



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



GICELIA MOREIRA

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO ESCOAMENTO DE ÓLEO EM UM DUTO
SUBMERSO COM ORIFÍCIO DE VAZAMENTO**

Campina Grande - PB, Março de 2016

GICELIA MOREIRA

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO ESCOAMENTO DE ÓLEO EM UM DUTO SUBMERSO
COM ORIFÍCIO DE VAZAMENTO**

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

Área de Concentração: Modelagem e Simulação

Orientador: Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto

Campina Grande - PB, Março de 2016

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

M838s Moreira, Gicelia.
 Simulação numérica do escoamento de óleo em um duto submerso com
 orifício de vazamento / Gicelia Moreira. – Campina Grande, 2016.
 99 f. : il.

 Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade
Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, 2016.
"Orientação: Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto".
Referências.

 1. Fluidodinâmica Computacional. 2. Duto Submerso - Vazamento.
3. Ansys CFX. I. Farias Neto, Severino Rodrigues de. II. Título.

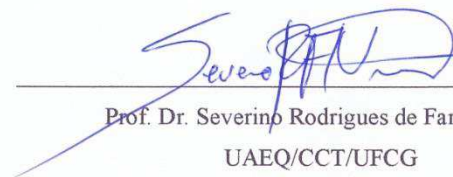
CDU 544.272(043)

GICELIA MOREIRA

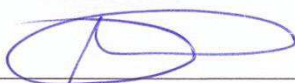
**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO ESCOAMENTO DE ÓLEO EM UM DUTO SUBMERSO
COM ORIFÍCIO DE VAZAMENTO**

Dissertação **Aprovada** em 30 de março de 2016.


BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto
UAEQ/CCT/UFCG
(Orientador)



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



Prof. Dr. Tony Herbert Freire de Andrade
UAEM/CCT/UFCG
(Examinador Externo)

Campina Grande-PB, Março de 2016

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha mãe Joana da Silva Moreira e ao meu pai Edgar Moreira, por todo investimento e amor.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelo dom da vida e em poder concretizar este trabalho;

Aos meus pais, Joana e Edgar, por me ensinar ser uma cidadã de bem, e por tudo o que me proporcionaram em toda minha vida, aos quais dedico este trabalho;

Ao meu orientador (meu guia), Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto, agradeço imensamente pela oportunidade, boa vontade, paciência em passar seu conhecimento de forma humilde e prazerosa;

Ao Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima, pelo apoio e conhecimento transmitido durante todo o mestrado;

Ao Prof. Dr. Tony Hebert Freire Andrade, pelo suporte dados aos pesquisadores do laboratório (LPFI, LCTF);

Aos meus irmãos, Edvaldo, Ana Lúcia, Manuel, Luciano, Djalma, José, Maria José, Rosa, Ivan, Jociene, Jonas e Erivando;

Ao senhor Inácio Vicente de Queiroz, Ana Maria de Queiroz e Família, pelo respeito e apoio que tive em boa parte dos meus estudos, e, a minha amiga Nisélia e seu esposo Alci, pela valiosa amizade;

Ao meu namorado Alexandre, por sempre está comigo nos momentos bons e difíceis da vida;

Aos meus amigos do laboratório, de um modo muito especial, agradeço a Daniela, Valdeiza, Morgana, Cidrônia, Guilherme e todos que compõem o LPFI e LCTF;

Ao Laboratório de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem, LPFI/UAEQ/UFCG e ao Laboratório Computacional em Térmica e Fluidos, LCTF/UAEM/UFCG, pela colaboração em toda a pesquisa, de um modo bem especial ao Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima, pela confiança e autorização no uso do LCTF;

A Secretária da Pós Graduação em Engenharia Química, Maricé, pelo seu ótimo atendimento e suas valiosas palavras de bem e incentivo;

A Universidade Federal de Campina Grande, juntamente com o programa de Pós Graduação em Engenharia Química;

A PETROBRAS, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pelo financiamento pelo 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, RPCMOD, CNPq e a Universidade Federal de Campina Grande pela parceria na realização deste trabalho.

“A vida me ensinou a nunca desistir, nem ganhar nem perder mas procurar evoluir.”

Charlie Brown Jr.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Justificativa	2
1.2 Objetivos.....	3
1.2.1 Objetivo Geral	3
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	4
2.1 Petróleo.....	4
2.1.1 Transporte de fluidos petrolíferos.....	6
2.2 Escoamento multifásico.....	6
2.2.1 Definição	6
2.2.2 Escoamento bifásico	7
2.2.3 Modelagem matemática para escoamento multifásico.....	13
2.2.4 Vazamentos em oleodutos.....	15
2.2.5 Equações governantes.....	25
2.3 Fluidodinâmica computacional	30
2.3.1 O <i>software</i> Ansys CFX®	37
2.3.2 Malha computacional	38
3.1 Definição do domínio físico	40
3.2 Domínio computacional – Malha numérica	40
3.3 Modelo matemático	42
3.3.1 Modelo de turbulência k - ϵ padrão	43
3.4 Condições iniciais e de contorno para o estudo isotérmico.....	44
3.5 Casos estudados.....	48
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	49

4.1 Validação dos resultados numéricos com os resultados analíticos.....	49
4.2 Avaliação dos resultados numéricos	50
4.2.1 Efeito da presença do vazamento	50
4.2.2 Efeito da velocidade de entrada de óleo no tubo	59
4.2.3 Efeito da pressão na saída do tubo	63
4.2.4 Influência da pressão na região do vazamento	68
4.2.5 Efeito da velocidade da correnteza marítima	69
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	73
5.1 Considerações	73
5.2 Sugestões futuras	74
6. REFERÊNCIAS	75

RESUMO

MOREIRA, Gicelia. **Simulação Numérica do Escoamento de Óleo em um Duto Submerso com Orifício de Vazamento**. Campina Grande: Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Campina Grande, 2016. Dissertação (Mestrado).

Vazamento em oleodutos, além de prejuízos financeiros pode causar diversos danos ambientais, onde, o conhecimento dos fenômenos interfaciais de líquidos imiscíveis permite entender o processo de migração advectiva em dutos submarinos. Portanto, estas informações, possibilitam prever o comportamento e a forma geométrica da interface água-óleo e fornecer uma boa fundamentação fenomenológica no que diz respeito às teorias de perturbação, aos critérios de estabilidade e a modelagem matemática, bem como os padrões de escoamento nas vizinhanças do vazamento em dutos submersos. Diante disto, este trabalho, tem por objetivo estudar numericamente a influência do vazamento de óleo no mar a partir de duto submerso e vice-versa sobre o comportamento de fluidos. Para isso, adotou-se um modelo bidimensional com base nas equações de conservação de massa, momento linear e o modelo de turbulência k- ϵ padrão disponibilizado no Ansys CFX. O comportamento dinâmico do óleo e da água é representado com auxílio de campos de pressão, velocidade superficial e fração volumétrica de óleo e da água, vetores de velocidade. Os resultados das simulações indicam a presença de vazamento de óleo na correnteza marítima e de água para a corrente de óleo no tubo através do orifício de vazamento.

Palavras-Chave: Fluidodinâmica Computacional, duto submerso, vazamento, Ansys CFX.

ABSTRACT

MOREIRA, Gicelia. Numerical Simulation of the Oil Flow in a Duct Submerged Orifice Leak.
Campina Grande: Post-Graduate Program in Chemical Engineering, Federal University of Campina Grande, 2016. Master's Thesis.

Leaks in pipelines, beyond financial losses can cause various environmental damage, where the knowledge of interfacial phenomena of immiscible liquids allows us to understand the advective migration process in subsea pipelines. Therefore, these informations allows to predict the behavior and geometrical form of water-oil interface and provide a good phenomenological foundation with respect to the theories of perturbation, the criteria of stability and the mathematical model as well as the flow patterns in around of the leakage starting from underwater pipelines. In view of this, this work aims to numerically study the influence of the oil leak in the sea starting from submerged pipe or the opposite about behavior of fluids. For this, it was adopted a two-dimensional model based on mass conservation and linear momentum equations and the k- ϵ standard turbulence model available in Ansys CFX. The dynamic behavior of oil and water is shown with the aid of pressure, superficial velocity and volumetric fraction fields of oil and water and velocity vectors. The simulation results indicate the presence of oil spills in sea water in the stream and the water for oil tube through of the orifice leakage.

Keywords: computational fluid dynamics, submerged pipelines, leak, Ansys CFX.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Representação do fenômeno de migração advectiva a partir de um duto submerso	2
Figura 2: Óleo cru escoando sobre um tubo de ensaio	4
Figura 3: Domínio e condições de contorno consideradas no problema	8
Figura 4: Sequência de quadros cobrindo a passagem do jato de óleo através do tubo até a estabilização do fluxo laminar para a velocidade de injeção de 1,05 m/s e diâmetro do tubo de 9,7 cm	9
Figura 5: a) Situação experimental, (b) domínio e condição de contorno utilizadas na simulação e (c) malha aplicada ao domínio da superfície interior e exterior	10
Figura 6: Simulações de fração de volume: (a) tempo de simulação 0,40 s; (b) tempo de simulação 0,63 s e (c) tempo de simulação 0,95 s	11
Figura 7: Campos de velocidade simulados e localizados em um plano diametral do domínio: (a) tempo de 0,40 s; (b) tempo de 0,63 s e (c) tempo de 0,95 s	11
Figura 8: Configurações geométricas adotadas por sistemas bifásicos líquido-líquido em dutos horizontais: (a) escoamento estratificado, (b) escoamento com dispersão de óleo em água, (c) escoamento com dispersão de óleo em água ou água em óleo, (d) escoamento intermitente e (e) escoamento anular	12
Figura 9: O processo de derramamento de óleo do oleoduto submarino para a superfície livre em diferentes taxas de vazamento de óleo: (a) $v_o = 1$ m/s, (b) $v_o = 3$ m/s e (c) $v_o = 5$ m/s	17
Figura 10: O processo de derramamento de óleo do oleoduto submarino para a superfície livre a diferentes velocidades de água: (a) $v_{wmax} = 0,04$ m/s, (b) $v_{wmax} = 0,07$ m/s e (c) $v_{wmax} = 0,1$ m/s	18
Figura 11: O processo de derramamento de óleo do oleoduto submarino para a superfície livre em diferentes diâmetro de vazamento de óleo: $d = 0,01$ m; $d = 0,03$ m; $d = 0,05$ m	19
Figura 12: (a) Distribuição de óleo-água-gás para ($t = 24, 80$ e 1400)s; $u = 0,1$ m/s; $P = 100800$ Pa)	20
Figura 12: (b) Distribuição de óleo-água-gás para ($t = 38, 56$ e 60)s; ($P = 102000, 101000$ e 100800 Pa); $u = 0,1$ m/s	20

Figura 12: (c) Distribuição de água-gás-óleo para (t = 24, 10, 20 e 30)s; u = 0,1 m/s; k = 1, P = 104000 Pa	20
Figura 13: Aparato experimental: funil invertido submerso em água e retendo óleo	21
Figura 14: (a) Geometria 2D axissimétrico e (b) geometria 3D e malha gerada para a solução do problema	21
Figura 15: Evolução do escoamento para diferentes tempos: experimental (a), (b), (c), (d) e simulado (e), (f), (g), (h)	22
Figura 16: Etapas para simulação numérica de um problema físico entre fluidos	32
Figura 17: (a) Malhas tetraédricas e malha hexaédrica e (b) distribuição de velocidade no sistema de inversão de fases	33
Figura 18: (a) Geometria do domínio utilizada nas simulações e (b) malha aplicada para o domínio nas simulações realizadas	34
Figura 19: Comparação entre deslocamentos calculados com a força obtida para o cilindro fixo e livre, respectivamente	34
Figura 20: (a) Geometria dos casos e (b) malha com corte na vista frontal da geometria no orifício de vazamento	36
Figura 21: (a) Geometria dos casos e (b) malha com corte na vista frontal da geometria no orifício de vazamento	37
Figura 22: (a) Malha estruturada e (b) malha não-estruturada	38
Figura 23: Domínio físico analisado	40
Figura 24: (a) Malha numérica para todo o domínio físico analisado, (b) região central do domínio físico e (c) região do vazamento	41
Figura 25: Condições iniciais e de contorno adotadas para entrada e saída do tubo, paredes e faces frontal e traseira da tubulação horizontal	45
Figura 26: Condições iniciais e de contorno adotadas para entrada e saída do mar, topo e faces frontal e traseira da correnteza marítima	46
Figura 27: Comparação entre os perfis de velocidade numérico e analítico para o escoamento laminar de óleo em uma posição axial igual a 5 m da entrada do tubo	49
Figura 28: Detalhes das posições analisadas na tubulação, correnteza marítima e no vazamento	50

Figura 29: (a) Comportamento da pressão total ao longo do comprimento da tubulação (caso 4, posição P_2) e (b) posição de medição do parâmetro P_2	51
Figura 30: (a) Variação da pressão total em função do tempo de processo e (b) posições de medição dos parâmetros P_{11} e P_{13}	52
Figura 31: Distribuição da pressão total em função da posição do tubo ($t = 5$ s, posição 2)	53
Figura 32: Campo de velocidade superficial da água em todo o domínio (tubo e mar) e detalhe do jato de óleo na região mar: (a) Campo de velocidade, (b) campo vetorial de velocidade e (c) parte da tubulação horizontal e da correnteza marítima	54
Figura 33: Distribuição da fração volumétrica do óleo, no tubo, posição P_2 , ($t = 10$ s, caso 4) e (b) posição de medição do parâmetro P_2	55
Figura 34: (a) Distribuição da fração volumétrica da água, no mar, posição P_4 , ($t = 10$ s, caso 4) e (b) posição de medição do parâmetro P_4	56
Figura 35: (a) Distribuição da fração volumétrica do óleo, no tubo, posição P_{14} ($t = 10$ s, caso 4), (b) distribuição da fração volumétrica da água, no mar, posição P_{15} ($t = 10$ s, caso 4) e (c) posições de medição dos parâmetros P_{14} e P_{15}	57
Figura 36: (a) Distribuição da fração volumétrica do óleo, na posição 10, para diferentes velocidades do óleo ($t = 5$ s) e (b) posição de medição do parâmetro P_{10}	58
Figura 37: Distribuição da fração volumétrica do óleo, no vazamento para diferentes tempos ($U_0 = 2,16$ m/s)	59
Figura 38: (a) Velocidade superficial do óleo, em diferentes posições, caso 6 e (b) posições de medição dos parâmetros P_1 , P_2 e P_3	60
Figura 39: Evolução da velocidade superficial do óleo no duto em diferentes tempos (caso 4)	60
Figura 40: (a) Distribuição radial da fração volumétrica do óleo, em três posições na tubulação referente ao caso 6 ($t = 5$ s) e (b) posições de medição dos parâmetros P_{11} , P_{12} e P_{13}	61
Figura 41: Distribuição radial da pressão total, antes, durante e após o vazamento, (caso 4, $t = 5$ s)	62
Figura 42: (a) Distribuição radial da fração volumétrica de óleo em três posições, no domínio mar, (caso 4, $t = 10$ s) e (b) posições de medição dos parâmetros P_7 , P_8 e P_9	63

Figura 43: (a) Distribuição radial da fração volumétrica do óleo, no vazamento, para diferentes pressões prescritas ($t = 10$ s) e (b) posição de medição do parâmetro P_{12}	64
Figura 44: Distribuição da fração volumétrica do óleo, para diferentes pressões na saída do tubo	65
Figura 45: Velocidade superficial do óleo para diferentes pressões na saída do tubo ($t = 5$ s) e (b) posição de medição do parâmetro P_2	66
Figura 46: Velocidade superficial do óleo, para diferentes tempos de processamento, (caso 7, posição 3) e (b) posição de medição do parâmetro P_3	67
Figura 47: Pressão total para diferentes pressões prescritas, posição 2 (casos 5, 6 e 7)	67
Figura 48: Distribuição radial da pressão total, na posição do vazamento, no tempo $t = 10$ s (casos 5, 6 e 7) e (b) posição de medição do parâmetro P_{12}	68
Figura 49: Distribuição radial da pressão total, antes, durante e depois do vazamento (caso 6, $t = 10$ s) e (b) posições de medição dos parâmetros P_{11} , P_{12} e P_{13}	69
Figura 50: Comportamento da pressão total ao longo da correnteza marítima em diferentes posições (caso 8, $t = 10$ s) e (b) posições de medição dos parâmetros P_4 , P_5 e P_6	70
Figura 51: Distribuição da fração volumétrica da água, em diferentes posições da correnteza marítima (caso 8, $t = 5$ s) e (b) posições de medição dos parâmetros P_7 , P_8 e P_9	71
Figura 52: (a) Velocidade superficial da água, para diferentes velocidades da correnteza marítima, (Posição 4, $t = 10$ s), (b) velocidade superficial do óleo, para diferentes velocidades da correnteza marítima (Posição 4, $t = 10$ s) e (c) posição de medição do parâmetro P_4	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Propriedades físico-químicas dos fluidos adotados para simulação	47
Tabela 2: Considerações do problema estudado e da solução numérica	47
Tabela 3: Casos avaliados na simulação	48

NOMENCLATURA

Letras Latinas

$A_{\alpha\beta}$	Área superficial por unidade de volume	$[\text{m}^{-1}]$
$C^{(d)}_{ab}$	Coefficiente de arraste interfacial	[-]
C_D	Coefficiente de arraste	[-]
$C_{\varepsilon 1}$	Constante do modelo de turbulência k- ε	[-]
$C_{\varepsilon 2}$	Constante do modelo de turbulência k- ε	[-]
C_{μ}	Constante do modelo de turbulência k- ε	[-]
C_{TD}	Coefficiente de dispersão turbulenta	[-]
D	Diâmetro da região de vazamento	[m]
d_{β}	Diâmetro médio da fase dispersa	[m]
E	Erro relativo	[-]
F	Fator de atrito de Moody	[-]
f_{β}	Fração volumétrica da fase β na mistura	[-]
$f_{\beta,max}$	Fração volumétrica máxima de empacotamento	[-]
l_e	Comprimento de escala	[m]
l_m	Comprimento de mistura	[m]
M_{α}	Soma das forças interfaciais	$[\text{N}\cdot\text{m}^{-2}]$
n_w	Vetor normal à parede	[-]
Re	Número de Reynolds	[-]
Re_m	Número de Reynolds modificado	[-]
$S_{M\alpha}$	Termo fonte de momento	[N]
U	Velocidade de escoamento do fluido	$[\text{m}\cdot\text{s}^{-1}]$
U_{α}	Velocidade da corrente de fluido da fase contínua <i>alfa</i>	$[\text{m}\cdot\text{s}^{-1}]$
U_{α}	Vetor velocidade da fase contínua <i>alfa</i>	$[\text{m}\cdot\text{s}^{-1}]$
U_{β}	Velocidade da corrente de fluido da fase dispersa <i>beta</i>	$[\text{m}\cdot\text{s}^{-1}]$
$U_r = (U_{\alpha} - U_{\beta})$	Velocidade relativa entre as fases α e β	$[\text{m}\cdot\text{s}^{-1}]$

$ U_{\alpha}-U_{\beta} $	Velocidade de deslizamento entre as fases β (dispersa) e α (contínua) na direção da fase α .	$[\text{m}\cdot\text{s}^{-1}]$
V_{ana}	Valor analítico	$[-]$
V_{num}	Valor numérico	$[-]$
y_w	Distância próxima à parede	$[\text{m}]$

Letras Gregas

E	Taxa de dissipação da energia cinética turbulenta por unidade de massa	$[\text{m}^3\cdot\text{s}^{-3}]$
κ	Energia cinética turbulenta	$[\text{m}^2\cdot\text{s}^{-2}]$
κ_{α}	Energia cinética da fase contínua	$[\text{m}^2\cdot\text{s}^{-2}]$
μ_{α}	Viscosidade da fase α	$[\text{Pa}\cdot\text{s}]$
μ_m	Viscosidade da mistura	$[\text{Pa}\cdot\text{s}]$
μ_t	Viscosidade turbulenta	$[\text{Pa}\cdot\text{s}]$
$\mu_{t,c}$	Viscosidade turbulenta da fase contínua	$[\text{Pa}\cdot\text{s}]$
$\mu_{t,d}$	Viscosidade turbulenta da fase dispersa	$[\text{Pa}\cdot\text{s}]$
ρ	Massa específica do fluido	$[\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}]$
ρ_{α}	Massa específica da fase α	$[\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}]$
Σ	Número de Prandtl turbulento	$[-]$
σ_{ε}	Constante do modelo de turbulência k- ε	$[-]$
σ_k	Constante do modelo de turbulência k- ε	$[-]$

Letras Especiais

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

LISTA DE SIGLAS

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

API – American Petroleum Institute

CCT – Centro de Ciências e Tecnologias

CFD – Fluidodinâmica Computacional (*Computational Fluid Dynamics*)

LCTF – Laboratório Computacional de Térmica e Fluidos

LPFI – Laboratório de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem

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

UFMG – Universidade Federal de Campina Grande

1. INTRODUCAO

Danos ambientais a fauna, flora e ambientes naturais (praias, recifes, manguezais, etc.) decorrente de vazamentos ou derramamento de óleo, conduzem a publicação de reportagens exibidas em redes sociais, imprensa e a mídia de um modo geral. Além desses fatos, conduz, geralmente, a elevadas multas e indenizações impostas pelos órgãos ambientais de vários países, além da contaminação ao meio ambiente e a saúde do ser vivo com a exposição de resíduos sólidos perigosos expostos ao ar livre.

Centros de pesquisa e indústrias de petróleo no Brasil relatam custos na ordem de R\$ 150.000,00 (US\$ 90.000,00) por metro cúbico em consequência de vazamentos (COLOMBAROLI, 2008). No Brasil, a Lei Brasileira de Crimes Ambientais, uma das mais rigorosas do mundo, tem como principal meta punir desastres ambientais com multas rigorosas chegando até mesmo com a prisão dos responsáveis pelos danos ambientais. Diante destes acontecidos, a indústria exige alto padrão de segurança ao seu redor, em especial a de petróleo. No entanto, as instalações necessitam não só atender às normas técnicas, como também aos requisitos legais que são exigidos por estas normas, de forma a proporcionar pleno desempenho para as unidades industriais e empregadores, uma vez que, a supervisão e inspeção formam parte desse padrão de segurança.

Tubulações submersas possuem muitos quilômetros de extensão e tem como objetivo o transporte de óleo e gás, sendo chamados de oleodutos ou gasodutos. Estes dutos submersos e plataformas flutuantes, de um modo geral, tendem a sofrer interações com ondas e correntezas, acarretando no surgimento de diferenças de pressões em torno da superfície externa e causando vibrações na tubulação (FOX *et al.*, 2006; SAITO e MOROOKA, 2010).

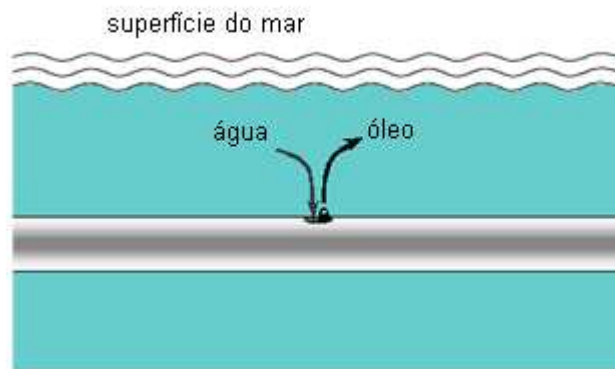
Conforme Sumer e Fredsøe (1997), a distribuição de pressão ao redor da tubulação sofre mudanças constantes, mudanças estas que podem ter como consequência a variação das componentes de força no cilindro, ou seja, a força de arrasto paralela à direção do movimento.

Com isso, as forças de arraste podem fazer com que o duto sofra vibrações (Vibração Induzida por Vórtices-VIV), sendo um fato muito importante para o estudo que envolve oleodutos marítimos, riscos ambientais e todos os recursos naturais.

1.1 Justificativa

O vazamento em dutos submersos proporciona sérios danos ambientais, prejuízos financeiros ou mesmo multas pesadas impostas por órgãos competentes, sem falar no tratamento da região afetada. Nesse sentido, estimar a influência do vazamento e seu comportamento possibilita o conhecimento do montante total de fluido (óleo, gás ou mesmo águas contaminadas) liberado. A necessidade de detecção do vazamento na rede de dutos possibilita a parada das bombas e fechamento das válvulas para evitar ou minimizar os danos ambientais. O conhecimento dos fenômenos interfaciais de líquidos imiscíveis é de grande importância para o estudo do processo de migração advectiva em dutos submarinos. Estas informações possibilitam a previsão do comportamento, a forma geométrica da interface água-óleo e fornece uma boa fundamentação fenomenológica no que diz respeito às teorias de perturbação, critérios de estabilidade e à modelagem matemática, Figura 1. O estudo empregando as ferramentas da fluidodinâmica computacional permite conhecer conceito e nível de detalhes dos padrões de escoamento nas vizinhanças do vazamento em dutos submersos, os campos de pressão e de velocidade, entre outros.

Figura 1: Representação do fenômeno de migração advectiva a partir de um duto submerso.



Fonte: Oliveira *et al.* (2009)

Outro ponto a ser destacado é a necessidade de estudar os padrões de escoamento nas vizinhanças do vazamento em dutos submersos visto que, verifica-se certa escassez de trabalhos envolvendo vazamento em dutos submersos empregando a fluidodinâmica computacional como ferramenta de estudo.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Estudar numericamente a influência do vazamento de óleo em duto submerso no mar sobre o comportamento dos fluidos no tubo e no mar.

1.2.1.1 Objetivos Específicos

- Definir um modelo matemático bidimensional para prever o comportamento dos fluidos (água e óleo) no orifício de vazamento;
- Simular e avaliar o comportamento da pressão, fração volumétrica e velocidade de água e óleo no leito marinho e no duto, avaliando os efeitos da velocidade de entrada no tubo e no mar, e a pressão de saída no tubo sobre o comportamento dos fluidos na região do vazamento;
- Comparar e discutir os resultados numéricos com resultados teóricos disponibilizados na literatura, do escoamento monofásico de óleo sem vazamento.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Petróleo

O petróleo corresponde à mistura de hidrocarbonetos (formados basicamente por átomos de hidrogênio e carbono) que pode estar na fase sólida, líquida ou gasosa, dependendo das condições de pressão, temperatura e volume em que são encontrados (VAZ, 2008).

Segundo Thomas (2001), o petróleo é definido como uma substância oleosa, que tem uma grande quantidade de compostos químicos orgânicos, onde, na maioria das vezes são menos densos que a água, tendo um odor forte e tonalidade entre as cores negras e o castanho escuro.

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), todo petróleo com densidade relativa superior a 0,92 e igual ou inferior a 1,00 (ou grau °API igual ou superior a 10 e inferior a 22) pode ser denominado como óleo pesado, Figura 2. Este tipo de petróleo contém uma grande proporção de hidrocarbonetos de alto peso molecular, sendo na maioria das vezes com mais de 15 átomos de carbono por molécula, possuindo grandes quantidades de resíduo de carbono como: asfaltenos, enxofre, nitrogênio, metais pesados, aromáticos e parafinas (THOMAS, 2001).

Figura 2: Óleo cru escoando sobre um tubo de ensaio.



Fonte: Science Photo Library, 2010

Na natureza existem diversos tipos de óleos de diferentes valores de densidade e viscosidade. Estes parâmetros são de grande importância para o processo de produção e refino de petróleo. Com esses parâmetros e outras ferramentas (experimental ou numérica) pode-se determinar qual será o comportamento do fluido durante o processo de produção de óleo, ou seja, durante o escoamento dentro do reservatório, tubulações terrestres e marítimas.

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

Tratando-se de exploração petrolífera, especificamente o Brasil, no qual é o maior explorador de petróleo em águas profundas, tem tido grande avanço, em especial o seu transporte, onde mais de 70% do petróleo explorado e produzido no país é oriundo de poços localizados em plataformas (THOMAS, 2001).

Já a produção de petróleo e gás natural da Petrobras tanto no Brasil quanto no exterior no 1ª trimestre de 2015 cresceu 11% em relação ao 1º trimestre de 2014, com isso, atingiu a média de 2 milhões e 803 mil barris de óleo equivalente por dia (boed). No primeiro trimestre de 2015, foi iniciado sistemas de produção de modo antecipado no campo da Bacia de Santos, Bacia de Campos e do campo de Hadrian South em águas ultra profundas no Golfo do México (EUA) (PETROBRAS, 2014; PETROBRAS, 2015). Devido ao aumento da demanda de energia, a exploração de petróleo em águas profundas e a falta de recursos tecnológicos, percebe-se que, o processo de extração de óleo continuará existindo, podendo chegar a um aumento significativo nas operações de exploração *offshore* (TRAMONTIN *et al.*, 2014).

Para o processo de refino em 2014, a produção total de derivados no Brasil e no exterior chegou a marca de 2 milhões e 119 mil barris por dia (bpd), sendo 8% inferior ao mesmo período de 2014 (PETROBRAS, 2015).

2.1.1 Transporte de fluidos petrolíferos

O transporte do petróleo é uma das etapas mais importante na indústria de petróleo e petroquímica. Após sua extração, o produto é levado a seus pontos de embarque, e, devido à localização dos campos petrolíferos, por exemplo, torna-se necessário o processo de transporte através de oleodutos e gasodutos podendo estes ser construídos em terra ou em mar (SANTOS, 2014).

Para o transporte de petróleo através de dutos, existe variações de pressão no sistema de escoamento do fluido que pode causar diferentes elevações do terreno, velocidade de escoamento e fricção, além de diferentes conexões, curvas e variações abruptas de área (BIEHL *et al.*, 2014). Esses fatores que influenciam no processo de transporte de petróleo através de dutos, podem causar rupturas nas tubulações e conseqüentemente vazamentos (YUE *et al.*, 2006).

2.2 Escoamento multifásico

2.2.1 Definição

O termo escoamento define, em um duto ou equipamento, como sendo ação de um fluido em movimento. O termo multifásico, refere-se à presença de mais de um fluido e/ou sólidos presentes. Na indústria de petróleo é comum observar mais de uma fase (água, óleo, gás e/ou sólido) presentes em escoamentos em dutos e equipamentos. A sua classificação é definida quanto ao número de fases presentes: líquido-líquido, líquido-gás, líquido-sólido e gás-sólido (SANTOS, 2014).

Quando se fala de escoamento multifásico, entende-se que é qualquer escoamento formado por mais de uma fase em um sistema qualquer (TAVARES, 2012). O escoamento multifásico na maioria das vezes é encontrado nas indústrias de petróleo (preferência), química entre outras.

2.2.2 Escoamento bifásico

2.2.2.1 Líquido-Líquido

Em sistemas bifásicos (líquido-líquido), há transferência de quantidade de movimento entre as fases e menores efeitos de empuxo, onde, as diferenças entre as massas específicas são pequenas entre cada fase (TRALLERO e SARICA, 1996; PALADINO, 2005).

Souza (2011) afirma que, para o estudo de escoamento bifásico, é necessário ter um conhecimento prévio do comportamento de cada uma das propriedades (como por exemplo, vazões e/ou velocidades) e configurações de cada uma das fases que regem o sistema em estudo.

Em sistemas de escoamento multifásico, existe um padrão de escoamento para a configuração interfacial das fases presentes em um sistema que são denominadas por balanço de forças em cada uma de suas faces e interfaces. Para uma aceleração da gravidade específica, o balanço de forças irá depender de parâmetros que estejam relacionados à geometria de estudo, como por exemplo, o ângulo de inclinação, diâmetro e rugosidade da parede do duto. Quanto ao escoamento, dependerá da velocidade de cada uma das fases envolvidas no sistema, e, quanto ao fluido, está relacionado a propriedades como: densidade, viscosidade e tensão superficial (RODRIGUEZ, 2011).

Encontra-se na literatura muitos trabalhos que envolve escoamento multifásico. Silva (2006) desenvolveu o estudo do escoamento bifásico em *risers* em movimentação utilizado para a produção de petróleo no mar em águas profundas. Para a realização do trabalho, o autor construiu um sistema experimental com um duto flexível de 8 metros de comprimento e 25,4 mm de diâmetro, e contendo um sistema de oscilação e injeção de água e ar. Dessa maneira observou-se que os padrões de escoamento permaneceram praticamente inalterados quando se comparou o caso estático com o caso dinâmico.

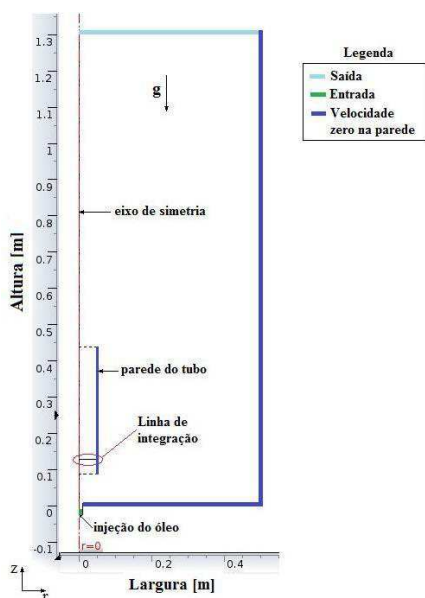
Andrade (2009) analisou através da fluidodinâmica computacional o escoamento bifásico óleo-água em tubulações na presença de aquecimento elétrico, onde, o autor levou em consideração a transferência de calor para o regime permanente, as correlações de viscosidade para óleos de

baixo °API e alto volume de água na mistura em toda vida do campo. Foi realizado uma modelagem matemática capaz de analisar e avaliar um caso em situação real.

Ainda se tratando de escoamento multifásico, Sousa *et al.* (2013) analisaram por meio do *software* CFX - 3D o escoamento isotérmico de óleo pesado e água em tubulações verticais com 3,5 metros de comprimento na presença de vazamento. Observou-se que, maiores fração volumétrica de água na mistura e velocidade de escoamento maior é a variação na queda de pressão total.

Biehl *et al.* (2014) propuseram soluções inovadoras, que priorizam a captura do óleo antes da sua ascensão e espalhamento na superfície. Para isso, os autores realizaram simulações do escoamento de um jato de óleo através de um bocal de coleta para estudar o comportamento da ascensão do óleo para um dispositivo submerso que o colete e armazene sem prejuízos o espalhamento na superfície. Os estudos de simulação foram desenvolvidos nos *softwares* COMSOL Multiphysics 4.3a e no Wolfram Mathematica v.8. Na Figura 3, está esquematizado o domínio e condições de contorno adotadas para a solução do problema.

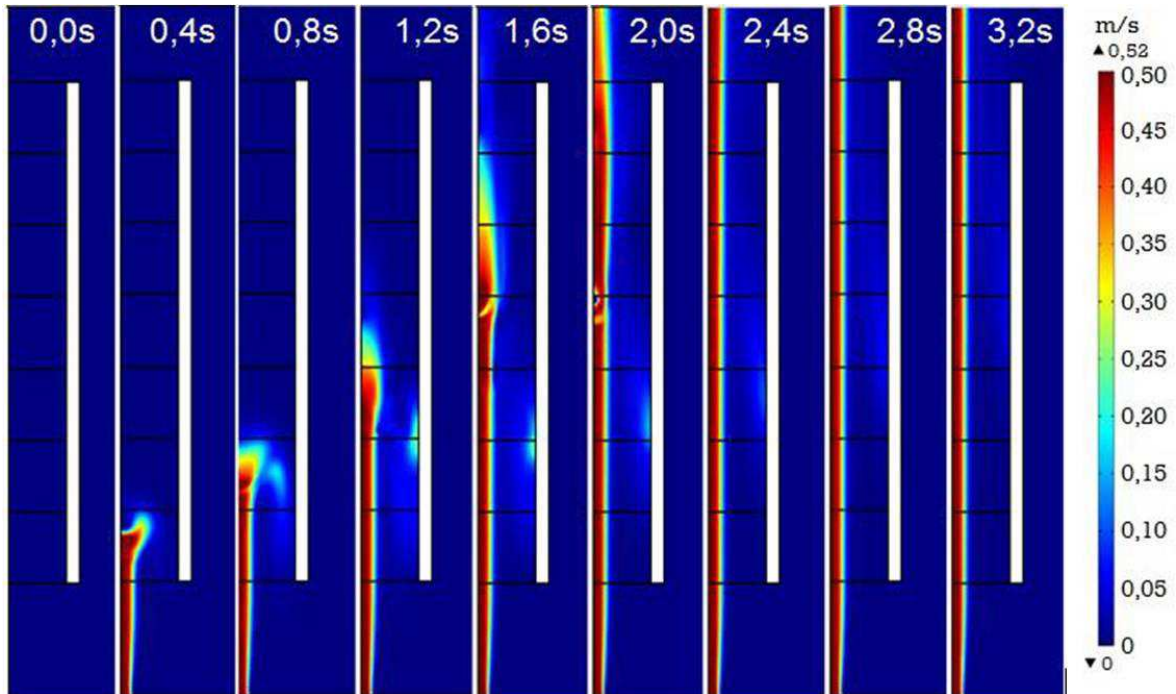
Figura 3: Domínio e condições de contorno consideradas no problema.



Fonte: Biehl *et al.* (2014)

Os autores constataram que, quanto maior for a velocidade de injeção de óleo, maior é o diâmetro da região do tubo afetada pelo jato devido ao aumento do efeito de difusão junto à interface, Figura 4.

Figura 4: Sequência de quadros cobrindo a passagem do jato de óleo através do tubo até a estabilização do fluxo laminar para a velocidade de injeção de 1,05 m/s e diâmetro do tubo de 9,7 cm.



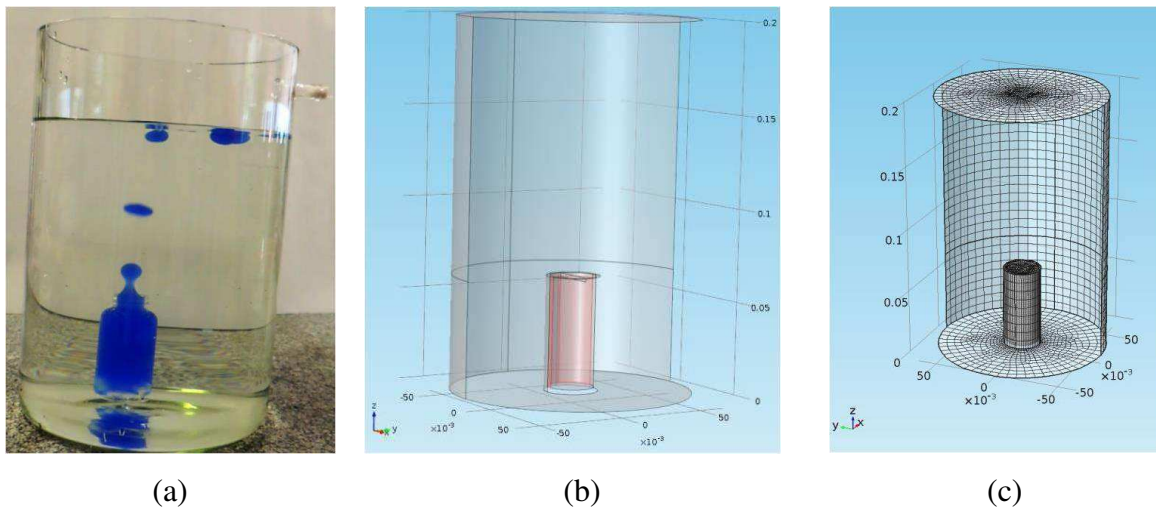
Fonte: Biehl *et al.* (2014)

Logo, os resultados obtidos ajudaram a descrever e antecipar o comportamento de um jato laminar de óleo que preencherá um dispositivo de coleta, tal como um reservatório submerso. Os modelos apresentados se mostraram adequados frente ao que se conhece dos fenômenos físicos envolvidos nesse tipo de sistema.

Também utilizando o *software* COMSOL *Multiphysics*[®], Tramontin *et al.* (2014) propuseram estudar a simulação do deslocamento do óleo a partir da água, para isso, os autores consideraram aspectos operacionais como a geometria do sistema e propriedades como: tensão interfacial, densidade e viscosidade dos fluidos presentes.

Para o comportamento experimental e comparações posteriores com os resultados do modelo computacional, para fins de validação, concebeu-se um pequeno frasco com óleo lubrificante de máquinas Spindura, acrescido de uma pequena quantidade de tinta base óleo na cor azul (Acrilex), e um recipiente maior com água destilada, de modo que pudesse ser analisado o sistema de vazamento submerso de óleo em água, Figura 5 (a). A geometria construída com base no modelo experimental trata-se de um modelo 3D, composta por dois subdomínios, Figura 5 (b). Os autores analisaram uma malha estruturada fina, composta por 17553 elementos, sendo todos hexaédricos com qualidade média dos elementos de 0,74, Figura 5 (c).

Figura 5: (a) Situação experimental, (b) domínio e condição de contorno utilizadas na simulação e (c) malha aplicada ao domínio da superfície interior e exterior.

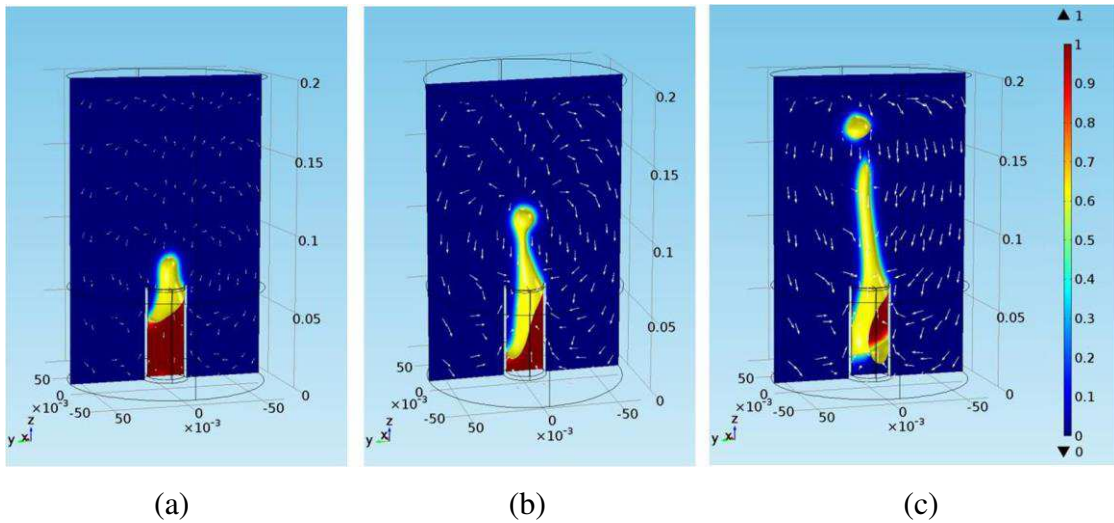


Fonte: Tramontin *et al.* (2014)

Foi possível observar que, na fase inicial do vazamento ocorreu imediatamente um aumento de volume no topo do *finger* de óleo antes de seu gotejamento, Figura 6. Foi possível concluir que, com base no experimento e considerando as propriedades físicas e geométricas do sistema, observou-se que, o modelo desenvolvido para simular o deslocamento de óleo inicialmente alojado no interior de um recipiente submerso em água, produziu resultados compatíveis com a natureza tridimensional do sistema analisado. E também, o *finger* simulado se mostrou excessivamente

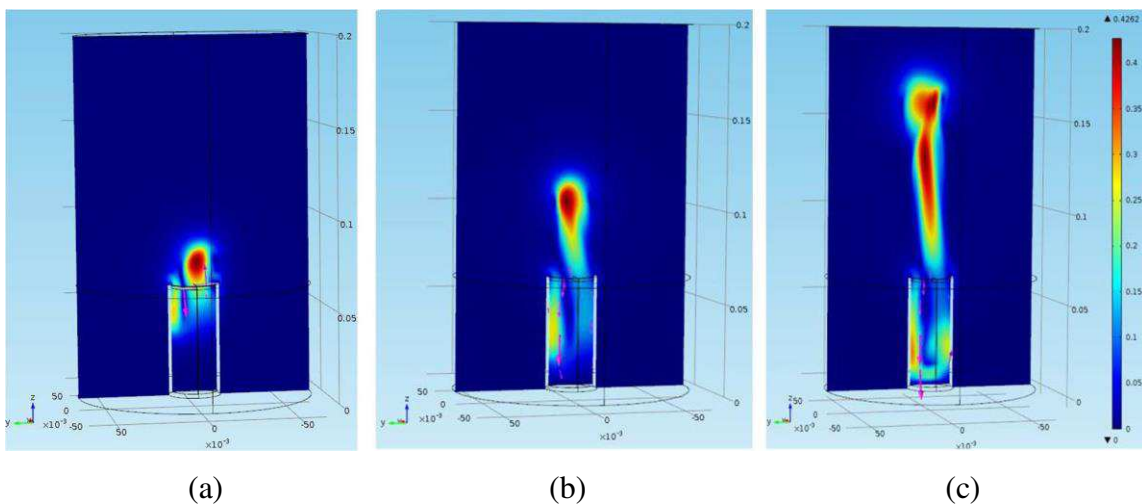
alongado e a gota que se desprendeu do mesmo não apresentou os resultados esperados, o que implica em um maior estudo de refinamento de malha, gerando custo computacional, Figura 7.

Figura 6: Simulações de fração de volume: (a) tempo de simulação 0,40 s; (b) tempo de simulação 0,63 s e (c) tempo de simulação 0,95 s.



Fonte: Tramontin *et al.* (2014)

Figura 7: Campos de velocidade simulados e localizados em um plano diametral do domínio: (a) tempo de 0,40 s; (b) tempo de 0,63 s e (c) tempo de 0,95 s.

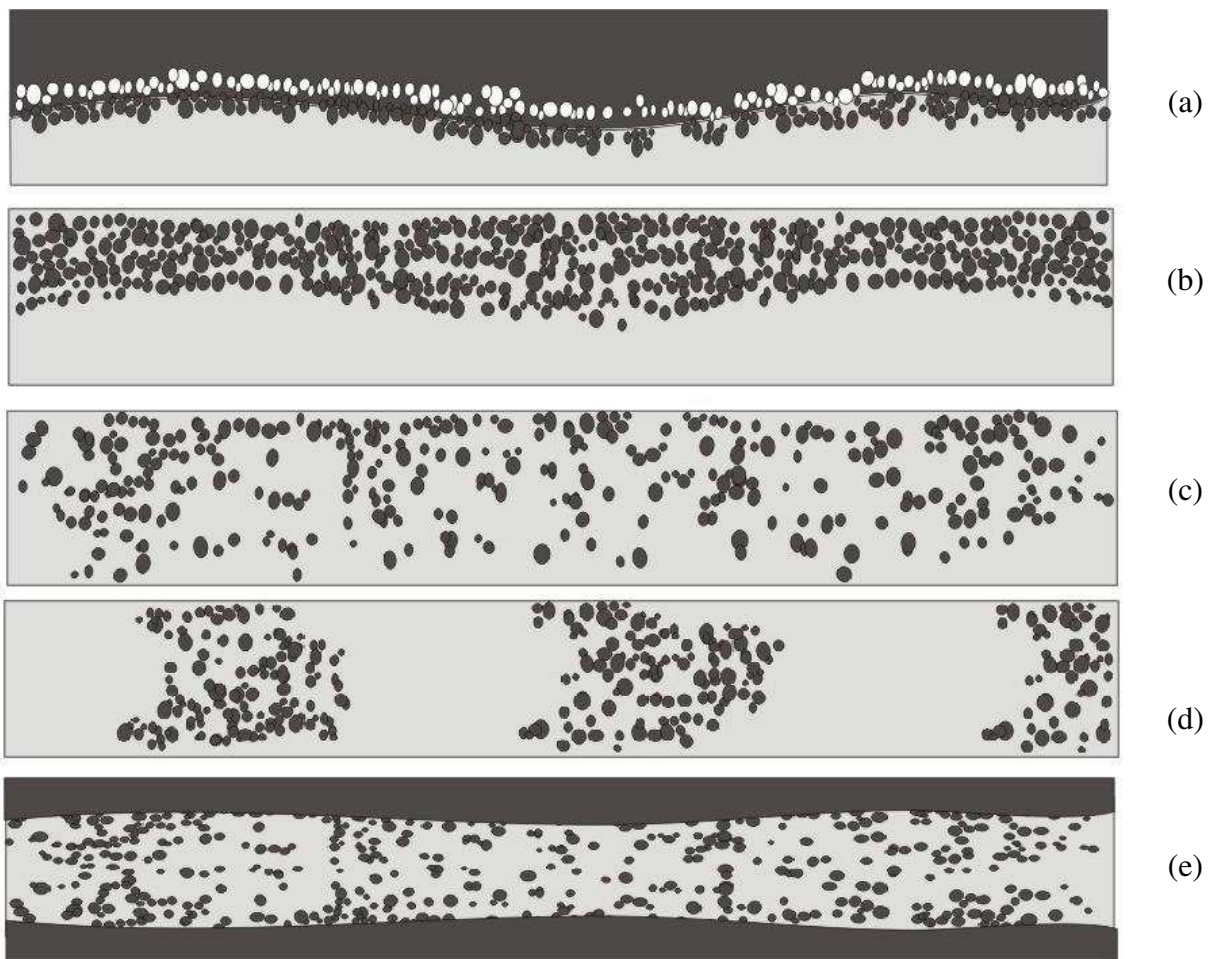


Fonte: Tramontin *et al.* (2014)

2.2.2.2 Escoamento horizontal

Segundo Paladino (2005) e Arirachakaran *et al.* (1989), as configurações adotadas por sistemas bifásicos líquido-líquido em dutos horizontais, têm como base cada uma das fases, conforme as padronizações ilustradas na Figura 8.

Figura 8: Configurações geométricas adotadas por sistemas bifásicos líquido-líquido em dutos horizontais: (a) escoamento estratificado, (b) escoamento com dispersão de óleo em água, (c) escoamento com dispersão de óleo em água ou água em óleo, (d) escoamento intermitente e (e) escoamento anular.



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

(a) Escoamento estratificado: Ocorre em escoamentos horizontais, onde duas fases escoam separadas por uma interface com ondulações, a fase óleo dispersa na parte superior da tubulação e a fase água na parte inferior. Segundo Spedding e Hand (1997), o escoamento do petróleo e seus derivados ocorrem com mais frequência em mais de uma fase presente;

(b) Escoamento com dispersão de óleo em água: Nesse tipo de escoamento, a fase óleo se encontra dispersa na parte superior do duto sobre a fase água;

(c) Escoamento com dispersão de óleo em água ou água em óleo: As fases óleo e água se encontram dispersas uma na outra. Nesse padrão de escoamento, ambas as fases se movem com velocidades semelhantes, fazendo com que ocorra a dispersão entre fases;

(d) Escoamento intermitente: O escoamento intermitente é um escoamento semelhante ao pistonado em sistemas líquido-gás, onde a fase óleo cessa e recomeça em pequenos intervalos que não são contínuos, ou seja, com interrupção;

(e) Escoamento anular: Ocorre com um aumento na velocidade da fase óleo, fazendo com que o óleo flua para o núcleo central, podendo conter gotículas de água, formando uma interface um pouco ondulada no centro da tubulação.

2.2.3 Modelagem matemática para escoamento multifásico

Trabalhos disponíveis na literatura definem vários conceitos para modelagem de escoamentos multifásicos. As definições mais utilizadas são: a abordagem Euleriana-Euleriana, na qual a fase contínua e a fase dispersa são consideradas como meios contínuos, onde um sistema Euleriano é utilizado para deduzir as equações representativas, e a abordagem Euleriana-Lagrangeana, onde é resolvida uma equação de conservação da quantidade de movimento para cada uma das partículas presentes no sistema (PALADINO, 2005; SANTOS, 2009).

Com base em Fortuna (2012), modelagem matemática pode ser definida como a determinação de grandezas físicas (temperatura, fração volumétrica e pressão) que atuam sobre o sistema físico e o comportamento dessas grandezas no sistema. Com base nas aplicações de princípios físicos descritos por leis de conservação que se adéque ao fenômeno, é elaborado um modelo matemático.

Em escoamentos multifásicos, utilizam-se modelos matemáticos de acordo com o tipo de escoamento em questão, onde esses modelos matemáticos são definidos como: homogêneo e não homogêneo (PALADINO, 2005).

- *Modelo homogêneo:* O modelo homogêneo é tido como o modelo em que as fases estão misturadas de maneira que se torne uma única fase;
- *Modelo não homogêneo:* Neste modelo cada um dos fluidos envolvidos no escoamento possui campo de velocidade próprio, que interagem entre si com auxílio de termos de transferência interfacial.

2.2.3.1. Modelagem Euleriana-Euleriana

Nesse tipo de abordagem, todas as fases do sistema são levadas em consideração como fase contínua, onde cada fase tem o seu volume definido como frações volumétricas das fases, e sua própria equação de conservação da massa. O modelo Euleriano-Euleriano é umas das abordagens mais utilizadas em trabalhos de pesquisas, onde o mesmo resolve um conjunto de equações juntamente com a equação de quantidade de movimento e conservação da massa para cada uma das fases (PALADINO, 2005; SANTOS, 2010). O modelo Euleriano-Euleriano pode ser utilizado para escoamentos do tipo granulares (líquido-sólido ou gás-sólido) e para escoamentos não granulares (líquido-líquido ou líquido-gás ou gás-líquido-líquido).

Para a resolução da modelagem Euleriana-Euleriana, é necessário uma superfície que separe duas fases de um mesmo sistema, por isso, é de grande importância o uso das equações de interface. Cada expressão representa as tensões viscosas e turbulentas, termos de transferência de interfaces em função de cada uma das propriedades dos fluidos, variáveis como fração volumétrica, pressão, velocidade, entre outras (SANTOS, 2009).

2.2.3.2 Modelagem Euleriana-Lagrangeana

O modelo Euleriano-Lagrangeano é utilizado em sistemas dispersos, onde é aplicado a equação da quantidade de movimento para cada uma das partículas que se encontram no sistema em movimento (BARBOSA, 2012).

Paladino (2005), Santos (2009) e Sarmiento (2014) afirmam que o ponto principal desse modelo matemático é a sua restrição a escoamento disperso e frações volumétricas baixas (inferior a 10%), sendo, o número de partículas presentes no sistema igual ao número de equações de conservação a serem resolvidas.

2.2.4 Vazamentos em oleodutos

O abastecimento de Petróleo é organizado de acordo com as fontes de produção, onde as refinarias e centros de consumo são interligados por tubulações e dutos. De acordo com a ANP, 482 dutos são autorizados para o transporte de hidrocarbonetos no Brasil. Esta rede de dutos está sujeita a vazamentos decorrentes de rompimento ocasionados por fadiga ou corrosão.

Azevedo (2009) afirma que, quando ocorre um vazamento de óleo através de um furo ou trinca, o vazamento proporciona mudanças nas condições estacionárias do escoamento a exemplo de pressão e vazão.

Diferentes formas de vazamentos podem ocorrer em tubulações, por exemplo, rompimento, é tido como de menor ocorrência, mas quando ocorre é considerado perigoso quando se trata do meio ambiente, principalmente em tubulações submersas e em áreas remotas (MACIAS, 2004). Mas, como vantagem, esse tipo de vazamento tem maior facilidade de ser detectado devido às quedas significativas de pressão e volume.

Macias (2004) ainda diz que, outros tipos de vazamentos podem surgir a partir de corrosão, erosão, fadiga, defeitos na solda ou em junções, onde as quedas de pressão e volume são em menor proporção fazendo com que dificulte a detecção do mesmo levando a grandes perdas e prejuízos do produto.

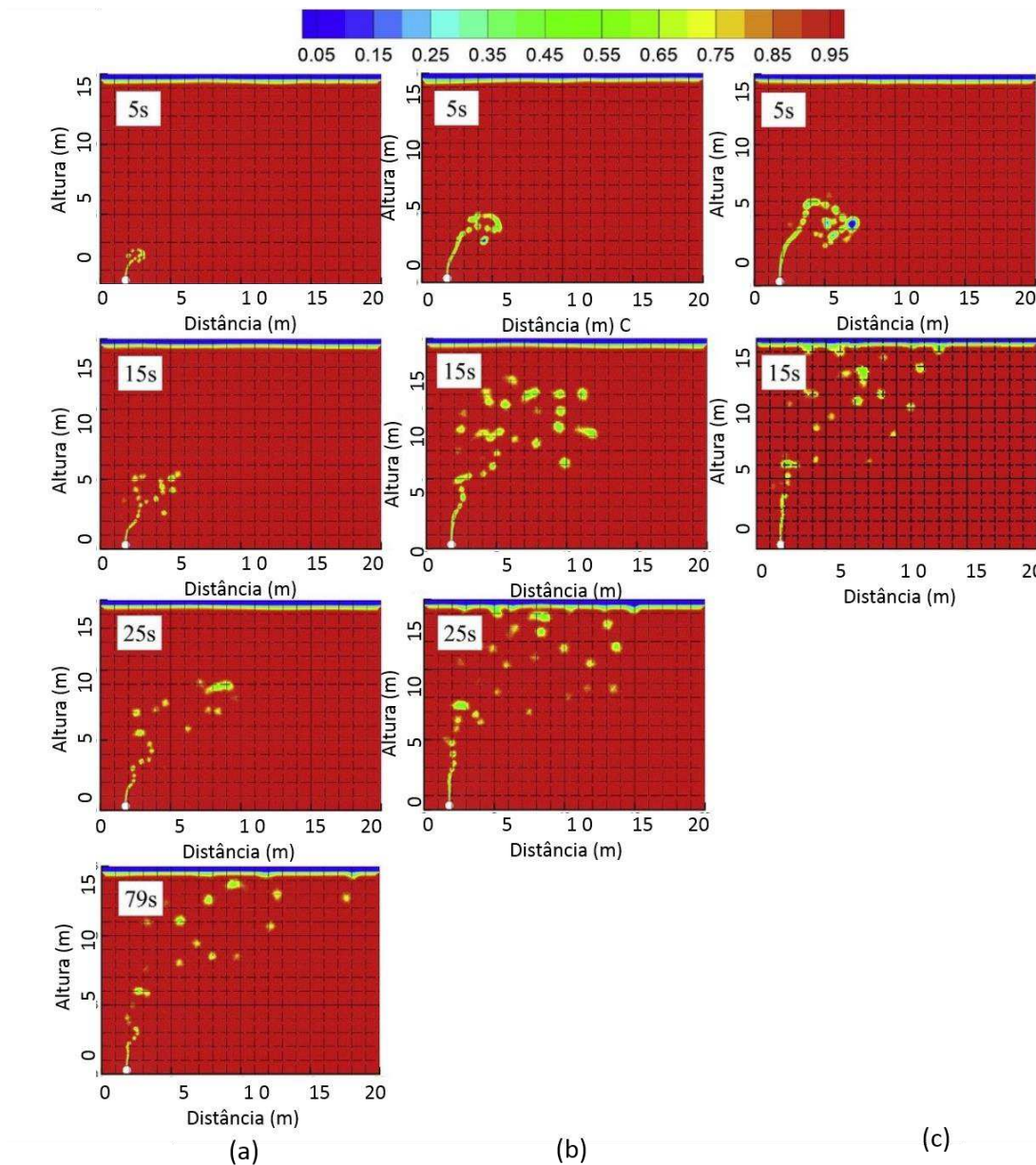
Zhu *et al.* (2014) afirmam que, vazamentos de óleo no mar torna-se uma das causas de maior preocupação no âmbito marítimo, devido à grandes danos não só a saúde humana, como danos a vida marinha e a todos os recursos naturais.

Tratando-se de vazamento em tubulações submersas, quando ocorre um vazamento deste tipo, o óleo tende a vazar pelo orifício em direção a superfície do mar em consequência da diferença de densidades dos fluidos. Logo, considerando o princípio da conservação da massa, a água que se encontra externa a tubulação tende a penetrar no interior da tubulação ocupando todo espaço deixado pelo óleo vazado, onde, esse processo de saída de óleo e entrada de água é denominado de migração advectiva (BAPTISTA *et al.*, 2007).

Diante do exposto, diversos estudos mostram resultados de simulação de vazamento de óleo em tubulações marítimas.

Zhu *et al.* (2014) propõem estudar os fluxos de petróleo a partir de dutos submarinos danificados com diferentes tamanhos de vazamentos. Os autores utilizaram como ferramenta de estudo CFD (dinâmica dos fluidos computacional) e simulações com o *software* FLUENT que foram realizadas para investigar o processo de derramamento de óleo do oleoduto submarino para a superfície livre. Efeitos da densidade e taxa de vazamento do óleo, tamanho do vazamento e velocidade da água sobre o processo de derramamento de óleo foram estudados. Observou-se que, para pequenas velocidades do óleo (1 m/s) o tempo necessário para que o fluxo alcance a distância máxima (16,4 m) de migração horizontal até a superfície livre é de 79 s. Os autores observaram também que, devido à alta taxa de velocidade do vazamento de óleo (5 m/s), apenas 15 s é necessário para o óleo atingir a distância máxima (16,4 m), Figura 9.

Figura 9: O processo de derramamento de óleo do oleoduto submarino para a superfície livre em diferentes taxas de vazamento de óleo: (a) $v_o = 1$ m/s, (b) $v_o = 3$ m/s e (c) $v_o = 5$ m/s.

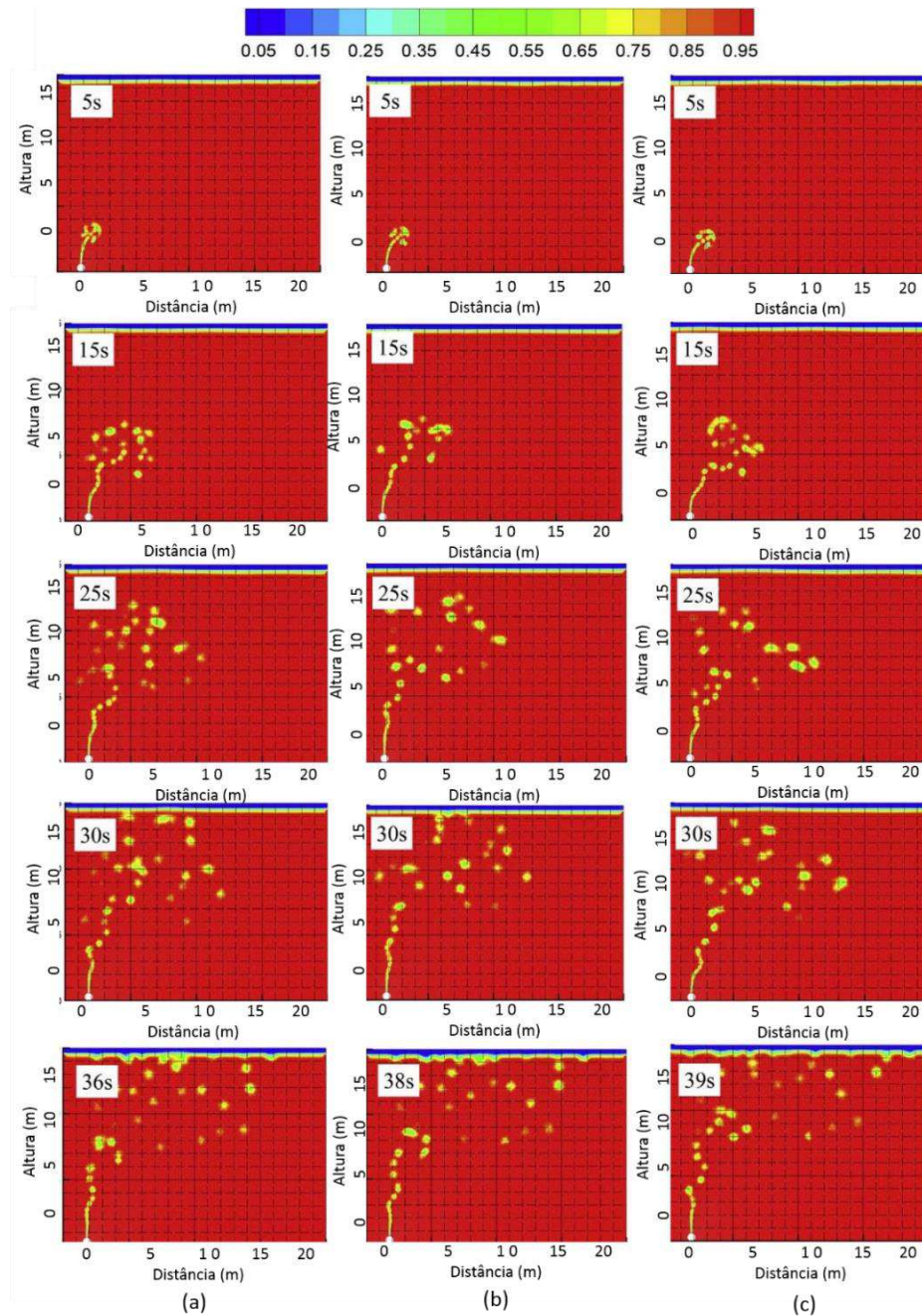


Fonte: Zhu *et al.* (2014)

Para o efeito da velocidade da água foi possível observar que, quanto maior for a velocidade da água, mais evidente a trajetória do fluxo de óleo adjacente. A razão para isto é que, a água a alta velocidade provoca mais cisalhamento em gotículas de óleo e transfere mais energia cinética para a mesma, Figura 10. Quanto ao efeito do diâmetro do vazamento, os autores perceberam que, o

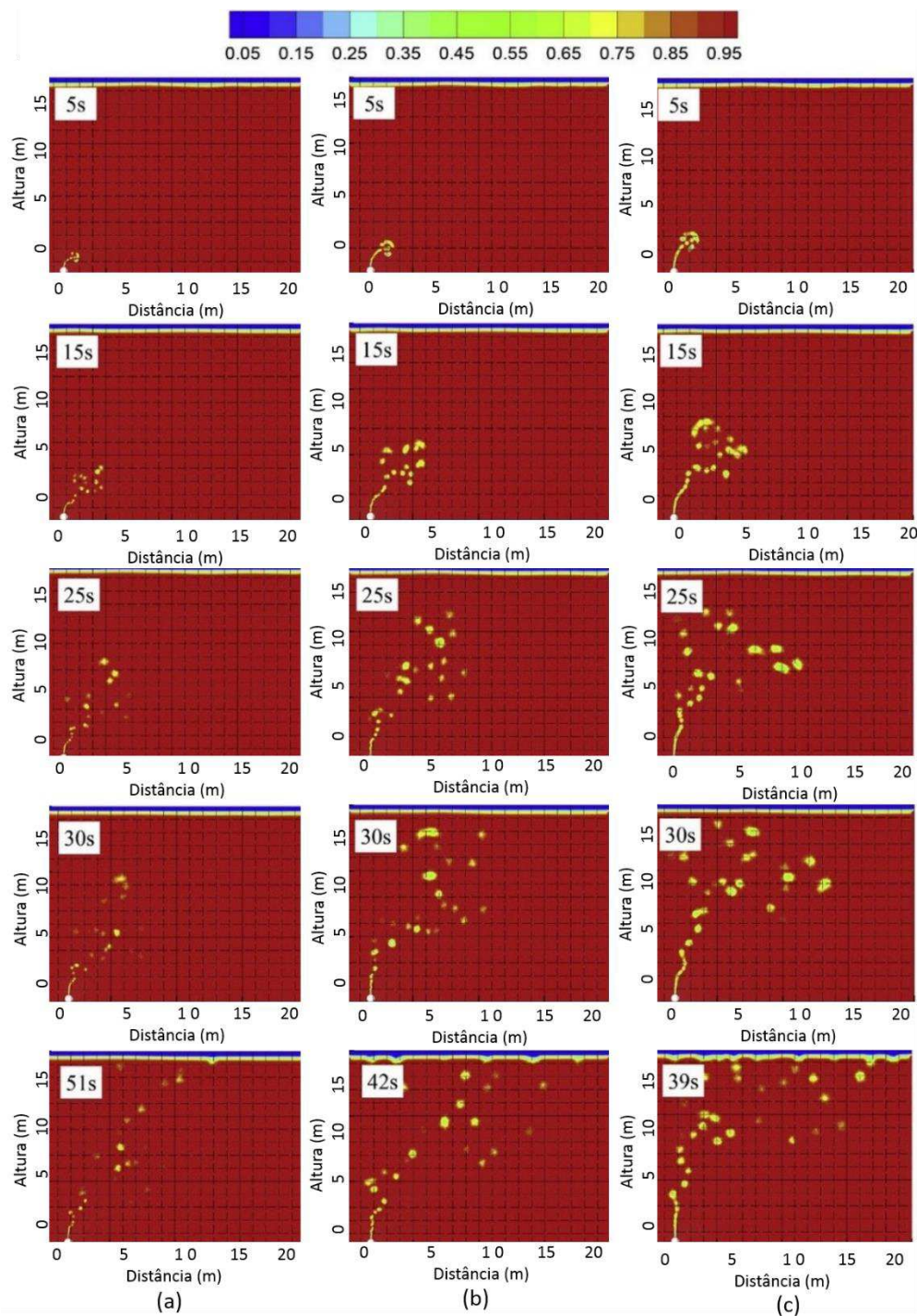
tamanho do furo desempenha um papel significativo na propagação do derramamento de óleo, Figura 11.

Figura 10: O processo de derramamento de óleo do oleoduto submarino para a superfície livre a diferentes velocidades de água: (a) $v_{wmax} = 0,04$ m/s, (b) $v_{wmax} = 0,07$ m/s e (c) $v_{wmax} = 0,1$ m/s.



Fonte: Zhu *et al.* (2014)

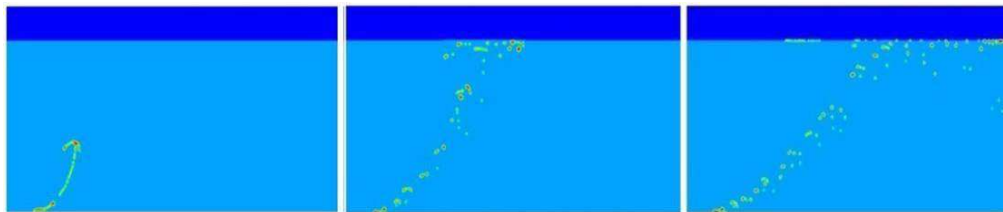
Figura 11: O processo de derramamento de óleo do oleoduto submarino para a superfície livre em diferentes diâmetro de vazamento de óleo: $d = 0,01$ m; $d = 0,03$ m; $d = 0,05$ m.



Fonte: Zhu *et al.* (2014)

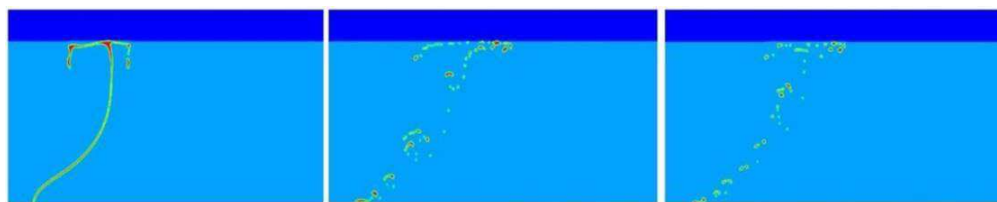
Li *et al.* (2013) propuseram-se a estudar a simulação de vazamento de óleo em oleoduto submarino utilizando o *software* FLUENT para prever a trajetória do petróleo vazado em tubulações marítimas. O acoplamento de pressão e velocidade em condições de estado instável é resolvido pelo algoritmo pressão implícita com separação de operadores (PISO), e, as condições de contorno da superfície livre não-linear são resolvidos pelo método de volume de fluido (VOF). O modelo matemático simulou todo o percurso que gerou partículas de óleo no duto até a superfície do mar pela ação flutuabilidade. Pôde-se observar também que, o óleo derramado forma rapidamente um jato ou pluma, com baixa pressão operacional quando atinge um determinado plano horizontal, sendo derramado e disperso pela corrente de água formando partículas de óleo, Figura 12.

Figura 12: (a) Distribuição de óleo-água-gás para ($t = 24, 80$ e 1400)s; $u = 0,1$ m/s; $P = 100800$ Pa).



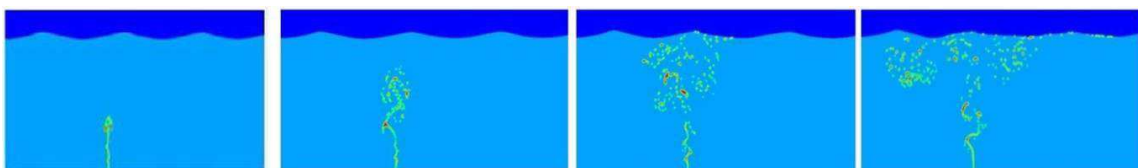
Fonte: Li *et al.* (2013)

Figura 12: (b) Distribuição de oleo-água-gás para ($t = 38, 56$ e 60)s; ($P = 102000, 101000$ e 100800 Pa); $u = 0,1$ m/s.



Fonte: Li *et al.* (2013)

Figura 12: (c) Distribuição de água-gás-óleo para ($t = 24, 10, 20$ e 30)s; $u = 0,1$ m/s; $k = 1$, $P = 104000$ Pa.



Fonte: Li *et al.* (2013)

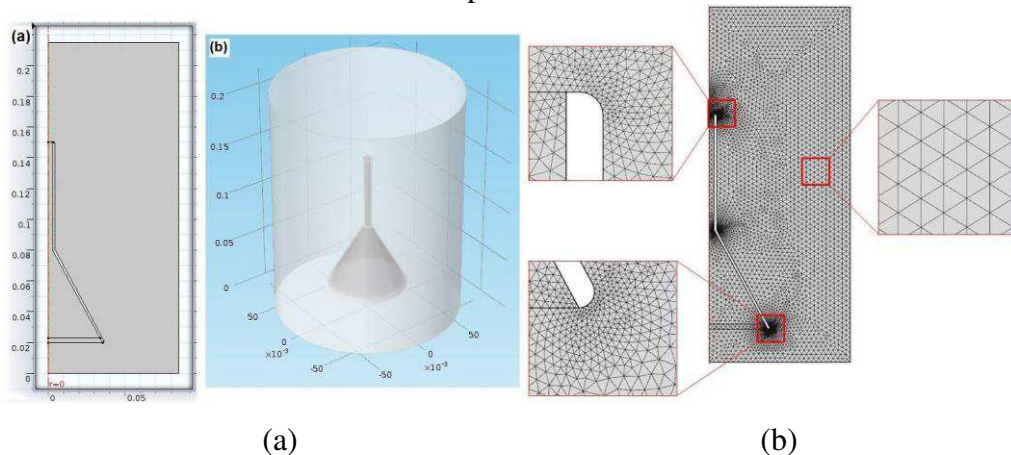
Simioni *et al.* (2014) propuseram uma modelagem e a simulação do vazamento de óleo a partir de um recipiente submerso em água, baseando-se em uma geometria de um funil com bico virado para cima. Assim, construiu-se um sistema experimental munido de um béquer com água destilada e um funil que está inicialmente preenchido por óleo Spindura, Figura 13. A geometria criada e a malha numérica analisada é composta de 9167 elementos tetraédricos, Figura 14. As simulações apresentadas neste trabalho foram desenvolvidas através do *software* COMSOL *Multiphysics* versão 4.3b, onde foi empregado o método *Level Set* para todo o acompanhamento da interface água/óleo, e, como técnica numérica o método dos elementos finitos.

Figura 13: Aparato experimental: funil invertido submerso em água e retendo óleo.



Fonte: Simioni *et al.* (2014)

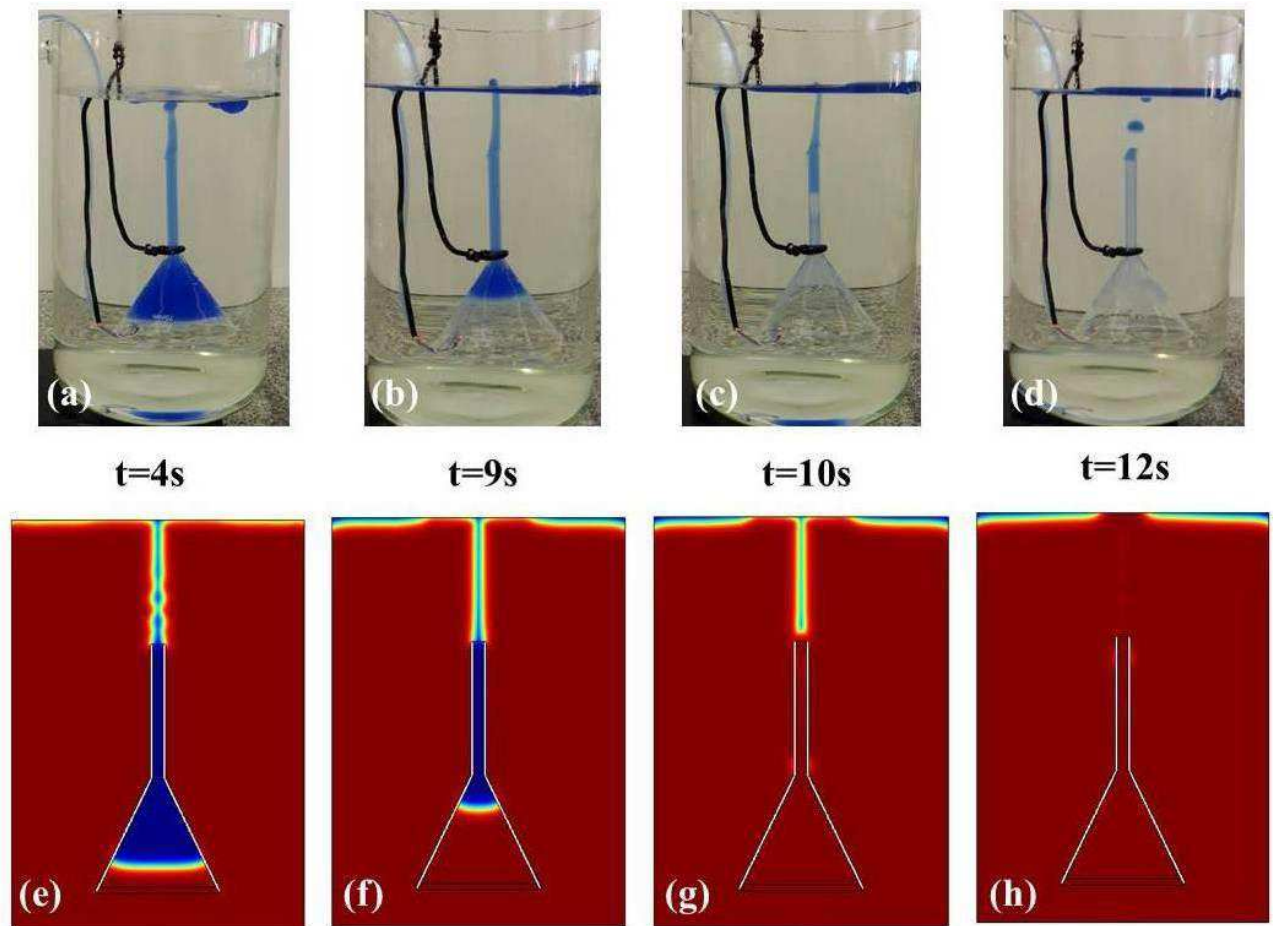
Figura 14: (a) Geometria 2D axissimétrico e (b) geometria 3D e malha gerada para a solução do problema.



Fonte: Simioni *et al.* (2014)

Os resultados obtidos para a cinética do vazamento, se mostraram adequados frente aos resultados experimentais. O escoamento do óleo produzido na simulação foi muito semelhante ao observado experimentalmente, onde, nos primeiros 9 segundos, não são observadas divergências qualitativas significativas entre os dois estudos, Figura 15.

Figura 15: Evolução do escoamento para diferentes tempos: experimental (a), (b), (c), (d) e simulado (e), (f), (g), (h).



Fonte: Simioni *et al.* (2014)

Os autores concluíram que o modelo proposto tem potencial para auxiliar no desenvolvimento de ferramentas preditivas para o projeto e controle de processos envolvendo o escoamento água/óleo. Previu-se que, se aplicado em escala real, esta abordagem proporcionaria informações importantes em relação ao escoamento imiscível do óleo, auxiliando na minimização de prejuízos, para o caso de vazamento em ambiente subaquático.

Para minimizar e detectar vazamentos em tubulações, principalmente em oleodutos subaquáticos, alguns autores, a exemplo de Buiatti (1995), Colombaroli (2008), Oliveira *et al.* (2009), Azevedo (2009) e Falcão (2015), citam diferentes métodos de detecção de vazamento que pode estar agrupado como descrito a referência.

- Método de observação

O método de observação é o método mais simples de detectar se um determinado vazamento está ou não ocorrendo, mas, para isso acontecer é necessário que se tenha grandes profissionais capacitados e de grande experiência para fazer esse tipo de atividade.

Santos (2014) afirma que, nem sempre esse método será possível, pois existe grandes dificuldades de acesso a dutos que se encontram em correntezas marítimas, a baixas e altas profundidades, mas também, em superfície terrestre.

- Método de detecção direta

Este tipo de detecção de vazamento, ocorre devido à implementação de dispositivos de hardware que facilita e localizam o mesmo, onde, os dispositivos mais utilizados são, sensores acústicos, detectores de gás, pressão negativa e sensores térmicos de infravermelho (ZHANG, 1996; COLOMBAROLI *et al.*, 2009; SANTOS, 2014).

Baseando-se em um método de detecção acústica de vazamento, Colombaroli (2008), propôs um programa de simulação numérica de detecção acústica de vazamento de óleo em dutos, podendo ser aplicado em dutos que fazem o transporte de fluidos em qualquer estado físico, detectar e localizar vazamentos em tempo real, e, em tubulação subterrânea ou submersa. O programa de simulação numérica é capaz de simular o monitoramento de um percurso retilíneo em uma tubulação, onde, são colocados os dois sensores de alta sensibilidade. No simulador, existe um intervalo de tempo onde o sinal leva para se deslocar do ponto de vazamento até o ponto onde está acoplado o sensor acústico mais próximo, e, outro intervalo de tempo onde o computador do sistema de vazamento tem acesso a todos os processadores de campo calculando a localização do vazamento. Com isso, o simulador de detecção acústica de vazamento tem a capacidade de simular

o monitoramento de uma tubulação em tempo real, e quanto tempo pode-se levar para detectar um vazamento, tendo o primeiro sensor como referência.

Portanto, baseando-se em Zhang (1996), Colombaroli *et al.* (2009) e Santos (2014), alguns dispositivos mais utilizados para localizar vazamento no método de detecção direta são:

- ***Sensores acústicos:*** Para este método de detecção, seu funcionamento está baseado em instalações de detectores acústicos, que tem a capacidade de captar a energia acústica fornecida pelo escape do fluido em torno de toda a tubulação. Podendo também, ser detectado em pequeno e curto tempo, ficando atento a alarmes falsos. O caminho para a detecção do vazamento tem início com a instalação de detectores acústicos (microfone) que tem a finalidade de captar a energia acústica gerada pelo escape do fluido ao longo da tubulação, a velocidade do som, diminuição gradual de propagação em consequência do atrito, onde são instalados transdutores de pressão nas respectivas extremidades de cada seção, de modo que possa identificar a posição do vazamento com certa precisão;
- ***Sensores ultrassônicos:*** Detectam ruídos em faixas de frequência ultrassônicas, que são semelhantes a vazamentos;
- ***Onda de pressão negativa:*** Este tipo de método, ocorre quando se tem uma queda de pressão negativa no instante do vazamento, fazendo com que ocorram velocidades de sons em sentidos a montante e a jusante, até atingir um estado estacionário.
- ***Sensores de infravermelho:*** Neste método, o vazamento pode acontecer de forma que, possa ocorrer mudança na temperatura, fazendo com que seja necessário a injeção de metano e etano na atmosfera através de sensores e seus espectros infravermelhos.

- **Método de detecção indireta**

Na detecção indireta de vazamentos em oleodutos, máquinas como computadores em conjunto com sensores, têm a finalidade de detectar qualquer falha em um sistema. Bezerra (2008) afirma que vários sistemas de detecção são utilizados para realizar a detecção a partir de dados de pressão, temperatura entre outros. Então, baseando-se em Bezerra (2008), Santos (2010) e Martins (2011), alguns sistemas podem ser do tipo:

- **Método estatístico:** Para este método de detecção, pode-se ter uma probabilidade da ocorrência do vazamento, tomando como base, vazão mássica e pressão, quando se compara com mudanças entre duas fases. Uma vantagem para esse tipo de método de detecção é o número baixo de alarmes falsos, onde qualquer tipo de variação gerada devido mudanças operacionais são registradas;
- **Balanço de massa:** O método de detecção de vazamento através de balanço de massa, se baseia na diferença de vazão de entrada e saída de massa da tubulação que está sendo analisada. Então, este método é aplicado para o uso de tubulações horizontais que façam o transporte de líquidos e que identifique a quantidade de volume vazado;
- **Gradiente de pressão:** Quando ocorre um vazamento, o mesmo está relacionado com mudança no gradiente de pressão, onde, a pressão diminuirá na tubulação com o surgimento do mesmo.

2.2.5 Equações governantes

2.2.5.1 Equação de Conservação

A modelagem matemática para resolução de um problema físico em escoamento multifásico, consiste em um conjunto de equações de conservação da massa, quantidade de movimento, energia e matéria, em conjunto com determinadas condições de contorno e/ou condições iniciais. Além dessas equações, são definidas equações constitutivas (ANDRADE, 2013).

- **Equação da conservação da massa**

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

onde: α corresponde a cada uma das fases do escoamento multifásico; f corresponde à fração volumétrica da fase; ρ é a densidade; \vec{U} é o vetor velocidade correspondente a cada fase; $S_{MS\alpha}$ é o

termo de fonte de massa e $\Gamma_{\alpha\beta}$ é a taxa do fluxo de massa por unidade de volume da fase α para a fase β .

- ***Equação da quantidade de movimento***

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(f_{\alpha}\rho_{\alpha}\bar{U}_{\alpha}) + \nabla \cdot [f_{\alpha}(\rho_{\alpha}\bar{U}_{\alpha} \otimes \bar{U}_{\alpha})] = & -f_{\alpha}\nabla P_{\alpha} + \nabla \cdot \left\{ f_{\alpha}\mu_{\alpha} [\nabla\bar{U}_{\alpha} + (\nabla\bar{U}_{\alpha})^T] \right\} + \\ + \sum_{\beta=1}^{N_p} (\Gamma_{\alpha\beta}^+ \bar{U}_{\beta} - \Gamma_{\beta\alpha}^+ \bar{U}_{\alpha}) + \bar{S}_{M\alpha} + \bar{M}_{\alpha} \end{aligned} \quad (2)$$

onde α indica à fase no escoamento multifásico; f , ρ , μ e \bar{U} representam a fração volumétrica, densidade, viscosidade dinâmica e o vetor velocidade; P é a pressão; $S_{M\alpha}$ representa os termos das forças externas que atual sobre o sistema por unidade de volume; o termo $(\Gamma_{\alpha\beta}^+ \bar{U}_{\beta} - \Gamma_{\alpha\beta}^+ \bar{U}_{\alpha})$ representa a transferência de momento induzido pela transferência de massa \bar{M}_{α} na interface; descreve a força interfacial total por unidade de volume da fase α devido a interação com a fase β .

Andrade (2013) afirma que, a força interfacial total que age entre duas fases, pode surgir a partir de vários efeitos físicos independentes. Esta força interfacial total por unidade de volume da fase α pode ser expressa através da seguinte equação:

$$\bar{M}_{\alpha} = \sum_{\beta \neq \alpha} \bar{M}_{\alpha\beta} \quad (3)$$

onde $\bar{M}_{\alpha\beta}$ são as forças interfaciais por unidade de volume da fase α em consequência da interação com a fase β , sendo definido por:

$$\bar{M}_{\alpha\beta} = \bar{M}_{\alpha\beta}^D + \bar{M}_{\alpha\beta}^L + \bar{M}_{\alpha\beta}^{Lub} + \bar{M}_{\alpha\beta}^{VM} + \bar{M}_{\alpha\beta}^{TD} + \bar{M}_S \quad (4)$$

sendo que: $\bar{M}_{\alpha\beta}^D$ representa a força de arraste; $\bar{M}_{\alpha\beta}^L$ representa a força lift; $\bar{M}_{\alpha\beta}^{Lub}$ representa a força de lubrificação da parede; $\bar{M}_{\alpha\beta}^{VM}$ é a força de massa virtual; $\bar{M}_{\alpha\beta}^{TD}$ é à força de dispersão turbulenta e \bar{M}_S representa a força de pressão do sólido.

2.2.5.2 Coeficiente de arraste – Força de arraste

Para escoamentos dispersos e internos, forças são exercidas, uma delas é a força de arraste, que tem como função desempenhar grande transferência de quantidade de movimento em uma interface (PALADINO, 2005).

O coeficiente de arrasto, C_D , pode ser definido em aplicações para esferas do tipo sólidas e esferas do tipo fluidas (gotas ou bolhas). Onde, esta distinção torna-se necessário devido à deformação entre gotas e bolhas, ou, a quebra entre elas devido à ação das forças do meio contínuo (ROSA, 2012).

Muitos trabalhos disponíveis na literatura, mostram as correlações para o coeficiente de arrasto, onde seu uso irá depender por exemplo, de regime de escoamento. Entre várias formas de cálculos aplicadas para escoamentos multifásicos, estudos são realizados com maior atenção por parte de pesquisadores da área (ANDRADE, 2013).

Com base em Wallis (1974) e Ishii e Zuber (1979), o coeficiente de arrasto, C_D , é uma função do número de Reynolds, da forma da partícula e da rugosidade, havendo várias correlações em muitos trabalhos.

Barbosa (2011) cita que, o coeficiente de arrasto mostra certo comportamento com modificações nas regiões para baixos números de Reynolds, para um escoamento lento na ordem de 10^4 , um regime laminar para um escoamento moderado, e alto para regime turbulento. Onde, a movimentação de um corpo no interior de um fluido faz com que as forças de atrito entre eles diminuam a velocidade do corpo, onde, a resistência entre o corpo e o fluido depende basicamente da velocidade relativa, sendo desprezível os efeitos de inércia para escoamentos com baixos números de Reynolds, sendo associado ao regime de resistência de viscosidade ou ao regime de Stokes ($Re \leq 1$).

A expressão usada para determinar o coeficiente de arrasto adimensional, C_D , pode ser determinado usando:

$$C_D = \frac{D_{\alpha\beta}}{\frac{1}{2} \rho_{\alpha} (\vec{U}_{\alpha} - \vec{U}_{\beta})^2 A_{\alpha\beta}} \quad (5)$$

onde ρ é a densidade do fluido, $(\vec{U}_\alpha - \vec{U}_\beta)$ é a velocidade relativa, a magnitude da força de arraste total exercida pela fase β sobre a fase α por unidade de volume é expressa por $D_{\alpha\beta}$, sendo calculada pela seguinte forma:

$$D_{\alpha\beta} = C_D \rho_{\alpha\beta} A_{\alpha\beta} |U_\beta - U_\alpha| (U_\beta - U_\alpha) \quad (6)$$

onde $A_{\alpha\beta}$ é área projetada do corpo em direção ao escoamento. Sendo a fase contínua é representada por α e a fase dispersa é representada por β .

Para o regime turbulento ou regime de Newton, Barbosa (2011) afirma que, o coeficiente de arrasto é tido como constante, sendo expresso da seguinte forma:

$$C_D = 0,44 \quad (7)$$

Portanto, para a presente pesquisa adotou-se um coeficiente de arraste constante e igual a 0,44.

- **Modelo de superfície livre**

O modelo de superfície livre é tido como uma descrição do modelo homogêneo do ANSYS CFX[®], onde, tem como função resolver a interface entre dois ou mais fluidos (REZENDE, 2008).

No entanto, as fases presentes no modelo de superfície livre, estão em contato uma com a outra em um sistema, ocorrendo uma troca de informações entre as fases presentes no sistema físico analisado (ANDRADE, 2013). Porém, para obter a densidade de área interfacial em apenas duas fases da mistura, utiliza-se a seguinte equação:

$$A_{\alpha\beta} = |\nabla f_\alpha| \quad (8)$$

Para o caso de mais de duas fases presentes na mistura tem-se a equação abaixo:

$$A_{\alpha\beta} = \frac{2|\nabla f_\alpha| |\nabla f_\beta|}{|\nabla f_\alpha| + |\nabla f_\beta|} \quad (9)$$

Rezende (2008) afirma que, a posição em que as fases se encontram na interface, dependerá de uma iso-superfície da fração volumétrica, que é deixado para a responsabilidade do programa de pós-processamento de dados, e, também não basta apenas o manual ANSYS CFX[®], mas de uma resolução da interface e de uma malha de qualidade.

2.2.5.3 Modelo k-ε padrão

O modelo de turbulência k-ε padrão é um modelo de viscosidade turbulenta, onde os tensores de Reynolds são proporcionais aos gradientes de velocidade média, sendo a constante de proporcionalidade, identificada por uma viscosidade turbulenta (ANSYS, 2015).

Conforme Santos (2014), entre os modelos de turbulência para tratamentos de fluxos turbulentos, o que mais se destaca é o k-ε padrão. O que define o modelo k-ε padrão são as equações de transporte, onde são resolvidas para o comprimento turbulento e para a escala de tempo (ANDRADE, 2013).

Para a energia cinética turbulenta, k , e a taxa de dissipação turbulenta, ε , pode-se escrever:

$$\frac{\partial(\rho_\alpha f_\alpha k_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot \left\{ f_\alpha \left[\rho_\alpha \bar{U}_\alpha k_\alpha - \left(\mu + \frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_k} \right) \nabla k_\alpha \right] \right\} = f_\alpha (G_\alpha - \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) \quad (10)$$

$$\frac{\partial(\rho_\alpha f_\alpha \varepsilon_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot \left\{ f_\alpha \rho_\alpha \bar{U}_\alpha \varepsilon_\alpha - \left(\mu + \frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon_\alpha \right\} = f_\alpha \frac{\varepsilon_\alpha}{k_\alpha} (C_1 G_\alpha - C_2 \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) \quad (11)$$

Nestas equações, G_α é a geração de energia cinética no interior da fase α ; f_α é a fração volumétrica da fase α ; C_1 e C_2 são constantes empíricas de valores iguais a 1,44 e 1,92; σ_k e σ_ε são constantes iguais a 1,0 e 1,3 respectivamente. Continuando com o modelo de turbulência k-ε padrão, o termo ε_α , corresponde à taxa de dissipação de energia cinética turbulenta da fase α , e k_α corresponde à energia turbulenta para a fase α , sendo expresso da seguinte forma:

$$\varepsilon_\alpha = \frac{c_\mu q_\alpha^3}{l_\alpha} \quad (12)$$

$$k_{\alpha} = \frac{q_{\alpha}^2}{2} \quad (13)$$

onde l_{α} é o comprimento de escala espacial, q_{α} é a escala de velocidade, c_{μ} é uma constante empírica, podendo ser calculada através da seguinte expressão:

$$c_{\mu} = 4c_{\alpha}^2 \quad (14)$$

sendo C_{α} uma constante empírica e μ é a viscosidade dinâmica da fase α .

- A viscosidade turbulenta $\mu_{t\alpha}$ é definida por:

$$\mu_{t\alpha} = c_{\mu} \rho_{\alpha} \frac{k_{\alpha}^2}{\varepsilon_{\alpha}} \quad (15)$$

onde a constante C_{μ} é igual a 0,09.

2.3 Fluidodinâmica computacional

Em virtude de grandes avanços na tecnologia, o uso de ferramenta como a Dinâmica dos Fluidos Computacional (*Computational fluid dynamics*) tem uma grande utilização, onde, parâmetros como: temperatura, vazão, geometria, pressão, entre outros, podem sofrer modificações necessárias, fazendo com que ocorra a otimização de projetos e com isso o custo financeiro tende a ser menor e uma boa qualidade de resultados analisados (FORTUNA, 2012; ARAÚJO, 2014). A ferramenta CFD é um conjunto de técnicas matemáticas, numéricas e computacionais que são empregadas para fazer o estudo preditivo de fenômeno de transportes, apresentando-se como uma ferramenta de muita utilidade, onde permite o acompanhamento e monitoramento de toda uma situação, como também uma possível previsão do comportamento de um determinado caso em análise (MARIANO, 2008; PIEROZAN, 2011; LAMINE e XIONG, 2013).

Com base em Araújo (2014), atualmente, o uso de modelos matemáticos para o desenvolvimento de pesquisas, tem tido grande viabilidade quando se compara com testes experimentais. A Fluidodinâmica Computacional tem sido aplicada tanto em problemas que

envolvem aerodinâmica de caminhões, carros, aviões, entre outros, como também na indústria petrolífera. Como vantagens deste domínio desta técnica pode-se citar:

- A utilização de muitas variáveis, o que facilita o uso desta ferramenta;
- Possibilidade de estudos em escala piloto;
- Baixo custo;
- Menor tempo para se alcançar resultados.

Para que um determinado caso que envolva fluidos seja solucionado através da simulação numérica, inicialmente, deve-se menciona o modelo matemático do problema que será analisado (problema físico), com base nas equações de conservação.

A resolução numérica das equações que envolvem o escoamento de fluidos é o ponto principal da Dinâmica dos fluidos computacional (CFD), onde, é a partir dessas equações de conservação que se pode ter o conhecimento do fenômeno avaliado com base nas condições de fronteiras (MIGUEZ, 2008).

Fortuna (2012) afirma que, todos os modelos utilizados para a resolução do problema físico, são expressos por equações que envolvem todas as grandezas para um determinado tempo e espaço, onde será utilizada para explicar todo o comportamento do sistema em determinadas situações.

Após descrever todo o problema físico, os termos que são apresentados nas equações para a resolução do mesmo, são escritos em função dos valores de cada uma das incógnitas nos pontos adjacentes em todo um conjunto de equações algébricas, onde, para cada umas dessas equações serão mencionadas as condições do problema (condições de contorno e inicial, propriedades físicas dos fluidos, tipo de escoamento) (FORTUNA, 2012).

A Figura 16 representa entre outras variáveis os passos para a resolução de um problema físico, de maneira a alcançar resultados numéricos aproveitáveis.

Figura 16: Etapas para simulação numérica de um problema físico entre fluidos.



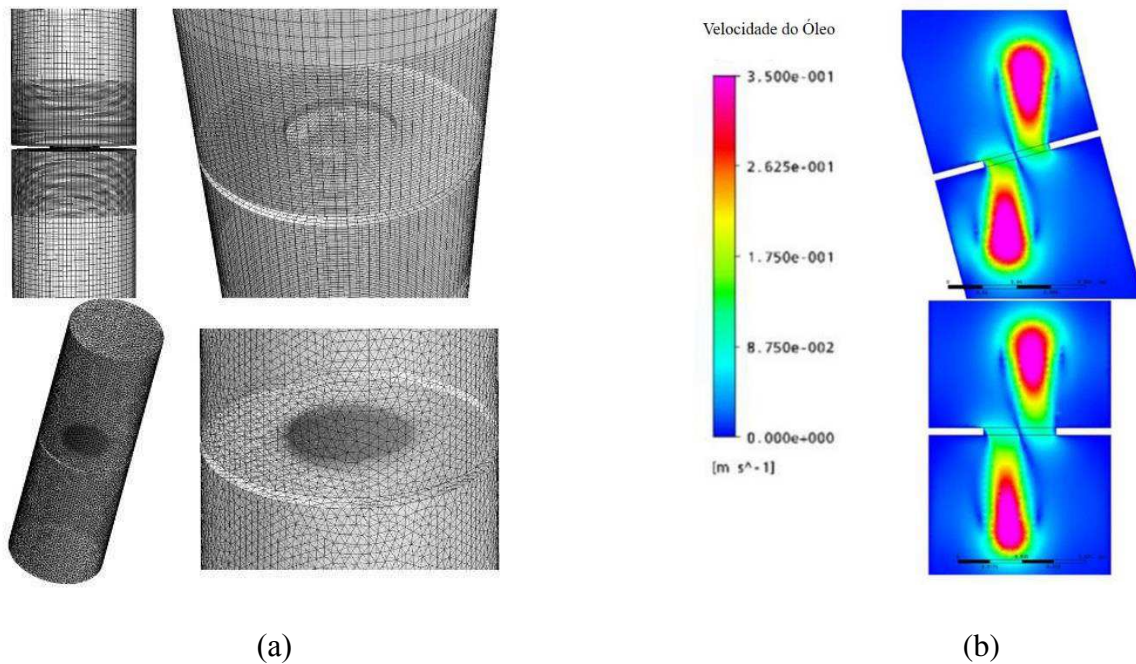
Fonte: Adaptado de Fortuna (2012)

Portanto, o objetivo da Fluidodinâmica Computacional é entender e relacionar o comportamento de partículas de um determinado fluido em um volume de controle, utilizando a simulação numérica, onde a mesma possa resolver um conjunto de equações parciais que denomina todo o escoamento em estudo (FORTUNA, 2012; SANTOS, 2009).

Nesta linha de trabalho, Oliveira *et al.* (2009) empregaram a Fluidodinâmica Computacional CFD (*Computational Fluid Dynamic*) para estudar o comportamento de fluidos em uma tubulação submersa, na presença de vazamento, com base em um estudo experimental, onde, foi estimado a quantidade de óleo que seria vazado. Os dados experimentais foram obtidos com base em um aparato experimental usado para analisar os fluidos (óleo/água) através de um orifício

de vazamento, e, a quantidade de óleo vazado em todo percurso de tempo adotado, (Figura 17). Os autores analisaram com precisão os resultados em relação à velocidade do vazamento e também as características geométricas durante o experimento. Com isso, os resultados da velocidade de fluido vazado, campo de velocidade e força de arraste na interface água/óleo, foram coerentes em comparação com os resultados experimental.

Figura 17: (a) Malhas tetraédricas e malha hexaédrica e (b) distribuição de velocidade no sistema de inversão de fases.



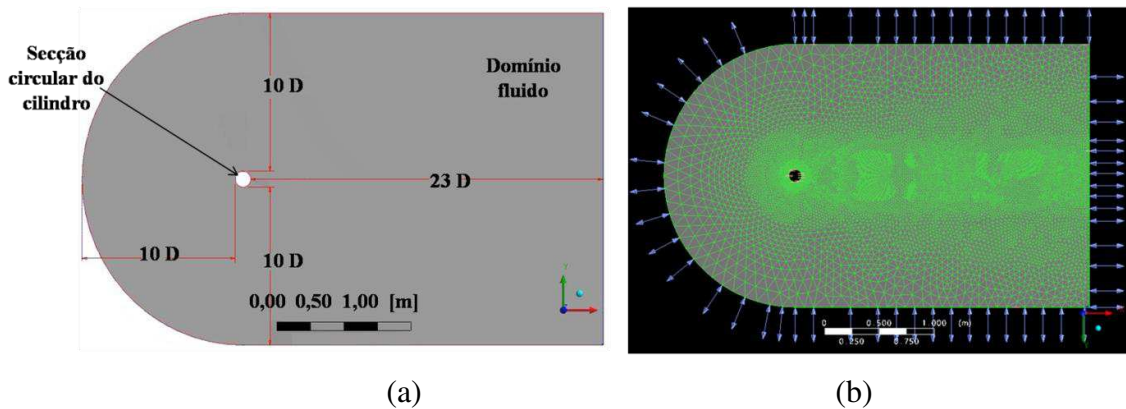
Fonte: Oliveira *et al.* (2009)

Saito e Morooka (2010) apresentaram a descrição de um modelo usado para a simulação computacional do escoamento externo em torno de dutos, nas condições de seção fixa e livre, respectivamente, simulando sua vibração através da Fluidodinâmica Computacional.

Considerou-se um problema bidimensional (Figura 18) e a aplicação do Ansys CFX, para a solução do caso. Foram observados os coeficientes hidrodinâmicos de arrasto, de sustentação e o número de Strouhal que são determinados a partir da Força de arrasto (F_D) na direção de incidência da água no duto e Força de sustentação (F_L) perpendicular à referida direção. Para a seção circular fixa, em geral, os coeficientes hidrodinâmicos obtidos para a simulação apresentam-se coerentes com dados disponíveis na literatura. Já para a análise com movimento na seção transversal, a

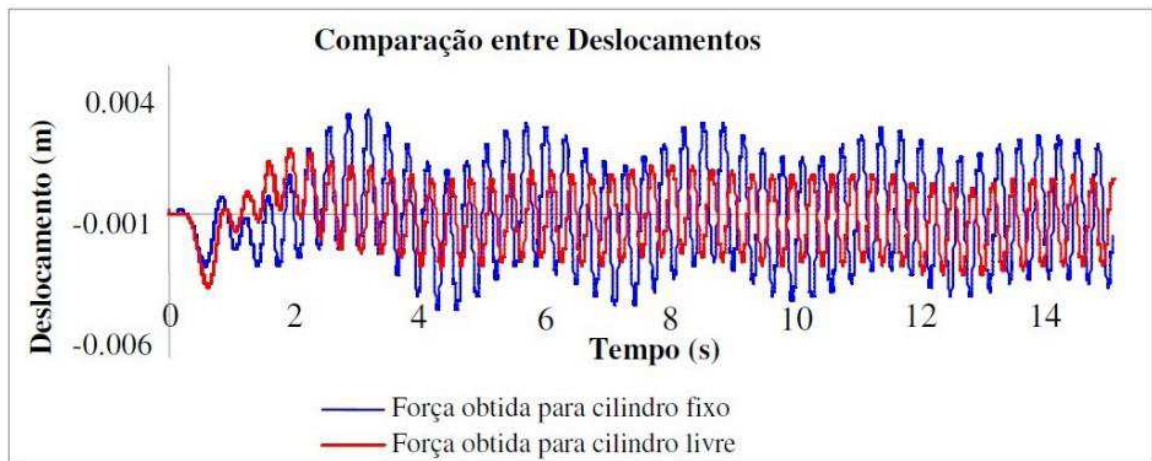
amplitude da força na direção transversal diminui, embora, as sequências de forças permaneçam muito próximas das mesmas utilizadas para a seção circular fixa.

Figura 18: (a) Geometria do domínio utilizada nas simulações e (b) malha aplicada para o domínio nas simulações realizadas.



(a) (b)
Fonte: Saito e Morooka (2010)

Figura 19: Comparação entre deslocamentos calculados com a força obtida para o cilindro fixo e livre, respectivamente.



Fonte: Saito e Morooka (2010)

Os autores puderam observar o deslocamento entre as forças obtidas para o cilindro fixo e livre (Figura 19), onde, a força que atua no cilindro fixo é maior que a força que atua no cilindro livre, e, a amplitude do deslocamento obtido para a primeira força é maior que a amplitude do mesmo deslocamento obtida para a segunda força. Além disso, observou-se também que, o deslocamento utilizando a força extraída do cilindro livre atinge o estado estacionário mais rápido.

Com isso, os autores concluíram que, considerando um duto submarino ou *riser* marítimo estacionário, coeficientes hidrodinâmicos devem ser aplicada com cautela. Considerando as simulações numéricas em condições mais próxima do real, o cilindro se movendo ao longo da correnteza, e, complementar esta análise com resultados experimentais de laboratório são de fundamental importância para compreensão correta e adequada do fenômeno.

Tavares (2012) propôs estudar numericamente, em um domínio tridimensional, a termofluidodinâmica do escoamento trifásico (óleo-água-gás) no interior de uma tubulação horizontal com presença de vazamento. A autora utilizou como ferramenta de estudo o Ansys CFX® Vol. 12. No entanto, foram avaliados efeitos de fração volumétrica de água, óleo e gás na para diferentes posições de vazamento. A autora concluiu que, 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). 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.

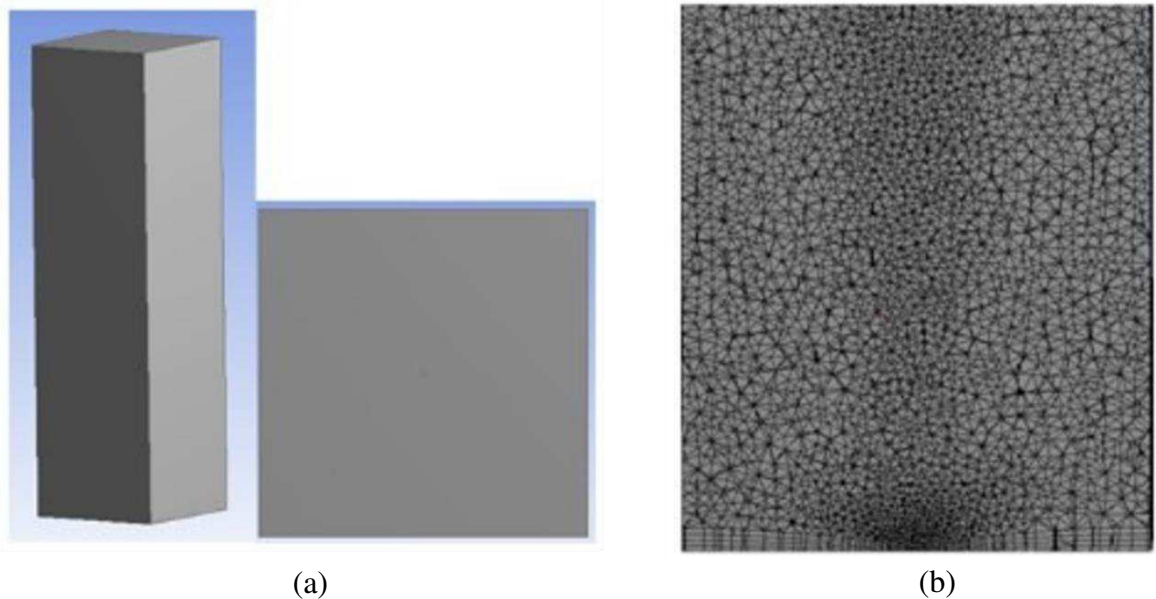
Santos (2014) propôs estudar o escoamento multifásico transiente, não-isotérmico e tridimensional de óleo, água e gás em dutos verticais com e sem vazamento por meio de simulação numérica, utilizando o software Ansys CFX. Comprimento da tubulação, diâmetro de vazamento, temperatura de entrada foram efeitos avaliados pela autora. Onde foi possível concluir que, quanto menor o diâmetro do furo, menor a variação da pressão e pressão total, dificultando a detecção de um vazamento. Para a velocidade superficial das fases, viu-se que quanto maior a temperatura de entrada da mistura, maior o pico de velocidade superficial atingido ao longo do comprimento da tubulação para a fase gás; para as fases óleo e água não houve diferenças significativas da velocidade superficial próximo ao vazamento ao longo do comprimento do duto nas condições analisadas.

Araújo (2014) propôs estudar a termofluidodinâmica do escoamento água-óleo em uma tubulação munida de conexão tê na presença de vazamento, utilizando o Ansys CFX. Temperatura, modelo de turbulência e número de fases foram alguns dos efeitos avaliados pela autora. Sendo possível considerar que, os maiores gradientes de pressão foram observados na região de encontro

entre o duto principal e o duto secundário. As simulações numéricas indicam que a mistura ao entrar pelo duto principal com temperatura maior que a do duto secundário apresenta uma distribuição da fração volumétrica de óleo homogênea nas situações avaliadas.

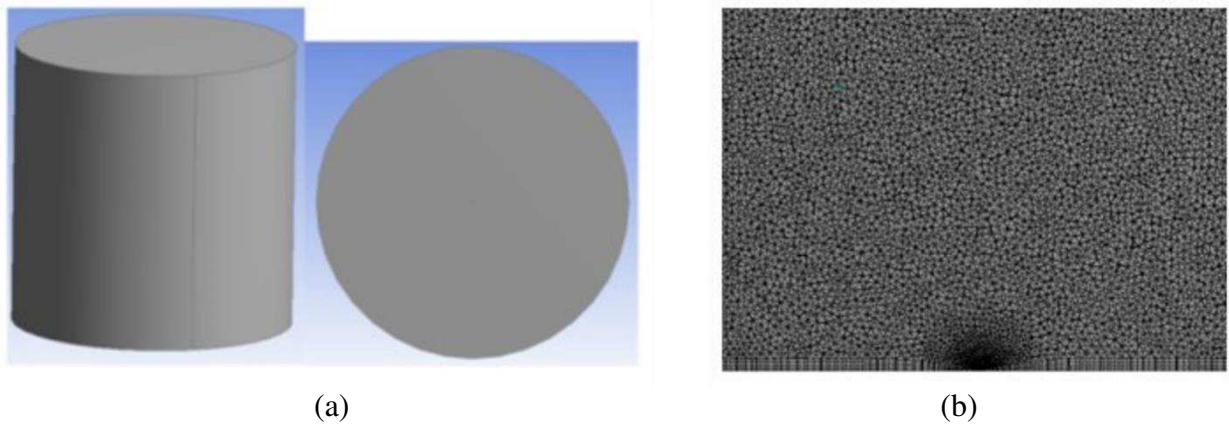
Recentemente, Falcão (2015) propôs uma análise de vazamento de óleo em águas profundas utilizando a Fluidodinâmica Computacional como ferramenta. Foram analisados dois domínios diferentes: um representando um pequeno tanque com água e uma malha tetraédrica (707826 elementos), Figura 20 (a) e (b), respectivamente, e outro domínio, representando uma região de alta profundidade marítima (mais de 800 m) com uma malha computacional de 1978152 elementos tetraédricos, Figura 21 (a) e (b), respectivamente. O autor utilizou as abordagens Euleriana e Lagrangeana. O resultado que mais se aproximou do caso real no tanque foi à configuração com abordagem Lagrangeana e um modelo de dispersão turbulenta. Para a simulação do vazamento em alta profundidade e em grande escala, a abordagem Lagrangeana também foi empregada, porém os resultados mostraram que a presença de um modelo de dispersão turbulenta não gerou os efeitos esperados.

Figura 20: (a) Geometria dos casos e (b) malha com corte na vista frontal da geometria no orifício de vazamento.



Fonte: Falcão (2015)

Figura 21: (a) Geometria dos casos e (b) malha com corte na vista frontal da geometria no orifício de vazamento.



Fonte: Falcão (2015)

2.3.1 O software Ansys CFX®

Segundo Feller (2012), muitos são os *softwares* disponíveis no mercado que permitem não só a modelagem matemática, mais também a simulação de fenômenos físicos. A escolha do *software* irá depender de vários fatores como: facilidade de manuseio, capacidade de gerar geometrias e malhas, eficiência, robustez entre outros. O Ansys CFX® é um *software* comercial que emprega a dinâmica dos fluidos computacional na solução de problemas físicos.

Com base em Tavares (2012), o Ansys CFX e subdividido em três módulos de simulação: pré-processamento, solver e pós-processamento, da seguinte forma:

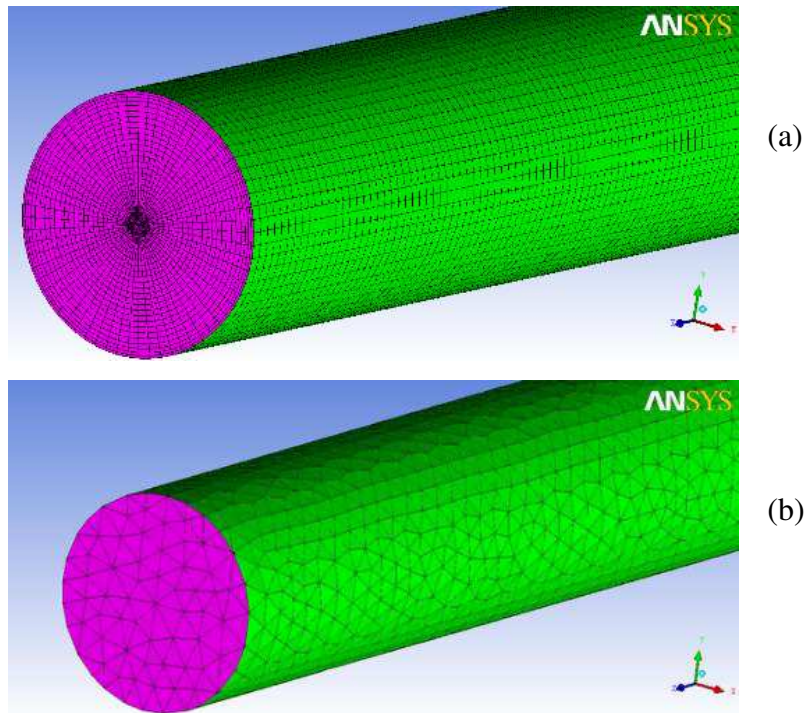
- a) **Pré-processamento:** Inicialmente onde é definido as principais características do domínio de estudo, condições de contorno adotadas para análise, as propriedades de cada um do (s) fluido (s) analisados na simulação, os fenômenos físicos e químicos dos fluidos, o tipo de escoamento, entre outras.
- b) **Solver:** Na segunda etapa, é onde se inicia a simulação de dados numéricos. O CFX irá resolver as equações que foram mencionadas para a simulação, utilizando técnicas que se aproximem do real, de maneira que se encontre uma solução para as equações algébricas.
- c) **Pós-processamento:** A terceira etapa do software CFX, tem como finalidade, a interpretação dos resultados e análise dos mesmos, por meio de gráficos ou imagens que

são visualizadas (linhas de fluxo, campos de pressão, campos de velocidades, frações volumétricas, temperatura, entre outros).

2.3.2 Malha computacional

Trabalhos realizados via CFD, tem a necessidade da utilização de malhas numéricas que possam definir cada uma das variáveis que serão analisadas e resolvidas pelo *software*. No entanto, é fundamental a quantidade de elementos formados por toda a malha numérica (Figura 22). É a partir desses elementos presentes na malha e como os mesmos estão organizados que irá gerar resultados satisfatórios. De acordo com Santos (2010), a malha gerada é o ponto principal para um trabalho de qualidade, sendo a etapa mais importante e trabalhosa para fazer uma análise via CFD. O ANSYS ICEM CFD é um pacote computacional capaz de gerar malhas não estruturadas, estruturadas e híbridas, a partir de geometrias em diversos modelos (PADRÓN, 2012). Entre os tipos de malhas, malhas estruturadas e não estruturadas, conforme a Figura 22.

Figura 22: (a) Malha estruturada e (b) malha não-estruturada.



Fonte: Santos (2014)

- Malhas estruturadas

Uma das características de malhas estruturadas (hexaédrica), é a técnica de multibloco, gerando blocos menores, seguido da associação dos mesmos com o domínio a ser estudado. Outra característica desse tipo de malha, é a quantidade de elementos gerados, onde será menor que a não-estruturada, dependendo da geometria a ser analisada. O tempo para a geração da malha estruturada é bem maior que a não estruturada, e, menor o número de elementos gerados (SOUZA, 2011; SANTOS, 2014).

- Malhas não-estruturadas

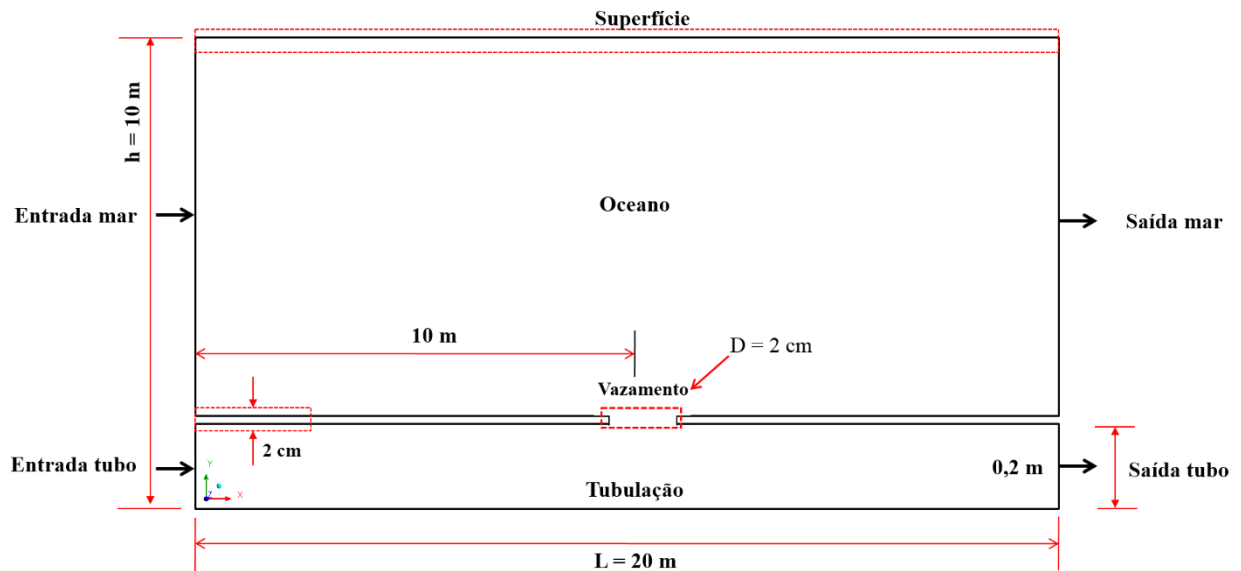
Tratando-se de malhas não-estruturadas (tetraédrica), uma grande vantagem em relação às hexaédricas, são os elementos tetraédricos com formatos diferentes, fazendo com que a mesma se ajuste a geometrias bem complexas. Santos (2014) afirma que, uma desvantagem desse tipo de malha é a organização de cada um de seus elementos, podendo gerar uma maior quantidade de erros e armazenamento dos resultados.

3. METODOLOGIA

3.1 Definição do domínio físico

O problema físico analisado consiste de uma tubulação submersa em um domínio bidimensional de 20 m de comprimento e 10 m de altura, Figura 23. No tubo escoia óleo e na região acima da tubulação escoia água. O tubo tem um diâmetro de 0,2 m (20 cm), uma espessura na parede de 0,02 m (2 cm) e um furo de 0,02 m (2 cm) localizado a 10 m da seção de entrada da tubulação.

Figura 23: Domínio físico analisado.

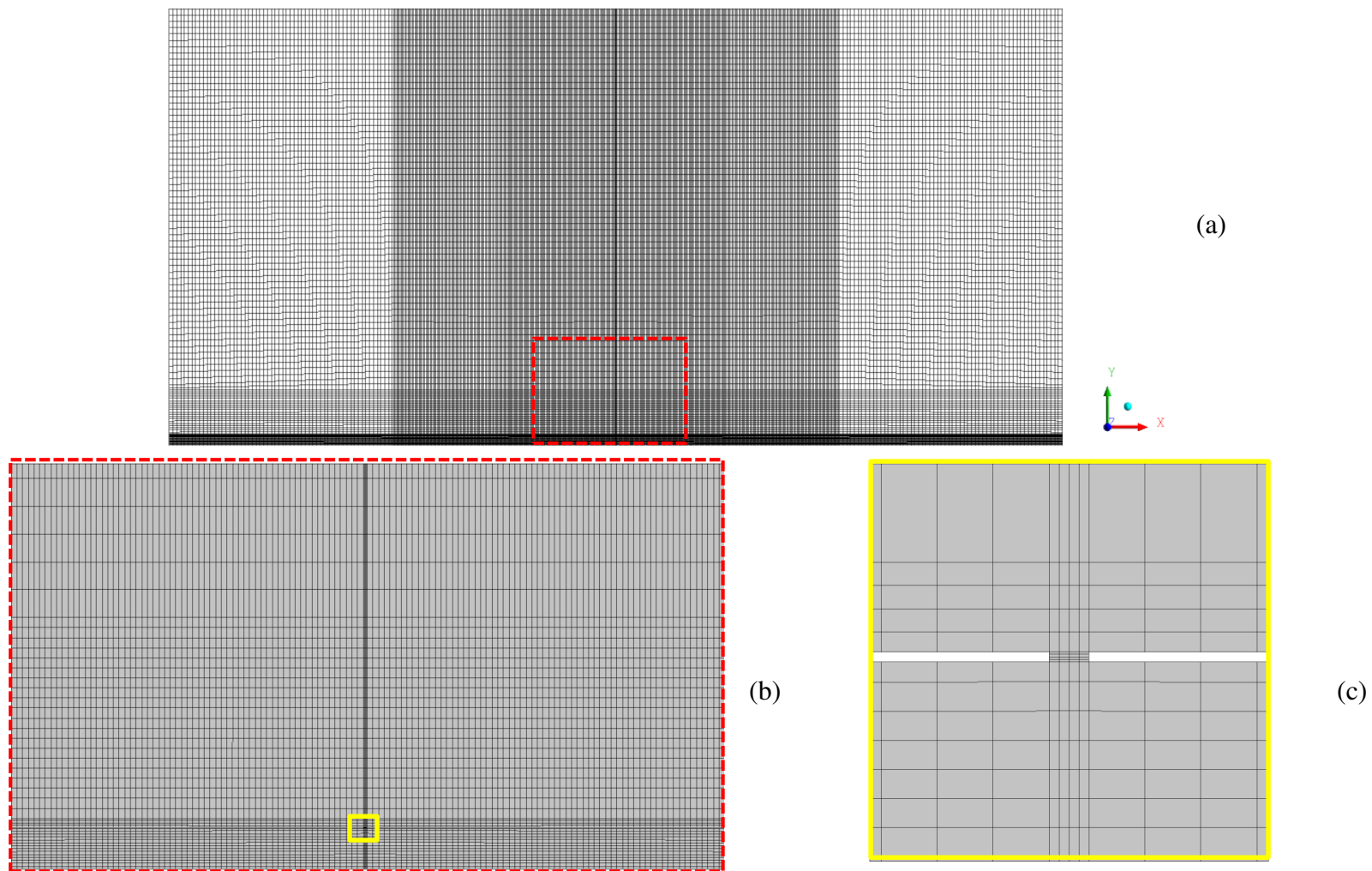


3.2 Domínio computacional – Malha numérica

A malha computacional que representa a tubulação, o orifício de vazamento e o mar, foram gerados no ICFM CFD versão 15 da Ansys, adotando-se diferentes estratégias de blocagem.

Na Figura 24 está representada a malha numérica gerada com 139488 elementos hexaédricos e 93666 nos, destacando-se as regiões do tubo e do vazamento.

Figura 24: (a) Malha numérica para todo o domínio físico analisado, (b) região central do domínio físico e (c) região do vazamento.



3.3 Modelo matemático

Adotou-se o modelo de superfície livre para analisar o escoamento bifásico água-óleo adotando as seguintes considerações:

- Escoamento isotérmico em regime laminar transiente, no interior do tubo;
- Escoamento isotérmico em regime turbulento transiente, no domínio mar;
- Domínio bidimensional;
- Não há transferência de massa entre as fases;
- Propriedades físico-químicas dos fluidos constantes;
- Coeficiente de arraste constante e igual a 0,44;
- Adotou-se o modelo de turbulência k-ε no domínio mar;
- Adotou-se uma pressão de referência igual a 1 atm;
- Adotou-se tubo liso, rugosidade nula.

Com base nas considerações feitas, a equação de conservação da massa da mistura é dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_{\alpha}\rho_{\alpha}) + \nabla(f_{\alpha}\rho_{\alpha}\vec{U}_{\alpha}) = 0 \quad (16)$$

onde ρ , f e U são respectivamente a massa específica, fração volumétrica e vetor velocidade da fase α .

Para a conservação do momento linear, a equação é dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_{\alpha}\rho_{\alpha}\vec{U}_{\alpha}) + \nabla \cdot [f_{\alpha}(\rho_{\alpha}\vec{U}_{\alpha} \otimes \vec{U}_{\alpha})] = -f_{\alpha}\nabla P_{\alpha} + \nabla \cdot \{f_{\alpha}\mu_{\alpha}[\nabla\vec{U}_{\alpha} + (\nabla\vec{U}_{\alpha})^T]\} + \vec{M}_{\alpha} \quad (17)$$

onde ρ e μ são respectivamente a pressão e a viscosidade da fase α . \vec{M}_{α} corresponde as forças interfaciais, que com as considerações adotadas pode ser escrita como sendo:

$$\vec{M}_{\alpha} = \frac{3}{4} \frac{C_D}{dp} f_{\beta}\rho_{\alpha} |\vec{U}_{\beta} - \vec{U}_{\alpha}| (\vec{U}_{\beta} - \vec{U}_{\alpha}) \quad (18)$$

As equações de fechamento aplicadas para as equações de conservação são inseridas de diferentes formas. Para a equação da continuidade, a soma das frações volumétricas das fases contínua é igual a 1. Para a equação da transferência de quantidade de movimento, o fechamento é feito pela força que atua entre as fases, sendo expresso pelo coeficiente de arraste (ANSYS, 2012).

Uma outra consideração adotada para o modelo matemático é o modelo de superfície livre, onde, para duas fases presentes na mistura, a equação usada para o cálculo da densidade de área interfacial é dada por:

$$A_{\alpha\beta} = |\nabla f_\alpha| \quad (19)$$

Quando tem-se mais de duas fases presentes no escoamento, utiliza-se a seguinte equação:

$$A_{\alpha\beta} = \frac{2|\nabla f_\alpha||\nabla f_\beta|}{|\nabla f_\alpha| + |\nabla f_\beta|} \quad (20)$$

3.3.1 Modelo de turbulência k - ε padrão

Para todos os casos estudados e considerando ambas as fases (água/óleo) como sendo contínuas, utilizou-se o modelo de turbulência k - ε padrão. Onde, a equação da energia cinética turbulenta é dada por:

$$\frac{\partial(\rho_\alpha f_\alpha k_\alpha)}{\partial t} + \nabla \bullet \left\{ f_\alpha \left[\rho_\alpha \bar{U}_\alpha k_\alpha - \left(\mu + \frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_k} \right) \nabla k_\alpha \right] \right\} = f_\alpha (G_\alpha - \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) \quad (21)$$

onde k é a energia turbulenta, ε é a taxa de dissipação de energia cinética turbulenta, μ é a viscosidade turbulenta, σ_k é uma constante empírica de valor igual a 1.

Para a taxa de dissipação turbulenta é dada por:

$$\frac{\partial(\rho_\alpha f_\alpha \varepsilon_\alpha)}{\partial t} + \nabla \bullet \left\{ f_\alpha \rho_\alpha \bar{U}_\alpha \varepsilon_\alpha - \left(\mu + \frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon_\alpha \right\} = f_\alpha \frac{\varepsilon_\alpha}{k_\alpha} (C_1 G_\alpha - C_2 \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) \quad (22)$$

onde G_α é a geração de energia cinética no interior da fase α , f_α é a fração volumétrica da fase α , e C_1 , C_2 , σ_k , σ_ϵ são constantes empíricas de valores iguais a 1,44; 1,92; 1,0 e 1,3 respectivamente.

3.4 Condições iniciais e de contorno para o estudo isotérmico

Para os casos isotérmicos, considerou-se apenas óleo escoando no interior da tubulação, com comportamento completamente desenvolvido distribuído ao longo da tubulação de acordo com a Equação 23, e, as condições iniciais e de contorno adotadas, Figura 25.

$$U_o = U_{m\acute{a}x} \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right] \quad \text{Re} < 2300 \quad (23)$$

Para o domínio externo ao tubo (mar) considerou-se água parada ou estagnada de acordo com a equação 24, e, as condições adotadas, Figura 26.

$$U_{e,m} = \frac{U_{\max}}{3} \quad (24)$$

onde, $U_{e,m}$ é a velocidade de entrada mar; U_{\max} é o valor máximo de velocidade da água na correnteza e 3 é um parâmetro de referência de velocidade da água. As simulações foram realizadas adotando-se duas situações: a primeira em regime transiente e a segunda em regime permanente.

As propriedades físico-químicas da água e do óleo é de fundamental importância para o estudo da vazão dos fluidos durante um vazamento. Na Tabela 1, está representada a densidade e viscosidade da água que foi retirada do banco de dados do CFX, e, a densidade e viscosidade do óleo que foram extraídos do trabalho de Rodriguez (2002) e Açıkgöz *et al. apud* Paladino (2005).

Figura 25: Condições iniciais e de contorno adotadas para entrada e saída do tubo, paredes e faces frontal e traseira da tubulação horizontal.

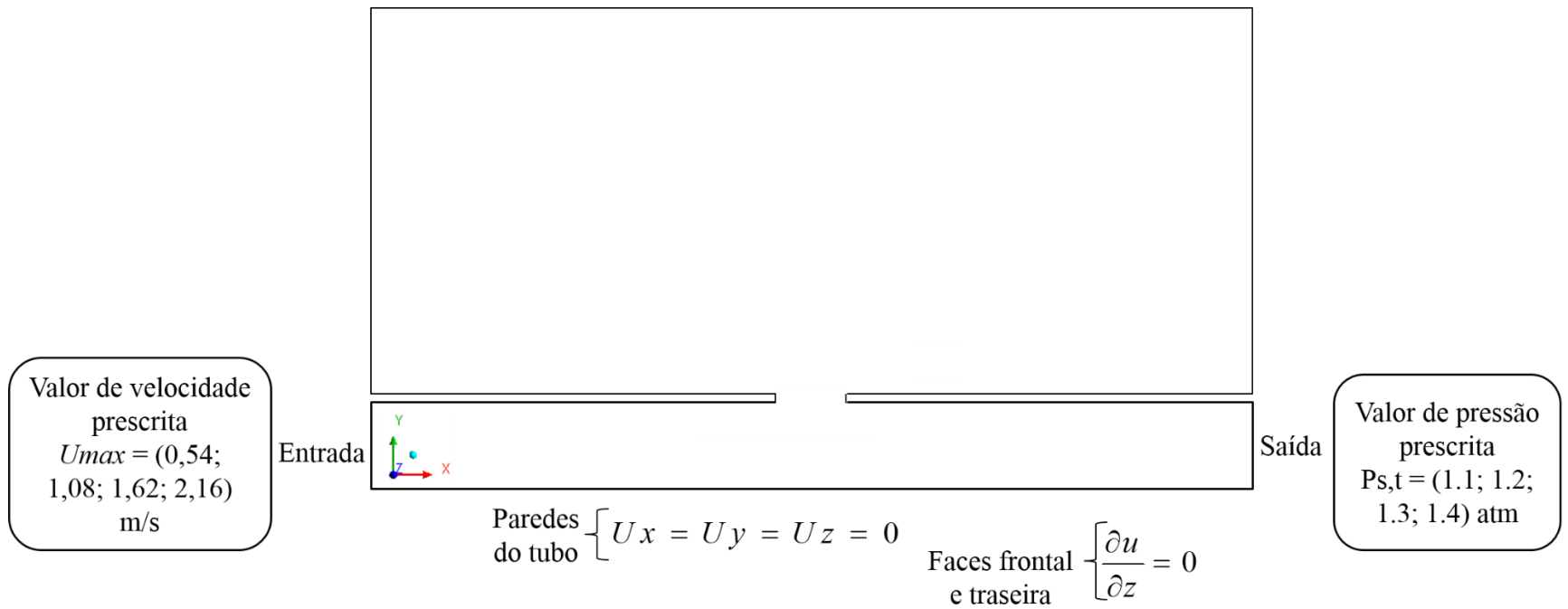


Figura 26: Condições iniciais e de contorno adotadas para entrada e saída do mar, topo e faces frontal e traseira da correnteza marítima.

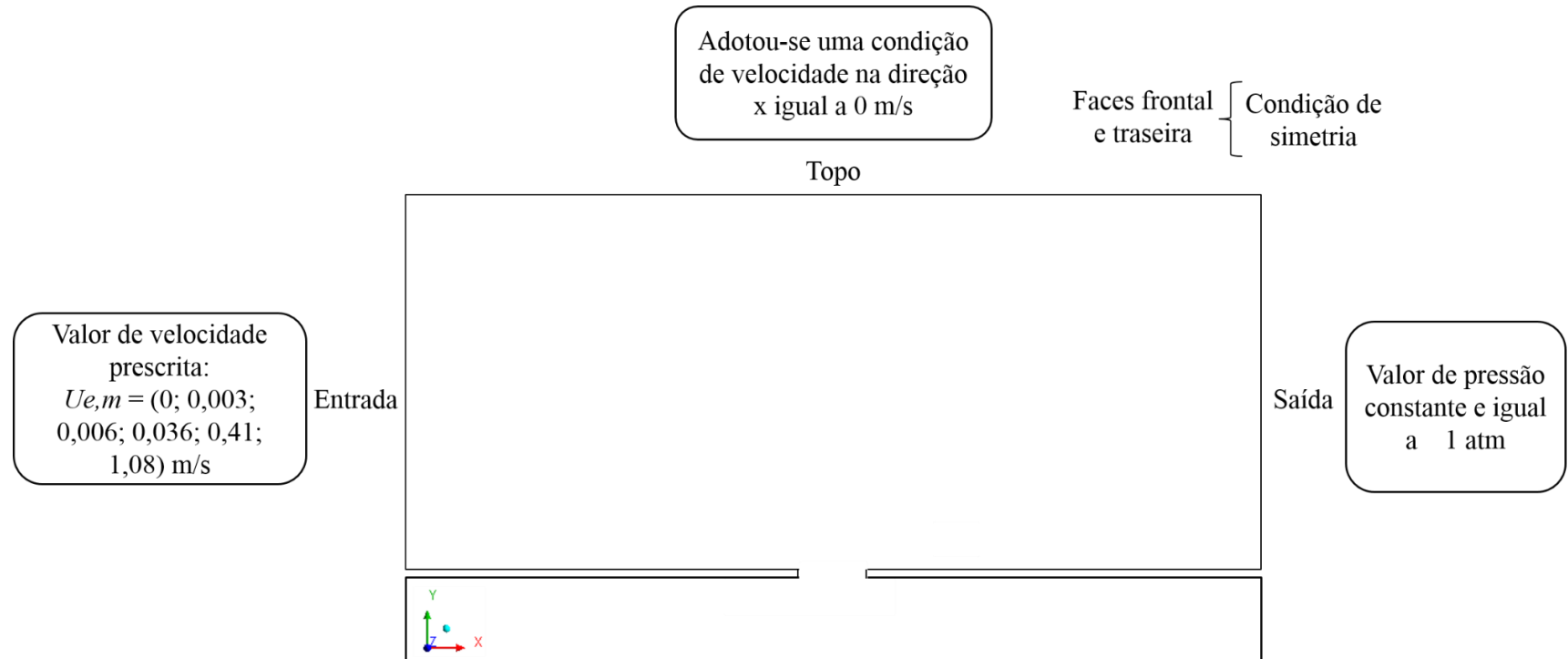


Tabela 1: Propriedades físico-químicas dos fluidos adotados para simulação.

Propriedades Físico-químicas	Água	Óleo
Densidade (kg/m ³)	997 ⁽³⁾	925,5 ⁽¹⁾
Viscosidade dinâmica (Pa.s)	0,000889 ⁽³⁾	0,1 ⁽²⁾
Tensão superficial (N/m)	0,07 ⁽³⁾	

Fonte: ⁽¹⁾Rodriguez (2002), ⁽²⁾Açikgöz *et al. apud* Paladino (2005), ⁽³⁾Banco de dados do Ansys CFX® (2009).

Na Tabela 2 está representada as considerações adotadas para o problema físico estudado e a solução numérico.

Tabela 2: Considerações do problema estudado e da solução numérica.

Escoamento	Bifásico (água/óleo) Bidimensional, incompressível e isotérmico
Regime de fluxo	Transiente
Modelo de turbulência	<i>k-ε</i> padrão
Modelo de transferência interfacial	Modelo de superfície livre
Força interfacial	Coefficiente de arraste = 0,44
Força gravitacional	Considerada
Esquema de interpolação para a pressão	Trilinear
Esquema de interpolação para a velocidade	Trilinear
Condição da parede sobre os fluidos	Sem deslizamento
Condição na interface dos fluidos	Deslizamento
Esquema de advecção	Alta resolução
Crítério de convergência para a massa	10 ⁻⁶ (RMS)
Tempo total de simulação	10 s
Passo de tempo	0,01 s

3.5 Casos estudados

O estudo do escoamento isotérmico água/óleo em oleodutos horizontais marítimos com orifício de vazamento, foi desenvolvido nos Laboratórios de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem-LPFI, da Unidade Acadêmica de Engenharia Química (UAEQ) e no Laboratório Computacional de Térmica e Fluidos-LCTF, da Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica (UAEM), ambos do Centro de Ciências e Tecnologias (CCT) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). A Tabela 3 apresenta os casos avaliados com perfil de velocidade do óleo, velocidade da água, pressão e influência da presença de vazamento.

Tabela 3: Casos avaliados na simulação.

Caso	Velocidade de entrada tubo (U_{max}) m/s	Pressão na saída do tubo ($P_{s,t}$) atm	Velocidade de entrada mar (U_e, m) m/s	Avaliação de processamento
1	0,54	1.1	0	Efeito da velocidade do óleo no tubo (Validação da malha, caso 4)
2	1,08	1.1	0	
3	1,62	1.1	0	
4	2,16	1.1	0	
5	1,08	1.2	0	Efeito da pressão na saída do tubo
6	1,08	1.3	0	
7	1,08	1.4	0	
8	1,08	1.4	0	
9	1,08	1.4	0.003	Efeito da velocidade da água na correnteza marítima
10	1,08	1.4	0.006	
11	1,08	1.4	0.036	
12	1,08	1.4	0.41	
13	1,08	1.4	1.08	
14	2,16	1.1	0	

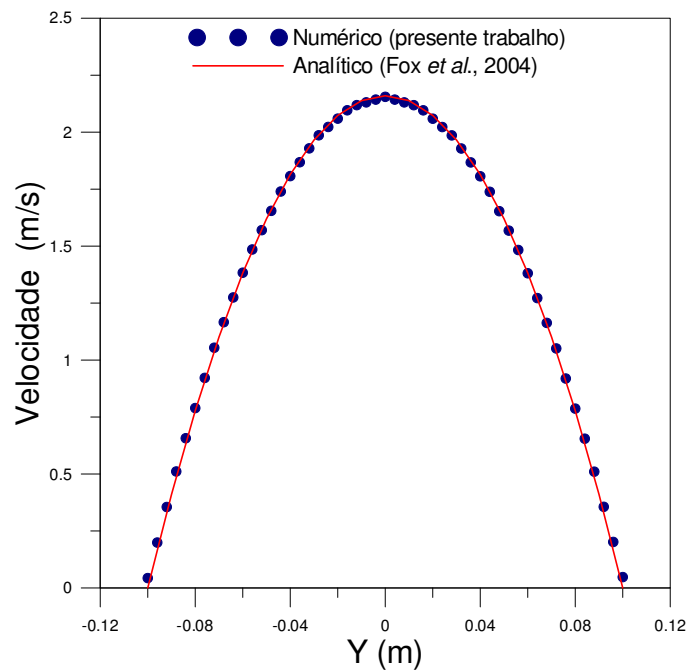
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os casos avaliados nesta pesquisa tem por objetivo analisar o comportamento da vazão de óleo em um escoamento bifásico, isotérmico, antes e depois do vazamento, em toda a correnteza marítima.

4.1 Validação dos resultados numéricos com os resultados analíticos

A Figura 27 representa a distribuição radial das componentes de velocidade em Y (m) para um escoamento laminar permanente de óleo, em uma posição axial igual a 5 m da entrada da tubulação horizontal, referente ao caso 4 e analiticamente (Equação 23) disponibilizado por Fox *et al.* (2004). Portanto, observa-se uma boa aproximação entre os resultados numéricos e analíticos, implicando que, a simulação numérica é capaz de desenvolver o comportamento do escoamento do óleo no tubo em regime laminar.

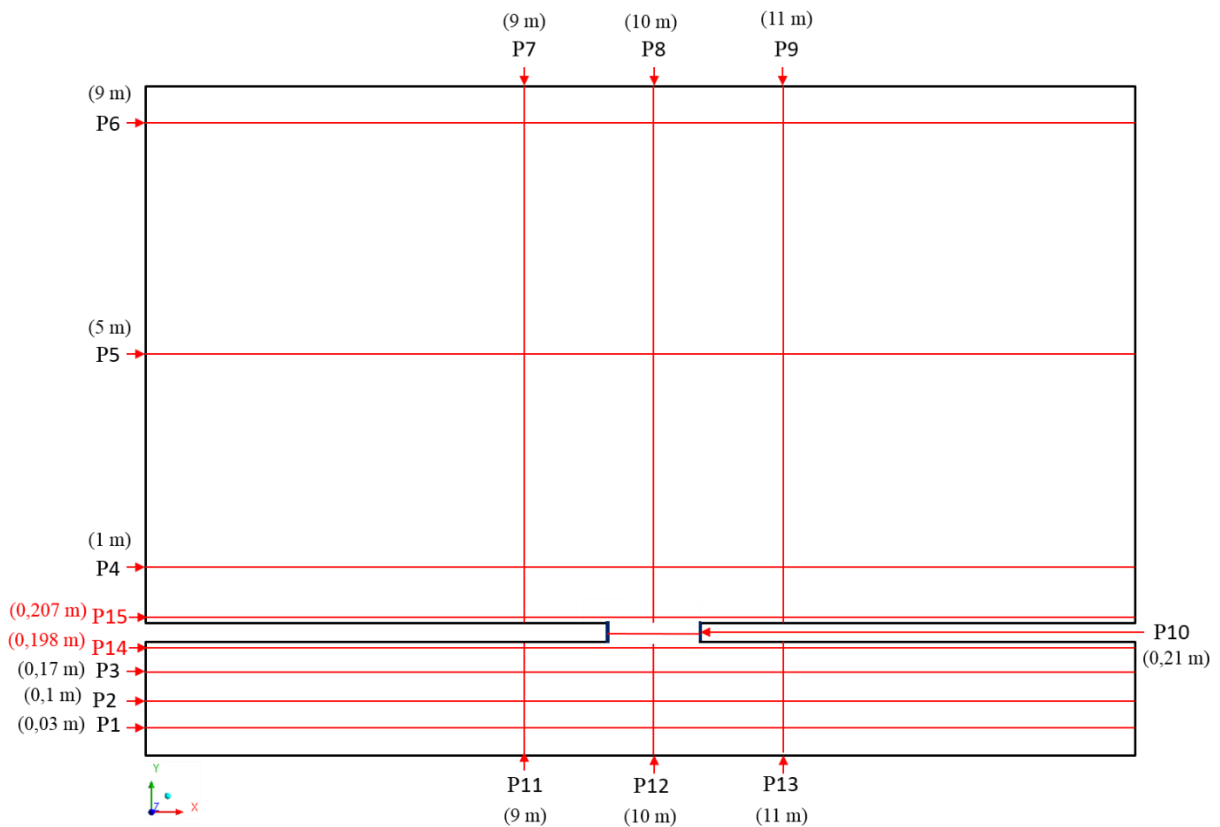
Figura 27: Comparação entre os perfis de velocidade numérico e analítico para o escoamento laminar de óleo em uma posição axial igual a 5 m da entrada do tubo.



4.2 Avaliação dos resultados numéricos

Com objetivo de analisar a pressão, pressão total, velocidade superficial e fração volumétrica das fases ao longo de todo domínio de estudo com e sem vazamento, sobre planos transversais, foram definidas diferentes posições, P, ilustradas na Figura 28, sobre as quais são representadas os perfis de pressão, velocidade superficial e de fração volumétrica.

Figura 28: Detalhes das posições analisadas na tubulação, correnteza marítima e no vazamento.

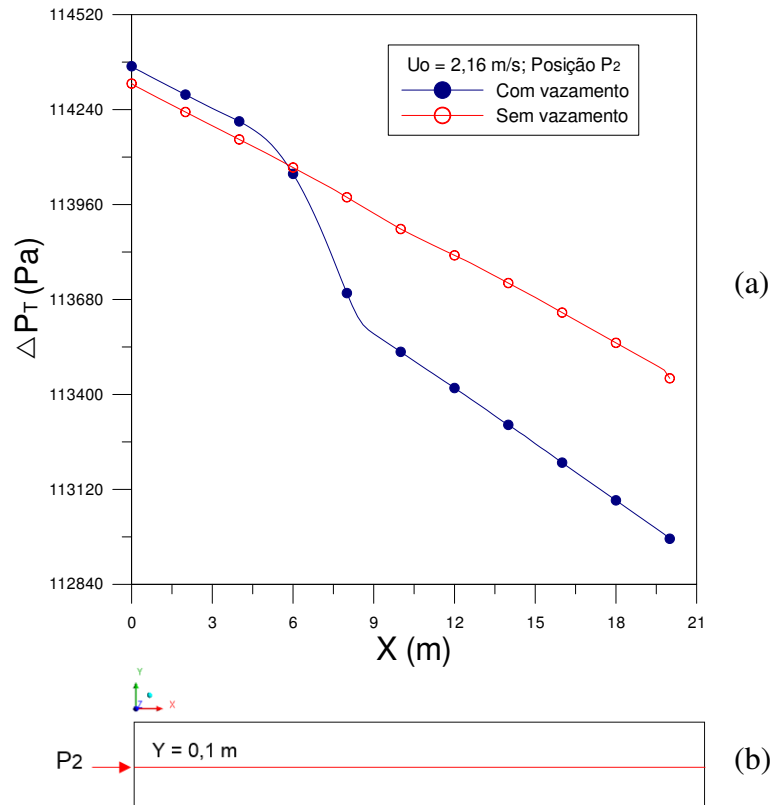


4.2.1 Efeito da presença do vazamento

A Figura 29 apresenta o comportamento da queda de pressão total (P_T) ao longo da tubulação referente a posição P_2 , com e sem vazamento. Observa-se um comportamento linear decrescente para o escoamento sem vazamento e para o caso com vazamento, percebe-se uma descontinuidade no comportamento da pressão. Nos seis metros antes do vazamento observa-se

uma queda de pressão de aproximadamente 700 Pa, indicando nitidamente a presença de vazamento, devido à perda de massa do fluido. Após o vazamento há um equilíbrio no escoamento conduzindo a um decréscimo linear da pressão até a saída da tubulação.

Figura 29: (a) Comportamento da pressão total ao longo do comprimento da tubulação (caso 4, posição P_2) e (b) posição de medição do parâmetro P_2 .



Na Figura 30 está representado o comportamento da pressão total em função do tempo, tomando-se dois planos transversais, localizado a 1 m antes e depois do vazamento (P_{11} , P_{13}) para os casos 1, 2, 3 e 4. Observa-se que, a pressão total aumenta de acordo com o aumento da velocidade do óleo no tubo, logo, devido o atrito viscoso com as paredes do tubo, maior é a perda de energia mecânica. Nos primeiros segundos, observa-se que ocorre um declínio de pressão de acordo com o tempo de análise, apresentando algumas variações permanecendo por todo o tempo de estudo.

A Figura 31 representa a pressão em função da posição ao longo da tubulação em Y igual a 0,1 m, posição P₂, na presença de vazamento. Pode-se observar que, para os quatro casos analisados em um tempo de 5 s, a pressão total apresenta um comportamento decrescente com uma redução de pressão antes e após o vazamento de acordo com o aumento da velocidade de óleo na entrada da tubulação. E como esperado, para se aumentar a velocidade de escoamento é necessário um aumento de pressão.

Figura 30: (a) Variação da pressão total em função do tempo de processo e (b) posições de medição dos parâmetros P₁₁ e P₁₃.

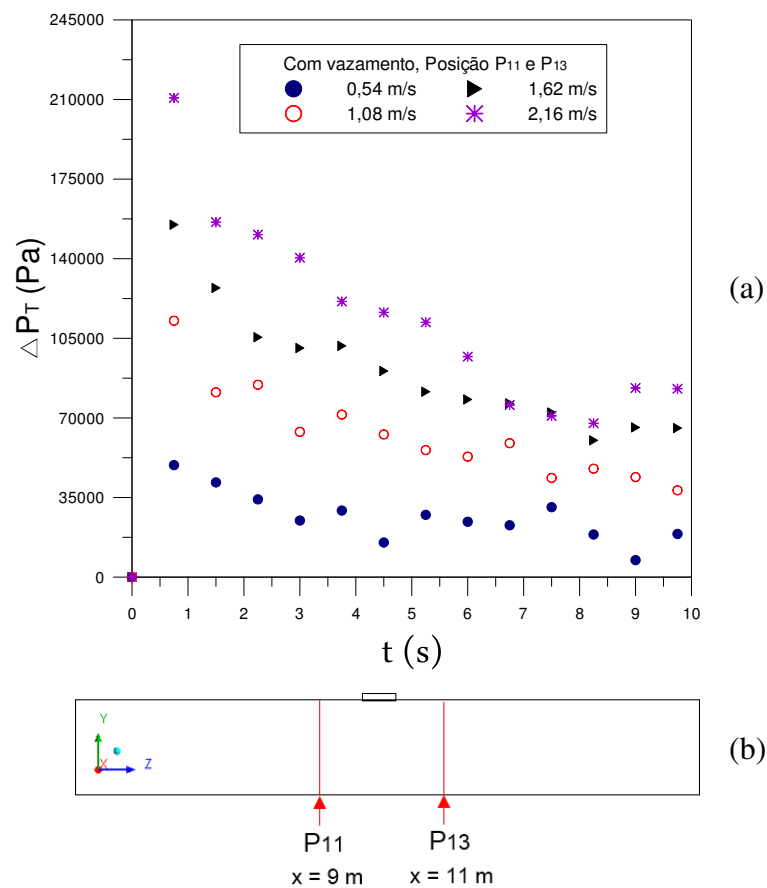


Figura 31: Distribuição da pressão total em função da posição do tubo ($t = 5$ s, posição 2).

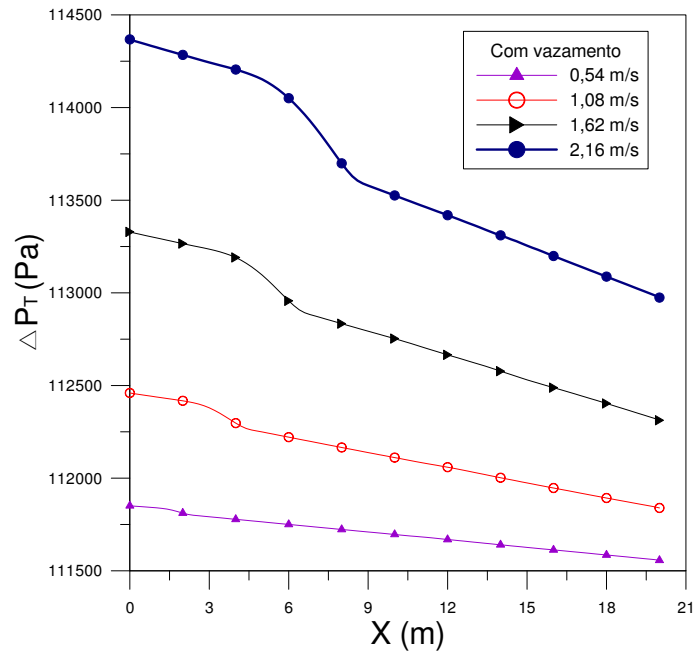
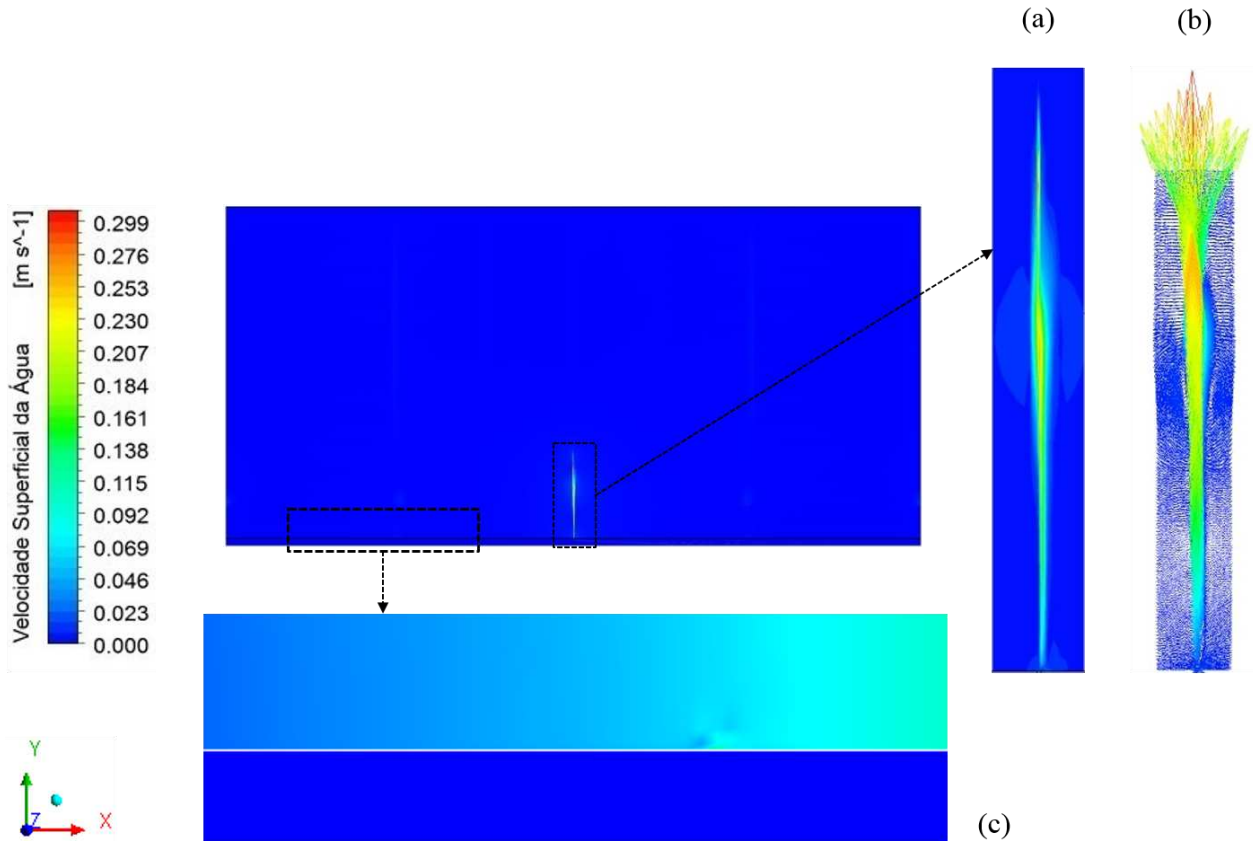


Figura 32 ilustra o campo de velocidade superficial da água em todo o domínio (tubo e mar), com um destaque na região do vazamento, representado pelo jato de óleo, ilustrando a distribuição e campo vetorial de velocidade, parte da tubulação e da correnteza marítima, caso 4, onde a velocidade do óleo é de 2,16 m/s. Pode ser observado que, quando o óleo adentra na forma de um jato decorrente da diferença de pressão entre o vazamento e o domínio mar, sua velocidade superficial atinge um valor de 0,299 m/s.

Figura 32: Campo de velocidade superficial da água em todo o domínio (tubo e mar) e detalhe do jato de óleo na região mar: (a) Campo de velocidade, (b) campo vetorial de velocidade e (c) parte da tubulação horizontal e da correnteza marítima.



As Figuras 33 e 34 apresentam a distribuição da fração volumétrica do óleo no tubo e da água para a correnteza, nas posições P_2 e P_4 , para o caso 4, com e sem vazamento. Observa-se, para o caso com vazamento, a 10 m da entrada do tubo, região em que se encontra o furo, ocorre uma queda na fração de óleo, indicando a entrada de água na tubulação, permanecendo ao longo da tubulação em direção a saída do tubo, e, para a análise sem vazamento, a fração de óleo se mantém constante e igual a 1, ou seja, não há entrada de água no tubo.

Para a fração volumétrica de água, Figura 34, na análise com vazamento, região central do orifício de vazamento, ocorre um decréscimo na fração volumétrica da água, indicando que há introdução de óleo no mar, ocorrendo portanto, a contaminação do óleo com a água, e, necessitando assim a separação física ou química, ou seja, através de processos de separação, como por exemplo,

funil de separação, destilação fracionada, entre outros. Para a análise sem vazamento, a fração de água na correnteza marítima se mantém constante e igual a 1 em todo o percurso, indicando que não há entrada de óleo no mar.

Figura 33: Distribuição da fração volumétrica do óleo, no tubo, posição P₂, (t = 10 s, caso 4) e (b) posição de medição do parâmetro P₂.

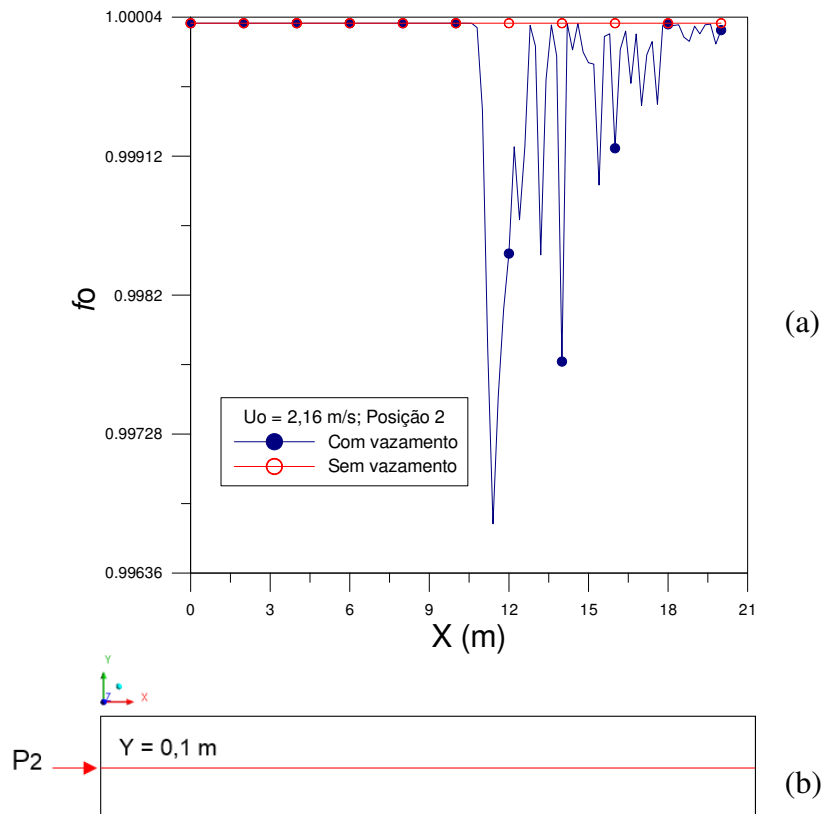
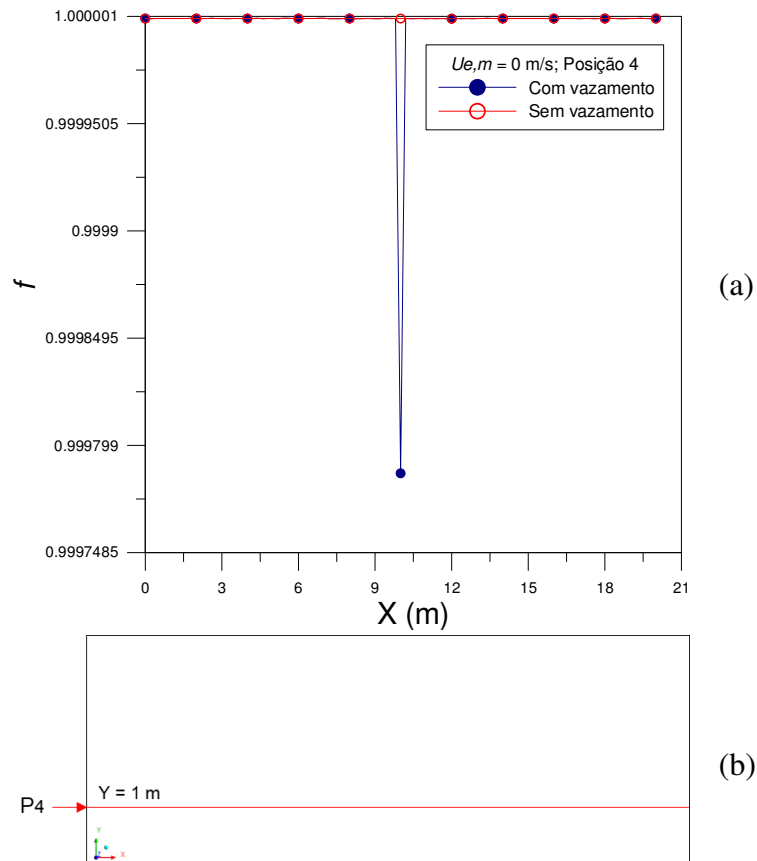
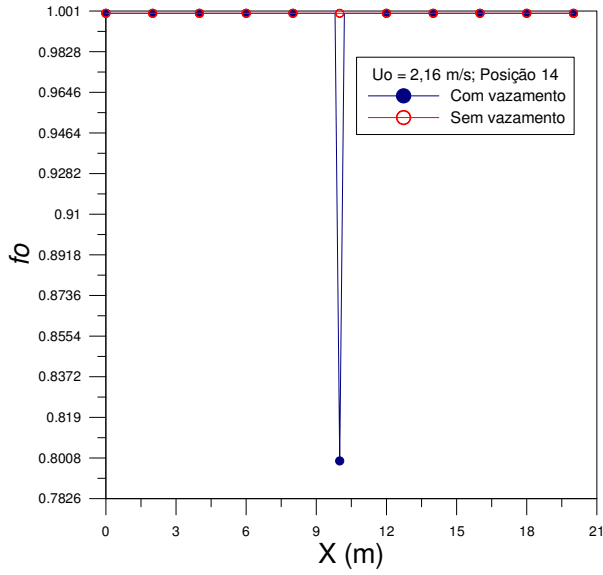


Figura 34: (a) Distribuição da fração volumétrica da água, no mar, posição P₄, (t = 10 s, caso 4) e (b) posição de medição do parâmetro P₄.

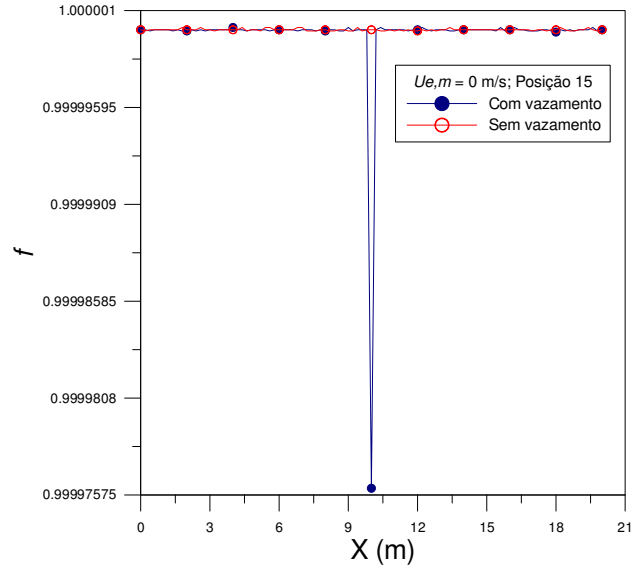


A Figura 35 representa a distribuição da fração volumétrica do óleo no tubo, na posição P₁₄ ($y = 0,198$ m) localizada a 2 mm do orifício de vazamento, e, a fração volumétrica da água na correnteza marítima, na posição P₁₅ ($y = 0,207$ m) localizada a 2 mm do orifício de vazamento, para um tempo de 10 s, na presença de vazamento (caso 4), respectivamente. Pode ser observado na Figura 35 (a) que, para maiores velocidade de óleo no tubo (2,16 m/s), a fração volumétrica diminui de 1 para 0,8008, ou seja, 20% da queda de fração de óleo na tubulação, implicando dizer que, a perda de fração de óleo no oleoduto ocorre em maior quantidade nas regiões mais próximas do vazamento. Para a Figura 35 (b) observa-se que, para água parada (0 m/s), a fração volumétrica sofre uma pequena queda de 1 para 0,99997575, ou seja, apenas 0,01% da queda de fração de água no mar, isto pode ser devido a velocidade da correnteza, que para este caso considerou-se nula.

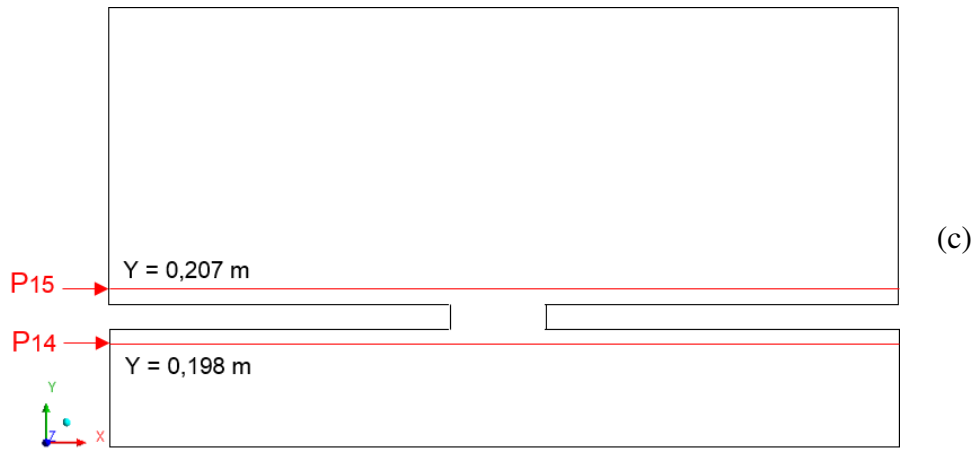
Figura 35: (a) Distribuição da fração volumétrica do óleo, no tubo, posição P₁₄ (t = 10 s, caso 4), (b) distribuição da fração volumétrica da água, no mar, posição P₁₅ (t = 10 s, caso 4) e (c) posições de medição dos parâmetros P₁₄ e P₁₅.



(a)



(b)



(c)

Na Figura 36 está representada as distribuições das frações volumétricas do óleo para os casos 3 e 4, na posição P_{10} ($y = 0,202$ m) em um tempo de 5 s. Observa-se, nesta figura, o comportamento da fase óleo no orifício de vazamento com diâmetro de 0,02 m. Percebe-se que entre 10 m e 10,01 m há um aumento da fração de óleo até um valor máximo, indicando que a saída ou vazamento de óleo do tubo para o domínio mar ocorre preferencialmente a partir do centro do orifício de vazamento ($x = 10$ m) com sentido do escoamento da esquerda pra direita.

Na Figura 37 está apresentada a distribuição da fração volumétrica de óleo para o caso 4, em diferentes tempos, na posição P_{10} ($y = 0,202$ m). Observa-se que, para o tempo igual a zero, a fração de óleo no furo é igual a 1, decorrente da condição inicial adotada. Com o decorrer do tempo nota-se uma mudança do comportamento da fração volumétrica de óleo ao longo do orifício de vazamento e fica evidente um comportamento semelhante para os diferentes tempos analisados.

Figura 36: (a) Distribuição da fração volumétrica do óleo, na posição 10, para diferentes velocidades do óleo ($t = 5$ s) e (b) posição de medição do parâmetro P_{10} .

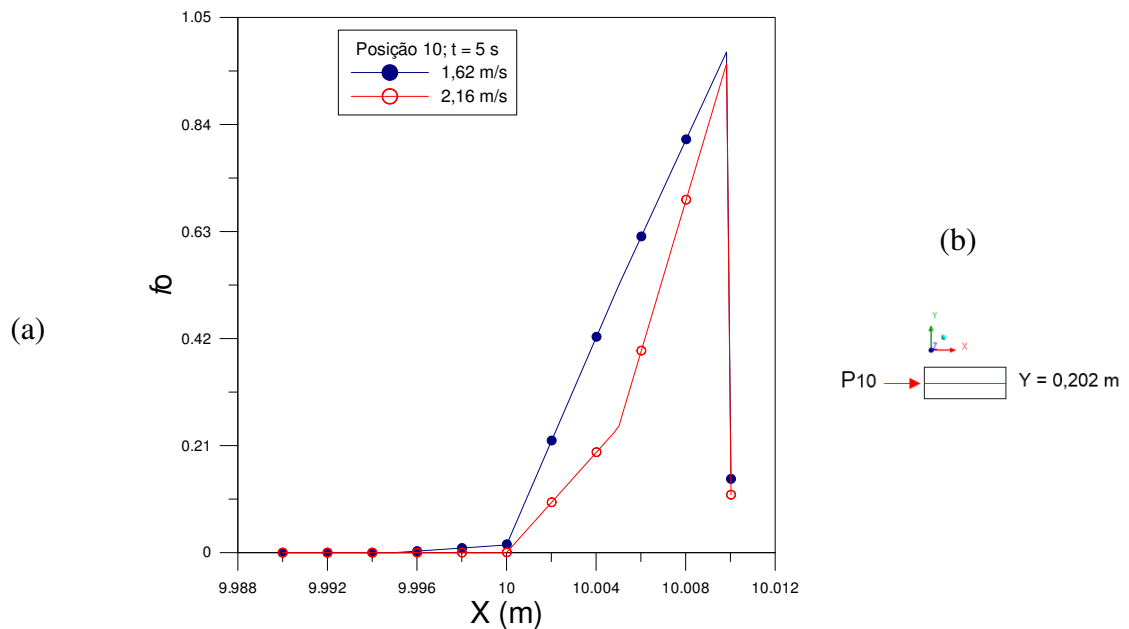
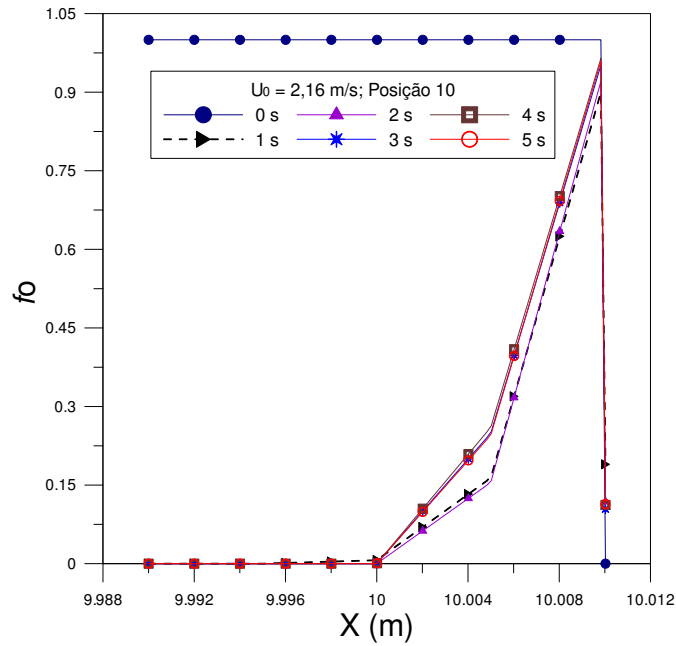


Figura 37: Distribuição da fração volumétrica do óleo, no vazamento para diferentes tempos ($U_0 = 2,16$ m/s).



4.2.2 Efeito da velocidade de entrada de óleo no tubo

Na Figura 38 está representado a velocidade superficial do óleo na tubulação, para o caso 6, para uma velocidade de óleo na entrada do tubo de 1,08 m/s, no tempo igual a 5 s, nas posições P_1 , P_2 e P_3 , na presença de vazamento. Os resultados indicam que a velocidade de óleo no centro da tubulação atinge a velocidade máxima na posição P_2 , atingindo um valor igual a 1,08 m/s. Nas posições P_1 e P_3 , nas proximidades das paredes na tubulação, o óleo atinge uma velocidade de 0,65 m/s, podendo ser explicado devido a condição de velocidade nula adotada nas paredes da tubulação, ou seja, quanto mais próximo das paredes do tubo menor a velocidade superficial do óleo. Podendo ser dito também que, o óleo apresenta maiores velocidades no centro da tubulação, devido inicialmente ser a única fase dominante no domínio. Na Figura 39 está representada a evolução da velocidade superficial do óleo com o tempo na posição P_2 ($y = 0,1$ m). Observa-se que, à medida que aumenta o tempo, menor é a diferença de velocidade do escoamento, este fato é explicado pela condição inicial adotada, com valor máximo no centro do tubo nos tempos de 1 a 5 s.

Figura 38: (a) Velocidade superficial do óleo, em diferentes posições, caso 6 e (b) posições de medição dos parâmetros P₁, P₂ e P₃.

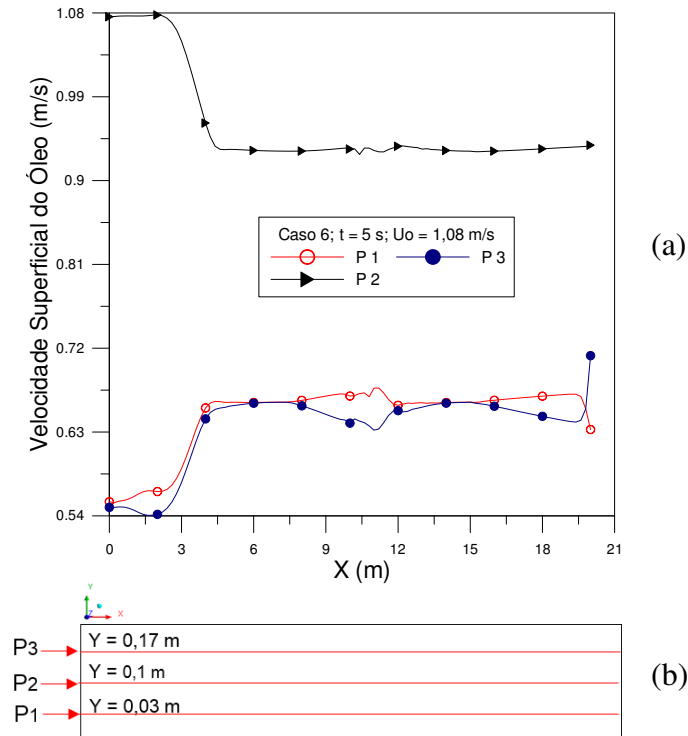
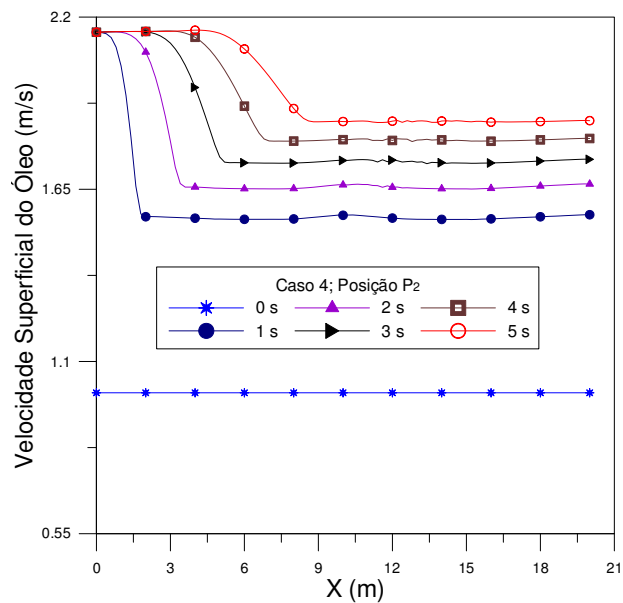
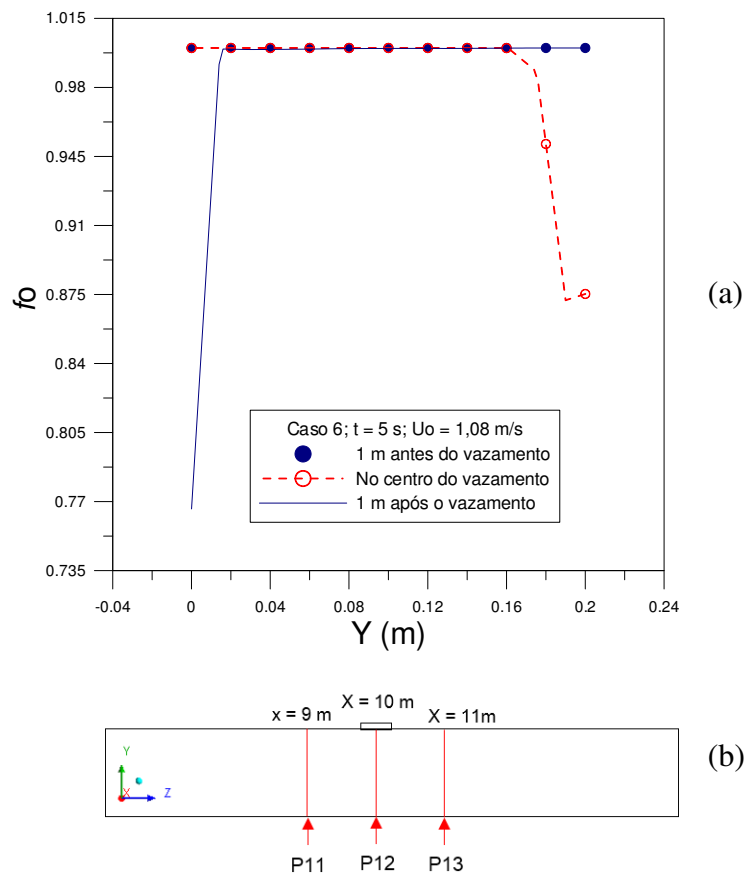


Figura 39: Evolução da velocidade superficial do óleo no duto em diferentes tempos (caso 4).



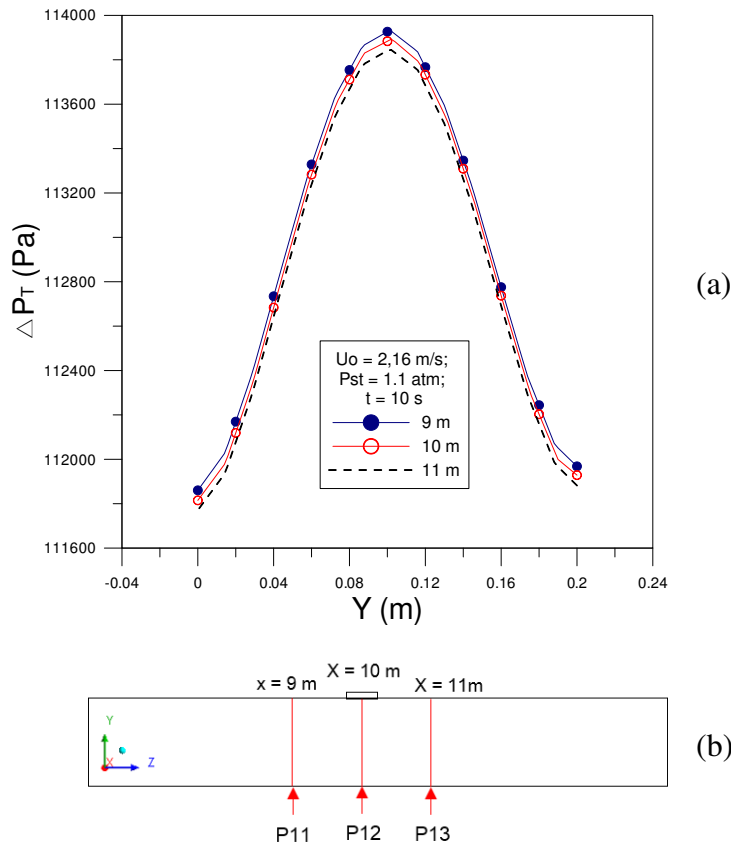
A Figura 40 apresenta a distribuição radial da fração volumétrica do óleo no interior da tubulação em três posições (1 m antes e após o furo, e, no centro do orifício de vazamento na tubulação) no tempo de 5 s, referente ao caso 6, na presença do vazamento. Pode ser observado que, para a posição P₁₁, região antes do vazamento, localizada a 9 m da seção de entrada da tubulação, a fração volumétrica do óleo se mantém constante e igual a 1, indicando que, para esta situação, a perturbação do vazamento não influencia o comportamento do óleo, possivelmente devido à resistência viscosa ser importante. Para a posição P₁₂, localizada a 10 m da entrada do tubo no centro do orifício de vazamento, a fração de óleo diminui, o que indica a entrada de uma parcela de água na tubulação, indicando uma possível zona de mistura óleo-água. Na posição P₁₃, localizada a 11 m da entrada da tubulação, nota-se um valor de aproximadamente de 0,775, o que indica que parcela de água que a da diferença de densidade entre a água e o óleo.

Figura 40: (a) Distribuição radial da fração volumétrica do óleo, em três posições na tubulação referente ao caso 6 ($t = 5$ s) e (b) posições de medição dos parâmetros P₁₁, P₁₂ e P₁₃.



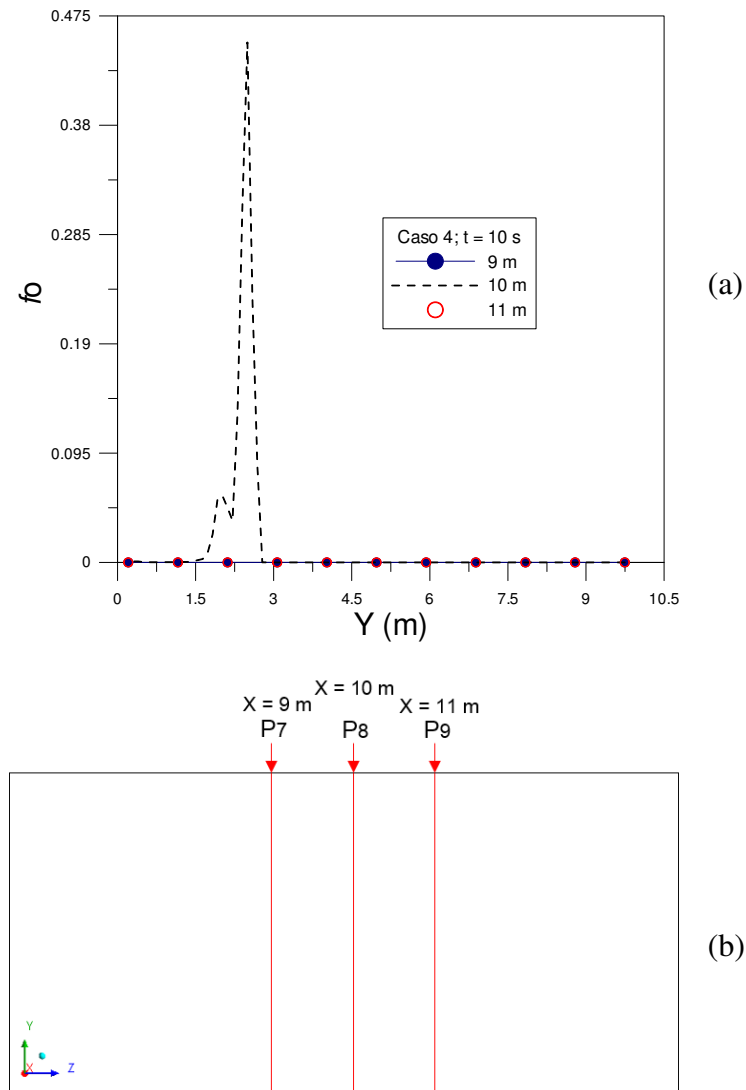
A Figura 41 apresenta o comportamento da pressão total a 1 m antes, no centro e 1 m após o vazamento (posição P_{11} , P_{12} e P_{13}) na tubulação, considerando uma pressão prescrita de 1,1 atm na saída do tubo. Pode-se observar que, a pressão total é proporcional a cada posição transversal. Para a região em que se encontra o furo, posição P_{12} , também com pressão prescrita na saída do tubo, a pressão total aumenta.

Figura 41: Distribuição radial da pressão total, antes, durante e após o vazamento, (caso 4, $t = 5$ s).



A Figura 42 apresenta o comportamento da fração volumétrica de óleo na correnteza marítima, a 1 m antes, no centro e 1 m após o vazamento (posição P_7 , P_8 e P_9), em um tempo de 10 s, caso 4. Pode ser observado que, para a posição em que se encontra o vazamento, P_8 , ocorre um pico de fração de óleo, indicando a presença de óleo no mar. Para as posições antes e depois do vazamento (P_7 e P_9) a fração de óleo no mar é igual a zero, o que indica que não há fluxo de óleo na correnteza marítima para estas posições.

Figura 42: (a) Distribuição radial da fração volumétrica de óleo em três posições, no domínio mar, (caso 4, $t = 10$ s) e (b) posições de medição dos parâmetros P7, P8 e P9.

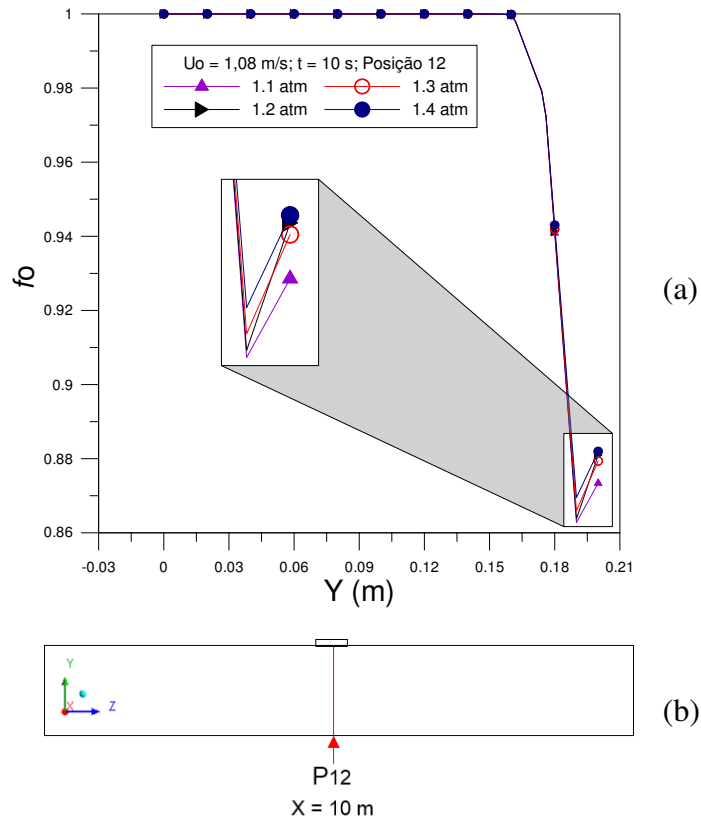


4.2.3 Efeito da pressão na saída do tubo

A Figura 43 apresenta graficamente a distribuição da fração volumétrica do óleo, na tubulação, na posição P12, localizada no centro do orifício de vazamento, para diferentes pressões prescritas na saída da tubulação, em um tempo de 10 s, com velocidade de entrada do óleo no tubo de 1,08 m/s. Observa-se que, na região central do vazamento, inicialmente tem-se uma fração de

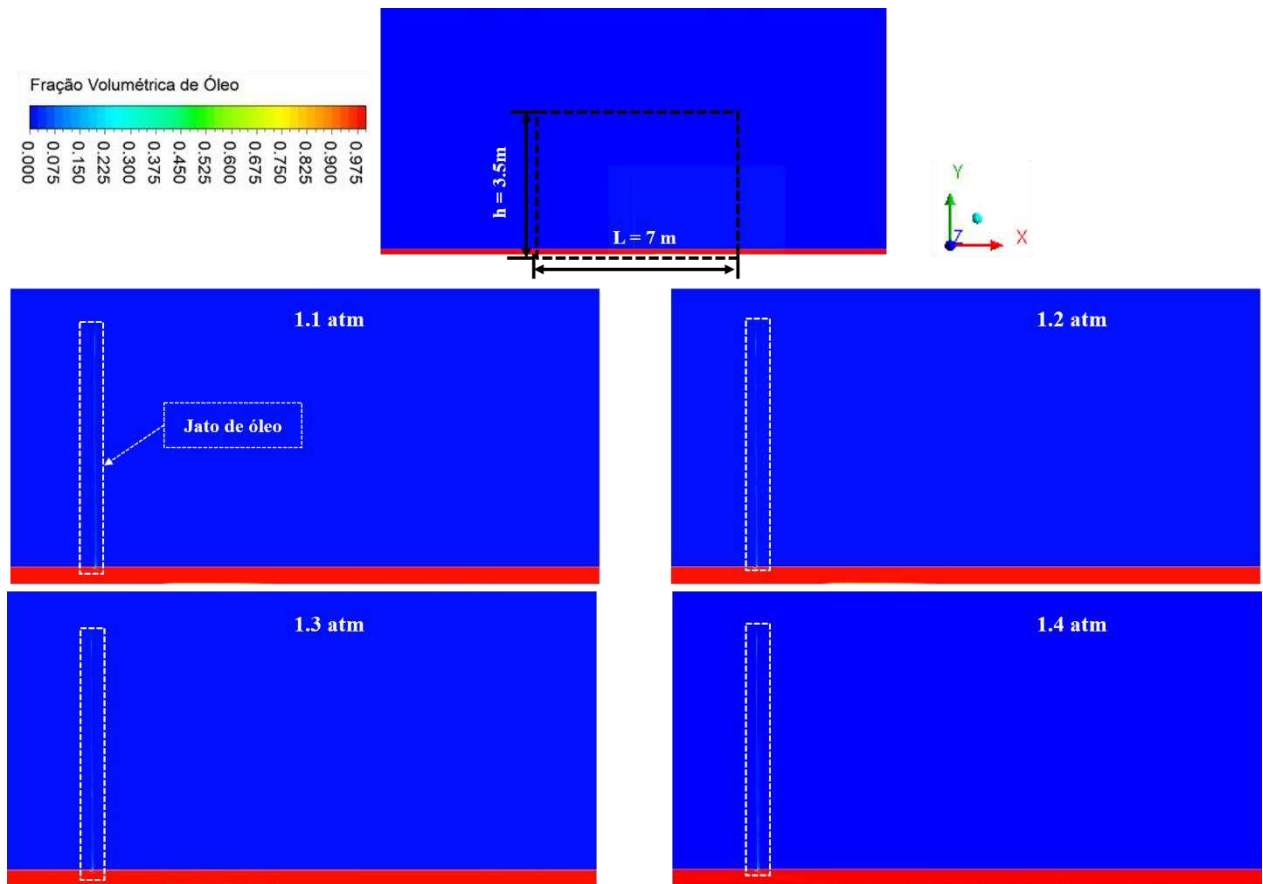
óleo igual a 1, ocorrendo posteriormente uma queda de fração de 1 para 0,82 aproximadamente, de acordo com cada uma das condições adotadas na saída do duto.

Figura 43: (a) Distribuição radial da fração volumétrica do óleo, no vazamento, para diferentes pressões prescritas ($t = 10$ s) e (b) posição de medição do parâmetro P_{12} .



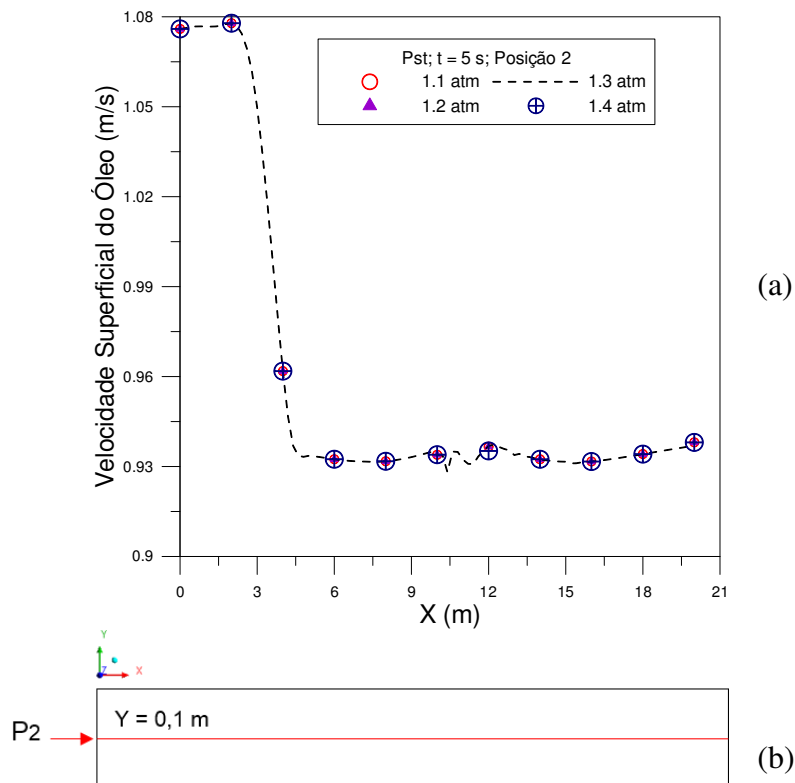
A Figura 44 representa um trecho de 7 metros do campo de fração volumétrica do óleo, localizado a 9 m da entrada, 4 m da saída e 3,5 m de altura do domínio físico analisado, para diferentes pressões prescritas na saída da tubulação (1.1, 1.2, 1.3 e 1.4 atm), velocidade de entrada do óleo igual a 1,08 m/s e água parada para a correnteza marítima, no tempo de 10 s e na presença de vazamento. Dessa maneira pode ser observado que a fração volumétrica de óleo se mantém praticamente igual para as diferentes pressões adotadas na saída da tubulação, ou seja, não há muita discrepância na fração de óleo para este trecho analisado para uma velocidade de entrada do óleo de 1,08 m/s.

Figura 44: Distribuição da fração volumétrica do óleo, para diferentes pressões na saída do tubo.



Na Figura 45 está representado o comportamento da velocidade superficial do óleo em função da posição ao longo do tubo para quatro pressões como condição de saída na tubulação (P_{st}), no tempo de 5 s, na posição P_2 , na presença de vazamento. Observa-se, de uma maneira geral, as condições de contorno de pressão na saída não tem influência significativa sobre o comportamento do óleo no interior da tubulação. Nota-se que, após os primeiros 2,5 m da entrada da tubulação, a velocidade superficial do óleo sofre uma redução de aproximadamente 1,08 para 0,93 que pode ser explicado pelos efeitos de bordas, ou seja, de entrada, em seguida, se mantém praticamente constante, indicando uma tendência ao escoamento se estabilizar.

Figura 45: Velocidade superficial do óleo para diferentes pressões na saída do tubo ($t = 5$ s) e (b) posição de medição do parâmetro P_2 .



A Figura 46 representa o comportamento da velocidade superficial do óleo variando com o tempo de 0 a 5 s, na posição P_3 ($y = 0,17$ m) para o caso 7, na presença de vazamento. Pode-se observar que, quanto maior for o tempo, menor é a diferença de velocidade do óleo, apresentando uma pequena queda na região em que se encontra o vazamento, x igual a 10 m, indicando uma influência do vazamento sobre os perfis de velocidade ao longo do tubo.

Com objetivo de analisar a pressão total para as três pressões na saída da tubulação no igual a 10 s, na Figura 47, observa-se que a pressão ao longo da tubulação para a posição P_2 (no centro do tubo), como era esperado, ocorre um aumento da pressão total de acordo com a pressão prescrita adotada como condição de contorno na saída da tubulação.

Figura 46: Velocidade superficial do óleo, para diferentes tempos de processamento, (a) caso 7, posição 3) e (b) posição de medição do parâmetro P₃.

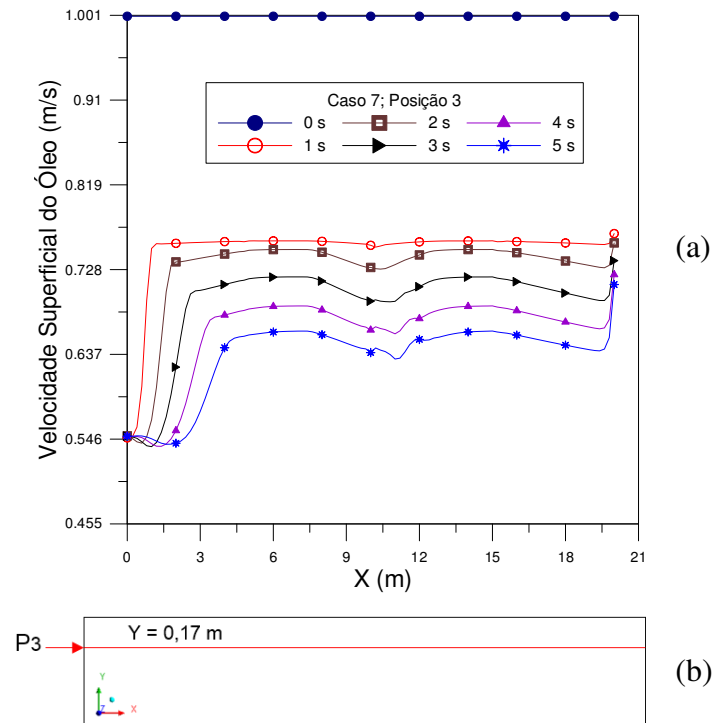
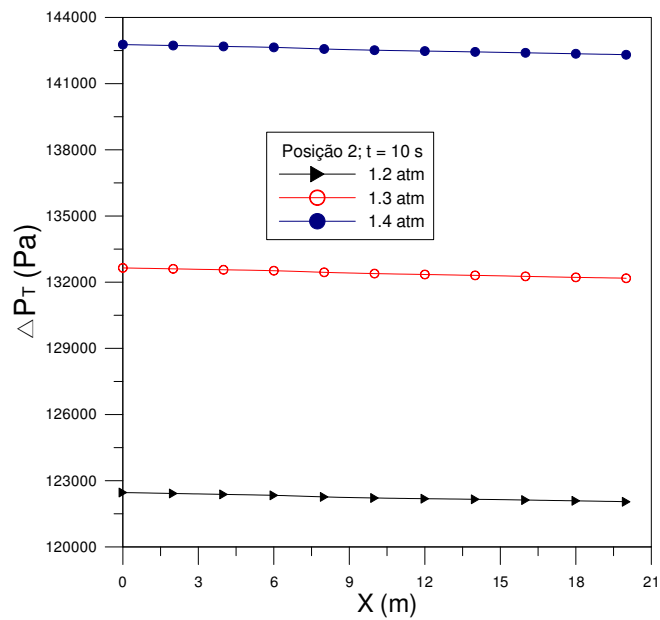


Figura 47: Pressão total para diferentes pressões prescritas, posição 2 (casos 5, 6 e 7).



4.2.4 Influência da pressão na região do vazamento

A Figura 48 ilustra o comportamento da pressão total para três pressões prescritas na saída do tubo no tempo igual a 10 s, na posição P₁₂, no tubo passando pelo centro do orifício do vazamento (casos 5, 6 e 7), na presença de vazamento. Pode ser observado que, quanto maior for a pressão prescrita na saída do tubo, maior é a pressão total para esta posição.

Na Figura 49, está representado a distribuição de pressão em função do raio do tubo a 9,10 e 11 m da entrada quando adotada uma pressão na saída igual a 1,3 atm. Observa-se uma redução da pressão, praticamente não há mudança no comportamento do perfil de pressão mesmo na presença de vazamento.

Figura 48: Distribuição radial da pressão total, na posição do vazamento, no tempo $t = 10$ s (casos 5, 6 e 7) e (b) posição de medição do parâmetro P₁₂.

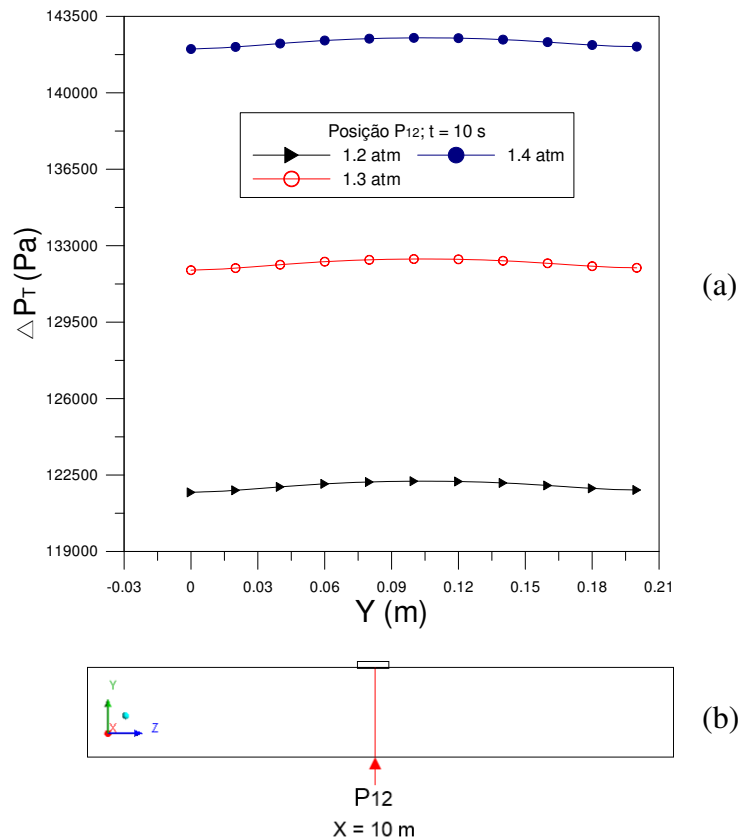
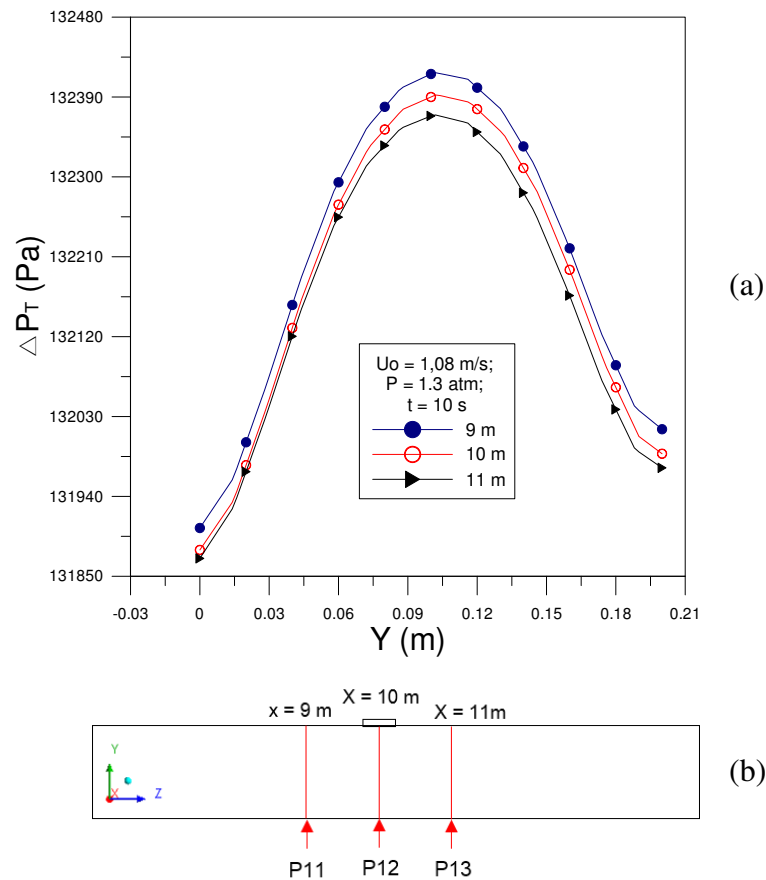


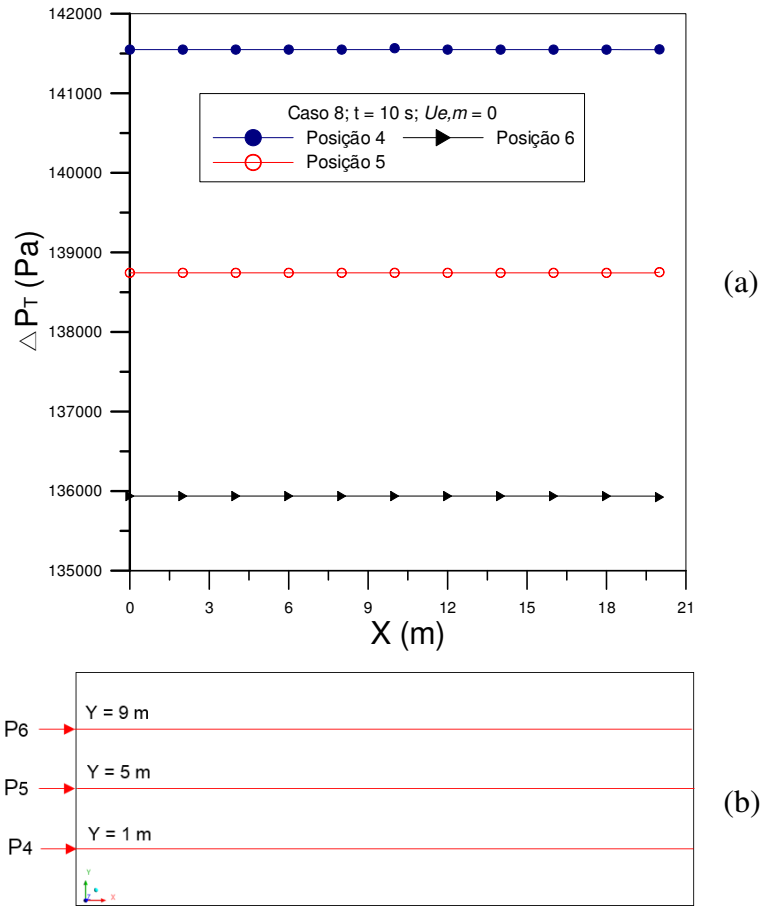
Figura 49: Distribuição radial da pressão total, antes, durante e depois do vazamento (caso 6, $t = 10$ s) e (b) posições de medição dos parâmetros P_{11} , P_{12} e P_{13} .



4.2.5 Efeito da velocidade da correnteza marítima

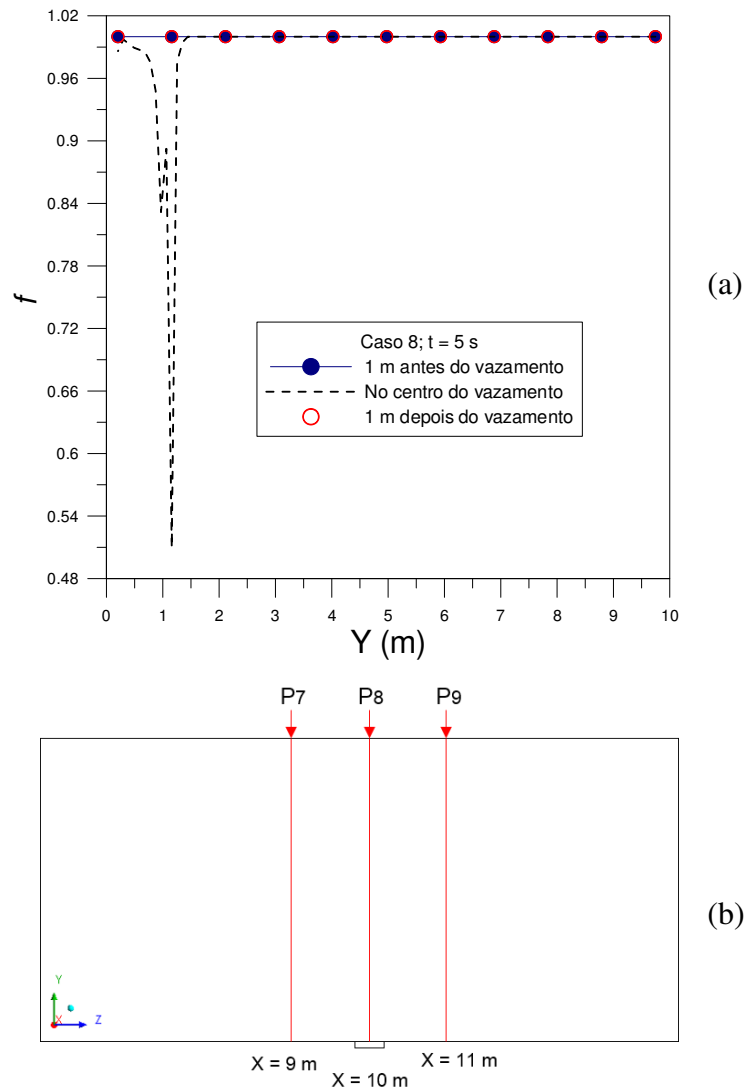
A Figura 50 representa o comportamento da pressão total na correnteza marítima (posições P_4 , P_5 e P_6), no tempo de 10 s, água parada (caso 8), na presença de vazamento. Observa-se que, para a posição P_4 ($y = 1$ m) na correnteza marítima, ocorre uma maior pressão total, ou seja, para altas profundidades maior é a pressão. Isso é explicado pelo efeito da gravidade que influencia na pressão exercida pela água, ou seja, a pressão hidrostática. Para as posições P_5 e P_6 , a pressão é menor de acordo com a posição, quanto mais próximo da superfície menor a pressão.

Figura 50: Comportamento da pressão total ao longo da correnteza marítima em diferentes posições (caso 8, $t = 10$ s) e (b) posições de medição dos parâmetros P_4 , P_5 e P_6 .



A Figura 51 apresenta a distribuição da fração volumétrica da água em diferentes posições na correnteza marítima, para um tempo de 5 s, na presença de vazamento, (caso 8). Pode ser observado que, para as posições P_7 e P_9 , localizadas a 1 m antes e depois do vazamento, a fração volumétrica da água no mar se mantém constante e igual a 1, indicando que, para estas posições não há fluxo de óleo no âmbito marítimo. Para a posição P_8 , localizada no centro do furo, a fração de água diminui, indicando a entrada de óleo no oceano, levando a contaminação de água com óleo, e, conseqüentemente, prejuízo financeiro e ambiental.

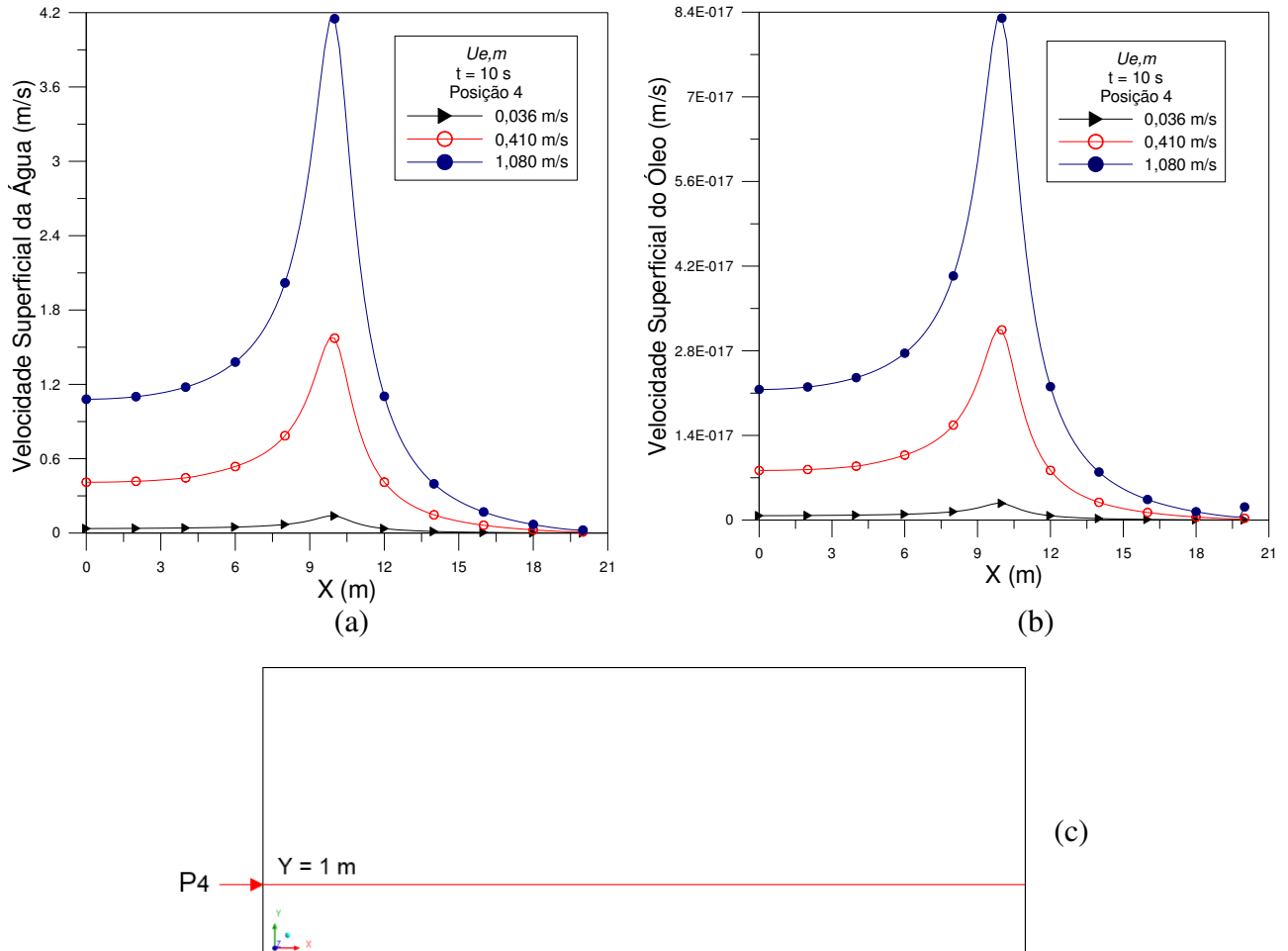
Figura 51: Distribuição da fração volumétrica da água, em diferentes posições da correnteza marítima (caso 8, $t = 5$ s) e (b) posições de medição dos parâmetros P7, P8 e P9.



A Figura 52 apresenta o perfil de velocidade superficial da água e do óleo, na correnteza marítima, para diferentes velocidades da água no mar, na posição 4, tempo de 10 s, na presença de vazamento. Na Figura 52 (a) observa-se que, para todas as velocidades, na região de vazamento ($x = 10$ m) em consequência da perturbação do furo, existe um aumento de velocidade superficial da água para cada valor de $U_{e,m}$ (Velocidade de entrada mar) na correnteza marítima. Para maiores velocidades da correnteza (1,08 m/s), a velocidade superficial chega a um valor de aproximadamente 4 m/s.

Na Figura 52 (b) é possível observar que, o óleo apresenta baixas velocidade superficial na correnteza marítima, permanecendo a água com maiores velocidades, devido as condições de contorno adotadas.

Figura 52: (a) Velocidade superficial da água, para diferentes velocidades da correnteza marítima, (Posição 4, $t = 10$ s), (b) velocidade superficial do óleo, para diferentes velocidades da correnteza marítima (Posição 4, $t = 10$ s) e (c) posição de medição do parâmetro P4.



5. CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

5.1 Considerações

Nesta pesquisa, foi possível avaliar o escoamento transiente, isotérmico de óleo em um domínio horizontal, com e sem vazamento, de onde conclui-se que:

- ✓ O modelo proposto e analisado, mostrou resultados de campo de pressão, fração volumétrica e velocidade superficial das fases que representam bem a física do problema;
- ✓ Os resultados numéricos do escoamento monofásico de óleo mostraram-se coerentes com os resultados teóricos;
- ✓ O vazamento tem grande influência no campo de pressão total;
- ✓ O aumento da velocidade do óleo no tubo acarreta um decréscimo da pressão, onde, quanto maior for a velocidade do óleo na entrada da tubulação, maior é a diferença de pressão total ao longo do tubo;
- ✓ O óleo apresenta uma maior velocidade no centro da tubulação e menores velocidades nas regiões próximas as paredes da tubulação, apresentando menores diferença de velocidade de acordo com o tempo de estudo;
- ✓ Para a posição em que se encontra o orifício de vazamento, a fração volumétrica de óleo aumenta de acordo com o tempo;
- ✓ As condições de contorno de pressão na saída da tubulação não tem influência significativa sobre o comportamento do óleo no interior do tubo;
- ✓ Na regiões próximas ao orifício de vazamento ocorre as maiores quedas de fração volumétricas das fases.

5.2 Sugestões futuras

- ✓ Avaliar o efeito do diâmetro do vazamento;
- ✓ Estudar e analisar um domínio em três dimensões (3D), avaliando os perfis de concentração das fases (água/óleo);
- ✓ Testar uma malha tetraédrica e hexaédrica para o domínio físico proposto;
- ✓ Variar a viscosidade do óleo no tubo;
- ✓ Aumentar a velocidade da água para a correnteza marítima, avaliando os perfis de vazão mássica, velocidade e pressão.

6. REFERÊNCIAS

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.

ANDRADE, G. P. M.; **Análise Termofluidodinâmica de escoamento bifásico óleo-água em tubulações compostas de multicamadas com aquecimento elétrico ativo**, Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação de Engenharia Oceânica. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro/RJ, 2009.

ANDRADE, T. H. F.; **Transporte de óleos Pesados e Ultraviscosos Via Core-Flow: Aspectos Geométricos e Termofluidodinâmicos**. Tese de Doutorado, Pós-Graduação de Engenharia de Processos, 124 f.: il. color. Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, Campina Grande/PB, 2013.

ANP - **Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Disponível em <www.anp.gov.br>

ANSYS *Inc.*, **CFX-Theory Manual Guide**, 2015.

ARAUJO, M. V.; **Estudo Numérico do Escoamento Bifásico de Água e Óleo em Conexões Tê na Presença de Vazamento**. Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação de Engenharia Química, 81 f.: il. color. Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, Campina Grande/PB, 2014.

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**. Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação de Engenharia Elétrica, 105 f.: il. color. Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, Natal/RN, 2009.

BARBOSA, L. M. C.; **Escoamento Não-Isotérmico de Óleo Pesado, Água e Gás em Duto Vertical com Vazamento**. Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação de Engenharia Mecânica, 91 f.: il. color. Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande/PB, 2012.

BAPTISTA, R. M.; QUADRI, M.B.; MACHADO, R. A. F.; BOLZAN, A.; NOGUEIRA, A. L.; T.J.; MARIANO, G.C.. **Effective Interfacial Tension And Geometrical Parameters Relationship For The Description Of Oil Leakages From Submarine Pipelines**. 8° Int. Conf. on Chem. & Proc. Eng. V. 11, p. 401-206, 2007.

BARBOSA, E. S.; **Aspectos geométricos e hidrodinâmicos de um hidrociclone no processo de separação de sistemas multifásicos: aplicação à indústria do petróleo.** Tese de Doutorado, Pós-Graduação de Engenharia de Processos, 220 f.: il. color. Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Campina Grande/PB, 2011.

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

BIEHL, J. B.; QUADRI, M. B.; SANTOS, M.C.; ULIANA, N. R.; **Simulação do Escoamento Imiscível de um jato de Óleo em meio Subaquático para o Interior de um Reservatório de Coleta.** XX Congresso Brasileiro de Engenharia Química/COBEQ. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis/SC, 2014.

BUIATTI, C. M.; **Monitoramento de Tubulações por Técnicas Computacionais On-Line.** Tese de Doutorado, Pós-Graduação de Engenharia Química. Universidade de Campinas - UNICAMP, Faculdade de Engenharia Química – FEQ, Campinas/SP, 1995.

COLOMBAROLI, P. L.; **Detecção acústica de vazamentos em Dutos de Petróleo.** Universidade Federal de Itajubá, Itajubá/MG, 2008.

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

FALCÃO, M. V. S.; **Análise de vazamento de óleo em águas a grandes profundidades: Um estudo com Fluidodinâmica Computacional.** Trabalho de Conclusão de Curso, Graduação em Engenharia Química, 91 f.: il. color. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Escola de Química, Rio de Janeiro/RJ, 2015.

FELLER, R.; **Estudo do vazamento e captura de óleo em ambiente subaquático.** Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação de Engenharia Química, 112 f.: il. color. Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Florianópolis/SC, 2012.

FORTUNA, A. O.; **Técnicas Computacionais para a Dinâmica dos Fluidos,** Editora da Universidade de São Paulo, 2ª ed., São Paulo/SP, 2012.

FOX, R. W., MCDONALD, A. T., PRITCHARD, P. J.; **“Mecânica dos Fluidos”**, 6th ed., 2006, Livros Técnicos e Científicos, 2006.

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

ISHII, M.; ZUBER, N.; Drag coefficient and relative velocity in bubbly, droplet or particulate flows. **AIChE Journal**, American Institute of Chemical Engineers, v. 25, n. 5, p. 843–855, 1979. ISSN 1547-5905. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/aic.690250513>>. 35, 36.

LAMINE, S.; XIONG, D.; **Guinean environmental impact potential risks assessment of oil spills simulation**. *Ocean Engineering*, v. 66, p. 44-57, 2013.

LI, W.; PANG, Y.; LIN, J.; LIANG, X.; **Computational Modeling of Submarine Oil Spill with Current and Wave by FLUENT**. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*. 2013; 21:5077-82.

MACIAS, I. B.; **Detecção de vazamento em tubulações transportando gás**. Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação de Engenharia Química. Universidade Federal de Campinas – UNICAMP, Campinas/SP, 2004.

MARIANO, G. C.; **Estudo do escoamento imiscível água/óleo mediante experimentação em célula de Hele-Shaw e simulação CFD**. Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação de Engenharia Química, 85 f.: il. color. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis/SC, 2008.

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

MIGUEZ, M. F.; **Estudo em CFD do escoamento de líquido e da geração de área efetiva em recheios estruturados**, Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Química. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro/RJ, 2008.

MOTHÉ, C.G.; SILVA, C.; **Petróleo pesado e ultrapesado – Reservas e produção mundial**. *Revista TN Petróleo*, nº 57, novembro e dezembro de 2007.

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**. Tese de Doutorado em Engenharia Mecânica, 263 f.: il. color. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis/SC, 2005.

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

PETROBRAS S.A. 2015. Disponível em <www.petrobras.com.br>.

PIEROZAN, M.; **Validação de modelo para predição do coeficiente de descarga de um tanque esférico por dinâmica de fluidos computacional**. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Química, 41 f.: il. color. Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS, Porto Alegre/RS, 2011.

REZENDE, R. V. P.; **Modelagem Matemática e Desenvolvimento de Metodologia Computacional para a Simulação Numérica do Escoamento Bifásico de Ar e Ferro-Gusa em Canal de Corrida de Alto-Forno**. Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação de Ciências e Engenharia Mecânica. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis/SC, 2008.

RODRIGUEZ, O. M. H.; **Forma da Interface e Gradiente de Pressão no Padrão Líquido-Líquido Anular Vertical Ascendente**. Tese de Doutorado, Pós-Graduação de Engenharia Mecânica, 239 f.: il. color. Universidade Estadual de Campinas, Campinas/SP, 2002.

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

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

SAITO, S. J.; MOROOKA, K. C.; **Simulação Computacional do Escoamento de uma Seção de um Duto Marítimo**. VI Congresso Nacional de Engenharia – VI CONEM. Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Campina Grande/PB, 2010.

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

SANTOS, F. O.; **Simulação de escoamentos transientes em dutos de transporte de líquidos**. Tese de Doutorado, Pós-Graduação de Engenharia Mecânica. Universidade de São Paulo – USP, São Carlos/SP, 2010.

SANTOS, W. R. G.; **Escoamento multifásico em duto vertical com vazamento: avaliação físico/geométrica do duto na hidrodinâmica do escoamento**. Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação de Engenharia Mecânica, 126 f.: il. color. Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Campina Grande/PB, 2014.

SARMENTO, L. R. B.; **Escoamento Multifásico em Conexões curvadas acopladas a Oleodutos com Vazamentos: Modelagem e Simulação**. Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação de Engenharia Química, 103 f.: il. color. Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Campina Grande/PB, 2014.

SCIENCE PHOTO LIBRARY; **Drop of heavy crude oil falling from glass tube**. Disponível em: <http://www.shutterstock.com/>. Acesso em: 15 de maio de 2015.

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

SIMIONI, T.; QUADRI, M. B.; ULIAN, N.; SIMIONI, D. R.; **Simulação do vazamento de óleo a partir de um recipiente afunilado submerso em água**. XX Congresso Brasileiro de Engenharia Química/COBEQ. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis/SC, 2014.

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

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

SPEDDING, P. L.; HAND, N. P.; 1997. Prediction in stratified gas–liquid co–current flow in horizontal pipelines. Int. J. Heat Mass Transfer 40, 1923 - 1935.

SUMER, B. M.; FREDSE, J.; “**Hydrodynamics around Cylindrical Structures**”, World Scientific. 1997.

YUE, P.; Zhou, C.; **Phase-field simulations of interfacial dynamic in viscoelastic fluids using finite elements with adaptive meshing**. Journal of Computational Physics, v. 219, p. 47-67, 2006.

TAVARES, D. P. S. A.; **Escoamento Trifásico Não Isotérmico em Oleodutos com Vazamento: Modelagem e Simulação**. Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação de Engenharia Química, 104 f.: il. color. Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Campina Grande/PB, 2012.

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.

TRAMONTIN, D. P.; GONÇALVES, C. S.; MIOTTO, F.; QUADRI, M. B.; **Estudo de simulação da inversão água/óleo com a utilização do método de Level Set**. Congresso Brasileiro de Engenharia Química/COBEQ. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis/SC, 2014.

THOMAS, J. E.; **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro – Editora Interciência – PETROBRÁS, 2011.

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

WALLIS, G. B.; The terminal speed of single drops or bubbles in an infinite medium. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 1, n. 4, p. 491 – 511, 1974. ISSN 0301-9322. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0301932274900032>>.

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

ZHU, H.; LIN, Q. A.; **A CFD (computational fluid dynamic) simulation for oil leakage from damaged submarine pipeline**. Energy, v. 64, p. 887-899, 2014.