4.21) para os casos 2, 4 e 5 e a alteração da pressão de saída do escoamento no duto (Figura 4.22) para os casos 2, 6 e 7 e a Figura 4.23 alterando a velocidade de entrada no duto. Verifica-se que há um crescimento da vazão volumétrica do óleo e em seguida uma queda, porém, para as vazões da água ao longo do tempo há um crescimento e uma

estabilização a partir das vazões mais altas e que praticamente não houve alteração da evolução quando modifica a temperatura de entrada (Figura 4.21). No entanto, ao alterar a velocidade de entrada (Figura 4.23) dos fluidos e a pressão de saída (Figura 4.22) do escoamento no duto, percebe-se claramente que quando altera a velocidade de entrada e a pressão de saída há uma mudança significativa na evolução da vazão volumétrica do óleo e da água em função do tempo e que à medida que se aumentou a velocidade de entrada e a pressão de saída foi perceptível um aumento significativo nas vazões volumétricas do óleo ao longo do tempo. Observa-se de maneira geral que a saída da água pelos vazamentos é maior que a saída de óleo, fato que se explica pelo fato de tanto a densidade da água quanto a viscosidade serem menores que do óleo, o que contribui para escoamento.

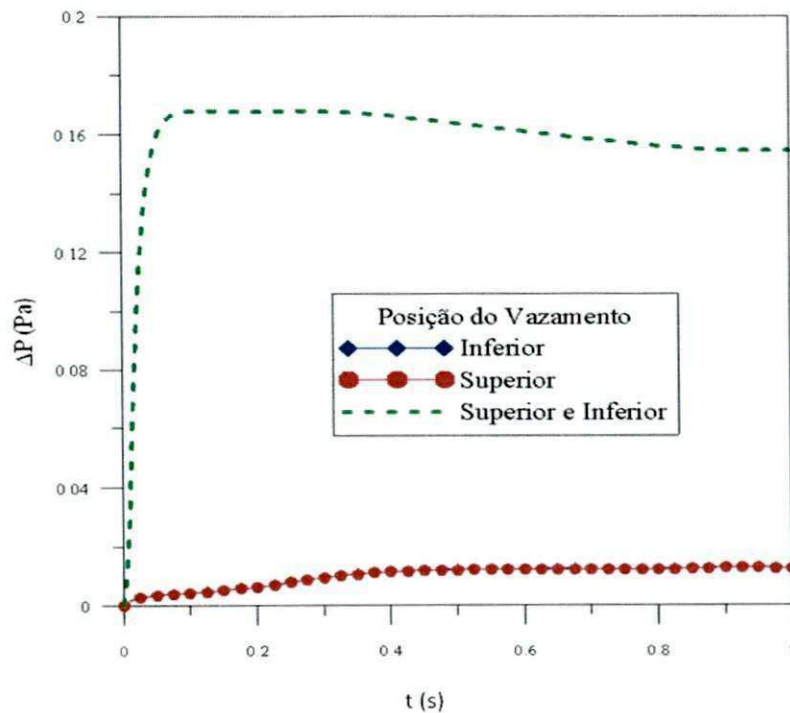
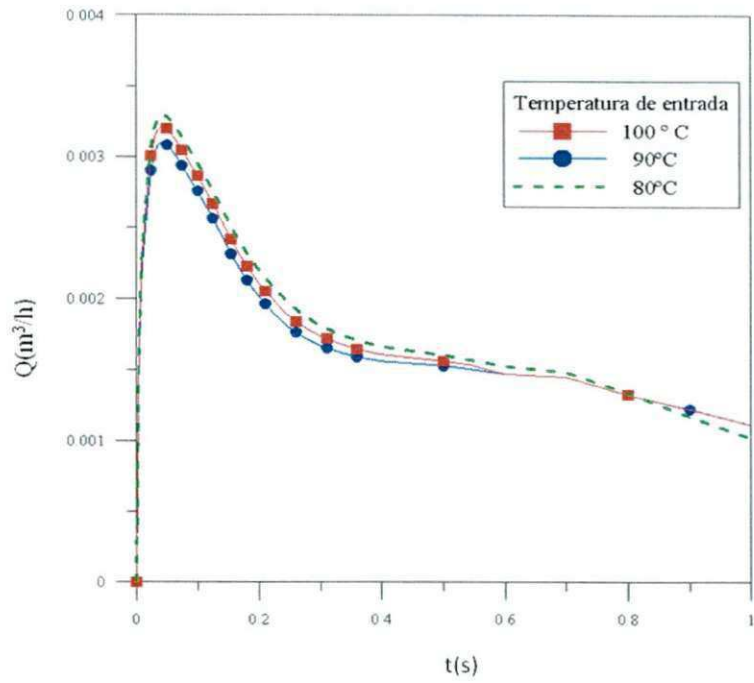
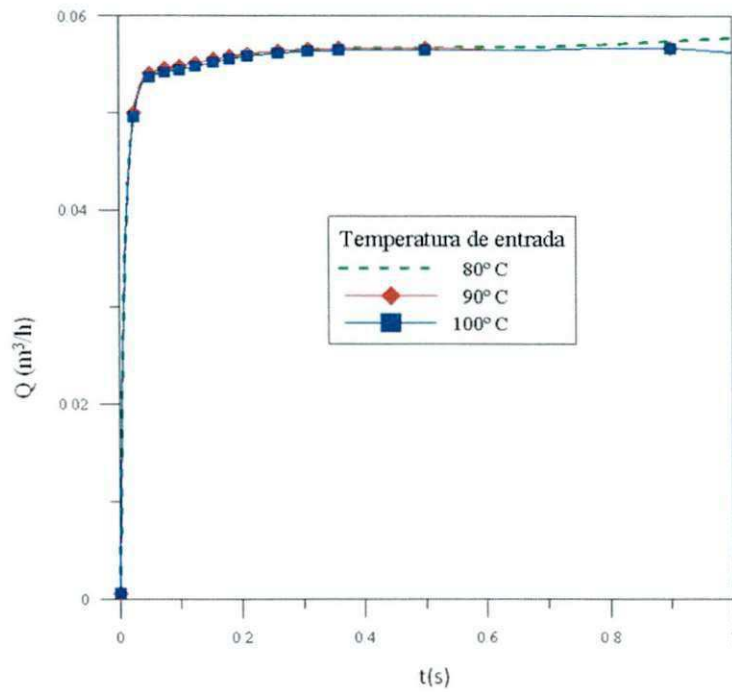


Figura 4.20: Vazão volumétrica de óleo no vazamento ao longo do tempo para diferentes posições o vazamento no duto.

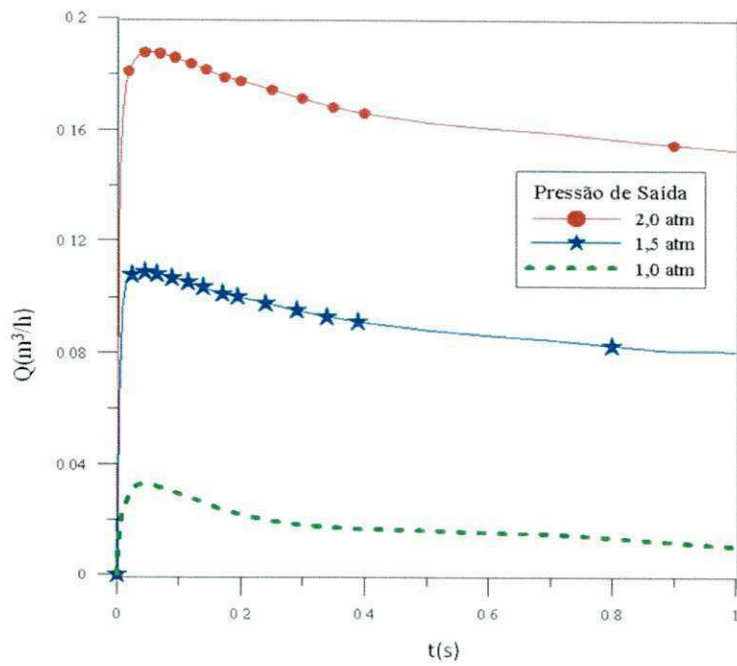


(a)

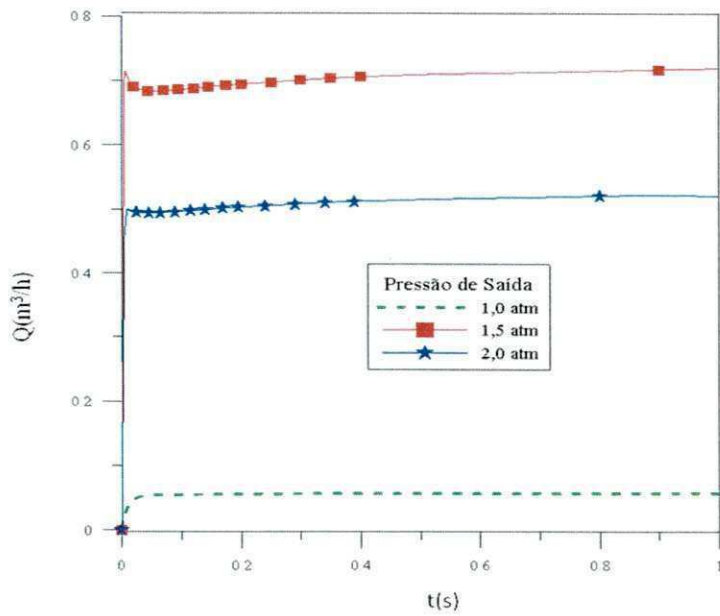


(b)

Figura 4.21: Vazão volumétrica de óleo (a) e da água (b) no vazamento ao longo do tempo para diferentes temperatura no escoamento no duto.

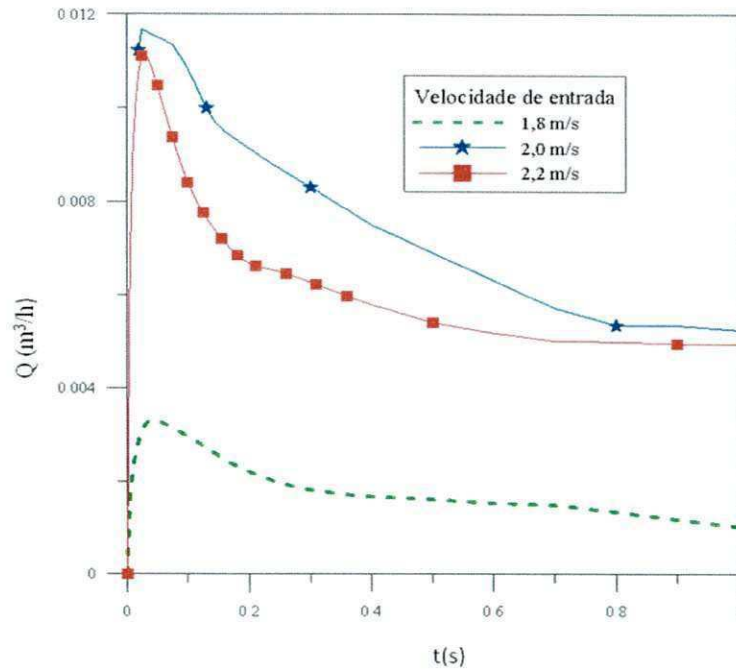


(a)

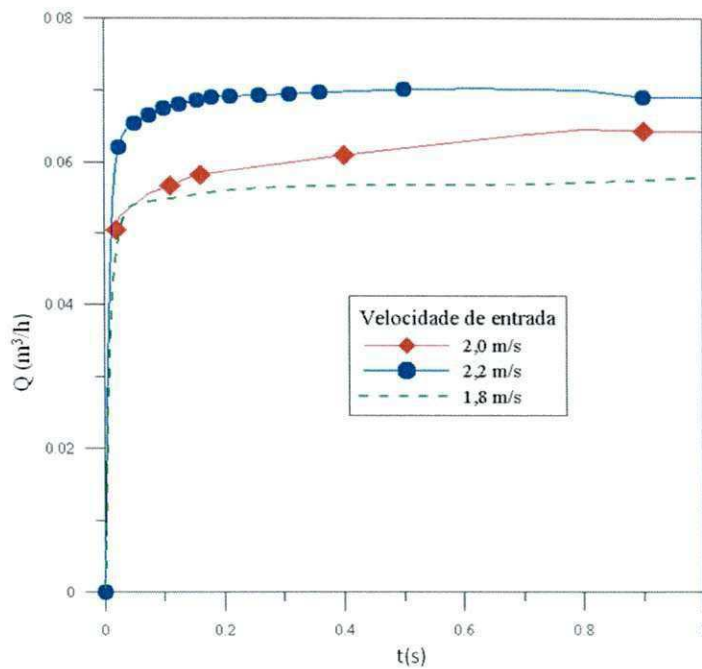


(b)

Figura 4.22: Vazão volumétrica de óleo (a) e da água (b) no vazamento ao longo do tempo para diferentes pressões de saída do escoamento no duto.



(a)



(b)

Figura 4.23: Vazão volumétrica de óleo (a) e da água (b) no vazamento ao longo do tempo para diferentes velocidades de entrada do escoamento no duto.

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusões

Neste trabalho foi estudado o escoamento transiente, não isotérmico de óleo pesado e água em um duto com joelho, com a presença de vazamento. Pode-se concluir dos resultados obtidos nas simulações numéricas do escoamento multifásico que:

- ✓ O modelo matemático proposto foi eficaz para avaliar o problema em questão, sendo possível identificar a influência da presença do vazamento sobre o comportamento da pressão nos escoamentos bifásico (óleo-água);
- ✓ Ao alterar a posição do orifício de vazamento no tubo (superior, inferior e superior e inferior juntas), afetou o comportamento da evolução da queda de pressão total com o tempo para os escoamentos bifásico (óleo-água).
- ✓ Ao alterar a posição do orifício de vazamento no tubo (superior, inferior e superior e inferior juntas), afetou o comportamento da evolução da queda de pressão total com o tempo para os escoamentos bifásico (óleo-água).
- ✓ Ao alterar a posição do orifício de vazamento no tubo (superior, inferior e superior e inferior juntas), afetou o comportamento da evolução da queda de pressão total com o tempo para os escoamentos bifásico (óleo-água).
- ✓ Ao alterar a velocidade, a temperatura de entrada e a pressão de saída houve alteração no comportamento da evolução da queda de pressão total com o tempo para os escoamentos bifásico (óleo-água).
- ✓ A presença de vazamento acarretou grandes variações no campo de pressão ao longo do comprimento do duto.
- ✓ A se aplicar a condição de contorno de pressão prescrita os resultados foram condizentes com que é observado na literatura;
- ✓ A análise do comportamento dinâmico das fases óleo e água indicaram uma tendência da estratificação do escoamento dos fluidos no tubo: a água tendendo a escoar na região inferior do tubo e o óleo na região central e superior do duto.
- ✓ A distribuição de temperatura, sobre o plano XY, para o escoamento

bifásico (óleo-água) na presença de vazamento mostrou que para o óleo houve pouca variação e temperaturas maiores na região central do tubo e bem menores na região próxima a parede enquanto que, para água houve uma diminuição a temperatura ao longo do escoamento.

✓ A componente de velocidade do óleo predominou na região central o tubo, devido a maior quantidade de óleo está presente na região central e superior do tubo. Os perfis de velocidade da água mostrou que a velocidade da água prevalece na região inferior do tubo;

✓ Observou-se que à medida que aumenta a velocidade de entrada do escoamento, há um aumento na vazão volumétrica ao longo do tempo;

✓ O método utilizado nesse trabalho se mostrou eficaz ao apresentar a influência do vazamento no escoamento bifásico, sendo possível detectar a variação da pressão ocasionada pela fuga do fluido, a variação da velocidade das fases, temperatura, vazão mássica.

5.2 Sugestões Futuras.

Baseado na pesquisa realizada neste trabalho indica-se as seguintes atividades:

- ✓ Estudar a influência da rugosidade da superfície;
- ✓ Variar o tamanho do orifício de vazamento do duto;
- ✓ Aumentar o tamanho do duto, nas simulações;
- ✓ Utilizar o escoamento trifásico (óleo-água e gás) e fazer um estudo aprofundado da influência do gás no vazamento;
- ✓ Variar a viscosidade dos fluidos e verificar a influência.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AÇIKGÖZ, M.; FRANCA, F.; LAHEY, J. **An Experimental Study of Three Phase Flow Regimes**. International Journal of Multiphase Flow, v. 18, n. 3, p. 327-336, 1992.

ARAÚJO, M. V. **avaliação do escoamento bifásico na presença de vazamento em oleodutos horizontais: modelagem e simulação**. (Monografia PRH-25/ANP).

Campina Grande, Paraíba, Brasil: Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2012.

ASEL-TECH. **Fatos sobre vazamentos em dutos de transporte de petróleo e derivados**. 2010. Disponível em: <http://www.asel-tech.com.br/_documentos/artigo-fatos-sobre-vazamentos.pdf>. Acesso em: 21 de dez. de 2012.

AGUIAR, F. G. **Utilização de Redes Neurais Artificiais para Detecção de Padrões de Vazamentos em Oleodutos**. 2010. 95 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, São Paulo, 2010.

ANSYS Inc., **CFX-Theory Manual Guide**, 2011.

AZEVEDO, F. M. **Proposta de Algoritmo para Detecção de Vazamentos em Oleodutos Utilizando Análise Freqüencial de Sinais de Pressão**. 2009. 88 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, Natal, RN, 2009.

BARBOSA, Lorena Monteiro Cavalcanti, **Escoamento Não-Isotérmico de Óleo Pesado, Água e Gás, em Dutos Verticais Com Vazamento**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Campina Grande, 2012. 91 p. Dissertação (Mestrado)

BRAGA, C. F. **Detecção de Vazamentos por Computador *On-Line* em Tubulações Transportando Misturas Gás-Líquido**. 2001. 108 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2001.

BEZERRA, B. A. F. **Detecção de Vazamentos em Tubulações de Gás pelo Método de Transitório de Pressão Utilizando CLP e Sensores**. 2008. 77 p. Monografia. (Especialização em Engenharia de Instrumentação) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, PE, 2008.

BUIATTI, C. M. **Monitoramento de Tubulações por Técnicas Computacionais OnLine**. 1995. 130 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade de Campinas, Faculdade de Engenharia Química, Campinas, SP, 1995.

COLOMBAROLI, P. L. S. **Sistema de Detecção de Vazamento em Dutos de Petróleo**. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, 2008. Disponível em: <www.anp.gov.br/site/extras/prh/docs/ANP_10anos/PRH_16.pdf> Acesso em: 20 fev.2012.

COLOMBO, A. F., KARNEY, B. W. Energy and Costs of Leaks: Toward a Comprehensive Picture. **Journal of Water Resources and Management**, ASCE, v. 128, n. 6, p. 441-450.2002.

CORREIA, J. **Estudo da Interface Água/Óleo no Âmbito da Indústria do Petróleo com Ênfase em Software de Simulação Fluidodinâmica (CFD)**. 2009. 27 p. Monografia (Especialização em Tecnologia de Petróleo e Gás PRH-34/ANP). Curso de Graduação em Engenharia Química. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

CORTIELHA, C.; DIAS, M. T.; **Comprimento do arco**, Universidade Federal de Minas Gerais, 2013. Disponível em: <<http://www.mat.ufmg.br/~jorge/gplana/Comprimento.pdf>> Acesso em: 19 jul. 2013

CUNHA, A.L. **Recuperação não-isotérmica de óleos pesados em reservatórios de petróleo via simulação numérica**. Dissertação de mestrado em Engenharia Química. Universidade Federal de Campina Grande, 2010.

ELSETH, G. **An Experimental Study of Oil-Water Flow in Horizontal Pipes**. 2001. 270 p. Tese (Doutorado em Engenharia) – Telemark University College, Noruega, 2001.

FOX, R.W.; McDONALD, A.T.; PRITCHARD, P.J. **Introdução à Mecânica dos Fluidos**. Rio de Janeiro: LTC, 6 ed., 2004.

GADELHA, A. J. F. **Transporte Multifásico Não isotérmico de Óleo Pesado, Água e Ar em Tubo Horizontal Via Core-Flow: Modelagem e Simulação**. 2011. 77 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, Campina Grande, Paraíba, 2011.

GIOT, M., STOUFFS, P. **Pipeline leak Fundamentals of detection based on mass balance: importance of the packing term**. **Journal Prev. Process Ind.**, v 6, n.5, p.307-312.

INCROPERA F.P, D. P. DeWitt. **Heat And Mass Transfer** , Editora: John Wiley & Sons, New York, p. 981, 2002.

KIIJARVI, J. **Darcy Friction Factor Formulae in Turbulent Pipe Flow**. **Lunowa Fluid Mechanics**, 2011. Disponível em: <www.kolumbus.fi/jukka.kiijarvi/clunowa/fluid_mechanics/pdf_articles/darcy_friction_factor.pdf> Acesso em: 17 de jul. 2013.

KENNEDY, J. L. **Oil and Gas Pipeline Fundamentals**. PennWell Publishing, 2 ed., Company, Tulsa, EUA, 1993.

MALISKA, C. R. **Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora, 2004.

MARINHO, J. L. G. **Estudo do Escoamento Multifásico Tipo Bolha de Taylor em Dutos e Conexões Curvadas**. 2008. 114 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2008.

MARTINS, J. C. **Metodologia de caracterização da propagação acústica em tubulações de transporte de fluidos bifásicos gás-líquido**. 2005. Relatório técnico, Departamento de Engenharia Mecânica, Escola de engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

MUHLBAUER, W. K. Pipeline risk management manual. **Burlington: Gulf Professional Publishing**, 2004.

MUNIZ, A. R.; ARGIMIRO, R. S; NILO, S. M. C. **Uma Nova Metodologia para a Simulação de Escoamentos de Fluidos Viscoelásticos**. 2005. Relatório técnico, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul, RS, 2005.

NAVES, G. J. **Técnicas de Computação em Tempo Real em Controle e Supervisão de Tubulações**. 1991. 129 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Faculdade de Engenharia Química, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 1991.

OLIVEIRA, B. Y. de; MARIANO, G. C.; QUADRI, M. B. **Um Estudo CFD de Vazamento de Óleo a Partir de Dutos Submersos**. In: Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica, Uberlândia, MG, 2009.

PALADINO, E. E. **Estudo do Escoamento Multifásico em Medidores de Vazão do Tipo Pressão Diferencial**. 2005. 263 p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2005.

PEREIRA FILHO, G. H. S. **Transporte Não-Isotérmico de Óleos Pesados em Risers Submersos**. 2010. 151 p. Monografia (Especialização em Tecnologia de Petróleo e Gás

PHMSA – U. S. Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. **Significant Pipeline Incidents**, 2010.

PHMSA - U. S. Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. **Significant Pipeline Incidents**, 2013.

PERRY, R. H. **Perry's Chemical Engineers' Handbook**. 7 ed. United States of America: McGraw Hill, 1999.

RACINE, R. A. S.. **Análise numérica do comportamento da bolha de Taylor em bifurcações T e Y**. Dissertação de mestrado em Engenharia Química. Universidade Federal de Campina Grande, 2008.

RANADE, V. V.. **Computational Flow Modeling for Chemical Reactor Engineering**. USA: Academic Press, 2002.

RODRIGUEZ, O. M. H. **Forma da Interface e Gradiente de Pressão no Padrão**

Líquido-Líquido Anular Vertical Ascendente. 2002. 239 p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2002.

SANTOS, J. S. T. Estudo Experimental e Numérico da Parafinação em Escoamentos de Hidrocarbonetos em Dutos Produtores. 2009. 121 p. Tese (Doutorado em Engenharia Oceânica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2009.

SANTOS, M. M. Simulação Numérica do Escoamento Bifásico Óleo-Água em Tubos. 2010. 81 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Itajubá, Instituto de Engenharia Mecânica, Itajubá, MG, 2010.

SOUSA, E. O. Detecção de Vazamento em Tubulações Através do Método Acústico e da Análise de Transiente de Pressão. 2007. 134 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Química, Campinas, SP, 2007.

SOUZA, J. N. M. Modelagem e Simulação de Escoamento Multifásico em Dutos de Produção de Óleo e Gás Natural. 2010. 265 p. Tese (Doutorado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, RJ, 2010.

SOUZA, J. V. N. de, Escoamento isotérmico de Óleo pesado e água em dutos verticais com vazamento. Departamento de Engenharia Mecânica – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande 2012.

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

TREVISAN, F. E. Padrões de Fluxo e Perda de Carga em Escoamento Trifásico Horizontal de Óleo Pesado, Água e Ar. 2003. 85 p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, SP, 2003.

VARA, R. M. O. Hidrodinâmica do Escoamento Bifásico Óleo Pesado-Água em um Tubo Horizontal. 2001. 140 p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, SP, 2001.

VERDE C., VISAIRO N, GENTIL S., Two leaks isolation in a pipeline by transient response. **Advances in Water Resources**, v. 30, p. 1711–1721, 2007.

VIEIRA, F. F. Escoamento Trifásico Vertical de Óleos Pesados Aplicado à Elevação Artificial. 2004. 103 p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, SP, 2004.

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

YAKHOT V, BALACHADAR S., JACKSON E. ORSZAG S.A, **Phenomenological theory of probability distributions in turbulence**, Journal of Computer Science and Technology, 5,1991.

7. REFERÊNCIAS CONSULTADAS

ABHULIMEN, K. E.; SUSU, A. A. Modelling Complex Pipeline Network Leak Detection Systems. **Institution of Chemical Engineers – Trans IChemE, Process Safety and Environmental Protection**, v. 85, B6, p. 579-598, 2007.

ARIRACHAKARAN, S.; OGLESBY, K. D.; MALINOWSKY, M. S.; SHOHAM, O.; BRILL, J. P. **An Analysis of Oil/Water Flow Phenomena in Horizontal Pipes**. Proceedings of SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, 1989.

BAGHDADI, A. H. A.; MANSY, H. A. A Mathematical Model for Leak Location in Pipelines. **Applied Mathematical Modelling**, v. 12, n. 1, p. 25-30, 1988.

BANNWART, A. C.; RODRIGUEZ, O. M. H.; TREVISAN, F. E.; VIEIRA, F. F.; CARVALHO, C. H. M.. Experimental Investigation on Liquid-Liquid-Gas Flow: Flow Patterns and Pressure-Gradient. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 65, n. 1-2, p. 1-13, 2009.

BAPTISTA, R. M.; MOURA, C. H. W. **Leak Detection Systems for Multiphase Flow Moving Forward**. Proceedings of IPC 2002, International Pipeline Conference 2002 Calgary, Alberta, Canadá, 2002.

BLACK, P., 2009, **A review of pipeline leak detection technology**. **Pipeline System**, v.7, Fluid Mechanics and its Applications, Dordrecht. Kluwer Academic Publishers, p. 287-298.

BUIATTI, C. M.; SILVA R. A.; CRUZ, S. L.; PEREIRA, J. A. F. R.; Pressure wave behaviour and leak detection in pipelines. **Computers in Chemical Engineering**, v.20, p. 491-496, 1996.

BILLMANN, L.; ISERMANN, R. Leak Detection Methods for Pipelines. **Automatica**, v. 23, -n. 5, p. 381-385, 1987.

COLOMBAROLI, P. L.. **Detecção acústica de vazamentos em dutos de petróleo**. Artigo (conclusão de curso) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá. 2008.

COLOMBAROLI, P. L. S.; BORTONI, E. da C.; MARTINS, H. G.; Sistema de Detecção de Vazamento em Dutos de Petróleo. **5º congresso brasileiro de pesquisa e desenvolvimento em petróleo e gás, 2009**.

FALK, K. **Rapid Pressure Waves Through Gas-Liquid Flow in Wells and Pipelines**. SPE – European Petroleum Conference, Holanda, 1998.

JONSSON, L. **Interaction of a Hydraulic Transient With a Leak in a Pipe Flow**. In:

14th Australian Fluid Mechanics Conference, Adelaide University, Adelaide, Australia, 2001.

LIU, M., ZANG S., ZHOU D. Fast leak detection and location of gas pipelines based on an adaptive particle filter. **Journal of Applied Mathematics and Computing**. v.15, p. 541–550, 2005.

MACIAS, I. B.; CRUZ, S. L.; PEREIRA, J. A. F. R. **Leak Detection in Pipelines**. In: 2th Mercosur Congress on Chemical Engineering/4th Mercosur Congress on Process Systems Engineering, Costa Verde, RJ, 2005.

MEYER, A. Petrobras multada em R\$ 150 milhões. **O Estado do Paraná**, Paraná, 20 fev.2001. Disponível em: <<http://www.sefloral.com.br/petrobras30.htm>> Acesso em: 21 jan.2011.

SAGUNA, A. Pipeline leak detection techniques. *Anale. Serie Informatica*. v.1, p.25-34, 2007.

SANDBERG, C.; HOLMES, J.; McCOY, K.; KOPPITSCH, H. The Application of a Continuous Leak Detection System to Pipelines and Associated Equipment. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 25, n. 5, p. 241-244, 1989.

TRALLERO, J. L.; SARICA, C. **A Study of Oil-Water Flow Patterns in Horizontal Pipes**. Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition, v. 12, n. 3, Colorado, EUA, 1996.

VERDE C., VISAIRO N, GENTIL S., Two leaks isolation in a pipeline by transient response. **Advances in Water Resources**, v. 30, p. 1711–1721, 2007.

VERDE, C. Multi-leak detection and isolation in fluid pipelines. **Journal Control Engineering Practice**, v.9, p.673-682, 2001.

WATANABE, K.; KOYAMA, H.; TANOGUCHI, H.; OHMA, T.; HIMMELBLAU, D. M. Location of Pinholes in a Pipeline. **Computers in Chemical Engineering**, v. 17, n. 1, p. 61-70, 1993.

WIKE, A. Liquid Pipelines Can Use Many Varieties of SCADA-based Leak Detection Systems. **Pipeline & Gas Journal**, v. 213, n. 6, p. 16-20, 1986.

WANG Z.Y. JIN N.D., GAO Z.K , ZONG Y.B., WANG T. . **Nonlinear dynamical analysis of large diameter vertical upward oil–gas–water three-phase flow pattern characteristics**. *Chemical Engineering Science*, v. 65, p. 5226–5236, 2010.