

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA FUGA DE ÓLEO A PARTIR DE UM DUTO SUBMERSO EM CORRENTEZA MARÍTIMA VIA CFD

Gicelia Moreira ¹
Túlio Rafael Nascimento Porto ²
Severino Rodrigues de Farias Neto ³
Antonio Gilson Barbosa de Lima ⁴

RESUMO

A indústria de petróleo faz uso de tubulações para o transporte de óleo por longas distâncias. A cadeia produtiva de petróleo está submetida diariamente a riscos de acidentes, podendo levar ao derramamento de óleo com danos elevados ou irreparáveis de grande impacto na natureza. Diante desses fatos, entender o comportamento desses fluídos no ambiente marinho é de suma importância para tomar decisões de grande importância destinadas a contenção de vazamentos e minimização de danos ambientais de uma forma geral. Diante disto, este estudo tem por objetivo avaliar o escoamento interno e externo em tubulações horizontais imersas em correnteza marítima. No domínio de análise, uma tubulação submersa de 10 m de comprimento e 20 m de coluna de água constitui o domínio físico. Além disso, uma malha computacional hexaédrica com 139.488 elementos foi gerada usando o software ICEM-CFD 15.0. Na modelagem matemática, o modelo de superfície livre e o modelo de turbulência k- ϵ padrão foram usados para descrever o escoamento bifásico (água/óleo). Nas simulações realizadas, foram variadas as densidades e as viscosidades do óleo. Os resultados mostram que o modelo proposto foi capaz de prever adequadamente o escoamento água/óleo na tubulação com vazamento, assim como os campos de velocidade, pressão e fração volumétrica da fase óleo e água nos dois domínios de estudo.

Palavras-chave: Simulação numérica, Oleoduto, Petróleo, Correnteza, CFX.

INTRODUÇÃO

Grandes números de estudos têm se aperfeiçoado a entender e quantificar o movimento de derramamento de óleo na superfície da água. Diante disto, modelos de fuga de óleo e sistemas de simulação numérica foram desenvolvidos para prever as trajetórias de petróleo vazado, porém, as atividades relacionadas à perfuração e produção de petróleo em alto-mar e também ao transporte de óleo em navios de cargas e oleodutos submersos e costeiros aumentam o potencial de vazamento de óleo (SUN et al., 2019, MOREIRA et al., 2020).

¹ Doutoranda do Curso de Eng. Química da Universidade Federal - UFCG, gicelia.moreira@eq.ufcg.edu.br

² Doutorando do Curso de Eng. Mecânica da Universidade Federal da Paraíba - UFPB, trnporto@gmail.com

³ Professor Orientador Dr., da Universidade Federal de Campina Grande, severino.rodrigues@eq.ufcg.edu.br

⁴ Professor Orientador Dr., da Universidade Federal de Campina Grande- UFCG, antonio.gilson@ufcg.edu.br

No entanto, nesta estimativa, informações são empregadas de maneira que as agências de segurança marítima sejam capacitadas para lidar cada vez mais com acidentes de derramamento de óleo caso a primeira emergência seja falha (ZHU et al., 2017).

Um entendimento aprofundado do processo de flutuação de óleo através da coluna de água pode ajudar os operadores a determinar como rastrear o óleo lançado na correnteza e como limpá-lo assim que atinja a superfície da água (ZHU, et al., 2017). Grandes são as explorações em larga escala de petróleo e gás offshore resultando em grandes liberações de petróleo e gás em águas do oceano. Pode acontecer que alguns derrames de petróleo são provocados intencionalmente para danos maliciosos ou até mesmo escapar da punição da poluição, porém outros acidentes são devidos a colisões de navios de petróleo bruto fora de controle de poço de petróleo submerso ou até mesmo falha nas tubulações submarinas entre outros.

O vazamento de óleo em oleodutos de águas profundas Deepwater Horizon (DWH) no Golfo do México em 2010 (Costa da Louisiana, EUA) é tido como o maior acidente com óleo marinho registrado que durou três meses e cerca de 205,8 milhões de galões de petróleo foram liberados, esse derramamento de óleo não só causou grandes danos ao ecossistema marinho mas também aos habitantes da vida selvagem e abastecimento de água resultando em um grande acidente ecológico em uma plataforma de petróleo no Mar de Bohai (China). Com objetivo de minimizar danos provocados pela poluição do petróleo derramado no leito marinho, uma resposta rápida e métodos eficazes de prevenção como o de recuperação, torna-se necessário. No entanto, as principais questões em frente a equipe marítima de resgate de emergência é a localização onde e quando o óleo derramado atinge a superfície do mar (WANG et al., 2013; ZHU et al., 2017).

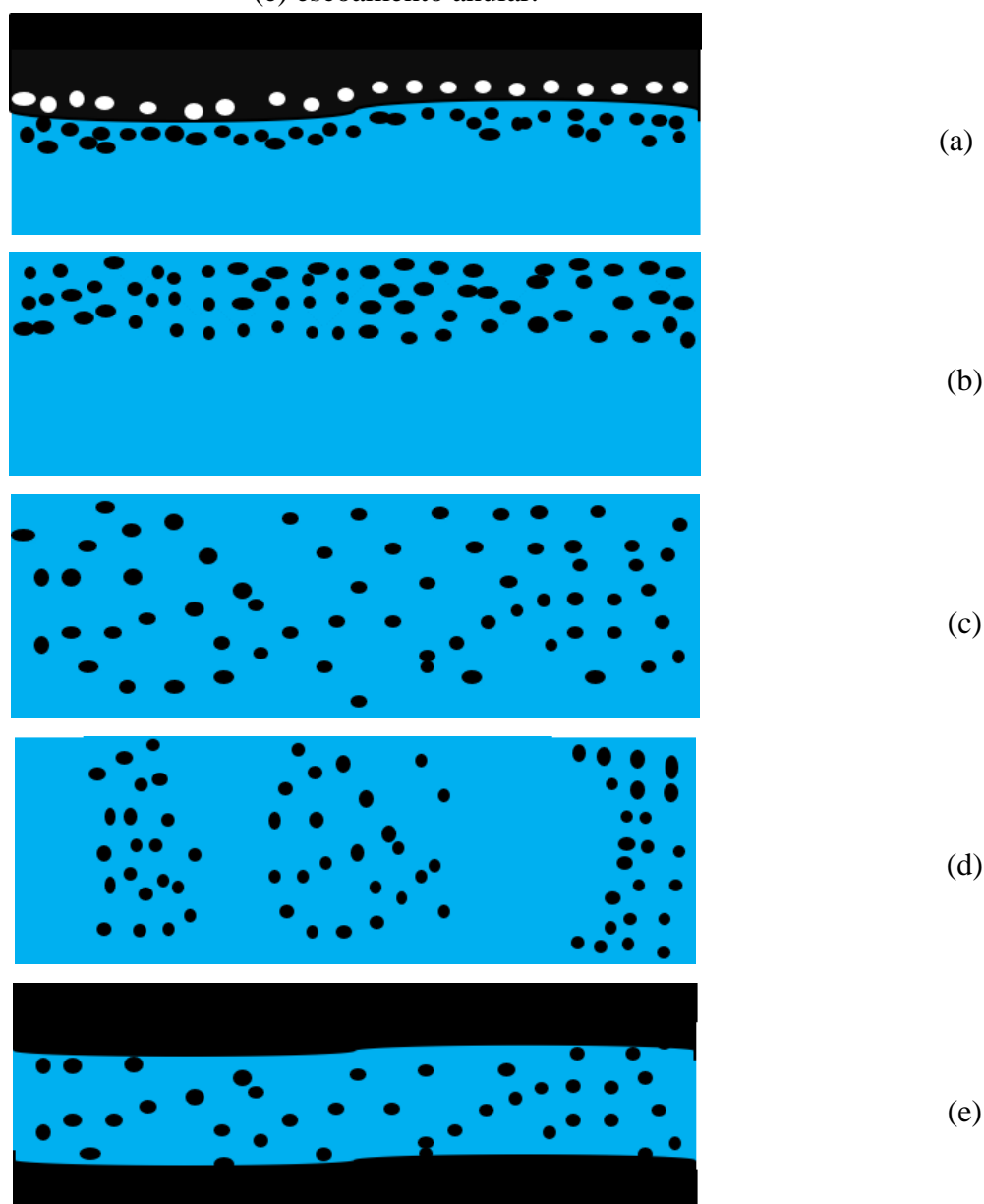
Grande é a quantidade de acidentes que podem surgir devido à ocorrência de vazamentos durante a exploração de petróleo e gás natural em águas rasas (até 300 metros), profundas (de 300 a 1500 metros de lâmina d'água) e ultraprofundas (acima de 1500 metros). Muitas são os danos ambientais de grandes proporções, perdas humanas e financeiras devido a risco de incêndio, explosão, liberação de material tóxico entre outras situações (*site* PETROBRAS, 2017; MOREIRA, et al., 2020).

Com isso, o presente estudo tem por objetivo avaliar a o escoamento interno e externo em tubulações horizontais imersas em correnteza marítima.

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 1.

Figura 1: 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: Próprio autor.

(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.

METODOLOGIA

O domínio físico analisado consiste de uma tubulação submersa em um domínio bidimensional, com 20 m de comprimento e 10 m de altura (Figura 2). No interior da tubulação ocorre o escoamento do óleo e na região acima da tubulação o escoamento da água. O tubo possui um diâmetro de 0,2 m sendo a espessura da parede de 0,02 m e um furo de 0,02 m de diâmetro localizado a 10 m da seção de entrada da tubulação.

A malha computacional que representa o domínio, foi gerada utilizando o software ICEM-CFD presente no pacote computacional da Ansys 15.0. Na Figura 3, pode ser vista a malha numérica gerada com 13.9488 elementos hexaédricos e 93.666 pontos nodais, com destaque para as regiões de tubulação e vazamento.

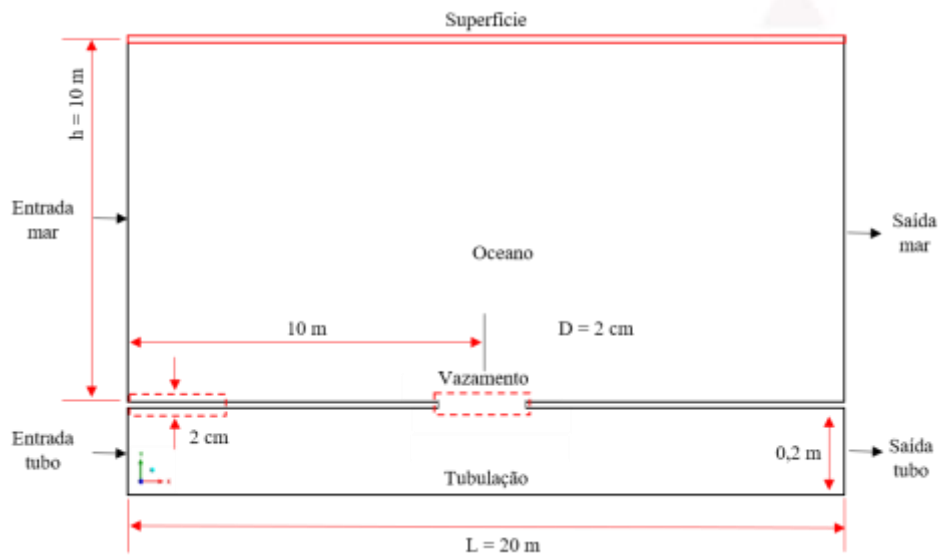


Figura 2: Domínio físico analisado.

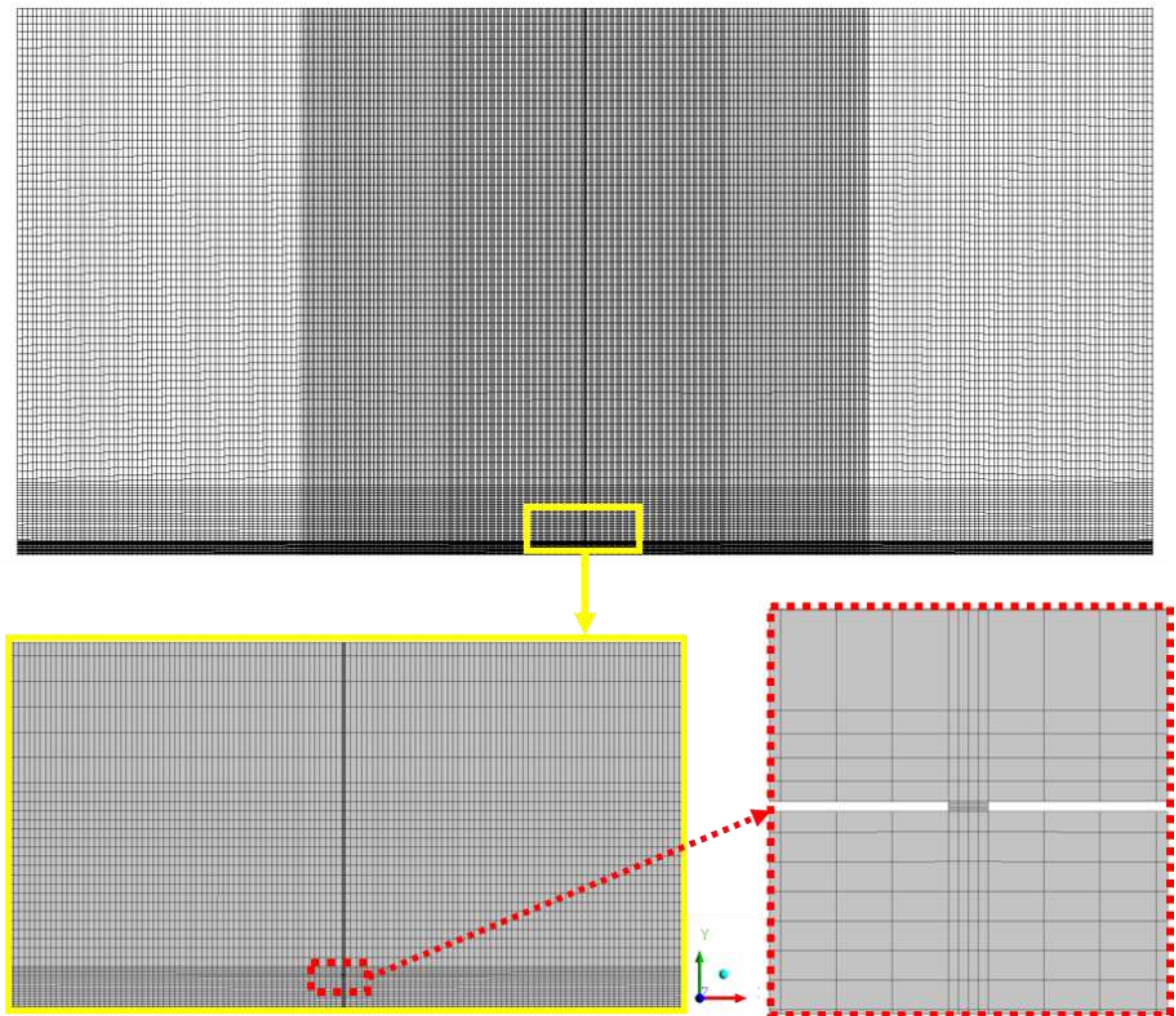


Figura 3: (a) Malha numérica do domínio físico analisado; (b) Região central do domínio físico e (c) Região do vazamento.

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 no interior da tubulação;
- 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 padrão no domínio mar;
- Adotou-se uma pressão de referência igual a 1 atm;
- Adotou-se tubulação lisa (rugosidade nula).

Desconsiderando o termo fonte de massa $S_{MS\alpha}$ e o termo de difusividade mássica por unidade de volume da fase β para a fase α , $\Gamma^{\alpha\beta}$, a equação de conservação da massa da mistura é dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_{\alpha}\rho_{\alpha}) + \nabla(f_{\alpha}\rho_{\alpha}\vec{U}_{\alpha}) = 0 \quad (1)$$

onde, ρ , f e U são respectivamente a massa específica, fração volumétrica e o vetor velocidade da fase α , $S_{MS\alpha}$ representa os termos de fonte de massa, os subíndices α e β correspondem às fases envolvidas no escoamento multifásico.

Conservação do momento linear

A equação da conservação do momento é dada por:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(f_{\alpha}\rho_{\alpha}\vec{U}_{\alpha}) + \nabla \cdot [f_{\alpha}(\rho_{\alpha}\vec{U}_{\alpha} \otimes \vec{U}_{\alpha})] = \\ -f_{\alpha}\nabla p_{\alpha} + \nabla \cdot \left\{ f_{\alpha}\mu_{\alpha} [\nabla\vec{U}_{\alpha} + (\nabla\vec{U}_{\alpha})^T] \right\} + \vec{M}_{\alpha} \end{aligned} \quad (2)$$

onde ρ e μ são a densidade e a viscosidade da fase α , respectivamente. O Termo \vec{M}_{α} , correspondente as forças interfaciais sendo escritas como:

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

As equações de fechamento aplicadas para as equações de conservação podem ser inseridas em diferentes formas. Para a equação da continuidade, a soma das frações volumétricas da fase contínua é igual a 1. Para a equação de transferência de quantidade de movimento o fechamento é feito pela força que atua entre as fases sendo expresso pelo coeficiente de arraste (ANSYS, 2015).

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:

$$A_{\alpha\beta} = |\nabla f_{\alpha}| \quad (4)$$

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

$$A_{\alpha\beta} = \frac{2|\nabla f_{\alpha}||\nabla f_{\beta}|}{|\nabla f_{\alpha}| + |\nabla f_{\beta}|} \quad (5)$$

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:

$$\frac{\partial(\rho_\alpha f_\alpha k_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot \left\{ f_\alpha \left[\rho_\alpha \vec{U}_\alpha k_\alpha - \left(\mu + \frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_k} \right) \nabla k_\alpha \right] \right\} = f_\alpha (G_\alpha - \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) \quad (6)$$

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

A taxa de dissipação turbulenta é dada por:

$$\frac{\partial(\rho_\alpha f_\alpha \varepsilon_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot \left\{ f_\alpha \rho_\alpha \vec{U}_\alpha \varepsilon_\alpha - \left(\mu + \frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon_\alpha \right\} = f_\alpha \frac{\varepsilon_\alpha}{k_\alpha} (C_1 G_\alpha - C_2 \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) \quad (7)$$

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.

Condições iniciais e de contorno

Para os casos isotérmicos, considerou-se apenas o óleo escoando no interior da tubulação, assumindo o comportamento completamente desenvolvido (Equação 8). As condições iniciais e de contorno adotadas, estão representadas na Figura 3.

$$U_o = U_{m\acute{a}x} \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right] \quad \text{Re} < 2300 \quad (8)$$

Para o domínio externo a tubulação (mar) considerou-se água parada de acordo com as condições adotadas (Figura 3). Sendo adotada a seguinte equação:

$$U_{e,m} = \frac{U \max}{3} \quad (9)$$

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 laminar e a segunda em regime transiente, condições iniciais e de contorno adotadas para entrada e saída da tubulação, paredes e faces frontal e traseira da tubulação e da correnteza marítima estão representados na Figura 4.

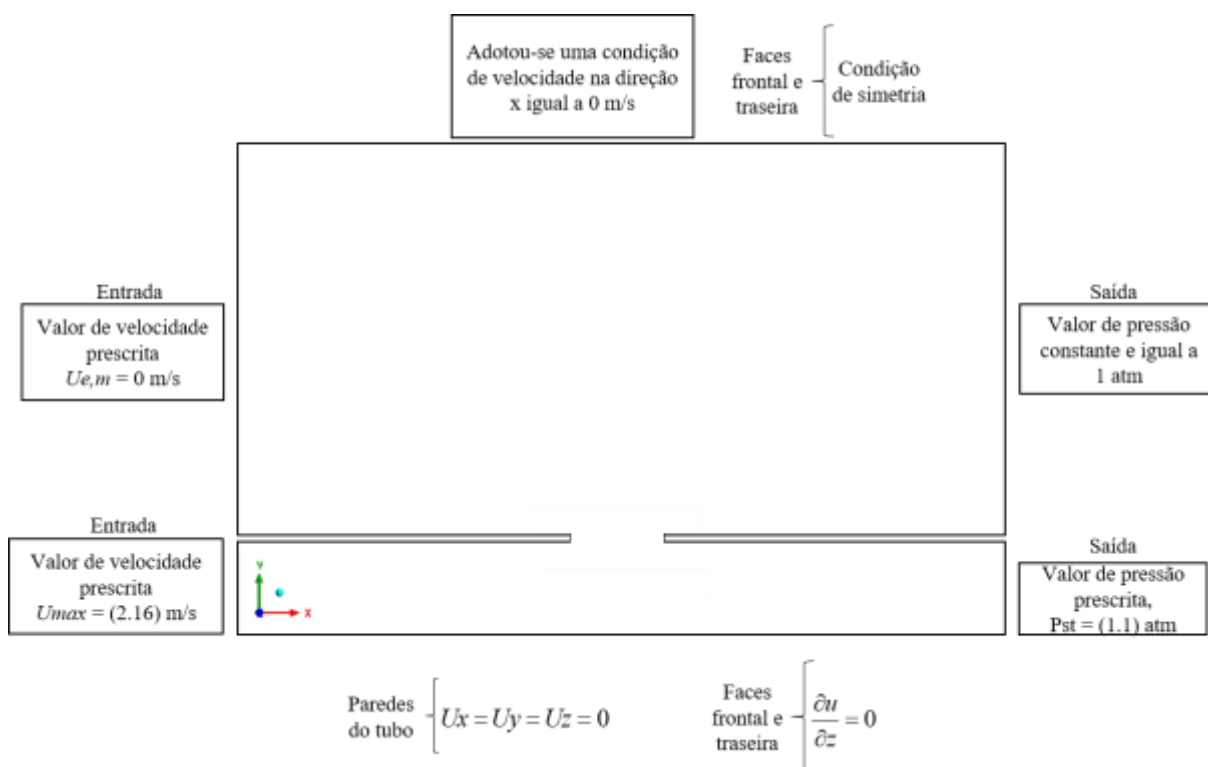


Figura 4: Condições iniciais e de contorno adotadas para o domínio da tubulação e mar.

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

Propriedades Físico-químicas	Água	Óleo
Densidade (kg/m ³)	997 ⁽¹⁾	(780; 810; 840)
Viscosidade dinâmica (Pa.s)	0,000889 ⁽¹⁾	(0.04; 0.07; 0,1)
Tensão superficial (N/m)		0,07 ^(*)

Fonte: Rodriguez ^(*)

Tabela 2 - Representações das considerações adotadas para o problema físico.

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	Densidade do óleo	Viscosidade do óleo
1	2,16	1.1	0	780	0.1
2	2,16	1.1	0	810	0.1
3	2,16	1.1	0	840	0.1
4	2,16	1.1	0	810	0.04
5	2,16	1.1	0	810	0.07
6	2,16	1.1	0	810	0.1

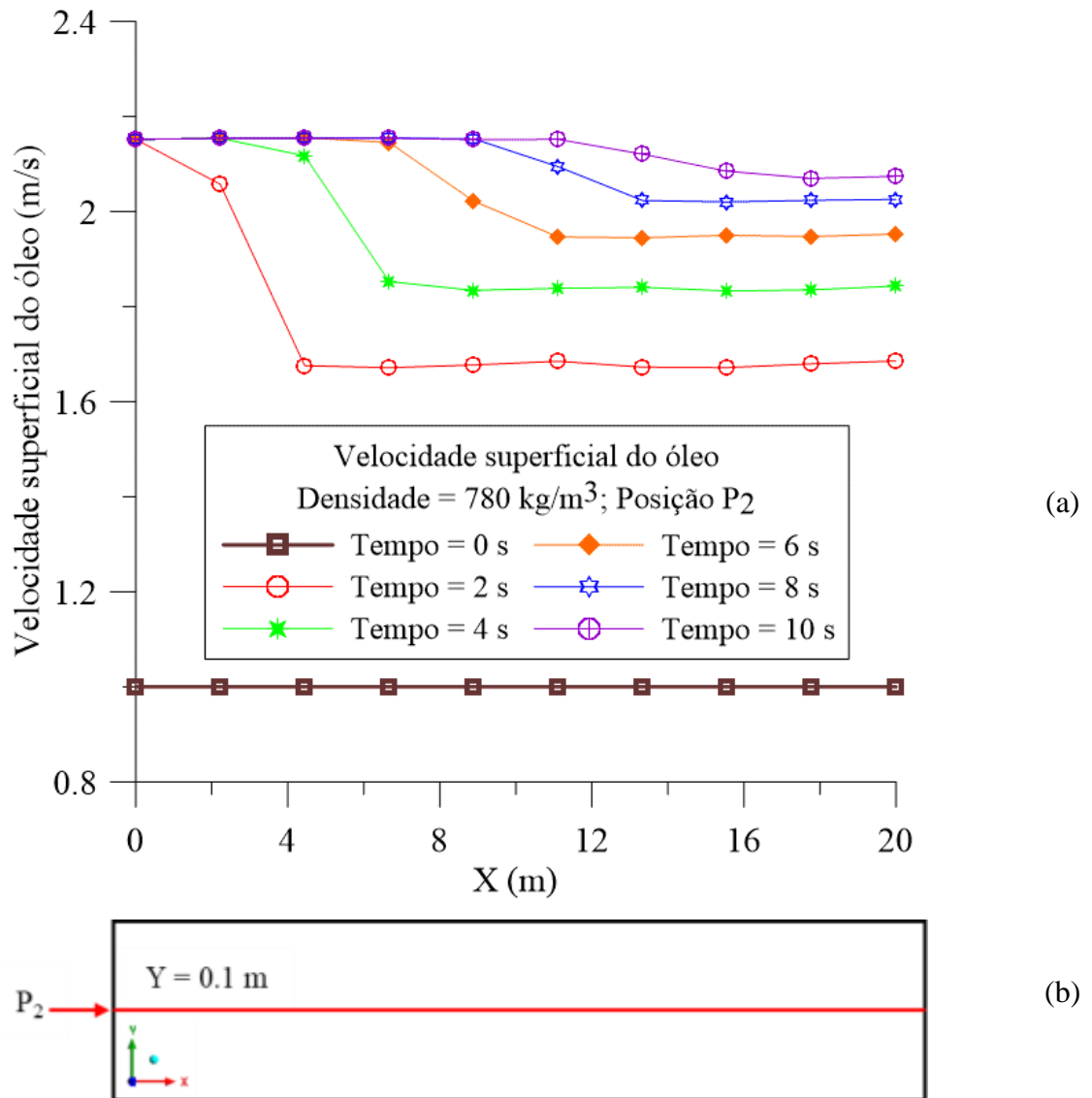
Para os casos estudados são aplicadas condições de contorno em todo domínio físico, equações de conservação da massa e momento linear para resolução, um critério de convergência de 10^{-6} Kg/s para o resíduo. As propriedades físico-químicas dos fluidos adotados e as condições de contorno aplicadas para o problema encontram-se nas Tabelas 1 e 2.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os casos avaliados neste estudo têm por objetivo avaliar o escoamento interno e externo em tubulações horizontais imersas em correnteza marítima considerando escoamento bifásico, isotérmico, com vazamento. Com objetivo de analisar a pressão total, velocidade superficial e fração volumétrica das fases ao longo de todo domínio de estudo com vazamento sobre planos transversais, foram definidas diferentes posições.

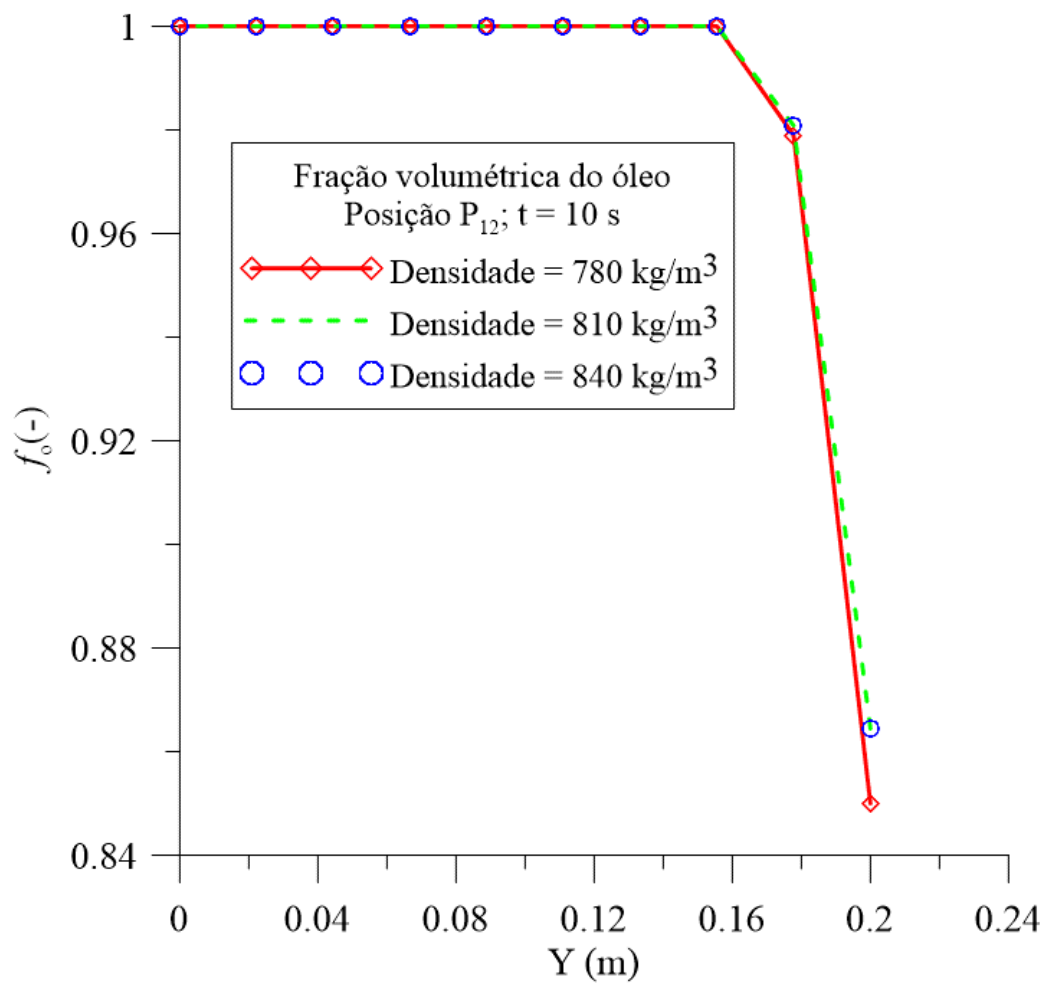
A Figura abaixo, mostra a velocidade superficial do óleo no tubo em diferentes tempos de vazamento para a posição P_2 ($Y = 0.1$ m), para uma densidade de óleo igual a 780 kg/m^3 . Pode ser observado que para um tempo de simulação igual a 2 s, a velocidade superficial do óleo chega ter um decréscimo de 1,7 m/s na sua velocidade em 4 m da tubulação horizontal, para um tempo de 10 s chega a uma queda de 2,2 m/s em 11 m. Isso significa dizer que, quanto maior for o tempo maior será a variação da velocidade superficial no tempo ao longo do comprimento do oleoduto.

Figura 5: (a) Velocidade superficial do óleo no tubo para densidade de 780 kg/m^3 ; (b) posição de aálise

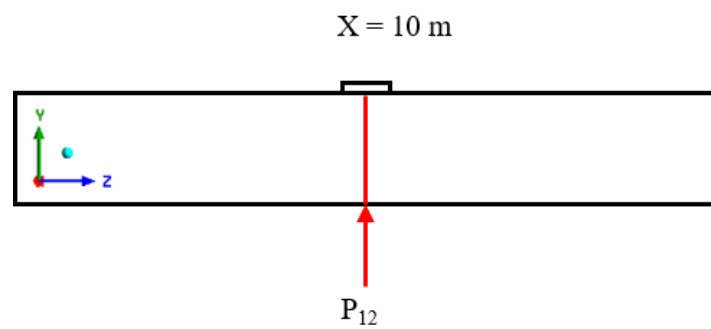


Com objetivo de avaliar o efeito da densidade no campo de fração volumétrica de óleo, tomou-se uma posição de análise ($X = 10 \text{ m}$) da seção de entrada do oleoduto no plano radial YZ , posição P_{12} , como pode ser observado na Figura 6a e 6b. Com efeito, para um óleo menos denso, uma menor queda de fração na região do vazamento em 10 s. A Figura 7, mostra o campo de pressão total em todo o comprimento do oleoduto horizontal no plano XY , na posição P_2 ($Y = 0,1 \text{ m}$). Como pode ser observado, quanto menor for a densidade do óleo maior a queda de pressão total em toda a tubulação em um tempo de 10 s.

Figura 6: (a) Fração volumétrica do óleo, 10 s; (b) Posição de análise

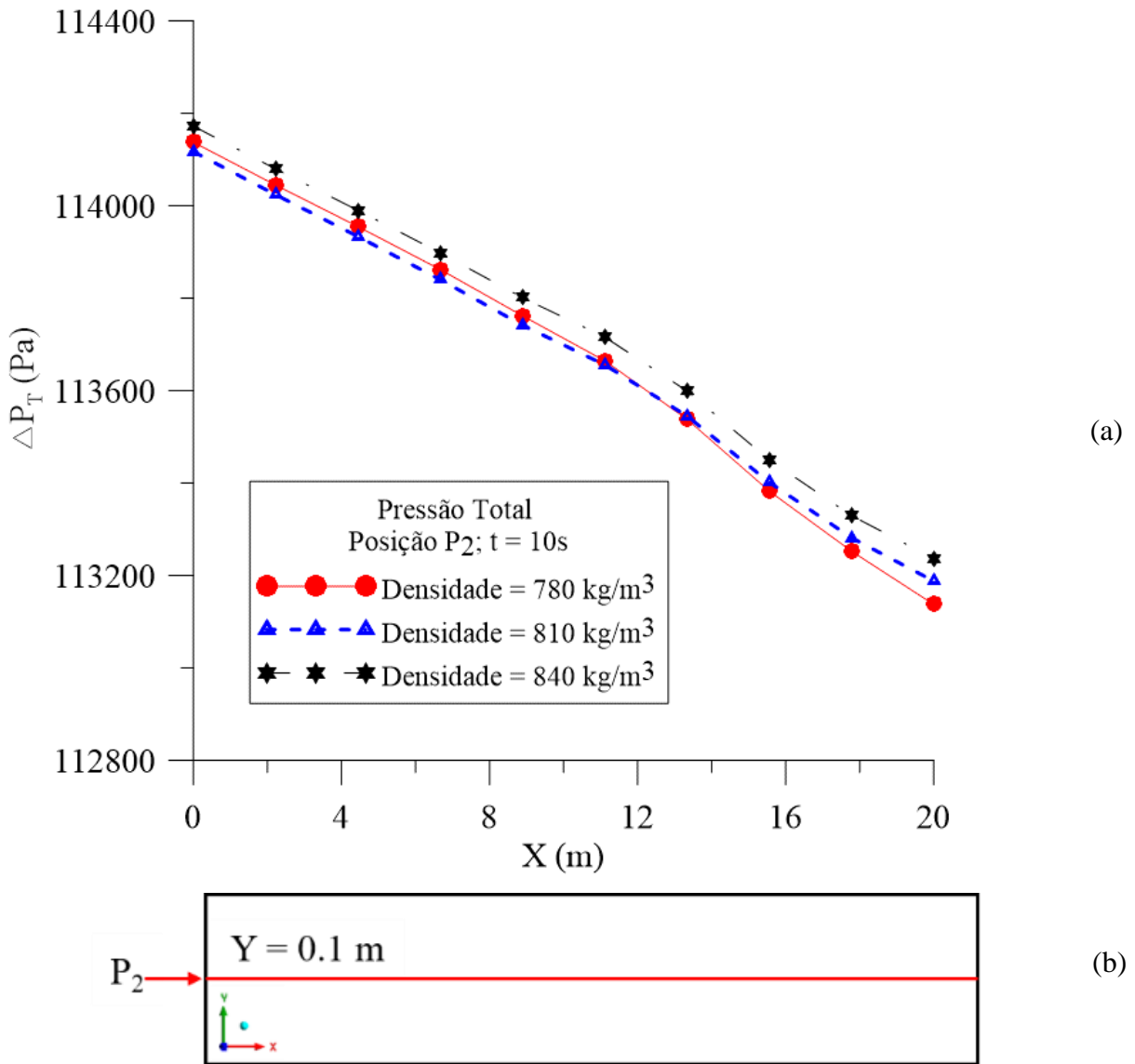


(a)



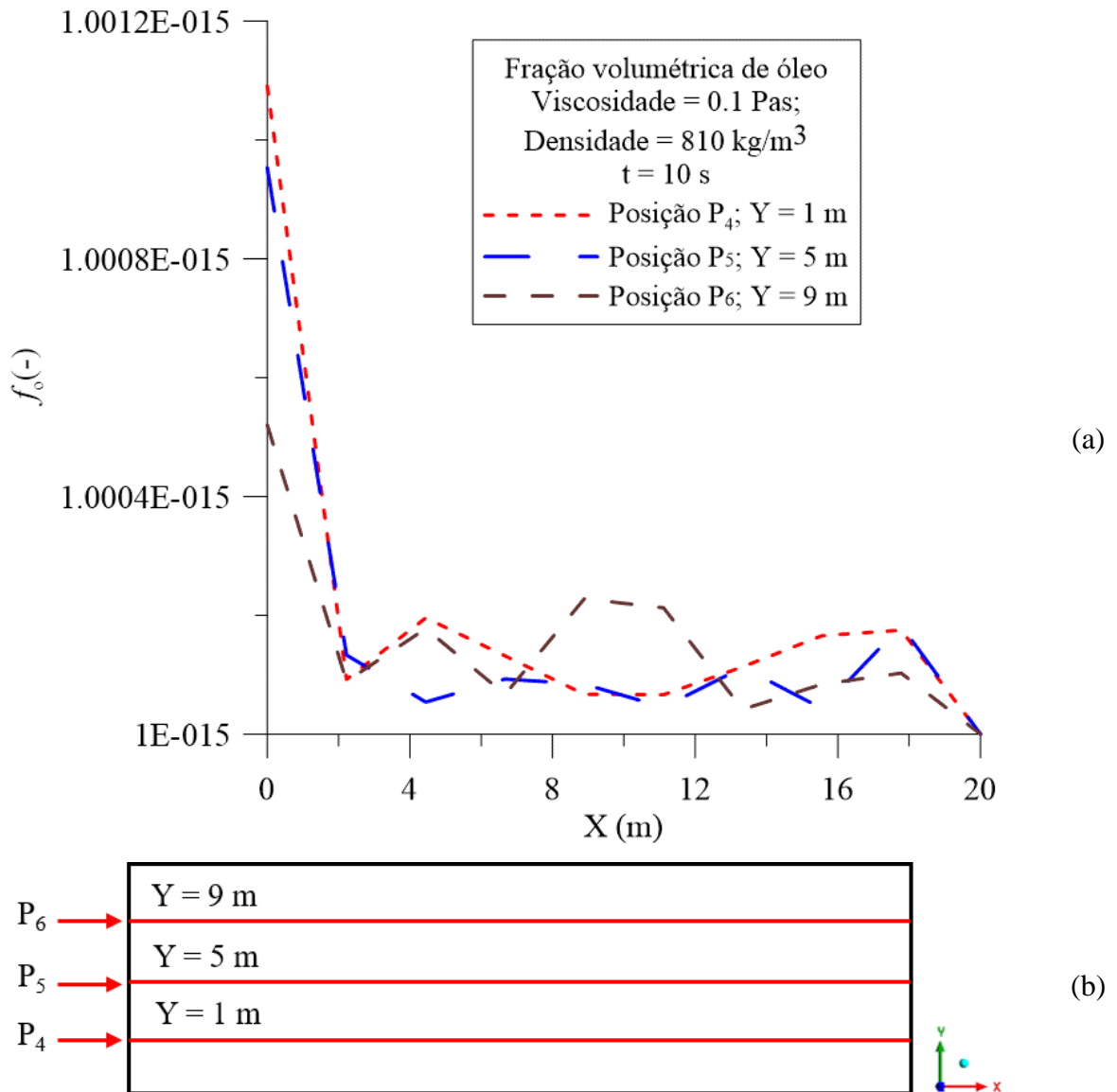
(b)

Figura 7: (a) Pressão total na tubulação horizontal, 10 s; (b) Posição de análise



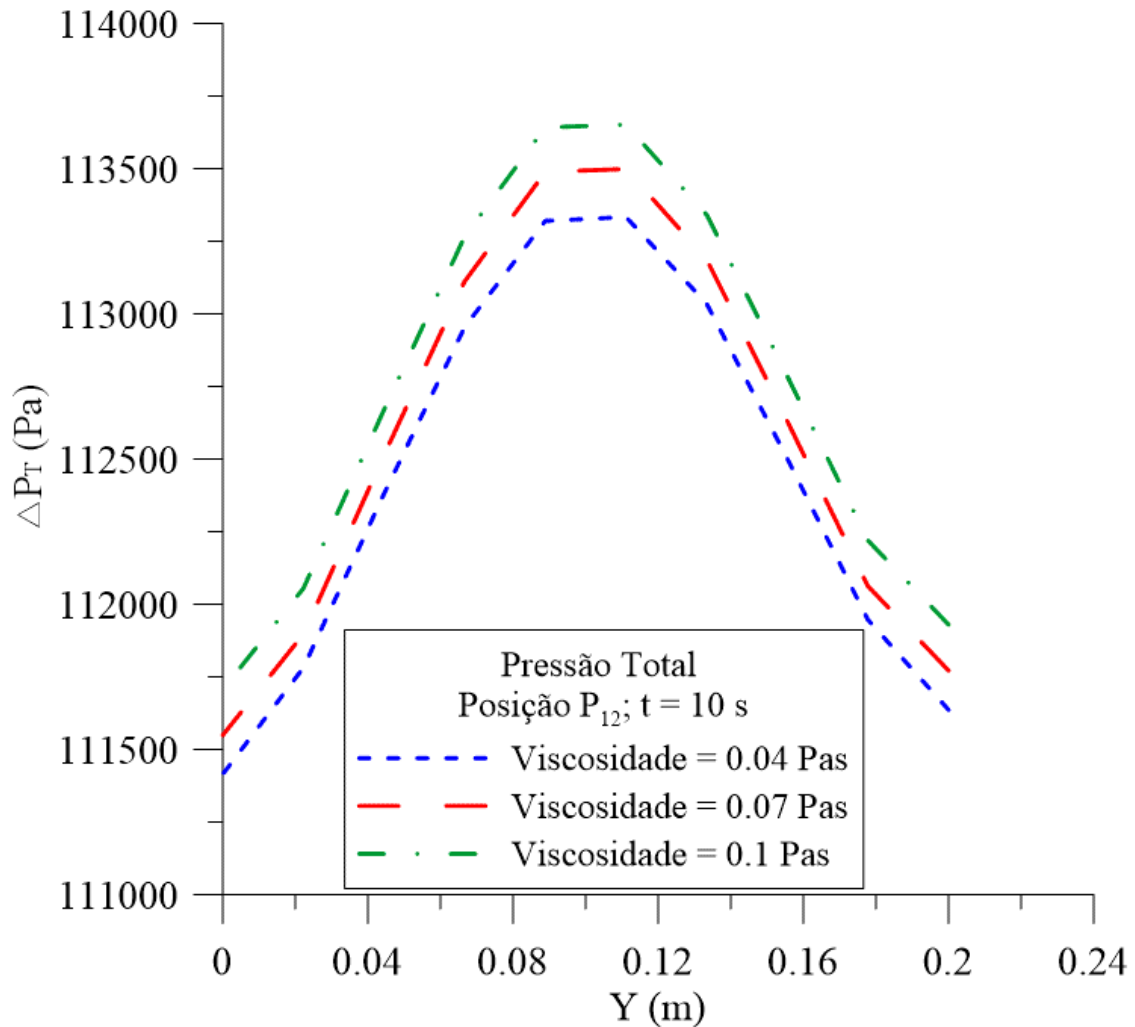
A Figura 8, mostra a distribuição da fração volumétrica de óleo no tubo, no plano XY em um tempo de 10 s, para as posições P₄, P₅ e P₆. Como pode ser visto no gráfico abaixo, quanto mais próximo da região do orifício de vazamento maior a fração de óleo, como mostra a posição P₄ (Y = 1 m). Consequentemente, a medida que se afasta da região de fuga de óleo a posição de análise, maior a queda de fração de óleo para a região analisada, como mostra as posições P₅ e P₆.

Figura 8: (a) Distribuição da fração volumétrica do óleo no mar no plano XY, em tempo de 10s; (b) Posições de análises.

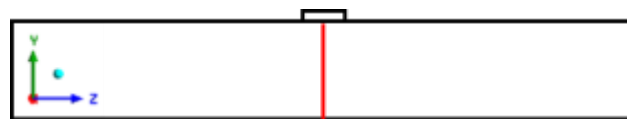


Pode-se observar na Figura 9 a variação no campo de pressão total ao longo dos 20 m da tubulação em todo o tempo de estudo. De acordo com o plano YZ na posição P₁₂ em (X = 10 m), para óleos mais viscosos maior a variação de pressão ao longo do oleoduto com uma elevação maior na região do vazamento.

Figura 9: (a) Campo de pressão total; (b) posição de análise.



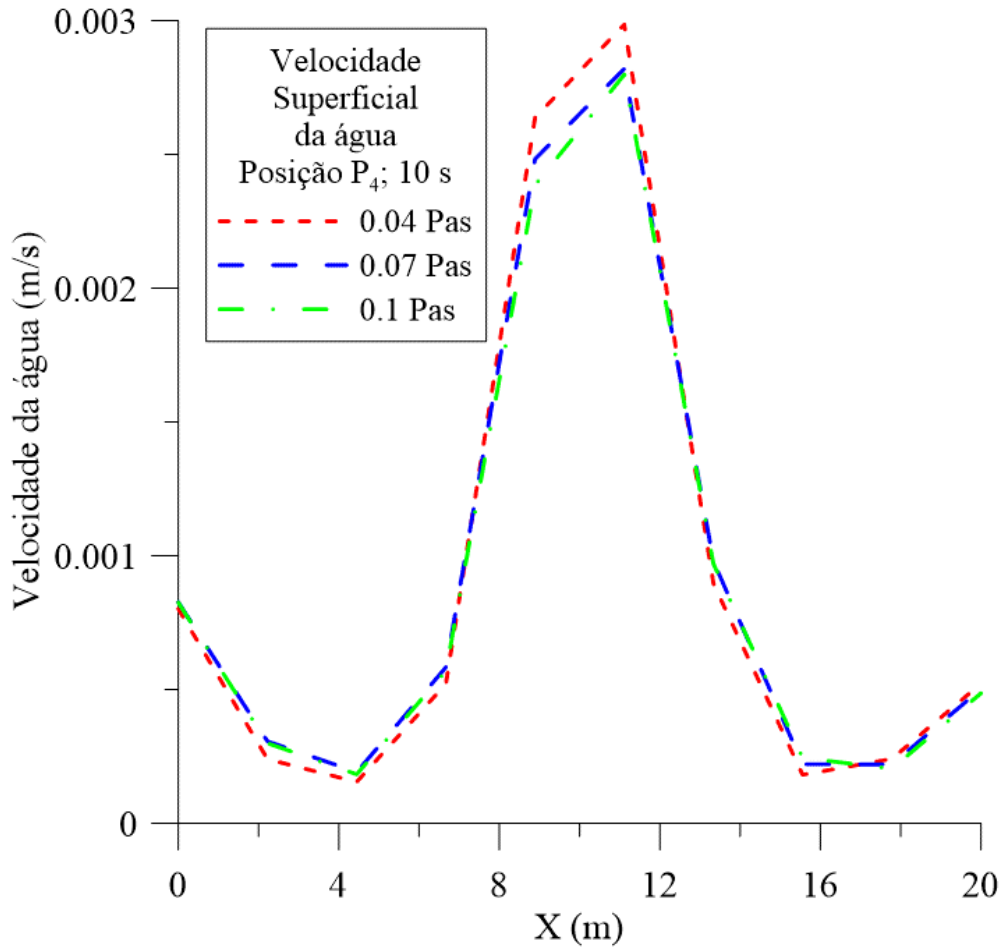
(a)



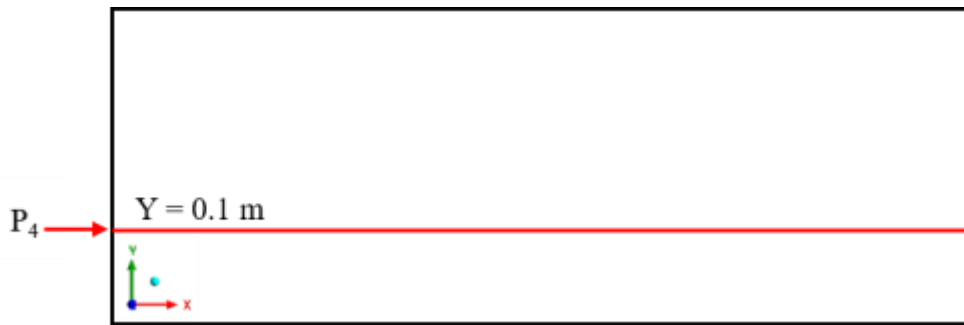
(b)

A Figura 10, mostra o efeito da viscosidade do óleo na velocidade superficial da água no domínio mar para a posição P_4 ($Y = 0.1$ m) em diferentes viscosidades do óleo. Como no domínio mar considerou-se água parada, quando o óleo adentra no oceano, tem-se uma velocidade para a correnteza de 0.003 m/s para a região do vazamento ($X = 10$ m). E quanto pode ser observado também que, quanto menor a viscosidade do óleo maior a velocidade superficial da água.

Figura 10: (a) Velocidade superficial da água no mar; (b) Posição de análise



(a)



(b)

CONSIDERAÇÕES FINAIS

No presente estudo foi possível avaliar o escoamento transiente, isotérmico de óleo em um domínio horizontal com, podendo concluir 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 abordado; o vazamento tem grande influência no campo de pressão total;

As densidades analisadas para o óleo têm grande influência nos campos de pressão, fração volumétrica e velocidade superficial do óleo no oleoduto em diferentes posições de análise; ao analisar o efeito da viscosidade do óleo no domínio mar, percebeu-se que para óleo menos viscosos maior a velocidade superficial da água no oceano;

Nas regiões próximas ao orifício de vazamento ocorre as maiores quedas de fração volumétricas das fases, velocidade superficial e pressão como já era de se esperar e também como ocorre na prática.

REFERÊNCIAS

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

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.

MOREIRA, G.; MAGALHÃES, H. L. F., TAVARES, D. P. S. A; CORREIA, B. R. B; LEITE, B. E.; PEREIRA, A. B. C; FARIAS NETO, S. R.; LIMA, A.G.B. Fluid Leakage in Submerged Offshore Pipeline: An Analysis of Oil Dispersion in Seawater. Open Journal of Fluid Dynamics, 2020, v.10, p. 95-121. <https://doi.org/10.4236/ojfd.2020.102007>

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.

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

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.

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.

SUN, Y.; CAO, X.; LIANG, F. Investigation on underwater spreading characteristics and migration law of oil leakage from damaged submarine pipelines. *Energy, Process Safety and Environmental Protection*, v. 127, p. 329-347, 2019.

WANG, C.; LI, X.; LV, X. Numerical Study on Initial Field of Pollution in the Bohai Sea with an Adjoint Method. *Mathematical Problems in Engineering* Volume 2013, Article ID 104591, 10 p., 2013.

ZHU, H.; YOU, J.; ZHAO, H. An experimental investigation of underwater spread of oil spill in a shear flow. *Marine Pollution Bulletin*, Edição 116, p. 156-166, 2017.