

## ANÁLISE TERMOFLUIDODINÂMICA DE ESCOAMENTO GÁS-LÍQUIDO EM SMPP

Hanna Heloise Heyde <sup>1</sup>  
Laiane Araújo Andrade <sup>2</sup>  
Elio Maslowski Moraes <sup>3</sup>  
Antonio Marinho Barbosa Neto <sup>4</sup>

### RESUMO

A produção de óleo e gás em Sistemas Marítimos de Produção de Petróleo (SMPP) envolve arranjos submarinos que conecta os poços produtores a Unidade Estacionária de Produção (UEP). O arranjo do tipo de *tie-back* tem sido utilizado em campos de águas profundas e localizados a longa distância da UEP. Neste cenário, o escoamento de fluidos de petróleo (óleo, água e gás) é um desafio operacional, pois as extensas linhas submarinas de escoamento removem mais energia mecânica e térmica dos fluidos deixando-os sujeitos a problemas de garantia de escoamento, tal como a formação de hidratos. Nesse sentido, o presente estudo apresenta o desenvolvimento de uma ferramenta computacional, em *software Matlab*, capaz de determinar as propriedades PVT dos fluidos em escoamento gás-líquido e simular o perfil termo-hidráulico em um sistema marítimo de produção de óleo e gás. Para tanto, foram utilizadas a equação da energia térmica, para a modelagem da temperatura, e a correlação de Beggs e Brill para a modelagem da perda de carga em escoamento multifásico. A ferramenta foi utilizada em um estudo de caso aplicado envolvendo o escoamento estacionário de fluidos de petróleo desde o reservatório até a UEP em uma vazão de 2592 sm<sup>3</sup>/d. O simulador mostrou-se capaz de realizar uma análise termofluidodinâmica do escoamento calculando os perfis de temperatura e pressão, bem como o comportamento das propriedades PVT dos fluidos ao longo do escoamento. Os resultados obtidos apresentaram-se condizentes com a físico-matemática do problema proposto.

**Palavras-chave:** Produção *Offshore*, Escoamento Gás-Líquido, Perfil Termo-Hidráulico.

### INTRODUÇÃO

As características dos fluidos produzidos, as condições do reservatório, a completação do poço produtor, bem como o posicionamento da Unidade Estacionária de Produção (UEP) e a lâmina d'água (LDA) são fatores que influenciam a definição do arranjo submarino a ser implementado em um Sistema Marítimo de Produção de Petróleo (SMPP). Um dos tipos de arranjos submarinos é o de *tie-back* que pode ser aplicado em campos *offshore* em águas

---

<sup>1</sup> Graduando pelo Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Estadual do Estado de Santa Catarina - UDESC, [hanna.heyde@edu.udesc.br](mailto:hanna.heyde@edu.udesc.br);

<sup>2</sup> Graduado pelo do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Estadual do Estado de Santa Catarina - UDESC, [laiane.andrade@edu.udesc.br](mailto:laiane.andrade@edu.udesc.br);

<sup>3</sup> Graduado pelo do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Estadual do Estado de Santa Catarina - UDESC, [elio.moraes@edu.udesc.br](mailto:elio.moraes@edu.udesc.br);

<sup>4</sup> Professor orientador: Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, [antonio.marinho@udesc.com](mailto:antonio.marinho@udesc.com);

profundas, em que vários poços são interconectados por uma mesma linha de produção que transporta os fluidos até a UEP (BISPO, 2016).

O surgimento do arranjo submarino do tipo *tie-back*, tornou-se economicamente viável nos últimos anos e muitas empresas estão implementando esta tecnologia para produzir mais petróleo e gás natural a custos mais baixos, em distâncias mais longas e em águas mais profundas, maximizando assim a vida útil do campo (BACHER, 2007). Nesse tipo de cenário, o escoamento multifásico representa um desafio técnico devido à longa distância percorrida pelos fluidos em ambientes de baixa temperatura, podendo ser difícil conservar a energia térmica dos fluidos de produção, podendo o sistema está sujeito ao surgimento de problemas de garantia de escoamento, tal como formação de hidratos (MATTOS ET LOSTOSA, 2017).

O escoamento de fluidos realizado nesses tipos de sistemas submarinos é caracterizado pelo transporte simultâneo de duas ou mais fases com propriedades distintas e imiscíveis na tubulação. Além disso, o comportamento do escoamento depende fortemente do diâmetro, da inclinação, das vazões de cada fase e do comprimento total das linhas de escoamento (NASCIMENTO, 2013). Para permitir uma boa estimativa da perda de carga nos diferentes trechos da tubulação em escoamento multifásico, algumas correlações e modelos mecanicistas vêm sendo desenvolvidos ao longo dos anos, tal como a correlação do Beggs e Brill (VILLELA, 2004). Por outro lado, a modelagem térmica pode ser realizada a partir da equação de conservação de energia, sendo essencial para determinar os gradientes térmicos ao longo do escoamento nesse tipo de cenário (AL-SAFRAN & BRILL, 2017).

O estudo e análise do comportamento do escoamento multifásico na coluna de produção e em extensas linhas submarinas de escoamento até alcançar o sistema de separação na UEP se faz necessário para que seja possível avaliar a viabilidade técnico-econômica do campo a partir das vazões de produção na superfície, determinar os perfis de pressão e temperatura ao longo do sistema, avaliar as frações de líquido e gás, dimensionar e otimizar o sistema de processamento primário, gerenciar a produção de um poço ou do campo e identificar e prevenir possíveis problemas de garantia de escoamento (BENTHER, 2014).

Diante desse contexto, o presente estudo tem por objetivo desenvolver uma ferramenta computacional capaz de simular o perfil termo-hidráulico para o escoamento de fluidos de petróleo em um sistema marítimo de produção de óleo e gás considerando extensas linhas submarinas conectando o poço à UEP. Além disso, a ferramenta permite realizar uma análise termofluidodinâmica dos fluidos durante o escoamento em um SMPP.

## REFERENCIAL TEÓRICO

Esta seção descreve a modelagem físico-matemática utilizada para o desenvolvimento da ferramenta computacional.

### Equação da Energia Térmica

O princípio da conservação de energia estabelece que a diferença da quantidade de energia que entra e sai em um volume de controle, somada a transferência de calor para ou da vizinhança equivale à taxa de energia acumulada no sistema. Para condição de regime permanente, a equação da conservação de energia total é dada por (BIRD ET AL, 2017):

$$\dot{Q} - \dot{W}_s = \oint \left( e + \frac{P}{\rho} \right) \rho \cdot \vec{v} \cdot d\vec{A} \quad (1)$$

em que  $e$  é a energia total específica em  $J/kg$ ,  $P$  é a pressão em  $Pa$ ,  $\rho$  é a massa específica do fluido em  $kg/m^3$ ,  $\vec{v}$  é o vetor de velocidade em  $m/s$  e  $d\vec{A}$  é o diferencial da área do sistema. Para um trecho de linha  $\delta L$ , no qual não há máquinas de fluxo, e considerando escoamento unidimensional incompressível entre a entrada (1) e saída (2) deste trecho, a Equação (1) pode ser reescrita como:

$$\delta \dot{Q} = - \left( e_1 + \frac{P_1}{\rho} \right) \rho \cdot \vec{v}_1 \cdot A_1 + \left( e_2 + \frac{P_2}{\rho} \right) \rho \cdot \vec{v}_2 \cdot A_2 \quad (2)$$

A energia total específica do fluido é o somatório das energias interna, cinética e potencial (SANDLER, 2006):

$$e = u + \frac{v^2}{2} + g \cdot z \quad (3)$$

em que  $v$  é a velocidade em  $m/s$ ,  $g$  é a aceleração da gravidade em  $m/s^2$  e  $z$  é a diferença de altitude em  $m$ . Considerando a conservação de massa no trecho de linha em análise tem-se que:

$$\rho \cdot v_1 \cdot A_1 = \rho \cdot v_2 \cdot A_2 = \rho \cdot q = \dot{m} \quad (4)$$

em que  $\dot{m}$  é a vazão mássica constante em  $kg/s$ . Usando a Equação (3) e a definição de entalpia do fluido (SANDLER, 2006):

$$h = u + \frac{P}{\rho} \quad (5)$$

na Equação (2), obtém-se:

$$\delta \dot{Q} = \rho \cdot q \left[ \left( h_2 + \frac{\vec{v}_2^2}{2} + g \cdot z_2 \right) - \left( h_1 + \frac{\vec{v}_1^2}{2} + g \cdot z_1 \right) \right] \quad (6)$$

Considerando que  $\delta L \rightarrow 0$ , a Equação (6) se reduz a:

$$\delta \dot{Q} = \rho \cdot q \cdot d \left( h + \frac{\bar{v}^2}{2} + g \cdot z \right) \quad (7)$$

Dividindo ambos os lado da Equação (8) por  $dL$ , assumindo diâmetro do trecho constante e definindo a taxa de perda de calor por unidade de comprimento ( $\dot{Q}'$ ), obtém-se:

$$\frac{\delta \dot{Q}}{dL} = -\dot{Q}' = \rho \cdot q \cdot \frac{d}{dL} (h + g \cdot z) \quad (8)$$

em que  $q$  é a vazão volumétrica em  $m^3/s$ . Pela Equação de estado calórica, o efeito da temperatura aparece com a entalpia  $h$ , de tal forma que (BIRD ET AL, 2007):

$$dh = c_p \cdot dT \quad (9)$$

em que  $c_p$  é a capacidade calorífica do fluido em  $\frac{J}{kg \cdot K}$  e  $dT$  é o diferencial de temperatura entre os pontos de entrada e saída do trecho de comprimento  $dL$ , em  $K$ . Já o efeito da gravidade aparece com a diferença de altitude do trecho ( $dz = dL \cdot \sin \theta$ ). Após essas considerações a Equação (8) torna-se:

$$\dot{Q}' = \rho \cdot q \cdot c_p \cdot \frac{dT}{dL} + \rho \cdot q \cdot g \cdot \sin \theta \quad (10)$$

Definindo  $\dot{Q}'$  como (AL-SAFRAN & BRILL, 2017):

$$\dot{Q}' = -U_i \pi d_i \cdot (T - T_\infty) \quad (11)$$

em que  $U_i$  é o coeficiente global de transferência de calor,  $d_i$  é o diâmetro interno da tubulação em  $m$  e  $T$  e  $T_\infty$  como sendo a temperatura do fluido e a temperatura da vizinhança, respectivamente, em  $K$ . Definindo o Coeficiente de Troca Térmica,  $CTT$ , em  $W/m \cdot K$  (AL-SAFRAN & BRILL, 2017):

$$CTT = U_i \pi d_i \quad (12)$$

a expressão final da Equação da Energia Térmica para um fluido escoando no interior de uma tubulação é dada por:

$$\rho \cdot q \cdot c_p \cdot \frac{dT}{dL} + \rho \cdot q \cdot g \cdot \sin \theta = -U_i \pi d_i \cdot (T - T_\infty) \quad (13)$$

Resolvendo analiticamente a Equação (13), obtém-se uma equação explícita para o perfil de temperatura:

$$T(L) = \text{Exp} \left( -\frac{TEC}{\rho \cdot q \cdot c_p} \cdot L \right) (T_\infty - \rho \cdot q \cdot g \cdot \sin \theta - T_0) - T_\infty + \rho \cdot q \cdot g \cdot \sin \theta \quad (14)$$

## Equação da Perda de Carga

A Equação Geral da Perda de Carga (EGPC) para escoamento monofásico em tubulações é oriunda das equações de conservação de massa e momento linear para a condição de escoamento permanente e unidimensional e é comumente expressa na forma de gradiente de pressão total como (ANDREOLLI, 2016):

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{Total} = -\left(\frac{dP}{dL}\right)_F - \left(\frac{dP}{dL}\right)_G - \left(\frac{dP}{dL}\right)_A \quad (15)$$

em que considera-se as parcelas dos gradientes de pressão por fricção, gravitacional e por aceleração. Na sua formulação de aplicação a EGPC é dada por (ANDREOLLI, 2016):

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{Total} = -f_D \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2 \cdot d_h} - \rho \cdot g \cdot \sin \theta - \rho v \cdot \frac{dv}{dL} \quad (16)$$

De maneira a adaptar a Equação (18) para escoamento multifásico pode-se utilizar diferentes modelos encontrados na literatura para o cálculo dos gradientes de pressão. Neste estudo utiliza-se a correlação de Beggs & Brill (1973), visto que ela se aplica para escoamento horizontal, inclinado e vertical, bem como considera diferentes padrões de escoamento e o escorregamento entre as fases gás e líquido (SHOHAM, 2006). O procedimento de cálculo da correlação de Beggs e Brill (1973) é descrito em maiores detalhes na literatura: (SHOHAM, 2006); e (AL-SAFRAN & BRILL, 2017).

Na correlação Beggs e Brill (1973) o padrão de escoamento é identificado usando as coordenadas de  $\lambda_L$  e  $F_{r_m}^2$  no mapa de fluxo proposto pelos autores.

$$\lambda_L = \frac{v_{SL}}{v_M} \quad N_{Fr} = \frac{v_M^2}{g \cdot d} \quad (17)$$

em que  $v_M$  e  $v_{SL}$  correspondem à velocidade da mistura e a velocidade superficial do líquido, respectivamente, em  $m/s$ . Utilizando as coordenadas de  $\lambda_L$  e  $N_{Fr}$  no mapa de fluxo encontra-se o padrão de escoamento (AL-SAFRAN & BRILL, 2017) e então calcula-se os parâmetros adimensionais tabelados.

O *holdup* de líquido ( $H_L$ ) é definido por:

$$H_L = H_{L_0} \cdot \psi \quad (18)$$

em que  $H_{L_0}$  é o *holdup* de líquido que existiria se considerasse o fluido escoando em uma tubulação horizontal ( $\theta = 0^\circ$ ) com as mesmas condições de escoamento e  $\psi$  é o fator de correção para o ângulo de inclinação da tubulação em relação a horizontal (AL-SAFRAN & BRILL, 2017).

O gradiente de pressão por fricção bifásico,  $\left(\frac{dP}{dL}\right)_{FTP}$ , é definido por:

$$-\left(\frac{dP}{dL}\right)_{FTP} = \frac{f_{TP} \cdot \rho_{NS} \cdot V_m^2}{2 \cdot d_h} \quad (19)$$

em que  $\rho_{NS}$  é a densidade da mistura “No-Slip”,  $kg/m^3$ ;  $v_m$  é a velocidade da mistura,  $m/s$ ;  $d_h$  é o diâmetro hidráulico,  $m$ ; e  $f_{TP}$  é o fator de fricção duas fases, adimensional.

O cálculo de  $f_{TP}$  é dado por:

$$f_{TP} = \left(\frac{f_{TP}}{f_N}\right) \cdot f_N \quad (20)$$

em que  $f_N$  é o fator de fricção normalizado determinado a partir das mesmas correlações propostas para escoamento monofásico em função da rugosidade relativa ( $\varepsilon/d$ ), porém utilizando o número de Reynolds da mistura “No Slip” ( $Re_{NS}$ ). Por exemplo, uma opção de cálculo do  $f_N$  é a correlação de Hall (SHOHAM, 2006).

A relação  $\left(\frac{f_{TP}}{f_N}\right)$  é definida por:

$$\frac{f_{TP}}{f_N} = e^s \quad (21)$$

em que para o cálculo do parâmetro  $s$ , adimensional, faz-se necessário determinar o parâmetro  $y$ , que consiste na relação entre os *holdups* de líquido sem e com escorregamento entre as fases. O cálculo do parâmetro  $s$  é descrito em (SHOHAM, 2006).

O gradiente de pressão gravitacional bifásico,  $\left(\frac{dP}{dL}\right)_{GTP}$ , é definido por:

$$-\left(\frac{dP}{dL}\right)_{GTP} = \rho_{SLIP} \cdot g \cdot \sin \theta \quad (22)$$

em que  $\rho_{SLIP}$  é a densidade da mistura “Slip”,  $kg/m^3$ , ou seja, considerando o escorregamento entre as fases, sendo calculada da ponderação das densidades das fases líquida e gasosa com o *holdup* de líquido da mistura ( $\rho_{SLIP} = \rho_L \cdot H_L + \rho_G(1 - H_L)$ ).

Por fim, o gradiente de pressão por aceleração bifásico,  $\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ATP}$ , é calculado da relação:

$$-\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ATP} = \frac{\rho_{SLIP} \cdot v_M \cdot v_G}{P} \cdot \left(-\frac{dP}{dL}\right)_{TotalTP} \quad (23)$$

em que  $P$  é a pressão média absoluta no segmento de tubulação em análise,  $Pa$ . Definindo o parâmetro  $E_k$ :

$$E_k = \frac{\rho_{SLIP} \cdot v_m \cdot v_{SG}}{P} \quad (24)$$

a Equação (23) resulta em:

$$-\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ATP} = E_k \cdot \left(-\frac{dP}{dL}\right)_{TotalTP} \quad (25)$$

Portanto, substituindo as Equações (19), (22) e (25) em (15) obtém-se a expressão final do gradiente de pressão total para a correlação de Beggs & Brill (1973), dada pela Equação (26).

$$-\left(\frac{dP}{dL}\right)_{TotalTP} = \frac{-\left(\frac{dP}{dL}\right)_{F_{TP}} - \left(\frac{dP}{dL}\right)_{G_{TP}}}{1 - E_k} \quad (26)$$

A Equação (26) é aplicada para modelar o gradiente de pressão total devido ao escoamento de líquido-gás em um dado segmento de tubulação. Assim, o *holdup* de líquido “No-Slip”, parâmetro de entrada do modelo deve existir no intervalo:  $0 < \lambda_L < 1$ .

Se a velocidade da mistura for igual a zero, os gradientes de pressão por fricção e por aceleração bifásicos são nulos. Neste caso, se  $\theta > 0^\circ$ , o modelo retorna somente o gradiente de pressão gravitacional.

Para  $\lambda_L = 0$ , escoamento monofásico de gás, ou  $\lambda_L = 1$ , escoamento monofásico de líquido, utiliza-se a Equação Geral de Perda de Carga, Equação (16).

## METODOLOGIA

De modo a alcançar o objetivo proposto nesse estudo, uma ferramenta computacional para modelagem e simulação do escoamento multifásico de fluidos de petróleo foi desenvolvida. O algoritmo computacional foi estruturado a partir de um módulo de cálculo PVT *black-oil*, pela implementação da equação da energia térmica e da correlação do Beggs e Brill (1973), apresentados na seção anterior, para os cálculos de temperatura e pressão, respectivamente. Através deste algoritmo implementado no *software* Matlab, tornou-se possível obter os gradientes de temperatura e pressão dos fluidos escoando em tubulações, bem como realizar uma análise fluidodinâmica completa do escoamento. Nas seções seguintes devese o desenvolvimento do algoritmo computacional em maiores detalhes metodológicos.

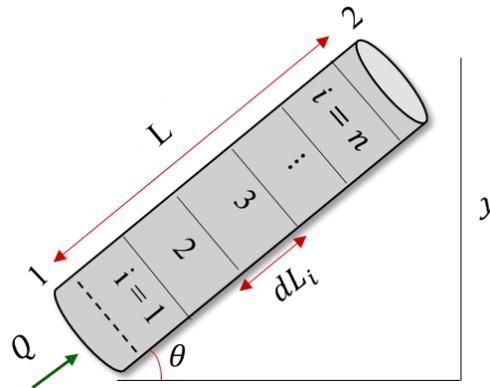
## Malha Computacional

A malha computacional do escoamento é construída a partir da discretização feita ao longo do comprimento da tubulação, adotando escoamento unidimensional. Para tanto, especifica-se um comprimento de seção  $\Delta L$  e gera-se  $n$  seções de mesmo comprimento fazendo-se:

$$n_{seções} = \frac{L_T}{\Delta L} \quad (27)$$

em que  $L_T$  é o comprimento total da tubulação em análise, conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1 – Discretização do comprimento da tubulação para a construção da malha computacional



Fonte: Autores(2021)

Cada seção é caracterizada por um diâmetro interno, por uma rugosidade absoluta, por um ângulo de inclinação em relação a horizontal e por um coeficiente de troca térmica.

## Módulo PVT

O módulo PVT foi construído a partir das correlações PVT *black-oil* apresentadas na Tabela 1. Essas correlações foram aplicadas para os cálculos das propriedades termodinâmicas das fases óleo, água e gás. Todas as propriedades foram implementadas de modo a atender a condição de fluido saturado e subsaturado de acordo com Ahmed (2016) e Bahadori (2018).

O escoamento das fases óleo, água e gás é tratado como um escoamento gás-líquido (óleo e água). Para tanto, as propriedades PVT da fase líquida são calculadas a partir da ponderação das propriedades das fases óleo e água usando a fração volumétrica da água. Em relação às propriedades da mistura, utiliza-se a fração volumétrica do gás para ponderar entre gás e líquido

A massa específica do gás ( $\rho_g$ ) é calculada a partir da lei de gás real e expressa em função da pressão e temperatura como:

$$\rho_g = \frac{P \cdot M}{Z \cdot R \cdot T} \quad (28)$$

em que  $M$  é a massa molecular do gás, g/mol;  $R$  é a constante universal dos gases, J/mol · K; e  $Z$  é o fator de compressibilidade isotérmico do gás.

Para a fase óleo, a massa específica do óleo ( $\rho_o$ ) depende da condição de saturação sendo para fluido subsaturado definida como:

$$\rho_o = \rho_{oB} \cdot \text{Exp}[C_o \cdot (P - P_b)] \quad (29)$$

enquanto para fluido saturado:

$$\rho_o = \frac{\rho_{oSTD} + R_s \cdot \rho_{gSTD}}{B_o} \quad (30)$$

em que  $\rho_{oB}$  é a massa específica do óleo na pressão de saturação, em kg/m<sup>3</sup>;  $\rho_{oSTD}$  e  $\rho_{gSTD}$  são as massas específicas do óleo e do gás, respectivamente, em kg/m<sup>3</sup>, na condição padrão (1 atm, 15,5 °C).

Tabela 1 – Correlações Black-Oil que compõem o módulo PVT (AHMED, 2016)

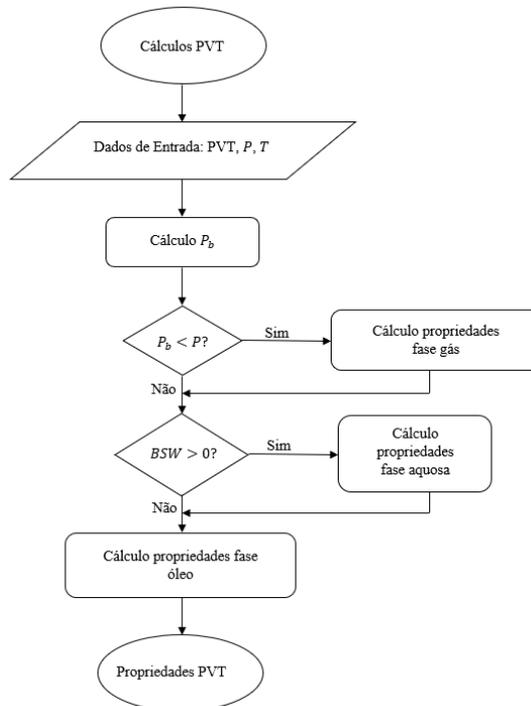
Correlações	PVT Propriedades	Sigla	Unidade
Al-Marhoun	Razão de Solubilidade Gás-Óleo	$R_s$	$sm^3/sm^3$
	Pressão de Bolha	$P_b$	Pa
	Fator Volume-Formação do Óleo	$B_o$	$m^3std/m^3$
	Compressibilidade Isotérmica	$C_o$	1/Pa
Beggs e Robinson	Viscosidade do Óleo Morto	$\mu_{od}$	Pa.s
	Viscosidade do Óleo Saturado	$\mu_{ob}$	Pa.s
	Viscosidade do Óleo Subsaturado	$\mu_o$	Pa.s
Sanjari e Nematis's	Compressibilidade do Gás	$Z$	-
Lee	Viscosidade do Gás	$\mu_g$	Pa.s
McCain	Massa Específica da Água	$\rho_w$	kg/m <sup>3</sup>
	Razão de Solubilidade Gás-Água	$R_{sw}$	$sm^3/sm^3$
	Fator Volume-Formação da Água	$B_w$	$m^3std/m^3$
	Viscosidade da Água	$\mu_w$	Pa.s

Fonte: Autores (2021)

A Figura 2 apresenta a estrutura lógica computacional da sequência de cálculo realizada pelo programa para calcular as propriedades PVT em uma dada pressão e temperatura de cada seção da malha computacional de escoamento.

Para cada seção  $i$ , tem-se como variáveis de alimentação do algoritmo a caracterização PVT do fluido, que consiste no grau API ( $^{\circ}API$ ); densidade relativa do gás ( $d_g$ ); razão gás-líquido ( $RGL$ ); teor de água e sedimentos ( $BSW$ , do inglês Basic Sediment Water); e salinidade ( $S$ ); a pressão ( $P$ ) e a temperatura ( $T$ ). Inicialmente realiza-se o cálculo da pressão de bolha ( $P_B$ ) e verifica-se a condição de saturação. Caso tenha-se uma condição de fluido saturado, procede-se com o cálculo das propriedades da fase gás. Caso contrário, segue para a verificação da existência da fase aquosa, a qual é identificada quando o  $BSW$  é maior que zero. Nesta condição, calcula-se as propriedades da fase água. Por fim, realiza-se o cálculo das propriedades da fase óleo de modo a obter-se todas as propriedades PVT requeridas nos cálculos de pressão e temperatura.

Figura 2 – Procedimento de cálculo das propriedades PVT dos fluidos de petróleo



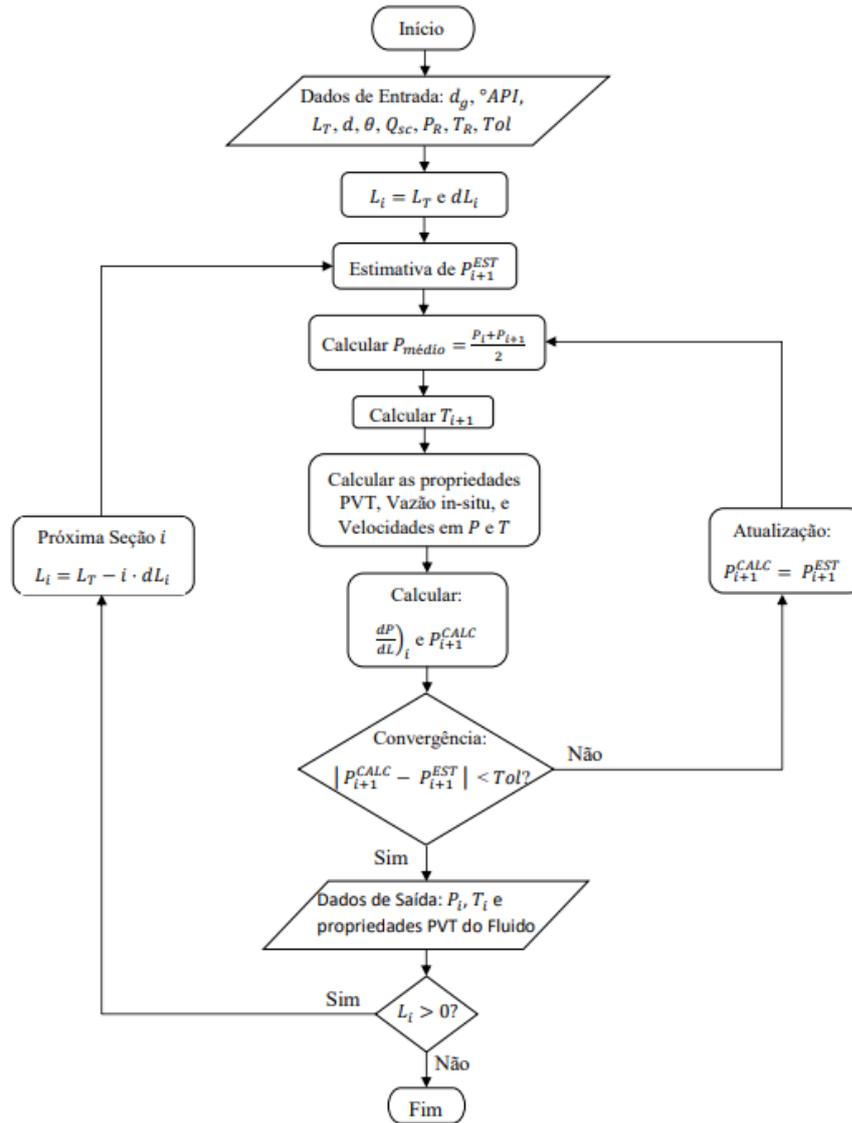
Fonte: Autores (2021).

## Gradientes de Temperatura e Pressão

Os cálculos da temperatura ( $T$ ) e pressão ( $P$ ) em cada seção  $i$  da malha de escoamento estão intrinsecamente relacionados pela dependência das propriedades PVT de  $PT$ , o que ocasiona um procedimento de cálculo iterativo na pressão. A temperatura da seção é calculada a partir da equação da energia térmica, dada pela Equação (14). Enquanto a pressão é calculada a partir dos gradientes de pressão por fricção, gravitacional e aceleração usando a EGPC para escoamento monofásico, Equação (16), e a expressão final para o gradiente de pressão da

correlação de Beggs e Brill, usando a Equação (26). Os valores de  $PT$  em cada seção  $i$  são agrupados para construir os perfis de temperatura e pressão em função da posição na tubulação do sistema. Portanto, aplicou-se o método da pressão média para obter os valores de  $PT$ , bem como as propriedades PVT das fases existentes, conforme apresentado na Figura 3.

Figura 3 – Procedimento de cálculo do perfil termo-hidráulico de fluidos de petróleo escoando em uma tubulação.



Fonte: Autores (2021).

A caracterização do sistema é demonstrado através do fluxograma referente a Figura 3. Para cada seção  $i$ , tem-se como variáveis de alimentação do algoritmo para caracterização do perfil termo-hidraulico do fluido, o grau API ( $^{\circ}API$ ); densidade relativa do gás ( $d_g$ ); diâmetro da tubulação ( $d$ ); ângulo de inclinação em relação à horizontal ( $\theta$ ); vazão volumétrica de líquido na condição de superfície ( $Q_{sc}$ ); tolerância ( $Tol$ ) referente a convergência do método

da pressão média; a pressão ( $P_R$ ) e a temperatura ( $T_R$ ) na seção da condição de contorno, neste estudo no fundo do poço. Com a alimentação feita e a malha referente ao comprimento do tubo discretizada, faz-se uma estimativa da pressão na próxima seção. Através disto, o algoritmo fará o cálculo da pressão média calculando, assim, a temperatura da próxima seção e as propriedades PVT do fluido, as vazões e velocidades *in-situ* na pressão e temperatura na seção  $i$ . Em seguida, os cálculos referentes as perdas de carga serão feitos encontrando uma nova pressão calculada para o ponto em análise.

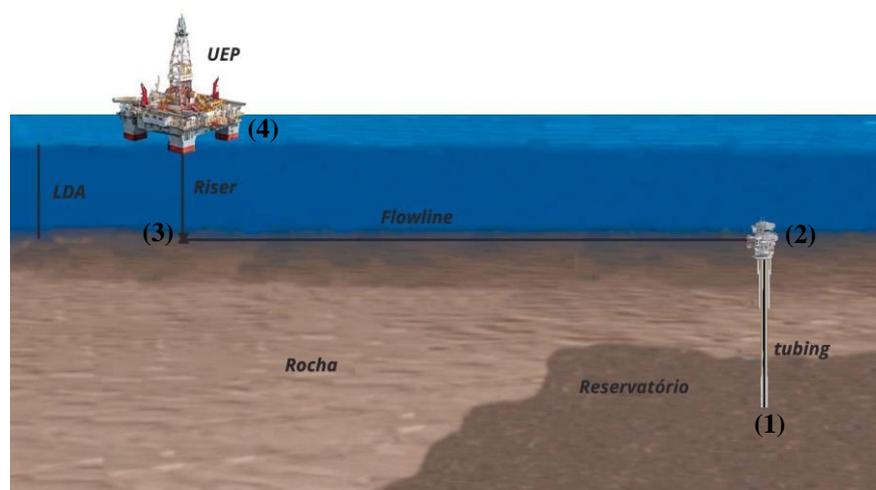
No código foi adotada uma tolerância de 1%. Se a diferença entre a pressão calculada e a pressão estimada for maior que  $Tol$ , a nova pressão estimada será a pressão calculada, resultando em um looping até que a diferença entre as pressões seja menor que a tolerância, partindo para a próxima seção. Por último, quando a análise for feita para todas as seções  $dL_i$  conhecidas, se terá como dados de saída o perfis de pressão e temperatura do fluido, assim como, as propriedades PVT do fluido em cada seção analisada.

A metodologia descrita nesta seção foi aplicada ao estudo de caso apresentado a seguir de modo a obter-se os resultados que serão mostrados posteriormente.

## ESTUDO DE CASO

O estudo de caso apresentado nesta seção almeja ilustrar um cenário *offshore* de produção de petróleo com longas linhas submarinas de escoamento, análogo ao que ocorre em arranjos submarinos do tipo de *tie-back*, em que o reservatório e a Árvore de Natal Molhada (ANM) instalada na cabeça do poço estão distantes da UEP, conforme mostra a Figura 4. O percurso total dos fluidos de petróleo desde a zona produtora até a UEP é de 18,7 km.

Figura 4 – Esquema do SMPP considerado no estudo de caso.



Fonte: Autores (2021).

A caracterização do SMPP ilustrado na Figura 4 e analisado no presente estudo de caso compreende os dados da geometria do sistema, a descrição dos fluidos e as variáveis operacionais da análise do escoamento.

A Tabela 2 apresenta a descrição da geometria do SMPP a partir da definição das linhas de escoamento em relação ao diâmetro hidráulico ( $d_h$ ), comprimento ( $L$ ), ângulo de inclinação em relação à horizontal ( $\theta$ ), rugosidade absoluta ( $\varepsilon$ ) e o coeficiente de troca térmica ( $CTT$ ). Com base na Figura 3, analisando o escoamento dos fluidos de petróleo desde o fundo do poço (1) até a UEP (4), as linhas de escoamento equivalem a tubulação que compreende a coluna de produção (no inglês, *tubing*) no interior do poço, a tubulação disposta sobre o leito marinho (no inglês, *flowline*) e a tubulação vertical que conecta o final da *flowline* (3) e a UEP, denominada de *riser*.

Tabela 2 – Descrição da geometria do SMPP.

Linha de Escoamento	$d_h$ [m]	$L$ [m]	$\theta$ [°]	$\varepsilon$ [m]	$CTT$ [W/(kg · K)]
<i>Tubing</i>	0,1524	2500,0	90	$1 \cdot 10^{-6}$	10000,0
<i>Flowline</i>	0,1524	15000,0	0	$1 \cdot 10^{-6}$	2000,0
<i>Riser</i>	0,1524	1200,0	90	$1 \cdot 10^{-6}$	2000,0

Fonte: Elaborado pelos autores (2021)

A caracterização PVT *black-oil* dos fluidos de petróleo considerada neste estudo são descritas na Tabela 3. Os dados dos fluidos são: grau API ( $^\circ API$ ); densidade relativa do gás ( $d_g$ ); razão gás-líquido ( $RGL$ ); teor de água e sedimentos ( $BSW$ , do inglês Basic Sediment Water); e salinidade da água produzida. Os valores desses dados foram atribuídos pelos autores deste trabalho com base na literatura (MARQUES, 2016).

Tabela 3 – Caracterização PVT black-oil do fluido de petróleo.

Propriedade	$^\circ API$ [-]	$d_g$ [-]	$RGL$ [ $sm^3/sm^3$ ]	$BSW$ [%]	$S$ [%]
Valor	30	0,745	190	10	10

Fonte: Elaborado pelos autores (2021)

A capacidade calorífica a pressão constante foi considerada constante para as fases água, óleo e gás com os seguintes valores: 1,0 kcal/kg·K; 0,410 kcal/kg·K e 0,527 kcal/kg·K, respectivamente. De maneira análoga, as tensões superficiais óleo-gás e água-gás foram adotadas iguais a: 40,0 dyn/cm e 4,8 dyn/cm . Esses valores foram adotados de acordo com Al-

Safran & Brill (2017), visto que essas propriedades variam dentro uma estreita faixa com pressão e temperatura.

O perfil de temperatura do ambiente em torno das linhas de escoamento foi construído a partir da interpolação linear dos nós de temperatura em relação a profundidade vertical do sistema. Desta forma, os seguintes pares de temperatura versus comprimento vertical foram considerados: 298,15 K na UEP (0 m); 277,15 K na profundidade do leito marinho (1200 m) e 353,15 K na profundidade da rocha reservatório (3700 m).

A condição de contorno do problema foi adotada no reservatório a partir das definições de pressão ( $P_R$ ) e temperatura ( $T_R$ ) do fluido na condição estática do reservatório e vazão total de líquido resultante na superfície ( $Q_S$ ). Visto que o problema foi resolvido em uma abordagem numérica explícita, adotou-se um comprimento de malha unidimensional  $\Delta L$ . Neste sentido, a simulação do perfil termo-hidráulico resultante do escoamento do fluido de petróleo no SMPP foi realizada considerando as variáveis operacionais apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Variáveis operacionais utilizadas na simulação do perfil termo-hidráulico.

Variável	$P_R$ [bar]	$T_R$ [K]	$Q_S$ [ $sm^3/d$ ]	$\Delta L$ [m]
Valor	324,0	353,16	2592,0	25

Fonte: Elaborado pelos autores (2021)

Para a criação dos resultados mostrados na seção seguinte foram utilizadas 748 seções de análise, considerando o  $\Delta L$  de 25m. A partir da configuração detalhada do SMPP, utilizou-se a ferramenta computacional descrita anteriormente para a determinação do perfil termo-hidráulico do escoamento dos fluidos de petróleo em regime estacionário de produção. Além disso, realizou-se uma análise das principais variáveis termofluidodinâmicas envolvidas no escoamento de um ponto de vista físico-matemático, conforme apresentado na próxima seção.

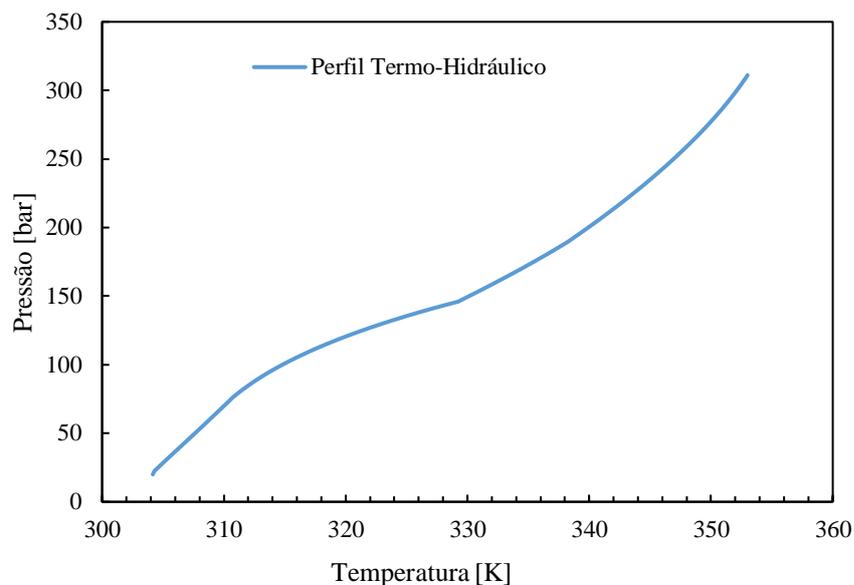
## RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados referentes ao escoamento dos fluidos de petróleo no SMPP para o estudo de caso aplicado apresentado anteriormente são descritos nesta seção de modo a realizar-se uma análise termofluidodinâmica do escoamento. Neste sentido, apresenta-se inicialmente o perfil termo-hidráulico do fluido, seguido pelos perfis de temperatura e pressão ao longo das linhas de escoamento, assim como variáveis características do escoamento multifásico, tais como os gradientes de pressão, fração de vazios e as velocidades das fases. Por fim, o comportamento

da massa específica e da viscosidade para as fases existentes no sistema são mostrados em função da pressão do fluido em cada seção de escoamento.

A Figura 5 apresenta o perfil termo-hidráulico dos fluidos de petróleo ao longo do escoamento no SMPP. Analisando o perfil Termo-Hidráulico, a partir da condição inicial de pressão e temperatura ( $PT$ ) no fundo do poço (frente da zona produtora do reservatório), 311 bar e 353,15 K, respectivamente, verifica-se um decréscimo em  $PT$  devido a energia de pressão desprendida pelos fluidos (óleo, água e gás) a medida que ocorre a elevação no poço e o escoamento ao longo das linhas submarinas (*flowline e riser*) até a UEP. Quanto a troca térmica dos fluidos durante o escoamento com o ambiente externo, geotérmico ao longo da elevação no poço e água do mar enquanto escoando nas linhas de coleta submarinas. Na condição da UEP, verifica-se a condição de 20 bar e 304,3 K.

Figura 5 – Perfil Termo-Hidráulico dos fluidos ao longo do escoamento.



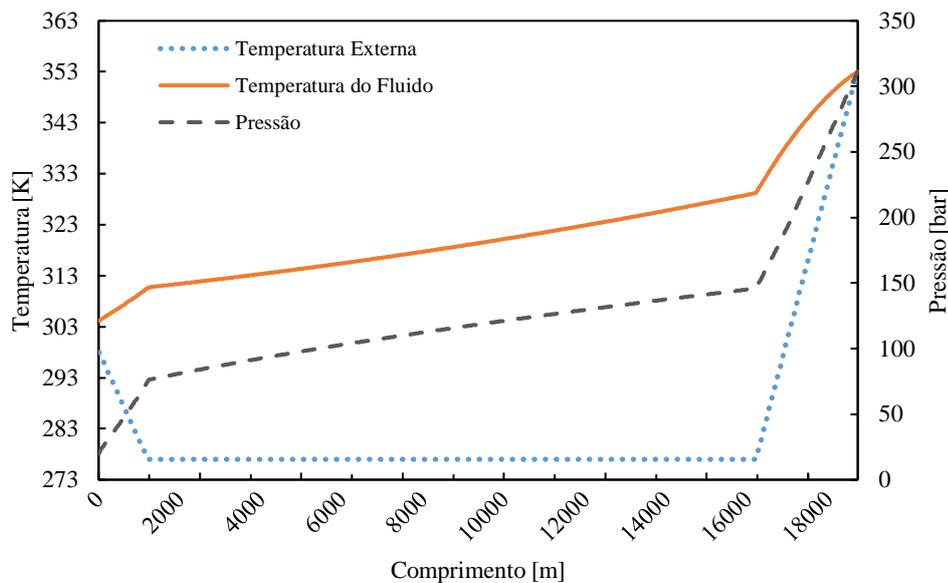
Fonte: Autores (2021)

Os perfis de temperatura dos fluidos, temperatura do ambiente externo à tubulação e pressão dos fluidos em relação ao comprimento das linhas de escoamento são mostrados na Figura 6. Destaca-se que a temperatura dos fluidos ao longo do SMPP impacta significativamente o comportamento da produção de petróleo e gás natural, pois possui uma forte influencia nas propriedades PVT, as quais afetam diretamente o comportamento do perfil de pressão.

Na Figura 6 verifica-se, também, que a temperatura do fluido decresce durante o escoamento na coluna de produção até alcançar a ANM à 329,4 K, pois há uma grande variação

do gradiente térmico entre o fluido escoando na coluna de produção e as formações geológicas. A temperatura da água do mar no leito marinho permanece constante, em 277,15 K. Em todo o trecho da *flowline*, a temperatura do fluido apresenta uma variação linear da temperatura do fluido, visto que nas linhas de coleta utilizou-se um CTT de 2 kW/m·K, o que caracteriza um maior isolamento térmico em relação a coluna de produção (10 kW/m·K). Além disso, ressalta-se que no trecho horizontal há influência do termo da aceleração da gravidade na equação da energia térmica, o que contribui, também, para um menor gradiente térmico. O gradiente térmico do fluido apresentou-se no intervalo de 0,04 – 0,02 K/m. Na base do riser, ao final do trecho da *flowline* o fluido encontra-se a 310,8 K. No início do trecho do *riser*, verifica-se uma mudança de inclinação no perfil de temperatura o que está relacionado a uma mudança de gradiente térmico de 0,02 para 0,14 K/m. Esta mudança está atrelada ao efeito gravitacional.

Figura 6 – Perfis de temperatura do fluido, temperatura externa a tubulação e pressão do fluido em relação ao comprimento da tubulação.

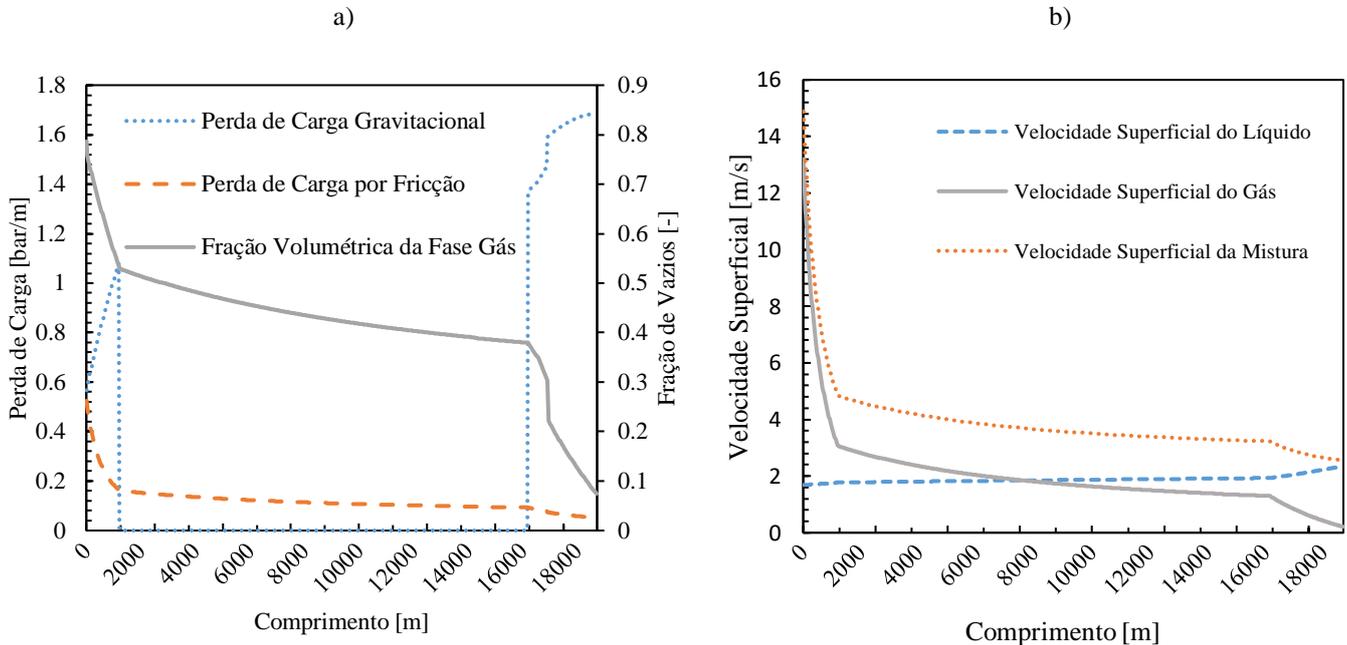


Fonte: Autores (2021)

A Figura 7 mostra os perfis de gradiente de pressão gravitacional e por fricção, bem como o comportamento da fração volumétrica da fase gás (Fração de Vazios) juntamente com o perfil de pressão, todos em relação aos trechos de escoamento. Na Figura 7a, verifica-se a influência do gradiente de pressão gravitacional sob a perda de carga nos trechos de escoamento vertical no SMPP. Na elevação tem-se um gradiente de pressão gravitacional variando de 1,68 a 1,36 bar/m, enquanto no escoamento no riser, o mesmo variou de 1,07 a 0,56 bar/m. A variação deste gradiente está diretamente associada a fração volumétrica do gás, a qual aumenta à medida que a pressão do fluido decresce, conforme mostrado também na Figura 7a,

devido a liberação dos componentes leves da fase óleo e, conseqüentemente, reduz a massa específica da mistura, como será apresentado na Figura 8a. Por outro lado, o gradiente de pressão por fricção aumenta ao longo do escoamento, pois a maior quantidade de gás no sistema contribui para elevar a velocidade da mistura, como mostra a Figura 7b. Neste estudo, o gradiente de pressão por fricção variou de 0,05 a 0,09 bar/m no trecho do poço, ao final da *flowline* verificou-se 0,16 bar/m e no trecho do riser, onde ocorre um aumento mais significativo da fração de vazios devido a despressurização do fluido e expansão da fase gasosa, registou-se 0,52 bar/m na chegada a UEP.

Figura 7 – (a) Perda de carga gravitacional, por fricção e fração de vazios e (b) velocidades superficiais das fases óleo, água, gás e da mistura, ambos em relação ao comprimento da tubulação.



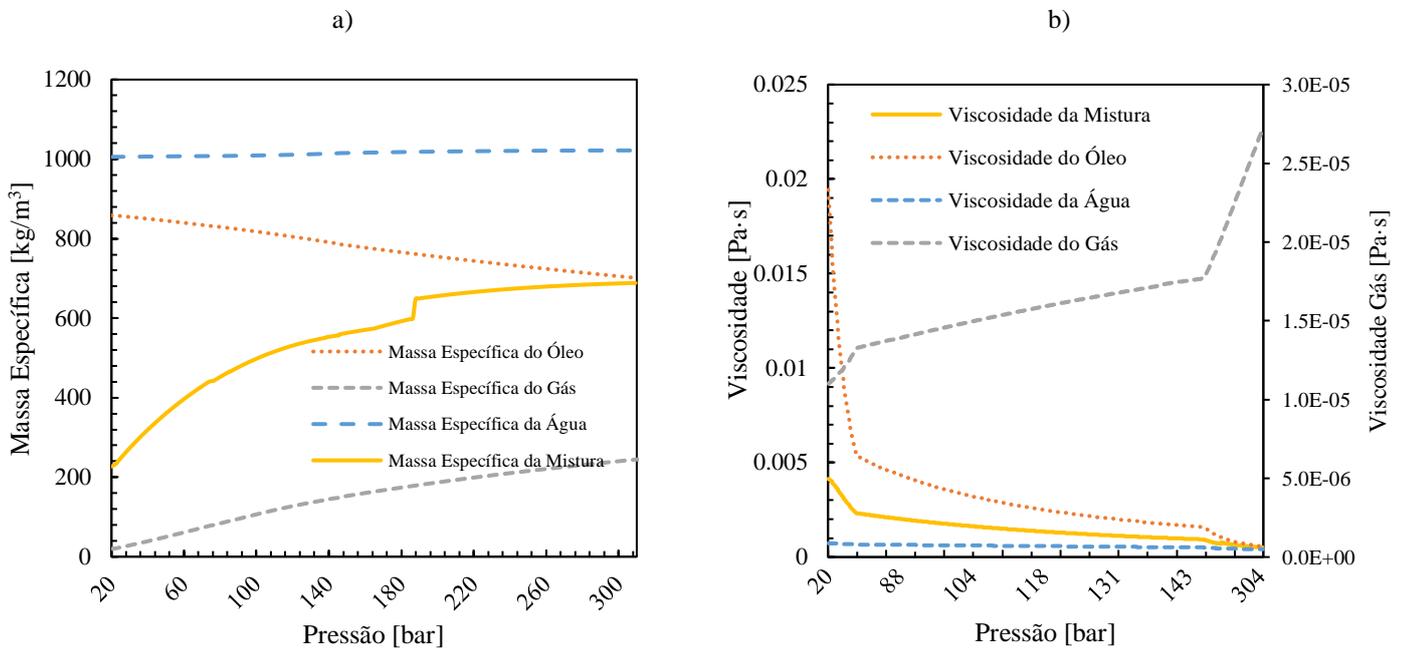
Fonte: Autores (2021)

Na Figura 7b verifica-se que o aumento da velocidade da mistura está associado ao aumento da velocidade do gás a medida que o fluido aproxima-se da UEP (0 m). A velocidade do líquido apresenta uma pequena variação decrescente ao longo do escoamento, variando de 2,35 – 1,69 m/s.

A Figura 8 apresenta o comportamento da massa específica (a) e da viscosidade (b) das fases óleo, água e gás, bem como da mistura ao longo do escoamento no SMPP. Essas propriedades PVT são relevante de serem analisadas, pois apresentam influência direta nos perfis de pressão e temperatura do fluido. A massa específica do óleo aumenta devido a liberação de componentes leves para formar a fase gasosa, enquanto a massa específica do gás decresce devido a despressurização do mesmo ao longo do escoamento em direção à UEP, conforme

mostrado na Figura 8a. A fase aquosa apresenta pequenas alterações na massa específica, variando de 1021 kg/m<sup>3</sup> na condição inicial no fundo do poço a 1005,7 kg/m<sup>3</sup> na condição da UEP. As massas específicas das fases ponderadas pelas suas respectivas frações volumétricas resulta na massa específica da mistura, a qual apresenta um comportamento de redução desde o fundo do poço até a UEP. Este comportamento explica-se pelos baixos valores de massa específica do gás juntamente com o aumento significativo da fração de vazios. Desta forma, a massa específica da mistura variou de 688 kg/m<sup>3</sup> com 7,4% de saturação no fluido a 202 kg/m<sup>3</sup> com saturação de 78,6%.

Figura 8 – (a) Massas específicas e (b) viscosidades dos fluidos de petróleo em função da pressão ao longo do escoamento no SMPP.



Fonte: Autores (2021)

Na Figura 8b verifica-se que as viscosidade das fases e da mistura apresentam comportamento físico análogo a massa específica. Para esta propriedade verificou-se uma variação da viscosidade da fase gás condizente com o decréscimo de pressão do fluido ao longo do escoamento. Neste caso, a viscosidade do óleo é a responsável por elevar a viscosidade da mistura, pois com a liberação dos componente leve de solução torna-se uma fase mais concentrada em hidrocarbonetos mais pesados e de cadeias maiores o que contribui também para o aumento do gradiente de pressão por fricção.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma ferramenta computacional, em *software* Matlab, para o escoamento multifásico de fluidos de petróleo. Conforme os resultados apresentados para o estudo de caso aplicado, a ferramenta mostrou-se capaz de realizar uma análise numérica do comportamento termofluidodinâmico do escoamento multifásico de fluidos de petróleo em SMPP condizente com a físico-matemática do problema proposto.

A partir da análise termofluidodinâmica, verifica-se que a equação da energia térmica mostrou-se satisfatória para modelar o perfil de temperatura, assim como a correlação do Beggs e Brill apresentou-se adequada para o cálculo do *holdup*, descrição das variáveis do escoamento gás-líquido e, conseqüentemente, a simulação do perfil de pressão. As correlações PVT *black-oil* mostraram-se consistentes para o cálculo das propriedades das fases existentes de modo alimentar adequadamente os cálculos dos gradientes térmicos e de pressão. No entanto, o acréscimo de um módulo PVT composicional baseado em equações de estado permitirá um aprimoramento da ferramenta e uma modelagem mais precisa das propriedades PVT dos fluidos de petróleo, principalmente para aplicações envolvendo óleos voláteis. Por fim, quanto a metodologia de resolução numérica, o método da pressão média, mostrou-se robusto e estável durante as simulações.

Por fim, ressalta-se que o presente estudo foi desenvolvido durante a disciplina de Métodos de Elevação no curso de graduação em Engenharia de Petróleo da UDESC. O desenvolvimento da ferramenta computacional e sua posterior aplicação em um estudo de caso considerando um cenário atual de produção de petróleo no Brasil, mostrou-se de grande valia do ponto de vista didático-pedagógico e da experiência proporcionada aos discentes envolvidos.

## REFERÊNCIAS

AHMED, T. **EQUATIONS OF STATE AND PVT ANALYSIS**. 2 nd. Gulf Professional Publishing. 2016.

AL-SAFRAN, E. M., BRILL, J. P. **APPLIED MULTIPHASE FLOW IN PIPES AND FLOW ASSURANCE: OIL AND GAS PRODUCTION**. SPE Textbook Series. 2017.

ANDREOLLI, Ivanildo. **INTRODUÇÃO À ELEVAÇÃO E ESCOAMENTO MONOFÁSICO E MULTIFÁSICO DE PETRÓLEO**. Rio de Janeiro: Interciência, 2016.

BACHER, L. C. **TIEBACK TIME**. Offshore Technology. 2007. Disponível em: <https://www.offshore-technology.com/features/feature1033>

**BAHADORI, ALIREZA. FLUID PHASE BEHAVIOR FOR CONVENTIONAL AND UNCONVENTIONAL OIL AND GAS RESERVOIRS.** 1 st Edition. Elsevier. 2017.

**BENTHER, Arnaldo Duarte. ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DAS CURVAS DE PRESSÃO REQUERIDA NA PRODUÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO.** 2014. 136 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

**BIRD, R. B., STEWART, W. E., LIGHTFOOT, E. N. TRANSPORT PHENOMENA.** Wiley; 3ª Edição. 2007.

**BISPO, Felipe Jonathan da Silva. ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA SUBMARINO SUBSEA TO SHORE ASSOCIADO AOS CAMPOS DO PRÉ-SAL.** 2016. 107 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

**MARQUES, Kalil Aburdene. ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE MODELOS SIMPLIFICADOS E SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL PARA A PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS.** 2016. 108 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro,, Rio de Janeiro, 2016.

**MATTOS, Bruno Vilachã de; LUSTOSA, Jéssica Carvalho Lima. AVALIAÇÃO DE GARANTIA DE ESCOAMENTO EM SISTEMAS SUBSEA TO SHORE.** 2017. 58 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2017.

**NASCIMENTO, Júlio César Santos. SIMULADOR DE ESCOAMENTO MULTIFÁSICO EM POÇOS DE PETRÓLEO (SEMPP).** 2013. 134 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2013.

**SANDLER, S. I. CHEMICAL, BIOCHEMICAL, AND ENGINEERING THERMODYNAMICS.** John Wiley & Sons; 4ª Edição. 2006.

**SHOHAM, O. MECHANISTIC MODELING OF GAS-LIQUID TWO-PHASE FLOW IN PIPES,** University of Tulsa, 2006.

**STAPE, P. ANÁLISE E PROPOSTA DE CORRELAÇÕES PARA A PREVISÃO DE PROPRIEDADES PVT.** [s.l: s.n.].

**VILLELA, MARCOS JOSÉ REI. ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DA TEMPERATURA EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO: COMPARAÇÃO ENTRE COMPLETAÇÃO SECA E MOLHADA.** Rio de Janeiro, 2004. 152p.