

## DIMENSIONAMENTO DE VASOS SEPARADORES DE PETRÓLEO

Micaela de Freitas Andrade <sup>1</sup>

Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte <sup>2</sup>

### RESUMO

Com o avanço do uso dos combustíveis fósseis como fonte energética, avanços tecnológicos estão sendo acrescentados à essa área. Considerado uma mistura oleosa e raramente produzido como fluido homogêneo, o petróleo necessita passar por procedimentos de separação e refinamento até chegar a produtos de valor comercial. O primeiro processo de separação é feito dentro da planta de processamento primário, em que equipamentos buscam a separação das correntes de fluido produzido atendendo às especificações do mercado. Dentre eles, o vaso separador é o responsável pela separação primária de petróleo. Podendo ser classificado quanto à posição como horizontal ou vertical; e quanto ao número de fases, bifásico ou trifásico. Este trabalho tem por objetivo demonstrar o procedimento de cálculo para o dimensionamento de vasos separadores de petróleo bifásico, analisando a sensibilidade dos modelos propostos e realizando comparações com resultados obtidos em trabalhos anteriores. A partir do conhecimento dos parâmetros operacionais do Campo A foi possível determinação das dimensões do vaso vertical bifásico, que para essas condições teria 24 polegadas de diâmetro e comprimento de 6,72 pés. Vale ressaltar que o correto dimensionamento desse equipamento tem importância na garantia da eficiência da separação das fases do fluido e dos processos seguintes. Assim como é necessário o estudo de sensibilidade do dimensionamento proposto diante de mudanças dos parâmetros operacionais.

**Palavras-chave:** petróleo; separação primária de petróleo; vaso separador de petróleo.

### INTRODUÇÃO

A indústria de petróleo vem apresentando um grande avanço a partir da utilização de combustíveis fósseis como fonte energética. Com isso, a sua busca aumentou significativamente e avanços tecnológicos na área foram acrescentados ao longo dos anos.

O petróleo é considerado uma mistura oleosa e raramente é produzido como fluido homogêneo, necessitando passar por processos de separação e refinamento até os produtos de valor econômico, óleo e gás.

A primeira etapa de separação é realizada na planta de processamento primário de petróleo em que os equipamentos buscam atender as especificações do mercado. Dentre esses equipamentos, o vaso separador é responsável pela separação das fases do fluido produzido e pode ser classificado quanto à posição, horizontal ou vertical, e quanto ao número de fases, bifásico ou trifásico.

---

<sup>1</sup> Graduanda do Curso de Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, [freitas.micaela@gmail.com](mailto:freitas.micaela@gmail.com);

<sup>2</sup> Professor orientador: Doutor, Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, [ljnduarte@hotmail.com](mailto:ljnduarte@hotmail.com).

Independente da forma, os vasos separadores de petróleo geralmente possuem quatro seções principais, além dos controles necessários. As seções de separação primária, secundária, aglutinação e coleta de líquido operam de acordo com princípios físicos de separação posteriormente estudados.

Diante da importância que os vasos separadores apresentam na indústria do petróleo, este trabalho tem por objetivo descrever o procedimento de cálculo que permite dimensionar um separador vertical bifásico, verificando a adequação do vaso separador de petróleo para que o processo de separação atenda às especificações do mercado.

## REFERENCIAL TEÓRICO

O petróleo, segundo a teoria de origem orgânica, é formado a partir da decomposição de grandes quantidades de material animal e vegetal que sob altas pressões e temperaturas gera uma mistura constituída, em sua maioria, por partículas de hidrogênio e carbono.

Após sua formação, na rocha geradora, é comum que ocorra a migração do petróleo para uma rocha porosa rodeada por uma rocha impermeável, aprisionando-o em seu interior. Esse local de acumulação é chamado de reservatório de onde será extraído o petróleo para a sua comercialização.

Comumente são encontrados gases ocupando partes mais altas do reservatório e a água salina as partes mais baixas devido à diferença de densidade e a imiscibilidade entre as fases. Nesse arranjo, dificilmente as fases são produzidas separadamente, havendo necessidade de separação óleo/água/gás para que possa ser comercializado ou reutilizado.

Como o interesse econômico é somente na produção de hidrocarbonetos, há necessidade de dotar os campos de “facilidades de produção”, que são instalações destinadas a efetuar o processamento primário dos fluidos (PETROBRAS, 2007).

Quando dois ou mais poços produzem para uma mesma unidade, as correntes de fluidos de diferentes poços que chegam através dos *manifolds* de produção até a superfície, em terra ou nas plataformas, não se encontram adequadas à utilização ou exportação, necessitando passar pela planta de processamento como na Figura 1.

Sendo o processamento primário de petróleo responsável por deparar as fases óleo/água/gás, tratar ou condicionar hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para refinaria e tratar a água produzida para reinjeção ou descarte.

Dependendo do tipo de fluidos produzidos e da viabilidade técnico-econômica, uma planta de processamento pode ser simples ou complexa. As mais simples efetuam a separação

gás/óleo/água, enquanto as mais complexas incluem o condicionamento e compressão do gás, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água para reinjeção ou descarte (THOMAS, 2001).

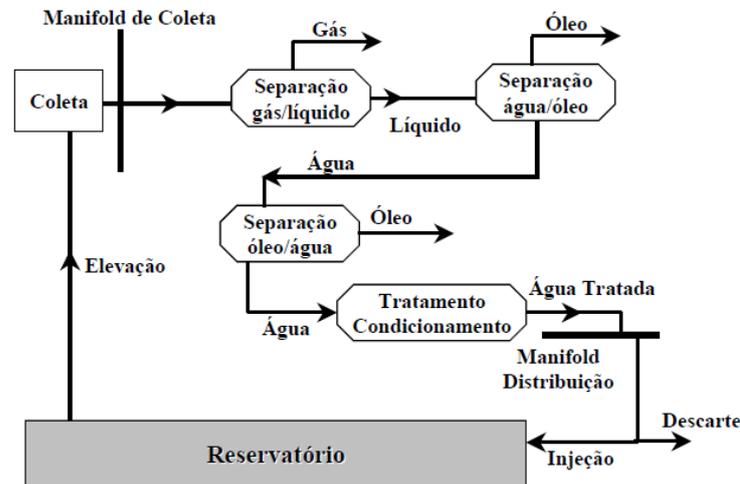


Figura 1. Esquema simplificado do processamento primário de petróleo. (Fonte: PETROBRAS, 2007)

Em uma instalação de processamento primário de fluidos, o gás, por ser menos denso, é inicialmente separado do líquido por ação da gravidade em equipamentos denominados separadores (PETROBRAS, 2007).

Os fluidos produzidos passam por separadores que podem ser bifásicos, realizando a separação líquido/gás; ou trifásicos, separando também óleo e água. Esses equipamentos podem atuar em série ou em paralelo, possuindo geometria vertical ou horizontal.

Por apresentarem uma maior área superficial de interface (líquido-gás) permitindo uma melhor separação líquido/gás e gás/líquido, os separadores horizontais são normalmente mais eficientes. As desvantagens referem-se ao manuseio de sólidos e a menor capacidade de absorver grandes variações de fluxo (THOMAS, 2001).

Os separadores verticais necessitam de uma menor área para instalação e facilitam a remoção dos sólidos depositados no fundo. Por outro lado, apresentam desvantagem na utilização *offshore* devido à sua altura, dificultando operações já que o espaço é limitado nesse ambiente.

Na separação líquido/gás, os separadores utilizam os mecanismos da ação da gravidade e diferença de densidade, a separação inercial, aglutinação de partículas e força centrífuga.

Os vasos separadores verticais geralmente são selecionados quando a razão gás-líquido é alta ou as vazões totais de gases são baixas. No separador vertical, os fluidos entram

no vaso e se chocam com a placa defletora iniciando a separação primária. O líquido removido pelo defletor de entrada se desloca para a base do vaso. O gás move-se para cima, geralmente passando através de um extrator de névoa para remover a névoa ainda suspensa. Em seguida, o gás separado deixa o vaso pela parte superior. O líquido removido pelo extrator de névoa funde-se em gotículas maiores e decantam para a região de acúmulo de líquido na parte inferior (Figura 2). Controle de nível não é tão rígido, podendo variar o nível do líquido em vários centímetros sem afetar a eficiência operacional. O uso de extratores de névoa pode reduzir significativamente o diâmetro exigido de separadores verticais.

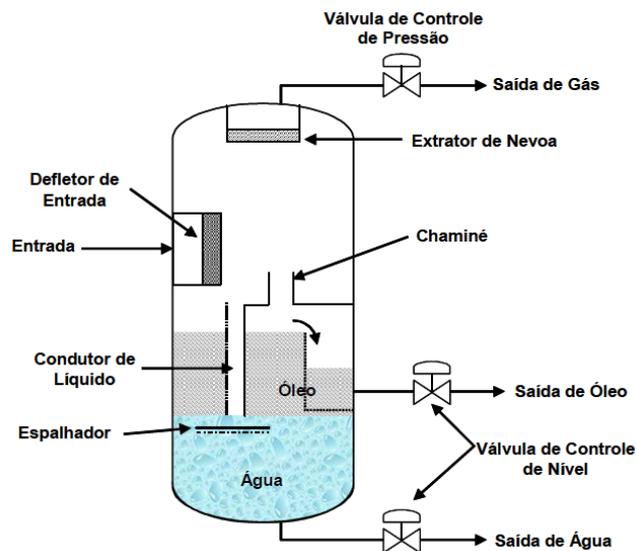


Figura 2. Separador vertical trifásico de petróleo. (Fonte: PETROBRAS, 2007)

## METODOLOGIA

O dimensionamento de vasos separadores de petróleo capazes de tratar correntes bifásicas consiste basicamente na determinação do seu diâmetro e da sua altura total. Neste trabalho são abordados mais especificamente o dimensionamento para vasos separadores verticais, operando com corrente bifásica.

Foram considerados dois campos distintos com características de campos maduros para aplicarmos os modelos de dimensionamento de vasos verticais. Temos os parâmetros necessários para que sejam calculadas as dimensões do equipamento mostrados na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros para o dimensionamento do vaso separador vertical bifásico.

| CAMPO A                 |               |
|-------------------------|---------------|
| Vazão de gás            | 3881132 scfd  |
| Peso molecular do gás   | 20,97         |
| Pressão de operação     | 1010,334 psia |
| Temperatura de operação | 86 °F         |
| Vazão de líquido        | 1572,327 bpd  |
| ° API                   | 40            |

Viscosidade do gás  
 RGL

0,010614 cP  
 2468,4 scf/stb

Os parâmetros dimensionais foram obtidos a partir de uma Planilha Excel desenvolvida para o auxílio no procedimento de cálculo utilizado no dimensionamento de vasos separadores de petróleo.

Os princípios utilizados para conseguir a separação física entre gases, líquidos e/ou sólidos são baseados na equação da conservação da quantidade de momento, sedimentação por gravidade e coalescência. Qualquer separador pode empregar um ou mais desses princípios, mas as fases líquidas devem ser imiscíveis e ter densidades diferentes para que ocorra a separação.

Sabe-se que fases com diferentes densidades terão dinâmica diferentes. Assim, quando um fluxo multifásico (água, óleo e gás) muda de direção bruscamente, a fase mais pesada não consegue acompanhar essa mudança como as fases mais leves, ocorrendo a separação.

As partículas líquidas irão decantar de uma fase gasosa, se a força gravitacional atuando sobre a gotícula for maior do que a força de arrasto do gás que flui ao redor dela, como pode ser visto na Figura 3.

Forças em uma partícula líquida dentro de uma corrente gasosa

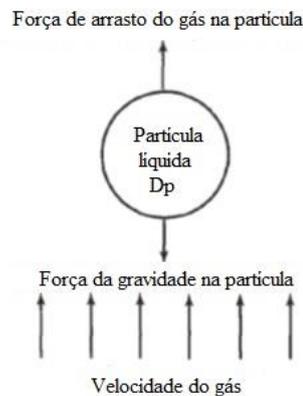


Figura 3. Forças na entrada de líquido em um sistema gasoso. (Fonte: LYONS, 1996)

Estas forças podem ser descritas matematicamente. A força de arraste (F) em uma gota de líquido numa corrente de gás é determinada a partir de:

$$F = C_D A_P \gamma_g \frac{V_t^2}{2g} \quad (1)$$

Onde, F = força de arraste em lbf; G = aceleração da gravidade em ft<sup>2</sup>/s ;  $\gamma_g$  = peso específico da fase gasosa em lbf/ft<sup>3</sup>; A<sub>p</sub> = área transversal da partícula em ft<sup>2</sup>; C<sub>D</sub> = coeficiente de arrasto da partícula (adimensional); V<sub>t</sub> = velocidade terminal em ft/s .

Assim,

$$V_t = \left( \frac{2Fg}{C_D A_p \gamma_g} \right)^{0,5} \quad (2)$$

E da Segunda Lei de Newton, tem-se:

$$F = \frac{w}{g} g \quad (3)$$

Como:

$$w = \frac{\gamma_L - \gamma_g}{\gamma_g} W_p \quad (4)$$

Onde,  $W_p$  = peso da partícula em lb;  $\gamma_L$  = peso específico da fase líquida em lb/ft<sup>3</sup>;  $w$  = diferença de peso entre a corrente líquida e gasosa.

Substituindo a Equação 3 na 4, e em seguida inserindo a Equação 3 na Equação 1, obtém-se:

$$V_t = \left[ \frac{4gD_p(\gamma_L - \gamma_g)}{3\gamma_g C_D} \right]^{0,5} \quad (5)$$

Onde,  $D_p$  = diâmetro da gota em ft

O coeficiente de arrasto foi encontrado para ser uma função da forma das partículas e o número de Reynolds do fluxo de gás. Para o propósito dessa equação, a forma da partícula é considerada como sendo uma esfera rígida sólida. O número de Reynolds é definido como:

$$Re = \frac{1,488D_p V_t \gamma_g}{\mu} \quad (6)$$

Onde,  $\mu$  = viscosidade (cP).

Desta forma, uma solução de tentativa-e-erro é necessária uma vez que tanto o tamanho de partícula  $D_p$  e a velocidade terminal  $V_t$ , estão envolvidos. Para evitar a tentativa e erro, os valores do coeficiente de resistência podem ser obtidos com o auxílio da Figura 7. A abcissa da Figura 4 é representada por:

$$C_D (Re)^2 = \frac{(0,95)(10^8) \gamma_g D_p^3 (\gamma_L - \gamma_g)}{\mu^2} \quad (7)$$

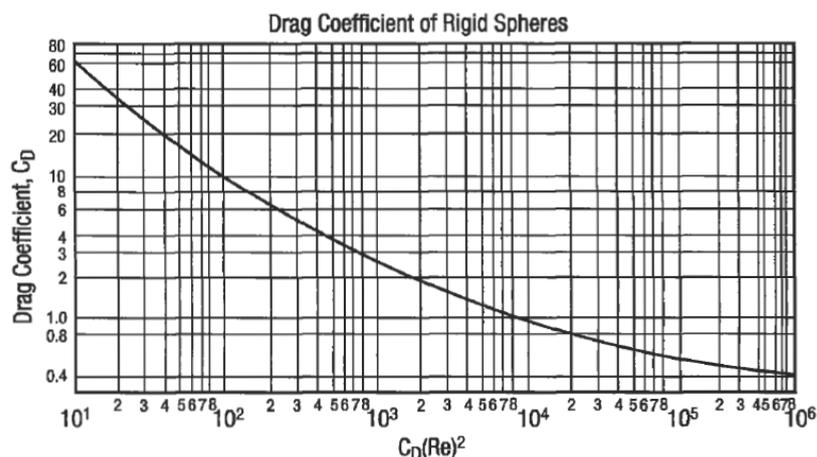


Figura 4. Coeficiente de resistência. (Fonte: LYONS, 1996)

Para o projeto de instalação de produção (fluxo turbulento), a seguinte fórmula para o coeficiente de arrasto é adequada:

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{(Re)^{0,5}} + 0,34 \quad (8)$$

Onde,  $Re$  = número de Reynolds (adimensional)

O seguinte procedimento de cálculo é utilizado para o dimensionamento de vasos separadores bifásicos verticais. O dimensionamento deve basear-se na velocidade terminal da gotícula de líquido. Em fins práticos, a Equação (5), torna-se:

$$V_t = K \left( \frac{\gamma_L - \gamma_g}{\gamma_g} \right)^{0,5} \quad (9)$$

Onde:  $V_t$  = velocidade terminal das gotículas de líquido ou máxima velocidade superficial admissível do gás em ft/s;  $K$  = constante depende do projeto e das condições de separação em ft/s;

Na literatura podem ser encontradas diversas formas para a determinação da constante  $K$ . Valores determinados através de diferentes estudos podem ser visualizados na Tabela 2 e na Figura 5, a partir do fator de separação.

Tabela 2. Valores típicos da constante  $K$  (Fonte: LYONS, 1996).

| Tipo de separador                    | Constante $K$<br>(ft/s) |
|--------------------------------------|-------------------------|
| Horizontal (c/ extrator vert.)       | 0,40 a 0,50             |
| Esférico                             | 0,20 a 0,35             |
| Vert. Ou Horiz. (c/ extrator horiz.) | 0,18 a 0,35             |
| A pressão atmosférica                | 0,35                    |
| A 300 psig                           | 0,33                    |
| A 600 psig                           | 0,30                    |
| A 900 psig                           | 0,27                    |
| A 1500 psig                          | 0,21                    |
| Vapor úmido                          | 0,25                    |
| Maioria dos vapores ao vácuo         | 0,20                    |
| Evaporadores de sal e soda cáustica  | 0,15                    |

Observação: (1)  $K = 0,35$  a 100 psig – Subtrai 0,01 para cada 100 psi acima de 100 psig.

(2) Para soluções de glicol e amina, multiplica-se  $K$  por 0,6 – 0,8.

(3) Tipicamente usa-se metade do valor de  $K$  para aproximar o dimensionamento de separadores verticais sem extratores de névoa.

(4) Para lavadores de compressor de sucção e separadores de expansor de entrada, multiplica-se  $K$  por 0,7 – 0,8.

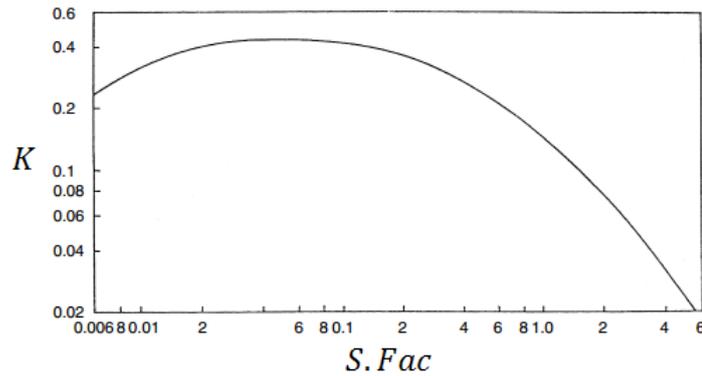


Figura 5. Constante K em função do fator de separação para um separador vertical. (Fonte: GÓIS, 2013)

Sendo que o fator de separação  $S.Fac$ , abcissa da Figura 5, é dado por:

$$S.Fac = \frac{w_L}{w_v} \left( \frac{\rho_v}{\rho_L} \right)^{0,5} \quad (10)$$

Onde,  $W_{L,v}$  = vazões mássicas do líquido e do vapor, em lbm/s;  $\rho_{L,v}$  = massa específica do líquido e do vapor, em lbm/ft<sup>3</sup>.

Seguindo com o procedimento de cálculo, tem-se que;

$$V_g = \frac{Q}{A_g} \quad (11)$$

Onde: Q = vazão do fluido em ft<sup>3</sup>/s;  $A_g$  = área do vaso em ft<sup>2</sup>

Sabe-se, então, que ao relacionar a área do vaso com a vazão do fluido é possível determinar um diâmetro mínimo para o vaso. Assim,  $V_t = V_g$ , tem-se:

$$K \left( \frac{\gamma_L - \gamma_g}{\gamma_g} \right)^{0,5} = \frac{Q}{A_g} \quad (12)$$

Substituindo os parâmetros, obtém-se:

$$K \left( \frac{\gamma_L - \gamma_g}{\gamma_g} \right)^{0,5} = \frac{\dot{w}}{\frac{\pi^2 D^2}{4}} \quad (13)$$

Assim, torna-se possível a determinação do valor mínimo do diâmetro do vaso a partir da Equação 13. Sabendo que os cálculos usados normalmente já consideram o uso de extrator de névoa, já é garantido que gotículas de líquido maiores que 10  $\mu$ m serão separadas da corrente gasosa. Como os fabricantes produzem vasos com diâmetros pré-determinados, deve-se escolher o diâmetro que atenda às necessidades, de acordo com o dimensionamento realizado.

Em seguida, o diâmetro deve ser recalculado para vasos separadores sem extrator de névoa e feita escolha entre os já encontrados. Assim, usando as Equações 5 e 7 é possível determinar o diâmetro do vaso, assumindo a partícula com 100  $\mu$ m e 150  $\mu$ m de diâmetro.

Para que ocorra a separação desejada entre as fases líquida e gasosa, faz-se necessária a retenção de um volume de líquido dentro do vaso. O tempo ideal para essa separação é

determinada a partir da vazão e do volume do equipamento. Porém, alguns valores são tabelados para separadores bifásicos, como mostra a Tabela 3.

Tabela 3. Tempo de retenção para vasos separadores bifásicos verticais. (Fonte: LYONS, 1996)

| <b>Grau API do óleo</b> | <b>Tempo de retenção (minutos)</b> |
|-------------------------|------------------------------------|
| Acima de 35° API        | 1                                  |
| 20-30° API              | 1 a 2                              |
| 10-20° API              | 2 a 4                              |

Desta forma, torna-se possível relacionar a altura de líquido no vaso com o tempo de retenção:

$$t = \frac{Vol}{Q} \quad (14)$$

Onde, t = tempo de retenção em segundos; Vol = volume do vaso em ft<sup>3</sup>; Q = vazão de líquido em ft<sup>3</sup>/s.

A partir do volume do cilindro relacionado com o tempo de retenção, pode-se obter a altura de líquido dentro do vaso:

$$h = \frac{4tQ}{\pi D^2} \quad (15)$$

O próximo procedimento é o cálculo do comprimento total do vaso separador (L), devendo ser determinado a partir da sua geometria, como visto na Figura 6, em caso que tanto a altura de líquido quanto o peso do recipiente é conhecido. Logo, tem-se:

$$L = h + 4 + 24 + 42 + 6 = h + 76in \quad (16)$$

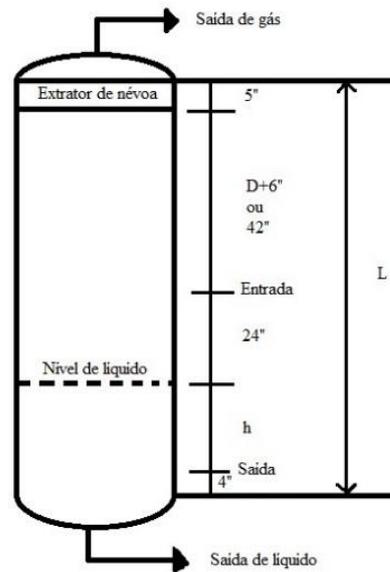


Figura 6. Geometria usada para o dimensionamento do comprimento do vaso separador bifásico vertical.

Em busca de uma proporção entre o comprimento e o diâmetro do vaso, utiliza-se da relação ( $L/D$ ). Geralmente essa proporção deve estar entre 3 e 4.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com o objetivo de dimensionar um vaso separador de petróleo vertical e bifásico para os parâmetros de operação do Campo A, foi utilizada a Planilha Excel desenvolvida que segue os procedimentos de cálculo já estudados. Assim, a velocidade terminal da gotícula de líquido dentro do separador será de 0,844 ft/s; enquanto o tempo de residência de 1 minuto é necessário para que as partículas de gás ainda presentes na corrente de líquido sejam separadas. Para o Campo A, foram encontradas as dimensões de 24 polegadas de diâmetro, comprimento de 6,72 pés e  $L/D= 3,36$ .

Diante de mudanças dos parâmetros operacionais durante a vida produtiva de poços de petróleo, como por exemplo a quantidade de óleo, água ou gás produzido, o estudo da adequação do vaso separador para possíveis variações futuras é de grande importância para garantir a eficiência e evitar a troca do equipamento.

Desta forma, foi realizado o estudo de sensibilidade de alguns parâmetros operacionais para o vaso separador bifásico e trifásico vertical. Nesse caso, foram simuladas mudanças na pressão de operação do vaso para separar correntes bifásicas, assim como mudanças da RGL em vaso separador bifásico.

Após o procedimento de cálculo do dimensionamento considerando novas pressões de operação e os mesmos parâmetros iniciais, 30, 70 e 100 kgf/cm<sup>2</sup>, constatou-se que as dimensões do vaso permaneceram inalteradas. Com a mudança na pressão, variáveis foram alteradas, porém como considera-se uma tabela de diâmetros de vaso oferecidos pelo mercado e um intervalo de razão entre o comprimento e o diâmetro do vaso (L/D), o dimensionamento realizado anteriormente atende às especificações necessárias. Entretanto, o equilíbrio termodinâmico das fases dentro do vaso deve ter sofrido alterações, fazendo-se necessário um estudo do caso.

Outro estudo de caso foi realizado baseado nos parâmetros operacionais iniciais da quantidade de fluidos produzidos (RGL= 440 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>). Seguindo o procedimento de cálculo já citado, em que constatou-se a necessidade da alteração do comprimento do vaso separador bifásico vertical de acordo com eventuais mudanças na razão gás-líquido, como mostrado na Tabela 4.

Tabela 4. Sensibilidade do dimensionamento com a mudança de RGL.

| RGL (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) | D (in) | L (ft) | L/D  |
|---------------------------------------|--------|--------|------|
| 100                                   | 24     | 6,645  | 3,32 |
| 440                                   | 24     | 6,72   | 3,36 |
| 600                                   | 24     | 6,96   | 3,48 |

Já era esperado esse comportamento diante das mudanças do RGL. Isso pode ser explicado a partir do princípio que quanto maior a quantidade de gás presente no fluido produzido, mantendo-se os demais parâmetros constantes, maior a necessidade de espaço para que esse gás consiga ser separado da corrente de líquido. Em contra partida, quanto menor a quantidade de gás dentro do vaso, menor a possibilidade dele ser arrastado pela corrente de líquido, sendo necessário um menor comprimento para garantir a separação eficiente entre as correntes gasosa e líquida.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante da importância da separação das fases do fluido produzido no processamento primário, este trabalho apresentou o procedimento de cálculo para o dimensionamento de vasos separadores verticais bifásicos. Fazendo a análise de sensibilidade de alguns parâmetros do dimensionamento como a pressão de operação e o RGL para vasos capazes de tratar uma corrente bifásica.

Ao realizar os procedimentos para o dimensionamento dos vasos separadores de uma planta de processamento primário e comparando com o estudo da alteração da pressão de operação, observa-se que a variação desse parâmetro não irá interferir diretamente nas dimensões do equipamento. Porém, o comportamento termodinâmico dentro do vaso talvez seja alterado.

Enquanto que quando comparado ao dimensionamento proposto, a variação do RGL gera a necessidade de novas dimensões do vaso separador de petróleo vertical bifásico. Sendo assim importante a realização de um estudo para prever mudanças futuras nas quantidades dos fluidos produzidos para que não seja necessária a troca de equipamento.

Vale salientar que para futuros trabalhos ainda é necessário um estudo de caso para o conhecimento do comportamento do equilíbrio termodinâmico das fases diante das variações de parâmetros operacionais realizadas. Além da necessidade de analisar a sensibilidade do dimensionamento com a variação de outros parâmetros operacionais, dimensionar os dispositivos internos, bocais de saída e também os vasos separadores de petróleo trifásicos verticais e os com geometria horizontal.

## **REFERÊNCIAS**

GÓIS, L. M. N.; MATOS, R. L. Como dimensionar um vaso separador líquido-vapor para processamento primário de petróleo. VII Congresso Brasileiro de Termodinâmica Aplicada. 2013. Uberlândia – MG.

LYONS, W.C; PLISGA, G.J. Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering. 2ed.EUA:Elsevier,1996.

PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. Processamento Primário de Petróleo. Rio de Janeiro, Brasil, 2007.

THOMAS, J. E., organizador. Fundamentos de engenharia de petróleo. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.