

AVALIAÇÃO DO ESCOAMENTO BIFÁSICO E TRIFÁSICO EM CONEXÕES CURVADAS COM VAZAMENTO VIA CFD

Boniek Evangelista Leite ¹
Gicelia Moreira ²
Antônio Gilson Barbosa de Lima ³
Severino Rodrigues de Farias Neto ⁴

RESUMO

Na indústria petrolífera em geral são utilizadas tubulações para transportar óleo e gás natural por longas distâncias, por ser o meio de transporte mais eficiente para grandes volumes de fluidos. Na cadeia produtiva de petróleo e gás natural existem risco de acidentes, a exemplo de vazamentos decorrentes de falhas estruturais em equipamentos, falhas humanas na operação dos equipamentos e outros. Este trabalho tem como objetivo analisar a distribuição de pressão, velocidade e queda de pressão com vazamento, e a influência do raio de curvatura, para tubulações curvadas com escoamento monofásico e multifásico (óleo – água) e (óleo, água e metano), as simulações numéricas foram realizadas no software ANSYS 15, com modelo de turbulência SST. Os resultados mostraram influência do raio de curvatura para a distribuição de pressão e velocidade na tubulação.

Palavras-chave: escoamento trifásico, vazamento, CFD.

INTRODUÇÃO

Na indústria petrolífera em geral são utilizadas tubulações para transportar óleo e gás natural por longas distâncias, por ser o meio de transporte mais eficiente para grandes volumes de fluidos. A produção de petróleo e gás natural em campos *onshore* e *offshore* é caracterizada pelo escoamento multifásico em tubulações, e estas são interligados por vários equipamentos como cabeças de poços, bombas, compressores, plataformas de processamento, entre outros. O percurso destes fluidos está submetido a condições adversas de operação, como gradientes de pressões elevados, trocas térmicas, entre outras.

¹ Doutor em engenharia de Processos da Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, boniek3@gmail.com;

² Doutoranda do Curso de Eng Química da Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, gicelia.moreira@eq.ufcg.edu.br;

³ Professor orientador: Doutor, Engenharia Mecânica - UFCG, antonio.gilson@ufcg.edu.br;

⁴ Professor orientador: Doutor, Engenharia Química - UFCG, severino.rodrigues@eq.ufcg.edu.br

Na cadeia produtiva de petróleo e gás natural existem risco de acidentes, a exemplo de vazamentos decorrentes de falhas estruturais em equipamentos, falhas humanas na operação dos equipamentos e outros fatores relatados em (PHSMA 2012).

Quando ocorre um vazamento em tubulações, há uma perturbação no escoamento proporcionando uma variação na queda de pressão devido à perda de massa para o meio externo. É importante ressaltar que no início do vazamento ocorre uma onda de pressão nas direções a montante e a jusante do vazamento na velocidade de com propagação do som no fluido. A necessidade de identificar e localizar vazamentos em tubulações é importante para a viabilidade da operação de produção de óleo e gás. O aumento do rigor da legislação ambiental e as elevadas taxas impostas, impõem a detecção o mais rápido possível do vazamento com o intuito de minimizar os danos causados ao meio ambiente.

O grau de dificuldade na identificação de perdas em tubulações de transporte de óleo e gás é definido pelo tamanho do vazamento. Em geral os métodos de detecção de vazamentos são exemplificados em; inspeção visual, métodos acústicos, sensores infravermelhos, pressão negativa e mudanças de pressão ou de fluxo entre outros (AZEVEDO, 2009).

Na literatura são reportados vários trabalhos que envolvem fluidodinâmica computacional escoamento multifásico, a grande maioria utilizando modelos uni e bidimensionais e poucos trabalhos utilizam modelos tridimensionais (YANG, L *et al.* 2007; WU *et al.* 2007; RIBEIRO 2008; POESIO *et al.* 2009; SOUZA 2010; CAZAREZ *et al.* 2010; Rui *et al.* 2017).

Existem pouquíssimos trabalhos reportados na literatura sobre à detecção de vazamentos utilizando modelos computacionais que podem auxiliar na tomada de decisões mais seguras e acertadas, sobretudo na detecção de vazamentos.

Neste sentido, a proposta deste trabalho é apresentar o estudo do escoamento multifásico (óleo-água-gás) transiente em oleodutos com conexões curvadas na presença de vazamento.

METODOLOGIA

Para o estudo do vazamento foi definida uma tubulação com uma conexão curvada em ângulo 90°. Cada ramo da tubulação tem 4 metros de comprimento e 100 mm de diâmetro (Figura 1). Foram avaliados 3 raios de curvatura iguais a 100, 150 e 200 mm. O vazamento da tubulação está localizado na parte superior da curvatura (Figura 2), com 5 mm de diâmetro.



As malhas foram geradas no ICEM[®] CFD v15, variando a densidade de elementos hexaédricos, de acordo com raio de curvatura da tubulação, para cada malha.

Na Figura 3 está representado uma das malhas e detalhes da mesma.

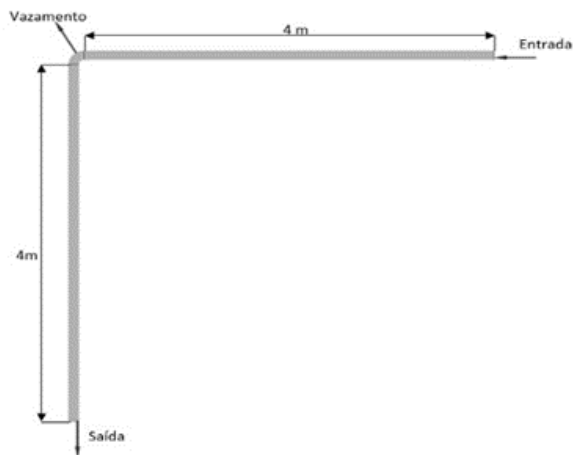


Figura 1: Domínio físico



Figura 2: Curvatura com vazamento

As malhas numéricas para as geometrias com raio de curvatura de 100, 150 e 200 mm tem, respectivamente 656.302, 678.943 e 691.593 elementos hexaédricos.

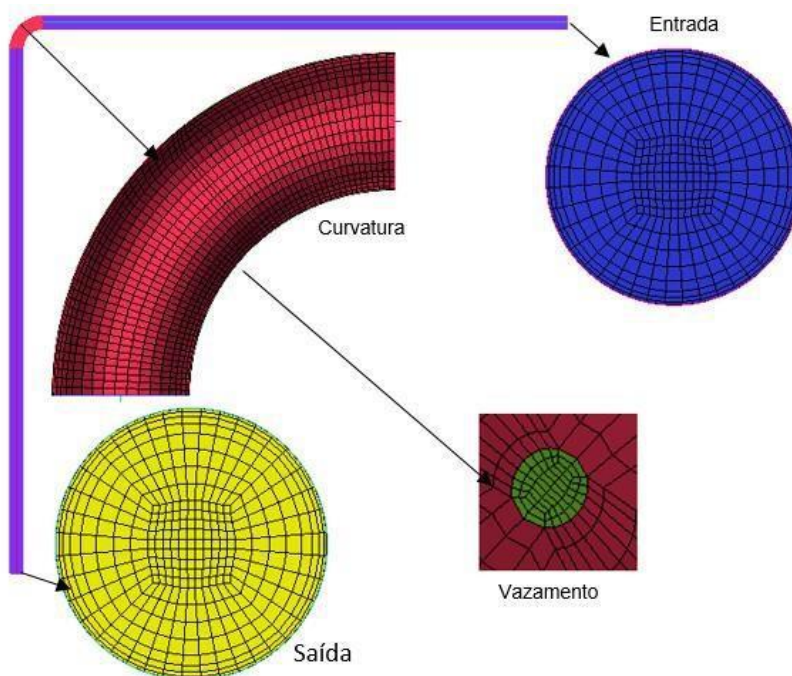


Figura 3: malha numérica



Modelo matemático

As equações diferenciais de conservação de massa e momento linear que descrevem o escoamento de fluidos na presença de vazamento após as seguintes considerações, conduzem as equações 1,2 e 4:

1. Fluidos incompressível com propriedades físico-químicas constantes;
2. Não há transferência de massa interfacial;
3. Não há reação química;
4. As forças de não arraste são desconsideradas;
5. Regime transiente;

Conservação de massa

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

Onde f , ρ e \vec{U} são, respectivamente fração volumétrica, massa específica e vetor velocidade da fase α .

Momento linear

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

O termo \vec{M}_{α} representa as forças interfaciais da fase α , definida por:

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

Conservação da energia

$$\frac{\partial}{\partial t} (f_{\alpha} \rho_{\alpha} h_{\alpha}) + \nabla [f_{\alpha} (\rho_{\alpha} \vec{U}_{\alpha} h_{\alpha} + \lambda_{\alpha} \nabla T_{\alpha})] = Q_{\alpha} \quad (4)$$

Modelo de turbulencia SST

Foi adotado o modelo de turbulência *SST*, apresentado na equação 5, como modelo de turbulência para a fase contínua (óleo).

$$\begin{aligned} \frac{\partial(Pk)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} (\rho U k) &= \frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma k} \right) \frac{\partial k}{\partial x} \right] + p_k - \beta \rho k w + P_{kb} \\ \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} (\rho U w) &= \end{aligned}$$



$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_w} \right) \frac{\partial w}{\partial x} \right] + (1 + F) 2\rho \frac{1}{\sigma_w} \frac{\partial k}{\partial x} \frac{\partial w}{\partial x} + A_3 \frac{w}{k} P_k - \beta \rho w^2 + p w_b \quad (5)$$

Para a fase dispersa (água e gás), foi utilizado o modelo de turbulência zero equação.

As propriedades dos fluídos (óleo, água e metano), na temperatura de 293,15 K, estão representados na tabela 1.

Tabela 1: Propriedades dos fluídos

Propriedades Físicas	Óleo (Fase contínua) ¹	Água (Fase dispersa) ¹	Metano (Fase dispersa) ²
Densidade (kg/m ³)	868,7	998	0,714
Viscosidade dinâmica (Pa.s)	0,044	0,0008899	0,00000111
Diâmetro da partícula (mm)	-	0,001	0,001
Tensão Superficial (N/m)		Óleo/Água 0,03	Óleo/Gás 0,044

Fonte: XU *et al.* (2010)¹, (http://www.gamagases.com.br/propriedades_metano.htm)²

As condições de contorno aplicadas nos casos estudados nas fronteiras do domínio físico são apresentadas na Figura 4 e na Tabela 2.

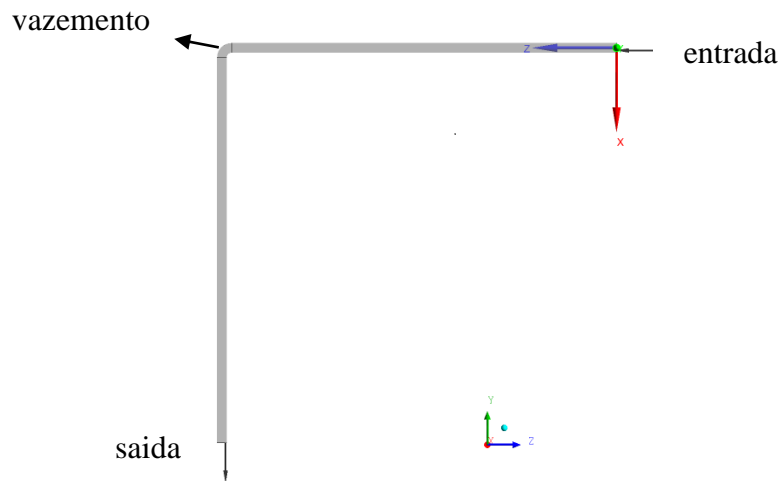
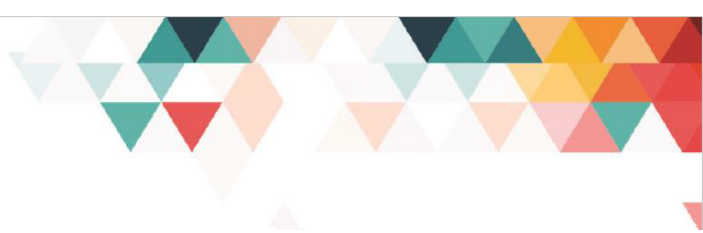


Figura 4: Condições de contorno

Tabela 2: Resumo das condições de contorno adotadas para o problema em estudo.

Seção de entrada da tubulação	Valor prescrito para velocidade: 6 m/s
Seção de saída da tubulação	Valor prescrito para pressão media: 1 bar
Vazamento	Valor prescrito para pressão media: 1 bar
Parede da tubulação	Condição de não deslizamento Velocidade nula na parede
Tempo inicial de análise	Para tempo inicial t=0 Tubulação cheia de óleo



Os casos estudados são mostrados na Tabela 3.

Tabela 3: Casos estudados.

Caso	Raio de curvatura (mm)	Tipo de escoamento	Fração volumétrica (%)		
			Óleo	Água	Gás
1	100	Monofásico	100		
2	150	Monofásico	100		
3	200	Monofásico	100		
4	100	Bifásico	92	08	
5	150	Bifásico	92	08	
6	200	Bifásico	92	08	
7	100	Trifásico	92	04	04
8	150	Trifásico	92	04	04
9	200	Trifásico	92	04	04

RESULTADOS E DISCUSSÃO

O processo de simulação numérica ocorreu em duas etapas.

Na primeira etapa foi realizada uma simulação do escoamento em regime permanente com orifício do vazamento fechado. Os resultados desta etapa foram usados como condição inicial para a segunda etapa.

A segunda etapa da simulação do escoamento, foi realizada em regime transiente. Tendo como condição inicial, os resultados da simulação da primeira etapa, considerando, agora, o orifício do vazamento aberto.

Validação da malha numérica (duto sem vazamento)

Os resultados numéricos da queda de pressão e perfis de velocidade, foram comparados com os resultados da solução analítica (Fox e McDonald, 2010). Foi tomada as medidas após o comprimento hidrodinâmico do tubo no eixo de coordenadas Z, garantido que o escoamento na tubulação esteja desenvolvido. Foi considerado que a fração volumétrica da fase dispersa na ordem de 0,0001% do escoamento bifásico (óleo e água) e trifásico (óleo, água e gás), que de acordo com Rosa (2012) o escoamento multifásico com concentrações da fase dispersa nessa ordem de grandeza apresenta um comportamento semelhante ao escoamento monofásico, referente ao da fase contínua.

Nas Figuras 5 e 6, estão representados o comportamento das velocidades em função da posição radial para o escoamento monofásico de óleo e dos escoamentos bifásicos e trifásicos, respectivamente. Estes valores foram tomados na posição Y, em 2 metros para tubulação de raio de curvatura igual a 100 mm. Os resultados indicam boa concordância, visto pela proximidade das curvas. Estes gráficos ratificam a afirmação de Rosa (2012) referente a baixa fração volumétrica da fase dispersa.

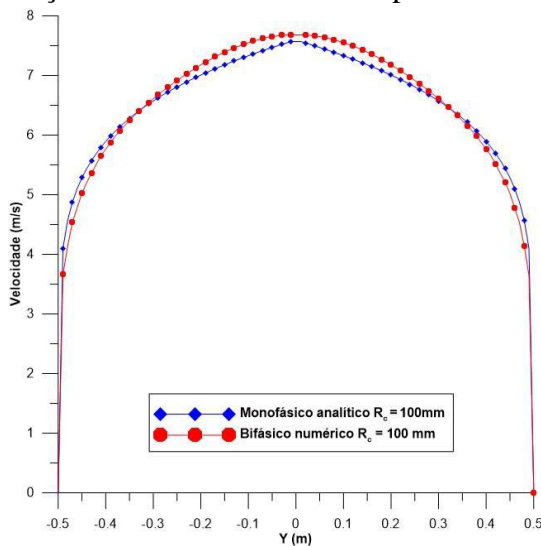


Figura 5: Comparação do perfil de velocidade do óleo para escoamento bifásico e turbulento após o comprimento hidrodinâmico

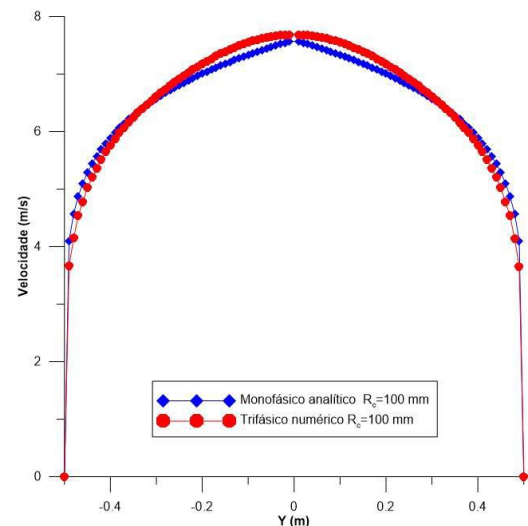


Figura 6: Comparação do perfil de velocidade do óleo para escoamento trifásico e turbulento após o comprimento hidrodinâmico

Na Tabela 4 estão representadas as diferenças de pressão medida no trecho horizontal de 2 metros de distância, a partir de 1 metro da seção de entrada. Os resultados apresentam uma diferença entre os valores determinados para o escoamento bifásicos ou escoamento trifásico e o escoamento monofásico de óleo inferior a 1,5%. Esses resultados indicam uma boa concordância dos resultados obtidos.

Tabela 4: Comparação da perda de carga num trecho reto de 1 metro após a seção de entrada

Escoamento	Queda de pressão analítica (Pa)	Queda de pressão numérica (Pa)	Erro %
Bifásico	4736,27	4782,00	0,96
Trifásico	4736,27	4798,00	1,30

Nas Figuras 7 a 15 estão representados os campos de pressão sobre o plano longitudinal YZ. Nestas figuras são apresentados igualmente os detalhes de pressão na seção curva e a seção transversal a 1 m do início da curva ou joelho, para diferentes raios de curvatura.

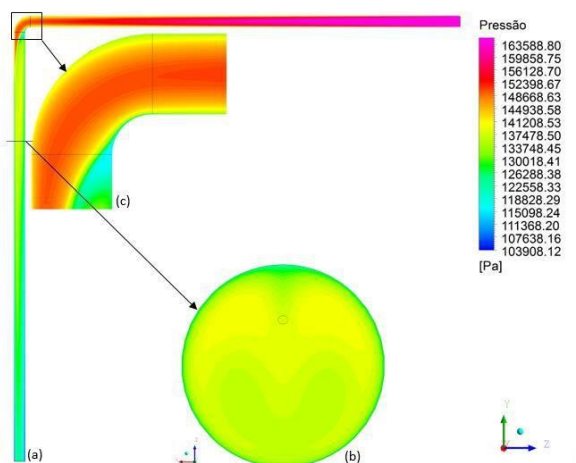


Figura 7: Campo de pressão no escoamento monofásico de óleo (caso 1, $R_c = 100$ mm).

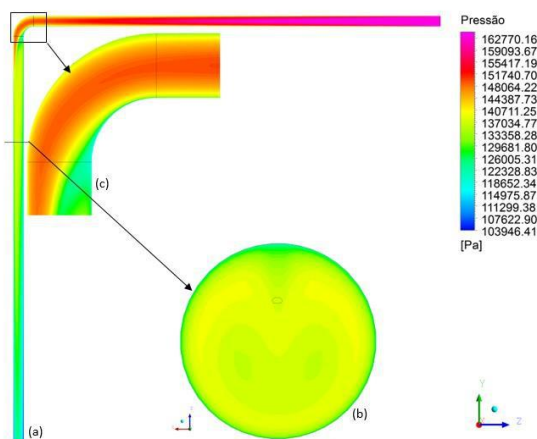


Figura 8: Campo de pressão no escoamento monofásico de óleo (caso 2, $R_c = 150$ mm)

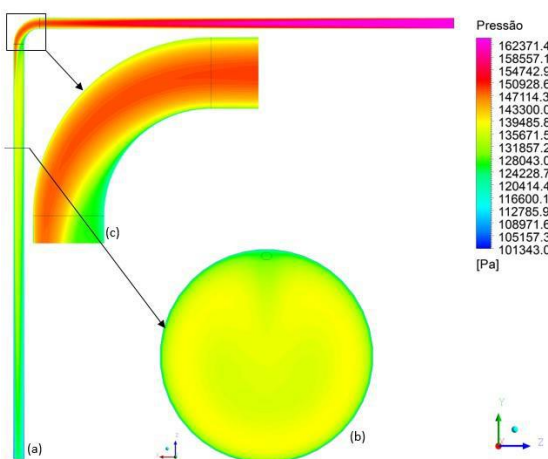


Figura 9: Campo de pressão no escoamento monofásico de óleo (caso 3, $R_c = 200$ mm).

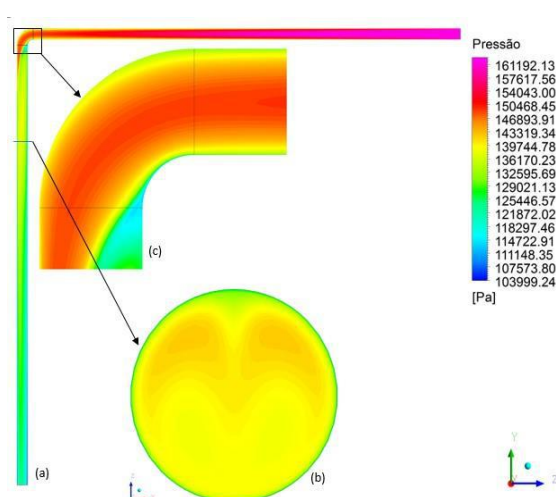


Figura 10: Campo de pressão no escoamento bifásico de óleo (caso 4, $R_c = 100$ mm).

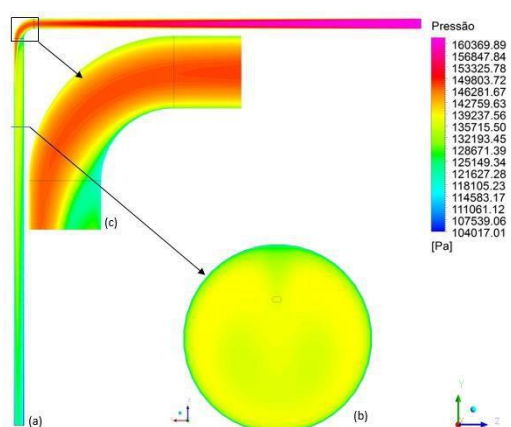


Figura 11: Campo de pressão no escoamento bifásico de óleo (caso 5, $R_c = 150$ mm).

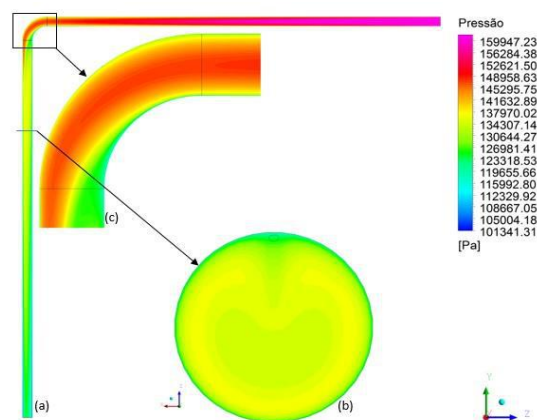


Figura 12: Campo de pressão no escoamento bifásico de óleo (caso 6, $R_c = 200$ mm).

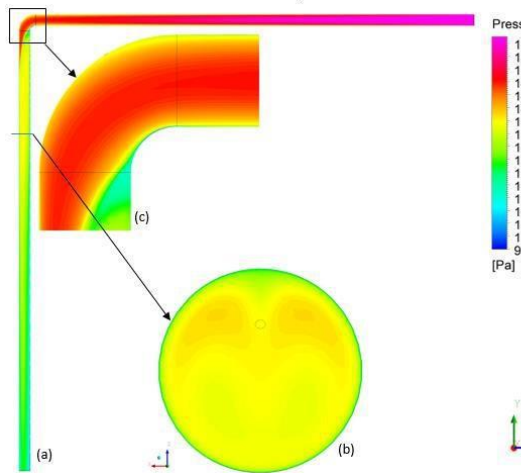


Figura 13: Campo de pressão no escoamento óleo (caso 7, $R_c = 100$ mm)

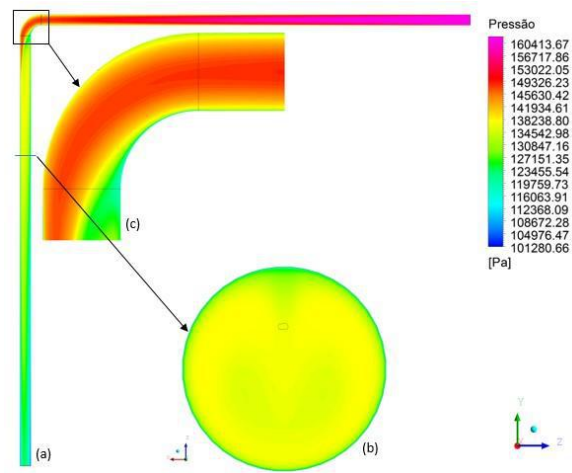


Figura 14: Campo de pressão no escoamento trifásico de trifásico de óleo (caso 8, $R_c = 150$ mm)

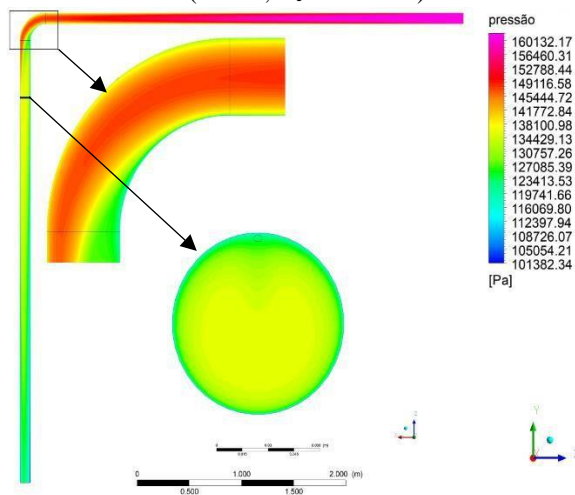


Figura 15 :Campo de pressão no escoamento Trifásico de óleo (caso 9 , $R_c = 200$ mm)

As Figuras 7 a 9 indicam que o raio de curvatura influencia, o gradiente de pressão na região da curvatura (c) do escoamento monofásico de óleo, por causa da mudança de direção do fluido na curvatura, o menor raio de curvatura apresentou maior região com alta pressão indicado pela cor vermelha na figura, indicando a mudança abrupta de direção do fluido.

Os resultados para a distribuição de pressão para o escoamento bifásico, Figuras 10 a 12, tiveram um comportamento geral semelhante aos casos monofásicos. Na região da curvatura a presença da fase dispersa teve influência na diminuição do gradiente de pressão, devido a diferença de densidade e viscosidade das fases presentes age como redutor de atrito ajudando na mudança de direção do escoamento.

Para o escoamento trifásico, Figuras 13 a 15, apresentou um comportamento geral semelhante aos casos monofásicos e bifásicos. Para a região da curvatura os casos trifásicos,



mostraram valores de gradiente de pressão intermediário entre os casos bifásicos e monofásicos, fato pode ser explicado em pela separação das fases do escoamento na curvatura, sendo a fase gasosa pela menor densidade ficando no centro da tubulação e a fase dispersa água está em menor quantidade, reduzindo menos o atrito em relação a escoamento bifásico.

Comportamento semelhante foi observado por Sarmiento (2014) ao avaliar resultados semelhantes são descritos utilizando o Ansys CFX 15 e por Lencastre (1996) ao estudar experimentalmente escoamentos em tubulações curvadas.

Nas Figuras 16 a 24 são apresentados o comportamento do campo de velocidade sobre planos longitudinal YZ e de seção XZ a XX m da curva. Os resultados indicam que o comportamento dos fluidos atinge o escoamento estabelecimento aproximadamente na metade do ramal horizontal a partir da seção de entrada.

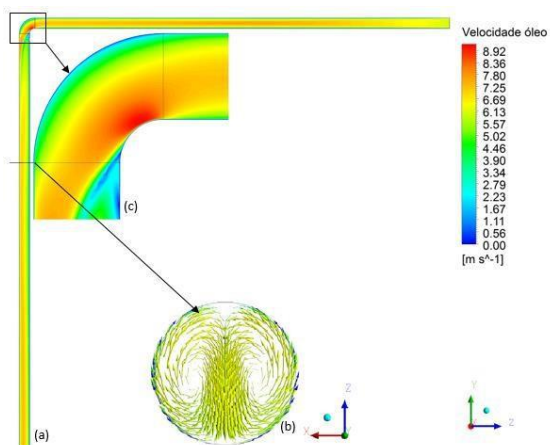


Figura 16: Campo de velocidade escoamento monofásico de óleo (caso 1 $R_c = 100$ mm)

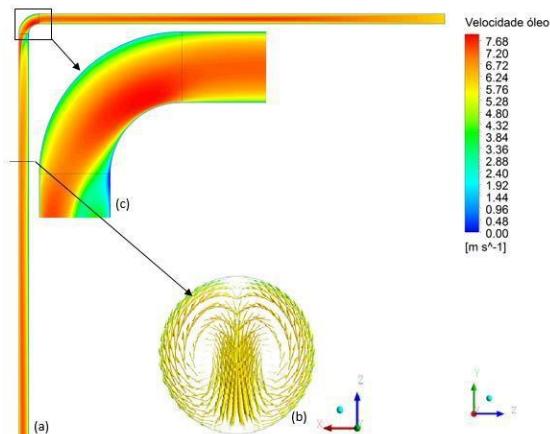


Figura 17: Campo de velocidade escoamento monofásico de óleo (caso 2 $R_c = 150$ m)

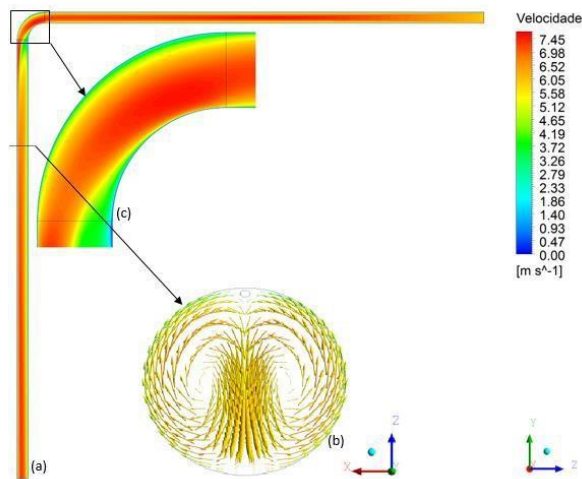


Figura 18: Campo de velocidade escoamento monofásico de óleo (caso 3 $R_c=200$ mm)

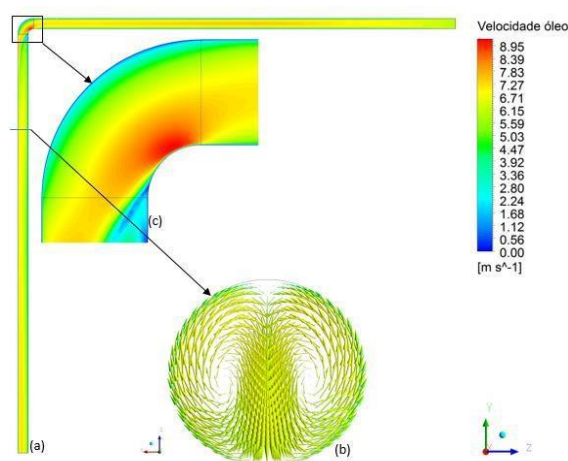


Figura 19: Campo de velocidade para o escoamento bifásico de óleo e água (caso 4 $R_c = 100$ mm).

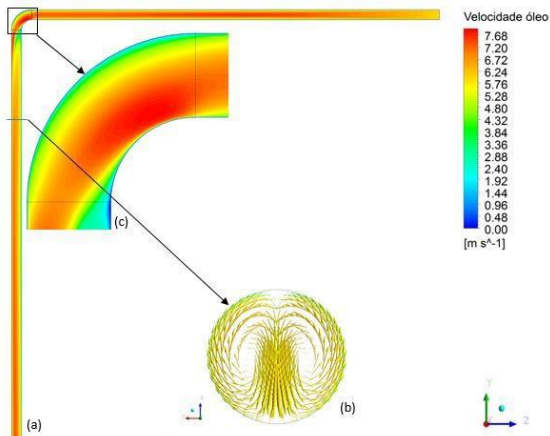


Figura 20: Campo de velocidade para o escoamento bifásicos de óleo e água (caso 5 $R_c = 150\text{mm}$).

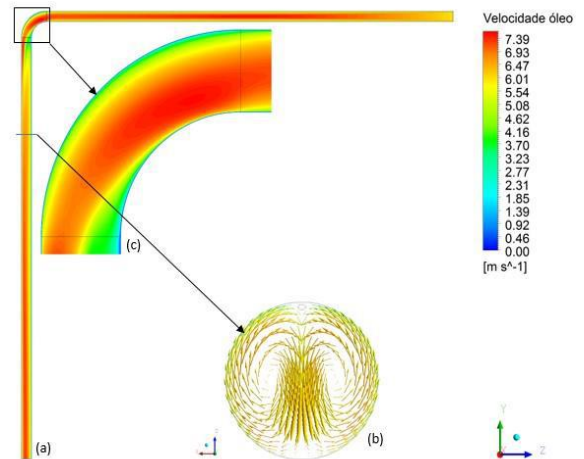


Figura 21: Campo de velocidade para o escoamento bifásicos de óleo e água (caso 9 $R_c = 200\text{mm}$).

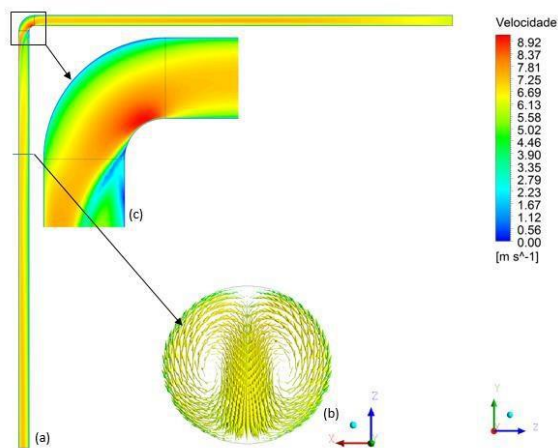


Figura 22: Campo de velocidade no escoamento trifásico de óleo, água e gás (caso 7 $R_c = 100\text{ mm}$).

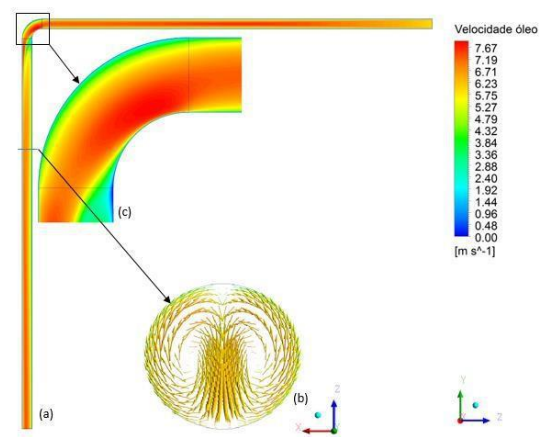


Figura 23: Campo de velocidade no escoamento trifásico de óleo, água e gás (caso 8 $R_c = 150\text{ mm}$).

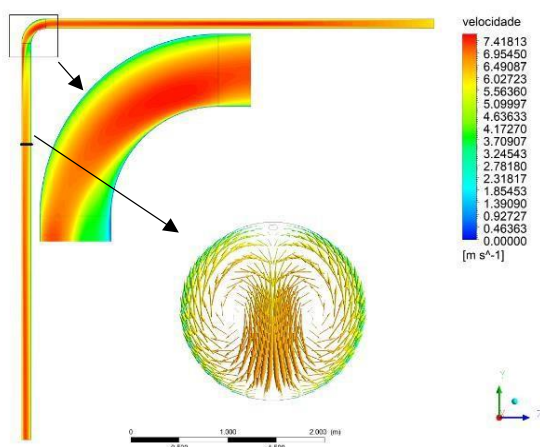


Figura 24. Campo de velocidade no escoamento trifásico de óleo, água e gás (caso 9 $R_c = 200$)

Nas Figuras 16 a 18 temos a distribuição de velocidade para o escoamento monofásico, o raio de curvatura tem influência no escoamento, de modo que para o menor raio de curvatura ocorre a maior aceleração do fluido, como observado na parte inferior da curvatura.

Os casos de escoamento bifásicos, apresentados nas Figuras 19 a 20, teve comportamento geral semelhante aos casos monofásicos. Na região da curvatura a composição do escoamento teve influência na diminuição da velocidade do escoamento em comparação aos casos monofásicos, resultado em decorrência da alta turbulência na região.

As Figuras 21 a 24, apresentam os casos com escoamento trifásico para distribuição de velocidade, o comportamento geral e semelhante aos casos anteriores. Na região de curvatura houve uma diminuição da velocidade na região, em comparação aos casos monofásicos e bifásicos, motivada pela a fase dispersa gasosa e com menor densidade a tendência de se distribuir no centro da curvatura, devido a movimentos secundários mostrando no corte (c).

Nas Figuras 25 a 28 estão representadas a evolução da diferença de pressão entre as seções transversais posicionadas a 0,5 m antes e 0,5 m após a curvatura visando avaliar o efeito do vazamento sobre a queda de pressão, como o impacto no escoamento monofásico, bifásico e trifásico.

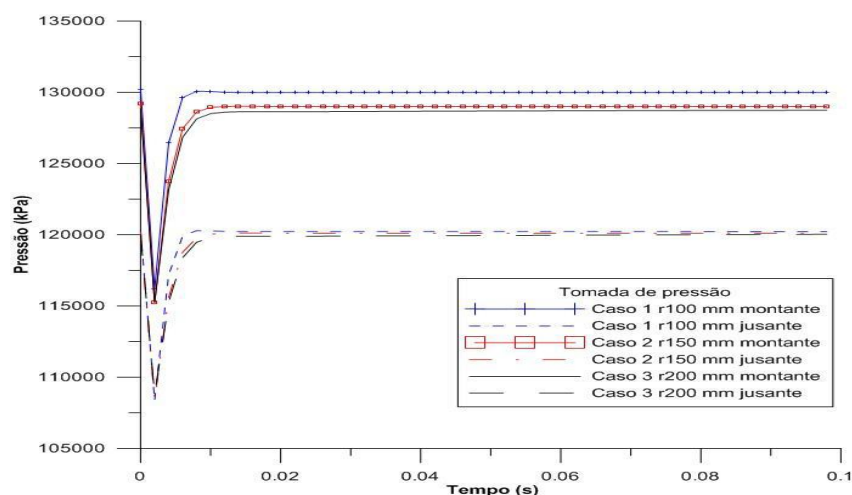


Figura 25: Queda de pressão transiente no escoamento monofásico de óleo num duto com vazamento.

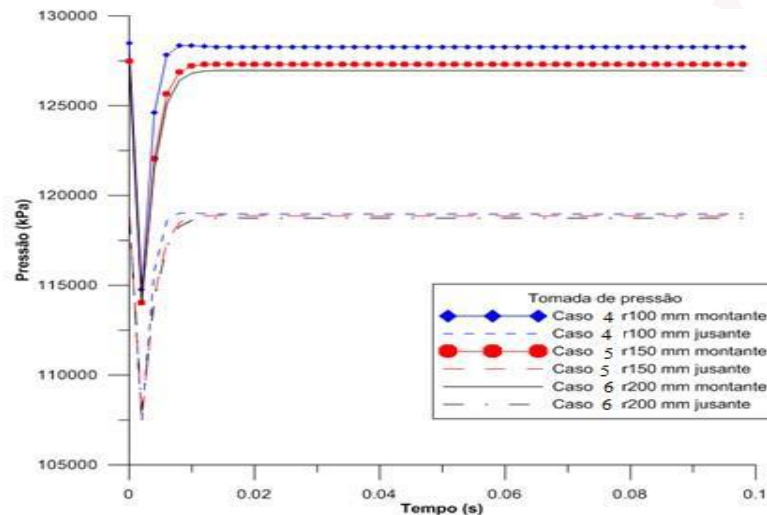


Figura 26: Queda de pressão no escoamento bifásico e transiente de óleo e água num duto com vazamento.

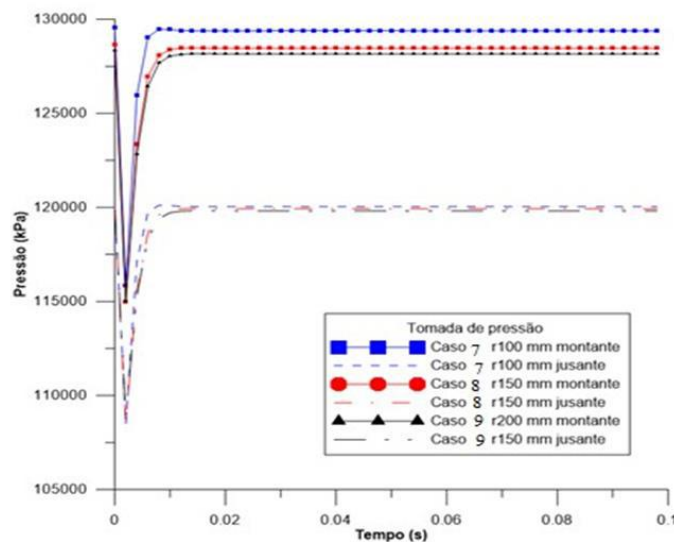


Figura 27: Queda de pressão no escoamento trifásico e transiente de óleo, água e gás.

Avaliando os casos de queda de pressão com vazamento, para os casos de escoamento monofásico, bifásico e trifásico, podemos afirmar que a composição do escoamento não apresentou alteração significativa na perda de energia mecânica do escoamento devido ao vazamento. Avaliando a influência do raio do de curvatura, este apresentou variação na queda de pressão, sendo que quanto menor o raio de curvatura maior a perda de carga também com vazamento. O tempo de pulso de pressão do vazamento foi de 0,006 segundos, isso mostra que vazamentos pequenos são de difícil identificação.

Resultados semelhantes são vistos para tubulações sem curvaturas e vazamentos de pequeno diâmetro em Tavares 2012, Ben-mansour 2012.



CONSIDERAÇÕES FINAIS

O modelo matemático proposto teve êxito para simular o escoamento monofásico e multifásico para o fenômeno físico.

O raio de curvatura teve maior influência nos resultados da distribuição de pressão, de velocidade o principal motivo foram os escoamentos secundários na curvatura..

A queda de pressão com vazamento, mostrou um pico de queda de pressão rápido, podendo ser utilizado para detecção de vazamentos em tubulações.

REFERÊNCIAS

BEN-MANSOUR, R., HABIB, M. A., KHALIFA, A., YUCEF-TOUMI, K., CHATZIGEORGIOU, G., **Computacional Fluid Dynamic Simulation of Small Leaks in Water Pipelines**. Computers & Fluids, 2012.

CAZAREZ, O. D. Montoya, A.G. Vital, A.C. Bannwart. **Modeling of three-phase heavy oil–water–gas bubbly flow in upward vertical pipes**. International Journal of Multiphase Flow 36 (2010), pp.439–448.

Fox e McDonald. *Mecânica dos Fluidos*. Quarta edição 2010.

POESIO, P., Sotgia, G., and Strazza, D. **Very-viscous-oil/water/airflow through horizontal pipes: pressure drop measurement and prediction**. Chemical Engineering Science, v.64, pp.1136-1142, 2009b.

RIBEIRO, F. P., **Simulação Numérica do Escoamento Intermitente Trifásico Horizontal** Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE [Rio de Janeiro] 2008.

Rui, Z; Han, G.; Zhang, H.; Wang, S.; **A new model to evaluate two leak points in a gas pipeline**. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2017.

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

PHSMA – “pipeline and hazardous materials safety administration”, 2012. disponível em: <<http://www.phmsa.dot.gov/>>.

SARMENTO, L. R. B.,; **Escoamento Multifásico em Conexões Curvadas Acoladas a Oleodutos com Vazamentos: Modelagem e Simulação**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Campina Grande, PB, 2014.

SOUZA, J.N.M., **Modelagem e simulação de escoamento multifásico em dutos de produção de óleo e gás natural**. Tese de doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2010.

TAVARES, D. P. S. A. **Escoamento Trifásico Não Isotérmico em Oleodutos com Vazamento: Modelagem e Simulação**. 2012. 70 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Campina Grande, PB, 2012.

WU, H., Zhou, F., Wu, Y., **Intelligent identification system of flow regime of oil-gas-water multiphase flow**. International Journal of Multiphase Flow 27 (2001), pp. 459-475.

YANG, L., and Azzopardi B.J. **Phase split of liquid-liquid two-phase flow at a horizontal T-junction**. International Journal of Multiphase Flow, v.33, pp.207216, 2007.