



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE**  
**CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA**  
**UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA QUÍMICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**  
**LABORATÓRIO DE PESQUISA EM FLUIDODINÂMICA E IMAGEM**



**DANIELA PASSOS SIMÕES DE ALMEIDA TAVARES**

**ESCOAMENTO TRIFÁSICO NÃO-ISOTÉRMICO EM OLEODUTOS HORIZONTAIS COM  
VAZAMENTO: MODELAGEM E SIMULAÇÃO**

**Campina Grande-PB, Fevereiro/2012**

**DANIELA PASSOS SIMÕES DE ALMEIDA TAVARES**

**ESCOAMENTO TRIFÁSICO NÃO-ISOTÉRMICO EM OLEODUTOS HORIZONTAIS COM  
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

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

**Campina Grande-PB, Fevereiro/2012**





FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCC

T231e Tavares, Daniela Passos Simões de Almeida  
Escoamento trifásico não-isotérmico em oleodutos horizontais com vazamento: modelagem e simulação / Daniela Passos Simões de Almeida Tavares. – Campina Grande, 2012.  
104 f.: il.

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

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

Referências.

1. Escoamento Trifásico. 2. Não-isotérmico. 3. Duto Horizontal. 4. Vazamento. 5. Simulação Numérica. 6. CFX. I. Título.

CDU 556.51(043)

**DANIELA PASSOS SIMÕES DE ALMEIDA TAVARES**

**ESCOAMENTO TRIFÁSICO NÃO-ISOTÉRMICO EM OLEODUTOS HORIZONTAIS COM  
VAZAMENTO: MODELAGEM E SIMULAÇÃO**

Dissertação aprovada em 27 de Fevereiro de 2012.

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto  
UAEQ/CCT/UFCEG - Orientador



Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima  
UAEM/CCT/UFCEG - Orientador



Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup> Cristiane Holanda Sodré  
DEQ/CTEC/UFAL - Examinadora Externa



Dr<sup>a</sup> Kelen Cristina Oliveira Crivelaro  
UAEM/CCT/UFCEG - Examinadora Externa

**Campina Grande-PB, Fevereiro/2012**

## DEDICATÓRIA

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

*Ao meu irmão Diogo (in memoriam).*

## AGRADECIMENTOS

*Agradeço a Deus pelo amor, pela saúde, pela coragem e oportunidades que me foram dadas. Reconheço que Ele é dono de toda Ciência e Sabedoria.*

*Aos meus avós, aos meus pais e irmãos pelo amor e paciência; aos seus esforços e sacrifícios e por me mostrarem o verdadeiro valor da família. À minha irmã Débora Passos, pelo amor, apoio e muita paciência.*

*Ao meu orientador, professor e amigo, Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto, pelos seus sábios ensinamentos, amizade, paciência, confiança e sua sempre valiosa orientação.*

*Aos colegas e amigos que fazem parte do LPFI e do LCTF, que direta ou indiretamente colaboraram com esta pesquisa, pela convivência quase diária, pela constante troca de conhecimentos e pelos momentos de descontração.*

*Um agradecimento especial aos amigos Dr. Enivaldo Santos Barbosa, Lorena Monteiro, Morgana de Vasconcellos e João Victor por terem me passado seus conhecimentos de maneira tão especial, sem medir esforços. Aprendi muito com vocês.*

*Aos colegas e amigos de mestrado e aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química que me ajudaram a trilhar esse caminho.*

*Aos meus amigos Jocielys, Adriana e Cláudio pela amizade, pelos bons momentos e por estarem próximos quando mais precisei.*

*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/UFCG e ao Laboratório Computacional em Térmica e Fluidos, LCTF/UAEM/UFCG, 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.*

*À Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pelo financiamento para o desenvolvimento desta pesquisa, bem como ao seu Programa de Recursos Humanos (PRH-25) por todo o esforço e investimento na capacitação de seus bolsistas.*

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

*“Não sei o que possa parecer aos olhos do mundo, mas aos meus pareço apenas ter sido como um menino brincando na beira do mar, divertindo-me com o fato de encontrar de vez em quando um seixo mais liso ou uma concha mais bonita que o normal, enquanto o grande oceano da verdade permanece completamente por descobrir à minha frente.”*

**Isaac Newton**



## RESUMO

TAVARES, Daniela Passos Simões de Almeida. **Escoamento Trifásico Não-Isotérmico em Oleodutos Horizontais com Vazamento: Modelagem e Simulação**. Campina Grande: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Campina Grande, 2012. Dissertação (Mestrado).

As redes de tubulações são consideradas a melhor opção de transporte de fluidos da indústria do petróleo por longas distâncias, o que incentiva o desenvolvimento de sistemas de detecção de vazamento que sejam rápidos e precisos na detecção de possíveis vazamentos ao longo destes dutos, a fim de minimizar prejuízos econômicos e ambientais. As técnicas de detecção de vazamentos disponíveis vão desde a observação visual até a modelagem matemática através de técnicas computacionais. No presente trabalho foi avaliado a termo-fluidodinâmica do escoamento trifásico (óleo-água-gás) com vazamento. As equações de conservação de massa, momento linear e de energia para cada fase (óleo-fase contínua e água e gás-fases dispersas) foram resolvidas numericamente usando o *software* ANSYS CFX<sup>®</sup>, com auxílio de uma malha estruturada representativa do tubo horizontal com um orifício de vazamento. Foi adotado o modelo Euleriano-Euleriano e o modelo de turbulência RNG k- $\epsilon$ . As propriedades físico-químicas foram consideradas constantes. Com os campos de fração volumétrica, temperatura e os perfis de velocidade e pressão, foi possível avaliar a influência do vazamento sobre o escoamento e sobre a evolução da pressão e queda de pressão com o tempo. 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). A utilização da condição de pressão prescrita proporcionou resultados mais condizentes comparados com os disponibilizados na literatura.

**Palavras-chave:** Escoamento trifásico; Não-isotérmico; Duto horizontal; Vazamento; Simulação numérica; CFX.

## ABSTRACT

TAVARES, Daniela Passos Simões de Almeida. **Non-Isothermal Three-Phase Flow in Horizontal Pipe With Leak: Modeling and Simulation**. Campina Grande: Post Graduate Program in Chemical Engineering, Federal University of Campina Grande, 2012. Master's Thesis.

Networks of pipelines are considered the best option for transport of fluids in the oil industry to long distances which has encouraged the development of leak detection techniques that are fast and accurate to inspect and detect quickly and accurately possible leaks over the pipeline in order to minimize economic and environmental damage. The techniques of leak detection available range from visual observation to mathematical modeling using computational techniques. The present study evaluated the thermo-fluid dynamic of three-phase flow (oil-water-gas) with leakage. The equations of conservation of mass, momentum and energy for each phase (oil-continuous phase and gas and water-dispersed phase) were solved using ANSYS CFX<sup>®</sup>, using a representative structured mesh of the horizontal pipe with a leakage orifice. The Eulerian-Eulerian model and the RNG k- $\epsilon$  turbulence model was used. The physicochemical properties were considered constant. With the volume fraction and temperature fields, and velocity and pressure profile was possible to evaluate the influence of the leakage on the flow and on the development of pressure and pressure drop with time. The results of numerical simulations showed an important role with respect the choice of boundary conditions at the leak orifice (velocity or pressure prescribed). The use of the prescribed pressure condition gave more consistent results compared to those available in the literature.

**Keywords:** Three-Phase Flow; Non-isothermal; Horizontal pipe; Leak; Numerical simulation; CFX.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 2.1</b> Configurações geométricas adotadas por sistemas bifásicos líquido-gás em dutos verticais .....	9
<b>Figura 2.2</b> Configurações geométricas adotadas por sistemas bifásicos líquido-gás em dutos horizontais .....	9
<b>Figura 2.3</b> Configurações geométricas adotadas por sistemas bifásicos líquido-líquido em dutos horizontais.....	11
<b>Figura 2.4</b> Padrões de escoamento óleo-água-gás em dutos horizontais .....	12
<b>Figura 2.5</b> Representação esquemática dos referenciais (a) Lagrangeano e (b) Euleriano .....	13
<b>Figura 2.6</b> Causas de ocorrência de vazamentos em oleodutos segundo o relatório da CONCAWE em 2002.....	23
<b>Figura 2.7</b> Vazamento observado em um trecho de tubulação com sinais de corrosão .....	23
<b>Figura 2.8</b> Gasoduto subterrâneo rompido em 2007 nos Estados Unidos.....	24
<b>Figura 2.9</b> Gasoduto de 16 polegadas da Companhia <i>Pipeline Olympic</i> rompido em 1999 nos Estados Unidos .....	24
<b>Figura 2.10</b> Maiores incidências de vazamento em instalações de transportadoras americanas no período de 2002 a 2009 .....	25
<b>Figura 2.11</b> Variação da vazão na (a) entrada e (b) saída de um oleoduto durante um vazamento.....	27
<b>Figura 2.12</b> Variação da pressão na (a) entrada e (b) saída de um oleoduto durante um vazamento.....	27
<b>Figura 2.13</b> Fases de um vazamento .....	28
<b>Figura 2.14</b> Esquema representativo da amostragem experimental do trabalho de Buiatti (1995) .....	32
<b>Figura 2.15</b> Transientes hidráulicos obtidos experimentalmente para $Re$ 9000 entre os transdutores $T_1$ e $T_2$ para diferentes magnitudes de vazamento .....	32
<b>Figura 2.16</b> Influência da magnitude do vazamento e da vazão de líquido sobre a queda de pressão máxima no interior da tubulação .....	33
<b>Figura 2.17</b> (a) Esquema utilizado para o cálculo da velocidade experimental e (b) Representação gráfica das ondas de pressão propagando-se nos sentidos a montante e a jusante de um vazamento situado entre os transdutores 2 e 3 .....	34

<b>Figura 2.18</b> Localização de vazamento .....	<b>35</b>
<b>Figura 2.19</b> Aparato experimental: (a) tubulação de ferro galvanizado; (b) vaso de pressão; (c) computador do sistema de detecção de vazamento.....	<b>37</b>
<b>Figura 2.20</b> Esquema da tubulação de 60 m com transdutor e microfone localizados no vaso de pressão .....	<b>37</b>
<b>Figura 2.21</b> Esquema da tubulação de 60 m com transdutor e microfone localizados no início da tubulação.....	<b>38</b>
<b>Figura 2.22</b> Transientes de pressão e amplitude do ruído sonoro para orifício de 5,0 mm, alimentação contínua de ar e microfone e transdutor localizados no início da tubulação .....	<b>38</b>
<b>Figura 2.23</b> Diagrama de blocos do ensaio de detecção de vazamentos.....	<b>40</b>
<b>Figura 2.24</b> Gráfico da pressão versus tempo sem presença de vazamento.....	<b>40</b>
<b>Figura 2.25</b> Gráfico da pressão versus tempo mostrando o transitório de pressão para furos de diâmetros diferentes distantes 144 cm a jusante do compressor .....	<b>40</b>
<b>Figura 2.26</b> Gráfico da perda de carga versus tempo para os resultados do cálculo de simulação para diversas razões de vazamento, número de Reynolds 6000 e posição do vazamento $x/L = 0,5$ .....	<b>42</b>
<b>Figura 2.27</b> Gráfico da perda de carga versus tempo para os resultados experimentais obtidos por aquisição de dados para (a) razão de vazamento igual a 0,1 e (b) razão de vazamento igual a 0,5 e mantendo-se fixo o número de Reynolds e a posição do vazamento $x/L = 0,5$ .....	<b>43</b>
<b>Figura 2.28</b> Malhas tetraédrica (de 1.553.328 elementos) e hexaédrica (de 906.670 elementos) construídas para as simulações .....	<b>45</b>
<b>Figura 2.29</b> Perfil de velocidade no sistema de inversão de fases .....	<b>45</b>
<b>Figura 2.30</b> Dinâmica temporal de um sinal de vazamento amostrado a 1 kHz.....	<b>48</b>
<b>Figura 2.31</b> Esquema experimental da tubulação para escoamento de líquidos e misturas gás-líquido .....	<b>49</b>
<b>Figura 2.32</b> Esquema experimental da tubulação para escoamento de gás.....	<b>49</b>
<b>Figura 2.33</b> Transientes de pressão em tubulação com água e com mistura ar-água.....	<b>51</b>
<b>Figura 2.34</b> Transientes de pressão em tubulação com gás para um orifício de vazamento de 5 mm obtidos nos transdutores $T_1$ e $T_2$ .....	<b>52</b>
<b>Figura 3.1</b> Configuração geométrica da tubulação horizontal utilizada nesta pesquisa, com detalhe do corte transversal da seção de entrada e do orifício circular .....	<b>53</b>
<b>Figura 3.2</b> Representação da blocagem utilizada para a geração da malha numérica: (a) blocagem da malha; (b) blocagem na região de vazamento .....	<b>54</b>

<b>Figura 3.3</b> (a) Visualização da malha gerada da tubulação e detalhes das seções de (b) entrada, (c) saída e do (d) orifício de vazamento.....	<b>55</b>
<b>Figura 3.4</b> Posições de referência do orifício de vazamento no tubo: vista em corte longitudinal.....	<b>59</b>
<b>Figura 4.1</b> Comparação entre os perfis de velocidade referente ao escoamento laminar de óleo, obtidos numérica e analiticamente a 2 m da entrada do tubo.....	<b>63</b>
<b>Figura 4.2</b> Comparação entre os perfis de velocidade referente ao escoamento turbulento de óleo, obtidos numérica e analiticamente a 4 m da entrada do tubo.....	<b>64</b>
<b>Figura 4.3</b> Visualização dos planos a montante e a jusante do vazamento (1 m distante) utilizados para análise da avaliação da queda de pressão na presença de vazamento nesse trecho .....	<b>65</b>
<b>Figura 4.4</b> (a) Comportamento da variação de pressão total no trecho considerado em função do tempo para as diferentes posições do orifício de vazamento no tubo – Casos 1, 2 e 3; (b) Detalhe das curvas no intervalo de tempo de 0 a 0,1 s.....	<b>66</b>
<b>Figura 4.5</b> Comportamento da pressão total em função do tempo analisado em um plano 1 m a montante do vazamento e em um plano 1 m a jusante do vazamento – Caso 1.....	<b>66</b>
<b>Figura 4.6</b> (a) Comportamento da variação de pressão total no trecho considerado em função do tempo para as diferentes posições do orifício de vazamento no tubo – Casos 4, 5 e 6; (b) Detalhe das curvas no intervalo de tempo de 0 a 0,1 s.....	<b>67</b>
<b>Figura 4.7</b> (a) Comportamento da variação de pressão total no trecho considerado em função do tempo para as diferentes posições do orifício de vazamento no tubo – Casos 7, 8 e 9; (b) Detalhe das curvas no intervalo de tempo de 0 a 0,1 s.....	<b>67</b>
<b>Figura 4.8</b> Campos de fração volumétrica das fases (a) óleo, (b) água e (c) gás no escoamento com destaques para as seções próximas à entrada, saída e região de vazamento, referentes ao Caso 4 .....	<b>68</b>
<b>Figura 4.9</b> Campos de fração volumétrica das fases (a) óleo, (b) água e (c) gás no escoamento com destaques para as seções próximas à entrada, saída e região de vazamento, referentes ao Caso 7 .....	<b>69</b>
<b>Figura 4.10</b> Representação da posição onde foram gerados os perfis de velocidade.....	<b>70</b>
<b>Figura 4.11</b> Perfil de velocidade superficial das fases óleo, água e gás em função da posição radial do tubo no (a) Caso 4, (b) Caso 5 e (c) Caso 6, na região de vazamento, a 5 m da entrada do tubo .....	<b>71</b>

<b>Figura 4.12</b> Perfil de velocidade superficial das fases (a) óleo, (b) água e (c) gás em várias posições axiais do tubo para o Caso 4 .....	<b>72</b>
<b>Figura 4.13</b> Campo de temperatura das fases (a) óleo, (b) água e (c) gás sobre o plano xy para o Caso 4 .....	<b>73</b>
<b>Figura 4.14</b> Comparação da queda de pressão total no trecho em função do tempo para os casos bifásico e trifásico e para as diferentes posições do orifício de vazamento no tubo: (a) na parte superior (Casos 1 e 4); (b) na lateral (Casos 2 e 5); (c) na parte inferior (Casos 3 e 6) ..	<b>75</b>
<b>Figura 4.15</b> (a) Comparação da queda de pressão total em função do tempo para o caso trifásico variando a fração volumétrica das fases (Casos 4 e 7); (b) Detalhe das curvas no intervalo de tempo de 0 a 0,1 s .....	<b>76</b>
<b>Figura 4.16</b> Comparação das tomadas de pressão no trecho para os Casos 10, 11 e 12 .....	<b>77</b>
<b>Figura 4.17</b> Comportamento da pressão total em função do tempo analisado em um plano 1 m a montante do vazamento e em um plano 1 m a jusante do vazamento – Caso 10.....	<b>78</b>
<b>Figura 4.18</b> Comparação da queda de pressão em função do tempo para os diferentes planos tomados ao longo do tubo: (a) Caso 10; (b) Caso 11; (c) Caso 12.....	<b>79</b>
<b>Figura 4.19</b> Perfil de velocidade superficial das fases (a) óleo, (b) água e (c) gás em várias posições axiais do tubo para o Caso 10 .....	<b>81</b>
<b>Figura 4.20</b> Campos de fração volumétrica das fases (a) óleo, (b) água e (c) gás no escoamento com destaques para as seções próximas à entrada, saída e região de vazamento, referentes ao Caso 10.....	<b>82</b>
<b>Figura 4.21</b> Campo de temperatura das fases (a) óleo, (b) água e (c) gás sobre o plano xy para o Caso 10 .....	<b>83</b>
<b>Figura 4.22</b> Evolução da pressão total com o tempo posicionado 1 m a montante do vazamento para o: (a) Caso 4 e (b) Caso 10 .....	<b>84</b>
<b>Figura 4.23</b> Comparação entre as evoluções da pressão total com o tempo posicionado 1 m a montante do vazamento para os Casos 4 e 10 .....	<b>85</b>
<b>Figura 4.24</b> Comparação da variação da pressão total em função da posição X no tubo para (a) Caso 4, (b) Caso 5 e (c) Caso 6, com condição de velocidade prescrita.....	<b>86</b>
<b>Figura 4.25</b> Comparação da variação da pressão total em função da posição X no tubo para (a) Caso 10, (b) Caso 11 e (c) Caso 12, com condição de pressão prescrita.....	<b>86</b>
<b>Figura A1</b> Criação das superfícies do cilindro .....	<b>96</b>
<b>Figura A2.</b> Configuração geométrica do tubo horizontal com vazamento, com definição dos domínios .....	<b>97</b>

<b>Figura A3</b> Criação de pontos e curvas para facilitar a blocagem .....	<b>97</b>
<b>Figura A4</b> Etapa de blocagem .....	<b>98</b>
<b>Figura A5</b> Seleção do bloco e das faces para aplicação do <i>ogrid</i> .....	<b>98</b>
<b>Figura A6</b> <i>Ogrid</i> gerado: vistas frontal e geral.....	<b>98</b>
<b>Figura A7</b> Associação de vértices .....	<b>99</b>
<b>Figura A8</b> Etapas de aplicação de <i>ogrid</i> na região próxima ao orifício de vazamento .....	<b>100</b>
<b>Figura A9</b> Geometria finalizada: vista em corte .....	<b>100</b>
<b>Figura A10</b> Associação de arestas com curvas na região de entrada .....	<b>101</b>
<b>Figura A11</b> Representação da malha tridimensional com detalhes das regiões de entrada e saída do tubo e da região onde se localiza o orifício de vazamento – Caso A .....	<b>101</b>
<b>Figura A12</b> (a) Vista geral da região de vazamento; (b) Detalhe do orifício de vazamento localizado a 5 m da região de entrada da tubulação – Caso A .....	<b>102</b>
<b>Figura A13</b> Estratégia de blocagem e malha – Caso B .....	<b>103</b>
<b>Figura A14</b> Estratégia de blocagem e malha – Caso C .....	<b>104</b>

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 3.1</b> Resumo das condições de contorno adotadas para o problema (simulação) .....	<b>58</b>
<b>Tabela 3.2</b> Propriedades termofísicas dos fluidos utilizados neste trabalho .....	<b>58</b>
<b>Tabela 3.3</b> Considerações gerais do problema e da solução numérica.....	<b>59</b>
<b>Tabela 3.4</b> Estudo de Casos.....	<b>60</b>
<b>Tabela 4.1</b> Relação entre o número de Reynolds e o fator “n” para o escoamento turbulento ... .....	<b>62</b>



## LISTA DE SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas  
ADA – Analógica-Digital-Analógica  
ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis  
API - *American Petroleum Institute*  
CAD – *Computer-aided designer*  
CFD - *Computational Fluid Dynamics*  
CLP – Controlador Lógico Programável  
CONCAWE - *Conservation of Clean Air and Water in Europe*  
EDP – Equação Diferencial Parcial  
EUA – Estados Unidos da América  
FORTRAN - *IBM Mathematical FORMula TRANslation System*  
GB - Gigabyte  
HD – *Hard Disk*  
IAP – Instituto Ambiental do Paraná  
LAMP - Laboratório de Automação da Medição em Petróleo  
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.  
PVC – Policloreto de Vinila  
RAM - *Random Access Memory*  
REPAR – Refinaria Presidente Getúlio Vargas/Araucária-PR  
RNG – *Renormalization Group*  
RMS – Resíduo Médio Quadrático  
UFCG - Universidade Federal de Campina Grande  
UFRN – Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
USP – Universidade de São Paulo  
V.C. – Volume de Controle

## NOMENCLATURA

### Letras Latinas

$A_{\alpha\beta}$	Densidade de área interfacial	$[m^{-1}]$
$C_1$	Constante do modelo de turbulência $k-\varepsilon$	$[-]$
$C_{1RNG}$	Constante do modelo de turbulência RNG $k-\varepsilon$	$[-]$
$C_2$	Constante do modelo de turbulência $k-\varepsilon$	$[-]$
$c_\mu$	Constante empírica do modelo de turbulência $k-\varepsilon$	$[-]$
$c_\alpha$	Constante empírica do modelo de turbulência $k-\varepsilon$	$[-]$
$C_D$	Coefficiente de arraste	$[-]$
$c_{\alpha\beta}^{(h)}$	Coefficiente de transferência de calor volumétrico	$[W \cdot m^{-3} \cdot K]$
$C_p$	Capacidade calorífica	$[J \cdot K^{-1}]$
$C_{p\alpha}$	Capacidade calorífica da fase <i>alfa</i>	$[J \cdot K^{-1}]$
$C_{p\alpha\beta}$	Capacidade calorífica da mistura	$[J \cdot K^{-1}]$
$D$	Diâmetro do tubo	$[m]$
$d$	Diâmetro da fase dispersa	$[m]$
$d_\alpha$	Diâmetro médio da partícula <i>alfa</i>	$[m]$
$d_\beta$	Diâmetro médio da partícula <i>beta</i>	$[m]$
$d_{\alpha\beta}$	Coefficiente de escala de comprimento interfacial (de mistura)	$[m]$
$f$	Fração volumétrica	$[-]$
$f_\alpha$	Fração volumétrica da fase <i>alfa</i>	$[-]$
$f_\beta$	Fração volumétrica da fase <i>beta</i>	$[-]$
$f_o$	Fração volumétrica de óleo	$[-]$
$f_a$	Fração volumétrica de água	$[-]$
$f_g$	Fração volumétrica de gás (ar)	$[-]$
$f_\eta$	Função normalizadora	$[-]$
$G_\alpha$	Geração de energia cinética turbulenta no interior da fase <i>alfa</i>	$[kg \cdot m^{-1} \cdot s^{-3}]$
$g$	Aceleração da gravidade terrestre	$[m \cdot s^{-2}]$
$\bar{h}$	Coefficiente de transferência de calor	$[W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}]$
$\bar{h}_{\alpha\beta}$	Coefficiente de transferência de calor global	$[W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}]$

$h_\alpha$	Entalpia estática da fase <i>alfa</i>	$[J \cdot kg^{-1}]$
$h_\beta$	Entalpia estática da fase <i>beta</i>	$[J \cdot kg^{-1}]$
$k$	Energia cinética turbulenta	$[m^2 \cdot s^{-2}]$
$k_\alpha$	Energia cinética turbulenta para fase <i>alfa</i>	$[m^2 \cdot s^{-2}]$
$l_\alpha$	Comprimento de escala espacial	$[-]$
$M_\alpha$	Forças interfaciais agindo na fase <i>alfa</i>	$[N \cdot m^{-2}]$
$N_P$	Número total de fases	$[-]$
$n$	Expressão em função do número de Reynolds	$[-]$
$Nu$	Número de Nusselt	$[-]$
$Nu_{\alpha\beta}$	Número de Nusselt da mistura	$[-]$
$P$	Pressão	$[Pa]$
$P_{stat}$	Pressão estática (termodinâmica)	$[Pa]$
$P_{tot}$	Pressão total	$[Pa]$
$Pr$	Número de Prandtl	$[-]$
$Pr_{\alpha\beta}$	Número de Prandtl da mistura	$[-]$
$q_\alpha$	Escala de velocidade	$[-]$
$Q_\alpha$	Transferência de calor interfacial da fase <i>alfa</i> através da interface com outra(s) fase(s)	$[W \cdot m^{-2}]$
$Q_{\alpha\beta}$	Taxa de transferência de calor por unidade de tempo da fase <i>beta</i> para a fase <i>alfa</i>	$[W \cdot m^{-2} \cdot s^{-1}]$
$Q_{\beta\alpha}$	Taxa de transferência de calor por unidade de tempo da fase <i>alfa</i> para a fase <i>beta</i>	$[W \cdot m^{-2} \cdot s^{-1}]$
$L$	Distância entre transdutores	$[m]$
$Re$	Número de Reynolds	$[-]$
$Re_{\alpha\beta}$	Número de <i>Reynolds</i> da partícula	$[-]$
$r$	Posição radial no tubo	$[m]$
$R$	Raio do tubo	$[m]$
$S$	<i>Holdup ratio</i> ou deslizamento	$[-]$
$S_\alpha$	Termo fonte de energia	$[kg \cdot m^{-1} \cdot s^{-3}]$
$S_M$	Fonte de momento devido à força de corpo externa	$[N]$
$S_{MS\alpha}$	Fonte de massa específica	$[N \cdot m^{-3}]$
$T_\alpha$	Temperatura da fase <i>alfa</i>	$[K]$
$T_\beta$	Temperatura fase <i>beta</i>	$[K]$
$t$	Tempo	$[s]$

$\vec{U}$	Vetor velocidade	$[m \cdot s^{-1}]$
$U$	Velocidade	$[m \cdot s^{-1}]$
$\vec{U}_\alpha$	Vetor velocidade da fase <i>alfa</i>	$[m \cdot s^{-1}]$
$\vec{U}_\beta$	Vetor velocidade da fase <i>beta</i>	$[m \cdot s^{-1}]$
$\bar{u}$	Velocidade média	$[m \cdot s^{-1}]$
$\bar{u}_{máx}$	Velocidade máxima no centro do tubo	$[m \cdot s^{-1}]$
$v$	Velocidade de propagação da onda de pressão	$[m \cdot s^{-1}]$
$V$	Volume	$[m^3]$

### Letras Gregas

$\alpha, \beta, \gamma$	Fases envolvidas	$[-]$
$\varepsilon$	Taxa de dissipação turbulenta	$[m^2 \cdot s^{-3}]$
$\varepsilon_\alpha$	Taxa de dissipação de energia cinética turbulenta da fase <i>alfa</i>	$[m^2 \cdot s^{-3}]$
$\phi$	Quantidade transportada em um processo	$[-]$
$\phi_\alpha$	Quantidade da fase <i>alfa</i> transportada no processo	$[-]$
$\rho$	Densidade	$[kg \cdot m^{-3}]$
$\rho_\alpha$	Densidade da fase <i>alfa</i>	$[kg \cdot m^{-3}]$
$\bar{\rho}_\alpha$	Densidade efetiva da fase <i>alfa</i>	$[kg \cdot m^{-3}]$
$\rho_{\alpha\beta}$	Densidade de mistura	$[kg \cdot m^{-3}]$
$\mu$	Viscosidade dinâmica	$[Pa \cdot s]$
$\mu_\alpha$	Viscosidade dinâmica da fase <i>alfa</i>	$[Pa \cdot s]$
$\mu_{\alpha\beta}$	Viscosidade da mistura	$[Pa \cdot s]$
$\mu_{t\alpha}$	Viscosidade turbulenta	$[Pa \cdot s]$
$\sigma_k$	Constante do modelo de turbulência $k-\varepsilon$	$[-]$
$\sigma_\varepsilon$	Constante do modelo de turbulência $k-\varepsilon$	$[-]$
$\lambda$	Condutividade térmica	$[W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}]$
$\lambda_\alpha$	Condutividade térmica da fase <i>alfa</i>	$[W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}]$
$\lambda_{\alpha\beta}$	Condutividade térmica da mistura	$[W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}]$
$\Gamma$	Taxa de fluxo de massa por unidade de volume	$[kg \cdot m^{-3} \cdot s^{-1}]$
$\Gamma_{\alpha\beta}$	Termo de difusividade	$[kg \cdot m^{-3} \cdot s^{-1}]$
$\Gamma_{\alpha\beta}^+$	Taxa positiva de fluxo de massa por unidade de volume da fase <i>beta</i> para a fase <i>alfa</i>	$[kg \cdot m^{-3} \cdot s^{-1}]$
$\Gamma_{\beta\alpha}^+$	Taxa positiva de fluxo de massa por unidade de volume da fase <i>alfa</i> para a fase <i>beta</i>	$[kg \cdot m^{-3} \cdot s^{-1}]$

## Letras Especiais

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

## SUMÁRIO

<b>1. Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1. Motivação .....	2
1.2. Objetivo Geral .....	3
1.3. Objetivos Específicos .....	3
<b>2. Revisão Bibliográfica</b> .....	<b>4</b>
2.1. Fluidodinâmica Computacional.....	4
2.2. O <i>Software</i> Ansys CFX® .....	6
2.3. escoamento Multifásico .....	7
2.3.1. <i>Padrões de escoamento</i> .....	7
2.3.1.1. <i>Sistema Bifásico (líquido-gás)</i> .....	8
2.3.1.2. <i>Sistema Bifásico (líquido-líquido)</i> .....	10
2.3.1.3. <i>Sistema Trifásico (líquido-líquido-gás)</i> .....	11
2.4. Modelagem dos escoamentos Multifásicos.....	11
2.4.1. <i>Sistema Euleriano-Lagrangeano</i> .....	13
2.4.2. <i>Sistema Euleriano-Euleriano</i> .....	13
2.4.3. <i>Modelo Não-homogêneo</i> .....	14
2.4.4. <i>Modelo Pseudo-homogêneo</i> .....	18
2.4.5. <i>Forças Interfaciais</i> .....	20
2.4.6. <i>Modelo de Turbulência</i> .....	20
2.5. Vazamento em Dutos: Características Gerais.....	21
2.5.1. <i>Comportamento Dinâmico de um Vazamento</i> .....	25
2.5.2. <i>Sistemas de Detecção de Vazamento</i> .....	28
<b>3. Metodologia</b> .....	<b>53</b>
3.1. Descrição da Geometria do Problema – Domínio Físico .....	53
3.2. Domínio Computacional – A Malha Numérica.....	54
3.3. Modelo Matemático .....	56
3.4. Casos Estudados .....	59
<b>4. Resultados e Discussão</b> .....	<b>61</b>
4.1. Validação da Solução Numérica com a Solução Analítica .....	61

4.2. Resultados Utilizando a Condição de Contorno no Vazamento: Velocidade Prescrita ....	64
4.2.1. <i>Queda de pressão no escoamento bifásico (óleo-água) em um tubo com vazamento</i> .....	64
4.2.2. <i>Queda de pressão no escoamento trifásico (óleo-água-gás) em um tubo com vazamento</i> .....	66
4.2.3. <i>Campos de fração volumétrica no escoamento trifásico</i> .....	68
4.2.4. <i>Perfis de velocidade no escoamento trifásico</i> .....	70
4.2.5. <i>Campo de temperatura no escoamento trifásico</i> .....	73
4.2.6. <i>Comparação da queda de pressão para os escoamentos bifásico e trifásico</i> .....	74
4.3. Resultados Utilizando a Condição de Contorno no Vazamento: Pressão Prescrita .....	76
4.3.1. <i>Queda de pressão no escoamento trifásico (óleo-água-gás) em um tubo com vazamento</i> .....	76
4.3.2. <i>Campos vetoriais de velocidade no escoamento trifásico</i> .....	80
4.3.3. <i>Campos de fração volumétrica no escoamento trifásico</i> .....	80
4.3.4. <i>Campo de temperatura no escoamento trifásico</i> .....	80
4.4. Influência da Condição de Contorno no Vazamento sobre a Evolução da Pressão no Escoamento Trifásico .....	84
<b>5. CONCLUSÕES</b> .....	<b>87</b>
<b>6. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS</b> .....	<b>89</b>
<b>7. Referências</b> .....	<b>90</b>
<b>APÊNDICE</b> .....	<b>96</b>

## 1. INTRODUÇÃO

---

A cadeia produtiva do petróleo está segmentada em quatro grandes grupos: Exploração (Petróleo e Gás Natural), Refino (Gasolina, Óleo Diesel, Querosene, Nafta, etc.), Indústria Petroquímica (produção de olefinas, aromáticos e polímeros) e Indústria de Transformação (embalagens, filmes, componentes automotivos, fios, tubos, cabos, eletrodomésticos e fibras). Uma das principais questões a serem destacadas é o transporte dos fluidos produzidos, em especial os óleos.

O transporte de petróleo e seus derivados é feito principalmente através de redes de dutos ligando os campos de petróleo, refinarias e redes de distribuição para os centros consumidores. Eles são considerados a melhor maneira de transporte de fluidos a longas distâncias de forma mais segura, eficiente e econômica em comparação com os transportes ferroviário, rodoviário e marítimo (SOUSA, 2007; BEZERRA, 2008; AGUIAR, 2010).

Oleoduto, ou simplesmente duto, é o nome genérico dado às tubulações utilizadas para transportar grandes quantidades de petróleo e derivados. Consiste no meio mais econômico e seguro de movimentação de cargas líquidas derivadas de petróleo, através de um sistema que interliga as fontes produtoras, refinarias, terminais de armazenagem, bases distribuidoras e centros consumidores. (CARDOSO, 2005, p. 84)

Em 1972, o primeiro duto de gás foi inaugurado na Pensilvânia, nos Estados Unidos, e tinha extensão de 8 km e 2 polegadas de diâmetro. No Brasil, a construção de oleodutos teve início na década de 40, mas só foi na década de 80 que um grande número de projetos e construção de gasodutos se estabeleceu devido ao aumento na utilização do gás natural na indústria.

Apesar dos avanços significativos no desenvolvimento de materiais mais leves, mais fortes e seguros para a construção de dutos e do crescente número de gasodutos e oleodutos, vários problemas de vazamentos foram observados, o que tem estimulado o desenvolvimento de técnicas confiáveis e eficientes para inspecionar e detectar com rapidez e precisão



possíveis vazamentos ao longo desses dutos, com o objetivo de eliminar ou minimizar os danos causados à indústria do petróleo e de outros segmentos e danos ao meio ambiente (COLOMBO e KARNEY, 2002; SOUSA, 2007).

A detecção rápida e precisa de um vazamento possibilita a parada de bombas e fechamento rápido de válvulas impedindo, assim, prejuízos em termos de manutenção e de consumo de energia quer pela indústria petrolífera ou em outros segmentos. Os desastres relacionados com vazamentos de óleo são responsáveis por gastos de milhões de reais de remediação, além de degradarem o meio ambiente. Portanto, o tempo de detecção de vazamento é um parâmetro essencial (COLOMBO e KARNEY, 2002; COLOMBAROLI, 2008).

### **1.1. Motivação**

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

Segundo Buiatti (1995), Bezerra (2008), Azevedo (2009) e Aguiar (2010), as principais causas de acidentes em oleodutos e gasodutos estão ligadas a falhas operacionais, mudanças bruscas de pressão, corrosão, movimentação do solo, fenômenos naturais e ações externas não intencionais ou não autorizadas (ligações clandestinas, por exemplo), manutenção inadequada, falhas humanas, entre outras.

No entanto, para que se faça a detecção e identificação com precisão da posição do vazamento se faz necessário conhecer o comportamento do(s) fluido(s) no interior do duto, o que possibilita a determinação da perda de carga ou queda de pressão entre dois pontos do trecho que está sendo avaliado. Uma vez que, na literatura, existem poucos trabalhos relacionados ao escoamento multifásico em tubulações horizontais com vazamento utilizando o *software* ANSYS CFX<sup>®</sup>, a proposta desta pesquisa vem dar uma contribuição no estudo de vazamento em dutos e auxiliar na compreensão dos fenômenos envolvidos via técnica da

fluidodinâmica computacional. É fundamental que existam recursos computacionais para simulação das redes de escoamento, especialmente em cenários dinâmicos com vistas ao projeto e otimização de tais estruturas, e para a geração de benefícios secundários como treinamento de operadores e condução de análises de riscos e prevenção de falhas (SOUZA, 2010).

## **1.2. Objetivo Geral**

O objetivo geral deste trabalho é estudar numericamente, em um domínio tridimensional, a termo-fluidodinâmica do escoamento trifásico (óleo-água-gás) no interior de uma tubulação horizontal com presença de vazamento.

## **1.3. Objetivos Específicos**

Como objetivos específicos podem-se citar:

- Desenvolver uma modelagem matemática capaz de prever o escoamento multifásico em uma tubulação horizontal na presença de vazamento;
- Avaliar o comportamento dinâmico da pressão, velocidade, fração volumétrica e temperatura das fases envolvidas no escoamento na presença de vazamento;
- Avaliar o efeito da posição do orifício de vazamento sobre a queda de pressão no escoamento bifásico (óleo-água) e trifásico (óleo-água-gás);
- Analisar o efeito das condições de contorno de velocidade e pressão prescritas no vazamento sobre a queda de pressão no escoamento trifásico (óleo-água-gás) com vazamento;
- Validar os resultados numéricos com dados teóricos e/ou experimentais.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

---

### 2.1. Fluidodinâmica Computacional

De acordo com a literatura, um fluido pode ser considerado uma substância que tem a facilidade de escoar e cujo volume toma a forma do recipiente em análise e se deforma facilmente. Como exemplo de fluido, pode-se encontrá-lo na circulação sanguínea dos seres humanos e animais, no subsolo na forma de reservatórios, em tubulações industriais e residenciais e outros.

A Fluidodinâmica Computacional (ou CFD – *Computational Fluid Dynamics*) é uma ferramenta computacional capaz de analisar sistemas que envolvem escoamento de fluidos, transferência de calor e outros fenômenos associados tais como dissipação, difusão, convecção, ondas de choque, superfícies deslizantes, camadas-limite e turbulência. Segundo Lomax *et al.* (1999), no campo da aerodinâmica todos os fenômenos são governados pelas equações de *Navier-Stokes*. Muitos dos mais importantes aspectos dessas relações são não-lineares e, como consequência, freqüentemente, não têm solução analítica.

A Fluidodinâmica Computacional tem como objetivo o entendimento do comportamento físico no escoamento de fluidos em um volume de controle através de simulação computacional que discretiza as equações parciais que descrevem o escoamento (FORTUNA, 2000; SANTOS, 2009). As técnicas de CFD permitem que os problemas sejam resolvidos com base em algoritmos numéricos e por meio de uma geometria virtual (ou malha) não necessitando, portanto, de análises experimentais que levariam bastante tempo e poderiam ser de alto custo. As principais vantagens do CFD são: a possibilidade de estudos em escala piloto, baixo custo, rapidez e confiabilidade nos resultados.

Os módulos de CFD se baseiam em três etapas: pré-processamento, que consiste na entrada de dados de um problema de escoamento (definição de geometria, geração da malha, subdivisão do domínio, seleção dos fenômenos físicos e químicos e das propriedades do fluido, especificação das condições de contorno, etc.); execução, que consiste em resolver as equações usando algum tipo de técnica numérica (cuja função é aproximar as variáveis de

fluxo desconhecidas por meio de funções simples, discretizar por substituição de aproximações dentro das equações de fluxo e solucionar as equações algébricas); pós-processamento, que consiste em analisar e interpretar os resultados por meio da visualização gráfica no *display* (gráficos de linhas e de superfícies 2D e 3D, etc.).

Deve-se ressaltar que a utilização da Fluidodinâmica Computacional tem como objetivo complementar e não substituir os estudos teóricos e experimentais (este último de grande importância para a validação das simulações numéricas) sobre o movimento dos fluidos, mas, o emprego de ambas proporciona um entendimento mais claro do processo como um todo (BAKKER, 2002; KORKISCHKO, 2006; BIGARELLA, 2007; MARINHO, 2008).

Devido a presença de termos não lineares nas equações diferenciais parciais (EDP's) que governam a modelagem matemática utilizada no desenvolvimento de uma simulação numérica, geralmente se utilizam métodos numéricos, dentre os quais os mais comuns são o Método dos elementos Finitos (MEF), Método das Diferenças Finitas (MDF) e Método dos Volumes Finitos (MVF) (PATANKAR, 1980; MALISKA, 2004).

A primeira etapa, no método dos Volumes Finitos, é dividir o domínio estudado em volumes de controle. Depois, são inseridos os pontos nodais no espaço entre cada volume finito. Os limites de cada volume de controle são posicionados entre nós adjacentes. Portanto, cada nó é rodeado por um volume de controle ou célula. Definem-se variáveis no centro dos volumes de controle e integram-se as equações (EDP's) sobre esses volumes para a obtenção de uma equação discreta. Discretizar uma equação é o processo de tornar as equações diferenciais parciais que representam o problema físico em equações possíveis de serem resolvidas (equações algébricas) com auxílio de um computador. A discretização é importante porque o domínio trabalhado geralmente possui infinitos pontos, fazendo com que a solução numérica ficasse praticamente impossível de ser atingida.

A obtenção da malha (conjunto de pontos discretizados do domínio em análise) dependerá da estrutura ou regularidade na distribuição espacial dos pontos, os quais se denominam de pontos nodais. A malha é dita estruturada se há uma regularidade na distribuição destes pontos e não-estruturada se há uma irregularidade na distribuição dos pontos (FARIAS NETO, 2006).

## 2.2. O Software Ansys CFX®

O pacote computacional Ansys CFX® foi desenvolvido pela *AEA Technology – Engineering Software* dos Estados Unidos nos anos 70 e foi adquirido em 2003 pela *Ansys Inc.*

O Ansys CFX® é um aplicativo computacional tridimensional muito utilizado em análises de Fluidodinâmica para simular diversos problemas/sistemas da engenharia e também de outras áreas. Uma característica essencial neste aplicativo é o recurso de criação de geometria e malha numérica através de pontos, curvas e superfícies, entre outros, através do módulo ICM CFD. O *software* possui interface direta aos arquivos de CAD e geração de malha automática; é constituído de módulos específicos que são gerados a partir de uma linguagem de programação (FORTRAN) e trabalham com a resolução de equações de conservação sobre a região de interesse, com condições de contorno especificadas nesta região.

O Ansys CFX® permite resolver as equações de *Navier-Stokes* em três dimensões e pode ser capaz de modelar fluxos permanentes e transientes, fluxos laminares e turbulentos, fluxos não-newtonianos, fluxos multifásicos, radiação térmica e transferência de calor, combustão, entre outros.

Os módulos do CFX® se baseiam em três etapas:

- **Pre-processor** (Entrada de dados): consiste em definir a geometria, gerar a malha, subdividir o domínio, selecionar os fenômenos físicos e químicos e as propriedades dos fluidos, selecionar as características do problema (fluxo laminar ou turbulento, mono ou multifásico, meio poroso ou não, etc.), especificar as condições de contorno, etc.;
- **Solver** (Execução): consiste em executar os comandos previamente processados (resolver as equações usando algum tipo de técnica numérica que aproxima as variáveis de fluxo desconhecidas por meio de funções simples, discretiza por substituição de aproximações dentro das equações de fluxo e manipulação matemática, e soluciona as equações algébricas);
- **Pos-processor** (Interpretação e análise dos resultados): consiste em analisar e interpretar os resultados por meio de gráficos ou imagens visualizados no *display* (linhas de fluxo, campos de velocidade, campos de pressão, campos de concentração, etc.).

As versões mais recentes do CFX<sup>®</sup> permitem importar malhas de versões anteriores, apresentam um banco de dados com propriedades para vários fluidos, incluem animações dos resultados, etc., além de permitir que possa ser incluído pelo próprio usuário novos modelos ou modificações (por meio de linguagem FORTRAN) nos modelos já implementados pelo *software*, evitando o árduo trabalho de implementação numérica de algoritmos para resolução de diversas equações. O Ansys CFX<sup>®</sup> é bastante adequado para a pesquisa científica uma vez que diferentes modelos matemáticos podem ser testados.

### **2.3. Escoamento Multifásico**

Escoamento multifásico se refere a qualquer escoamento simultâneo em que mais de uma fase está presente em contato direto em um determinado sistema. Ainda pode ser entendido como uma região no espaço onde coexistem dois ou mais fluidos imiscíveis separados por uma interface. Este tipo de escoamento pode ser encontrado na maioria dos processos industriais, como na indústria de petróleo, química, farmacêutica, alimentícia, agrícola, etc. Ressalta-se que não se faz uma distinção rigorosa do conceito de fase e componente; por exemplo, um sistema óleo-água-gás (fase líquida, líquida e gasosa, respectivamente) é uma mistura multifásica, porém, na realidade, o que existe é uma mistura bifásica multicomponente.

Na indústria do petróleo, o escoamento multifásico (na maioria um sistema trifásico óleo-água-gás) é geralmente encontrado em instalações de transporte (fluidos transportados para outras áreas por meio de dutos), em linhas de produção (fluidos em reservatórios escoam até as instalações de superfícies passando por poços, linhas de surgência, *risers*) e durante o refino do petróleo e gás natural (condicionamento dos fluidos produzidos), entre outros (MUNIZ *et al.*, 2005; PEREIRA FILHO, 2010).

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 através de técnicas de CFD (SANTOS, 2010).

#### **2.3.1. Padrões de Escoamento**

Na literatura (ARIRACHAKARAN *et al.*, 1989; ELSETH, 2001; VIEIRA, 2004; PALADINO, 2005; BANNWART *et al.*, 2009; SANTOS, 2010; SOUZA, 2010) são

amplamente conhecidas diferentes configurações geométricas para o escoamento bifásico (sistema líquido-gás) em um duto. Quando se trata de sistemas líquido-líquido (óleo e água, por exemplo) ou sistemas trifásicos (óleo-água-gás), as configurações não são muito bem determinadas.

Muitos autores se dedicam a estudar e investigar o comportamento de uma mistura multifásica ou a dinâmica dos fluidos em dutos fechados. Estudos estes que se consolidam através de experimentos ou via simulação numérica através de técnicas de CFD (TREVISAN, 2003; VIEIRA, 2004; MARINHO, 2008; BANNWART *et al.*, 2009).

A classificação dos diversos padrões de escoamento se dá dependendo do número de fases presentes no escoamento e da posição do duto (vertical, horizontal ou inclinado). As descrições dos padrões de escoamento mostradas nos subitens a seguir foram baseados no trabalho de Paladino (2005).

### **2.3.1.1. Sistema Bifásico (líquido-gás)**

Em dutos verticais, existem os seguintes tipos de escoamento (Figura 2.1):

- (a) Escoamento de Bolhas (*Bubbly Flow*): Neste padrão, a fase gasosa (bolhas) encontra-se dispersa dentro da fase líquida contínua, podendo ser estas bolhas de diâmetros e formatos variáveis;
- (b) Escoamento Pistonado (*Slug Flow*): A quantidade de bolhas aumentam e tendem a coalescer, formando bolhas com diâmetro aproximado ao diâmetro do duto. O gás é separado da parede do duto por um filme fino de líquido que desce de forma lenta;
- (c) Escoamento Agitado (*Churn Flow*): Neste padrão, existe uma instabilidade no fluxo pistonado, havendo quebra de bolhas e tornando o escoamento mais perturbado no centro do duto e deslocando líquido contra as paredes do duto. Também é conhecido como *Slug Annular Flow*;
- (d) Escoamento Anular Agitado (*Wispy Annular Flow*): Neste padrão, existe uma concentração de líquido na forma de uma camada relativamente grossa nas paredes do duto com bolhas de gás dispersas. Na região central, existe uma quantidade considerável de gotas de líquido dispersas no gás;
- (e) Escoamento Anular (*Annular Flow*): Neste tipo de escoamento, o líquido esco pela parede formando uma fina camada e o gás esco pela região central do

duto. Existe, neste caso, uma menor quantidade de gotas de líquido no gás e bolhas de gás no líquido.

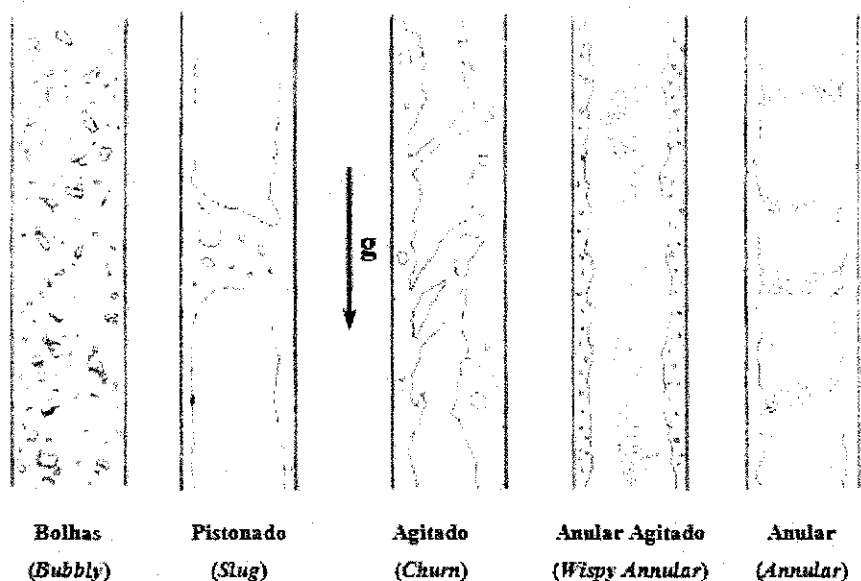


Figura 2.1: Configurações geométricas adotadas por sistemas bifásicos líquido-gás em dutos verticais.

Adaptado de: Paladino, 2005.

Em dutos horizontais, a determinação do padrão de escoamento é mais complexo por causa da assimetria causada pela ação da gravidade que atua em forma transversal ao duto. São observados os seguintes padrões de escoamento (Figura 2.2):

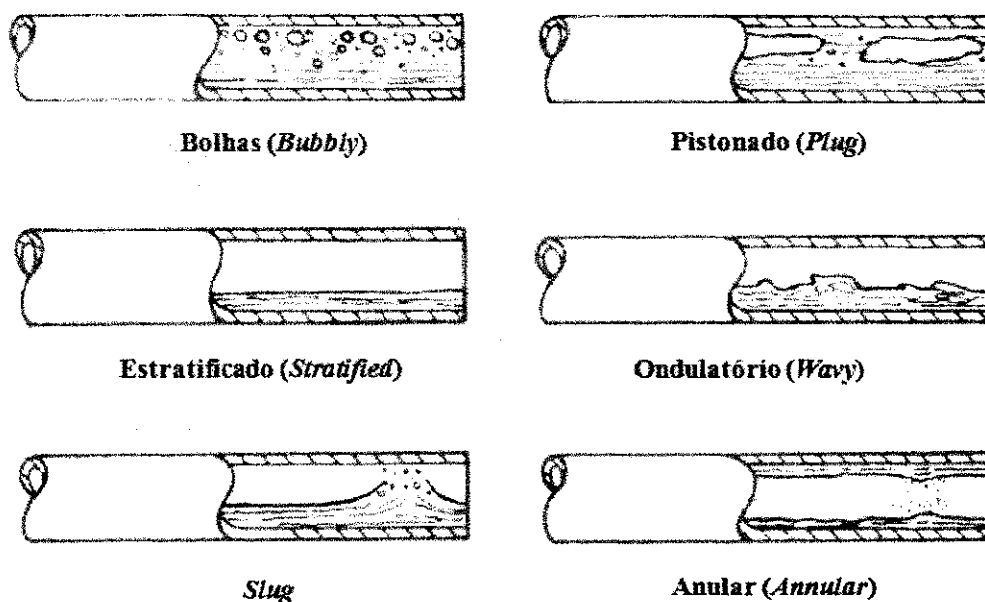


Figura 2.2: Configurações geométricas adotadas por sistemas bifásicos líquido-gás em dutos horizontais.

Adaptado de: Paladino, 2005.



- (a) Escoamento de Bolhas (*Bubbly Flow*): É similar ao padrão para escoamento de bolhas em dutos verticais, porém as bolhas tendem a escoar na parte de cima do duto quando a fase dispersa é menos densa do que a contínua. Quando a velocidade de escoamento aumenta, os efeitos turbulentos se tornam mais importantes que os efeitos de gravidade e, portanto, a fase dispersa tende a ocupar toda a seção do duto.
- (b) Escoamento Pistonado (*Plug Flow*): É similar ao escoamento pistonado em dutos verticais, porém as bolhas tendem a escoar na parte de cima do duto;
- (c) Escoamento Estratificado (*Stratified Flow*): Neste padrão, as duas fases escoam separadas por uma interface sem ondulações, para baixíssimas velocidades das fases;
- (d) Escoamento Ondulatório (*Wavy Flow*): Neste padrão, um aumento na velocidade do gás no escoamento estratificado provoca oscilações na interface, provocando perturbação no escoamento;
- (e) Escoamento Slug (*Slug Flow*): Uma maior oscilação no escoamento ondulatório, faz molhar a parede superior do duto gerando grandes bolhas de gás presas entre duas ondas. Neste caso, as bolhas de gás são formadas a partir da instabilidade do filme líquido, diferente do padrão pistonado *Plug*.
- (f) Escoamento Anular (*Annular Flow*): Um aumento na velocidade do gás no escoamento estratificado, com baixas frações de líquido, formará um núcleo de gás com um filme de líquido na periferia do duto.

#### 2.3.1.2. Sistema Bifásico (líquido-líquido)

Diferentemente do padrão de escoamento líquido-gás, os sistemas líquido-líquido (água-óleo, por exemplo) apresentam maior capacidade de transferência de quantidade de movimento interfacial e menores efeitos de empuxo uma vez que a diferença entre as massas específicas entre as fases é menor, conforme Trallero e Sarica (1996, *apud* Paladino, 2005).

De acordo com Paladino (2005), a classificação do padrão de escoamento água-óleo depende de qual fluido constitui a fase contínua: padrões baseados em óleo (*oil based*), quando o óleo é a fase contínua e padrões baseados em água (*water based*), quando esta é a fase contínua.

Paladino (2005) mostrou a classificação feita por Arirachakaran *et al.* (1989), de caráter mais geral que é baseada nas morfologias adotadas pelas fases, descritas em 5 padrões (Figura 2.3).

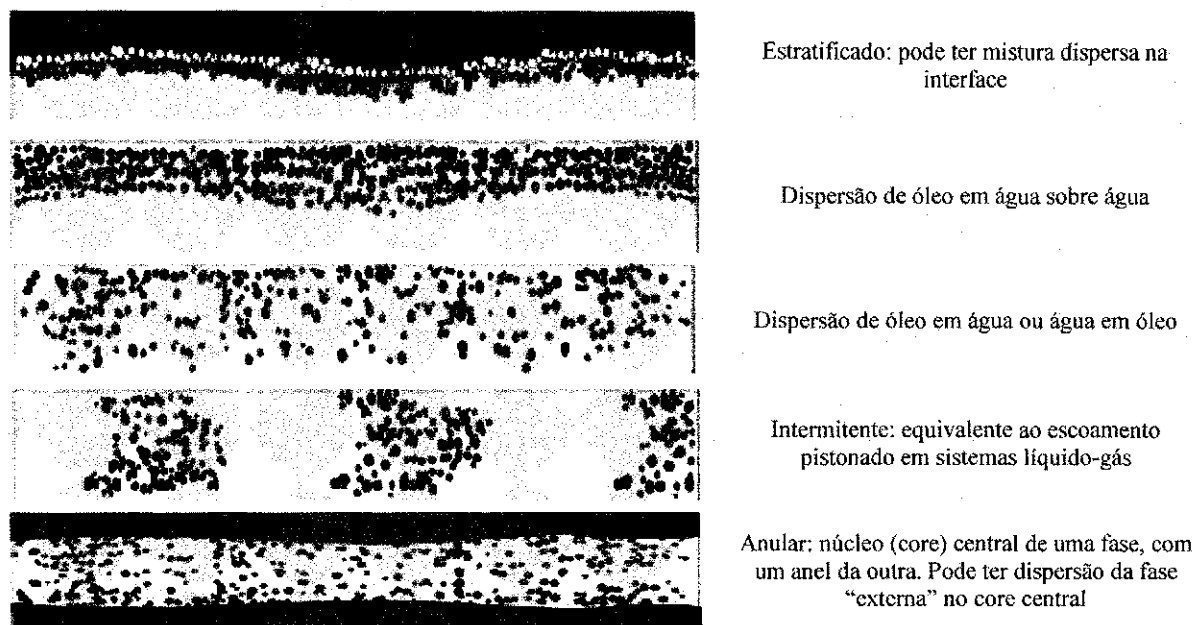


Figura 2.3: Configurações geométricas adotadas por sistemas bifásicos líquido-líquido em dutos horizontais.

Fonte: Arirachakaran *et al.* (1989, *apud* Paladino, 2005).

### 2.3.1.3. Sistema Trifásico (líquido-líquido-gás)

Açikgöz *et al.* (1992, *apud* Paladino, 2005) apresentaram em seu trabalho um estudo dos padrões de escoamento trifásico de óleo, água e gás em dutos horizontais (Figura 2.4). Os autores relataram quatro morfologias: pistonado ou *slug*, estratificado, ondulatório e anular, com algumas variações que consideram a água como fase dispersa ou contínua.

## 2.4. Modelagem dos Escoamentos Multifásicos

Na literatura encontram-se diversas classificações para a modelagem dos escoamentos multifásicos. A mais utilizada classifica os modelos em dois grandes grupos que tratam diferentemente as fases dispersas. São elas: a abordagem Euleriana-Euleriana (a fase contínua e a fase dispersa são consideradas como meios contínuos no qual um sistema de referência Euleriano é utilizado para a dedução das equações representativas do sistema) e a abordagem Euleriana-Lagrangeana (para cada partícula resolve-se uma equação da conservação da quantidade de movimento em um sistema de referência que se movimenta com a partícula) (PALADINO, 2005; SANTOS, 2009).

Região	Regime		
1	Plug disperso – óleo fase contínua		
2	Slug disperso – óleo fase contínua		
3	Estratificado ondulado / Disperso – óleo fase contínua		
4	Estratificado ondulado / Separado – óleo fase contínua		
5	Anular ondulado com gás disperso – óleo fase contínua		
6	Anular com gás disperso – óleo fase contínua		
7	Slug disperso – água fase contínua		
8	Estratificado ondulado – água fase contínua		
9	Anular ondulado – água fase contínua		
10	Anular – água fase contínua		

Figura 2.4: Padrões de escoamento óleo-água-gás em dutos horizontais.

Fonte: Açıkgöz *et al.* (1992, *apud* Paladino, 2005).

De acordo com Roma (2006), um referencial lagrangeano estuda o comportamento individual de cada partícula de um sistema isolado e, a partir dessas informações isoladas, infere o comportamento de todo o sistema. Este método tem por base o conceito de sistema, entendido como uma massa definida de matéria e individualizada em relação ao meio. Em um referencial euleriano, as grandezas ligadas ao escoamento são tratadas em uma posição fixa, fazendo com que o equacionamento do problema se torne mais fácil, uma vez que as grandezas características do campo de escoamento são determinadas em função do tempo, na superfície de controle e no volume de controle. Este referencial tem por base o conceito de volume de controle (V.C.) que consiste em escolher um volume fixo no espaço, atravessado

pelo escoamento em estudo, considerando-se o equacionamento nas áreas de entrada e saída do volume de controle (Figura 2.5).

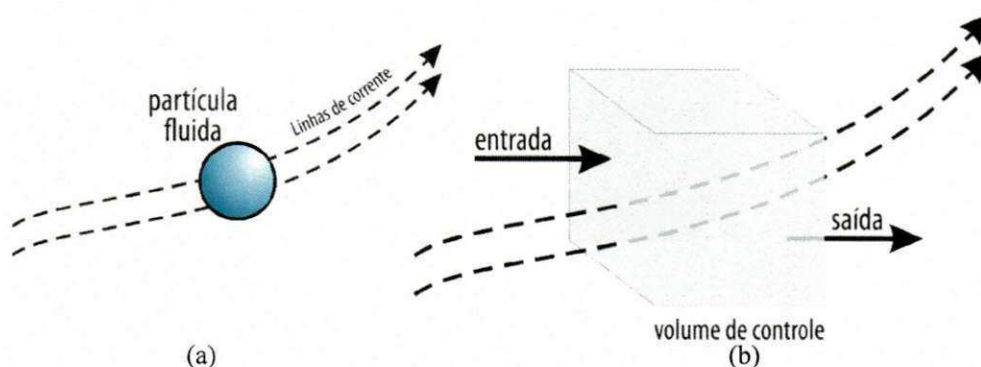


Figura 2.5: Representação esquemática dos referenciais (a) Lagrangeano e (b) Euleriano.

#### 2.4.1. Sistema Euleriano-Lagrangeano

Na abordagem Euleriana-Lagrangeana, a fase líquida é tratada como contínua e resolvida através das equações de *Navier-Stokes* nas médias temporais; a fase dispersa é resolvida através do acompanhamento da trajetória de um grande número de partículas através do campo de escoamento contínuo. Este tipo de 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 considerar as partículas pontuais, sem volume, em escoamentos com bolhas (PALADINO, 2005; SANTOS, 2010).

#### 2.4.2. Sistema Euleriano-Euleriano

A abordagem Euleriana-Euleriana leva em consideração as diferentes fases do sistema como fases contínuas e interpenetrantes. É aí que 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 (PALADINO, 2005; SANTOS, 2010).

No escoamento multifásico Euleriano-Euleriano, existem dois submodelos avaliados: o Modelo Pseudo-homogêneo e o Modelo Não-homogêneo, apresentados a seguir (RANADE, 2002; ANSYS, 2009).

### 2.4.3. Modelo Não-homogêneo

As fases de um fluido podem ser denotadas através de letras gregas ( $\alpha, \beta, \gamma$ ), sendo  $N_p$  o número total de fases. A fração volumétrica da fase  $\alpha$  é denotada por  $f_\alpha$ ; o volume  $V_\alpha$  ocupado com a fase  $\alpha$  é um pequeno volume  $V$  ao redor do ponto de fração volumétrica  $f_\alpha$ , dado por:

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

para  $1 \leq \alpha \leq N_p$ .

Definindo-se  $\rho_\alpha$  como a densidade do fluido se este estiver na fase presente sozinho (densidade do material), ou seja, massa de  $\alpha$  por unidade de volume de  $\alpha$ . A densidade efetiva é definida como:

$$\bar{\rho}_\alpha = f_\alpha \rho_\alpha \quad (2.2)$$

A densidade da mistura é determinada por:

$$\rho_m = \sum_\alpha f_\alpha \rho_\alpha \quad (2.3)$$

Em uma mistura multifásica, a pressão total é definida como (utilizada para fluidos compressíveis e incompressíveis):

$$p_{tot} = p_{stat} + \sum_\alpha \frac{1}{2} f_\alpha \rho_\alpha \bar{U}_\alpha^2 \quad (2.4)$$

onde  $\bar{U}_\alpha$  é o vetor velocidade da fase  $\alpha$ .

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  $\alpha$  (fase contínua no modelo de partícula) e

a fase  $\beta$  (fase dispersa no modelo de partícula), conhecida como densidade de área interfacial,  $A_{\alpha\beta}$ .

Considerando, no **Modelo de Partículas**, que a fase  $\beta$  está presente como partículas esféricas de diâmetro médio  $d_\beta$ , tem-se que a área de contato entre as fases é:

$$A_{\alpha\beta} = \frac{6f_\beta}{d_\beta} \quad (2.5)$$

onde  $f_\beta$  é a fração volumétrica da fase  $\beta$ .

Os coeficientes de transferência interfacial adimensional podem ser correlacionados em termos do  $Re_{\alpha\beta}$  (número de *Reynolds* das partículas) 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:

$$Re_{\alpha\beta} = \frac{\rho_\alpha |\vec{U}_\beta - \vec{U}_\alpha|}{\mu_\alpha} \quad (2.6)$$

$$Pr_{\alpha\beta} = \frac{\mu_\alpha C_{p\alpha}}{\lambda_\alpha} \quad (2.7)$$

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

O **Modelo de Mistura** é um modelo mais simples uma vez que trabalha com ambas as fases de maneira simétrica. A área superficial por unidade de volume é calculada por:

$$A_{\alpha\beta} = \frac{f_\alpha f_\beta}{d_{\alpha\beta}} \quad (2.8)$$

onde  $d_{\alpha\beta}$  é uma escala de comprimento interfacial que deve ser especificada.

O coeficiente de transferência interfacial pode ser correlacionado em termos do número de *Reynolds* e do número de *Prandtl* da mistura, definidos como:

$$Re_{\alpha\beta} = \frac{\rho_{\alpha\beta} |\vec{U}_\beta - \vec{U}_\alpha| d_{\alpha\beta}}{\mu_{\alpha\beta}} \quad (2.9)$$

$$Pr_{\alpha\beta} = \frac{\mu_{\alpha\beta} C_{p\alpha\beta}}{\lambda_{\alpha\beta}} \quad (2.10)$$

onde,  $\mu_{\alpha\beta}$ ,  $\rho_{\alpha\beta}$ ,  $C_{p\alpha\beta}$  e  $\lambda_{\alpha\beta}$  são a viscosidade, a densidade, a capacidade calorífica específica e a condutividade térmica da mistura, respectivamente. A viscosidade e a densidade da mistura são calculadas da seguinte forma:

$$\begin{aligned}\rho_{\alpha\beta} &= f_{\alpha}\rho_{\alpha} + f_{\beta}\rho_{\beta} \\ \mu_{\alpha\beta} &= f_{\alpha}\mu_{\alpha} + f_{\beta}\mu_{\beta}\end{aligned}\quad (2.11)$$

O **Modelo de Superfície Livre** tenta solucionar a interface entre os dois fluidos. Se há apenas duas fases na mistura, a Equação (2.12) é utilizada no cálculo da densidade de área interfacial:

$$A_{\alpha\beta} = |\nabla f_{\alpha}| \quad (2.12)$$

Quando estão presentes mais de duas fases, esta equação é generalizada para:

$$A_{\alpha\beta} = \frac{2|\nabla f_{\alpha}||\nabla f_{\beta}|}{|\nabla f_{\alpha}| + |\nabla f_{\beta}|} \quad (2.13)$$

Neste modelo, a equação da continuidade é dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_{\alpha}\rho_{\alpha}) + \nabla \cdot (f_{\alpha}\rho_{\alpha}\vec{U}_{\alpha}) = S_{MS\alpha} + \sum_{\beta=1}^{N_p} \Gamma_{\alpha\beta} \quad (2.14)$$

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  $\alpha$  para a fase  $\beta$ .

A equação de momento linear é dada por:

$$\begin{aligned}\frac{\partial}{\partial t}(f_{\alpha}\rho_{\alpha}\vec{U}_{\alpha}) + \nabla \cdot [f_{\alpha}(\rho_{\alpha}\vec{U}_{\alpha} \otimes \vec{U}_{\alpha})] &= -f_{\alpha}\nabla p_{\alpha} + \nabla \cdot \left\{ f_{\alpha}\mu_{\alpha} \left[ \nabla \vec{U}_{\alpha} + (\nabla \vec{U}_{\alpha})^T \right] \right\} + \\ &+ \sum_{\beta=1}^{N_p} (\Gamma_{\alpha\beta}^+ \vec{U}_{\beta} - \Gamma_{\beta\alpha}^+ \vec{U}_{\alpha}) + \vec{S}_{M\alpha} + \vec{M}_{\alpha}\end{aligned}\quad (2.15)$$

onde  $\vec{S}_{M\alpha}$  descreve as forças de momento devido às forças de corpo externas;  $\vec{M}_{\alpha}$  descreve as forças interfaciais agindo na fase  $\alpha$  devido à presença de outras fases; o termo  $(\Gamma_{\alpha\beta}^+ \vec{U}_{\beta} - \Gamma_{\beta\alpha}^+ \vec{U}_{\alpha})$  representa a transferência de momento induzido pela transferência de massa na interface.

A força interfacial por unidade de volume sobre a fase  $\alpha$  devido à interação com a fase  $\beta$  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. No caso do modelo de mistura, apenas a força de arraste interfacial é considerada. Ela é dada por:

$$\bar{M}_\alpha = C_D \rho_{\alpha\beta} A_{\alpha\beta} |\bar{U}_\beta - \bar{U}_\alpha| (\bar{U}_\beta - \bar{U}_\alpha) \quad (2.16)$$

onde  $C_D$  é o coeficiente de arraste adimensional;  $\rho_{\alpha\beta}$  corresponde à densidade da mistura;  $A_{\alpha\beta}$  é a densidade área interfacial dado pelo modelo de partícula;  $|\bar{U}_\beta - \bar{U}_\alpha|$  representa a resultante da velocidade de deslizamento entre a fase contínua e a fase dispersa, na direção da fase dispersa.

Na equação da conservação da fração volumétrica, admite-se que a soma das frações volumétricas de cada uma das fases tem valor unitário:

$$\sum_{\alpha=1}^{N_p} f_\alpha = 1 \quad (2.17)$$

Esta equação pode ser combinada com as equações da continuidade para obter as equações de conservação do volume transportado, dada por:

$$\sum_{\alpha} \frac{1}{\rho_\alpha} \left[ \frac{\partial \rho_\alpha}{\partial t} + \nabla \cdot (f_\alpha \rho_\alpha \bar{U}_\alpha) \right] = \sum_{\alpha} \frac{1}{\rho_\alpha} \left( S_{MS\alpha} + \sum_{\beta=1}^{N_p} \Gamma_{\alpha\beta} \right) \quad (2.18)$$

A equação de conservação da energia é dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t} (f_\alpha \rho h_\alpha) + \nabla \cdot [f_\alpha (\rho_\alpha \bar{U}_\alpha h_\alpha - \lambda_\alpha \nabla T_\alpha)] = \sum_{\beta=1}^{N_p} (\Gamma_{\alpha\beta}^+ h_\beta - \Gamma_{\beta\alpha}^+ h_\alpha) + Q_\alpha + S_\alpha \quad (2.19)$$

onde  $h_\alpha, \lambda_\alpha, T_\alpha$  correspondem a entalpia estática, a condutividade térmica e a temperatura da fase  $\alpha$ , respectivamente;  $S_\alpha$  descreve a fonte de calor externa;  $Q_\alpha$  descreve a transferência de calor para a fase  $\alpha$  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.

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  $\alpha$  devido à interação com outras fases e denotada  $Q_\alpha$  é dada por:

$$Q_\alpha = \sum_{\beta \neq \alpha} Q_{\alpha\beta} \quad (2.20)$$

onde  $Q_{\alpha\beta}$  é dado pela Equação (2.21).



$$Q_{\alpha\beta} = Q_{\beta\alpha}, \quad \sum_{\alpha} Q_{\alpha} = 0 \quad (2.21)$$

A transferência de calor através de uma fronteira é usualmente descrita em termos de um coeficiente de transferência de calor global ( $\bar{h}_{\alpha\beta}$ ) 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. Deste 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  $\beta$  para a fase  $\alpha$ , é:

$$Q_{\alpha\beta} = \bar{h}_{\alpha\beta} A_{\alpha\beta} (T_{\beta} - T_{\alpha}) \quad (2.22)$$

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

$$Q_{\alpha\beta} = c_{\alpha\beta}^{(h)} (T_{\beta} - T_{\alpha}) \quad (2.23)$$

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

$$c_{\alpha\beta}^{(h)} = \bar{h}_{\alpha\beta} A_{\alpha\beta} \quad (2.24)$$

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

$$\bar{h} = \frac{\lambda \cdot Nu}{d} \quad (2.25)$$

No modelo de partícula, a condutividade térmica  $\lambda$  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 (2.25) pode ser escrita da forma:

$$\bar{h}_{\alpha\beta} = \frac{\lambda_{\alpha} \cdot Nu_{\alpha\beta}}{d_{\beta}} \quad (2.26)$$

#### 2.4.4. Modelo Pseudo-homogêneo

Em um escoamento multifásico pseudo-homogêneo, um campo de fluxo comum (além de outros campos como temperatura e turbulência) é compartilhado por todos os fluidos, o que faz com que algumas simplificações possam ser feitas para que o modelo multifásico resulte em um modelo homogêneo.

Para um determinado processo de transporte, o modelo homogêneo assume que a quantidade transportada (com exceção da fração volumétrica) para aquele processo é o mesmo para todas as fases:

$$\phi_\alpha = \phi \quad (2.27)$$

para  $1 \leq \alpha \leq N_p$ .

Uma vez que as quantidades transportadas são compartilhadas em um escoamento multifásico, é suficiente resolver para os campos compartilhados usando as equações de transporte ao invés de resolver as equações de transporte para cada fase separadamente.

As equações de transporte podem ser derivadas somando as equações de transporte individuais das fases envolvidas para obter uma única equação de transporte para  $\phi$ , como segue:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi) + \nabla \cdot (\rho \vec{U}\phi - \Gamma \nabla \phi) = S \quad (2.28)$$

onde  $S$  representa o termo fonte da equação de transporte e corresponde a quantidade da variável transportada num processo. As demais variáveis estão definidas pelas equações a seguir:

$$\rho = \sum_{\alpha=1}^{N_p} f_\alpha \rho_\alpha \quad (2.29)$$

$$\vec{U} = \frac{1}{\rho} \sum_{\alpha=1}^{N_p} f_\alpha \rho_\alpha \vec{U}_\alpha \quad (2.30)$$

$$\Gamma = \sum_{\alpha=1}^{N_p} f_\alpha \Gamma_\alpha \quad (2.31)$$

As equações de quantidade de movimento no modelo pseudo-homogêneo assumem que:

$$\vec{U}_\alpha = \vec{U} \quad (2.32)$$

para  $1 \leq \alpha \leq N_p$ ,

sendo dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \vec{U}) + \nabla \cdot \left\{ \rho \vec{U} \otimes \vec{U} - \mu \left[ \nabla \vec{U} + (\nabla \vec{U})^T \right] \right\} = S_M - \nabla p \quad (2.33)$$

onde:

$$\rho = \sum_{\alpha=1}^{N_p} f_{\alpha} \rho_{\alpha} \quad (2.34)$$

$$\mu = \sum_{\alpha=1}^{N_p} f_{\alpha} \mu_{\alpha} \quad (2.35)$$

Observa-se que esta é uma equação de transporte de uma única fase, mas com densidade e viscosidade variáveis.

#### 2.4.5. Forças Interfaciais

Na interface dos fluidos, podem existir diversas forças interfaciais atuantes, como por exemplo, força de arraste (que representa a maior parcela da transferência de quantidade de movimento interfacial), força de sustentação, força de lubrificação da parede, força de massa virtual e força de dispersão turbulenta (essas três últimas conhecidas como forças de não-arraste), que agem sobre a fase  $\alpha$  devido à interação com outras fases. A soma de todas essas forças interfaciais representa  $\vec{M}_{\alpha}$ , dada por:

$$\vec{M}_{\alpha} = \sum_{\beta \neq \alpha} \vec{M}_{\alpha\beta} = \vec{M}_{\alpha\beta}^D + \vec{M}_{\alpha\beta}^L + \vec{M}_{\alpha\beta}^{LUB} + \vec{M}_{\alpha\beta}^{VM} + \vec{M}_{\alpha\beta}^{TD} + \vec{M}_{\alpha\beta}^S + \dots \quad (2.36)$$

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, 2009).

Existem diversas correlações para o cálculo do coeficiente de arraste que pode variar dependendo do sistema considerado. Essas correlações podem ser: *Schiller-Naumann*, *Ishii-Zuber* e *Grace*, disponibilizadas no *software* Ansys CFX®.

#### 2.4.6. Modelo de Turbulência

O modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  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*. Neste 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,  $\varepsilon$  (dimensões  $L^2T^{-3}$ ), são:

$$\frac{\partial(\rho_\alpha f_\alpha k_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot \left\{ f_\alpha \left[ \rho_\alpha \bar{U}_\alpha k_\alpha - \left( \mu + \frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_k} \right) \nabla k_\alpha \right] \right\} = f_\alpha (G_\alpha - \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) \quad (2.37)$$

$$\frac{\partial(\rho_\alpha f_\alpha \varepsilon_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot \left\{ f_\alpha \rho_\alpha \bar{U}_\alpha \varepsilon_\alpha - \left( \mu + \frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon_\alpha \right\} = r_\alpha \frac{\varepsilon_\alpha}{k_\alpha} (C_1 G_\alpha - C_2 \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) \quad (2.38)$$

onde  $G_\alpha$  é a geração de energia cinética turbulenta no interior da fase  $\alpha$ ,  $C_1$  e  $C_2$  são constantes empíricas, respectivamente iguais a 1,44 e 1,92;  $\sigma_k$  e  $\sigma_\varepsilon$  são constantes iguais a 1,0 e 1,3, respectivamente. Ainda nesta equação,  $\varepsilon_\alpha$  corresponde à taxa de dissipação de energia cinética turbulenta da fase  $\alpha$  e  $k_\alpha$  a energia cinética turbulenta para a fase  $\alpha$  definidas, respectivamente, por:

$$\varepsilon_\alpha = \frac{c_\mu q_\alpha^3}{l_\alpha} \quad (2.39)$$

$$k_\alpha = \frac{q_\alpha^2}{2} \quad (2.40)$$

onde  $l_\alpha$  é o comprimento de escala espacial,  $q_\alpha$  é a escala de velocidade,  $c_\mu$  é uma constante empírica calculada por:

$$c_\mu = 4c_\alpha^2 \quad (2.41)$$

onde  $c_\alpha$  também é uma constante empírica.

A variável  $\mu_{t\alpha}$  é a viscosidade turbulenta, definida por:

$$\mu_{t\alpha} = c_\mu \rho_\alpha \frac{k_\alpha^2}{\varepsilon_\alpha} \quad (2.42)$$

onde  $c_\mu$  é uma constante igual a 0,09.

## 2.5. Vazamento em Dutos: Características Gerais

De acordo com Azevedo (2009), vazamento pode ser definido como a perda de determinada quantidade de fluido (balanço de massa alterado) através de uma abertura inesperada e indesejada na estrutura de um duto e que pode ocorrer geralmente sob a forma de

furos pontuais, rasgos, colapso ou rompimento do duto, tendo como origem diversas causas. A alteração no balanço de massa do duto pode causar mudanças permanentes nas condições estacionárias de escoamento tais como pressão e vazão, e alterações nas propriedades do(s) fluido(s) ou do sistema de escoamento (temperatura, densidade, vibração na parede do duto, etc.). O autor comenta ainda que se as mudanças ocorridas devido a alterações no balanço de massa forem percebidas por sensores adequados, estes possibilitarão a detecção do vazamento no momento em que ele ocorrer ou após o escoamento no duto ter atingido uma nova condição estacionária. O volume de fluido perdido a cada instante é fundamental para determinar o impacto dessas mudanças no escoamento e se elas serão perceptíveis ou não para a instrumentação utilizada no duto. Porém, somente a utilização de sensores para detectar essas alterações não basta, uma vez que existem outros fenômenos transitórios causados por acionamentos de equipamentos e manobras operacionais. Desta maneira, é importante distinguir quando essas alterações têm como origem um vazamento ou alguma ação operacional.

Ainda de acordo com Azevedo (2009), a maior parte dos acidentes com oleodutos relaciona-se à ocorrência de vazamentos ou rompimentos em sua estrutura. Uma associação de empresas de petróleo européias voltada para a segurança, meio ambiente e saúde em processos de refino e distribuição (CONCAWE) publicaram um relatório em 2002 com estatísticas relativas aos vazamentos ocorridos nos oleodutos da Europa Ocidental em 30 anos (de 1970 a 2000). As causas dos vazamentos foram agrupadas em cinco categorias (Figura 2.6): (a) falha mecânica – causas relacionadas à qualidade do material e à montagem do duto; (b) falha operacional – causas relacionadas a falhas humanas e operacionais do sistema de transferência; (c) corrosão – causas relacionadas ao desgaste provocado por agentes internos e externos ao duto (Figura 2.7); (d) acidentes naturais – causas relacionadas a eventos naturais, tais como movimentação de terrenos e inundações; (e) terceiros – danos causados por agentes estranhos ao ambiente do duto, geralmente atividades humanas executadas na área.

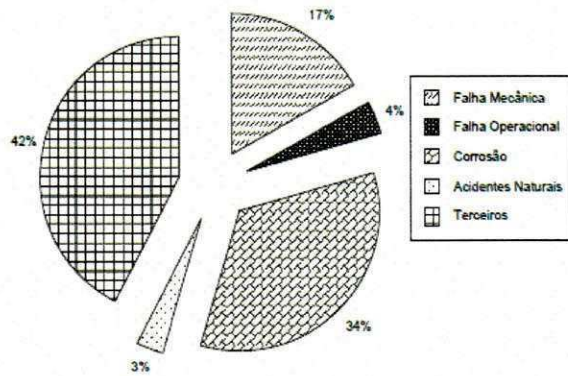


Figura 2.6: Causas de ocorrência de vazamentos em oleodutos segundo o relatório da CONCAWE em 2002.

Fonte: Azevedo (2009).



Figura 2.7: Vazamento observado em um trecho de tubulação com sinais de corrosão. Fonte:

FEINTL, 2011.

Alguns fatores como modificações termo-físicas, mudanças na estrutura da tubulação ou dos acessórios (junções de restrições, expansões, bloqueio, etc.), mudanças na rugosidade, variação de temperatura, entre outros, podem provocar alterações no comportamento do escoamento do(s) fluido(s) fazendo com que haja uma variação na queda de pressão na posição do vazamento que origina ondas de pressão negativa que se propagam (à velocidade do som) a montante e a jusante do local de vazamento.

De acordo com Colombo *et al.* (2009), as ondas de pressão são, em teoria, perceptíveis em outros locais na rede e sua identificação e caracterização têm o potencial de revelar informações úteis sobre a natureza do sistema como um todo. Quando se alteram as condições de um escoamento este fenômeno é facilmente observado fazendo com que seja possível mudanças do estado estacionário para o transiente devido a perturbações provenientes de modificações acidentais ou planejadas como: abertura, fechamento ou vibração de válvulas; partida ou parada de bombas; falha ou colapso de uma tubulação ou tanque; vazamento ao longo de uma tubulação; etc. Teoricamente, um vazamento deve ser possível de localizar uma vez que, quando existe uma comparação do sinal de pressão (registrado por dispositivos de controle) em relação ao sinal que seria observado se o sistema não tiver um vazamento, haverá um comportamento particular ou singular.

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

Em 2001, por exemplo, ocorreu um vazamento de cerca de 50 mil litros de óleo diesel em um oleoduto da Petrobras, na Serra do Mar, que liga a Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), em Araucária – PR, ao terminal de Paranaguá, o que rendeu à Petrobras uma multa imposta pelo Instituto Ambiental do Paraná (IAP) no valor de R\$ 150 milhões. Além disso, o vazamento trouxe um prejuízo ambiental incalculável ao Paraná, pois atingiu rios e um dos trechos da Mata Atlântica mais bem preservados do país (lembrando que o Estado do Paraná é referência nacional na proteção ao meio ambiente) (MEYER, 2001).

As Figuras 2.8 e 2.9 mostram as conseqüências de um vazamento em gasodutos, ou seja, rompimento ou colapso em suas estruturas.



Figura 2.8: Gasoduto subterrâneo rompido em 2007 nos Estados Unidos. Fonte: NDTcabin, 2010.



Figura 2.9: Gasoduto de 16 polegadas da Companhia *Pipeline Olympic* rompido em 1999 nos Estados Unidos. Fonte: Exponent, 2010.

A Figura 2.10 mostra que as maiores incidências de vazamentos ocorrem na estrutura (ou corpo) do duto, enquanto que vazamentos ocorridos em flanges, válvulas e outros acessórios apresentam as menores estatísticas.

Por meio de levantamentos, a Agência Nacional de Petróleo (ANP) estimou que o prejuízo proveniente do vazamento de um metro cúbico de petróleo ultrapassa R\$ 100.000,00. Além disso, a lei brasileira de crimes ambientais pode impor multas de até R\$ 50.000.000,00.

Colombaroli (2008) relata que a indústria de petróleo no Brasil tem um custo de vazamento de aproximadamente R\$ 150.000,00 por metro cúbico vazado. Isso sem falar no impacto ambiental e, em alguns casos morte de pessoas, animais e plantas, causados pelo vazamento de petróleo e seus derivados. Nesse caso, é de fundamental importância que, quando vazamentos em dutos forem identificados, sejam alertados o mais breve possível aos órgãos competentes para que se faça o fechamento de válvulas e parada das bombas, o que impedirá a ocorrência de uma catástrofe.

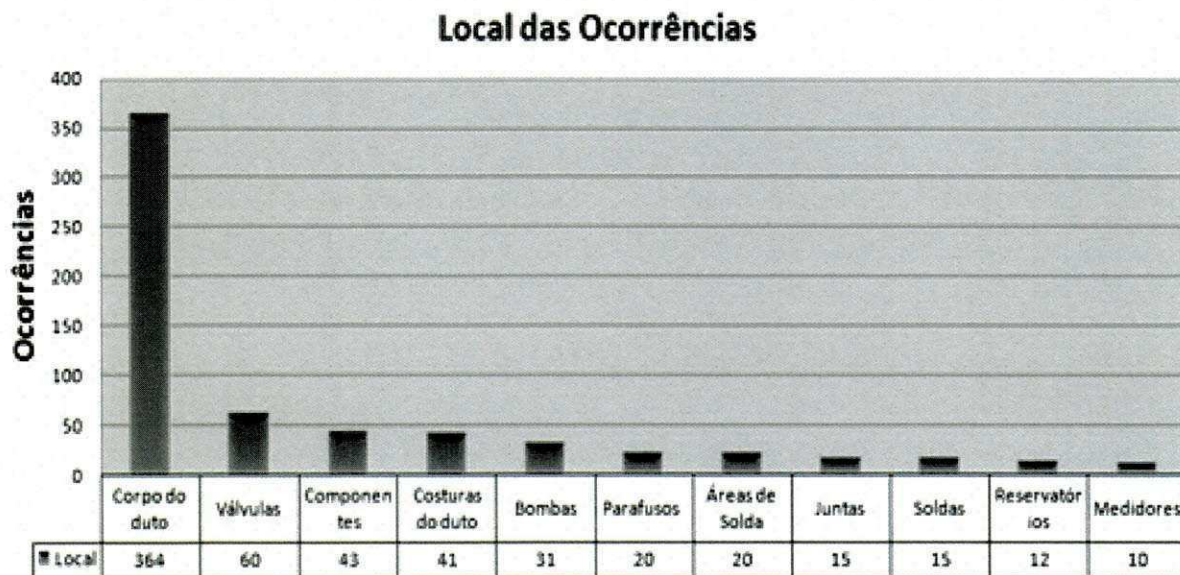


Figura 2.10: Maiores incidências de vazamento em instalações de transportadoras americanas no período de 2002 a 2009. Fonte: PHMSA, 2010.

### 2.5.1. Comportamento Dinâmico de um Vazamento

Quando um vazamento ocorre, o duto apresenta mais uma saída de fluido (orifício de vazamento). Na jusante deste 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 do seu tamanho e do diâmetro do duto (BUIATTI, 1995; BRAGA, 2001; AZEVEDO, 2009).

O surgimento de um vazamento (orifício de vazamento de tamanho significativo) em uma tubulação qualquer faz com que a pressão no seu interior decresça de certo valor  $\Delta p$ , o



que ocasiona uma aceleração da bomba centrífuga de modo a aumentar a quantidade (vazão) de fluido bombeado (BUIATTI, 1995; AZEVEDO, 2009).

Embora os comportamentos de vazão e pressão (Figuras 2.11 e 2.12, respectivamente) na presença de vazamento sejam bem caracterizados, estes dependem fundamentalmente das características do vazamento e do escoamento. Por exemplo, se o tamanho do furo for muito pequeno, se o volume vazado for muito baixo ou se a pressão normal de operação do duto for muito baixa, esses comportamentos poderão ocorrer de forma tão fraca que poderão não ser percebidos pelos instrumentos utilizados para a detecção de vazamentos.

De acordo com Vieira (2004, *apud* Gadelha, 2011), um fato notável do escoamento multifásico contendo gás e líquido é que os fluidos não escoam com a mesma velocidade. O gás tende a adquirir velocidade mais alta que o líquido o que influencia no comportamento da pressão na tubulação, seja no escoamento ascendente (como na coluna de produção) ou na horizontal (como nas linhas de produção).

Vale ressaltar que o comportamento dinâmico do vazamento não é percebido de forma instantânea em todos os pontos do duto, mas propaga-se a partir do ponto de vazamento sendo percebido pela instrumentação do duto em diferentes instantes, ou seja, uma onda de pressão negativa é emitida nas direções a montante e a jusante do local do vazamento a uma velocidade superior à de propagação do som no meio, dissipando-se rapidamente, de forma que o escoamento se estabilize em uma nova condição estacionária (BUATTI, 1995; AZEVEDO, 2009).

Azevedo (2009) apresentou a evolução temporal de um vazamento em 3 fases (Figura 2.13). No pré-vazamento, as condições de escoamento estacionário são normais dentro do duto. Na fase transitória, existe uma acomodação do regime desde o início do vazamento até o novo regime que será alcançado. No pós-vazamento, existe a tentativa de estabilização das condições de um novo escoamento estacionário.

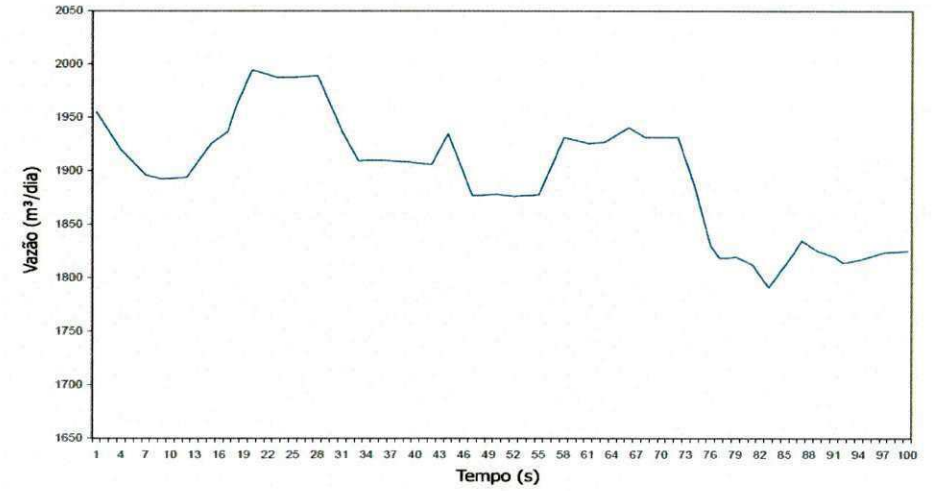
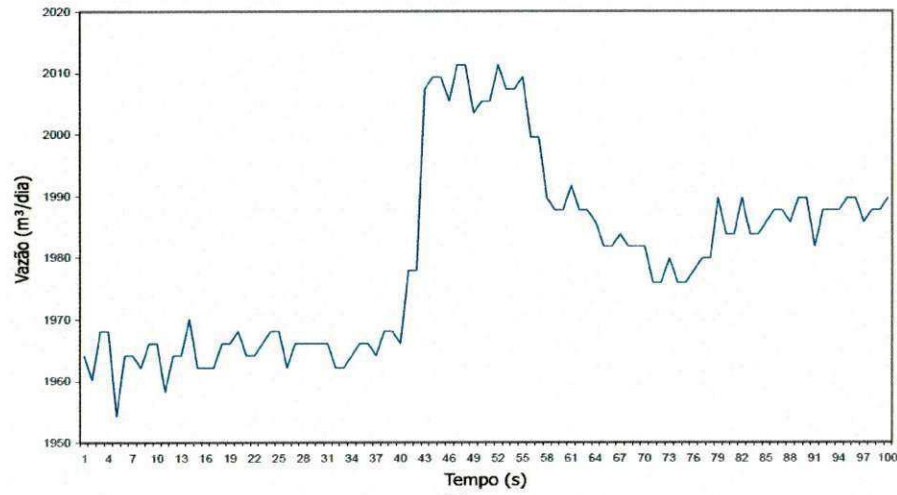


Figura 2.11: Variação da vazão na (a) entrada e (b) saída de um oleoduto durante um vazamento. Fonte: Azevedo (2009).

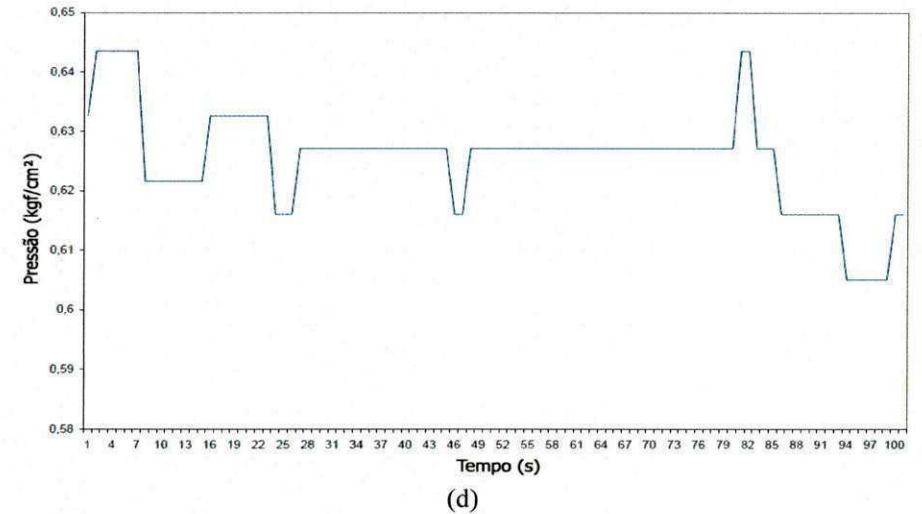
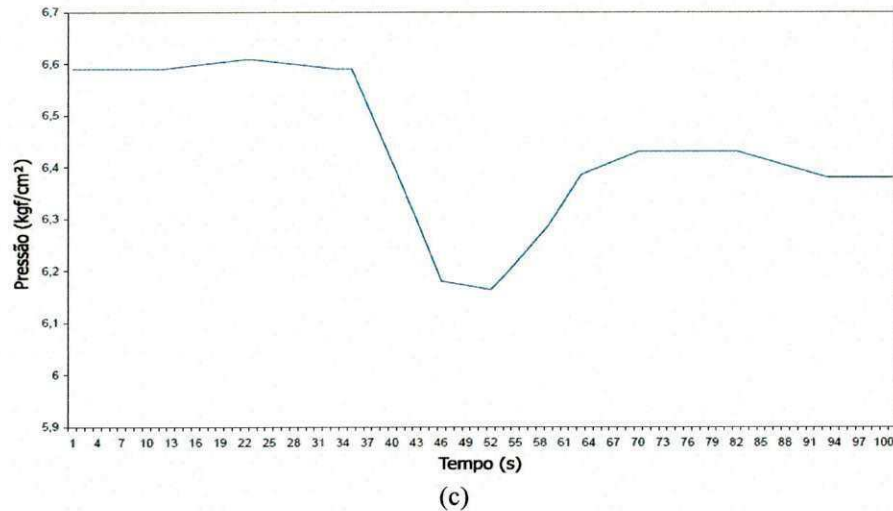


Figura 2.12: Variação da pressão na (a) entrada e (b) saída de um oleoduto durante um vazamento. Fonte: Azevedo (2009).

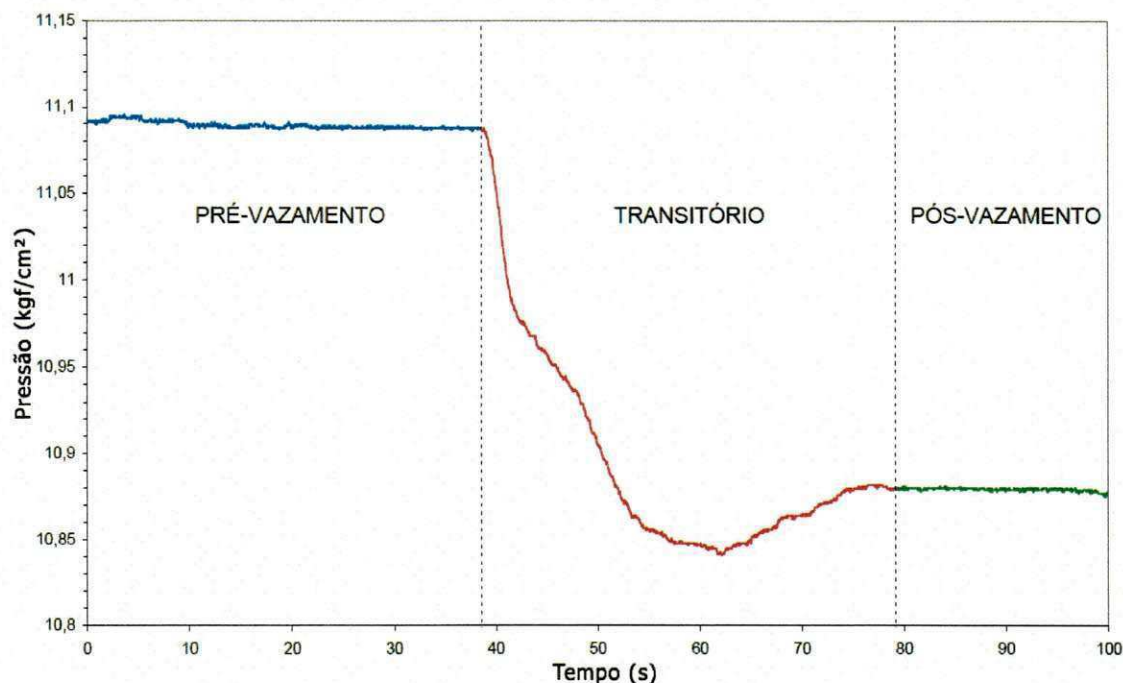


Figura 2.13: Fases de um vazamento. Fonte: Azevedo (2009).

### 2.5.2. Sistemas de Detecção de Vazamento

Diversos sistemas de detecção de vazamento estão disponíveis atualmente para diferentes regimes e condições de escoamento. Na maioria das vezes, esses sistemas necessitam de sinais de pressão e vazão obtidos diretamente do duto e essas variáveis nem sempre são fáceis de medir, seja devido às condições de escoamento (fluxo multifásico, por exemplo), seja por causa das condições de instalação do duto (marítimos ou enterrados, por exemplo) (AZEVEDO, 2009).

Os sistemas de detecção de vazamento não evitam a ocorrência do vazamento, mas são uma forte ferramenta para diminuir em muito as suas proporções, permitindo atuar rapidamente, alarmando e indicando as situações de vazamento e estimando o local, vazões e volumes vazados. A prevenção de vazamentos depende de outras ações, além da automação (...). (PEREIRA, 2001, *apud* AZEVEDO, 2009, p. 4)

Wike (1986, *apud* SOUSA, 2007) classificou os sistemas de detecção de vazamento em: estático (úteis após a detecção do vazamento, de modo a encontrar a sua localização) e em dinâmico (utilizados durante a operação da tubulação).

Zhang (1996), Abhulimen e Susu (2007) e Colombaroli (2008) apresentaram os atributos dos principais sistemas de detecção de vazamentos, bem como as vantagens e desvantagens entre os métodos de detecção de vazamentos. Os autores relataram ainda que o desempenho de cada método varia consideravelmente, dependendo dos fornecedores, das condições de operação do sistema e da qualidade de instrumentação disponível. Uma tabela de comparação entre os métodos mostrou que não existe um método classificado como "bom" para todos os atributos. Em particular, o alarme falso parece ser um problema comum para quase todos os métodos.

Zhang (1996) classificou os métodos de detecção em três categorias: observação (talvez a mais simples e antiga, no qual é realizada uma inspeção visual observando se há a formação de poças na superfície do solo ou crescimento anômalo da vegetação), métodos de detecção direta (no qual se utiliza dispositivos para detecção e localização do vazamento) e métodos de detecção indireta (no qual se utiliza *softwares* baseados em modelos matemáticos que permitem realizar a detecção por meio de dados de fluxo, pressão, temperatura, etc.). 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, no qual se faz a diferença entre o volume/massa que entra e sai na tubulação ou sistema e, se esta atingir um valor superior a uma tolerância estabelecida (2% para líquidos e 10% para gases), considera-se que há um vazamento (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 modela matematicamente o fluxo do fluido na tubulação utilizando-se de equações de conservação de massa, momento linear, energia, matéria e as equações de estado do fluido, que são resolvidas por meio de técnicas computacionais utilizando-se de códigos comerciais ou desenvolvidos pelo usuário. A resolução destas equações fornece a equação de velocidade de propagação da onda do transiente hidráulico e o perfil de pressão.

Zhang (1996) destaca ainda um sistema estatístico de detecção de vazamentos desenvolvido pela *Shell*, o *ATMOS PIPE*, que permite detectar mudanças no fluxo e na pressão ao longo da tubulação e calcular a probabilidade de vazamento, seu tamanho e a localização aproximada. As variações observadas devido a mudanças operacionais são registradas, fazendo com que a taxa de alarmes falsos seja baixa. Um alarme de vazamento só será gerado se ocorrer um determinado padrão de mudança de fluxo e pressão na tubulação. O *ATMOS PIPE* foi desenvolvido para superar as deficiências dos sistemas de detecção de

vazamentos. Este método estatístico não usa modelos matemáticos para calcular o fluxo ou a pressão em uma tubulação, mas detecta mudanças na relação entre fluxo e pressão utilizando os dados de medição disponíveis. Os diversos testes de campo realizados mostraram que essa nova tecnologia é eficiente em termos de investimento de capital e custos operacionais, é confiável para execução e requer baixo nível de conhecimento para manutenção.

Colombaroli (2008) apresentou em seu trabalho um programa de simulação de detecção acústica de vazamento de óleo em dutos, que, segundo o *Pipeliners Journal* de julho de 1999, foi considerado o método mais eficiente, por possuir uma baixa taxa de alarmes falsos e um baixo tempo de detecção, além de permitir que seja aplicado em dutos que transportam fluidos em qualquer estado físico, podendo ainda detectar a ocorrência e localização de vazamentos em tempo real em dutos aéreos, subterrâneos ou submarinos. O simulador de detecção acústica foi desenvolvido na linguagem *vb.net* e simula o monitoramento de um trecho retilíneo de um duto, onde dois sensores de alta sensibilidade são colocados. Nesse simulador existe um intervalo de tempo em que o sinal leva para ir do ponto de vazamento ao ponto onde está instalado o sensor acústico mais próximo; e um intervalo de tempo em que o computador do sistema de vazamento acessa todos os processadores de campo e calcula a localização do vazamento. Assim, o Simulador de Detecção Acústica de Vazamentos simula o monitoramento de um duto em tempo real, o atraso no tempo de detecção e calcula o local do vazamento tendo como referência o primeiro sensor. A utilização desta tecnologia pode ajudar as empresas que transportam fluidos através de dutos a minimizar perdas materiais e danos ambientais, no caso da ocorrência de vazamentos.

De acordo com Scucuglia (2006), um aspecto a ser levado em conta em um método de detecção de vazamento é o tipo de fluido que escoar através da tubulação. Para os líquidos, considerações como a incompressibilidade são frequentemente utilizadas e com cálculos mais rápidos e resultados obtidos de boa precisão, enquanto que, para gases, tal consideração leva a elevados erros, não devendo ser feito, na grande maioria dos casos. Os gases apresentam variações em sua massa específica provocadas pela pressão, o que aumenta a complexidade do sistema de equações e o tempo envolvidos nos cálculos de escoamento. Ainda segundo o autor, em boa parte dos sistemas de detecção de vazamentos, os parâmetros do modelo devem ser ajustados para o duto em questão, fazendo com que haja um maior sucesso na adaptatividade do modelo e dos parâmetros, com consequente aprendizagem do sistema de detecção a partir dos resultados e alarmes apresentados; do contrário, tendem a perder espaço

frente às novas tecnologias. Outra forma de aumentar a confiabilidade dos sistemas de detecção de vazamentos é associar a modelagem matemática à outra forma de detecção de vazamento, minimizando tempos de detecção, o que pode ser um fator limitante importante para diminuição de perdas do produto transportado.

Buiatti (1995) classificou os vazamentos em redes de tubulações em: vazamento por “ruptura” do tubo (facilmente detectadas uma vez que são acompanhadas de elevadas quedas de pressão e diferenças volumétricas) e vazamento de pequenas proporções (de difícil detecção devido ao seu tamanho e podem provocar grandes perdas de produtos até que sejam notados). O autor ainda descreveu alguns métodos computacionais abordados na literatura como a comparação entre os volumes de entrada e saída da tubulação, a análise de medidas de pressão e vazão, simulação paralela, e o monitoramento de sinais característicos gerados por um vazamento como ondas negativas de pressão e sinais ultra-sônicos, citando os trabalhos de Billman e Isermann (1987), Baghdadi e Mansy (1988), Sandberg *et al.* (1989), Naves (1991) e Watanabe *et al.* (1993). Buiatti (1995) relatou, ainda, 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 variação no comportamento das bombas. Com isso, o tamanho do vazamento influencia na precisão com que um vazamento é detectado. O autor desenvolveu um método computacional de análise de transientes hidráulicos em tubulações com o objetivo de detectar vazamentos. Foi construída uma tubulação de PVC de 427 metros de comprimento e de  $\frac{3}{4}$  polegadas de diâmetro ao longo da qual foram instalados transdutores de pressão (do tipo piezoelétrico) que, acoplados a um microcomputador são os responsáveis por detectar o aparecimento do vazamento, conforme ilustrado na Figura 2.14. Foram estudadas cinco configurações diferentes (diferentes posições entre o vazamento e os transdutores de pressão) para a detecção das ondas de pressão. Diversos parâmetros hidráulicos foram estudados para verificação da influência destes sobre a velocidade de propagação das ondas de pressão e da queda de pressão na tubulação durante escoamento em regime turbulento, com o número de Reynolds variando de 5000 a 13000. O autor obteve perfis de pressão para vazamentos para diversos valores de vazão de escoamento da água anterior ao aparecimento do vazamento, mostrando que o método utilizado apresentou bons resultados para vazamentos de ordens de grandeza variadas.

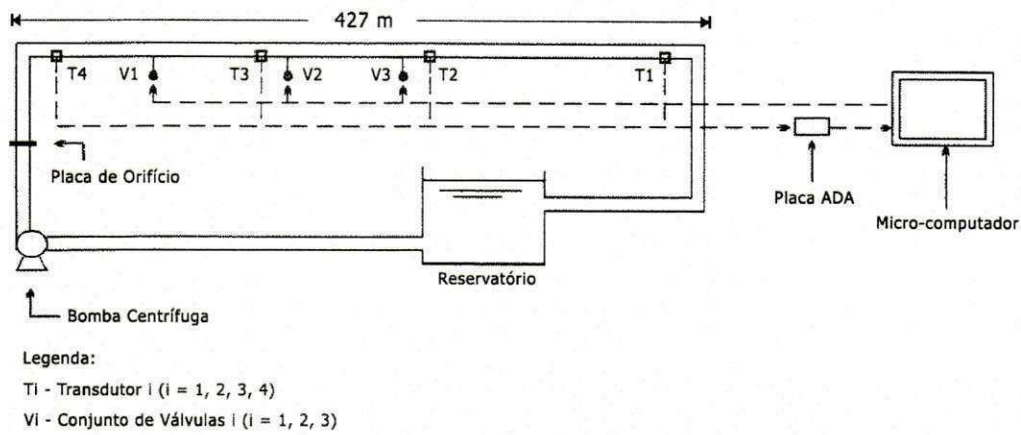


Figura 2.14: Esquema representativo da amostragem experimental do trabalho de Buiatti (1995).

A Figura 2.15 mostra os resultados de transiente hidráulico em um dos casos experimentais obtidos por Buiatti (1995) para um número de Reynolds de 9000 (obedecendo às faixas de operação das variáveis do processo estudadas), no intervalo entre os transdutores T<sub>1</sub> e T<sub>2</sub>.

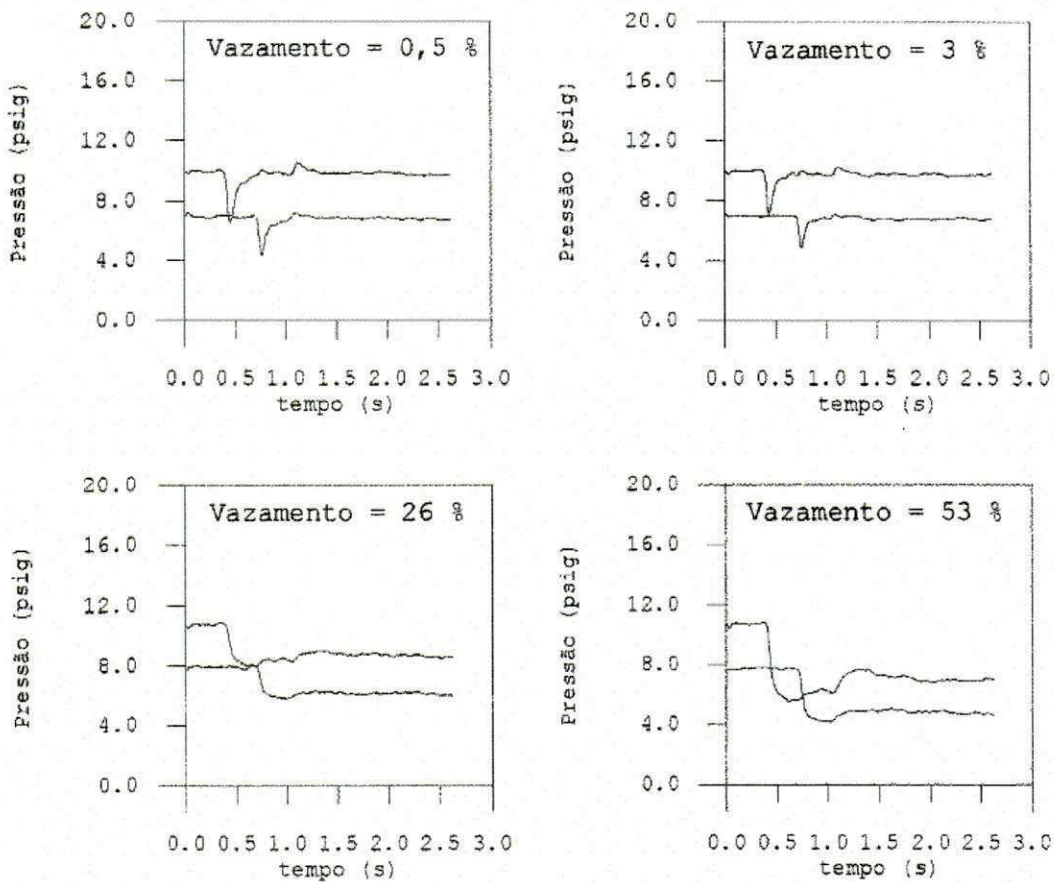


Figura 2.15: Transientes hidráulicos obtidos experimentalmente para Re 9000 entre os transdutores T<sub>1</sub> e T<sub>2</sub> para diferentes magnitudes de vazamento. Fonte: Buiatti (1995).

A Figura 2.16 mostra que a perda de carga entre os estados estacionários também aumenta com o tamanho do vazamento que ocorre devido ao vazamento de líquido provocar turbulência no interior da tubulação. Buiatti (1995) mostrou através dos resultados que a perda de carga é maior para os transdutores mais distantes do vazamento o que se explica pela dissipação de energia provocada pelo atrito entre a onda de pressão e as paredes do tubo, sendo que maior será a dissipação desta energia quanto maior for a velocidade de escoamento e a distância entre os transdutores e o vazamento.

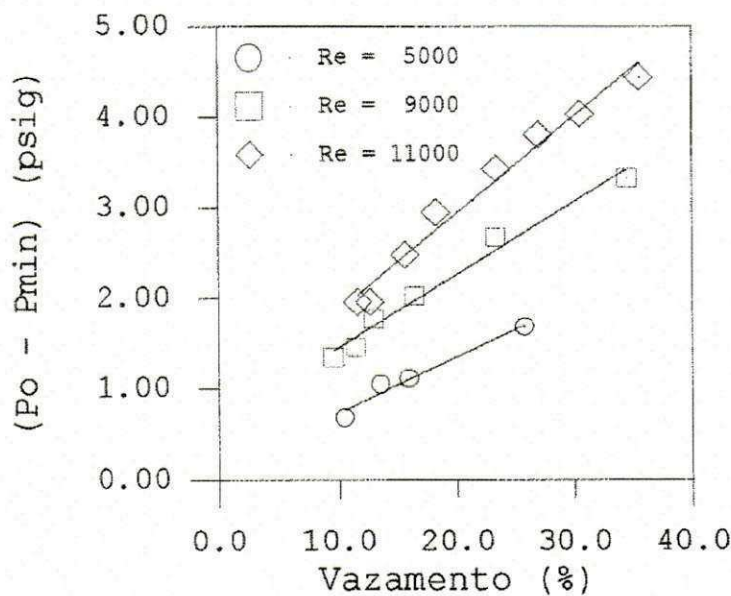


Figura 2.16: Influência da magnitude do vazamento e da vazão de líquido sobre a queda de pressão máxima no interior da tubulação. Fonte: Buiatti (1995).

Buiatti (1995) também determinou a velocidade de propagação da onda de pressão e mostrou o comportamento da velocidade da onda em função do número de Reynolds e da posição do vazamento. Os resultados mostraram que a velocidade do transiente hidráulico diminuiu com o aumento do número de Reynolds devido ao fato de que, quanto maior é a velocidade de escoamento do líquido, maior a perda de carga devido ao atrito entre a água e as paredes do tubo; além da vibração a que está sujeita a tubulação. Os resultados também revelam que quanto maior a distância entre os transdutores e o vazamento, menor é a velocidade de propagação do transiente hidráulico, devido à relação de proporcionalidade entre a perda de carga por atrito e a distância. Os valores determinados para a velocidade da onda ficaram na faixa entre 470 e 530 m/s. A Figura 2.17(a) mostra como o valor experimental da velocidade da onda de pressão pode ser calculada a partir dos perfis de



transientes de pressão obtidos por dois transdutores quaisquer. Em um instante  $t$  qualquer, a válvula solenóide responsável por simular o vazamento é aberta, provocando o surgimento de ondas de pressão negativas que se propagam a jusante e a montante da válvula, com velocidade  $\pm a$ , passando pelos quatro transdutores nos instantes  $t_1, t_2, t_3$  e  $t_4$ , respectivamente, como se observa na Figura 2.17(b). Se for considerado que a onda de pressão se propague a jusante do vazamento, ou seja, na direção dos transdutores 1 e 2 (distância de  $L_1$  entre eles), ela demora um intervalo de tempo  $(t_1 - t_2)$  para percorrer esta distância. Então, a velocidade experimental da onda é dada por:

$$v = \frac{L_1}{(t_1 - t_2)} \quad (2.43)$$

onde  $L_1$  é a distância entre os transdutores 1 e 2;  $t_1$  e  $t_2$  os tempos de detecção dos transdutores  $T_1$  e  $T_2$  e  $v$  a velocidade de propagação da onda de pressão.

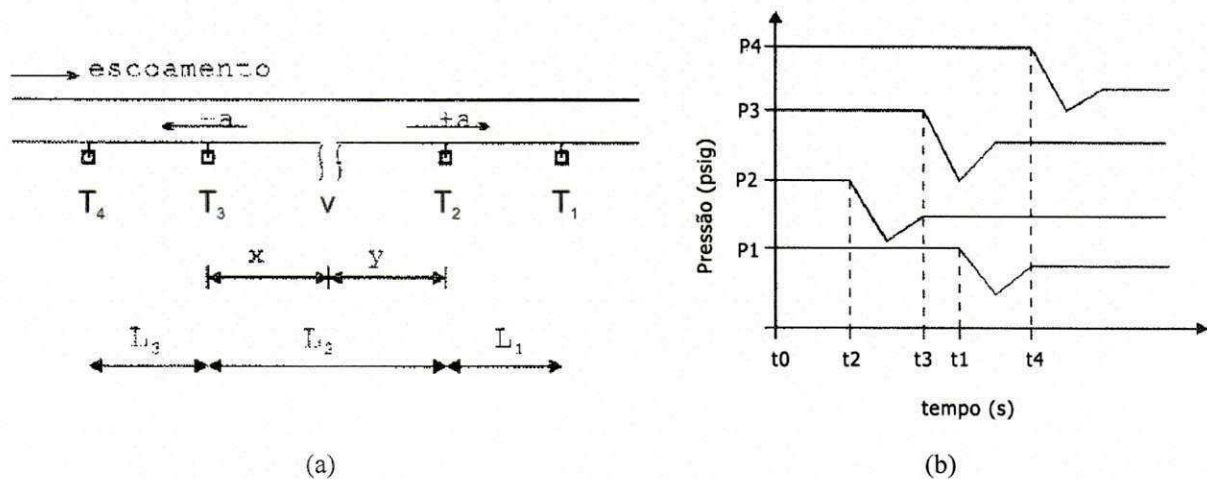


Figura 2.17: (a) Esquema utilizado para o cálculo da velocidade experimental e (b) Representação gráfica das ondas de pressão propagando-se nos sentidos a montante e a jusante de um vazamento situado entre os transdutores 2 e 3. Fonte: Buiatti (1995).

O mesmo raciocínio é válido para a velocidade de propagação da onda de pressão a montante do local do vazamento:

$$v = -\frac{L_3}{(t_4 - t_3)} \quad (2.44)$$

onde  $L_3$  é a distância entre os transdutores 3 e 4;  $t_3$  e  $t_4$  os tempos de detecção dos transdutores  $T_3$  e  $T_4$  e  $v$  a velocidade de propagação da onda de pressão.

A equação para localização da posição do vazamento foi desenvolvida por Buiatti (1995), onde a localização é expressa em termos da distância  $y$  entre o vazamento e o transdutor mais próximo (Figura 2.18):

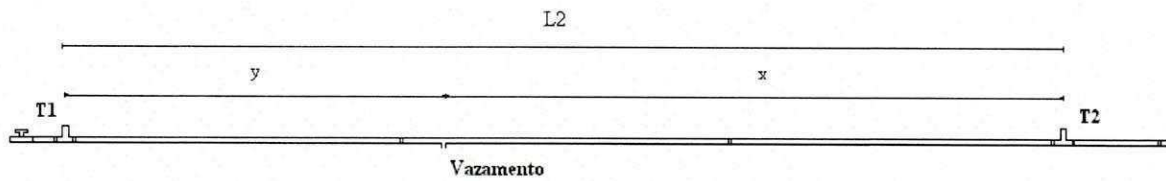


Figura 2.18: Localização de vazamento. Fonte: Bezerra (2009).

tem-se que:

$$\begin{aligned} y &= v \cdot t_1 \\ x &= v \cdot t_2 \end{aligned} \quad (2.45)$$

onde  $t_1$  e  $t_2$  são os tempos de detecção dos transdutores  $T_1$  e  $T_2$  e  $v$  a velocidade de propagação da onda de pressão.

Fazendo a diferença dos tempos, então:

$$y - x = v(t_1 - t_2) \quad (2.46)$$

Sabendo também que:

$$L_2 = x + y \quad (2.47)$$

Substituindo (46) em (45):

$$y = \frac{[L_2 + v(t_1 - t_2)]}{2} \quad (2.48)$$

onde  $L_2$  é a distância entre os transdutores 1 e 2.

A localização do vazamento foi obtida experimentalmente conforme a Figura 2.17(a) por duas maneiras: quando o micro-computador provoca o vazamento, conhecendo-se o instante em que o vazamento surge; quando o vazamento é provocado por meios externos ao computador, não se conhecendo o instante em que o vazamento surge. Das duas maneiras, utilizou-se programas de aquisição de dados (subrotinas) e manteve-se constante a vazão de escoamento da água ( $Re = 8000$ ) e a magnitude do vazamento (8% da vazão de escoamento). O método foi capaz de localizar vazamentos com precisão, sendo que quanto menor a distância entre os transdutores e o local de vazamento, menor foi o erro de localização.

Sandberg *et al.* (1989, *apud* Buatti, 1995) analisaram um método baseado no princípio de balanço de massa e que é utilizado pela refinaria de *Tesoro Nikisi*, no Alasca. Neste caso, o sistema de segurança alarma quando a diferença de volume entre a entrada e a saída da tubulação for superior a 2% para líquidos e 10% para gases. A desvantagem é um grande intervalo de tempo necessário para que os vazamentos sejam detectados, ocasionando grandes perdas de produto.

Sousa (2007) citou algumas técnicas para detecção de fontes de vazamentos. As técnicas mais relevantes, segundo ele, são: observação, variações inesperadas, gradientes de pressão, balanço de volume, ondas de pressão negativa, redes neurais artificiais, método estatístico, modelagem matemática, métodos baseados em sensores, entre outros. A autora descreve uma técnica de detecção de vazamento de gás (ar comprimido) em tubulação baseada no método acústico e em análises de transientes de pressão. Neste caso, foram detectados e analisados transientes de pressão e ruídos sonoros gerados pelo vazamento em várias condições de operação durante o escoamento de gás (ar). Neste trabalho, foi construído um aparato experimental, conforme ilustra a Figura 2.19, constituído de um vaso de pressão de 34,5 litros (de ar comprimido a uma pressão de até 19 kgf/cm<sup>2</sup>) e uma tubulação de ferro galvanizado de 60 m de comprimento e ½ polegada de diâmetro com um orifício (na seção da saída lateral da tubulação) de diâmetro variando entre 0,4 mm e 5 mm e com um microfone e um transdutor de pressão (do tipo piezoelétrico) acoplados ao vaso de pressão e posteriormente à entrada da tubulação (ambos conectados a um microcomputador através de uma placa ADA: Analógica-Digital-Analógica) para detectar a ocorrência de vazamento. O vazamento foi provocado manualmente através de uma válvula de abertura/fechamento rápido instalada em uma saída lateral na entrada da tubulação. A pressão utilizada no interior do vaso variou de 1 a 7 kgf/cm<sup>2</sup>. Os dados foram lidos e processados por um programa de computador em linguagem C. Simulou-se várias condições de operação e duas situações: com o microfone e o transdutor de pressão instalados no vaso de pressão (Figura 2.20); e com o microfone e o transdutor de pressão instalados na extremidade à entrada da tubulação (Figura 2.21). O microfone foi utilizado para captar o ruído sonoro gerado pelo vazamento. Os resultados dos perfis dos transientes de pressão e amplitudes do ruído sonoro foram bastante semelhantes para experimentos com e sem alimentação contínua de ar comprimido. Os vazamentos provocados por orifícios de diâmetros menores apresentaram um som mais agudo enquanto que os orifícios de maior diâmetro apresentaram som predominantemente mais grave e, nestes últimos, a queda de pressão foi mais brusca no instante em que o vazamento foi provocado. O

menor diâmetro de orifício em que foi possível detectar o vazamento foi o de 0,4 mm. O método acústico foi bastante eficiente em todas as faixas de diâmetro de orifícios utilizadas enquanto que os perfis de transientes de pressão nem sempre foram significativos na detecção dos vazamentos com orifícios de diâmetros de até 2,0 mm. A Figura 2.22 mostra os resultados de transiente de pressão e amplitude do ruído sonoro obtidos para o orifício de 5 mm, com alimentação contínua de ar e microfone e transdutor localizado no início da tubulação.

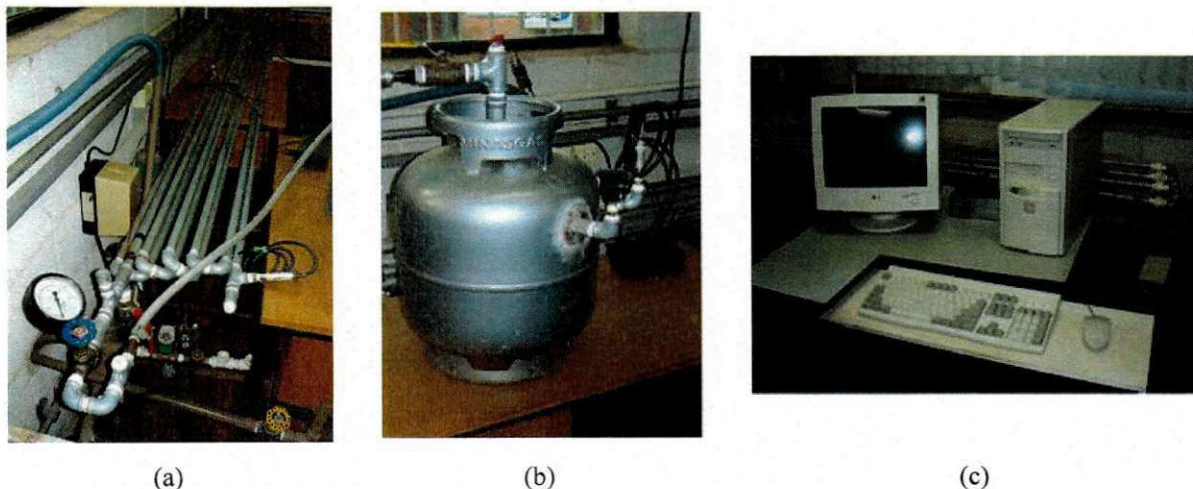


Figura 2.19: Aparato experimental: (a) tubulação de ferro galvanizado; (b) vaso de pressão; (c) computador do sistema de detecção de vazamento. Fonte: Sousa (2007).

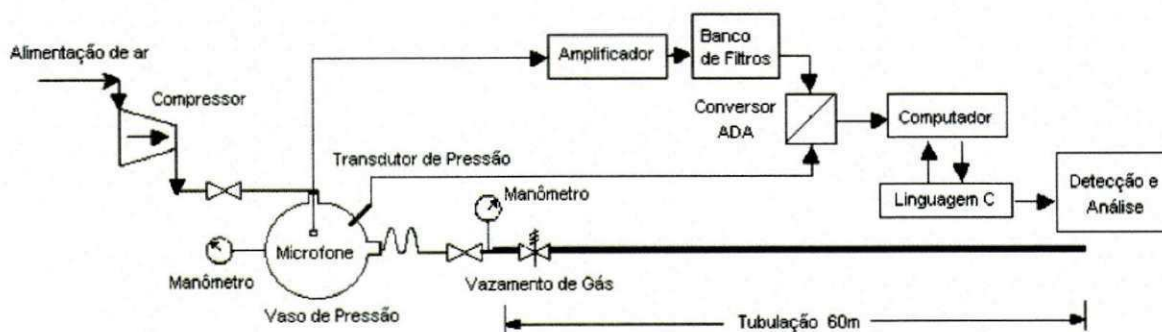


Figura 2.20: Esquema da tubulação de 60 m com transdutor e microfone localizados no vaso de pressão. Fonte: Sousa (2007).

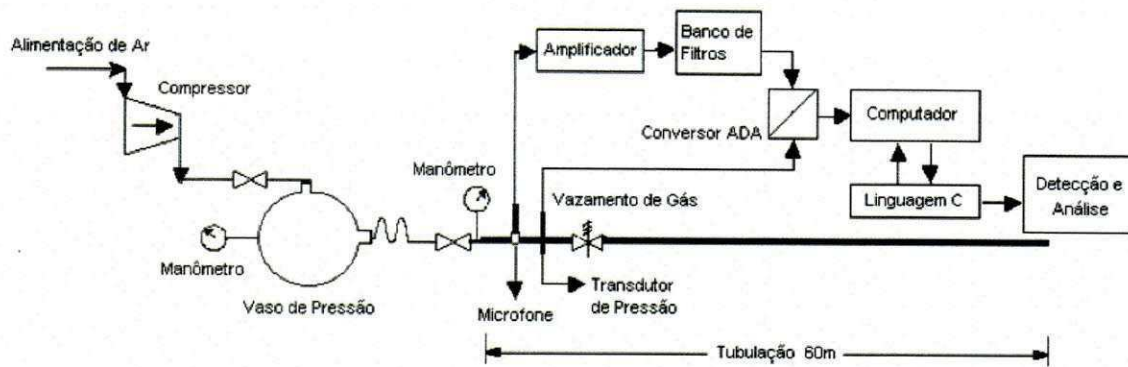


Figura 2.21: Esquema da tubulação de 60 m com transdutor e microfone localizados no início da tubulação.

Fonte: Sousa (2007).

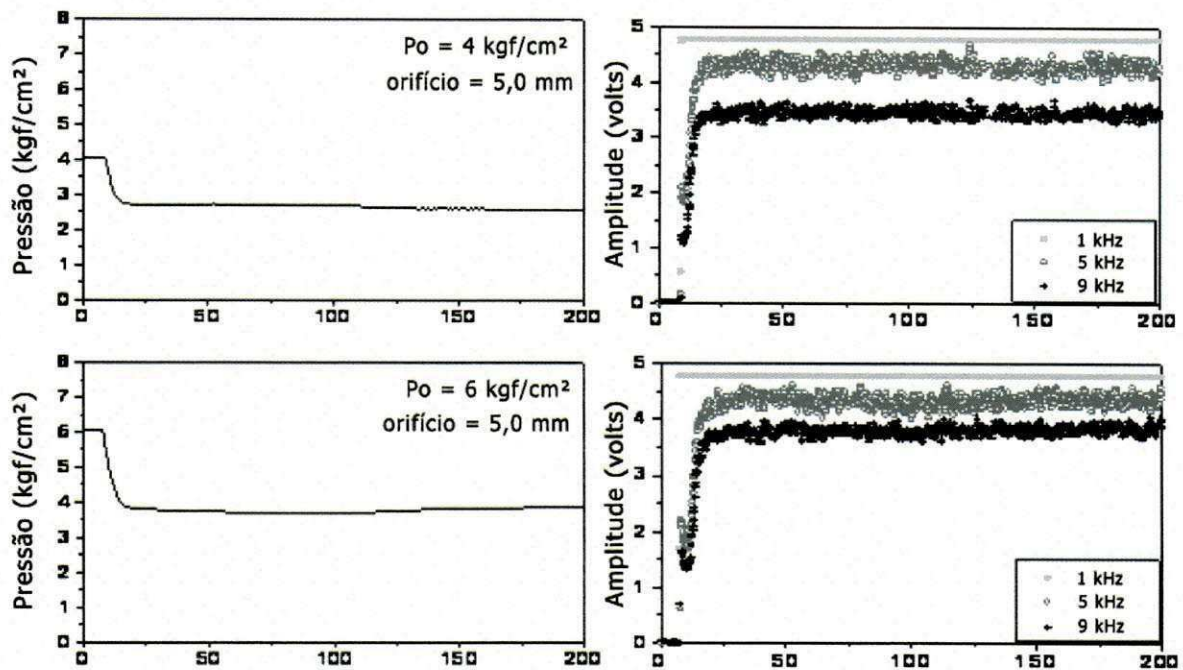


Figura 2.22: Transientes de pressão e amplitude do ruído sonoro para orifício de 5,0 mm, alimentação contínua de ar e microfone e transdutor localizados no início da tubulação. Fonte: Sousa (2007).

De acordo com Bezerra (2008), durante um vazamento, dados de pressão, vazão ou emissões acústicas são enviados por sensores e com a técnica a ser utilizada, o vazamento é determinado. Dentre as técnicas citadas pelo autor estão: a inspeção, a determinação direta de vazamento (utilizando dados fornecidos pelos sensores) e a determinação indireta do vazamento (utilizando processamento de dados através de algoritmos, reconhecimento de padrões e modelos de fluidodinâmica). Bezerra (2008) estudou a técnica de detecção de vazamentos em uma tubulação de gás através de transitório de pressão. Para isto, foi construído um protótipo de tubulação em PVC de dimensões de 1 polegada de diâmetro por

5,56 metros de comprimento para o escoamento de gás (ar comprimido) no qual foi instalado dois transdutores de pressão nas extremidades desta tubulação. Os transdutores são responsáveis por enviar os sinais para um Controlador Lógico Programável (CLP) que, segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), é um equipamento eletrônico digital com *hardware* e *software* compatíveis com aplicações industriais. Os orifícios de vazamento foram localizados em conexões do tipo “T” na tubulação. O aparato experimental é composto também por um compressor com capacidade de armazenar 60 litros de ar comprimido, um CLP e fonte de tensão e um computador industrial (Figura 2.23). O CLP detecta o vazamento quando a pressão medida nos transdutores cai para um certo valor e a localização é calculada através das diferenças de tempo de início dos transitórios em cada transdutor.

A Figura 2.24 mostra o resultado do primeiro experimento realizado para a aquisição dos sinais de pressão em cada uma das conexões tipo “T” da tubulação onde se mostra o comportamento da pressão durante vinte minutos após o acionamento do compressor. Nota-se, neste caso, que a pressão leva cerca de dez minutos para estabilizar. Para se obter o transitório de pressão, foram feitas medidas em cada “T” da tubulação provocando o vazamento com furos de diâmetros de 1 mm, 3 mm e 5 mm. Foi determinada a pressão absoluta de 2,75 Bar como referência para ativar o programa de aquisição de dados. Na Figura 2.25, tem-se a medição dos transitórios de pressão no “T” que dista 144 cm à jusante do compressor. Percebe-se que um aumento do tamanho do furo diminui o transitório e a pressão final de estabilização é menor, o que ocorre devido à maior vazão de ar que escapa da tubulação através do furo com o tempo. Observa-se, através da Figura 2.25, que após o término do transitório, a pressão se estabiliza em um valor mais baixo do que a pressão inicial e não ocorre uma recuperação parcial da pressão, o que se explica pela característica presente em escoamentos compressíveis onde a ocorrência de vazamento provoca uma queda contínua no valor da pressão. Este comportamento é diferente do escoamento incompressível, no qual o vazamento gera um pulso de pressão que provoca uma queda seguida de uma recuperação parcial da pressão. Os resultados experimentais mostraram que a detecção do vazamento é possível porém a localização não foi obtida devido à pequena diferença de tempo entre os transitórios medidos neste caso e também devido ao comprimento da tubulação utilizado no ensaio, que não foi suficiente.

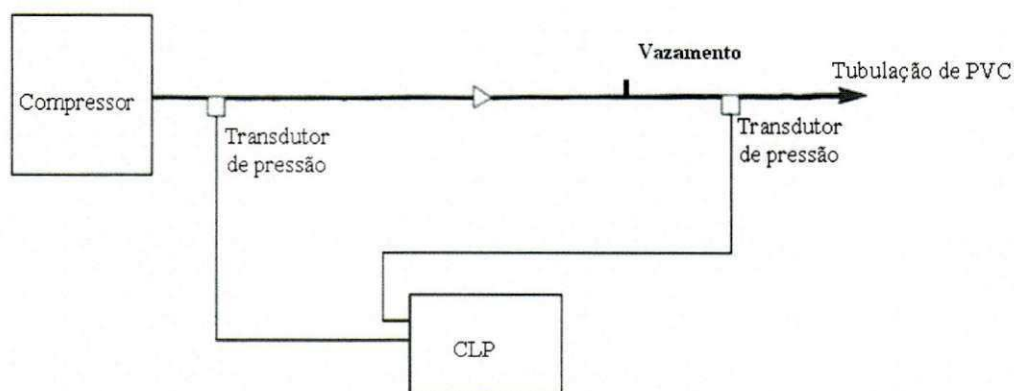


Figura 2.23: Diagrama de blocos do ensaio de detecção de vazamentos. Fonte: Bezerra (2009).

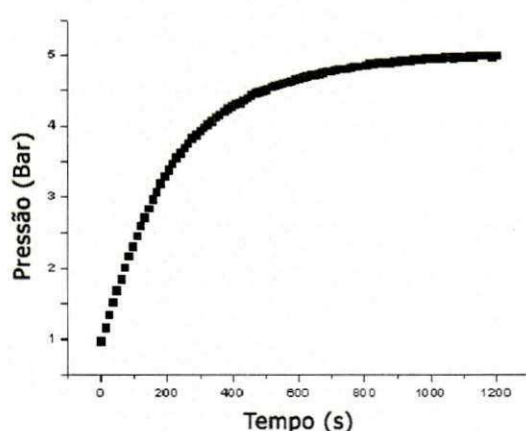


Figura 2.24: Gráfico da pressão versus tempo sem presença de vazamento. Fonte: Bezerra (2008).

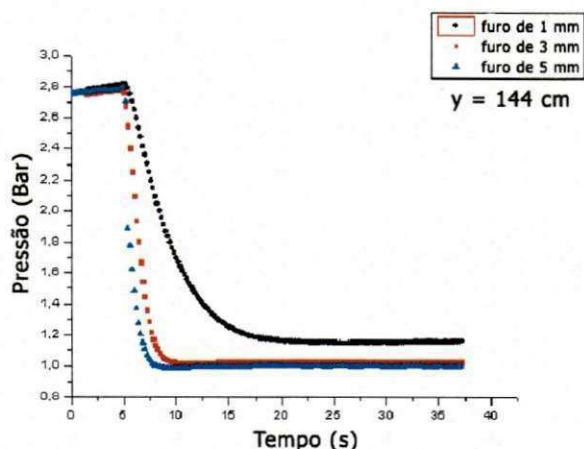


Figura 2.25: Gráfico da pressão versus tempo mostrando o transitório de pressão para furos de diâmetros diferentes distantes 144 cm a jusante do compressor. Fonte: Bezerra (2008).

Baghdadi e Mansy (1988, *apud* Buiatti, 1995) desenvolveram um modelo matemático para prever a posição de vazamentos em tubulações que transportam fluidos incompressíveis em regime laminar ou turbulento. A solução do sistema de equações do modelo proposto indica a localização do vazamento. A análise experimental foi realizada em uma tubulação de PVC de 12 metros de comprimento e as variáveis medidas foram a pressão e a vazão nas extremidades da tubulação. Os resultados mostraram que para vazamentos na faixa de 20 a 50% da vazão de escoamento, o método de localização do vazamento mostrou-se bastante preciso. Para tubulações transportando gases, o método estudado não é aplicável.

Naves (1991) propôs um método de detecção de vazamentos baseado no comportamento da variação da perda de pressão com o tempo (transiente hidráulico) em um

escoamento de água. O autor desenvolveu um modelo matemático, a partir de equações do transiente hidráulico aplicadas a um vazamento ocorrido em uma tubulação, bem como um sistema de aquisição de dados em tempo real por microcomputador, interfaceado a um sensor de medição de diferença de pressão nos pontos extremos da tubulação. Uma tubulação de PVC de aproximadamente 20 metros de comprimento (8 tubos de PVC de 2,5 m de comprimento interligados através de joelhos padrão de 90°), ¾ polegadas de diâmetro nominal e 0,25 cm de espessura foi construída na qual foram acoplados dois transdutores-transmissores de pressão interfaceados a um microcomputador, sendo um na entrada e outro na saída da tubulação. Para os vazamentos foram montadas saídas laterais a 5, 10 e 15 m da entrada da tubulação, conectadas a uma válvula solenóide nas diferentes posições onde se controla sua abertura ou fechamento através do interfaceamento com um microcomputador. Variou-se o número de Reynolds em 6000, 9000, 10000 e 12000, e a vazão de vazamento em 10, 20, 30, 40 e 50% da vazão nominal do fluxo (sendo a razão de vazamento a razão entre a vazão de vazamento e a vazão nominal de fluido). A influência da vazão de escoamento e da posição do vazamento ( $x/L$ , adimensional, onde  $x$  representa a distância da posição do ponto de vazamento em relação à entrada da tubulação e  $L$  representa o comprimento da tubulação) sobre o perfil de pressão foram estudados. Além disso, uma simulação foi realizada a partir das equações da continuidade e de momento linear e do método das características, a fim de se obter o perfil do transiente hidráulico gerado em uma situação de vazamento e compará-lo com o perfil experimental obtido. Os resultados do método proposto se apresentaram bons para a detecção de vazamentos além de apresentarem diversas vantagens como a facilidade de instalação, de medição, aplicabilidade e variedade de condições operacionais. As análises experimentais mostraram que foi possível obter detecção de vazamentos mínimos de 0,5% com precisão satisfatória. A Figura 2.26 mostra as curvas de transiente hidráulico obtidas por cálculos de simulação para diferentes razões de vazamento onde se verifica que a carga maior de fluido escoando através do furo produz uma maior variação na velocidade nominal de fluido na tubulação e, conseqüentemente, a variação da pressão entre os dois pontos nas extremidades da tubulação durante o regime transiente é maior. De um modo geral, em todos os resultados, as curvas de transiente hidráulico mostraram que o comportamento da pressão é inicialmente constante e, após um determinado instante (instante de vazamento), ocorre uma súbita queda; a pressão novamente aumenta instantaneamente, num valor inferior ao do início do fenômeno, tornando-se relativamente constante até o final. A queda de pressão se justificou pela redução da velocidade provocada pelo vazamento. Para os resultados de



simulação, o autor também verificou que o aumento no valor do número de Reynolds levou a um aumento na perda de carga, justificado pelo aumento da velocidade de escoamento, e quanto mais próximo a posição do vazamento em relação à entrada da tubulação, mais rápido a onda de pressão alcança esta extremidade. A Figura 2.27(a) e 2.27(b) mostram os resultados experimentais do transiente hidráulico onde se observa que a pressão leva um tempo finito para alcançar um valor estável o que difere dos resultados de simulação que apresentam uma forma idealizada, tendo uma queda e subida instantânea o que se justifica, neste último caso, pela presença de condições de contorno adequadas à resolução do problema. Comparando-se os valores das abscissas (tempo) nos gráficos das Figuras 2.26 e 2.27(a) e (b), observa-se que a ordem de grandeza do tempo para o caso experimental é bem superior em comparação com o teórico, o que pode ser interpretado como um tempo de atraso na resposta do sistema de aquisição de dados.

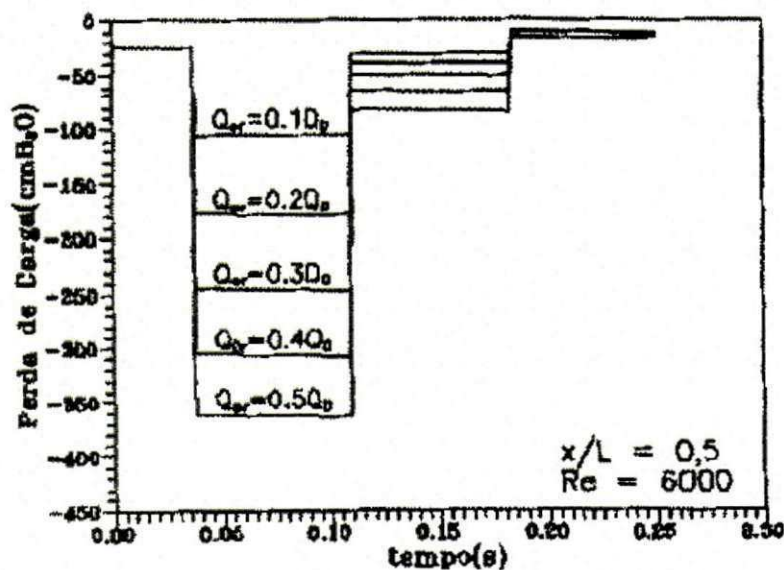


Figura 2.26: Gráfico da perda de carga versus tempo para os resultados do cálculo de simulação para diversas razões de vazamento, número de Reynolds 6000 e posição do vazamento  $x/L = 0,5$ . Fonte: Naves (1991).

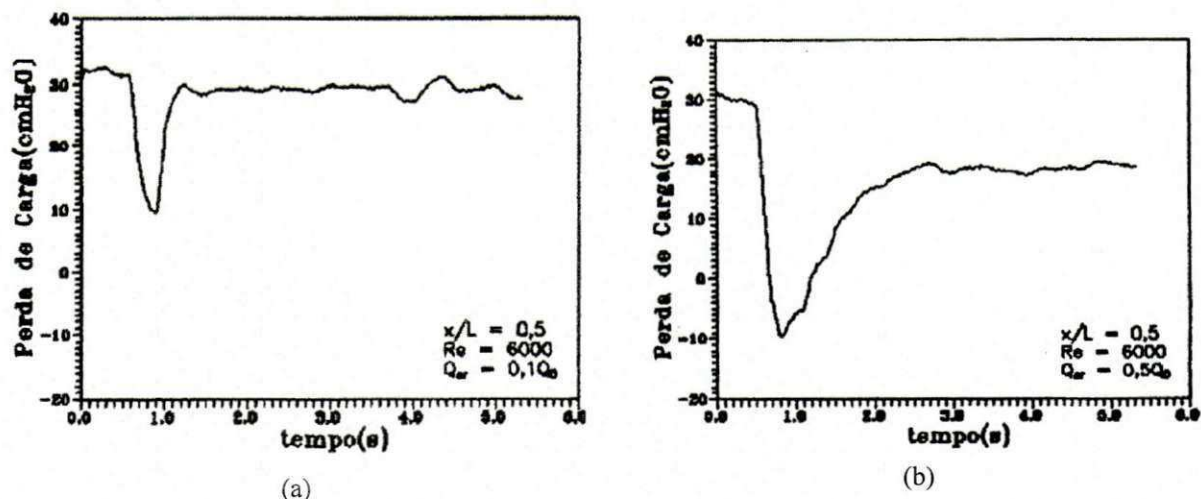


Figura 2.27: Gráfico da perda de carga versus tempo para os resultados experimentais obtidos por aquisição de dados para (a) razão de vazamento igual a 0,1 e (b) razão de vazamento igual a 0,5 e mantendo-se fixo o número de Reynolds e a posição do vazamento  $x/L = 0,5$ . Fonte: Naves (1991).

Braga (2001) realizou um estudo em tubulação de 1248 metros de comprimento (construída a partir de tubos de PVC de 19 mm de diâmetro e 18 m de comprimento, conectados por cotovelos de  $90^\circ$ ) transportando ar-água utilizando método de detecção de vazamento por transitórios de pressão, onde medidas de pressão e simulação experimental foram feitas através de microcomputador contendo placa conversora ADA. Diferentes condições de operação foram testadas como, por exemplo, número de Reynolds do líquido variando de 4000 e 10000 (baseado na vazão de líquido), posição de vazamento a 250 m e a 750 m da entrada da tubulação, magnitude de vazamento variando de 10% a 50% da vazão nominal do líquido, vazão de ar variando de 2,5 litros/min a 61,4 litros/min. O autor obteve perfis de transitório de pressão para misturas gás-líquido e para líquido somente, sendo a quantidade de gás o principal parâmetro para identificação dos transientes e detecção de vazamentos. De um modo geral, os perfis de pressão obtidos para análise da detecção de vazamento na tubulação com injeção de bolha de ar (*slug*) mostraram uma queda na pressão seguida de uma recuperação parcial em relação ao seu valor original. Para número de Reynolds e vazão de ar constante, o aumento da magnitude do vazamento aumentou o valor da queda de pressão, bem como diminuiu a recuperação da pressão na tubulação. Dependendo da quantidade de ar na tubulação, este pode agir como um amortecedor da onda de choque, o que reduz o impacto produzido pelo vazamento e assim, diminuindo na sensibilidade do sistema. Para o escoamento contínuo, a queda de pressão devido ao vazamento foi menor em comparação aos perfis para escoamento com uma única bolha, o que ocorre devido ao forte amortecimento da onda de choque pela presença de ar. A detecção do vazamento só foi

possível, neste caso, para  $Re > 6000$  e porcentagem de vazamento maior que 30% da vazão nominal de líquido para o vazamento posicionado a 750 m da entrada da tubulação.

Cariati (1999, *apud* Braga, 2001) testou a técnica de detecção de vazamentos em uma tubulação de 1248 m operando com líquido e com misturas gás-líquido. Na operação da tubulação com líquido foi possível detectar vazamentos da ordem de 10% para escoamento em regime laminar e 2% em regime turbulento. O autor determinou, além de outras situações, as características dos pulsos de pressão gerados pela ocorrência de vazamento, na presença de uma bolha de ar fluindo na tubulação e a ocorrência de vazamento durante o escoamento contínuo de uma mistura ar-água. Nestes dois casos, a velocidade de propagação da onda chegou a ser 9 vezes menor que o valor teórico, provavelmente devido a presença do ar na tubulação que absorve parte do impacto da onda de choque causada pelo vazamento.

Falk (1998, *apud* Braga, 2001) propôs um modelo computacional para prever rápidos transientes de pressão em tubulações. O modelo se baseia em métodos numéricos avançados e no conhecimento sobre propagação do pulso de pressão em escoamento gás-líquido. Foram considerados a mistura como homogênea, desprezando-se a interação entre as fases, e que o processo de propagação da onda de pressão é isotérmico, para o caso de baixas frequências de onda com pequenas amplitudes. O modelo mostrou que os pulsos de pressão para o escoamento horizontal comporta-se similarmente a um escoamento com uma única fase, isso porque a densidade, fração de vazios e velocidade de propagação são relativamente constantes ao longo da tubulação.

Oliveira *et al.* (2009) propôs uma modelagem CFD (*Computational Fluid Dynamics*) de um vazamento submarino utilizando o *software* ANSYS CFX<sup>®</sup> baseando-se em um estudo prévio realizado em laboratório que analisou experimentalmente um vazamento submarino resultando em um modelo semi-empírico para estimar a quantidade de óleo vazado. Os dados experimentais foram obtidos a partir de um aparato experimental para a observação 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 foi capaz de simular em 3D a inversão de fases água/óleo fornecendo informações do escoamento bifásico e imiscível. Nesta etapa foi utilizado o aplicativo ICFM CFD para a geração da geometria e das malhas tetra e hexaédricas (Figura 2.28) que foi construída a partir do modelo experimental para que os resultados obtidos pudessem ser comparados com os dados experimentais. O resultado da simulação (Figura 2.29) foi de boa precisão em relação à velocidade de vazamento e reproduziu de forma adequada as características geométricas (*fingers* ou dedos) observadas

durante o experimento. De maneira geral, os resultados da cinética de vazamento, campo de velocidade e forças de arraste na interface água/óleo apresentaram-se bastante realísticos, ou seja, de concordância física com a análise experimental.

Aguiar (2010) desenvolveu um sistema de identificação de vazamentos em dutos através da análise de sinais de sensores de pressão de resposta rápida que são reconhecidos através de uma rede neural artificial *feed-forward*. A implementação para a operação não foi feita em tempo real (*on-line*) mas, por ser de baixo custo operacional, pode ser facilmente realizada. O oleoduto piloto do Núcleo de Engenharia Térmica e Fluidos da USP foi utilizado para a obtenção de resultados experimentais. Neste caso, 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.

Kennedy (1993, *apud* Bezerra, 2008) relatou que o tamanho mínimo de vazamento que pode ser detectado em gasodutos depende de alguns fatores como o tipo de fluido na tubulação, precisão do sistema de detecção, tamanho e espessura da tubulação, condições de estado estacionário ou transiente da tubulação, entre outros.

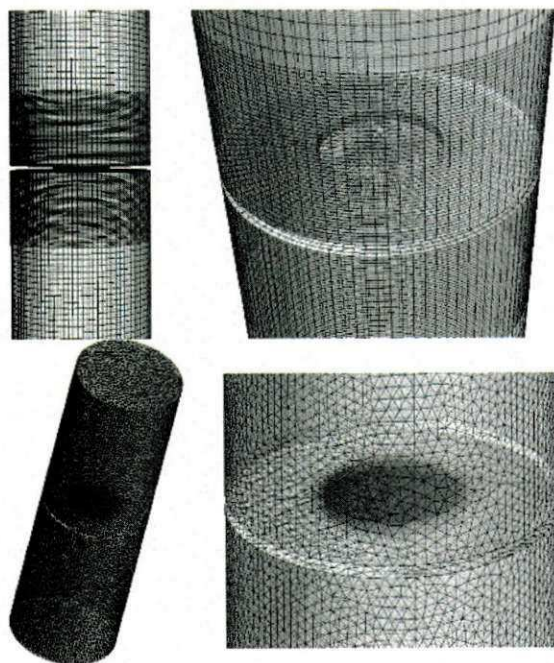


Figura 2.28: Malhas tetraédrica (de 1.553.328 elementos) e hexaédrica (de 906.670 elementos) construídas para as simulações. Fonte: Oliveira *et al.* (2009).

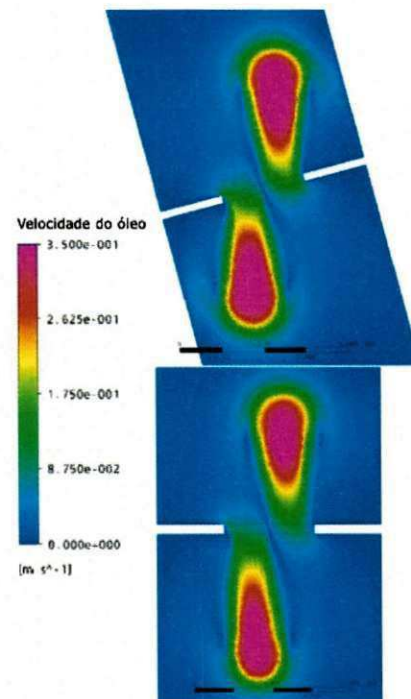


Figura 2.29: Perfil de velocidade no sistema de inversão de fases. Fonte: Oliveira *et al.* (2009).

Camerini (2004) afirmou que, no caso de oleodutos, a queda de pressão é baixa na região de um vazamento, uma vez que o volume vazado é bem menor que o volume total do duto e, por isso, sensores de pressão instalados ao longo do duto para detectar vazamentos só são eficientes para grandes vazamentos. Para pequenos vazamentos, o ideal seria diminuir o volume estanque para se obter uma boa relação com o volume vazado. O autor transcreveu uma análise de incerteza associada à localização de vazamentos (prevista por sistemas de detecção de vazamento cujo algoritmo de localização se baseia na equação da perda de carga em regime permanente) publicada por Baptista *et al.* (2001). Essa análise diz que a incerteza associada à localização do vazamento independe do regime de escoamento e das características do fluido, sendo função apenas da qualidade da instrumentação da linha, da magnitude do vazamento e de sua localização. Para medidores de pressão e vazão muito precisos, a incerteza da localização do vazamento atinge valores que variam de 36% a 4% do comprimento do tubo para magnitude de vazamento de 1% a 15%, respectivamente.

Baptista e Moura (2002, *apud* Camerini, 2004) publicaram os resultados de testes de sistemas de detecção de vazamentos por monitoração acústica no oleoduto de Urucu com extensão de 36 km e pressões de 74 kg/cm<sup>2</sup> no início e 14 kg/cm<sup>2</sup> no seu final. Foram detectados vazamentos provocados por furos de 5 mm a 12,7 mm de diâmetro, com erro de localização de +/- 200 m. No segundo teste, em um trecho de linha submarina de 15,7 km, 16 polegadas de diâmetro e pressão de 12,6 kg/cm<sup>2</sup> foram detectados furos com 8,4 mm de diâmetro a 194 m de distância do sensor acústico com erro na localização de +/- 300 m. No terceiro teste, realizado no oleoduto de 18,5 km de extensão, 6 polegadas de diâmetro e pressão de 9,7 kg/cm<sup>2</sup>, foram detectados furos com diâmetro mínimo de 12 mm com sensores a uma distância de 9,2 km e erro na localização de +/- 40 m.

Jönsson (1994) estudou o efeito de vazamentos em transientes de pressão por meio de modelagem computacional. O autor discutiu o uso de transientes de pressão devido às mudanças no fluxo normal, como parada de bombas e/ou fechamento de válvulas como meio de obtenção de informações sobre possíveis irregularidades hidráulicas, principalmente vazamentos e bolsões de gás. Verificou-se que os vazamentos (até mesmo os pequenos da ordem de 1%) interagiram significativamente com o transiente básico. Dois modelos diferentes foram utilizados: um para a investigação de vazamentos distribuídos e outro para vazamento simples. Alguns efeitos como a atenuação mais ou menos forte das oscilações de pressão e a observação de ondas de pressão podem ser usados para localizar o vazamento.

Por meio de investigações teóricas e experimentais, Jönsson (2001) estudou o transiente hidráulico em uma configuração experimental de uma tubulação de gás de 135 m. Uma análise cuidadosa do transiente usando informação temporal sobre o tempo de reflexão e velocidades das ondas de pressão tornaram possível avaliar o local do vazamento. De acordo com os experimentos, os efeitos de um vazamento com magnitude de 5% ou mais da vazão total do tubo podem ser detectados e a localização do vazamento pode ser determinada. Além disso, um teste de campo com uma tubulação subaquática de 3500 m mostrou resultados promissores para a localização de um suposto vazamento.

Sousa *et al.* (2007) apresentaram o teste e desenvolvimento de uma técnica de detecção de vazamento de gás em tubulações baseada no método acústico. Um microfone foi desenvolvido para captar o som gerado por um vazamento em uma tubulação operando com fluxo contínuo de gás (ar). O trabalho experimental foi realizado em uma tubulação com 60 m de comprimento e  $\frac{1}{2}$  polegada de diâmetro. Vários vazamentos de diferentes magnitudes foram simulados através de orifícios instalados cujos diâmetros variaram de 0,1 mm a 5,0 mm. Os resultados experimentais mostraram a possibilidade de se detectar vazamentos em dutos através de um método acústico. No caso em que o vazamento ocorreu durante o fluxo contínuo de gás, a presença do microfone foi decisiva para a detecção do vazamento, uma vez que mudanças na pressão observadas através dos transdutores de pressão podem ser insignificantes dependendo da taxa de fluxo de gás. A análise da amplitude do sinal para diferentes frequências mostram que o sinal de ruído do vazamento pode variar com a magnitude do vazamento e a pressão na tubulação. O desenvolvimento da técnica se mostrou uma ferramenta muito confiável na supervisão segura de tubulações.

Azevedo (2009) propôs um algoritmo em MATLAB<sup>®</sup> para detecção de vazamentos em dutos utilizando a análise frequencial de sinais de pressão e uma metodologia para sintonia e calibração deste algoritmo a fim de ajustá-lo para diferentes sistemas de escoamento. O algoritmo e a metodologia propostos foram avaliados com dados obtidos a partir de vazamentos reais provocados em dutos transferindo petróleo e água para uma avaliação de sua sensibilidade, confiabilidade e aplicabilidade para diferentes condições de escoamento. Este algoritmo é fundamentado nos resultados apresentados que mostram a existência de frequências típicas que só apresentam energia significativa durante a ocorrência de vazamentos em dutos. O primeiro conjunto de dados utilizados no estudo corresponde a sinais de pressão obtidos (em 2006) de um oleoduto terrestre da PETROBRAS S.A. de 12 polegadas de diâmetro e cerca de 43 km de extensão; o segundo e o terceiro conjunto de

dados corresponde a sinais de pressão obtidos (em 2007 e 2009) em um duto aéreo transferindo água, de 3 polegadas de diâmetro e 20 m de extensão, localizado no Laboratório de Automação da Medição em Petróleo (LAMP) da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN). A análise do espectro de frequência de sinais de pressão (Figura 2.30) foi obtida para diversas situações de escoamento (normal, com vazamento, partida e parada de bombas, etc.). Os resultados mostraram que é possível diferenciar o espectro frequencial dessas diferentes condições de escoamento o que permite indicar a ocorrência de vazamentos em oleodutos a partir da pressão monitorada.

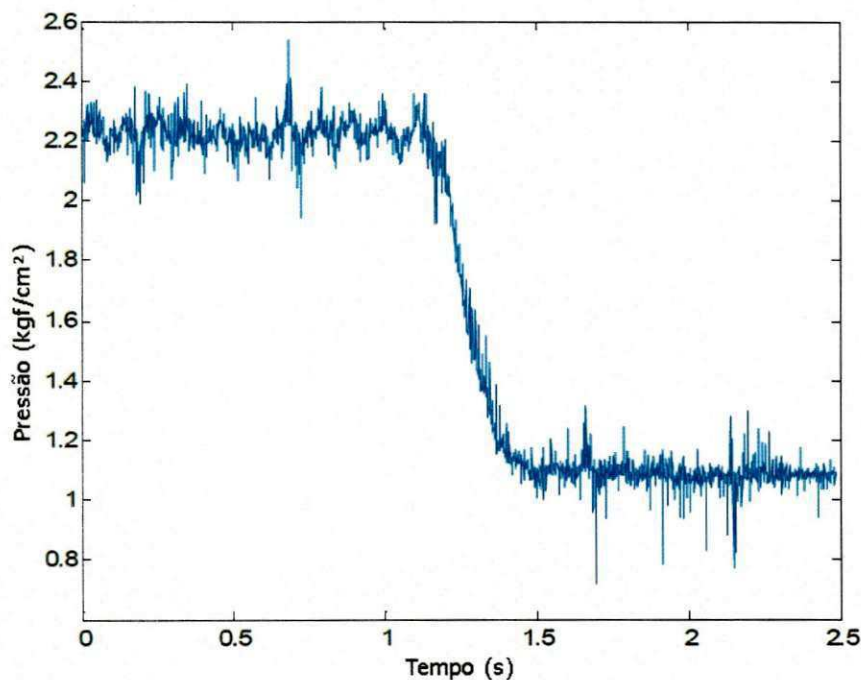


Figura 2.30: Dinâmica temporal de um sinal de vazamento amostrado a 1 kHz. Fonte: Azevedo (2009).

Macias *et al.* (2005) apresentaram experimentalmente uma técnica de detecção de vazamento baseada na análise de transientes de pressão com tubulações transportando gás, líquido e mistura gás-líquido. Foram detectados e analisados os transientes de pressão causados por vazamentos em um tubo longo de 1250 m de comprimento e ½ polegada de diâmetro transportando líquido e misturas gás-líquido (Figura 2.31), e em um tubo longo de 60 m de comprimento transportando gás (Figura 2.32).

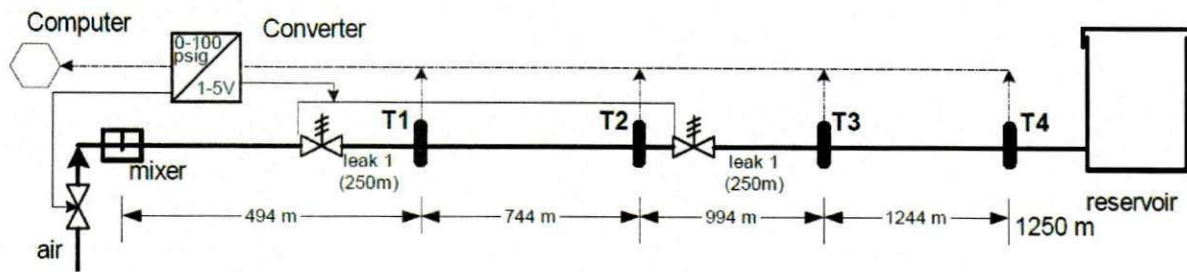


Figura 2.31: Esquema experimental da tubulação para escoamento de líquidos e misturas gás-líquido.

Fonte: Macias (2005)

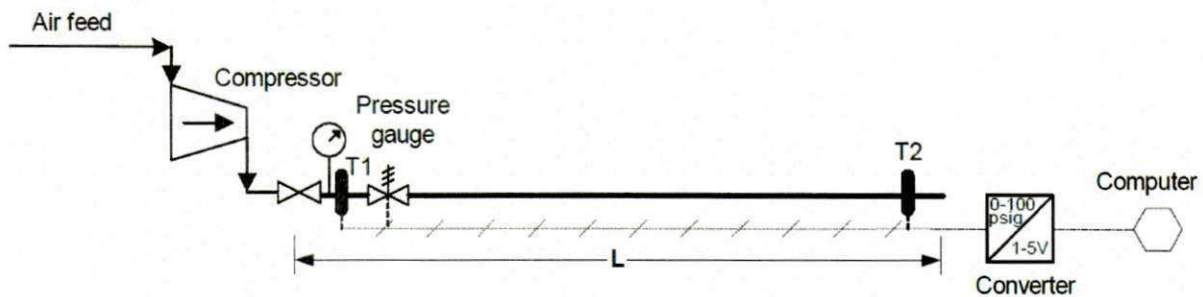


Figura 2.32: Esquema experimental da tubulação para escoamento de gás. Fonte: Macias (2005)

O sistema de detecção no tubo longo é composto de 4 transdutores, instalados ao longo do duto (a 494 m, 744 m, 994 m e 1244 m da entrada do duto) e conectados a um microcomputador com placa conversora ADA. Os vazamentos foram provocados através de válvulas solenóides a 250 m e 750 m da entrada. As condições de operação utilizadas foram: número de Reynolds do líquido variando de 4000 a 12000 e magnitude do vazamento variando de 10% a 50% do fluxo nominal. Na tubulação com gás, vazamentos foram simulados através de orifícios com tamanhos variados de 0,7 mm a 5 mm de diâmetro e a taxa de fluxo de gás correspondente a um número de Reynolds de 55000 a 175000. O sistema de detecção, neste caso, é composto de 2 transdutores de pressão localizados na entrada e saída do tubo e conectados a uma placa conversora ADA. Os resultados obtidos mostraram que vazamentos tão pequenos quanto 5% do fluxo de líquido são facilmente detectados.

As Figuras 2.33(a) a 2.33(c) mostram transientes de pressão causados por vazamento de ar a 750 m da entrada da tubulação. Em todos os casos as ondas de pressão que se propagam, provenientes do vazamento, foram facilmente detectadas pelos transdutores mais próximos ao vazamento. Os perfis de pressão mostram uma brusca redução, seguida de uma



recuperação parcial, que apresenta um comportamento variado conforme a magnitude do vazamento e a vazão de ar injetada. Os perfis de pressão obtidos através dos transdutores localizados mais próximos e a jusante do vazamento apresentaram maior grau de oscilação do pulso de pressão. Fazendo uma comparação com as Figuras 2.33(b) e 2.33(d), por exemplo, observa-se que, sob as mesmas condições operacionais, a presença de fluxo de ar (Figura 2.33(d)) causa maior reflexão nas ondas de pressão, o que se verifica nas maiores oscilações sobre o perfil de pressão. Na Figura 2.33(e) e 2.33(f) o vazamento foi claramente detectado apenas pelo transdutor mais próximo do vazamento, e com magnitude acima de 30%. No caso de misturas gás-líquido, a onda de pressão causada pelo vazamento é parcialmente absorvida pelo gás. As velocidades das ondas de pressão variaram de 43 a 76 m/s, sendo, em média, nove vezes menor que aquelas obtidas com fluxo de líquido somente. Na tubulação com gás, o vazamento não pôde ser detectado com um orifício menor que 2 mm e velocidade da onda pressão foi determinada em cerca de 375 m/s. Na Figura 2.34 é mostrado o transiente de pressão obtido na tubulação com gás para um orifício de 5 mm com a tubulação operando a 550 kPa. O vazamento é provocado e interrompido depois de poucos segundos e a pressão volta a se estabilizar para um valor um pouco abaixo do inicial. Os transientes de pressão detectados pelos transdutores  $T_1$  (localizado ao lado do vazamento) e  $T_2$  (localizado no final do duto) apresentaram as mesmas características, com a onda de pressão alcançando o transdutor  $T_2$  com um atraso de 0,16 s.

Não existe um método de detecção de vazamentos que seja universalmente aplicável; somente os requisitos operacionais podem dizer qual método é o mais eficaz. O ideal é que mais de um sistema (que não interfira nos outros) seja utilizado. Esta idealização foi feita por Stouffs e Michel (1993). No Brasil, a Petrobras monitora as operações de seus dutos através de diversos sistemas de detecção de vazamentos instalados. Diversas simulações de vazamento já foram realizadas para comprovar a eficiência destes sistemas.

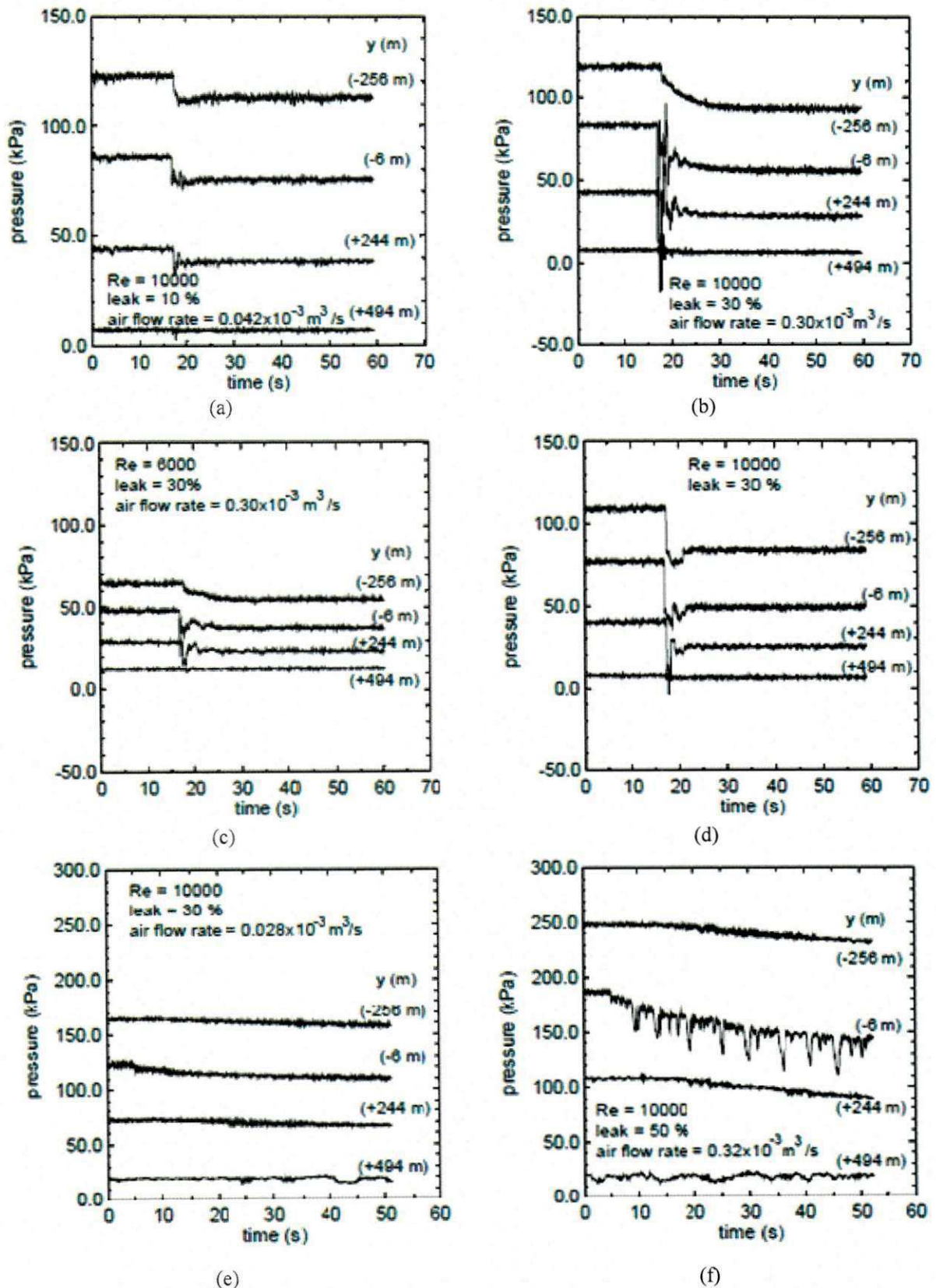


Figura 2.33: Transientes de pressão em tubulação com água e com mistura ar-água.

Fonte: Macias (2005).

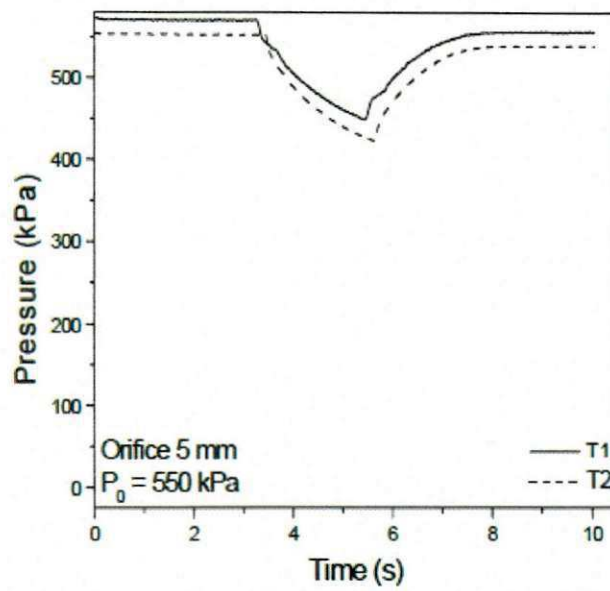


Figura 2.34: Transientes de pressão em tubulação com gás para um orifício de vazamento de 5 mm obtidos nos transdutores  $T_1$  e  $T_2$ . Fonte: Macias (2005).

### 3. METODOLOGIA

#### 3.1. Descrição da Geometria do Problema – Domínio Físico

O problema proposto consiste no estudo do vazamento em uma tubulação de 10 m de comprimento e diâmetro de 20 cm através de um orifício circular com 1,6 cm de diâmetro localizado a 5 m da seção de entrada (Figura 3.1), por onde escoam uma mistura (óleo-água ou óleo-água-gás) sempre considerando o óleo como sendo a fase contínua.

Uma vez que as tubulações utilizadas para o transporte de fluidos na indústria do petróleo têm dezenas ou centenas de quilômetros, o problema em estudo (Figura 3.1) representa apenas uma parcela da tubulação real. Além disso, as diversas técnicas de detecção de vazamento, mencionadas anteriormente no Capítulo 2, utilizam geralmente sensores que são acoplados em determinados trechos da linha de dutos com distâncias limitadas entre si que favoreçam baixos índices de erros de localização de vazamentos.

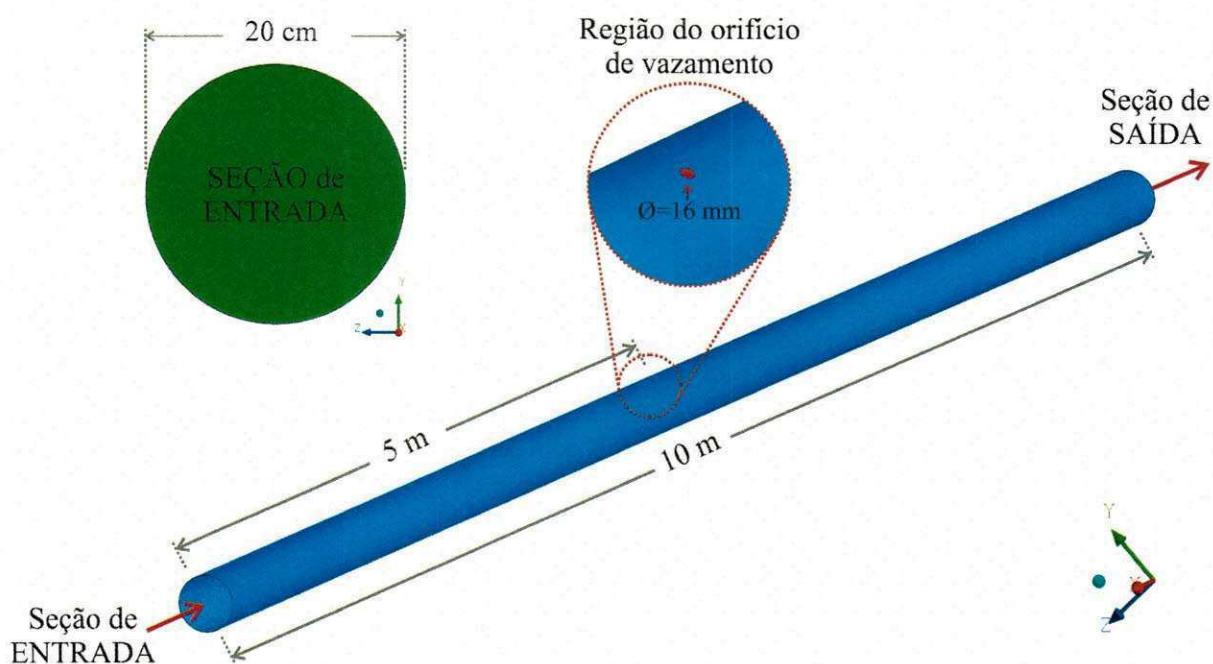


Figura 3.1: Configuração geométrica do tubo horizontal utilizada nesta pesquisa, com detalhe do corte transversal da seção de entrada e do orifício circular.

### 3.2. Domínio Computacional – A Malha Numérica

A malha numérica utilizada no presente trabalho (Figura 3.3), após diferentes refinamentos, é constituída por 305.376 elementos hexaédricos e 21.152 elementos tetraédricos e foi gerada no ICFM CFD v12.1. A construção da geometria referente a uma tubulação com ou sem vazamento (representado por um orifício de 16 mm de diâmetro) passou, desde o início desta pesquisa, por diferentes estratégias, em especial referentes à disposição dos blocos no interior do domínio de estudo (a exemplo da ilustração da Figura 3.2), a fim de se obter uma malha de boa qualidade e densidade de pontos nodais compatível com o limite computacional das máquinas (computadores) que foram utilizadas, detalhes da geração da malha encontram-se no Apêndice A. Na Figura 3.3(d) é possível observar os detalhes do refinamento da malha nas proximidades do vazamento. É importante salientar que a construção da geometria e geração da malha do tubo pode representar cerca de 80% de todo o trabalho, desde a construção até a etapa de simulação numérica. A etapa de elaboração de uma geometria e geração da malha requer um tempo consideravelmente alto e familiaridade com os comandos e as ferramentas do programa.

A geração da malha consiste em dividir o domínio de estudo em um determinado número de células computacionais, sendo estas estruturadas ou não-estruturadas. A obtenção da malha que represente adequadamente o domínio de estudo tem um impacto significativo sobre a taxa de convergência (ou a falta de convergência), a precisão da solução, tempo de simulação requerido, etc. A qualidade da malha que influencia diretamente na precisão dos resultados numéricos obtidos depende de sua densidade, da relação entre o tamanho de cada elemento em relação ao elemento de referência (razão de aspecto), quantidade de elementos tetraédricos e/ou hexaédricos, refinamento da malha, entre outros.

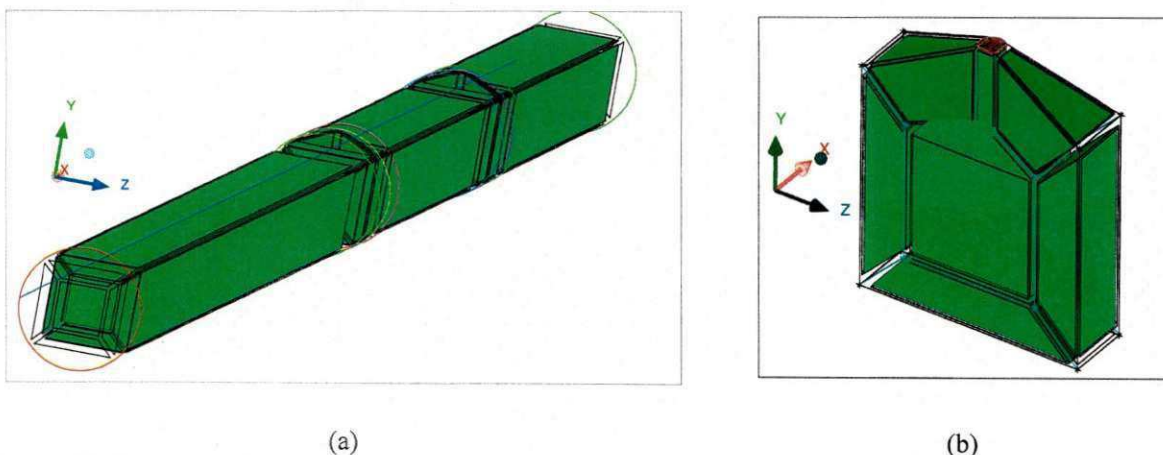


Figura 3.2: Representação da blocagem utilizada para a geração da malha numérica: (a) blocagem da malha; (b) blocagem na região de vazamento.

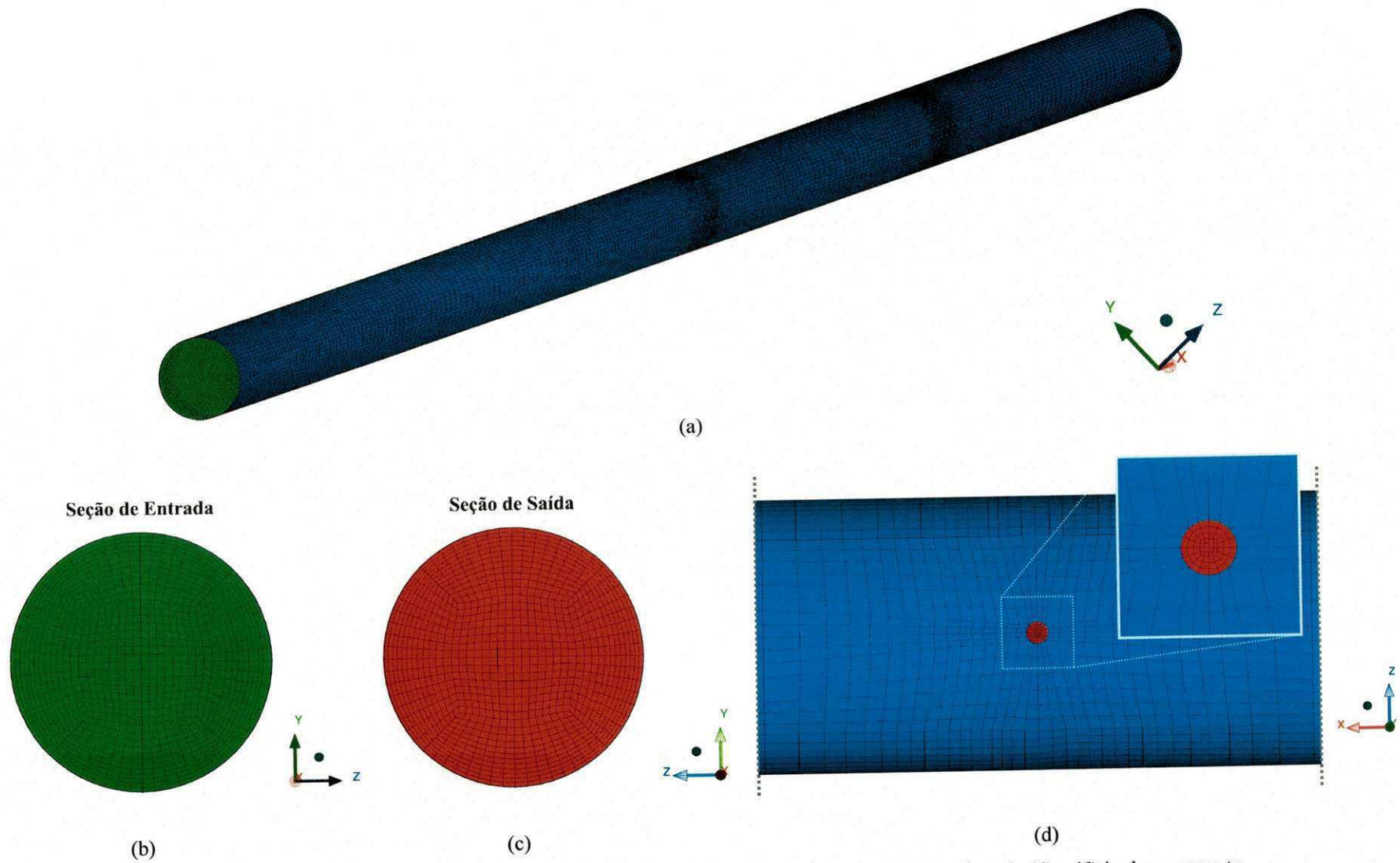


Figura 3.3: (a) Visualização da malha gerada do tubo e detalhes das seções de (b) entrada, (c) saída e do (d) orifício de vazamento.

### 3.3. Modelo Matemático

A fim de realizar as simulações tridimensionais foram feitas algumas considerações referentes ao escoamento mono ou multifásico (óleo-água e óleo-água-gás) em estado permanente ou transiente, isotérmico e não isotérmico de acordo com o caso que foi estudado, conforme descritas a seguir:

- Não há reação química nem transferência de massa entre as fases;
- Fluidos incompressíveis com propriedades físico-químicas constantes;
- O efeito da gravidade é levado em consideração;
- Foi adotada a abordagem Euleriana-Euleriana empregando o modelo de transferência interfacial de partículas. Considerando-se o óleo como a fase contínua e a água como a fase dispersa (gotícula esférica com diâmetro de 0,001 mm) para o escoamento bifásico (óleo-água). Para o escoamento trifásico, a fase contínua é o óleo e as fases dispersas são a água (gotícula esférica de diâmetro 0,001 mm) e a mistura gasosa (bolha esférica de diâmetro de 0,001 mm).
- Modelo RNG k-ε adotado como modelo de turbulência e foi considerada a turbulência gerada pela gravidade;
- Foi adotado o valor do coeficiente de arraste constante e igual a 0,44.

Com as condições de contorno adotadas, as Equações (2.14), (2.15) e (2.19) se reduzem, neste caso, respectivamente a:

- Equação de Conservação da Massa,

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_{\alpha}\rho_{\alpha}) + \nabla \cdot (f_{\alpha}\rho_{\alpha}\vec{U}_{\alpha}) = 0 \quad (3.1)$$

- Equação de Conservação do Momento Linear,

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_{\alpha}\rho_{\alpha}\vec{U}_{\alpha}) + \nabla \cdot [f_{\alpha}(\rho_{\alpha}\vec{U}_{\alpha} \otimes \vec{U}_{\alpha})] = -f_{\alpha}\nabla p_{\alpha} + \nabla \cdot \{f_{\alpha}\mu_{\alpha}[\nabla\vec{U}_{\alpha} + (\nabla\vec{U}_{\alpha})^T]\} + \vec{S}_{M\alpha} + \vec{M}_{\alpha} \quad (3.2)$$

no qual o termo de transferência interfacial foi desconsiderado uma vez que a transferência de massa interfacial na Equação (2.15) é usada para uma fase sólida dispersa representando uma

força adicional devido a colisões entre partículas. Do somatório de forças interfaciais,  $\vec{M}_\alpha$ , apenas as forças de arraste foram consideradas.

- Equação de Conservação da Energia,

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_\alpha \rho h_\alpha) + \nabla \cdot [f_\alpha (\rho_\alpha \vec{U}_\alpha h_\alpha - \lambda_\alpha \nabla T_\alpha)] = Q_\alpha \quad (3.3)$$

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

De acordo com o Manual do Ansys CFX<sup>®</sup> (2009), 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. Para a equação da transferência de quantidade de movimento, o fechamento é dado pela força de arraste entre as fases que é expresso pelo coeficiente de arraste.

Neste trabalho, os efeitos turbulentos foram calculados utilizando o modelo RNG  $k-\varepsilon$  (RNG, *Renormalization Group*), que se baseia na renormalização de análise de grupos de equações de *Navier-Stokes*. Este modelo é bastante semelhante ao modelo  $k-\varepsilon$ , a diferença é que no modelo RNG  $k-\varepsilon$ , a constante é substituída por uma função específica, ou seja, a constante  $C_1$  na Equação (39) é substituída por  $C_{1RNG}$ :

$$C_{1RNG} = 1,42 - f_\eta \quad (3.4)$$

onde  $f_\eta$  é uma função normalizadora.

As condições iniciais e de contorno aplicadas sobre as fronteiras do problema para resolver as equações de conservação de massa e momento linear são dadas a seguir:

- Considerou-se duas condições de contorno prescritas na região de vazamento: na condição de velocidade prescrita, tem-se, para  $t = 0$  s, o tubo sem a presença de vazamento e, para  $t$  maior ou igual a 0,021 s, tem-se a presença de vazamento, que surge de forma instantânea; na condição de pressão prescrita (1 atm), tem-se, para  $t = 0$  s, o tubo sem a presença de vazamento e, para  $t$  maior que 0 s, tem-se a presença de vazamento, que surge de forma instantânea.
- A mistura tem velocidade de entrada igual a 1,8 m/s (condição de contorno na entrada) e normal à seção transversal do tubo;



- A parede do tubo foi considerada rugosa e com a hipótese de não-deslizamento;
- Na seção de saída do tubo, considerou-se uma pressão prescrita de 1 atm (pressão atmosférica).

Considerou-se um tubo de 10 m de comprimento inicialmente cheio de fluido (água-óleo) e com o perfil de velocidade turbulento que se desenvolve ao longo do escoamento.

TABELA 3.1 Resumo das condições de contorno adotadas para o problema (simulação).

Seção de entrada do tubo	Valor prescrito e não nulo para a componente de velocidade axial: $U_o = U_a = U_g = 1,8 \text{ m/s}^{(1)}$
Seção de saída do tubo	Valor prescrito para a pressão estática: $P = 1 \text{ atm} = 101,325 \text{ kPa}$
Seção do orifício de vazamento	Condição prescrita de velocidade: $0,06 \text{ m/s}^{(1)}$ Condição prescrita de pressão: $P = 1 \text{ atm} = 101,325 \text{ kPa}$
Temperatura dos fluidos	$353 \text{ K} = 80 \text{ °C}$
Rugosidade na parede do tubo	$0,045 \text{ mm}$ ( <i>rough wall</i> )
Temperatura na parede do tubo	$298 \text{ K} = 25 \text{ °C}$

Fonte: <sup>(1)</sup>Banwart *et al.* (2009), Vara (2001).

As propriedades físico-químicas dos fluidos a 293,15 K usadas nas simulações são mostradas na Tabela 3.2 a seguir.

TABELA 3.2 Propriedades termofísicas dos fluidos utilizadas neste trabalho.

Propriedades	Óleo (fase contínua)	Água (fase dispersa)	Mistura de gases (fase dispersa)
Massa específica ( $\text{kg/m}^3$ )	$925,5^{(1)}$	$997^{(3)}$	$0,77895^{(4)}$
Viscosidade dinâmica (Pa.s)	$0,1^{(2)}$	$0,000889^{(3)}$	$0,0000178^{(4)}$
	-	<b>Óleo/Água</b>	<b>Óleo/Gás</b>
Tensão superficial (N/m)		$0,067^{(5)}$	$0,026^{(5)}$

Fonte: <sup>(1)</sup>Rodríguez (2002), <sup>(2)</sup>Açikgöz *et al.* (1992) *apud* Paladino (2005), <sup>(3)</sup>Banco de dados do Ansys CFX®, <sup>(4)</sup>Perry (1999), <sup>(5)</sup>Gadelha (2011).

A Tabela 3.3 resume as características do modelo matemático e tratamento numérico adotado neste trabalho.

TABELA 3.3 Considerações gerais do problema e da solução numérica.

<b>Tipo de escoamento</b>	Trifásico (óleo-água-gás), tridimensional, incompressível e não-isotérmico
<b>Regime de fluxo</b>	Transiente e turbulento
<b>Modelo de Turbulência</b>	RNG <i>k-epsilon</i>
<b>Modelo multifásico</b>	Não-homogêneo
<b>Modelo de Transferência Interfacial</b>	Modelo de mistura (óleo-água) Modelo de Partícula (água-gás) e (óleo-gás)
<b>Força interfacial</b>	Arraste (coeficiente de arraste = 0,44 - válido para o regime turbulento)
<b>Força gravitacional</b>	Considerada
<b>Esquema de interpolação para a pressão</b>	Trilinear
<b>Esquema de interpolação para a velocidade</b>	Trilinear
<b>Influência da parede para os fluidos</b>	Sem deslizamento ( <i>no slip</i> )
<b>Influência na interface dos fluidos</b>	Deslizamento livre ( <i>free slip</i> )
<b>Esquema de advecção</b>	Alta resolução ( <i>High Resolution</i> )
<b>Critério de convergência para a massa</b>	Resíduo médio quadrático (RMS) $10^{-8}$ kg/s

### 3.4. Casos Estudados

A Tabela 3.4 apresenta os diferentes casos simulados, onde estão apresentados o tipo de escoamento multifásico, as frações volumétricas das fases envolvidas (óleo, água e/ou gás), a condição de contorno adotada na saída de vazamento e em que posição radial se encontra o orifício de vazamento em relação ao tubo - na parte superior, lateral ou inferior (Figura 3.4).

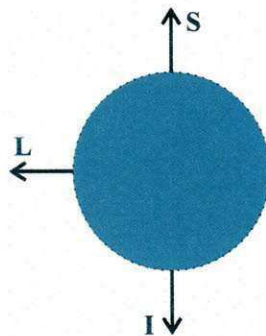


Figura 3.4: Posições de referência do orifício de vazamento no tubo: vista em corte longitudinal.

TABELA 3.4 Estudo de casos

<b>Caso</b>	<b>Tipo de escoamento</b>	<b>Fração volumétrica das fases**</b>	<b>Condição de contorno no vazamento</b>	<b>Posição do orifício de vazamento no tubo*</b>
1	Bifásico	$f_o = 90\%; f_a = 10\%$	0,06 m/s	S
2	Bifásico	$f_o = 90\%; f_a = 10\%$	0,06 m/s	L
3	Bifásico	$f_o = 90\%; f_a = 10\%$	0,06 m/s	I
4	Trifásico	$f_o = 90\%; f_a = 5\%; f_g = 5\%$	0,06 m/s	S
5	Trifásico	$f_o = 90\%; f_a = 5\%; f_g = 5\%$	0,06 m/s	L
6	Trifásico	$f_o = 90\%; f_a = 5\%; f_g = 5\%$	0,06 m/s	I
7	Trifásico	$f_o = 80\%; f_a = 10\%; f_g = 10\%$	0,06 m/s	S
8	Trifásico	$f_o = 80\%; f_a = 10\%; f_g = 10\%$	0,06 m/s	L
9	Trifásico	$f_o = 80\%; f_a = 10\%; f_g = 10\%$	0,06 m/s	I
10	Trifásico	$f_o = 90\%; f_a = 5\%; f_g = 5\%$	101,325 kPa	S
11	Trifásico	$f_o = 90\%; f_a = 5\%; f_g = 5\%$	101,325 kPa	L
12	Trifásico	$f_o = 90\%; f_a = 5\%; f_g = 5\%$	101,325 kPa	I

\*S = superior; L = lateral, I = inferior

\*\*Os sub-índices 'o', 'a' e 'g' representam, respectivamente, o óleo, a água e o gás.

## **4. RESULTADOS E DISCUSSÃO**

---

Este trabalho foi desenvolvido no Laboratório de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem (LPFI) e no 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. 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*.

As simulações realizadas neste trabalho foram feitas em duas etapas. Na primeira etapa simulou-se o escoamento em regime permanente em um tubo sem orifício de vazamento, ou seja, com a condição de contorno de parede impermeável nessa região e, desta forma, considerando o vazamento desativado. Na segunda etapa, simulou-se o escoamento sob regime transiente com a condição de abertura na região do orifício de vazamento e, desta forma, considerando o vazamento ativado. Nesta segunda etapa, utilizaram-se os resultados numéricos da primeira etapa (caso permanente) como condição inicial de simulação do caso transiente. Duas condições de contorno para a superfície de vazamento foram consideradas, uma condição prescrita de velocidade (com tempo máximo de simulação de 1,00 s) e outra condição de pressão (com tempo máximo de simulação de 0,12 s).

### **4.1. Validação da Solução Numérica com a Solução Analítica**

Foram realizadas simulações para um escoamento monofásico de óleo nos regime laminar e turbulento, em regime permanente e isotérmico. A partir dos perfis de velocidade obtidos numericamente, avaliou-se a validade do modelo matemático proposto ao se comparar estes resultados com os obtidos pela solução analítica disponibilizada na literatura, por exemplo, Fox *et al.* (2004).

As soluções analíticas para os perfis de velocidade laminar e turbulento estão representadas pelas seguintes equações:

- Perfil de velocidades considerando o escoamento laminar:

$$u = u_{m\acute{a}x} \left[ 1 - \left( \frac{r}{R} \right)^2 \right]; \quad u_{m\acute{a}x} = 2 \cdot \bar{u} \quad (4.1)$$

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

- Perfil de velocidades considerando o escoamento turbulento:

$$u = u_{m\acute{a}x} \left[ 1 - \left| \frac{r}{R} \right| \right]^{\frac{1}{n}}; \quad u_{m\acute{a}x} = \bar{u} \cdot \frac{2n^2}{(n+1)(2n+1)} \quad \rightarrow \text{n\~{a}o se mate!} \quad (4.2)$$

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

↓  
A equação certa  $\Rightarrow u_{m\acute{a}x} = \bar{u} \cdot \frac{(n+1)(2n+1)}{2n^2}$

onde  $u_{m\acute{a}x}$  é a velocidade máxima no centro do tubo,  $\bar{u}$  é a velocidade média em função número de Reynolds,  $r$  é a posição radial,  $R$  é o raio do tubo,  $n$  é uma expressão em função do número de Reynolds, cujos valores podem ser obtidos por intermédio da Equação (4.3) ou com auxílio da Tabela 4.1.

$$n = -1,7 + 1,8 \log Re \quad (4.3)$$

Tabela 4.1: Relação entre o número de Reynolds e o fator “n” para o escoamento turbulento

Re	$4 \times 10^3$	$10^5$	$10^6$	$> 4 \times 10^6$
n	6	7	9	10

Fonte: adaptado de Fox *et al.* (2004)

No presente 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  $\bar{u} / u_{m\acute{a}x}$  é dada por 0,79.

Na Figura 4.1 está representada a distribuição radial das componentes de velocidade para um escoamento de óleo em regime laminar, correspondente à posição axial  $x$  igual a 2 m da entrada do tubo. Para assegurar que o escoamento seja laminar, foi estabelecido que o comprimento de entrada mínimo é dado pela relação  $L = 0,06 Re D$  (Fox *et al.*, 2004). O valor obtido foi igual a 1,106 m, indicando que a posição em  $x$  igual a 2 m se encontra no regime de escoamento laminar estabelecido. Observa-se, portanto, uma ótima 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.

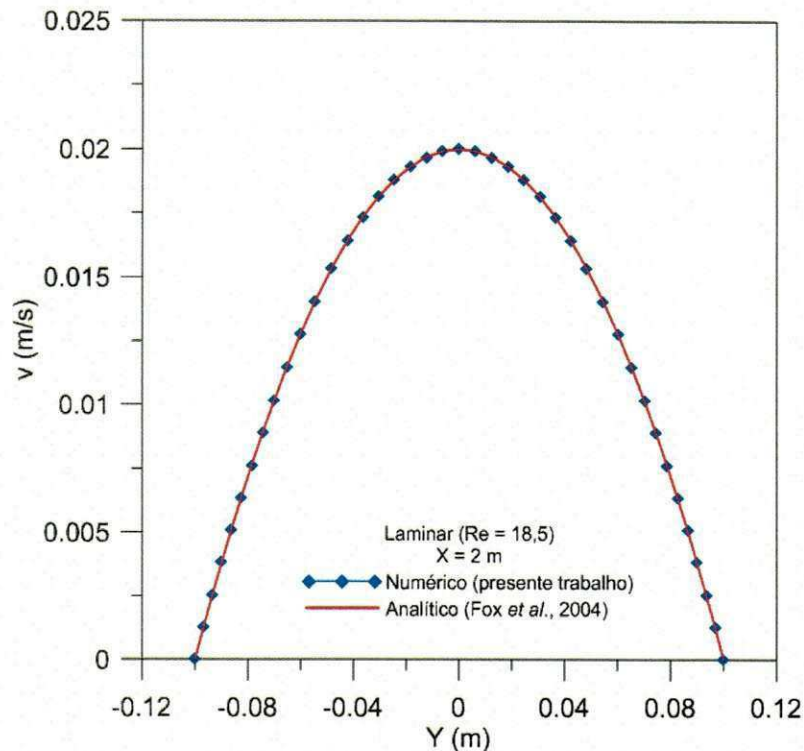


Figura 4.1: Comparação entre os perfis de velocidade referente ao escoamento laminar de óleo, obtidos numérica e analiticamente a 2 m da entrada do tubo.

A Figura 4.2 apresenta a distribuição radial das componentes de velocidade para um escoamento de óleo em regime turbulento, correspondente à posição axial  $x$  igual a 4 m da entrada do tubo. Determinou-se igualmente o comprimento de entrada, com auxílio da correlação  $L = 4,4D(Re)^{1/6}$  apresentada em (Fox *et al.*, 2004), visando assegurar o regime turbulento estabelecido. Observa-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. A pequena discrepância pode estar relacionada com as considerações adotadas para obtenção da solução analítica, visto que a solução numérica não adota nenhuma consideração. Vale salientar que ambas as soluções numéricas e analíticas foram obtidas nas mesmas condições operacionais.

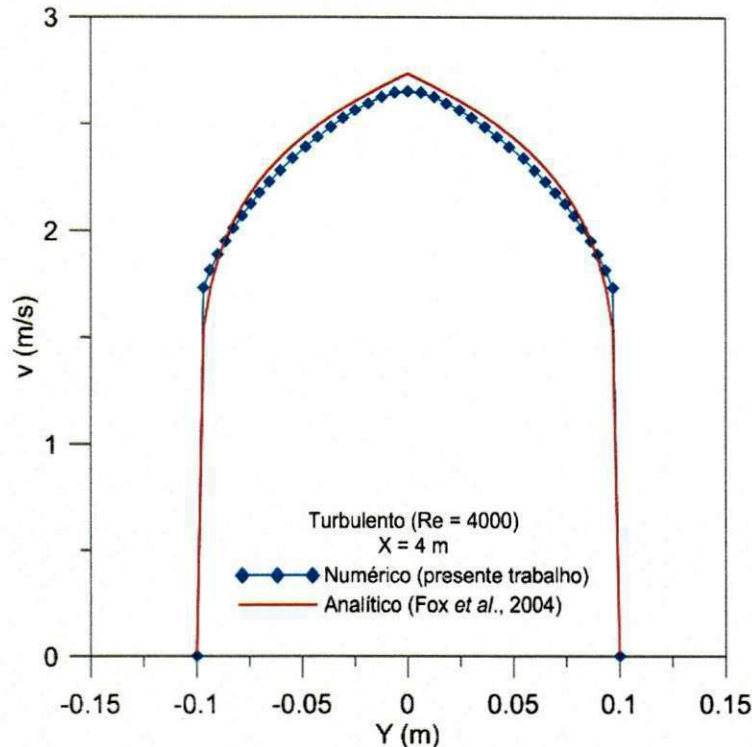


Figura 4.2: Comparação entre os perfis de velocidade referente ao escoamento turbulento de óleo, obtidos numérica e analiticamente a 4 m da entrada do tubo.

## 4.2. Resultados Utilizando a Condição de Contorno no Vazamento: Velocidade Prescrita

### 4.2.1. Queda de pressão no escoamento bifásico (óleo-água) em um tubo com vazamento

A avaliação da queda de pressão (considerando o sistema não-isotérmico) devido à presença de vazamento no tubo foi feita tomando-se dois planos perpendiculares ao eixo central deste (Figura 4.3), um a montante do vazamento (distante 1 m antes do orifício) e outro a jusante do vazamento (distante 1 m depois do orifício). Tomou-se a média ponderada da pressão total em cada plano, onde no Ansys CFX<sup>®</sup> este valor é calculado levando-se em consideração todos os elementos da malha, sem favorecer regiões de maior densidade de elementos ou pontos nodais da malha nesta seção. A distância entre os dois planos foi denominada de trecho.

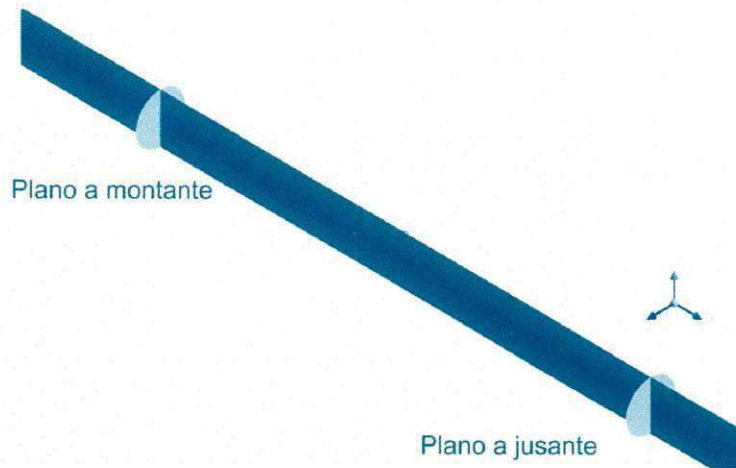


Figura 4.3: Visualização dos planos a montante e a jusante do vazamento (1 m distante) utilizados para análise da avaliação da queda de pressão na presença de vazamento nesse trecho.

Na Figura 4.4 está representada a evolução da queda de pressão com o tempo no trecho avaliado, conforme ilustrado na Figura 4.3, para as três posições do orifício de vazamento no tubo (S – superior; L – lateral; I – inferior) referentes aos casos 1, 2 e 3 (Tabela 3.4). É possível observar um aumento da queda de pressão nos primeiros 0,02 s, período em que não há vazamento. Esta pequena variação, aproximadamente 12 Pa, pode estar relacionada com a estabilização numérica das simulações, tendo em vista que se utilizou os resultados obtidos do escoamento óleo-água no interior do tubo em regime permanente como condição inicial do problema em transiente.

Para um tempo superior a 0,02 s foi definida a condição de vazamento pela substituição da condição de contorno de não-deslizamento (componentes de velocidades nulas nas três direções) na fronteira referente ao vazamento pela condição de contorno de velocidade prescrita com valor igual a 0,06 m/s. Observa-se, portanto, uma perturbação na curva (Figura 4.4(a)) no período entre 0,02 e 0,03 s e, a partir deste momento, observa-se um decréscimo na queda de pressão até atingir um valor praticamente constante indicando, assim, que o escoamento atingiu o equilíbrio com a presença do vazamento.

Na Figura 4.5 está representado o comportamento da evolução da pressão com o tempo a montante e a jusante do ponto de vazamento. Estes resultados mostram um comportamento similar, porém com diferentes grandezas como era de se esperar devido às perdas por atrito e a perda de massa pelo vazamento.



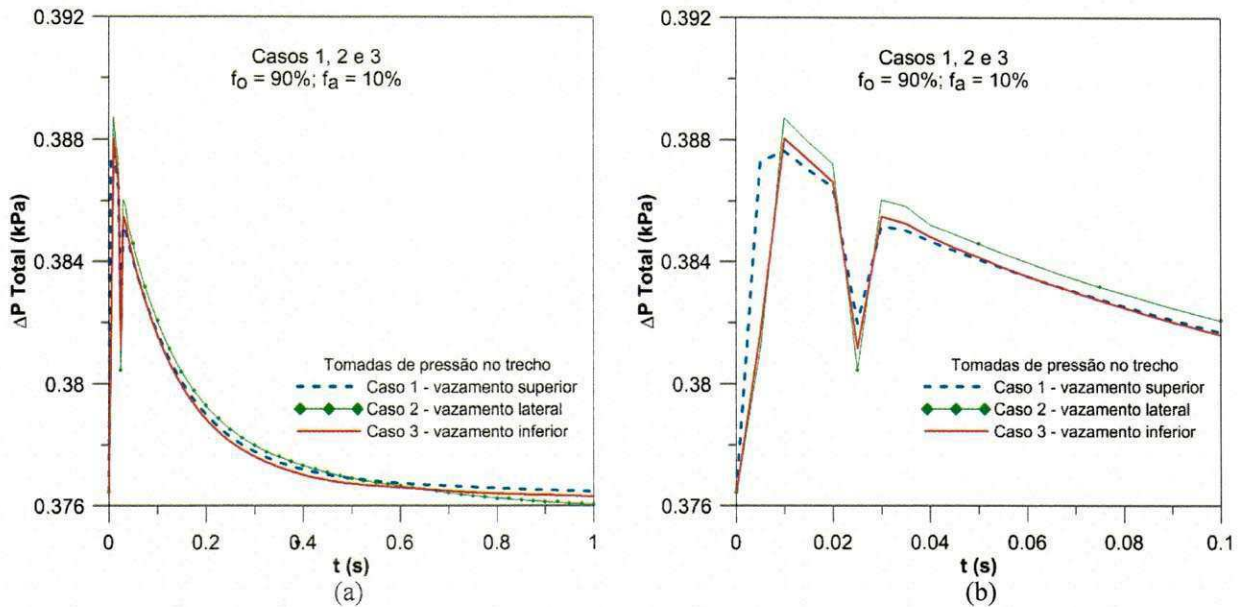


Figura 4.4: (a) Comportamento da variação de pressão total no trecho considerado em função do tempo para as diferentes posições do orifício de vazamento no tubo – Casos 1, 2 e 3; (b) Detalhe das curvas no intervalo de tempo de 0 a 0,1 s.

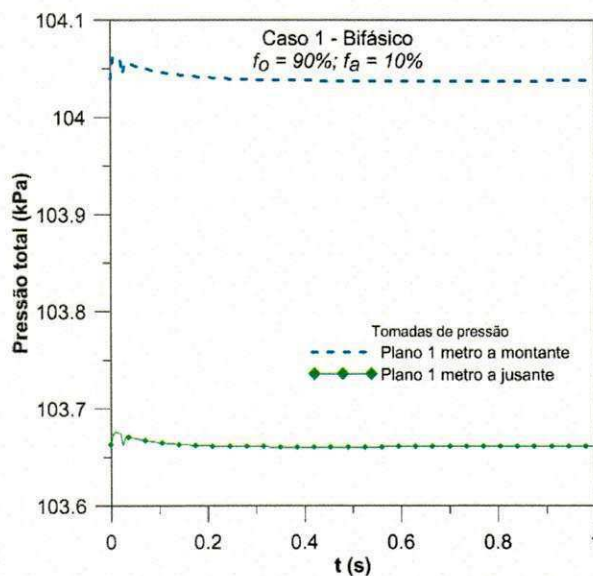


Figura 4.5: Comportamento da pressão total em função do tempo analisado em um plano 1 m a montante do vazamento e em um plano 1 m a jusante do vazamento – Caso 1.

#### 4.2.2. Queda de pressão no escoamento trifásico (óleo-água-gás) em um tubo com vazamento

Nas Figuras 4.6 e 4.7 estão representados os comportamentos da evolução da queda de pressão no trecho (Figura 4.3) com o tempo para os Casos 4, 5, 6 e Casos 7, 8 e 9, respectivamente.

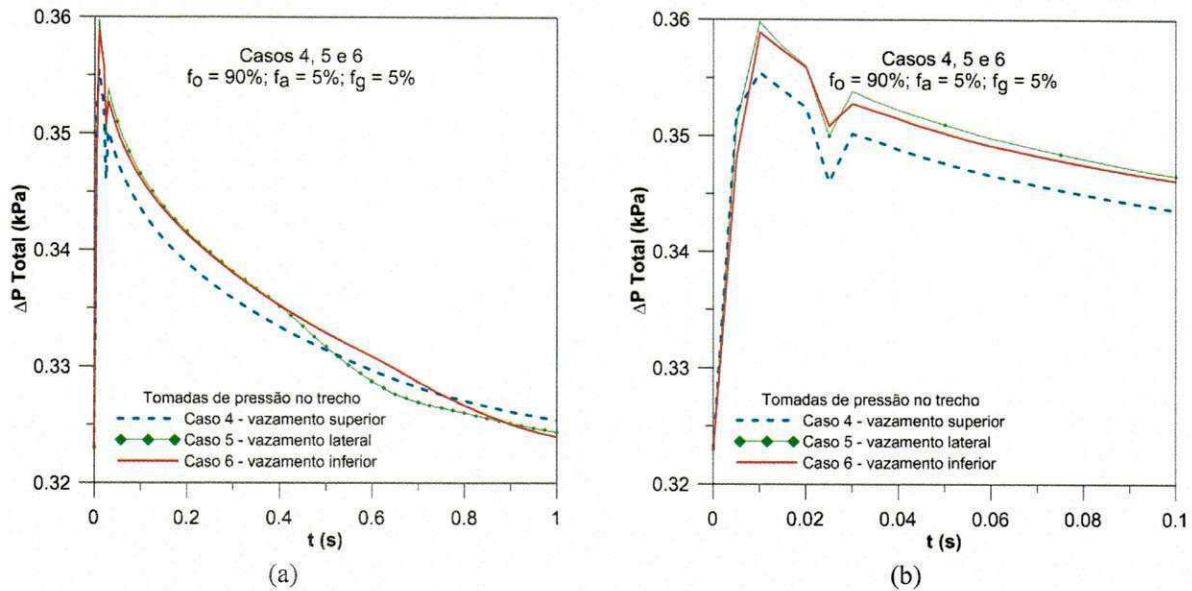


Figura 4.6: (a) Comportamento da variação de pressão total no trecho considerado em função do tempo para as diferentes posições do orifício de vazamento no tubo – Casos 4, 5 e 6; (b) Detalhe das curvas no intervalo de tempo de 0 a 0,1 s.

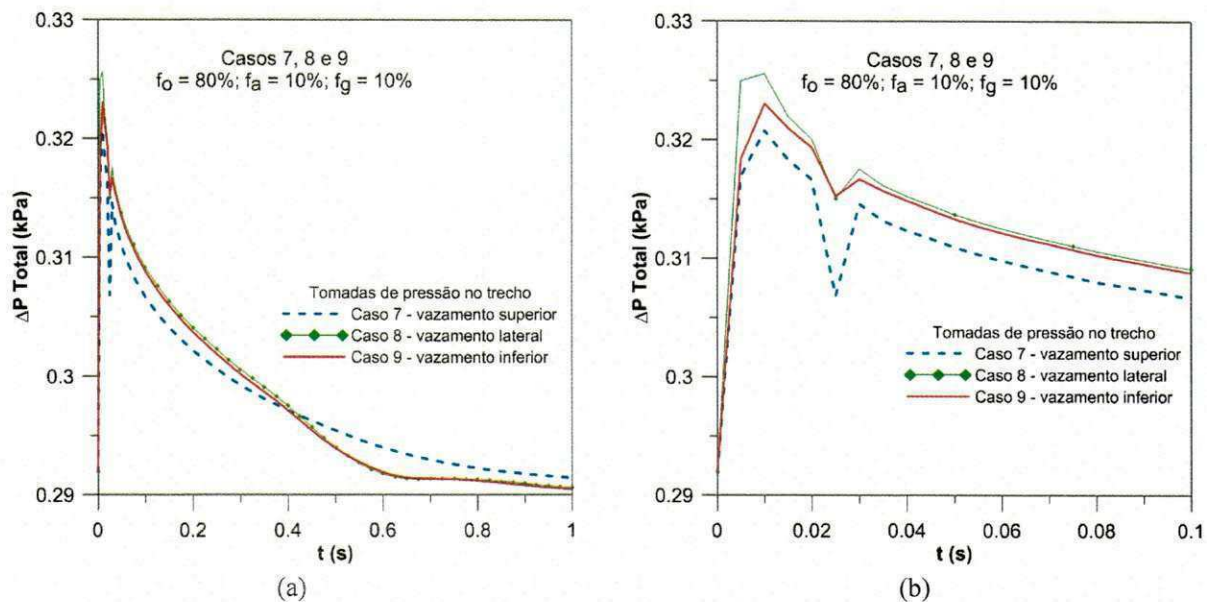


Figura 4.7: (a) Comportamento da variação de pressão total no trecho considerado em função do tempo para as diferentes posições do orifício de vazamento no tubo – Casos 7, 8 e 9; (b) Detalhe das curvas no intervalo de tempo de 0 a 0,1 s.

Os resultados apresentados nestas figuras (Figuras 4.6 e 4.7) indicam que a posição do vazamento no tubo tem certa influência na evolução da queda de pressão com o tempo, bem como o aumento da concentração de água e gás no escoamento.

Ao se observar atentamente, percebe-se uma redução na queda de pressão com o aumento proporcional da concentração de água e gás no escoamento. Verifica-se, portanto, um valor máximo de aproximadamente 0,36 kPa para frações volumétricas iguais a 5% para a água e para o gás, enquanto que para frações volumétricas iguais a 10% para a água e para o

gás, foi de aproximadamente 0,325 kPa. Este fato pode ser explicado pela redução nas perdas por atrito fluido-parede, decorrente de uma tendência a estratificação do escoamento, ou seja, da água se acumular na base do tubo e o gás no topo, enquanto o óleo acumula-se na região central, como será apresentado e discutido mais adiante, com base nos campos de fração volumétrica de cada fase.

#### 4.2.3. Campos de fração volumétrica no escoamento trifásico

A Figura 4.8 mostra os campos de fração volumétrica, no plano XY, das fases óleo, água e gás para o Caso 4. É igualmente apresentado uma ampliação das seções de entrada, saída e da região de vazamento.

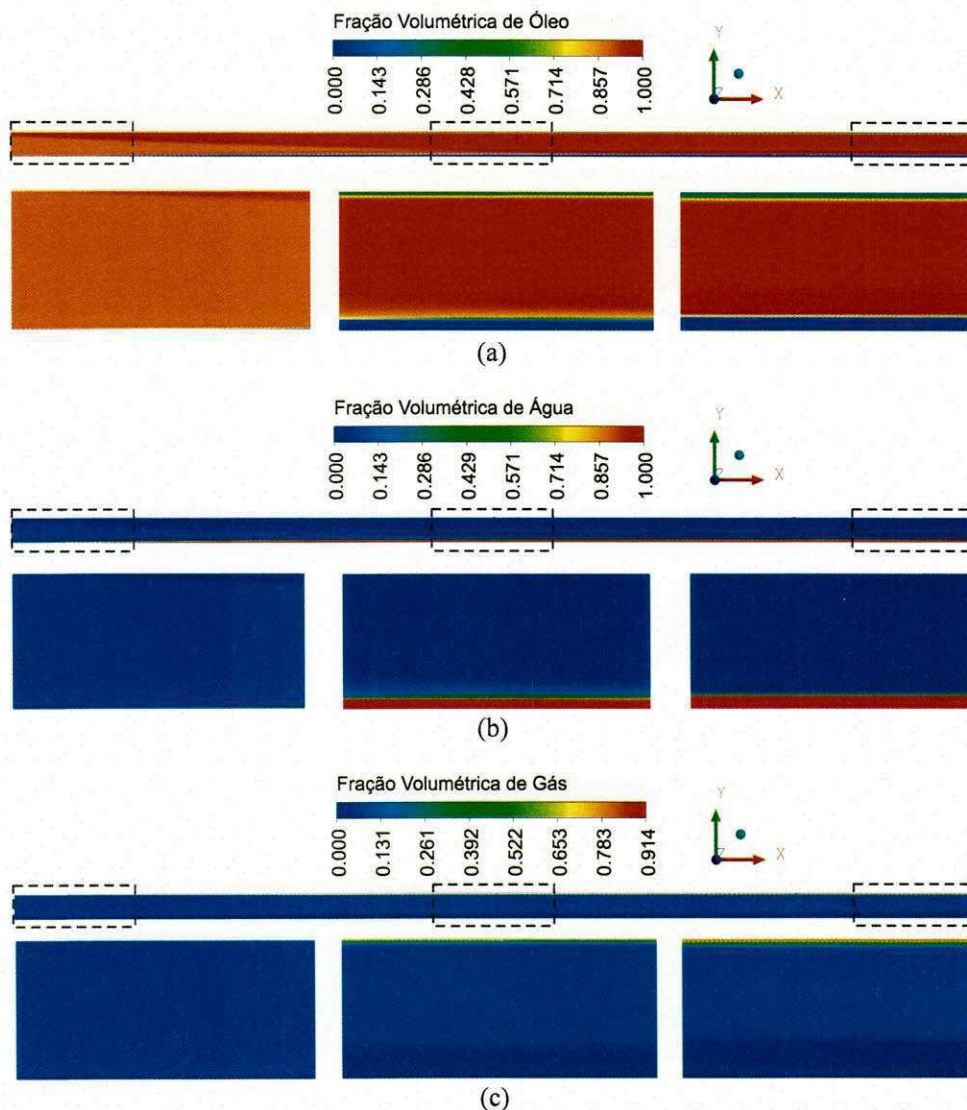


Figura 4.8: Campos de fração volumétrica das fases (a) óleo, (b) água e (c) gás no escoamento com destaques para as seções próximas à entrada, saída e região de vazamento, referentes ao Caso 4.

Verifica-se que, à medida que o escoamento se desenvolve, a camada de água na região inferior do tubo tende a aumentar, devido ao efeito da diferença de densidade e do desenvolvimento da camada limite hidrodinâmica. O óleo tem uma larga camada (por estar em maior quantidade na mistura multifásica) e tende a escoar nas regiões centrais do tubo. A mistura gasosa, ou simplesmente gás, escoar nas proximidades do topo do tubo, uma vez que apresenta menor densidade na mistura multifásica. Estes resultados ilustram claramente uma tendência de estratificação do escoamento ao longo da tubulação.

Comportamentos semelhantes foram observados nos Casos 5 e 6. Para os Casos 7, 8 e 9, o comportamento foi bastante semelhante, com diferença na camada de água e de gás que se apresentaram um pouco mais larga devido à maior porcentagem destes na mistura multifásica, conforme pode ser observado na Figura 4.9.

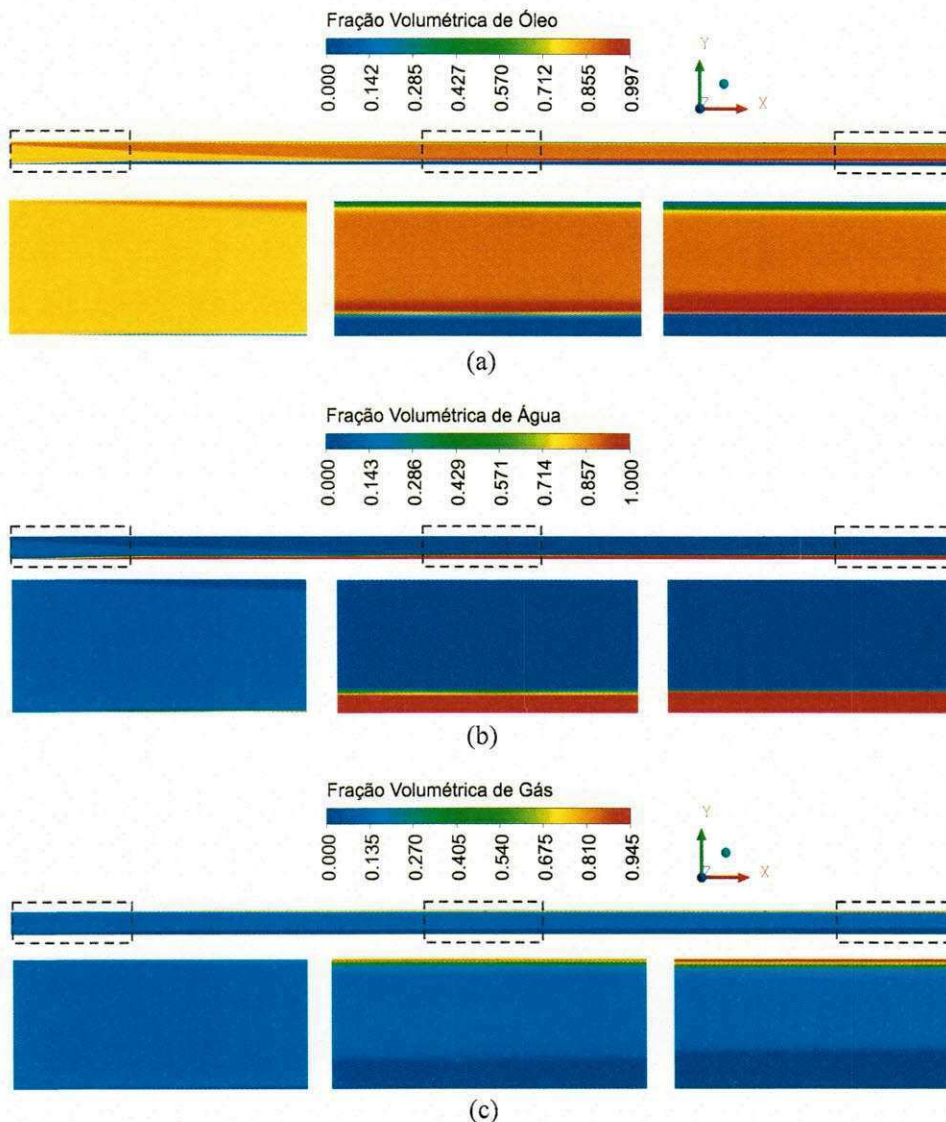


Figura 4.9: Campos de fração volumétrica das fases (a) óleo, (b) água e (c) gás no escoamento com destaques para as seções próximas à entrada, saída e região de vazamento, referentes ao Caso 7.

#### 4.2.4. Perfis de velocidade no escoamento trifásico

As Figuras 4.11(a), 4.11(b) e 4.11(c) apresentam os perfis de velocidade superficial para o óleo, água e gás, respectivamente, variando com a posição do orifício de vazamento: Caso 4 (posição do orifício na região superior do tubo), Caso 5 (posição do orifício na região lateral do tubo) e Caso 6 (posição do orifício na região inferior do tubo). Os perfis de velocidade axial foram obtidos na posição igual a 5 m no tubo, região onde se encontra o orifício de vazamento (Figura 4.10). Pode-se observar que, na região central do tubo, a componente de velocidade do óleo é predominante em virtude da maior quantidade de óleo presente e que praticamente não sofre variação no comportamento, ao se comparar os Casos 4, 5 e 6, indicando que óleo escoar na região central do tubo. Ao se observar os perfis de velocidade para a água, percebe-se que os mesmos apresentam valores nulos nas regiões superior e central do tubo, indicando a presença de água apenas na região inferior do tubo. O comportamento do perfil de velocidade do gás é o oposto do perfil de velocidade da água. Neste caso, há presença de bolhas de gás na região central do tubo, aumentando à medida que se aproxima da região superior (observado pelo aumento de velocidade do gás nessa região). Esta maior dispersão do gás está relacionada com a diferença de densidade entre as fases e as forças de arraste entre o óleo e o gás.

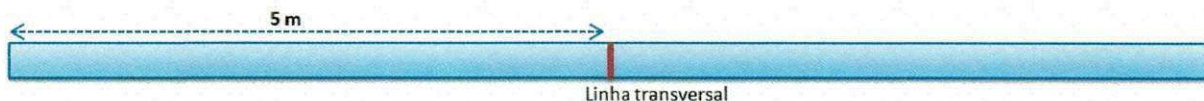


Figura 4.10: Representação da posição onde foram gerados os perfis de velocidade.

Nas Figuras 4.12(a), 4.12(b) e 4.12(c) estão representados os perfis de velocidade superficial do óleo, da água e do gás, respectivamente, em cinco posições axiais do tubo (1, 3, 5, 7 e 9 m) a partir da entrada. Os perfis de velocidade do óleo (Figura 4.12(a)) mantém praticamente o mesmo comportamento ao longo do tubo. Os perfis de velocidade da água (Figura 4.11(b)) indicam que a água percorre quase todo o tubo na região próxima à parede inferior deste, apresentando valores de velocidade praticamente nulos na região central. Um comportamento contrário ao da água é observado para o gás (Figura 4.12(c)) onde os picos de velocidade se encontram na região superior do tubo. Na região de vazamento, em  $x = 5$  m, as curvas de velocidade do óleo e da água apresentam uma interrupção quando  $y = 0,1$  m, precisamente onde há o orifício de vazamento, indicando saída de fluido.

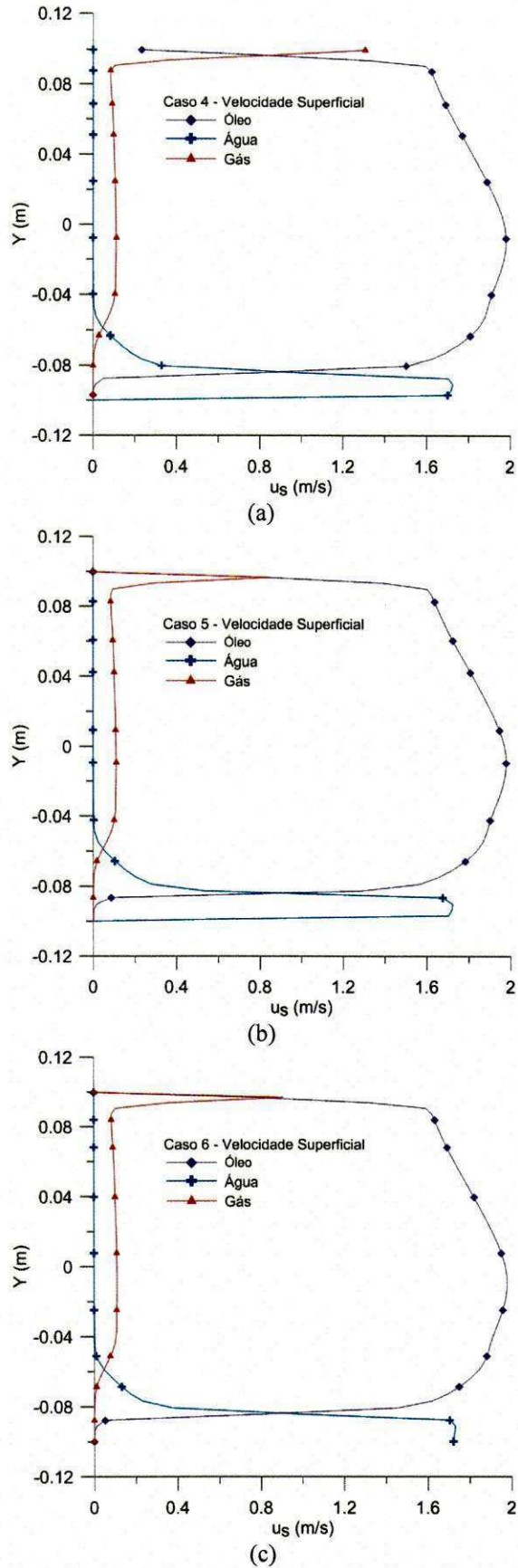


Figura 4.11: Perfil de velocidade superficial das fases óleo, água e gás em função da posição radial do tubo no (a) Caso 4, (b) Caso 5 e (c) Caso 6, na região de vazamento, a 5 m da entrada do tubo.

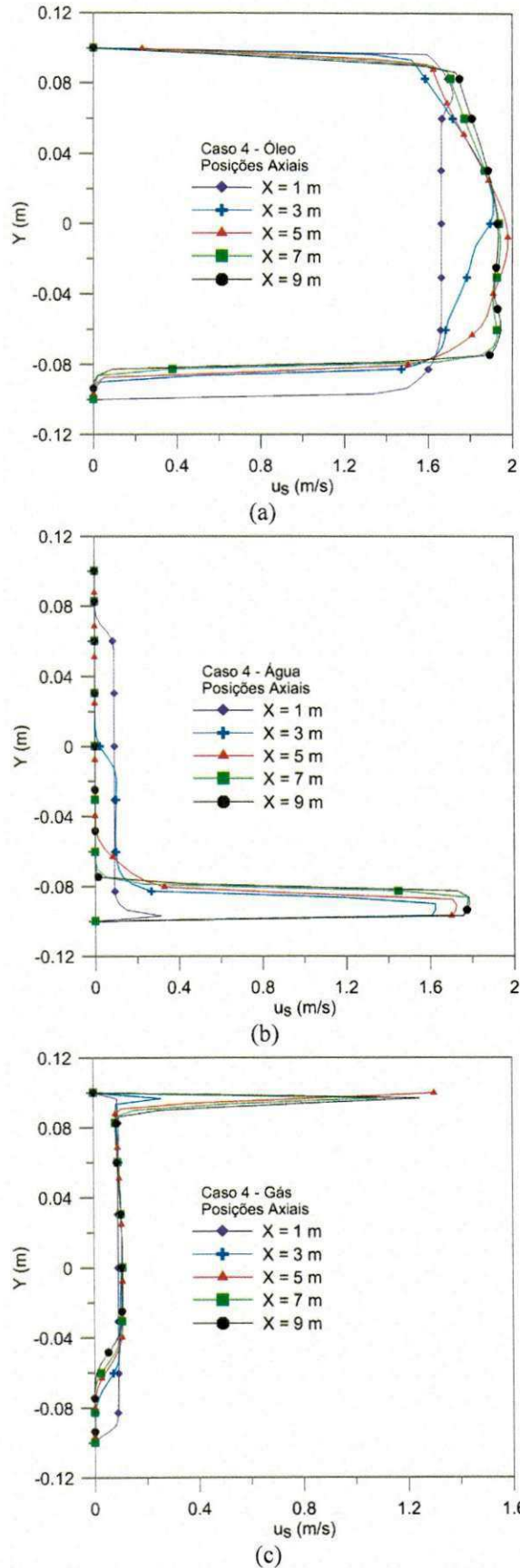


Figura 4.12: Perfil de velocidade superficial das fases (a) óleo, (b) água e (c) gás em várias posições axiais do tubo para o Caso 4.

#### 4.2.5. Campo de temperatura no escoamento trifásico

A Figura 4.13 apresenta o campo de temperatura referente ao Caso 4, para o óleo, a água e o gás, respectivamente, ao longo do tubo, e ampliação da região do orifício.

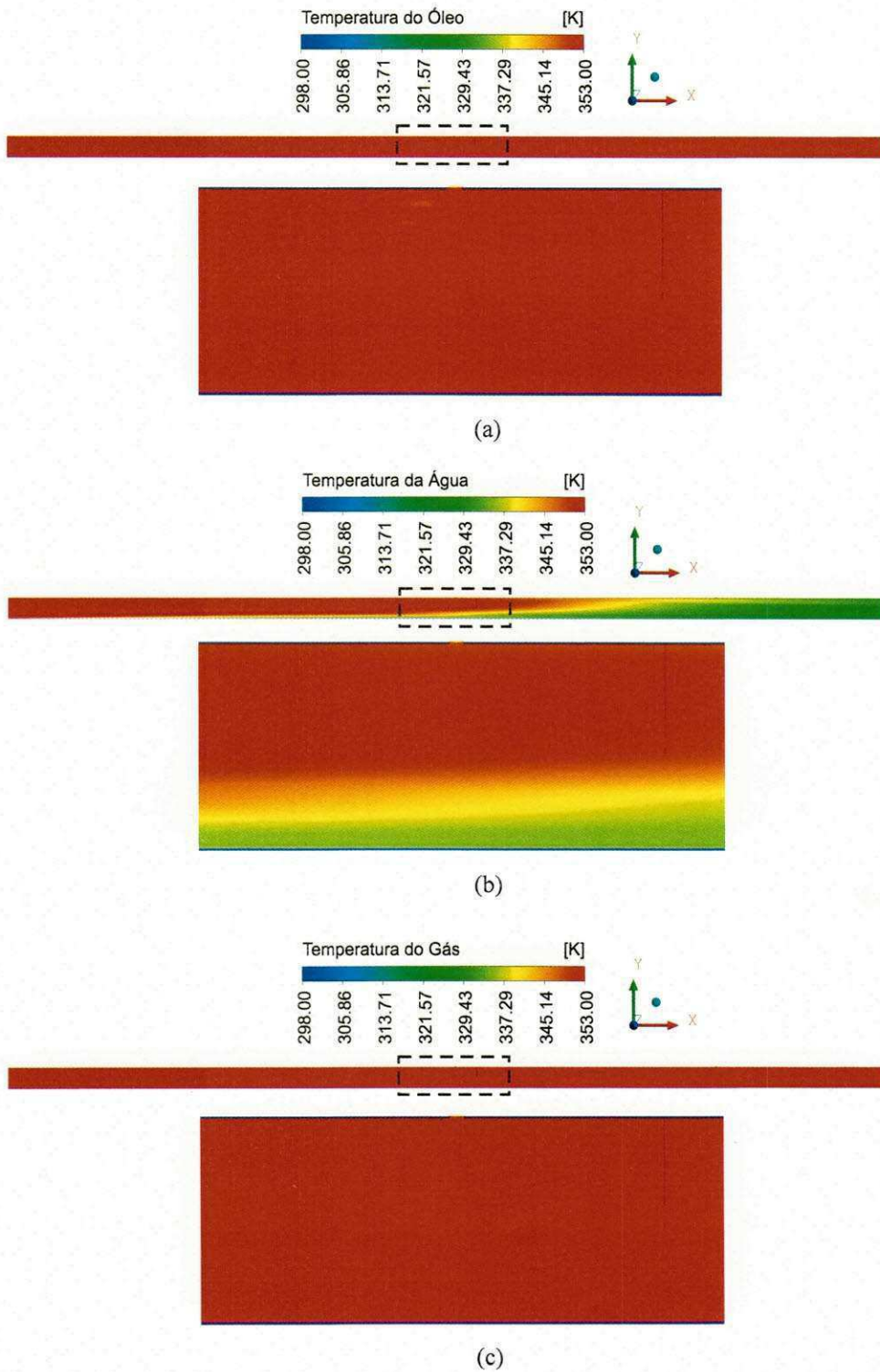


Figura 4.13: Campo de temperatura das fases (a) óleo, (b) água e (c) gás sobre o plano xy para o Caso 4.



Observa-se que a distribuição de temperatura do óleo (Figura 4.13(a)) apresenta um comportamento uniforme na região central do tubo. Existe pouca variação de temperatura e esta está relacionada com a condição de contorno da temperatura adotada na parede do tubo que é menor que a temperatura em que se encontram os fluidos. Quanto ao perfil de temperatura da água (Figura 4.13(b)), existe uma diminuição de temperatura no decorrer do escoamento. O comportamento do perfil de temperatura do gás é bastante semelhante ao do óleo. Os perfis de temperatura para as outras posições apresentaram comportamentos semelhantes, nos casos 5 e 6 e nos Casos 7, 8 e 9.

#### **4.2.6. Comparação da queda de pressão para os escoamentos bifásico e trifásico**

Visando pôr em evidência a influência da presença da fase gasosa na queda de pressão no escoamento óleo-água-gás, foram confeccionados três gráficos referentes a comparação da queda de pressão total no trecho (Figura 4.3) em função do tempo entre os casos bifásico e trifásico, nas diferentes posições do orifício de vazamento no tubo, que estão ilustrados na Figura 4.14. Verifica-se que a queda de pressão nos casos bifásicos apresenta uma menor variação se comparada com os casos trifásicos, o que pode ser atribuído a ausência da fase gasosa. Comportamento semelhante foi, de uma maneira geral, observado independentemente da posição do vazamento no tubo. Todavia, após uma atenta observação, pode-se ver que a evolução da queda de pressão muda de comportamento, especialmente nos primeiros 0,6 s, que pode estar relacionado com o aprisionamento de gás na parte superior do tubo.

A influência da fração volumétrica das fases também é observada na Figura 4.15. O aumento na quantidade de água e de gás (Caso 7) não influenciou significativamente no comportamento da curva de pressão com o tempo se comparado com o Caso 4, porém observa-se uma variação na magnitude da queda de pressão total que é menor com o aumento da concentração das fases água e gás. Possivelmente isto é consequência, em grande parte devido a presença do gás que amortece a pressão e a redução das perdas por atrito devido a uma redução na viscosidade da mistura (óleo-água-gás).

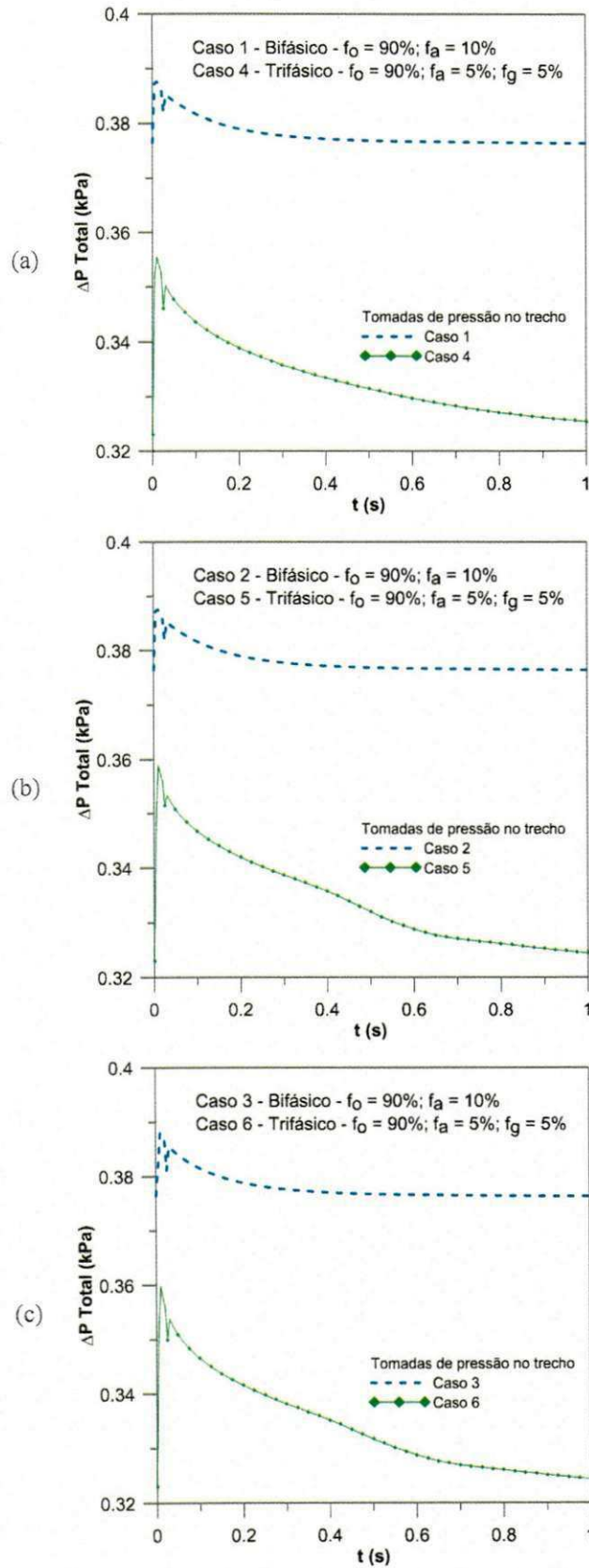


Figura 4.14: Comparação da queda de pressão total no trecho em função do tempo para os casos bifásico e trifásico e para as diferentes posições do orifício de vazamento no tubo: (a) na parte superior (Casos 1 e 4); (b) na lateral (Casos 2 e 5); (c) na parte inferior (Casos 3 e 6).

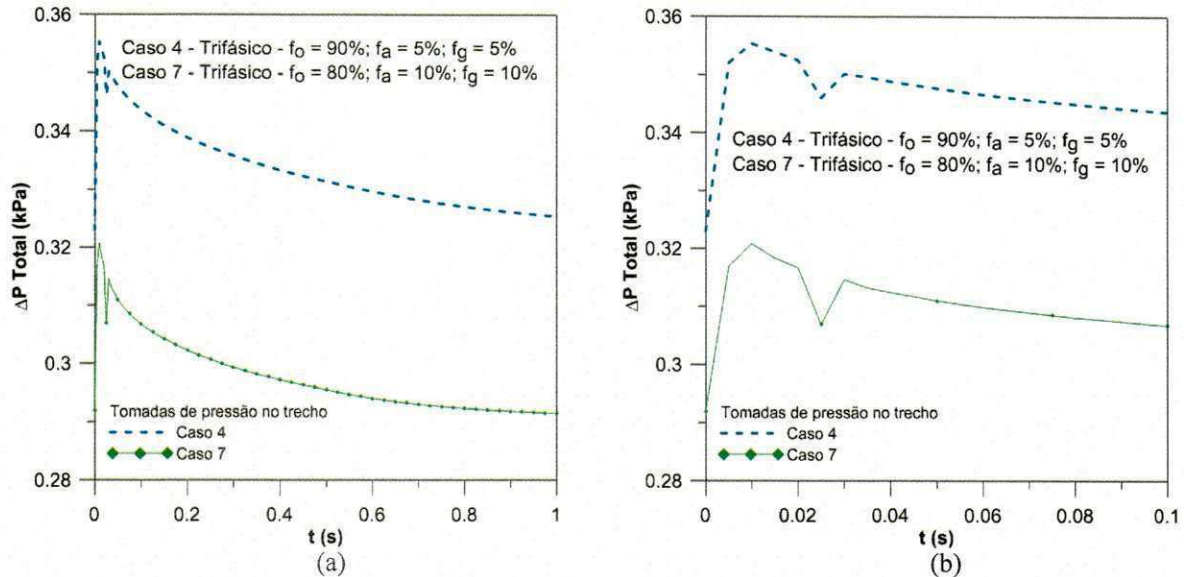


Figura 4.15: (a) Comparação da queda de pressão total em função do tempo para o caso trifásico variando a fração volumétrica das fases (Casos 4 e 7); (b) Detalhe das curvas no intervalo de tempo de 0 a 0,1 s.

### 4.3. Resultados Utilizando a Condição de Contorno no Vazamento: Pressão Prescrita

#### 4.3.1. Queda de pressão no escoamento trifásico (óleo-água-gás) em um tubo com vazamento

Na Figura 4.16 está representada a evolução da queda de pressão total no tubo em função do tempo no trecho (Figura 4.3) para as diferentes posições do orifício de vazamento no tubo (na parte superior, na parte lateral e na parte inferior).

Deve-se lembrar que todas as simulações tinham como condição inicial o escoamento trifásico sem vazamento em regime permanente. Neste caso, o comportamento da evolução da queda de pressão é constante. Ao se simular os casos no regime transiente, agora com a condição de vazamento (pressão atmosférica prescrita) no orifício de vazamento, foi possível representar gráficos que são apresentados nesta seção.

Ao se observar, de uma maneira geral, o comportamento das curvas na Figura 4.16, é possível verificar o comportamento da onda de pressão negativa bastante semelhante àquelas mencionadas na literatura, a exemplo de Buiatti (1995), Macias (2005) e Azevedo (2009).

Ainda na Figura 4.16, é possível notar, claramente, duas das três fases da evolução temporal de um vazamento proposta por Azevedo (2009), ilustrada na Figura 2.13 no Capítulo II: a fase transitória, que corresponde a um período de acomodação do escoamento no tubo desde o início do vazamento até o momento em que é alcançado o regime

permanente, e a fase de pós-vazamento, onde se reflete as condições de escoamento em regime permanente na presença do vazamento. Subentende-se que o pré-vazamento corresponde à condição inicial utilizada nas simulações.

Com relação às posições do orifício no tubo é possível observar um comportamento similar da queda de pressão. Observa-se também que a intensidade da queda de pressão é menor para o caso em que o orifício está localizado na região inferior do tubo, uma vez que o escoamento de fluido através do orifício é favorecido pela ação da força de gravidade e das forças de arraste.

Após o escoamento atingir um novo regime permanente (regime de pós-vazamento), em torno de 0,1 s, a queda de pressão total se conserva praticamente no mesmo patamar do regime de pré-vazamento.

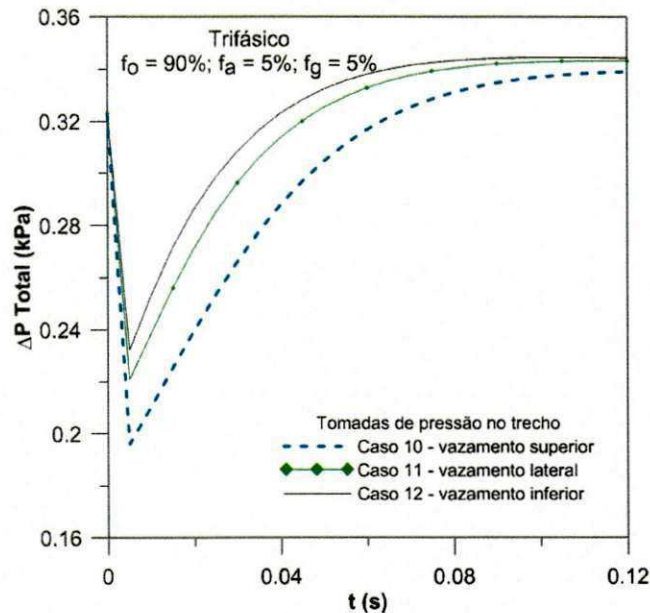


Figura 4.16: Comparação das tomadas de pressão no trecho para os Casos 10, 11 e 12.

Visando averiguar o comportamento da evolução da pressão total a montante e a jusante nos planos mostrados na Figura 4.3, foi criado o gráfico da pressão total em função do tempo, ilustrado na Figura 4.17. As curvas ilustradas nesta figura apresentam um comportamento semelhante ao observado na Figura 4.16 onde se tem a queda de pressão com o tempo.

Outro ponto interessante a ser destacado é saber se o comportamento da evolução da queda de pressão entre as tomadas de pressão a montante e a jusante sofrem modificação à medida que estas tomadas de pressão se distanciam do ponto de vazamento.

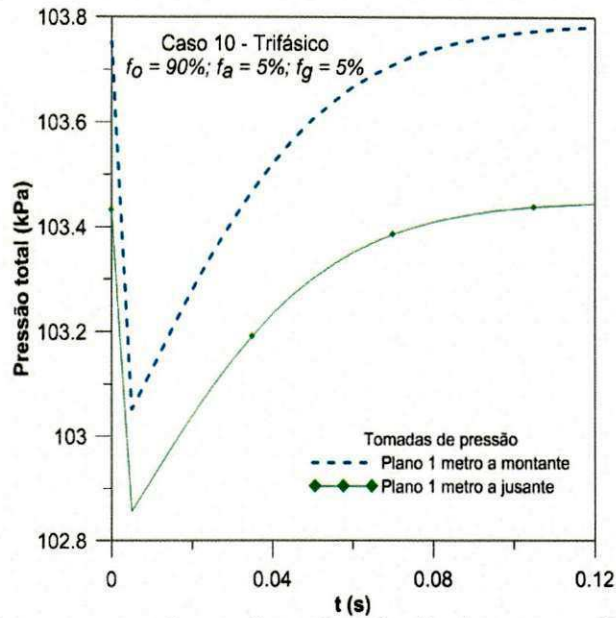


Figura 4.17: Comportamento da pressão total em função do tempo analisado em um plano 1 m a montante do vazamento e em um plano 1 m a jusante do vazamento – Caso 10.

Com o objetivo de tentar responder a esta questão são apresentadas as curvas da queda de pressão total (Figura 4.18) determinadas sobre os planos transversais posicionadas a montante e a jusante, distanciados de 1, 3 e 5 m do orifício de vazamento para as três posições (superior, lateral e inferior) – Casos 10, 11 e 12, respectivamente. Ao se observar as curvas da Figura 4.18, é possível notar que ao se distanciar do orifício de vazamento, há um aumento na queda de pressão ( $\Delta P_{TOTAL}$ ), mas esta variável apresenta um comportamento semelhante independentemente da posição do orifício (superior, lateral ou inferior). O fato da queda de pressão aumentar com o distanciamento do vazamento está relacionado com o aumento das perdas por atrito distribuídas ao longo da distância.

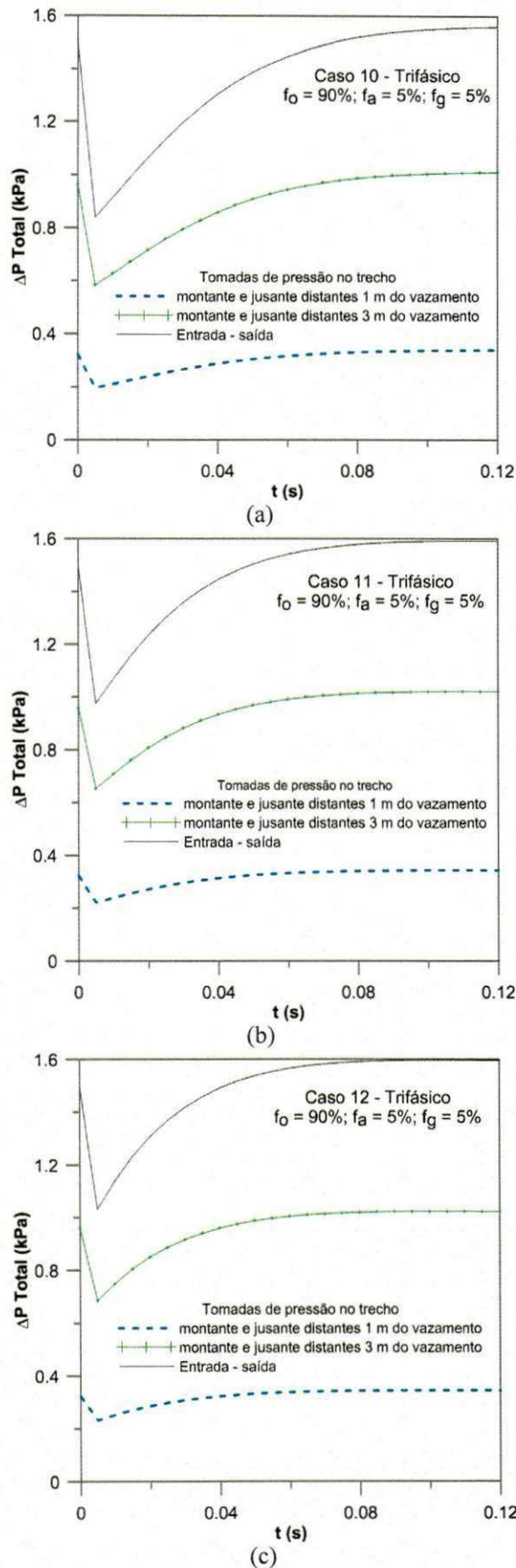


Figura 4.18: Comparação da queda de pressão em função do tempo para os diferentes planos tomados ao longo do tubo: (a) Caso 10; (b) Caso 11; (c) Caso 12.

### **4.3.2. Campos vetoriais de velocidade no escoamento trifásico**

Na Figura 4.19 está representado os perfis de velocidade superficial do óleo, da água e do gás, respectivamente, em cinco posições axiais do tubo (1, 3, 5, 7 e 9 m), no plano XY. A Figura 4.19(a) mostra que o perfil de velocidade do óleo se mantém praticamente com o mesmo comportamento na região central do tubo. O perfil de velocidade da água (Figura 4.19(b)) mostra picos na região próxima à parede inferior do tubo, apresentando valores de velocidade praticamente nulos na região central do tubo. Um comportamento contrário ao da água é observado para o gás, Figura 4.19(c), onde os picos de velocidade se encontram na região superior do tubo. Na região de vazamento, em  $x = 5$  m, as curvas de velocidade do óleo e da água apresentam uma interrupção quando  $y = 0,1$  m, precisamente onde há o orifício de vazamento, indicando saída de fluido.

### **4.3.3. Campos de fração volumétrica no escoamento trifásico**

Na Figura 4.20 está representada a distribuição da fração volumétrica das fases óleo, água e gás, sobre o plano XY, referente ao Caso 10. Nesta figura é ainda apresentado detalhes das regiões de entrada, saída e região de vazamento. Estes resultados evidenciam um comportamento semelhante ao observado na Figura 4.8, onde se tem um escoamento trifásico (óleo-água-gás) com condição de contorno de velocidade prescrita. O óleo tende a se manter em grande parte do tubo e na região central, a água, por ser mais densa, na região inferior; e o gás na região superior, devido à diferença de densidade.

### **4.3.4. Campo de temperatura no escoamento trifásico**

Na Figura 4.21 está representada a distribuição de temperatura sobre o plano XY, referente ao Caso 10, para o óleo, a água e o gás, respectivamente, ao longo do tubo. Observa-se um comportamento semelhante ao apresentado na Figura 4.13, quando adotou-se a condição de velocidade prescrita.

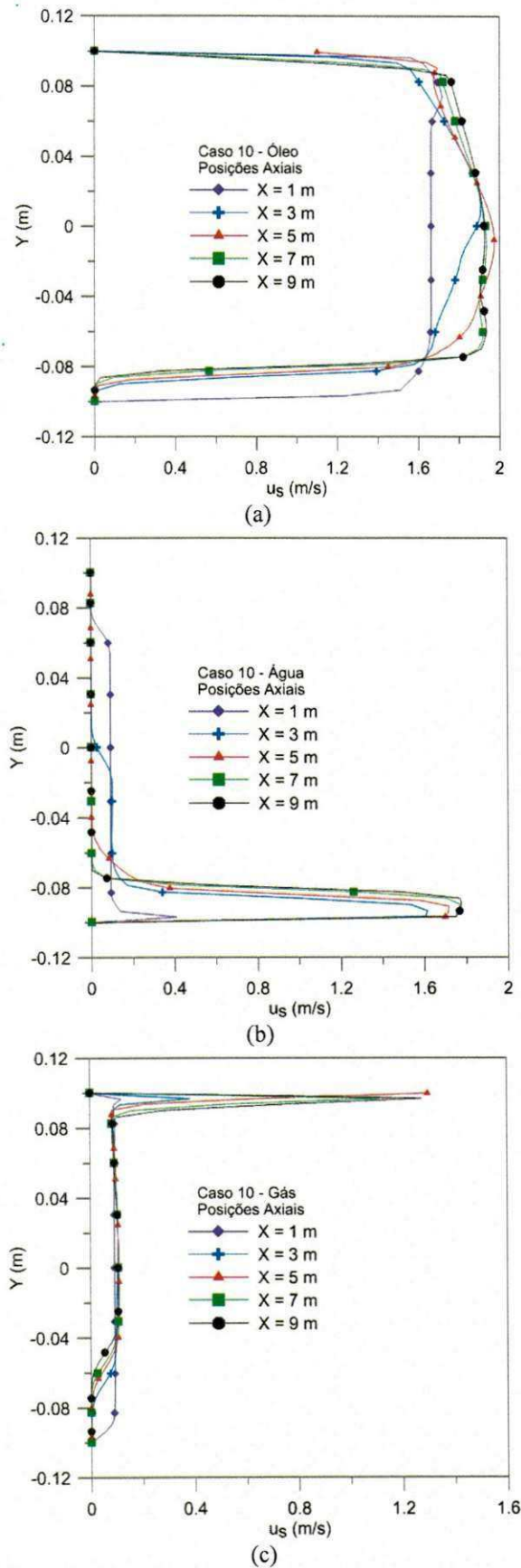


Figura 4.19: Perfil de velocidade superficial das fases (a) óleo, (b) água e (c) gás em várias posições axiais do tubo para o Caso 10.



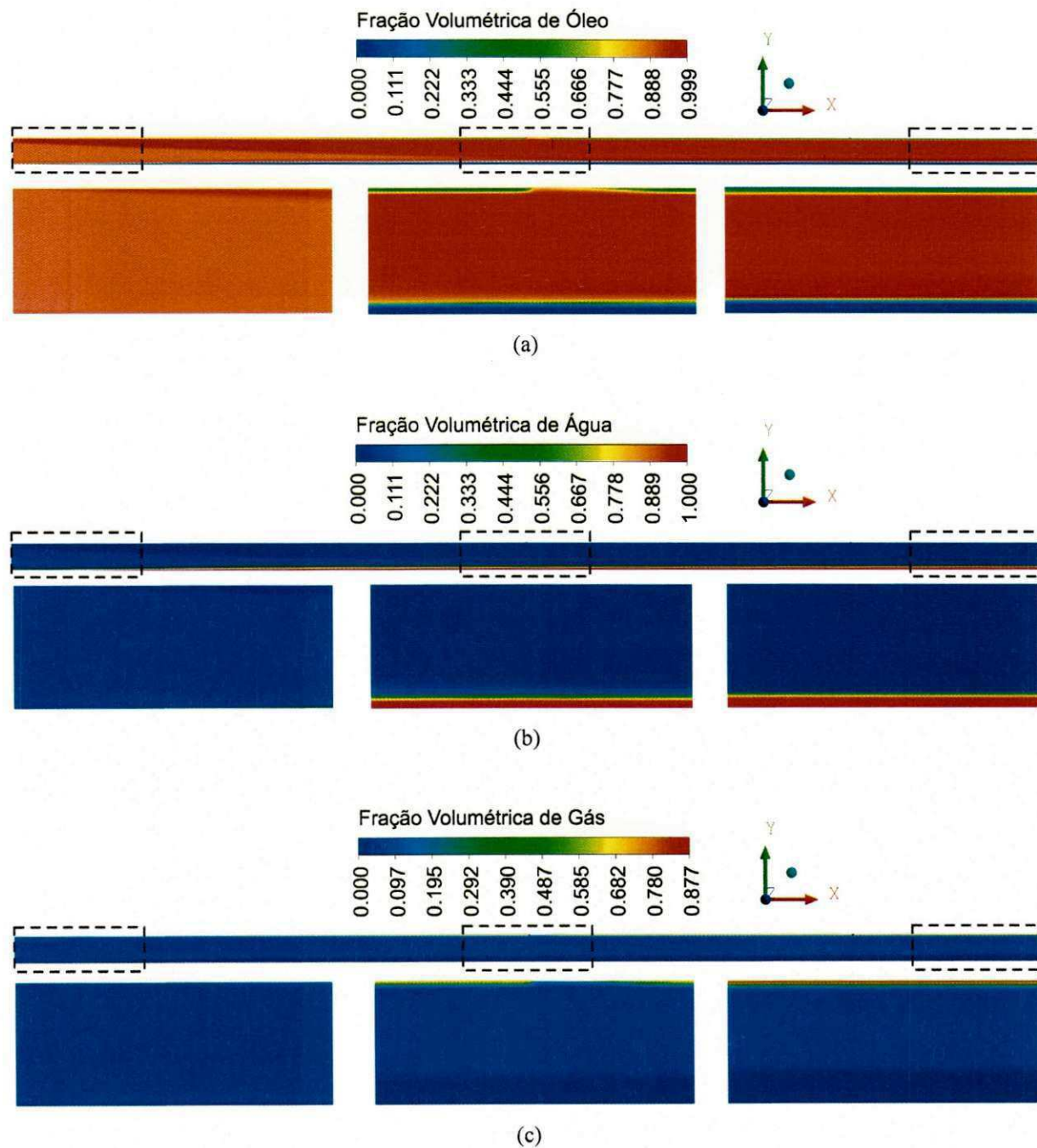


Figura 4.20: Campos de fração volumétrica das fases (a) óleo, (b) água e (c) gás no escoamento com destaques para as seções próximas à entrada, saída e região de vazamento, referentes ao Caso 10.

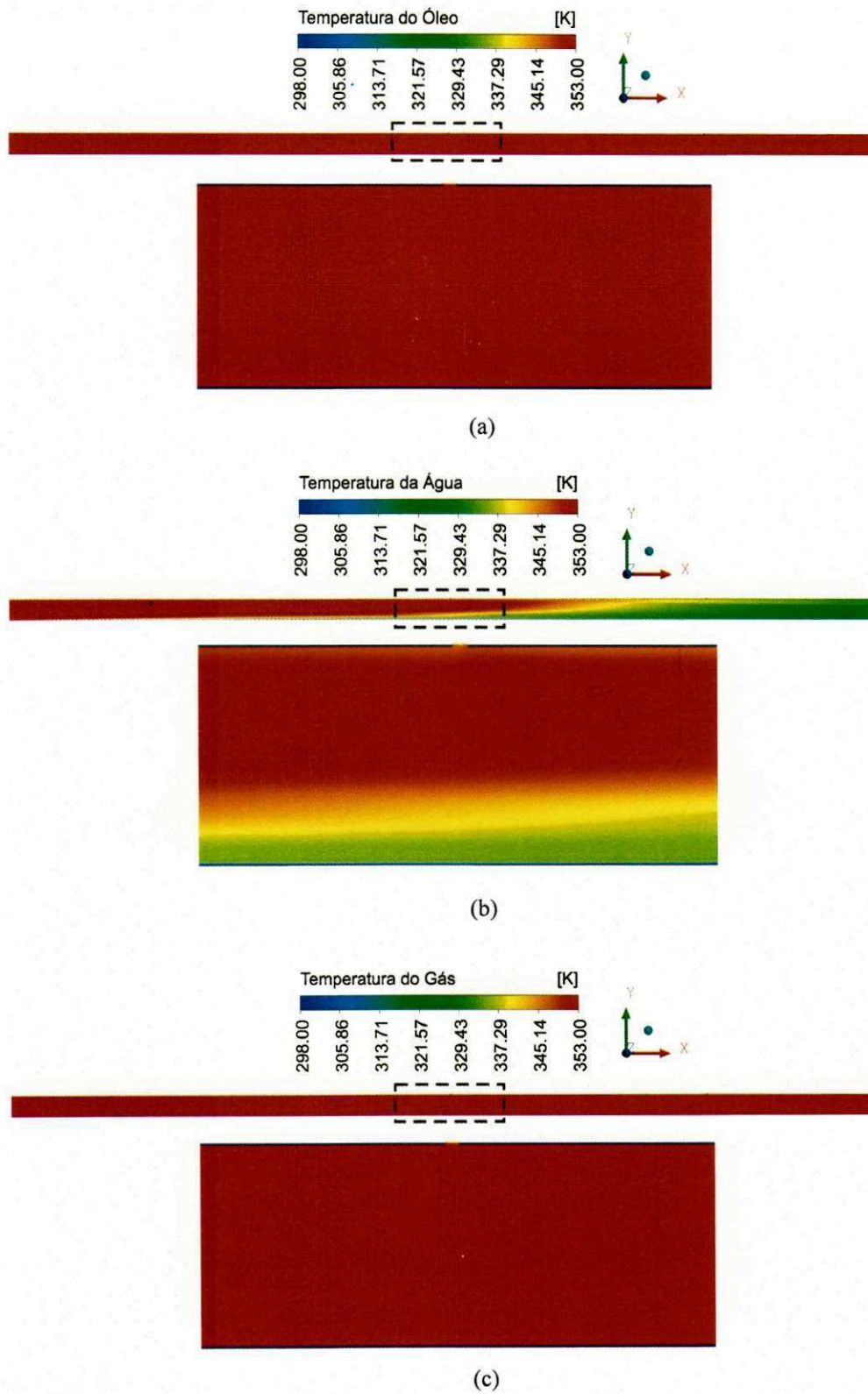


Figura 4.21: Campo de temperatura das fases (a) óleo, (b) água e (c) gás sobre o plano xy para o Caso 10.

#### 4.4. Influência da Condição de Contorno no Vazamento sobre a Evolução da Pressão no Escoamento Trifásico

Com o objetivo de se avaliar a influência da condição de contorno (velocidade e pressão prescrita) definida na seção reta do orifício de vazamento sobre a evolução da pressão com o tempo, foram representadas as curvas da pressão total a montante do vazamento em função do tempo, conforme ilustrado na Figura 4.22. Estas curvas foram obtidas tomando-se a média ponderada da pressão sobre o plano transversal YZ situado a 1 m do vazamento para as duas condições de contorno avaliadas no presente trabalho: Velocidade prescrita, Figura 4.22(a), Caso 4; Pressão prescrita, Figura 4.22(b), Caso 10. Estes resultados ilustram um comportamento praticamente constante da evolução da pressão total com o tempo quando assumido a condição de velocidade prescrita, que pode ser atribuída a baixa velocidade adotada (0,06 m/s). No entanto, quando se utilizou a condição de pressão prescrita nota-se uma queda da pressão nos primeiros instantes ( $< 0,01$  s), para em seguida aumentar até atingir o equilíbrio do escoamento trifásico na presença do vazamento, ou seja, atingir um patamar de pressão constante e próxima da pressão antes do vazamento.

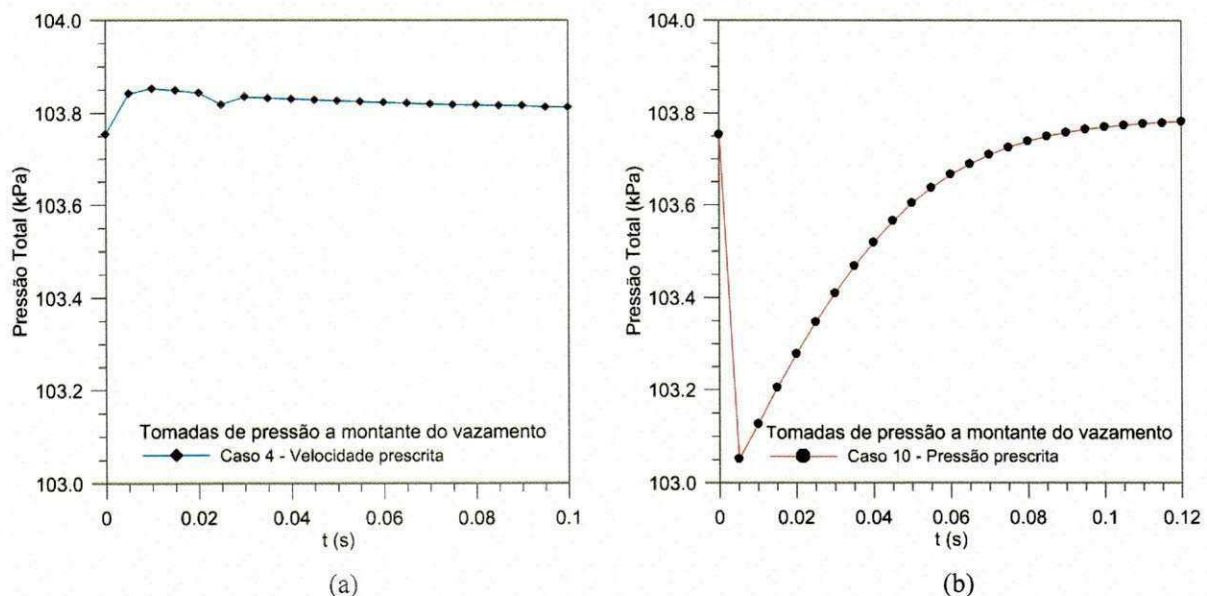


Figura 4.22: Evolução da pressão total com o tempo posicionado 1 m a montante do vazamento para o: (a) Caso 4 e (b) Caso 10.

Ao se comparar estes resultados, Figura 4.23, percebe-se claramente a influência da condição de contorno adotada no vazamento sobre o comportamento da pressão a montante do vazamento.

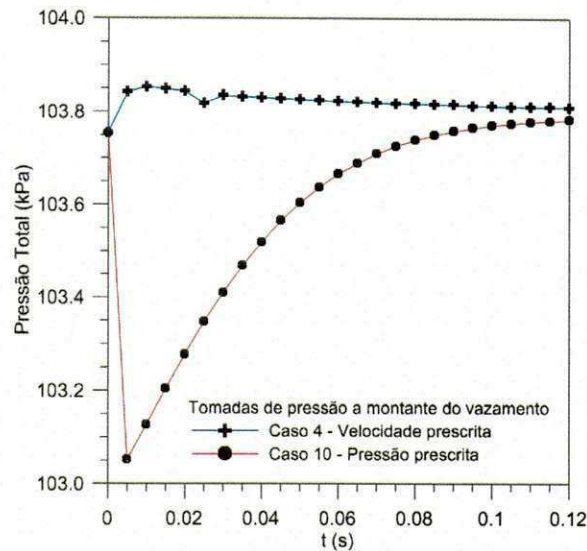


Figura 4.23: Comparação entre as evoluções da pressão total com o tempo posicionado 1 m a montante do vazamento para os Casos 4 e 10.

Nas Figuras 4.24 e 4.25 estão representados os comportamentos das curvas de pressão total em função da posição ao longo do tubo nas três posições do orifício de vazamento no tubo (superior, lateral e inferior) para diversos tempos, referentes aos Casos 4, 5 e 6 (condição de contorno de velocidade prescrita) e Casos 10, 11 e 12 (condição de contorno de pressão prescrita). Foram tomados 20 planos transversais em diferentes posições na tubulação distanciados em 0,5 m entre si. Foram escolhidos oito instantes de tempos, dando ênfase aos instantes iniciais onde o fenômeno transiente é dominante. Observa-se, nos três casos analisados, uma pequena diferença entre as curvas e não fica evidente a mudança do comportamento da pressão a montante e a jusante do vazamento. Diferentemente do comportamento dos resultados apresentados na Figura 4.25. Nesta figura são apresentados os resultados da pressão com a posição no tubo para os casos em que foram utilizadas as condições de pressão prescrita no vazamento (Casos 10, 11 e 12). Observa-se nitidamente, nos três casos avaliados, uma mudança do comportamento da pressão a montante e a jusante indicando claramente a posição do vazamento. Os resultados ilustrados nas Figuras 4.25(a), (b), (c) apresentam maiores gradientes de pressão a montante do vazamento do que os observados na região a jusante do vazamento. É igualmente possível observar como se comporta a pressão com a posição no tubo durante a perturbação do escoamento devido ao vazamento, ou seja, desde o instante em que o escoamento foi perturbado pelo vazamento até atingir novamente o equilíbrio no interior da tubulação na presença do vazamento. Estes resultados indicam que a propagação das ondas de pressão pode ser notada tanto a montante como a jusante do vazamento.

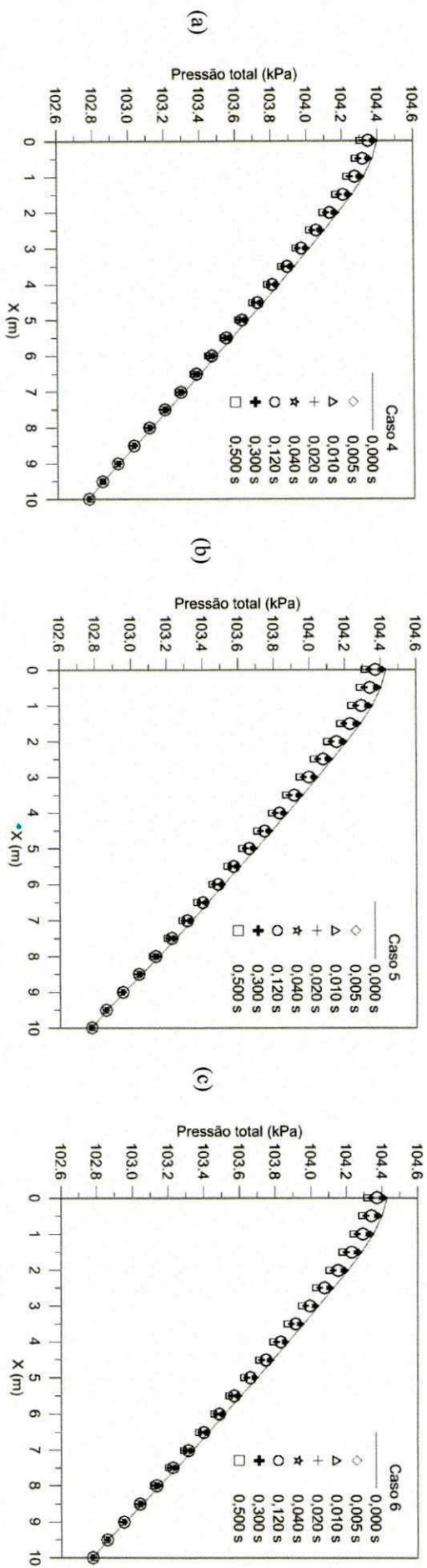


Figura 4.24: Comparação da variação da pressão total em função da posição X no tubo para (a) Caso 4, (b) Caso 5 e (c) Caso 6, com condição de velocidade prescrita.

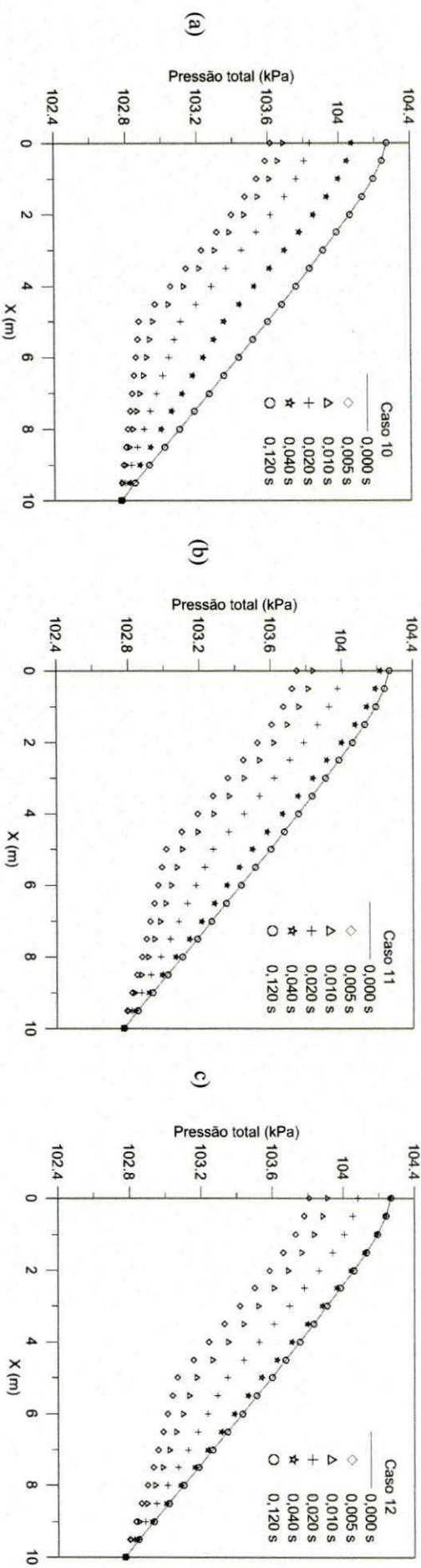


Figura 4.25: Comparação da variação da pressão total em função da posição X no tubo para (a) Caso 10, (b) Caso 11 e (c) Caso 12, com condição de pressão prescrita.

## 5. CONCLUSÕES

---

A partir dos resultados obtidos nas simulações numéricas do escoamento multifásico na presença de vazamento pode-se concluir que:

- O modelo matemático proposto mostrou-se capaz de avaliar o problema em questão;
- A comparação dos resultados numéricos com resultados teóricos dos perfis de velocidade para o escoamento monofásico de óleo, tanto laminar como turbulento, apresentaram um excelente acordo;
- Foi possível identificar a influência da presença do vazamento sobre o comportamento da pressão nos escoamentos bifásico (óleo-água) e trifásico (óleo-água-gás);
- A posição do orifício de vazamento no tubo (superior, lateral e inferior) afetou o comportamento da evolução da pressão total e da queda de pressão total com o tempo para os escoamentos bifásico (óleo-água) e trifásico (óleo-água-gás);
- O aumento da fração volumétrica de água e gás (fases particuladas) proporcionaram uma redução significativa da queda de pressão com o tempo no escoamento trifásico (óleo-água-gás) na presença do vazamento;
- A aplicação da condição de contorno de velocidade ou pressão prescrita tem um papel importante sobre o comportamento da evolução da pressão total ou queda de pressão a montante e a jusante do vazamento, sendo a de pressão prescrita muito mais significativa;
- A utilização da condição de contorno de pressão prescrita no vazamento possibilitou a observação de uma nítida modificação do comportamento da pressão com a posição ao longo do tubo durante o período transitório e sendo possível identificar facilmente a posição do vazamento;
- Observou-se uma inversão do comportamento da evolução da queda de pressão com o tempo ao se utilizar a condição de contorno de velocidade prescrita se

comparado com a de pressão prescrita. Este fato foi, a princípio, atribuído a baixa velocidade de vazamento assumida;

- A utilização da condição de pressão prescrita proporcionou resultados mais condizentes com o que é observado na literatura;
- A análise do comportamento dinâmico das fases óleo, água e gás indicou uma tendência da estratificação do escoamento dos fluidos no tubo posicionado na horizontal: a água tendendo a escoar na região inferior do tubo, o gás no topo e o óleo na região central;
- A distribuição de temperatura, sobre o plano longitudinal xy, para o escoamento trifásico (óleo-água-gás) na presença de vazamento apresentou uma pequena variação ao se comparar os resultados utilizando a condição de contorno de velocidade ou pressão prescrita.

## **6. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

---

Como sugestões para trabalhos futuros, podem-se citar:

- Analisar a influência da temperatura sobre a viscosidade dos fluidos, em dutos com vazamento;
- Investigar o efeito da quantidade de gás em escoamentos multifásicos, em dutos com vazamento;
- Estudar e analisar o comportamento do escoamento em dutos mais longos, ou diâmetros maiores e menores, com presença de vazamento;
- Avaliar orifícios de vazamentos com outras formas geométricas, como, por exemplo, fissuras;
- Estudar o efeito da inclinação do duto sob o escoamento;
- Analisar dutos com múltiplos vazamentos;
- Avaliar a influência de um meio (domínio) externo ao duto sob o vazamento;
- Analisar a presença de vazamento em *risers* tipo catenária.
- Realizar uma validação experimental para o escoamento bifásico e trifásico horizontal com vazamento.



## 7. REFERÊNCIAS

---

- 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.
- 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.
- 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.
- ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em <[www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)>
- ANSYS Inc., **CFX-Theory Manual Guide**, 2009.
- 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.
- 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.
- 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.
- BAKKER, A. **Applied Computational Fluid Dynamics**. *Fluent Inc.*, Leitura 14, 2002. Disponível em: <<http://www.bakker.org/dartmouth06/engs150/01-intro.pdf>> Acesso em: 14 jan. 2011.
- 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.; CAMPOS, W.; RACHID, F. B. F.; ARAÚJO, J. H. C. **Uma Nota Sobre a Incerteza Associada à Localização de Vazamentos.** In: 3rd Seminar on Pipeline, Rio de Janeiro, Brasil, 2001.
- 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.
- 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.
- BIGARELLA, E. D. V. **Verificação e Validação em CFD.** Mesa Redonda em Modelagem – Rede Nacional de Combustão, Embraer, 2007.
- BILLMANN, L.; ISERMANN, R. Leak Detection Methods for Pipelines. **Automatica**, v. 23, n. 5, p. 381-385, 1987.
- BUIATTI, C. M. **Monitoramento de Tubulações por Técnicas Computacionais *On-Line*.** 1995. 130 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade de Campinas, Faculdade de Engenharia Química, Campinas, SP, 1995.
- CAMERINI, D. **Desenvolvimento de Pigs Instrumentados para Detecção e Localização de Pequenos Vazamentos em Dutos.** 2004. 85 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2004.
- CARDOSO, L. C. **Petróleo: do Poço ao Posto.** Rio de Janeiro: Qualitymann Ed., p. 84, 2005.
- CARIATI, S. A. Detecção de Vazamentos por Computador *On Line* em Tubulações Transportando Líquido e Misturas Gás-Líquido. **Two-Phase Flow Modelling and Experimentation**, v. 13, p. 1393-1396, Pisa, Itália, 1999.
- 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](http://www.anp.gov.br/site/extras/prh/docs/ANP_10anos/PRH_16.pdf)> Acesso em: 24 fev. 2010.
- COLOMBO, A. F., KARNEY, B. W. Energy and Costs of Leaks: Toward a Comprehensive Picture. **Journal of Water Resources Planning and Management**, ASCE, v. 128, n. 6, p. 441-450, 2002.
- COLOMBO, A. F.; LEE, P.; KARNEY, B. W. A Selective Literature Review of Transient-Based Leak Detection Methods. **Journal of Hydro-Environment Research**, v. 2, n. 4, p. 212-227, 2009.

- 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.
- ELSETH, G. **An Experimental Study of Oil-Water Flow in Horizontal Pipes**. 2001. 270 p. Tese (Doutorado em Engenharia) – Telemark University College, Noruega, 2001.
- EXPONENT – *Engineering and Scientific Consulting*, 2010. Disponível em <<http://www.exponent.com/Gasoline-Creek-Breach-in-an-Olympic-Pipeline>> Acesso em: 16 ago. 2011.
- FALK, K. **Rapid Pressure Waves Through Gas-Liquid Flow in Wells and Pipelines**. SPE – European Petroleum Conference, Holanda, 1998.
- FARIAS NETO, S. R. **Métodos Numéricos Aplicados a Engenharia Química**. Notas de Aula do LPFI/UAEQ/UFCG, 2006.
- FEINTL - *Forensic Engineering International*. Pipeline Leak from Corrosion, 2011. Disponível em: <<http://www.feintl.com/main/FEI-Page.asp?p=4>> Acesso em: 16 ago. 2011.
- FORTUNA, A. O. **Técnicas Computacionais para Dinâmica dos Fluidos: Conceitos Básicos e Aplicações**. São Paulo: Editora USP, 2000.
- 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.
- JÖNSSON, L. **Leak Detection in Pipelines Using Hydraulic Transients**. In: Proc 5<sup>th</sup> International Conference on Hydraulic Engineering Software, Computational Mechanics Publications, p. 343-352. Southampton, 1994.
- JÖNSSON, L. **Interaction of a Hydraulic Transient With a Leak in a Pipe Flow**. In: 14<sup>th</sup> Australian Fluid Mechanics Conference, Adelaide University, Adelaide, Australia, 2001.
- KENNEDY, J. L. **Oil and Gas Pipeline Fundamentals**. PennWell Publishing, 2 ed., Company, Tulsa, EUA, 1993.
- KORKISCHKO, I. **Investigação Experimental e Simulação Numérica do Escoamento ao Redor de um Modelo Automobilístico: Corpo de Ahmed**. 2006. 84 p. Monografia (Engenharia Mecânica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2006.
- LOMAX, H.; PULLIAM, T. H.; ZINGG, D. W. **Fundamentals of Computational Fluid Dynamics**. NASA Ames Research Center and University of Toronto Institute for

- Aerospace Studies, 1999. Disponível em: <[http://maji.utsi.edu/courses/07\\_681\\_advanced\\_viscous\\_flow/ref\\_af6\\_Fundamentals\\_of\\_CFD.pdf](http://maji.utsi.edu/courses/07_681_advanced_viscous_flow/ref_af6_Fundamentals_of_CFD.pdf)> Acesso em: 9 jan. 2008.
- MACIAS, I. B.; CRUZ, S. L.; PEREIRA, J. A. F. R. **Leak Detection in Pipelines**. In: 2<sup>th</sup> Mercosur Congress on Chemical Engineering/4<sup>th</sup> Mercosur Congress on Process Systems Engineering, Costa Verde, RJ, 2005.
- 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.
- 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.
- 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.
- NDTCabin – The Internet Magazine for NDT Professionals. Rupture weld cause of pipeline explosion, 6 mar. 2010. Disponível em <<http://www.ndtcabin.com/news2.php?item=2010005>> Acesso em: 16 ago. 2011.
- 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.
- PATANKAR, S. V. **Numerical Heat Transfer and Fluid Flow**. Series in Computational and Physical Processes in Mechanics and Thermal Sciences, 196 p., Ed. Taylor & Francis, 1980.
- PEREIRA, S. B. Investimentos em Automação no Projeto PEGASO da PETROBRAS chegam a US\$ 225 milhões. **Revista InTech**, n. 32, 2001.
- 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

- PRH-25/ANP/UFCG) - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2010.
- PERRY, R. H. **Perry's Chemical Engineers' Handbook**. 7 ed. United States of America: McGraw Hill, 1999.
- PETROBRAS S.A. Disponível em <www.petrobras.com.br>.
- PHMSA – U. S. Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. **Significant Pipeline Incidents**, 2010.
- 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.
- ROMA, W. N. L. **Fenômenos de Transporte para Engenharia**. São Carlos: RiMa, 2 ed., 2006.
- 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.
- 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.
- SCUCUGLIA, J. W. **Sistema de Controle de Escoamento de Gás Natural em Dutos de Distribuição com Detecção de Vazamentos Utilizando Redes Neurais**. 2006. 128p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, SP, 2006.
- 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.
- SOUSA, E. O.; CRUZ, S. L.; PEREIRA, J. A. F. R. **Leak Detection in Pipelines: Pressure Transient and Sound Analyses**. In: 4º PDPETRO, 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.

- STOUFFS, J.; MICHEL G. Pipeline Leak Detection Based on Mass Balance: Importance of the Packing Term. **Journal of Loss in the Process Industries**, v. 6, n. 5, p.307-312, 1993.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- ZHANG, J. **Designing a Cost Effective and Reliable Pipeline Leak Detection System.** In: Pipeline Reliability Conference, Houston, EUA, 1996.

## APÊNDICE

A seguir serão apresentadas, de uma maneira geral, as principais etapas de construção da geometria e confecção da malha do tubo. Serão mostradas aqui quatro estratégias diferentes de blocagem e geração de malha, o que representa apenas um resumo de todo o trabalho que foi necessário até se obter a malha de maior qualidade possível para favorecer os melhores resultados.

As três estratégias apresentadas a seguir foram elaboradas a partir da geometria de um cilindro com 10 m de comprimento, 20 cm de diâmetro e 0,8 cm de diâmetro do orifício de vazamento.

Para criar o cilindro que representará o tubo, criou-se duas superfícies padrão (na aba *Geometry*), uma denominada *cylinder* (cilindro) e outra *drill a hole* (“furo”), superfícies estas já pré-definidas, bastando que se conheça o raio do tubo e dois eixos de pontos (vetor) para o caso do cilindro; e o raio e a localização do orifício ((0 10 500)), em centímetros, para o caso deste. Os pontos que determinam o vetor são  $\{0\ 0\ 0\}$   $\{0\ 0\ 1000\}$ ; este vetor determinará a posição da tubulação no espaço. Estas etapas estão representadas na Figura A1. Neste caso a criação das superfícies foi bastante simples, porém existem outras maneiras de se gerar o cilindro (trabalhadas no início de familiarização com o ICEM-CFD) como, por exemplo, a partir de pontos definidos através dos quais são criadas as curvas e superfícies.

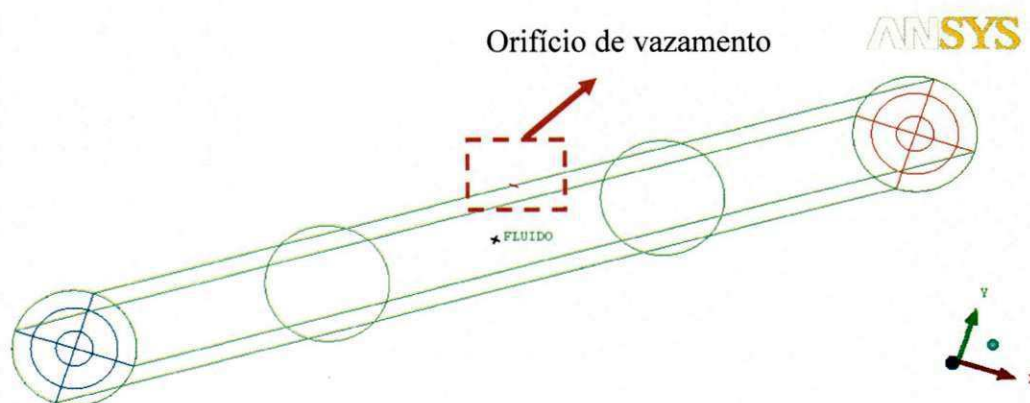


Figura A1: Criação das superfícies do cilindro.

A etapa seguinte é “criar parte” (botão direito do mouse em *Parts/Create Part*), ou seja, dar nomes às superfícies que corresponderão às fronteiras ou limites da tubulação (problema de estudo). A definição dessas fronteiras será necessária para, posteriormente, serem utilizadas como condições de contorno quando se iniciar a definição do problema físico, além de facilitar a geração da malha. As superfícies criadas foram: TUBULAÇÃO, representada na Figura A2 como a região de cor verde; ENTRADA (por onde o escoamento se iniciará), representada na figura como a região de cor azul; SAÍDA, representada na figura como a região de cor vermelha; VAZAMENTO, representado na figura como a região que está destacada; e um corpo material denominado FLUIDO, localizado em um ponto qualquer dentro do volume (cilindro tridimensional), neste caso, nas coordenadas  $(0\ 0\ 500)$ , em centímetros. Utilizando as ferramentas da aba *Geometry*, o próximo passo consistiu na criação de alguns pontos e curvas (Figura A3) para ajudar na posterior bloqueagem da geometria, como se vê na Figura A4.



Figura A2: Configuração geométrica do tubo horizontal com vazamento, com definição dos domínios.

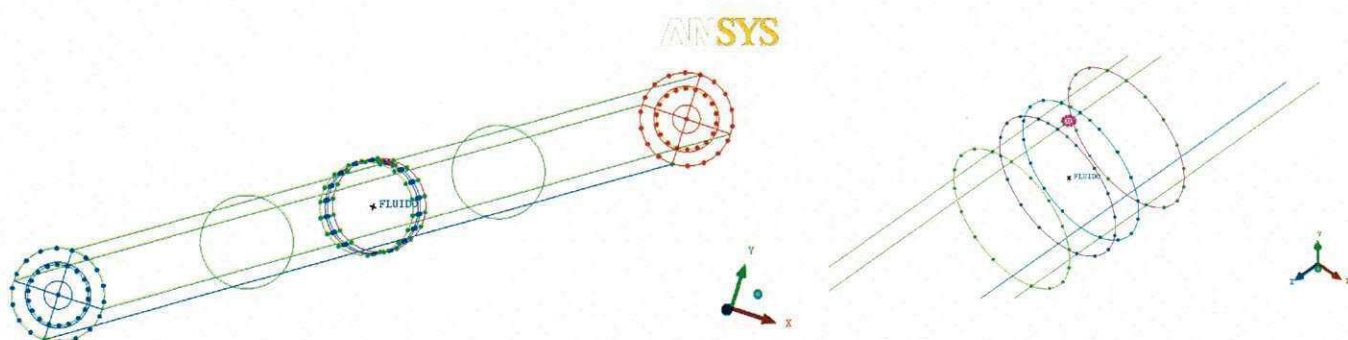


Figura A3: Criação de pontos e curvas para facilitar a bloqueagem.

Após a criação da geometria básica, iniciou-se a etapa de bloqueagem que consiste em criar um bloco ao longo da geometria tridimensional (Figura A4).



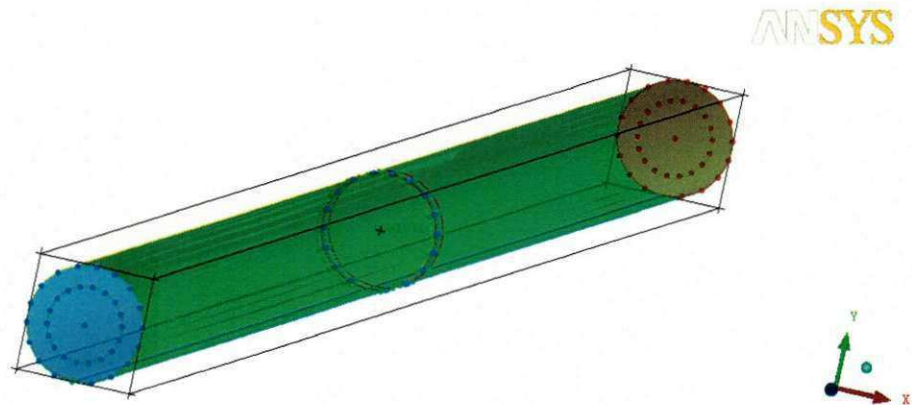


Figura A4: Etapa de blocagem.

Em seguida aplica-se a ferramenta *ogrid*, que serve para subdividir o bloco criado envolvendo o tubo (Figura A4) em cinco blocos como ilustrado na Figura A5. Para isto, seleciona-se o bloco central e as faces das regiões de entrada e saída, ilustradas na Figura A5. O resultado desta operação é observado na Figura A6.

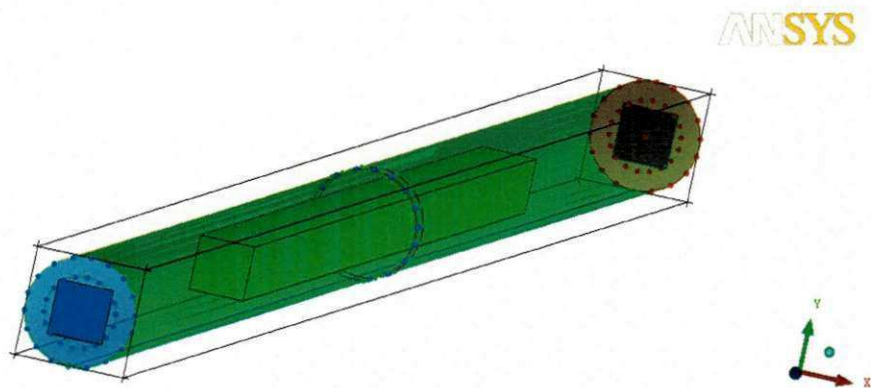


Figura A5: Seleção do bloco e das faces para aplicação do *ogrid*.

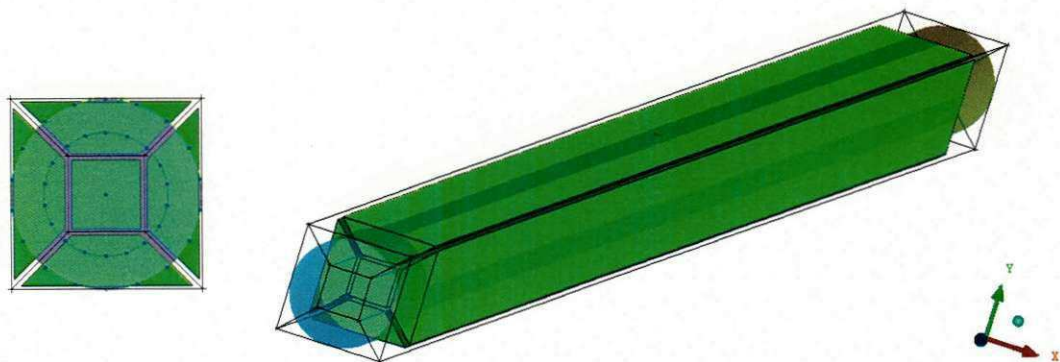


Figura A6: *Ogrid* gerado: vistas frontal e geral.

Após esta etapa, foram feitas as associações dos vértices do bloco aos pontos criados anteriormente, de forma simétrica (Figura A7). Essa associação é feita com a ferramenta *Associate Vertex* no menu *Blocking Associations*.

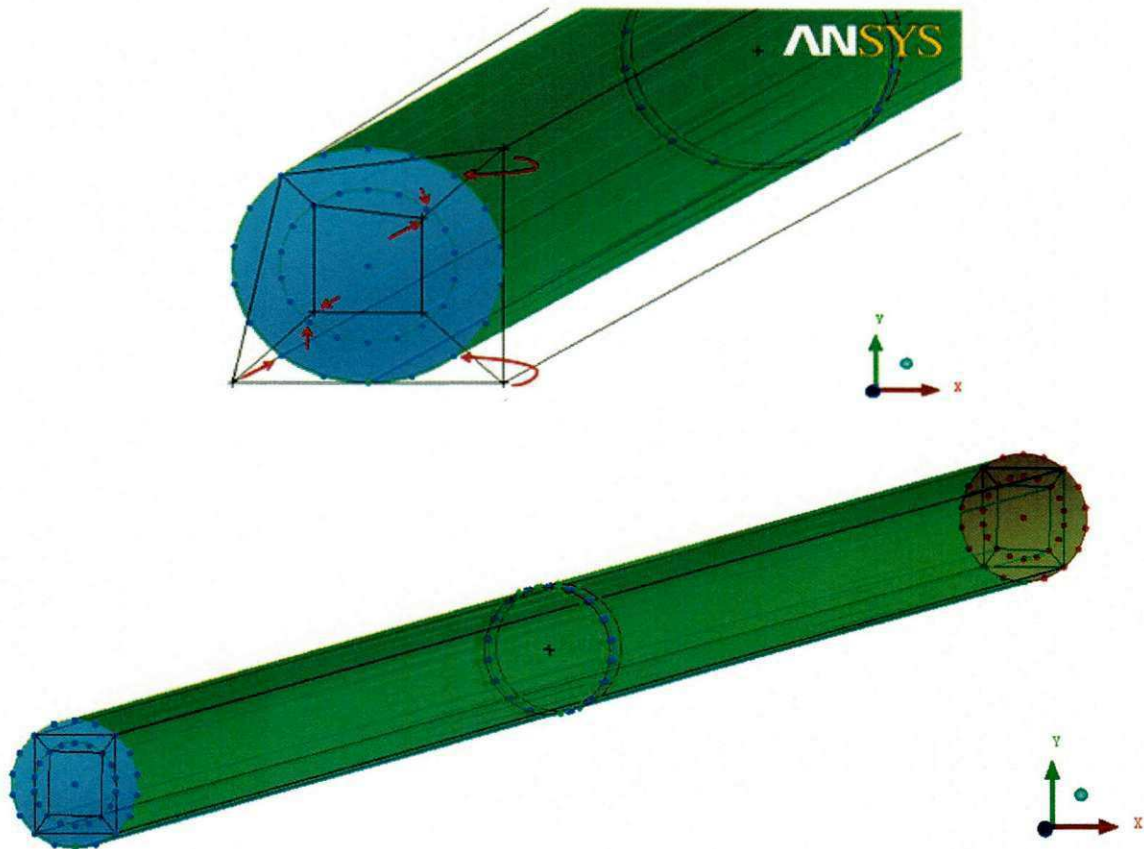


Figura A7: Associação de vértices.

Como a região mais complexa, neste caso, é a região de vazamento, a estratégia agora é aplicar *ogrids* próximos ao orifício de vazamento, porque posteriormente será necessário na geração e refinamento da malha. Quanto mais divisões nos blocos mais influência na malha. A ferramenta *Split Block* permite fazer cortes nos blocos, que foi aplicada na região central do tubo, conforme se vê na Figura A8, utilizando-se comandos que permitem simetria na divisão. Aplicou-se *ogrid* no bloco central e superior na região do orifício de vazamento e também no bloco do orifício de vazamento, fazendo-se, evidentemente, as devidas associações de vértices a pontos e adequação de medidas de arestas para manter a simetria (Figura A9). Como etapa final, são feitas associações de arestas com curvas, como exemplificado na Figura A10; essas associações também são feitas no orifício de vazamento e na região de saída.

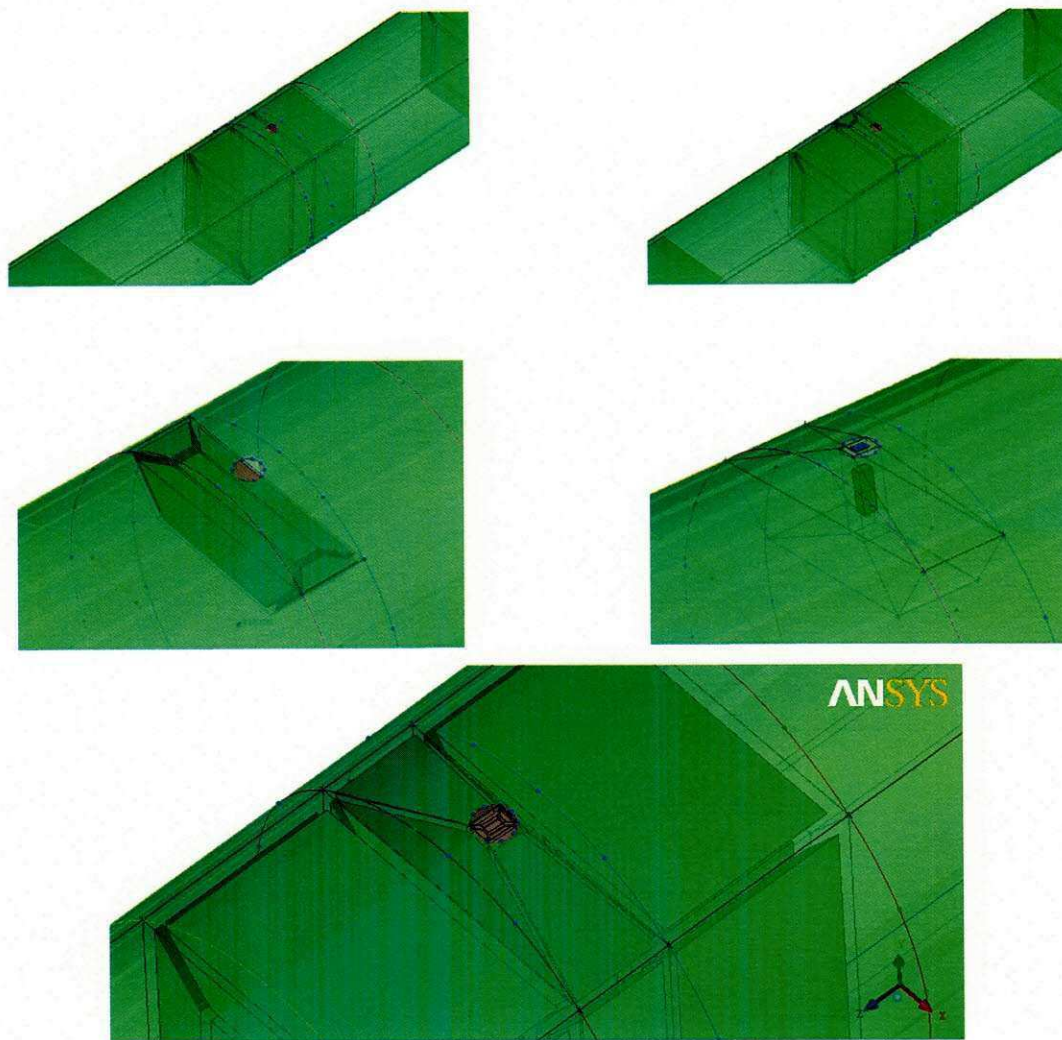


Figura A8: Etapas de aplicação de *ogrid* na região próxima ao orifício de vazamento.

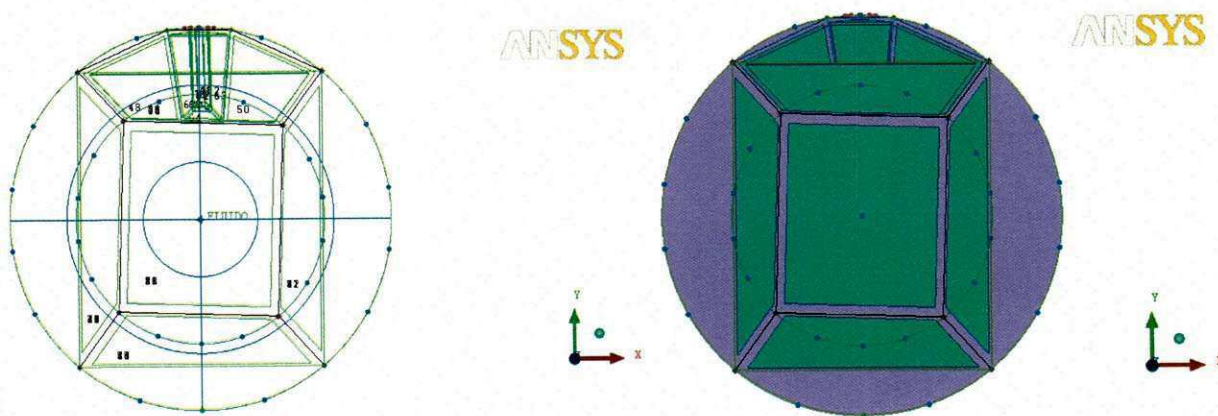


Figura A9: Geometria finalizada: vista em corte.

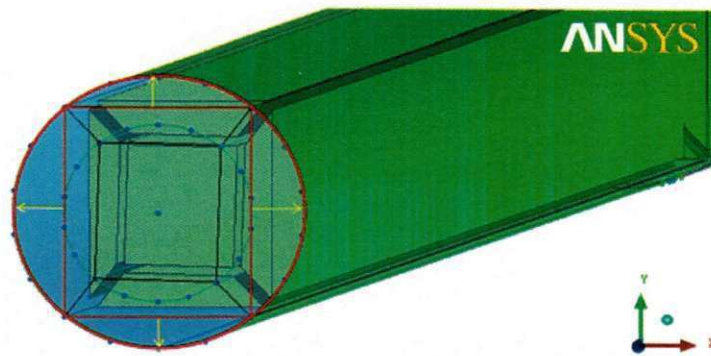


Figura A10: Associação de arestas com curvas na região de entrada.

Para a geração da malha, inicialmente utilizou-se a opção *Mesh/Global Mesh Setup* que fornecerá parâmetros gerais a ser utilizado para geração de diversas malhas. O *scale factor* (relacionado com o tamanho dos elementos da malha) foi fixado em 2.0 e o *Max Element* (o tamanho do maior elemento da malha não deverá exceder este valor) em 1.0. Depois disso, seleciona-se a opção *Pre-Mesh* para que ICEM-CFD gere a malha automaticamente. A malha resultante desta operação (Caso A) está apresentada na Figura A11 e contém 238.916 elementos. A Figura A12 ilustra os detalhes da região do orifício de 8 mm correspondendo ao ponto de vazamento do tubo.

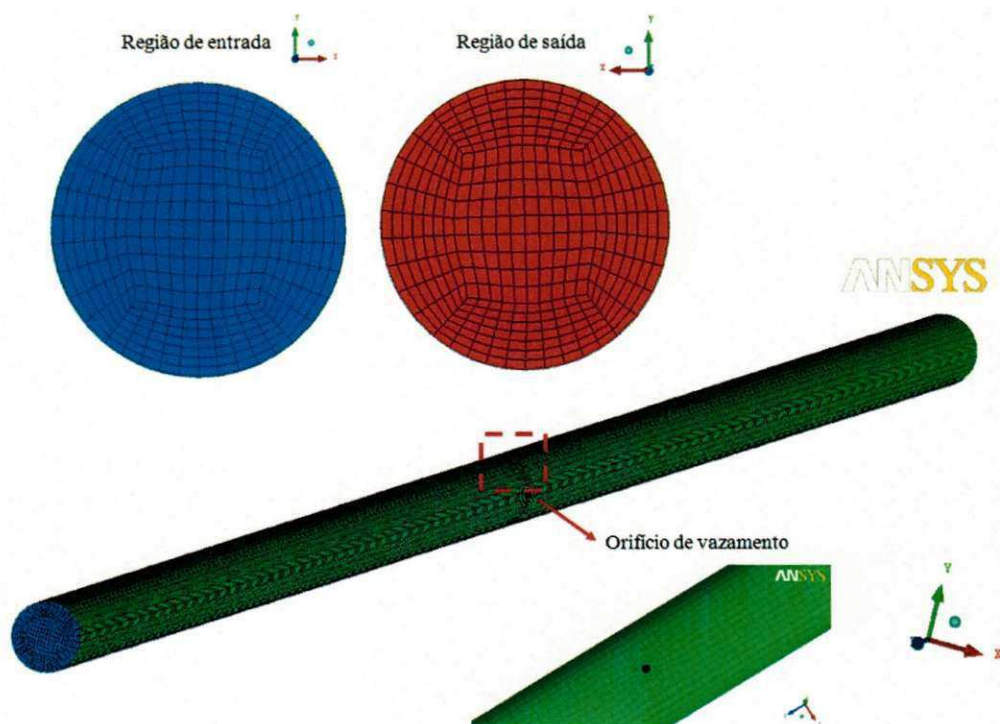


Figura A11: Representação da malha tridimensional com detalhes das regiões de entrada e saída do tubo e da região onde se localiza o orifício de vazamento – CASO A.

Outras estratégias de bloqueio foram testadas (que serão definidos aqui como Caso B e Caso C), como mostrados nas Figuras A13 e A14. Todo o procedimento para se chegar à malha final para estes casos foi similar ao realizado para a obtenção da malha no Caso A.

No Caso B (Figura A13) aplicou-se dois *ogrids* na região central do tubo, além de ter sido feita uma maior divisão dos blocos posicionados na periferia da tubulação. Apenas dois cortes transversais foram feitos na região do vazamento.

No Caso C (Figura A14), foi feita uma maior divisão dos blocos posicionados na periferia da tubulação além de ter sido aplicado somente um *ogrid* na região central. Foram feitos quatro cortes transversais na região do vazamento. A principal observação a ser feita é que as malhas geradas para os três casos são diferentes uma vez que as estratégias de bloqueio foram diferentes. No Caso B, o número de elementos da malha é 363.474 e no Caso C, o número de elementos é 224.116.

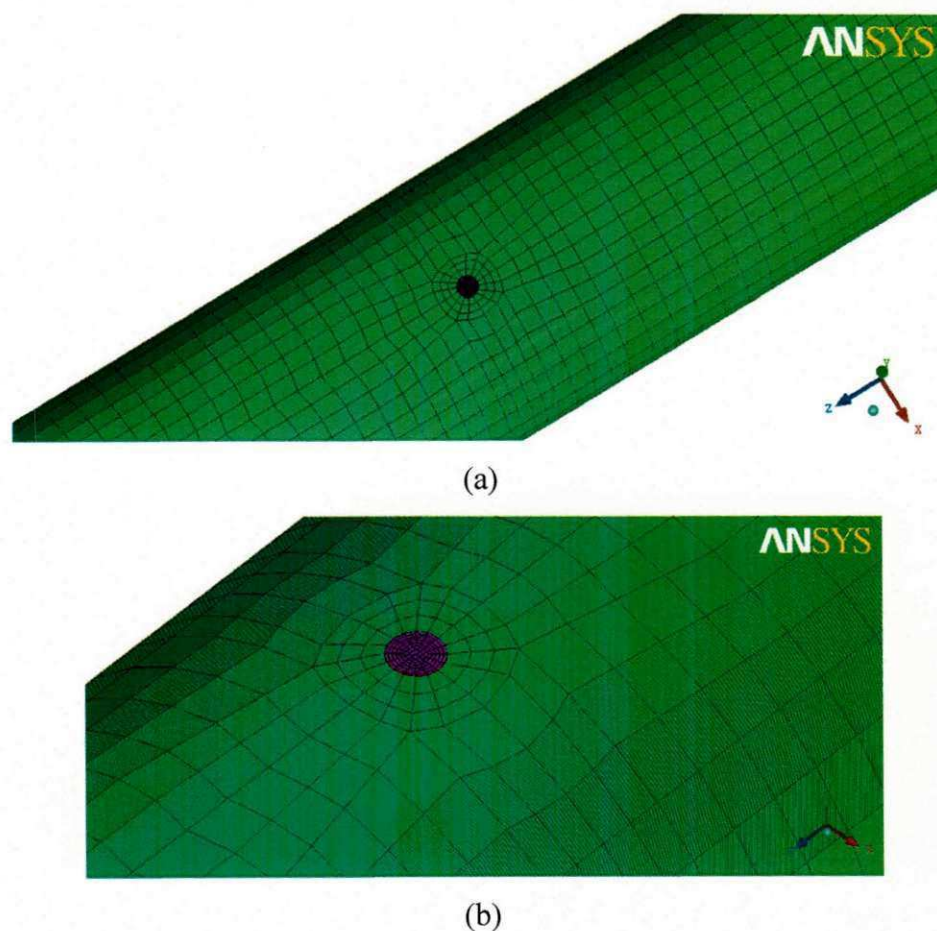


Figura A12: (a) Vista geral da região de vazamento; (b) Detalhe do orifício de vazamento localizado a 5 m da região de entrada da tubulação - CASO A.

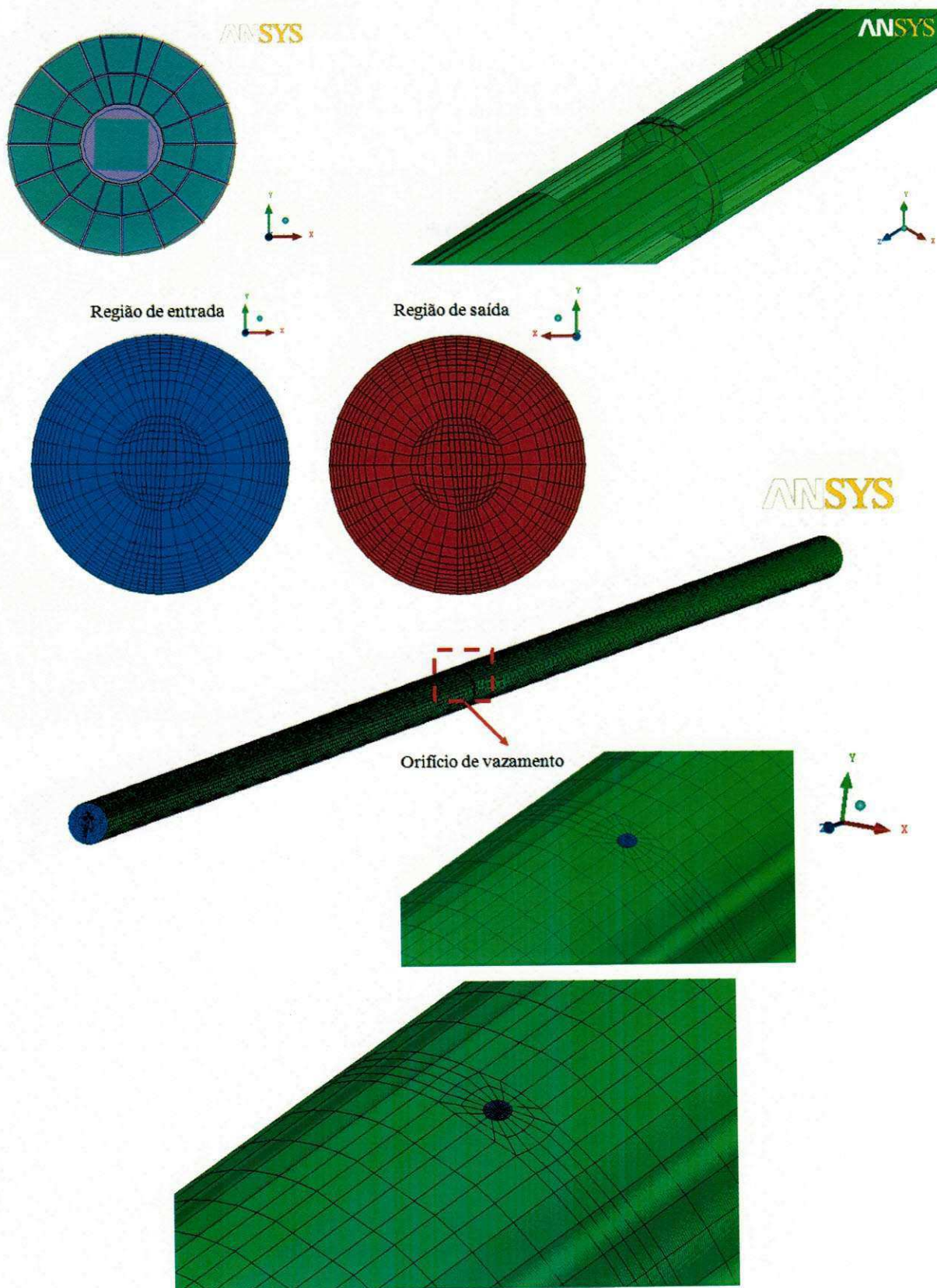


Figura A13: Estratégia de blocagem e malha – CASO B.

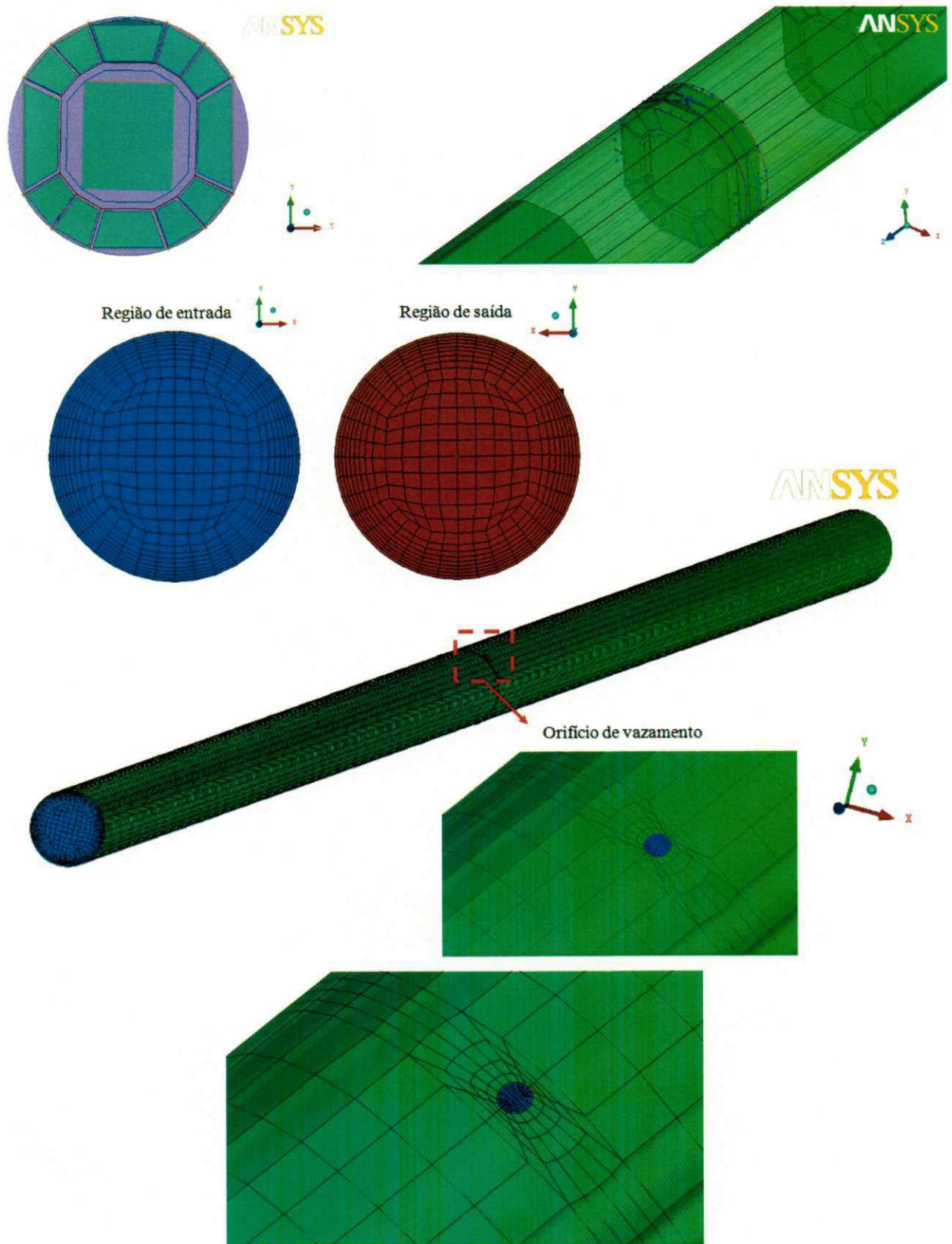


Figura A14: Estratégia de blocagem e malha – CASO C.