

# ANÁLISE DO PERFIL DE PRESSÃO NO ESCOAMENTO DE PETRÓLEO EM UM SMPP COM VÁLVULA CHOKE OU GÁS-LIFT

João Victor Correia Lopes<sup>1</sup>  
Franciani Goedert,<sup>2</sup>  
Keldrin Lima Bianchini<sup>3</sup>  
Monaliza Schlindewein Viganó<sup>4</sup>  
Antonio Marinho Barbosa Neto<sup>5</sup>

## RESUMO

A exploração e produção de petróleo em águas ultra-profundas vêm crescendo nos últimos anos no Brasil. Nesse cenário, o escoamento de fluidos de petróleo exigem um controle rigoroso da produção devido a possibilidades de problemas de integridade dos equipamentos ou de garantia de escoamento ao longo dos Sistemas Marítimos de Produção (SMPP). Neste sentido, o objetivo deste trabalho é apresentar uma análise do perfil de pressão no escoamento de fluidos de petróleo em SMPP considerando dois cenários: atuação da válvula *choke* (VC) e operação com gás-*lift* contínuo (GL). Para isso, foi desenvolvida uma ferramenta computacional para modelagem e simulação do escoamento monofásico/multifásico de fluidos de petróleo considerando troca térmica e usando correlações PVT *black-oil*. Para o primeiro cenário, a VC localizada na superfície apresentou maior eficácia quando comparada com a atuação da VC na cabeça do poço, pois esta reduz a vazão de óleo produzido na superfície. No segundo cenário, a inserção do GL no sistema de produção promoveu uma alteração sobre o perfil de pressão de maneira a reduzir a energia desprendida pelo fluido durante o escoamento. Portanto, tanto a VC como o GL interferem no perfil de pressão no escoamento de fluidos de petróleo.

**Palavras-chave:** Escoamento multifásico, Válvula *Choke*, Gás-*Lift*, Perfil de Pressão.

## 1. INTRODUÇÃO

Os fluidos contido no reservatório escoam até a Unidade Estacionária de Produção (UEP) através da elevação no poço e escoamento pelas tubulações submarinas. Em um cenário de elevação natural o reservatório apresenta pressão suficiente para este deslocamento. No entanto, caso o poço seja não-surgente, métodos de elevação artificial são implementados para suplementar a energia do fluido e permitir o escoamento até a UEP. (RIZZO FILHO, 2011).

---

<sup>1</sup>Graduando do Curso de Engenharia de petróleo da Fundação Universidade do estado de Santa Catarina - UDESC - SC, [joaovictorcorreialopes@gmail.com](mailto:joaovictorcorreialopes@gmail.com)

<sup>2</sup>Graduanda do Curso de Engenharia de petróleo da Fundação Universidade do estado de Santa Catarina - UDESC - SC, [franciani\\_goedert@hotmail.com](mailto:franciani_goedert@hotmail.com)

<sup>3</sup>Graduando do Curso de Engenharia de petróleo da Fundação Universidade do estado de Santa Catarina - UDESC - SC, [keldrin.l.b@gmail.com](mailto:keldrin.l.b@gmail.com)

<sup>4</sup>Graduanda do Curso de Engenharia de petróleo da Fundação Universidade do estado de Santa Catarina - UDESC - SC, [monaliza\\_v@hotmail.com](mailto:monaliza_v@hotmail.com)

<sup>5</sup>Professor orientador: Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, [antonio.marinho@udesc.br](mailto:antonio.marinho@udesc.br)

O Brasil é pioneiro na exploração e produção de petróleo e gás natural em águas ultra-profundas, com lâmina d'águas maiores que 2500 m. Neste sentido, destaca-se a produção atual dos campos *offshores*, responsável por 93,7% da produção nacional (ANP, 2021). No entanto, a exploração de óleo e gás nesse cenário é desafiadora do ponto de vista tecnológico e operacional, exigindo assim um controle mais rigoroso dos parâmetros de produção, tais como temperatura, pressão e vazão de modo a viabilizar o escoamento desde o reservatório até a UEP.

No início da vida produtiva de campo de petróleo, a pressão do reservatório é elevada, acarretando em altos valores de pressão no fundo do poço. No entanto, o escoamento de fluidos em altas vazões iniciais pode prejudicar o desempenho futuro do reservatório, bem como ocasionar problemas de garantia de escoamento no SMPP. Com o intuito de limitar o fluxo de produção de hidrocarbonetos e controlar a pressão ao longo do SMPP, assim protegendo os equipamentos *subsea* e de superfície, a válvula *choke* é instalada no sistema (GUO ET AL., 2007). Seu princípio de funcionamento consiste em reduzir o diâmetro da tubulação. Já o desempenho de operação e controle da válvula dependem do seu dimensionamento e da posição do estrangulamento na linha de produção (GHARAIBAH & ZHANG, 2015). O posicionamento da válvula deve levar em consideração o perfil de pressão da produção e os possíveis riscos de garantia de escoamento, como formação de hidratos (AL-SAFRAN & BRILL, 2017).

Por outro lado, a medida que ocorre a produção de hidrocarbonetos do reservatório, a pressão disponível no fundo do poço pode não ser suficiente para vencer as perdas de cargas ao longo do escoamento na vazão desejada. Neste caso, um método de elevação artificial é introduzido no sistema de modo a promover energia aos fluidos produzidos (RIZZO FILHO, 2011). O gás-*lift* contínuo (GL) é amplamente utilizado em SMPP por ser versátil em termos de vazão e profundidade de instalação, apresentar custos relativamente baixo e ser favorável em poços que produzem fluidos com alto teor de areia e alta razão gás-líquido (RGL) (SOUZA, 2010). Este método consiste na injeção contínua de uma vazão de gás pressurizado em uma determinada posição da coluna de produção (RIZZO FILHO, 2011). Ressalta-se que a injeção de muito ou pouco gás pode não potencializar a produção, por exemplo, grandes volumes de gás injetados no poço podem afetar o processo de separação futura. Também é importante salientar que existe um ponto de RGL econômico, a partir do qual a diferença de pressão no sistema começa a aumentar devido a redução da pressão hidrostática compensada pelo aumento do gradiente pressão por fricção (ANDREOLLI, 2016).

Diante deste contexto, o objetivo deste trabalho é apresentar uma análise do perfil pressão no escoamento de fluidos de petróleo em SMPP para dois cenários distintos. O primeiro

cenário investigando a atuação de uma válvula *choke* e, por seguinte, um segundo cenário operando com um gás-*lift* contínuo.

## 2. METODOLOGIA

De modo a alcançar o objetivo proposto nesse estudo, uma ferramenta computacional para modelagem e simulação do escoamento de fluidos de petróleo foi desenvolvida em *software* Matlab. O algoritmo computacional consiste na implementação de correlações PVT *black-oil*, equação da energia térmica e na equação geral da perda de carga para escoamento monofásico e multifásico, conforme descrito em detalhes por Heyde et al. (2021). Através deste algoritmo tornou-se possível obter o perfil de pressão dos fluidos escoando em tubulações, bem como realizar uma análise da atuação da válvula *choke* e do gás-*lift* contínuo.

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. 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.

As propriedades PVT são determinadas a partir das correlações PVT *black-oil* apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Correlações *black-oil* que compõem o módulo PVT (AHMED, 2016).

Correlação	PVT Propriedades	Sigla
Al-Marhoun	Razão de Solubilidade Gás-Óleo	$R_S$
	Pressão de Bolha	$P_b$
	Fator Volume-Formação do Óleo	$B_o$
	Compressibilidade Isotérmica	$C_o$
Beggs e Robinson	Viscosidade do Óleo Morto	$\mu_{od}$
Sanjari e Nematis's	Fator de Compressibilidade do Gás	$Z$
Lee	Viscosidade do Gás	$\mu_G$
McCain	Massa Específica da Água	$\rho_w$
	Razão de Solubilidade Gás-Água	$R_{sw}$
	Fator Volume Formação da Água	$B_w$
	Viscosidade da Água	$\mu_w$

Fonte: Autores (2021)

Essas correlações são aplicadas para os cálculos das propriedades termofísicas das fases óleo, água e gás. Todas as propriedades são calculadas de modo a atender a condição de fluido

saturado e subsaturado de acordo com Ahmed (2016). 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 as propriedades da mistura, utiliza-se a fração volumétrica do gás para ponderar entre gás e líquido.

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 (1):

$$T(L) = \text{Exp} \left( -\frac{TEC}{\rho \cdot q \cdot cp} \cdot L \right) (T_{\infty} - \rho \cdot q \cdot g \cdot \sin \theta - T_0) - T_{\infty} + \rho \cdot q \cdot g \cdot \sin \theta \quad (1)$$

enquanto a pressão é calculada a partir dos gradientes de pressão por fricção, gravitacional e aceleração usando a EGPC para escoamento monofásico, Equação (2), e a expressão final para o gradiente de pressão da correlação de Beggs e Brill, usando a Equação (3).

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

$$-\left( \frac{dP}{dL} \right)_{Total_{TP}} = \frac{-\left( \frac{dP}{dL} \right)_{F_{TP}} - \left( \frac{dP}{dL} \right)_{G_{TP}}}{1 - E_k} \quad (3)$$

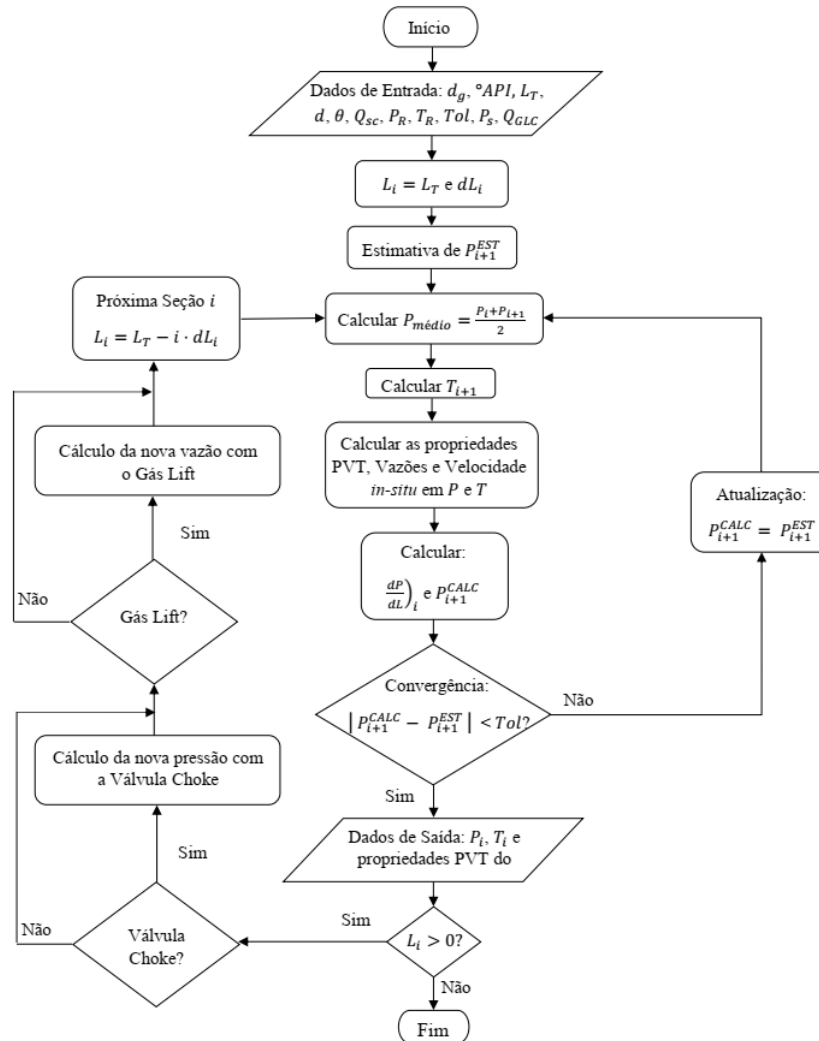
O desenvolvimento das Equações (1) – (3) é apresentando em maiores detalhes no trabalho de Heyde et al. (2021), publicado neste mesmo congresso.

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 1.

A caracterização do sistema é demonstrado através do fluxograma referente a Figura 1. Para cada seção  $i$ , tem-se como variáveis de alimentação do algoritmo 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.

Figura 1 – Algoritmo de análise hidráulica do escoamento de fluidos de petróleo em SMPP.



Fonte: Autores (2021).

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. Através disso, se houver a presença de Válvula *Choke* na seção, calcula-se uma nova pressão a partir da interferência causada pela válvula ou/e se existir a injeção de gás-lift contínuo, a intervenção é na vazão total de gás *in-situ* devido à injeção de gás ocorrida na seção. Por último, quando a análise for feita para todas as seções  $dL_i$

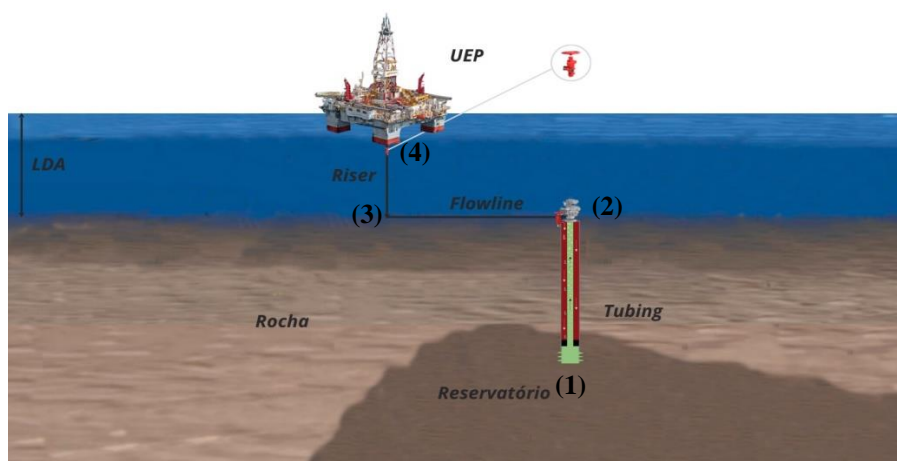
conhecidas, tem-se como dados de saída o perfis de pressão e temperatura do fluido, assim como, as propriedades PVT do fluido em cada seção analisada.

### 3. ESTUDO DE CASO

O estudo de caso apresentado nesta seção almeja ilustrar um cenário *offshore* de produção de petróleo em águas profundas a partir de duas condições operacionais distintas. Primeiro, considera-se que o poço produtor é surgente e com alta pressão de fundo, então investiga-se a influência no escoamento da instalação de uma válvula *choke* na superfície ou na Árvore de Natal Molhada (ANM) de modo a atender a condição de pressão do separador primário no *topside*. Em um segundo cenário, busca-se avaliar a interferência de um sistema de gás-lift contínuo na produção do poço e no comportamento termo-hidráulico do escoamento.

A Figura 2 apresenta o esquema do SMPP considerado neste estudo para realizar a análise hidráulica do escoamento de fluidos de petróleo.

Figura 2– Esquema do SMPP considerado no estudo de caso.



Fonte: Autores (2021).

As linhas de escoamento desde o fundo do poço até a UEP são compostas pela coluna de produção (*tubing*), *flowline* e *riser*. A caracterização do SMPP ilustrado na Figura 2 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 ( $\epsilon$ ) 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	$d_h [m]$	$L [m]$	$\theta [^\circ]$	$\varepsilon [m]$	$CTT [W / (kg \cdot K)]$
<i>Tubing</i>	0,1524	3300,0	90	$1 \cdot 10^{-6}$	10000,0
<i>Flowline</i>	0,1524	3000,0	0	$1 \cdot 10^{-6}$	2000,0
<i>Riser</i>	0,1524	2700,0	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 (*S*) 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	$^\circ API [-]$	$d_g [-]$	<i>RGL</i> [ $sm^3 / sm^3$ ]	<i>BSW</i> [%]	<i>S</i> [%]
<b>Valor</b>	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 (2700 m) e 353,15 K na profundidade da rocha reservatório (6000 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 perfis de temperatura e pressão resultante dos dois cenários de escoamento dos fluidos de petróleo no SMPP foi realizada considerando as variáveis operacionais apresentadas na Tabela 4. O Cenário 1 considera a atuação da válvula *choke* ( $\Delta P_{VC}$ ), enquanto no Cenário 2 avalia-se a injeção de 1 sMm<sup>3</sup>/d de gás-*lift* contínuo ( $Q_{GLC}$ ), considerando o gás de injeção análogo ao gás associado ao petróleo.

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

Variável	$P_R$ [bar]	$T_R$ [K]	$Q_S$ [sm <sup>3</sup> /d]	$\Delta L$ [m]	$\Delta P_{VC}$	$Q_{GLC}$ [sMm <sup>3</sup> /d]
<b>Cenário 1</b>	600,0	353,16	5000,0	25,0	SIM	0,0
<b>Cenário 2</b>	400,0	353,16	2500,0	25,0	NÃO	1,0

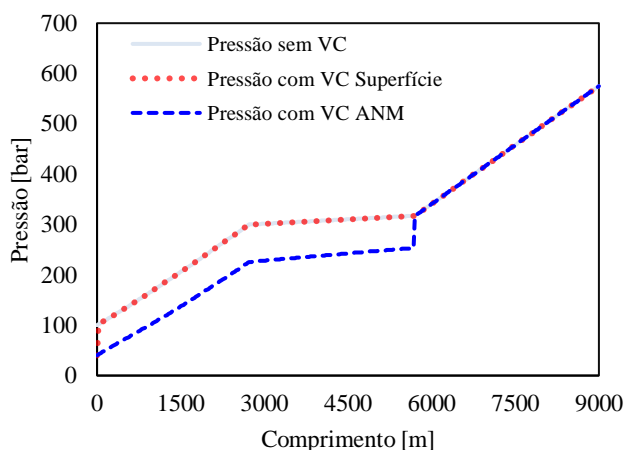
Fonte: Elaborado pelos autores (2021)

Para a criação dos resultados mostrados na seção seguinte foram utilizadas 360 seções de análise, considerando o  $\Delta L$  de 25m.

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Inicialmente apresenta-se os resultados obtidos para o Cenário 1. A Figura 3 apresenta a influência da atuação da Válvula *Choke* (VC) quando utilizada na superfície (20 m) ou na ANM (5700 m) sobre o perfil de pressão do fluido ao longo do escoamento no SMPP.

Figura 3 – Análise da válvula *chokeno* perfil de pressão ao longo do escoamento.



Fonte: Os autores (2021).

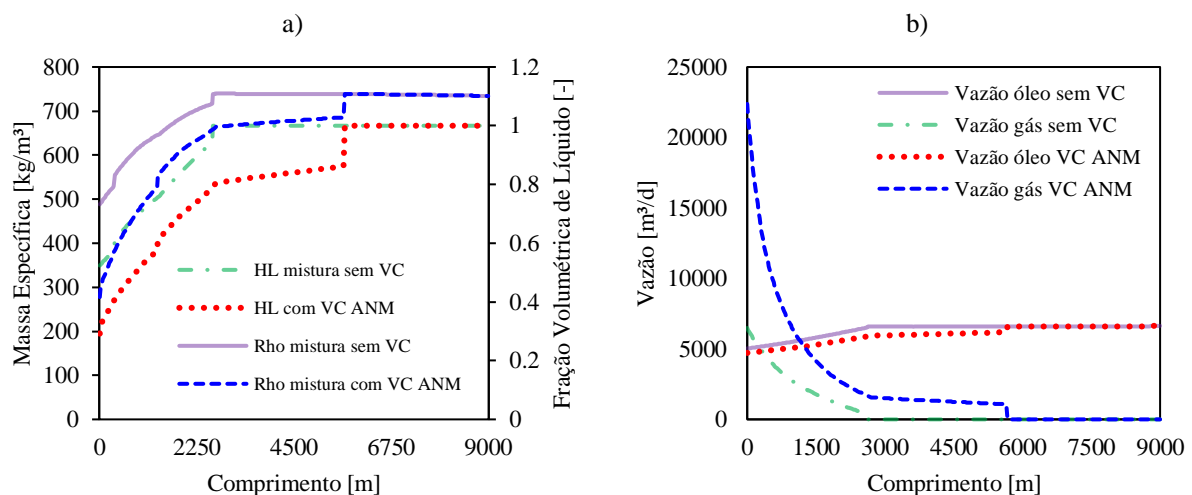
Neste estudo, a VC é utilizada para ajustar a pressão de chegada dos fluidos na UEP a pressão de operação do separador primário (40 bar). Para o escoamento de petróleo no SMPP



sem atuação da VC verifica-se uma pressão de chegada na UEP de 100,1 bar. Então, ao acionar a VC de superfície ocorre uma perda de carga localizada de 60,10 bar para uma restrição de fluxo na válvula de 60,03%. Por outro lado, ao analisar o acionamento da VC na ANM, verifica-se uma perda de carga localizada de 63,89 bar com 20,10% de restrição na válvula. No entanto, a atuação da VC na ANM promove alterações significativas no perfil de pressão devido ao comportamento das propriedades PVT e das variáveis de escoamento.

A Figura 4 mostra o comportamento da massa específica da mistura e das vazões dos fluidos de petróleo em relação a utilização da VC no SMPP. Os resultados explicitam os efeitos causados pela alteração mostrada anteriormente no perfil de pressão. Para a atuação da VC na ANM verifica-se, com base na Figura 4a, que a montante da válvula o escoamento é monofásico com fração volumétrica de líquido igual a unidade, enquanto a jusante da válvula o sistema encontra-se bifásico com a presença da fase gasosa formada pelo gás que saiu de solução do óleo. A presença do gás é observada, também, no comportamento da massa específica da mistura, a qual apresenta uma redução a jusante da VC. Em relação a vazão in-situ de produção mostrada na Figura 4b, verifica-se que a vazão de óleo é reduzida em 320,85  $\text{m}^3/\text{d}$ , enquanto a vazão de gás sofre um aumento de 15.889,80  $\text{m}^3/\text{d}$ .

Figura 4 – Análise da influência da atuação da VC no SMPP sobre (a) Massa específica da mistura e (b) vazão dos fluidos produzidos

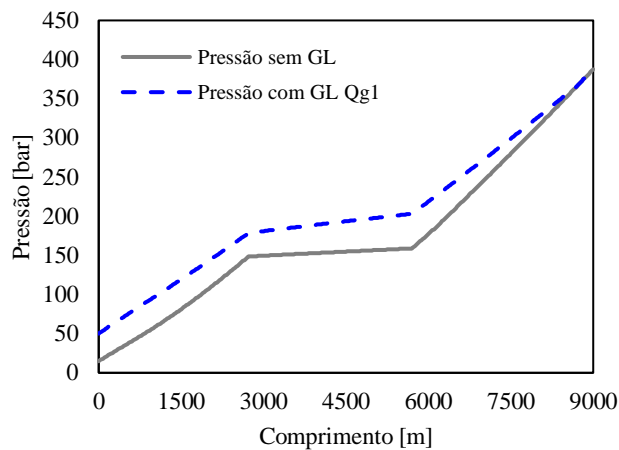


Fonte: Os autores (2021).

No Cenário 2 de produção no SMPP foi investigado a influência do gás-lift contínuo sobre o perfil de pressão ao longo do escoamento. A Figura 5 apresenta o comportamento do perfil de pressão do escoamento de fluidos de petróleo no SMPP com e sem a operação de gás-lift (GL) no poço produtor em análise. A posição da válvula GL operadora é de 8700 m.

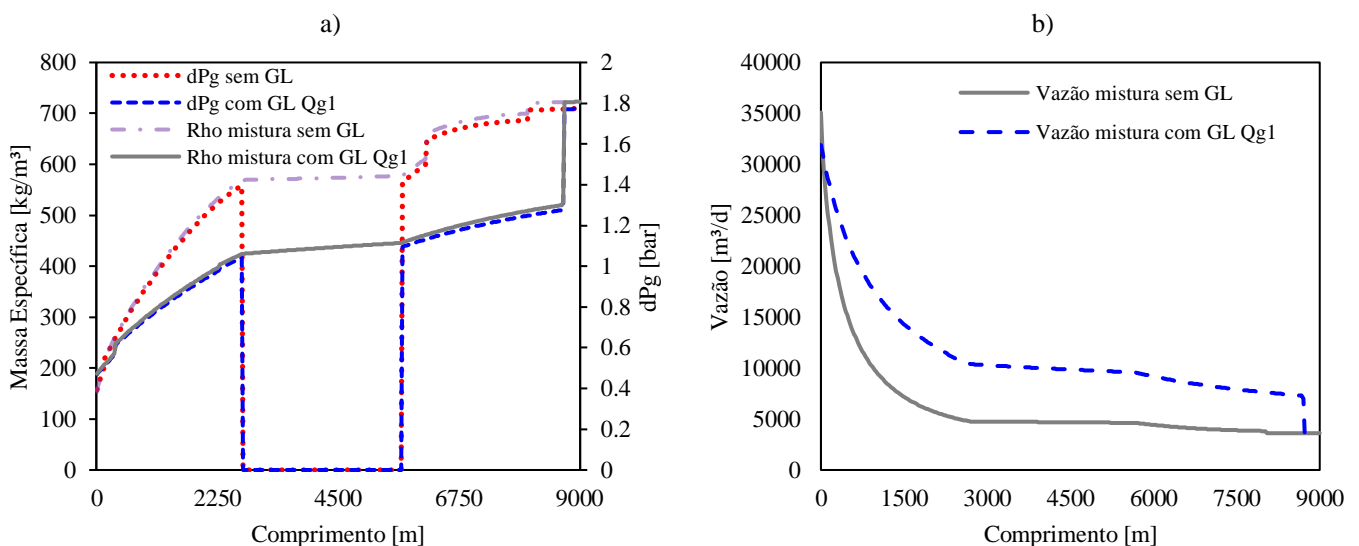
Analisando os perfis de pressão na Figura 5 verifica-se que a atuação do GL no sistema promove uma redução na perda de carga ao longo do escoamento. Pois, os fluidos na chegada da UEP registraram uma pressão de 14,76 bar e 50,01 bar para as operações sem e com GL, respectivamente. Fisicamente, o deslocamento ascendente do perfil de pressão quando se considera o GL ocorre devido à redução da massa específica da mistura com a injeção de gás no petróleo, como mostra a Figura 6a. Conseqüentemente, o gradiente de pressão gravitacional é reduzido nos trechos de escoamento vertical ou inclinado, conforme também é apresentado na Figura 6a. Ressalta-se ainda, que essa redução foi maior que o aumento ocasionado no gradiente de pressão por fricção relacionado ao aumento da velocidade da mistura com o acréscimo de gás na coluna de produção. Este aumento de velocidade da mistura é apresentado em termos de vazão na Figura 6b.

Figura 5– Perfis de pressão do escoamento de fluidos no SMPP com e sem gás-lift contínuo



Fonte: Os autores (2021).

Figura 6 – Análise da influência do GL na (a) vazão e (b) massa específica dos fluidos no SMPP



Fonte: Os autores (2021).

Por outro lado, sabe-se que em um poço surgente como considerado neste estudo, a energia remanescente contida no fluido em uma operação de produção com GL pode ser utilizada para o aumento de vazão.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Utilizando uma ferramenta computacional desenvolvida em Matlab para a simulação do escoamento monofásico/multifásico não-isotérmico de fluidos de petróleo, o presente estudo apresenta a análise do perfil de pressão e das variáveis relacionadas ao escoamento de fluidos de petróleo em um SMPP a partir de dois cenários distintos.

No primeiro cenário, verificou-se que a atuação de uma válvula *choke* na superfície, para ajustar a pressão de entrada dos fluidos no separador, é mais benéfica ao comportamento fluidodinâmico do escoamento, visto que ao atuar a VC na ANM, reduz-se a vazão de óleo produzido na UEP, o que é indesejável devido ao valor agregado a este produto. Ressalta-se que a modelagem de atuação da VC na pressão do fluido durante o escoamento foi realizada de maneira simplificada neste estudo, apenas almejando uma análise macro das variáveis. No segundo cenário, averigou-se que o método de elevação artificial gás-lift contínuo promove uma alteração sobre o perfil de pressão de maneira a reduzir a energia desprendida pelo fluido durante o escoamento. Conseqüentemente, verificou-se que variáveis termofluidodinâmica do escoamento sofreram alterações condizentes com a físico-matemática do problema. Neste sentido, destaca-se a importância de avaliar a influência da vazão de injeção do GL, bem como a posição de injeção na coluna de produção.

Portanto, o presente estudo mostra que a ferramenta computacional apresentada é capaz de simular o comportamento termofluidodinâmico de um escoamento de fluidos de petróleo em um SMPP com a presença de válvula *choke* ou gás-lift. Por fim, destaca-se que este estudo foi desenvolvido durante a disciplina de Métodos de Elevação no curso de graduação em Engenharia de Petróleo da UDESC.

## REFERÊNCIAS

AHMED, T. **EQUATIONS OF STATE AND PVT ANALYSIS**. 2nd. 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, I. INTRODUÇÃO À ELEVAÇÃO E ESCOAMENTO MONOFÁSICO E MULTIFÁSICO DE PETRÓLEO.** Rio de Janeiro: Interciência, 2016.

**ANP. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO CRESCE 5,5% EM 2020.** Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2021. Disponível em: <[https://www.gov.br/anp/pt-br/canais\\_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/producao-de-petroleo-cresce-5-5-em-2020#:~:text=A%20produ%C3%A7%C3%A3o%20nacional%20em%20dezembro,frente%20a%20dezembro%20de%202019](https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/producao-de-petroleo-cresce-5-5-em-2020#:~:text=A%20produ%C3%A7%C3%A3o%20nacional%20em%20dezembro,frente%20a%20dezembro%20de%202019)> Acesso em: 25, abril de 2021.

**GHARAIBAH, E. e ZHANG, Y. ASPECTOS DE GARANTIA DE FLUXO E OTIMIZAÇÃO DA VÁLVULA DE ESTRANGULAMENTO SUBMARINA - GERENCIAMENTO DE AREIA E EROSIÃO.** In: OTC Brasil, Rio de Janeiro, 2015. doi: <https://doi.org/10.4043/26250-MS>

**GUO, B. ET AL. PETROLEUM PRODUCTION ENGINEERING: A Computer-Assisted Approach.** Burlington: Gulf Professional Pub, 2007.

**HEYDE, H. H. ET AL. ANÁLISE TERMOFLUIDODINÂMICA DE ESCOAMENTO DE FLUIDOS DE PETRÓLEO EM SMPP.** In: IV Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2021.

**MARQUES, K. A.. ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE MODELOS SIMPLIFICADOS E SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL PARA A PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS.** 2016. 108 f. TCC (Graduação) UFRJ. Rio de Janeiro, 2016.

**RIZZO FILHO, H. S. A OTIMIZAÇÃO DE GÁS LIFT NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO: AVALIAÇÃO DA CURVA DE PERFORMANCE DO POÇO.** 2011. 89 f. Dissertação (Mestrado), UFRJ, Rio de Janeiro, 2011.

**SOUZA, J. N. M. MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE ESCOAMENTO MULTIFÁSICO EM DUTOS DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL,** p. 265, 2010.