



Dimensionamento de um vaso separador trifásico horizontal para uma FPSO no pré-sal da Bacia de Santos: aplicação de um modelo semiempírico
Sizing of a horizontal three-phase separator vessel for an FPSO in the pre-salt of the Santos Basin: application of a semi-empirical model

Adrielle Ferreira Alves¹, Andrea Komesu^{2,*}

¹ Aluna de graduação do Bacharelado Interdisciplinar em Ciência e Tecnologia do Mar, Universidade Federal de São Paulo – UNIFESP, campus Baixada Santista, SP, Brasil

² Professora do Instituto do Mar, Universidade Federal de São Paulo – UNIFESP, campus Baixada Santista, SP, Brasil

*Autor para correspondência, E-mail: andrea.komesu@unifesp.br

Received: 24 March 2025 | Accepted: 2 April 2025 | Published online: 15 April 2025

Resumo: Com o avanço das tecnologias de exploração dos campos do pré-sal e a crescente demanda por derivados de petróleo, as etapas de processamento e refino do óleo têm se tornado cada vez mais relevantes. O petróleo é normalmente encontrado como uma mistura oleosa heterogênea, exigindo processos de separação e refino para a obtenção de subprodutos de alto valor econômico. No processamento primário, os vasos separadores desempenham um papel fundamental na separação das fases da carga de entrada, podendo ser classificados de acordo com sua posição (vertical ou horizontal) e o número de fases separadas (bifásico ou trifásico). A configuração do vaso é determinada com base nas características da carga a ser processada. Neste contexto, este trabalho teve como objetivo a implementação de um modelo semiempírico para o dimensionamento de um vaso separador trifásico horizontal em uma FPSO localizada no pré-sal da Bacia de Santos. Após a revisão bibliográfica, foi adotado o modelo de dimensionamento proposto por Stewart e Arnold (2008), no qual as dimensões do vaso (diâmetro e comprimento) estão diretamente relacionadas às condições operacionais e às propriedades físico-químicas dos fluidos. Assim, qualquer alteração nesses parâmetros pode impactar significativamente a geometria estimada do equipamento. Os resultados obtidos a partir do modelo permitiram determinar dimensões próximas aos valores reais. Destaca-se que o correto dimensionamento desse equipamento é essencial para garantir a eficiência na separação das fases do fluido e o adequado enquadramento da carga para os processos subsequentes. Por fim, dada a aplicabilidade do modelo e a relevância do tema, o uso de algoritmos para automatizar os cálculos, aliado ao dimensionamento dos bocais (entrada e saída) e dos tampos elípticos, bem como à definição dos dispositivos internos, contribuiria para aumentar a precisão dos resultados e oferecer maior flexibilidade na simulação de diferentes geometrias.

Palavras-chave: dimensionamento; vaso separador trifásico; FPSO; pré-sal; modelo semiempírico.

Abstract: With the advancement of exploration technologies in pre-salt fields and the increasing demand for petroleum derivatives, oil processing and refining stages have become increasingly relevant. Crude oil is typically found as a heterogeneous oily mixture, requiring separation and refining processes to obtain high-value-added byproducts. In primary processing, separator vessels play a crucial role in phase separation of the inlet stream and can be classified according to their orientation (vertical or horizontal) and the number of separated phases (two-phase or three-phase). The choice of configuration depends on the characteristics of the feed stream to be processed. In this context, this study aimed to implement a semi-empirical model for sizing a horizontal three-phase separator vessel in an FPSO located in the pre-salt of the Santos Basin. After a literature review, the sizing model (diameter and length) proposed by Stewart and Arnold (2008) was adopted. In this model, the vessel dimensions are directly related to operational conditions and the physicochemical properties of the fluids. Consequently, any changes in these parameters can significantly impact the estimated geometry of the equipment. The results obtained using this model allowed for the determination of dimensions close to actual values. It is noteworthy that the correct sizing of this equipment is essential to ensure the efficiency of fluid phase separation and the proper classification

of the feed for subsequent processes. Finally, given the applicability of the model and the relevance of the topic, the use of algorithms to automate calculations—along with the sizing of nozzles (inlet and outlet) and elliptical heads, as well as the definition of internal devices—would contribute to increasing the accuracy of results and providing greater flexibility in simulating different geometries.

Keywords: sizing; three-phase separator vessel; FPSO; pre-salt; semi-empirical model.

1 Introdução

Com o advento de novas tecnologias de exploração dos campos do pré-sal e a crescente demanda por derivados de petróleo, as etapas de processamento e refino do óleo tem adquirido extrema relevância. Atualmente, são produzidos no pré-sal em torno de 2,03 milhões de barris de óleo equivalente por dia e a expectativa é que essa produção ultrapasse 3,2 milhões até o final de 2026 (Petrobras, 2022).

No decorrer dos anos foram utilizadas na produção offshore uma ampla variedade de plataformas com o intuito de atender o volume de reservas, a área de atuação e a produção planejada. As unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência, denominadas FPSO's (*Floating Production Storage and Offloading*), tem se destacado dentre as demais unidades flutuantes, em decorrência de sua capacidade de armazenamento, maior flexibilidade logística e a possibilidade de produzir através de múltiplos poços (Martins, 2017).

O petróleo é comumente encontrado como uma mistura oleosa heterogênea, que requer processos de separação e refino até que sejam obtidos subprodutos com elevado valor econômico (Freitas et al., 2007). A etapa inicial compreende a separação da corrente, sendo que a mesma ocorre na planta de processamento primário, por meio de equipamentos que objetivam separar as fases e adequá-las as condições exigidas pelos processos subsequentes (Madeiro, 2016). Nesse âmbito, os vasos separadores promovem a segregação das fases presentes na carga de entrada e podem ser classificados em relação a posição (vertical ou horizontal) e ao número de fases a serem obtidas (bifásico ou trifásico) (Anjos, 2015).

Em virtude das características da carga tratada, um tipo de separador é o mais adequado. Separadores verticais são indicados para elevadas razões gás/líquido (G/L), quando se deseja um maior controle do nível da fase líquida ou ainda visando a redução do espaço ocupado na planta de operação (Andrade, 2014). Os separadores horizontais, por sua vez, são indicados para altas vazões de líquido (permitem maior superfície de contato entre os fluidos, propiciando assim a separação das fases) ou quando há presença de espuma, todavia necessitam de uma maior área disponível para instalação (Freitas et al., 2007).

De um modo geral, os separadores são constituídos de seções de separação primária, secundária, aglutinação e coleta de líquidos, além dos mecanismos de controle necessários (Andrade, 2014). Podem ainda ser equipados com dispositivos internos visando a otimização do processo de separação, tais como defletores de entrada e extratores de névoa (Marcelo e Nascimento, 2021).

Diante da relevância dos vasos separadores na indústria de petróleo, no tocante ao processamento e tratamento primário dos fluidos produzidos, o dimensionamento adequado é imprescindível para a eficiência da separação, enquadramento das fases às especificações operacionais e viabilidade econômica do processo (Madeiro, 2016).

Nesse âmbito, o presente trabalho visa a implementação de um modelo semiempírico no dimensionamento de um vaso separador horizontal trifásico de uma FPSO localizada no pré-sal da Bacia de Santos.

1.1 Vasos separadores

Os vasos separadores são equipamentos essenciais na separação dos principais componentes da corrente extraída dos poços, sendo projetados em formatos cilíndricos verticais, horizontais ou esféricos, conforme as condições operacionais das plataformas offshore (Martins, 2017). Em alguns casos, são utilizados em conjunto com trocadores de calor para favorecer a quebra da emulsão e aumentar a taxa de coalescência do óleo (Campos, 2019). Além disso, a adição de produtos químicos, como antiespumantes e desemulsificantes, pode otimizar a separação das fases ao minimizar a formação de espuma, evitando a redução da área útil dentro do vaso (Thomas, 2001).

Um vaso separador é composto por quatro seções principais: a seção de separação primária, onde o fluido passa por defletores ou difusores que induzem a precipitação do líquido para o fundo do vaso; a seção de acumulação de líquido, responsável pela remoção de bolhas de gás remanescentes, com tempo de retenção entre três e quatro minutos; a seção de separação secundária, que elimina gotículas menores de líquido carregadas pelo gás; e a seção aglutinadora, onde gotículas remanescentes são capturadas em meios

porosos e recuperadas, auxiliadas por extratores de névoa (Thomas, 2001). Um esquema com as seções principais e componentes dos separadores é apresentado na Figura 1.

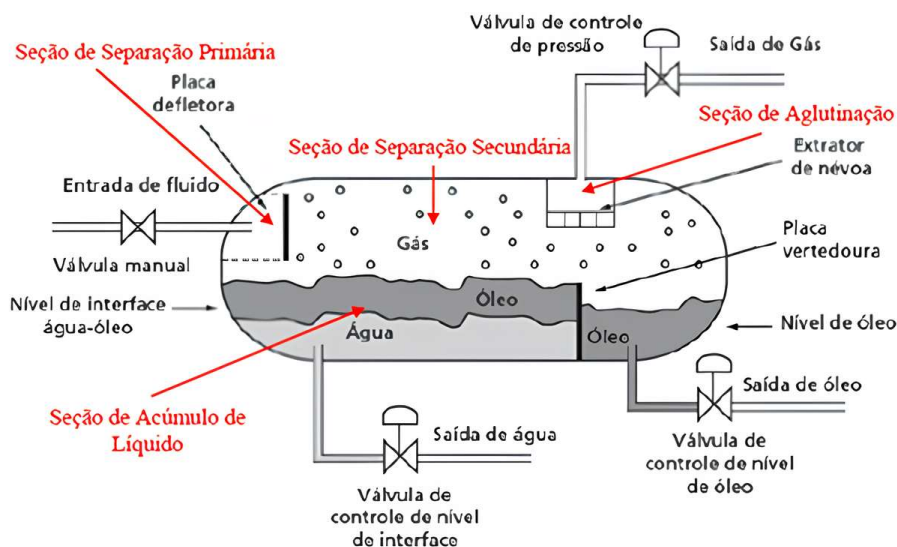


Figura 1. Principais seções e componentes de um vaso separador horizontal trifásico. Fonte: Adaptado de Petrobras (2007).

Os separadores verticais comumente são empregados quando a razão gás/líquido (G/L) é elevada ou há baixa vazão total de gases (Madeiro, 2016). Nessa configuração de vaso, na entrada ocorre o choque dos fluidos com a placa defletora. O líquido separado pelo defletor de entrada desce para a base do vaso. Já o gás se desloca para cima, normalmente por meio de um extrator de névoa para retirar a névoa ainda suspensa. Na sequência, o gás segregado sai pela parte superior. O líquido removido por meio do extrator de névoa une-se em gotículas maiores e decantam para a parte inferior do vaso. Andrade (2014) ressalta que nesse tipo de vaso, o nível de líquido pode variar em alguns centímetros sem alterar a eficiência operacional. Além de demandarem menor área para instalação, nos modelos verticais é mais fácil a remoção de sólidos que se encontram depositados no fundo do vaso (Freitas et al., 2007). Contudo, a sua altura é um limitante para o seu emprego *offshore*, uma vez que dificulta as operações em função da limitação de espaço e do acesso a dispositivos de controle na parte superior (Andrade, 2014).

Os separadores horizontais são utilizados em sistemas com grandes volumes de fluido, presença significativa de espuma ou alta concentração de gás dissolvido. Sua principal vantagem é a ampla área de interface entre as fases gás-líquido, o que facilita a decantação das gotículas de óleo na fase gasosa e melhora a remoção do gás aprisionado, tornando o processo de separação mais eficiente (Andrade, 2014). Os separadores horizontais comumente são mais eficientes que os verticais (Petrobras, 2007). Todavia, possuem capacidade inferior de absorver elevadas alterações de fluxo (golfadas), requerem maior espaço para instalação e a remoção de sólidos depositados no fundo é mais complexa que no modelo vertical (Thomas, 2001).

Os vasos separadores também podem ser bifásicos ou trifásicos. O separador bifásico tem o intuito de segregar as fases líquidas (óleo ou óleo + água) e gasosa (gás seco ou saturado de vapor d'água). Os separadores trifásicos possuem configuração semelhante aos bifásicos, sendo compostos com os mesmos tipos de dispositivos internos (Freitas et al., 2007). Todavia, diferenciam-se do último pelo aparecimento de água na seção de acumulação, implicando a adição de mais uma saída, bem como um sistema de controle de interface óleo/água (Santana e Machado, 2015). Thomas (2001) descreve que após emulsão de água e óleo sofrer a decantação, uma camada de água parcialmente limpa surgirá no fundo, sendo a mesma comumente denominada água livre. O autor complementa ainda que sobre esta camada apresenta-se uma camada de emulsão óleo/água e acima desta uma camada de óleo relativamente limpo.

A Figura 1 elucida esquematicamente um separador trifásico. É utilizado um condutor de líquido com o intuito de não desestabilizar a interface óleo/água e um condutor de gás, ou chaminé, para igualar a pressão de gás entre a seção de coleta de líquido (localizada na parte inferior) e a seção superior de decantação. Sob a interface óleo/água é instalado um espalhador na saída do condutor de líquidos, desse modo, o óleo se eleva a partir desse ponto e a água desce pelo espalhador, sendo que, qualquer gotícula de óleo que por ventura seja arrastada na fase aquosa irá ascender em contracorrente com o fluxo de água (Thomas, 2001).

Os extratores de água livre (*Free Water Knock Out* ou simplesmente FWKO), são vasos separadores trifásicos comumente usados quando a quantidade de gás separado é pequena, em relação ao volume de óleo e água na entrada e não são adequados para promover a quebra da emulsão (Martins, 2017). Ele opera de modo análogo a um separador trifásico, mantendo o controle de variáveis como pressão, temperatura e nível da interfase óleo/água, bem como o tempo de residência necessário para garantir que as fases óleo/gás/água sejam tratadas nos sistemas subsequentes (Júnior, 2011).

1.2 Principais problemas operacionais

Embora a separação de fluidos seja um processo relativamente simples, diversos problemas operacionais podem surgir, influenciando diretamente o dimensionamento e a escolha do tipo de vaso separador (bifásico ou trifásico), bem como sua geometria (Petrobras, 2007). Entre os principais desafios operacionais, destacam-se a formação de espuma, a deposição de parafina, a presença de areia e sedimentos, as emulsões e o arraste de líquido. Thomas (2001) e Petrobras (2007) destacam:

- Espuma: pode surgir devido a impurezas no petróleo e à queda de pressão durante o escoamento, reduzindo a área de passagem do gás, dificultando o controle de nível e aumentando o arraste de líquido na saída de gás. Para minimizar seus efeitos, podem ser utilizados aquecimento, adição de antiespumantes ou componentes internos específicos.
- Deposição de parafina: ocorre quando a temperatura do fluido é inferior ao ponto de formação de cristais, levando à obstrução de dispositivos internos e linhas de transferência. Para mitigar esse problema, recomenda-se o uso de solventes de limpeza, extratores alternativos e controle de temperatura.
- Areia e sedimentos: provenientes do reservatório, podem causar erosão em válvulas, obstrução de elementos internos e acúmulo no fundo do separador. Em separadores verticais, sua remoção é mais simples, mas pode exigir a interrupção temporária da operação.
- Emulsões: comprometem a eficiência do separador ao dificultar o controle de nível e reduzir o tempo de retenção efetivo, sendo minimizadas com o uso de calor ou produtos químicos, geralmente aplicados na fase de tratamento do óleo.
- Arraste: ocorre quando o nível dentro do separador se eleva além do previsto, muitas vezes devido a uma vazão superior à projetada ou ao desgaste de componentes internos, exigindo ajustes operacionais para evitar prejuízos ao desempenho do sistema.

1.3 Dimensionamento do vaso separador

O dimensionamento de um vaso separador de petróleo, em suma, envolve a especificação de seu diâmetro e comprimento, mas também considera parâmetros como tempo de residência, velocidade de escoamento e eficiência de separação. Esses fatores são determinados por meio de modelos baseados nos dados de produção dos fluidos em campo e nas condições operacionais. Modelos matemáticos e empíricos para o dimensionamento de vasos separadores podem ser encontrados nos trabalhos de Monnery e Svrcek (1993), Stewart e Arnold (2008), Capela (2010), dentre outros.

Ghaffarkhah et al. (2017) dimensionaram um vaso separador trifásico aplicando CFD. Após analisar os resultados obtidos com os modelos de dimensionamento propostos por Monnery e Svrcek (1994) e por Stewart e Arnold (2008), concluíram que o modelo de Stewart e Arnold (2008) apresentou maior eficiência nas estimativas.

Martins (2017) realizou o estudo do desempenho de um separador trifásico devido aos efeitos dos movimentos de uma FPSO sob ação de ondas do mar com auxílio dos softwares Multisurf e WAMIT empregando o modelo semiempírico de Stewart e Arnold (2008) para dimensionar o vaso separador objeto de estudo.

Dalcuche (2019) desenvolveu uma metodologia para o dimensionamento de separadores horizontais gravitacionais de água, óleo e gás e realizou uma comparação com os modelos disponíveis. As metodologias de Stewart e Arnold (2008) e Capela (2010) apresentaram boa concordância com os resultados experimentais.

Ahmed et al. (2020) realizaram um estudo comparativo entre projetos de separadores trifásicos utilizando diversos modelos para dimensionamento de vasos. O modelo de Monnery e Svrcek (1994) se mostrou menos preciso por serem utilizadas tabelas e iterações manuais.

Desse modo, em decorrência dos resultados reportados na literatura, optou-se por empregar nesse trabalho o modelo semiempírico de Stewart e Arnold (2008) para o dimensionamento do vaso separador horizontal trifásico.

1.4 Modelo de Stewart e Arnold

Para o dimensionamento de um vaso separador é imprescindível a compreensão do estado em que os fluidos se encontram, bem como a ação das forças e princípios físicos que irão reger o processo (Stewart e Arnold, 2008). Segundo Martins (2017), o tipo de separação que irá governar a segregação das fases óleo/água/gás, seja ela líquido/líquido (L/L) ou gás/líquido (G/L), provém de diversos fatores, dentre eles: composição da corrente de entrada (° API, BSW); eficiência de separação requerida; potencial de manipulação do gás e do líquido; mecanismos preponderantes na separação (L/L ou G/L) que regem a separação óleo/água/gás.

No processo de separação L/L são identificados os seguintes mecanismos de separação: força da gravidade (efeito da decantação) e choque entre partículas (efeito de coalescência). Estes mecanismos atuam de forma consecutiva, primeiro ocorre a decantação das gotículas da fase dispersa em direção à interface formada pelas fases já separadas e, posteriormente, a coalescência das gotículas decantadas que atingiram a interface (Martins, 2017).

Toda separação L/L pode utilizar o mecanismo da decantação, coalescência ou de outros. Entretanto, a predominância de cada mecanismo na separação líquido/líquido é função da concentração da fase dispersa na corrente de alimentação do processo. Caso a concentração da fase dispersa seja inferior aos 5% em volume, o mecanismo predominante é a decantação, caso contrário predomina a coalescência (Martins, 2017).

Madeiro (2016) discorre que a separação entre as fases líquida e gasosa ocorre quando a força da gravidade que atua sobre as gotículas de líquido supera a força de arrasto exercida pelo gás em ascensão. Esse arrasto é causado pelo movimento ascendente do gás, que exerce uma resistência sobre a gotícula líquida, reduzindo sua velocidade de sedimentação. Quando a gravidade predomina, a gotícula atinge sua velocidade terminal e decanta. O balanço de forças nesse processo é representado na Figura 2.

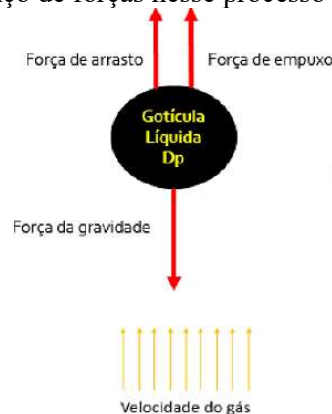


Figura 2. Forças atuantes sobre uma gotícula líquido na corrente gasosa. Fonte: Madeiro (2016).

Pode-se descrever matematicamente as forças atuantes sobre a gotícula. Desse modo, o cálculo da velocidade terminal, tanto de ascensão (quando ocorre a elevação das partículas leves de um líquido) como de decantação, obtém-se de um balanço de forças entre a força de arrasto (F_D) e a força de flutuação (F_B) (Martins, 2017). A força de arrasto é determinada pela Eq. (1):

$$F_D = C_D A_d \rho \left(\frac{V_t^2}{2g} \right) \quad (1)$$

sendo F_D a força de arrasto (N), C_D o coeficiente de arrasto da gotícula (adimensional), A_d a área transversal da gotícula (m^2), ρ a densidade da fase contínua (kg/m^3), V_t a velocidade terminal da gotícula (m/s) e g a aceleração da gravidade (m/s^2).

A força de flutuação (Princípio de Arquimedes) pode ser descrita pela Eq. (2):

$$F_B = V_p \rho g \quad (2)$$

sendo F_B a força de flutuação (N), V_p o volume da gotícula (m^3), ρ a densidade da fase contínua (kg/m^3) e g a aceleração da gravidade (m/s^2).

Considerando que as partículas sejam esféricas, através das Eq. (3) e (4) se obtém, respectivamente, a massa e a área transversal da partícula:

$$m = \frac{\rho \pi D^3}{6} \quad (3)$$

$$A_d = \frac{\pi D^2}{4} \quad (4)$$

sendo m a massa da gotícula (kg), D o diâmetro da gotícula (μm), ρ a densidade da gotícula (kg/m^3) e A_d a área transversal da gotícula (m^2).

A força de flutuação que age sob uma esfera é determinada pela Eq. (5).

$$F_B = (\rho_l - \rho_g) \frac{\pi D^3}{6} \quad (5)$$

sendo F_B a força de flutuação (N), ρ_l a densidade do líquido (kg/m^3), ρ_g a densidade do óleo (kg/m^3) e D o diâmetro da gotícula (μm).

O coeficiente de arrasto é determinado com base na forma das gotículas e o número de Reynolds do fluxo de gás. Uma vez que se tenha um fluxo laminar ao redor da gotícula e Reynolds menor que 1, o coeficiente de arrasto (C_D) pode ser obtido através da Eq. (6).

$$C_D = \frac{24}{Re} \quad (6)$$

sendo C_D o coeficiente de arrasto da gotícula (adimensional) e Re o número de Reynolds (adimensional).

Substituindo o valor do coeficiente de arrasto (C_D), volume da esfera e área da esfera na Eq. (1) obtém-se força de arrasto (Eq. 7).

$$F_D = 3\pi\mu DV_t \quad (7)$$

sendo μ a viscosidade da fase contínua (cP), D o diâmetro da gotícula (μm) e V_t a velocidade terminal da gotícula (m/s).

Martins (2017) salienta que a decantação de gotículas acontece em virtude de uma redução na velocidade de escoamento do fluido. A aceleração ocorre até que a força de arrasto (F_D) e a força de flutuação (F_B) sejam equivalentes, na sequência as gotículas permanecem decantando a uma velocidade constante denominada como velocidade terminal ou velocidade de assentamento (V_t) (Stewart e Arnold, 2008). Desse modo, igualando-se as equações (5) e (7), obtém-se a Eq. (8) da velocidade terminal (V_t) para uma partícula em regime laminar:

$$V_t = \frac{5,56 \times 10^{-7} (\Delta SG) d_m^2}{\mu} \quad (8)$$

sendo V_t a velocidade terminal da gotícula (m/s), ΔSG a diferença entre gravidades específicas (água/óleo), d_m o diâmetro médio da gotícula (μm), μ a viscosidade da fase contínua (cP).

Uma vez que não se tenha um fluxo laminar, o coeficiente de arrasto passa a ser obtido através da Eq. (9):

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0,34 \quad (9)$$

sendo C_D o coeficiente de arrasto da gotícula (adimensional) e Re o número de Reynolds (adimensional).

O número de Reynolds é determinado através da Eq. (10):

$$Re = 0,001 \frac{\rho_g d_m V_t}{\mu_g} \quad (10)$$

sendo Re o número de Reynolds (adimensional), ρ_g a densidade do óleo (kg/m^3), d_m o diâmetro médio da gotícula (μm), V_t a velocidade terminal da gotícula (m/s) e μ_g a viscosidade do gás (cp).

Por conseguinte, a velocidade terminal (V_t) será dada pela Eq. (11):

$$V_t = 0,0036 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2} \quad (11)$$

sendo V_t a velocidade terminal da gotícula (m/s), ρ_l a densidade do líquido (kg/m^3), ρ_g a densidade do gás (kg/m^3), d_m o diâmetro médio da gotícula (μm) e C_D o coeficiente de arrasto da gotícula (adimensional).

Considerando que a viscosidade do óleo é mais elevada que a da água e com base na Eq. (11), conclui-se que a velocidade terminal de uma gotícula é influenciada pela relação entre as densidades das fases e pelo coeficiente de arrasto. Em um sistema onde o gás é a fase contínua, tanto uma gota de água quanto uma gota de óleo tendem a decantar, pois ambas possuem densidade superior à do gás. No entanto, em um sistema bifásico líquido-líquido, a separação das gotículas de óleo dispersas na fase aquosa ocorre mais facilmente do que a separação das gotículas de água dispersas na fase oleosa, devido à diferença de viscosidade e densidade entre os líquidos (Martins, 2017).

O modelo de Stewart e Arnold (2008) estabelece que as gotículas de líquido presentes na corrente de gás e que possuam tamanho superior a $100 \mu\text{m}$ deverão decantar. Já para a remoção das gotículas de óleo na fase água, o critério é que o tamanho deve ser maior que $200 \mu\text{m}$. Por fim, para atingir a separação das gotículas de água na fase óleo, as mesmas devem apresentar tamanho superior a $500 \mu\text{m}$.

1.4.1 Separação do gás

Segundo Stewart e Arnold (2008), os princípios da separação das gotículas de líquido que se encontram dispersas na fase gasosa podem ser equacionados a fim de dimensionar um separador que atenda a uma taxa específica de fluxo de gás. Primeiramente, calcula-se a densidade do líquido (ρ_l) através da Eq. (12):

$$\rho_l = \rho_w \left(\frac{141,5}{131,5 + ^\circ\text{API}} \right) \quad (12)$$

sendo ρ_l a densidade do líquido (kg/m^3), ρ_w a densidade da água (kg/m^3) e $^\circ\text{API}$ o grau API (adimensional).

Na sequência, utilizando a Eq. (11) é determinada a velocidade terminal (V_t) para regime turbulento. Para tal, é necessário conhecer o valor do coeficiente de arrasto (C_D). Conforme proposto por Stewart e Arnold (2008), inicialmente adota-se o valor de $C_D = 0,34$ e realiza-se um processo de tentativa e erro (através das Eq. 9, 10 e 11) até se encontrar o valor do coeficiente. Posteriormente é calculada a constante de Souders & Brown (Eq. 13). Ela trata do comportamento do fluido no interior do separador, variando de acordo com as propriedades do gás, do líquido e do tamanho das partículas (Martins, 2017).

$$K = \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \quad (13)$$

sendo K o coeficiente de Souders e Brown, ρ_g a densidade do gás (kg/m^3), ρ_l a densidade do líquido (kg/m^3), d_m o diâmetro médio da gotícula (μm), C_D o coeficiente de arrasto da gotícula (adimensional).

A partir desse valor é possível calcular a capacidade do gás (Eq. 14), sendo a mesma associada ao comprimento efetivo de operação (L_{eff}). Considera-se que as partículas de líquido, dispersas na fase gasosa, decantam por ação da gravidade e o tempo de residência do gás é análogo ao tempo necessário para que uma partícula decante na interface gás/líquido.

$$dL_{\text{eff}} = 34,5 \left[\frac{TZ}{P} \right] K \quad (14)$$

sendo d o diâmetro interno do vaso (mm), L_{eff} o comprimento efetivo de operação (m), T a temperatura de operação (K), Z a compressibilidade do gás (adimensional), Q_g a vazão de gás (m^3/h) e P a Pressão de operação (kPa).

Principiando de um d até um d_{max} , calcula-se a combinação de d , L_{eff} . Em seguida, gera-se uma tabela para o cálculo de L_{ss} com a Eq. (15).

$$L_{ss} = L_{eff} + \frac{d}{1000} \quad (15)$$

sendo d o diâmetro interno do vaso (mm), L_{eff} o Comprimento total do separador (m) e L_{ss} o comprimento efetivo de operação (m);

1.4.2 Separação de gotículas de água na fase óleo

Inicia-se calculando a diferença entre as densidades relativas (ΔSG) por meio da Eq. (16). Esse valor nos apresenta a informação do quão mais leve é o óleo em relação à água, parâmetro essencial para a separação gravitacional (Marcelo e Nascimento, 2021).

$$\Delta SG = (SG)_w - (SG)_o \quad (16)$$

sendo, ΔSG a diferença entre as densidades relativas (adimensional), $(SG)_o$ a densidade relativa do óleo (adimensional) e $(SG)_w$ a densidade relativa da água (adimensional).

Segundo Steward e Arnold (2008), a velocidade em que as gotículas de água se depositam no óleo pode ser estimada através da Lei de Stokes. A partir dessa velocidade e do tempo de residência da fase óleo, calcula-se a distância que uma gotícula de água percorre até decantar. Essa distância de assentamento estabelece uma espessura máxima de óleo dada pela seguinte Eq. (17):

$$(h_o)_{max} = \frac{0,033(t_r)_o(\Delta SG)d^2_m}{\mu_o} \quad (17)$$

sendo, $(h_o)_{max}$ a espessura máxima de óleo (mm), $(t_r)_o$ o tempo de residência do óleo (min), ΔSG a diferença entre gravidades específicas (água-óleo), d_m o diâmetro médio de partículas de água (μm), μ_o a viscosidade do óleo (cP).

Em seguida, calcula-se a fração da área da seção transversal do separador ocupada pela fase aquosa, conforme a Eq. 18:

$$\frac{A_w}{A} = 0,5 \frac{Q_w(t_r)_w}{(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w} \quad (18)$$

sendo, A_w a área transversal disponível para retenção de água (m), A a área transversal total (m), Q_o a vazão de óleo (m^3/h), Q_w a vazão de água (m^3/h), $(t_r)_o$ o tempo de residência do óleo (min), $(t_r)_w$ o tempo de residência da água (min).

Posteriormente, a partir da Figura 3, determina-se o coeficiente β para um cilindro preenchido a metade de líquido.

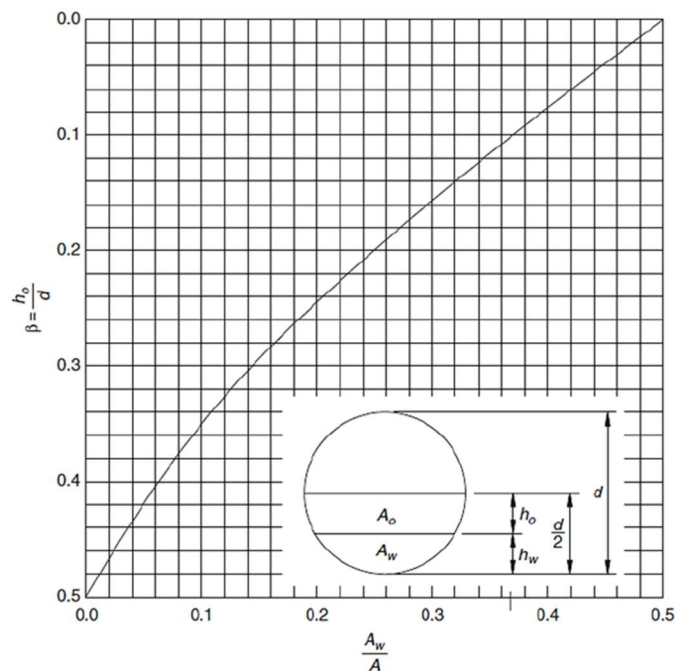


Figura 3. Coeficiente β para um separador preenchido pela metade Fonte: Stewart e Arnold (2008).

Após a obtenção do valor de β , o diâmetro máximo (d_{max}) pode ser encontrado por meio da seguinte equação:

$$d_{max} = \frac{(h_o)_{max}}{\beta} \quad (19)$$

sendo d_{max} o diâmetro interno máximo do separador (mm), $(h_o)_{max}$ a espessura máxima da fase oleosa (mm), β a altura fracionária do líquido no interior do separador.

1.4.3 Separação de gotículas de óleo da fase água

Por fim, avalia-se a ascensão das gotículas de óleo na fase água. Por meio da velocidade de ascensão das gotículas de óleo (lei de Stokes) e o tempo de residência da fase água, calcula-se a distância que a partícula percorre até ascender à fase óleo (Martins, 2017). Essa distância estabiliza uma espessura de água dada pela Eq. (20):

$$(h_w)_{max} = \frac{0,033(\Delta SG) (t_r)_w d_m^2}{\mu_w} \quad (20)$$

sendo, $(h_w)_{max}$ a espessura máxima da fase água (mm), $(t_r)_w$ o tempo de residência da água (min); ΔSG a diferença entre gravidades específicas (adimensional); d_m o diâmetro médio de partículas de óleo (μm) e μ_w a viscosidade da água (cP).

Posteriormente determina-se o diâmetro interno máxima do separador (d_{max}) através da Eq. (21):

$$d_{max} = \frac{(h_w)_{max}}{\beta} \quad (21)$$

sendo, d_{max} o diâmetro interno máximo do separador (mm), $(h_w)_{max}$ a espessura máxima da fase água (mm) e β a altura fracionária do líquido no interior do separador.

1.4.4 Diâmetro do vaso

A capacidade do líquido está associada ao comprimento efetivo de operação (L_{eff}) e o tempo de residência do óleo e da água.

$$d^2 L_{eff} = 4,12 \times 10^4 ((t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w) \quad (22)$$

sendo, d o diâmetro interno base (mm), L_{eff} o comprimento efetivo de operação (m), Q_o a vazão de óleo (m^3/h); Q_w a vazão de água (m^3/h); $(t_r)_o$ o tempo de residência do óleo (min), $(t_r)_w$ o tempo de residência da água (min).

O valor encontrado na Eq. (22) é o produto do quadrado do diâmetro do vaso (d) e seu comprimento efetivo (L_{eff}). Sendo o último, o valor mínimo necessário para que ocorra a separação das fases líquida e gasosa, e refere-se a distância horizontal que percorre uma gotícula de líquido a partir da entrada do vaso até sua decantação total na fase líquida (Martins, 2017). Todavia, se esse valor for maior que o comprimento real (L_{ss}), gotículas de líquido serão arrastadas novamente para o extrator de névoa, ocasionando potencialmente a inundação do dispositivo (Marcelo e Nascimento, 2021).

Principiando em um d até um d_{max} , realiza-se a combinação de d , L_{eff} e L_{ss} , por meio das equações (23) e (24), respeitando o valor da relação $d^2 L_{eff}$. Na sequência, gera-se uma tabela com as estimativas de d , L_{eff} , L_{ss} e SR .

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_{eff} \quad (23)$$

$$SR = \frac{L_{ss}}{\left(\frac{d}{1000}\right)} \quad (24)$$

sendo, L_{ss} o comprimento real (m), L_{eff} o comprimento efetivo de operação (m), SR a relação entre L_{ss}/d e d o diâmetro do vaso (mm).

Stewart e Arnold (2008) explicam que a relação de esbeltez (SR) é empregada a fim de garantir um diâmetro mínimo (objetivando a redução de custos), porém, sem acarretar turbulência dos fluidos, arraste de gás ou quebra da interface óleo/água, desse modo, recomenda-se que a razão deva ser superior a 3 e inferior a 5.

2 Metodologia

O procedimento de cálculo utilizado no dimensionamento do separador horizontal trifásico é baseado no modelo semiempírico de Stewart e Arnold (2008). Considerou-se o separador preenchido 50% de sua capacidade e sem controladores de nível das fases, uma vez que é adotada uma versão simplificada do procedimento empregado no desenho industrial (não foram dimensionados bocais de entrada e saída, dispositivos internos e tampos elípticos).

Os parâmetros operacionais utilizados referem-se a um projeto de operação de uma FPSO localizada no pré-sal da Bacia de Santos e constam na dissertação de Martins (2017, p. 66). A escolha do modelo trifásico, vai ao encontro da expectativa de elevação da produção de água com o amadurecimento do campo, desse modo, os parâmetros operacionais projetaram a produção futura da unidade.

Para os cálculos deste estudo foi empregada a mesma condição de entrada do petróleo até o separador. A Tabela 1 apresenta as condições de operação e as propriedades dos fluidos para o separador trifásico conforme condição de projeto (produção diária).

Com base nos dados de entrada (Tabela 1) e aplicando o modelo proposto neste trabalho, o separador pode ser dimensionado.

Tabela 1. Condições de operação e propriedades dos fluidos. Fonte: Adaptado de Martins (2017).

Propriedade	Valor	Unidade
°API	32	
Densidade do Gás	17	kg/m ³
Densidade do Óleo	863	kg/m ³
Diâmetro de Gotícula de Água	500	µm
Diâmetro de Gotícula de Gás	100	µm
Diâmetro de Gotícula de Óleo	200	µm
Nível de Líquido	50	%
Peso Específico da Água	1,1	
Peso Específico do Gás	0,6	
Peso Específico do Óleo	0,9	
Pressão de Operação	2.300	kPa
Taxa de Água	1.025,8	m ³ /h
Taxa de Gás	4.587,3	m ³ /h
Taxa de Óleo	215,8	m ³ /h
Temperatura de Operação	28	°C
Tempo de Retenção da Água	10	min
Tempo de Retenção do Óleo	10	min
Viscosidade da Água	1,1	cP
Viscosidade do Gás	0,6	cP
Viscosidade de Óleo	10	cP
Z	0,9	

Na Figura 4 apresenta-se um fluxograma das etapas realizadas para estimativa das dimensões do vaso separador trifásico horizontal.

Para a escolha das dimensões do vaso foi empregada a relação de esbeltez (visando garantir a otimização dos custos e eficiência do processo de separação), sendo escolhido os valores ótimos dentro do range disponível (aqueles que apresentaram menor desvio em relação as medidas do separador instalado na FPSO).

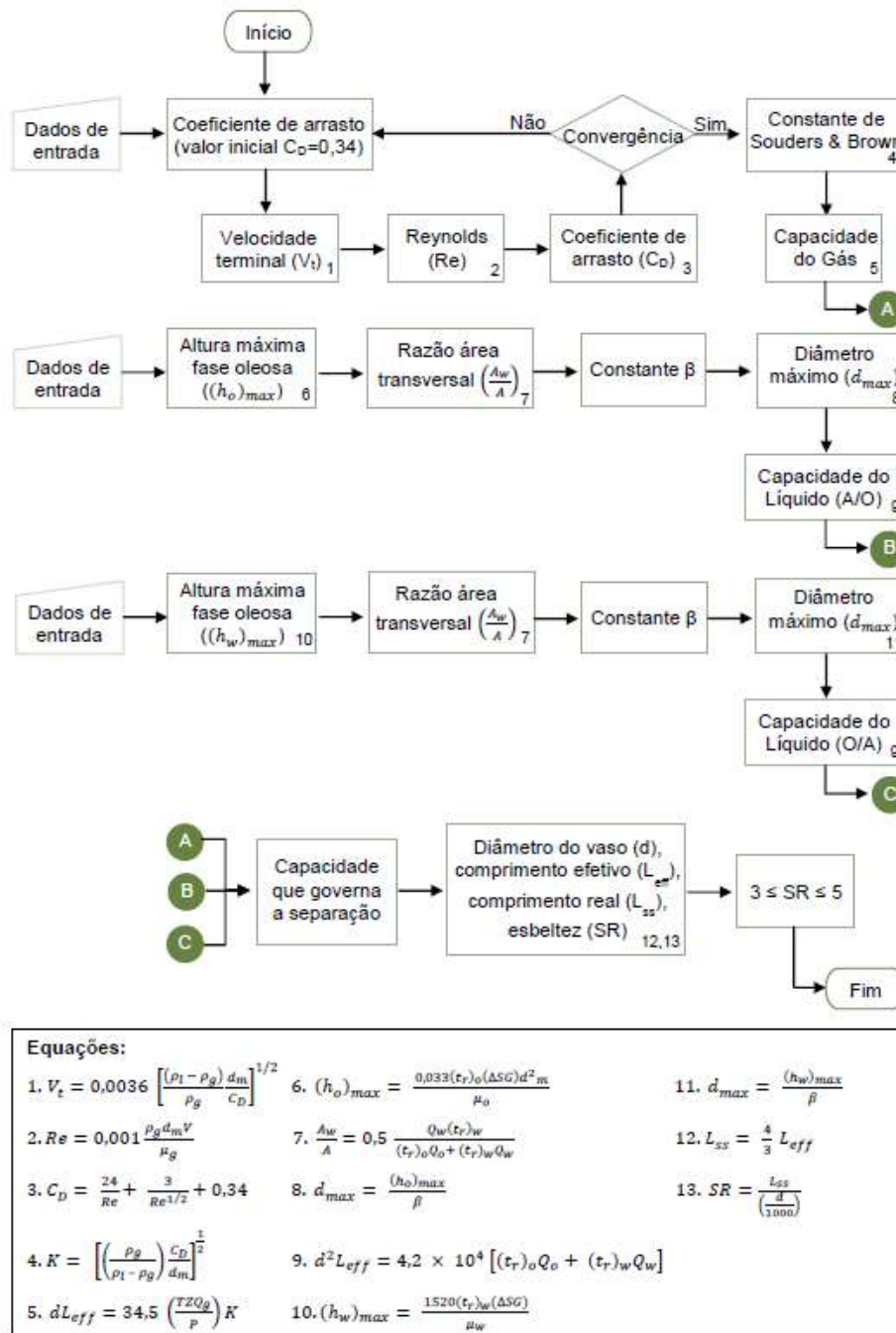


Figura 4. Fluxograma do dimensionamento do vaso separador.

3 Resultados e discussões

Seguindo o procedimento de cálculo para o dimensionamento de um vaso separador trifásico horizontal, baseado no modelo semiempírico de Stewart e Arnold (2008), descrito anteriormente, e considerando os parâmetros operacionais (Tabela 1), foi desenvolvida uma planilha no Microsoft Excel para obter as dimensões externas do separador.

Com o intuito de identificar qual a separação (gás/líquido ou líquido/líquido) que irá governar o dimensionamento foi calculada a restrição da capacidade do gás. Essa condição diz respeito ao volume interno suficiente para acomodar a porção gasosa da corrente multifásica que adentra o separador. A Tabela 2 apresenta os valores encontrados:

Tabela 2. Diâmetro vs. comprimento efetivo de operação para a restrição da capacidade do gás

Diâmetro do vaso d (mm)	Comprimento efetivo de operação L_{eff} (m)
5.200	0,06
5.350	0,06
5.500	0,05
5.650	0,05
5.800	0,05
5.950	0,05

Como pode ser observado na Tabela 2, os valores de L_{eff} são baixos, desse modo, conclui-se que a restrição da capacidade do gás não governa o dimensionamento e a separação líquido/líquido é a principal.

Na sequência, ao avaliar a ascensão das gotículas de óleo na fase água e da decantação das gotículas de água na fase óleo, foi possível compreender que em função do tamanho da gotícula de água (500 μm) ser superior ao da gotícula de óleo (200 μm) a decantação da primeira irá reger o cálculo das dimensões. Corroborando a afirmação de Stewart e Arnold (2008), onde salientam que raramente o diâmetro máximo do vaso será determinado a partir de uma gotícula de óleo ascendendo na fase aquosa, em função do diâmetro da gotícula de água ser superior.

Por fim, foi estimada a restrição da capacidade do líquido e estimados valores que atendam a essa condição, uma vez que garante que ocorra a separação de todas as fases presentes (óleo, água e gás). Sendo utilizada a relação SR a fim de garantir um razoável diâmetro e comprimento do separador trifásico.

A Tabela 3 apresenta os valores de diâmetro do vaso (d), comprimento efetivo (L_{eff}), comprimento real (L_{ss}) e a relação de esbeltez (SR).

Tabela 3. Diâmetro vs. comprimento para a restrição da capacidade de líquido e tempo de retenção

Diâmetro do vaso d (mm)	Comprimento efetivo L_{eff} (m)	Comprimento real L_{ss} (m)	Esbeltez SR
5.200	19,29	25,71	4,94
5.350	18,22	24,29	4,54
5.500	17,24	22,98	4,18
5.650	16,34	21,78	3,86
5.800	15,50	20,67	3,56
5.950	14,73	19,64	3,30

Todas as dimensões da Tabela 3 atendem as restrições de operação conforme o modelo de Stewart e Arnold (2008). Para o escopo deste trabalho, foram escolhidos os valores centrais desse intervalo (relação de esbeltez em torno de 4), uma vez que garantem menor custo e a manutenção da eficiência do processo de separação.

Visando corroborar a aplicabilidade do método para dimensionar o vaso, os resultados obtidos foram comparados com as dimensões reais do separador instalado no convés da FPSO (Martins, 2017) e os valores ótimos são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4. Dimensões do vaso separador trifásico horizontal

Dimensões	Valores Calculados	Valores Reais
Diâmetro (m)	5,50	5,30
Comprimento efetivo L_{eff} (m)	17,24	19,00
Comprimento real L_{ss} (m)	22,98	21,81

Ao se comparar os valores das dimensões calculadas com aquelas do equipamento instalado, os desvios foram inferiores a 10%, estando a maior diferença associada ao comprimento efetivo. Desse modo, os valores encontrados através da aplicação do modelo semiempírico tiveram um baixo percentual de desvio.

4 Conclusões

Neste estudo, foi implementado um modelo semiempírico para o dimensionamento de um vaso separador trifásico horizontal em uma FPSO na Bacia de Santos. A metodologia adotada teve como base o modelo de Stewart e Arnold (2008), no qual as dimensões do equipamento são determinadas a partir das propriedades físico-químicas dos fluidos e das condições operacionais. A análise dos resultados indicou que as dimensões estimadas apresentaram boa proximidade com valores reais, com desvios inferiores a 10%, evidenciando a aplicabilidade do modelo no contexto estudado. A correta especificação de vasos separadores é fundamental para garantir a eficiência operacional e a qualidade dos produtos obtidos. Dessa forma, embora não tenha sido abordado neste trabalho, a incorporação de algoritmos para otimização dos cálculos, aliada ao detalhamento de componentes como bocais de entrada e saída, tampos elípticos e dispositivos internos, pode aumentar a precisão dos resultados e proporcionar maior flexibilidade na adaptação a diferentes cenários operacionais.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Universidade Federal de São Paulo pela infraestrutura disponibilizada para a realização deste trabalho.

Referências bibliográficas

- Ahmed, T. et al. (2020) Design and capital cost optimisation of three-phase gravity separators. *Heliyon*, v. 6, n. 6, p. 1-13, jun. Disponível em: [https://www.cell.com/heliyon/fulltext/S2405-8440\(20\)30909-9?_returnURL=https%3A%2F%2Flinkinghub.elsevier.com%2Fretrieve%2Fpii%2FS2405844020309099%3Fshowall%3Dtrue](https://www.cell.com/heliyon/fulltext/S2405-8440(20)30909-9?_returnURL=https%3A%2F%2Flinkinghub.elsevier.com%2Fretrieve%2Fpii%2FS2405844020309099%3Fshowall%3Dtrue). (Acesso em: 20 maio 2022).
- Andrade, M de F (2014) Dimensionamento de vasos separadores de petróleo. Monografia (Bacharelado em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, p. 42.
- Anjos, RCNS dos (2015) Dimensionamento de vaso separador bifásico horizontal. Monografia (Bacharelado em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, p. 44.
- Campos, GL (2019) Simulação em um separador bifásico em processamento primário de petróleo via fluidodinâmica computacional. Monografia (Bacharelado em Engenharia Química) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Francisco Beltrão, p. 63.
- Capela, CA (2010) Separação óleo-água. Rio de Janeiro: Nota de Aula.
- Dalcuche, THL (2019) Desenvolvimento de uma metodologia para o dimensionamento de separadores horizontais gravitacionais de água, óleo e gás. Monografia (Bacharelado em Engenharia Mecânica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, p. 89.
- Freitas, AGB et al. (2007) Investigação das facilidades de métodos utilizados atualmente no processamento primário de petróleo em campos onshore e offshore. In: Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, 4., 2007, Campinas. Anais eletrônicos [...]. Campinas: ABPG, p. 1-8. Disponível em: http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_2_3_0322-1.pdf. (Acesso em: 12 jan. 2022).
- Ghaffarkhah, A et al. (2017) Application of CFD for Designing Conventional Three Phase Oilfield Separator. *Egyptian Journal of Petroleum*, v. 26, n. 2, p. 413-420, jun. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S111006211630037X>. (Acesso em: 20 maio 2022).
- Júnior, MAA (2011) Estudo fluidodinâmico e influência de dispositivos internos instalados em separadores atmosféricos gravitacionais de petróleo - tanques de água livre. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Federal de Sergipe. São Cristóvão, p. 147.
- Madeiro, RMS (2016) Dimensionamento de vaso separador. Monografia (Bacharelado em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, p. 46.
- Marcos, VJS e Nascimento, JBS (2021) Geração de domínio e malha para o estudo fluidodinâmico computacional de vasos separadores horizontais trifásicos. *Ciência, Tecnologia e Inovação: A Nova Produção do Conhecimento*, Ponta Grossa: Atena Editora.

- Martins, CF (2017) Estudo do desempenho de um separador trifásico devido aos efeitos dos movimentos de uma FPSO sob ação de ondas do mar. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas. Campinas, p. 137.
- Monnery, W e Svrcek, W (1993) Design Two-Phase Separators Within the Right Limits. Chemical Engineering Progress, Calgary, outubro, p. 53-60.
- Petrobras - Petróleo Brasileiro S. A. (2007) Processamento Primário de Petróleo. Rio de Janeiro.
- Petrobras - Petróleo Brasileiro S. A. (2022) Relatório de produção e vendas - 1º trimestre de 2022. Rio de Janeiro.
- Santana, TS de e Machado, LC (2015) Processamento primário de fluidos na produção do petróleo. Caderno de Graduação - Ciências Exatas e Tecnológicas, Sergipe, v. 2, n. 3, p. 11-20, mar. Disponível em: <https://periodicos.set.edu.br/cadernoexatas/article/view/1802>. (Acesso em: 17 mar. 2021).
- Stewart, M e Arnold, K (2008) Gas-liquid and liquid-liquid Separators. Oxford: Elsevier.
- Thomas, JE (2001) Fundamentos de engenharia de petróleo. Rio de Janeiro: Editora Interciência.