



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

DIMENSIONAMENTO DE VASOS SEPARADORES DE PETRÓLEO

Micaela de Freitas Andrade

Orientador: Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte

NATAL

2014

MICAELA DE FREITAS ANDRADE

DIMENSIONAMENTO DE VASOS SEPARADORES DE PETRÓLEO

Trabalho de conclusão de curso apresentado como parte dos requisitos para obtenção do Grau em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

NATAL

2014

MICAELA DE FREITAS ANDRADE

DIMENSIONAMENTO DE VASOS SEPARADORES DE PETRÓLEO

Trabalho de conclusão de curso apresentado como parte dos requisitos para obtenção do Grau em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em: _____ de _____ de 2014.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte – Orientador
Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Prof. Dr. Vanessa Cristina Santanna
Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Prof. MSc. Célio Gurgel Amorim
Universidade Federal do Rio Grande do Norte

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por ter iluminado e dado forças para enfrentar as batalhas diárias.

Aos meus pais, Sales e Cleide, por todo esforço, dedicação e ensinamentos durante toda a vida.

Ao meu irmão e familiares, que sempre me apoiaram e incentivaram.

Aos companheiros de curso e especialmente a Katy e Raryson que, sem dúvidas, esses cinco anos de graduação não teriam sido mais leves e divertidos. Muito obrigada pelo companheirismo de sempre.

Aos meus verdadeiros amigos que me acompanharam durante toda essa caminhada, incentivando-me na busca dos meus objetivos.

Ao corpo docente por todo conhecimento que foi transmitido.

Ao meu orientador, professor Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte por toda compreensão, paciência e orientação.

À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP, Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação - MCTI e ao PRH-ANP43 pelo apoio financeiro.

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho aos meus pais,
Sales e Cleide, e ao meu irmão, Micael.*

RESUMO

Com o avanço do uso dos combustíveis fósseis como fonte energética, avanços tecnológicos estão sendo acrescidos à essa área. Por ser 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 e trifásico, 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. Já para as condições operacionais do Campo B, o vaso vertical trifásico teria dimensões de 4,5 pés de diâmetro e comprimento de 14,19 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.

ABSTRACT

With the advancement of the use of fossil fuels as an energy source, technological advances are being added to this area. Since it is an oily mixture and rarely produced as homogeneous fluid, the oil needs to go through separation procedures and refining until you reach the commercial value. The first separation process is done within the primary processing plant, where equipment seek the separation of fluid streams produced in view of the market specifications. Among them, the separator vessel is responsible for primary separation of oil. Can be classified as the position as horizontal or vertical; and on the number of phases, two-phase or three-phase. This study aims to demonstrate the calculation procedure for the design of oil separators vessels biphasic and three-phase, analyzing the sensitivity of the proposed models and performing comparisons with results from previous works. From the knowledge of the operational parameters of the field it was possible to determine the dimensions of the two-stage vertical vessel that for these conditions would have 24-inch diameter and a length of 6.72 feet. As for the operating conditions of the field B, the three phase vertical vessel would have dimensions of 4.5 feet in diameter and a length of 14.19 feet. It is noteworthy that the correct sizing of the equipment is important in ensuring the efficiency of the phase separation of the fluid and the following processes. As the sensitivity study on the proposed design changes of the operating parameters is necessary.

Keywords: oil; primary separation of oil; vessel oil separator.

Lista de figuras

Figura 1. Reservatório típico de petróleo.	11
Figura 2. Esquema simplificado do processamento primário de petróleo.....	12
Figura 3. Seções de um vaso separador horizontal bifásico de petróleo.	15
Figura 4. Seções de separação de um separador horizontal trifásico de petróleo.	15
Figura 5. Separador vertical trifásico de petróleo.....	16
Figura 6. Extrator de névoa do tipo malha tricotada.	17
Figura 7. Princípio de funcionamento do extrator de névoa tipo malha tricotada.....	18
Figura 8. Extrator de névoa tipo <i>Vane</i>	19
Figura 9. Forças na entrada de líquido em um sistema gasoso.	22
Figura 10. Coeficiente de resistência.....	24
Figura 11. Constante K em função do fator de separação para um separador vertical.	25
Figura 12. Geometria usada para o dimensionamento do comprimento do vaso separador bifásico vertical.....	28
Figura 13. Geometria usada para o dimensionamento do comprimento do vaso separador trifásico vertical.	31

Lista de tabelas

Tabela 1. Parâmetros para o dimensionamento do vaso separador vertical bifásico.	20
Tabela 2. Parâmetros para o dimensionamento do vaso separador vertical trifásico.	20
Tabela 3. Valores típicos da constante K	25
Tabela 4. Tempo de retenção para vasos separadores bifásicos verticais.	27
Tabela 5. Tempo de retenção para vasos separadores trifásicos.	30
Tabela 6. Sensibilidade do dimensionamento com a mudança de RGL.	34
Tabela 7. Comparativo com trabalhos realizados anteriormente.	34

Lista de símbolos e abreviações

$^{\circ}\text{API}$	– grau API do óleo (adimensional)
A_g	– área do vaso (ft^2)
A_p	– área transversal da partícula (lbf/ft^3)
C_D	– coeficiente de arrasto da partícula (adimensional)
D	– diâmetro mínimo do vaso (ft)
D_p	– diâmetro da gota (ft)
F	- força de arrasto (lbf)
g	– aceleração da gravidade (ft^2/s)
h	– altura de líquido (ft)
h_a	– altura de água (ft)
h_o	– altura de óleo (ft)
K	– constante dependente do projeto e das condições de separação (ft/s)
L	– comprimento do vaso (ft)
Q	– vazão de líquido (ft^3/s)
Q_g	– vazão de gás (ft^3/s)
Q_L	– vazão de líquido (bpd)
Re	– número de Reynolds (adimensional)
RGL	– razão gás-líquido (scf/stb)
t	– tempo de retenção (s)
t_r	– tempo de retenção (min)
$(t_r)_a$	– tempo de retenção da água (min)
$(t_r)_o$	– tempo de retenção do óleo (min)
Vol	– volume do vaso (ft^3)
V_g	– velocidade do gás (ft^3/s)
V_t	– velocidade terminal das gotículas de líquido (ft/s)
W	– diferença de peso entre a corrente líquida e gasosa (lbf)
$\dot{w}$	- vazão mássica de gás (lbm/s)
w_L	– vazão mássica de líquido (lbm/s)
w_v	– vazão mássica do vapor (lbm/s)
W_p	– peso da partícula (lbf)

Letras gregas

ρ_L – massa específica do líquido (lbm/ft³)

ρ_v – massa específica do vapor (lbm/ft³)

μ - viscosidade do óleo (cP)

Υ_g – peso específico do gás (lbf/ft³)

Υ_g – peso específico do gás (lbf/ft³)

Υ_L – peso específico do líquido (lbf/ft³)

Υ_o – peso específico do óleo (lbf/ft³)

Sumário

1 INTRODUÇÃO	8
2 OBJETIVOS	10
2.1 OBJETIVO GERAL	10
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	10
3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	11
3.1 PETRÓLEO E SEUS CONSTITUINTES	11
3.2 PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE PETRÓLEO	11
3.3 SEPARAÇÃO PRIMÁRIA DE PETRÓLEO	13
4 METODOLOGIA.....	20
4.1 DIMENSIONAMENTO DO VASO SEPARADOR	21
4.1.1 Momento	21
4.1.2 Deposição por gravidade.....	21
4.1.3 Vaso separador bifásico vertical	24
4.1.4 Vaso separador trifásico vertical.....	29
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES	33
6 CONCLUSÕES.....	36
7 REFERÊNCIAS	37

1 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 acrescidos 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 que consiste em equipamentos que buscam atender as especificações do mercado. Dentre esses equipamentos, o vaso separador é responsável pela separação das fases do fluido produzido e é classificado quanto à posição, horizontal ou vertical, e quanto ao número de fases, bifásico ou trifásico.

Os separadores verticais são recomendados quando há grande razão gás-líquido, pois toda a área da seção transversal do vaso está disponível para o escoamento do vapor. Estes separadores são indicados quando é necessário um maior controle do nível da fase líquida ou quando se deseja ocupar o menor espaço possível na planta. Apresentam ainda importante vantagem em relação aos horizontais, pois sua geometria facilita a retirada de sólidos produzidos. Já os separadores horizontais são preferíveis quando as vazões de líquido são elevadas, pois para um mesmo volume de líquido, estes fornecem uma maior superfície de contato entre os fluidos, favorecendo a separação das fases. Em relação aos verticais, os separadores horizontais requerem uma maior área disponível para instalação (GÓIS *et al.*, 2013).

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.

Em busca de um aumento na eficiência de separação, muitos vasos são dotados de equipamentos internos, como defletores de entrada e extratores de névoa.

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 e trifásico, verificando a adequação do vaso separador de petróleo para que o processo de separação atenda às especificações do mercado.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

Descrever o procedimento de cálculo que permite dimensionar separador vertical bifásico e trifásico, de forma que uma eficiente separação entre as fases seja obtida.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Utilizar modelos para avaliar o dimensionamento do vaso separador;
- Analisar a adequação dos parâmetros geométricos do equipamento (diâmetro, altura, etc.);
- Avaliar os parâmetros fluidodinâmicos dos vasos separadores de petróleo;
- Determinar os melhores parâmetros para o dimensionamento do vaso separador de petróleo;
- Avaliar o desempenho do vaso para atender as especificações do mercado.

3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

3.1 PETRÓLEO E SEUS CONSTITUINTES

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 (Figura 1). Nesse arranjo, dificilmente as fases são produzidas separadamente, havendo necessidade de separação óleo/água/gás para que possa ser comercializado ou reutilizado de acordo com as especificações.

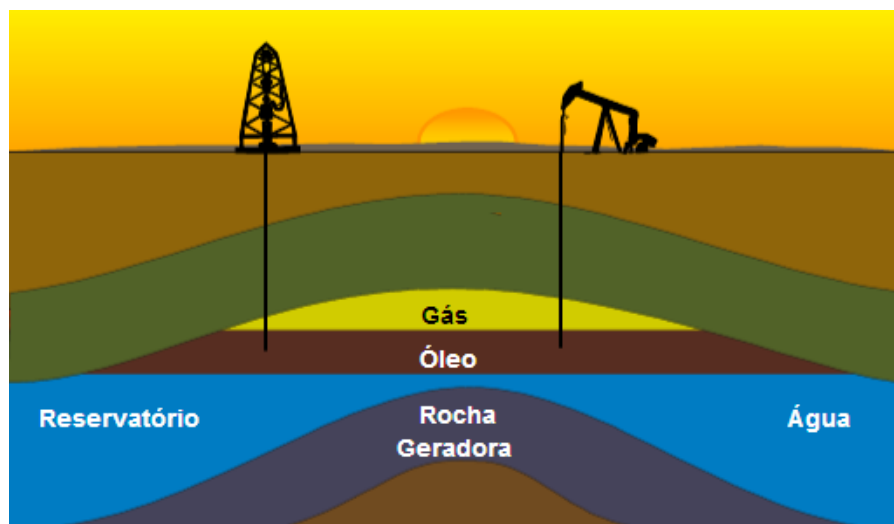


Figura 1. Reservatório típico de petróleo.

Fonte: PETROBRAS, 2011.

3.2 PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE PETRÓLEO

Ao longo da produção de um campo de petróleo é comum a produção simultânea de gás, óleo e água, além das impurezas.

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 2.

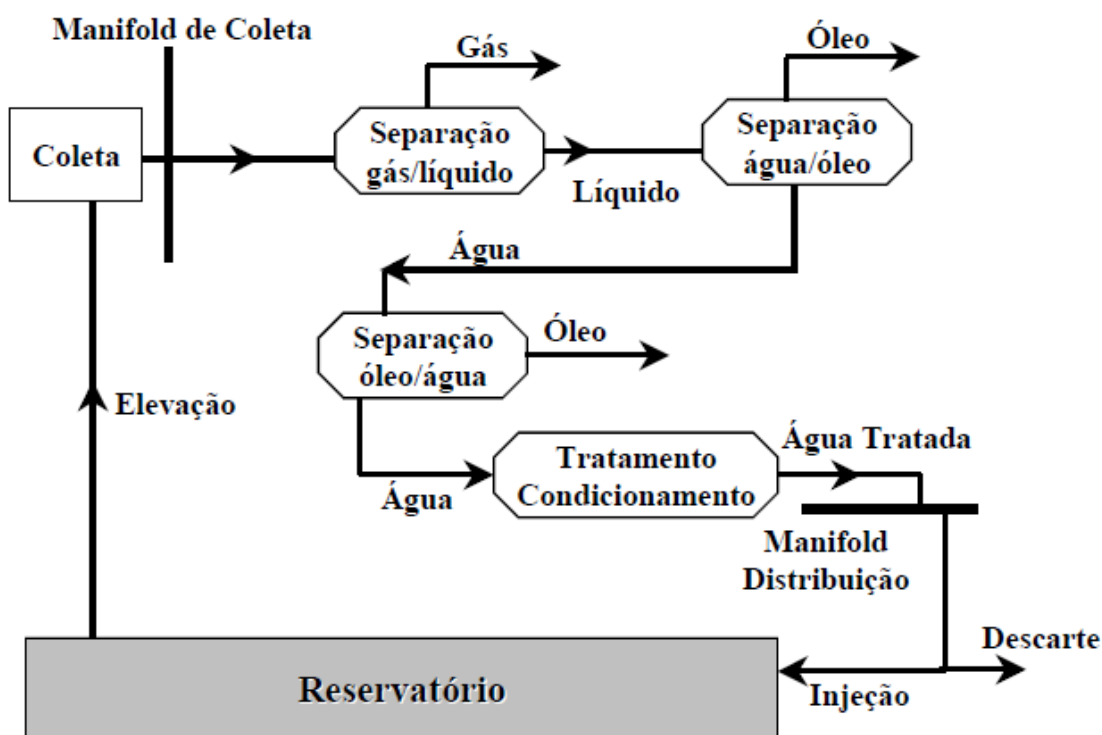


Figura 2. Esquema simplificado do processamento primário de petróleo.

Fonte: PETROBRAS, 2007.

Sendo o processamento primário de petróleo responsável por:

- Separar as fases óleo/água/gás;
- Tratar ou condicionar hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para refinaria;
- 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).

3.3 SEPARAÇÃO PRIMÁRIA DE PETRÓLEO

Ao longo da vida produtiva de um poço de petróleo, água, gás e óleo são produzidos simultaneamente. Assim, a separação primária de petróleo tem finalidade de separar as fases do fluido produzido para que os produtos de valor econômico possam atender as especificações do mercado.

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-se dos seguintes mecanismos:

- Ação da gravidade e diferença de densidades – responsável pela decantação do fluido mais pesado;
- Separação inercial – mudanças bruscas de velocidade e de direção de fluxo permitindo ao gás desprender-se da fase líquida devido à inércia que esta fase possui.
- Aglutinação das partículas – contato das gotículas de óleo dispersas sobre a superfície, o que facilita sua coalescência, aglutinação e consequente decantação;

- Força centrífuga – que aproveita as diferenças de densidade do líquido e do gás (THOMAS, 2001).

Um típico separador possui quatro seções distintas, como podem ser vistas nas Figuras 3 e 4:

➤ Seção de separação primária

Localizada na entrada do vaso, é responsável pela separação de grande parte do líquido. Ao entrar no vaso, o fluido possui uma velocidade considerável e colide contra a placa defletora e, conseqüentemente, gás se desprende devido à mudança brusca de velocidade e direção do fluxo. A força da gravidade também atua nessa seção fazendo com que partículas líquidas mais densas se desprendam da corrente de gás, acumulando-se na seção de acumulação de líquido.

➤ Seção de separação secundária

Local que permite a circulação da corrente gasosa, em velocidade relativamente baixa e pouco turbulenta, em que gotículas líquidas maiores ainda presentes são desprendidas por ação da gravidade.

➤ Seção de acumulação de líquido

Nesta seção, o líquido separado se acumula por um tempo de retenção suficiente para permitir a separação do gás remanescente e, em separadores trifásicos, de grande parte da água. Em seguida, o líquido retido é drenado do vaso com controle de nível.

➤ Seção aglutinadora

Região próxima à saída do gás onde as gotículas de líquido arrastadas pela corrente gasosa, não separadas nas seções anteriores, coalescem e decantam para a seção de acumulação de líquido. Em casos de presença de partículas líquidas muito pequenas, são utilizados extratores de névoa na parte superior do vaso.

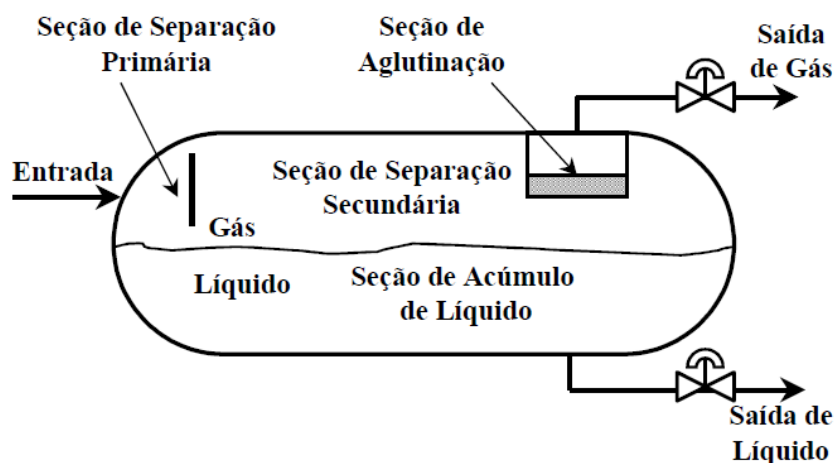


Figura 3. Seções de um vaso separador horizontal bifásico de petróleo.

Fonte: PETROBRAS, 2007.

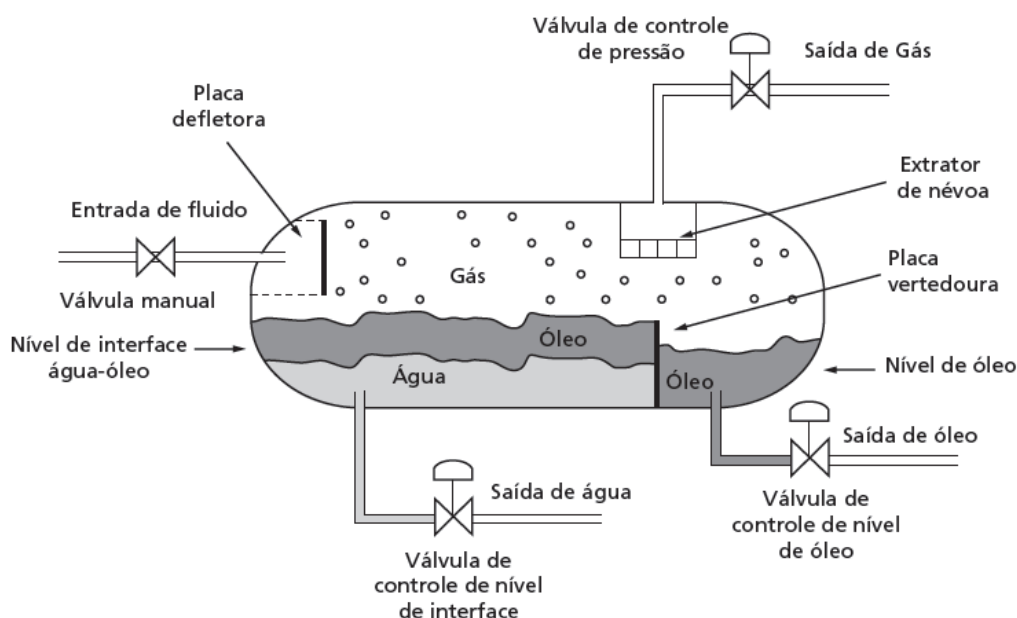


Figura 4. Seções de separação de um separador horizontal trifásico de petróleo.

Fonte: PETROBRAS, 2010.

3.3.1. Vasos separadores verticais

Separadores verticais geralmente são selecionados quando a razão gás-líquido é alta ou as vazões totais de gases são baixos. 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 5). 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.

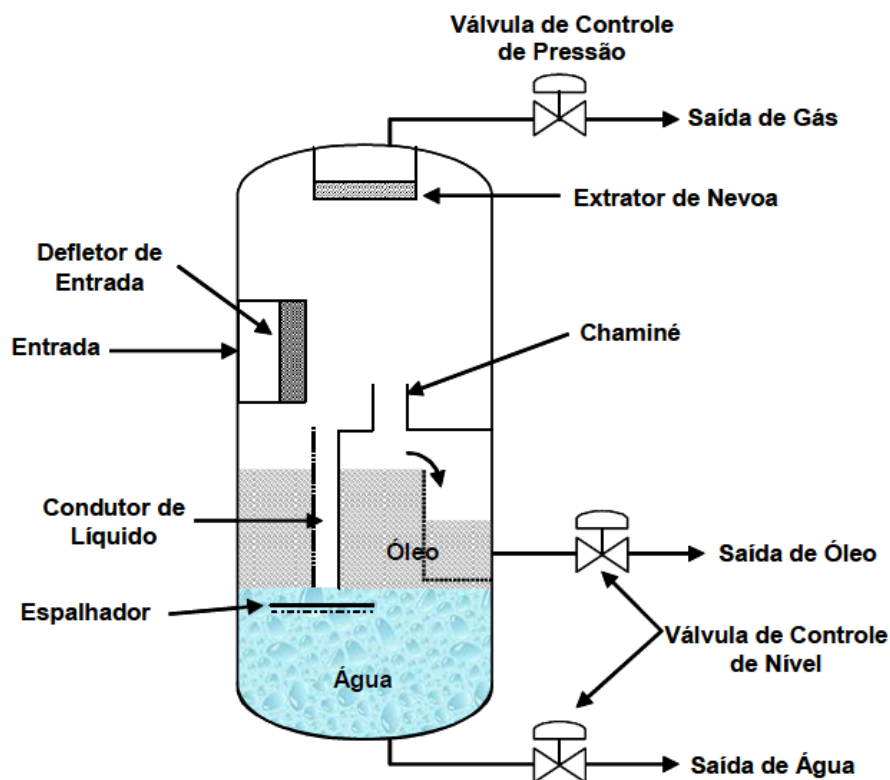


Figura 5. Separador vertical trifásico de petróleo.

Fonte: PETROBRAS, 2007.

3.3.2 Vasos separadores horizontais

Separadores horizontais são mais eficientes para grandes volumes totais de fluido e grandes quantidades de gás dissolvido. A maior área de superfície de líquido nesta configuração oferece as melhores condições para a liberação do gás aprisionado. No separador horizontal, Figura 4, o líquido que foi separado a partir do gás move-se ao longo do fundo do vaso para a saída do líquido.

3.3.3 Extratores de névoa

São equipamentos utilizados no interior dos vasos com o objetivo de reter partículas bem pequenas de líquidos, na forma de gotículas arrastadas do processo primário de separação (VAZ *et al.*, 2008).

Existem vários tipos de extratores de névoa, sendo:

- **Malha tricotada**

O eliminador de névoa conhecido como *demister* consiste em um “colchão” de tela de fio metálico tipo arame, enrolado ou disposto em camadas (Figura 6), podendo ser fabricado em qualquer tamanho ou forma requerido. Seu principal mecanismo de captação de névoas é por impacto inercial (VAZ *et al.*, 2008).

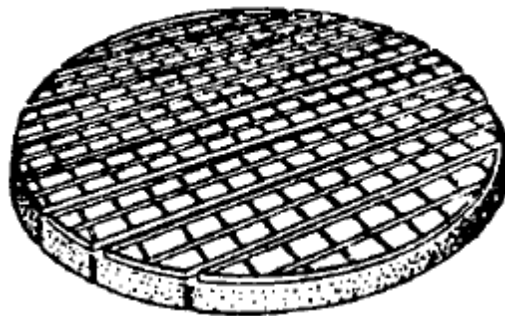


Figura 6. Extrator de névoa do tipo malha tricotada.

Fonte: CAMPBELL, 1992.

Como se pode ver na Figura 7, quando um gás é gerado, ou atravessa um líquido com gás dissolvido, saindo da superfície do líquido (2); transporta com ele um fino jato de gotículas de líquido que são arrastados para cima junto com a corrente de gás (3). À medida que o gás passa pelo extrator de névoa, essas gotas colidem contra a superfície do fio, onde elas são retidas até que se aglutinam e formam gotas maiores. Quando atingem tamanho suficiente, essas gotas rompem com a malha de arame (4) e caem contra a corrente de gás ascendente. Assim, as gotas são eliminadas do gás que, liberado a partir do líquido arrastado, (5) passa sem problemas através da malha.

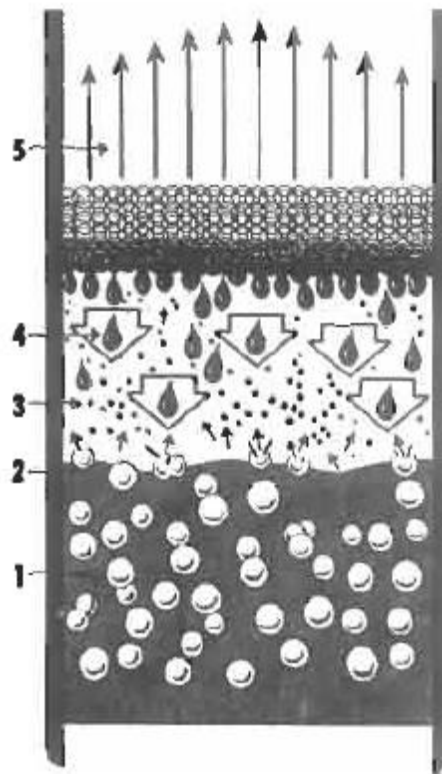


Figura 7. Princípio de funcionamento do extrator de névoa tipo malha tricotada

Fonte: LUDWIG, 1999.

- **Placa corrugada**

Também conhecida por extrator de névoa tipo *Vane*; consiste, basicamente, em um conjunto de placas metálicas no formato de ziguezague, em que a captação de névoas também é realizada por impacto inercial (Figura 8). O gás esco, horizontal ou verticalmente, visto que as palhetas direcionam o fluxo; as gotículas de névoa tendem a permanecer em trajetória retilínea, chocando-se na superfície das palhetas e consequentemente coalescendo com outras partículas até decantar para seção de acumulação de líquido (VAZ *et al.*, 2008).

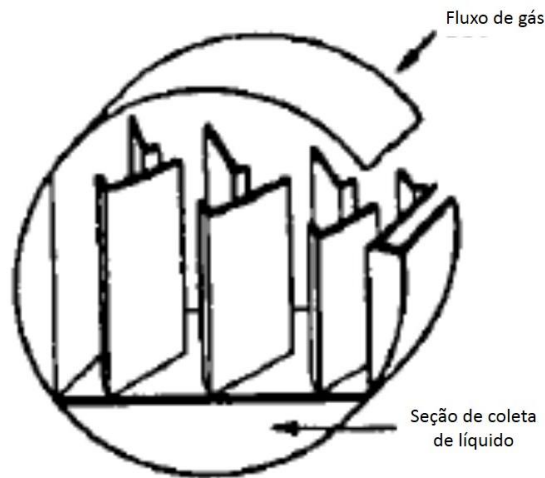


Figura 8. Extrator de névoa tipo *Vane*.

Fonte: CAMPBELL, 1992.

- **Filtro coalescedor**

Dispositivo constituído de cartuchos cilíndricos de material fibroso com a finalidade de reter gotículas existentes no fluxo gasoso em sua superfície. Quando a saturação de gotículas na superfície é atingida, inicia-se o gotejamento destas pela superfície do filtro. Este tipo de eliminador de névoa utiliza-se do mecanismo de impacto inercial, interceptação direta e movimento browniano (VAZ *et al.*, 2008).

- **Ciclone**

São equipamentos de separação de partículas bastante eficientes. Podendo substituir a placa defletora do vaso, constituindo a seção de entrada do vaso. Apresentando restrições por apresentar baixa faixa de aplicação, não aceitando significativas variações de carga (VAZ *et al.*, 2008).

4 METODOLOGIA

O dimensionamento de vasos separadores de petróleo capazes de tratar correntes bifásicas ou trifásicas consiste basicamente na determinação do seu diâmetro e da sua altura total. Utilizando-se do procedimento a ser estudado, torna-se possível o dimensionamento de vasos separadores de petróleo. Neste trabalho foram abordados mais especificamente o dimensionamento para vasos separadores verticais, operando com corrente bifásica e trifásica.

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 Tabelas 1 e 2.

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	0,010614 cP
RGL	2468,4 scf/stb

Tabela 2. Parâmetros para o dimensionamento do vaso separador vertical trifásico.

CAMPO B	
Vazão de óleo	5660,377 bpd
Vazão de água	754,717 bpd
Peso molecular do gás	21,25
Pressão de operação	441,5891 psia
Temperatura de operação	86 °F
Massa específica do óleo (°API 40)	51,50456 lbm/ft ³
Razão de solubilidade a 60°F e 14,7 psia	600 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.

4.1 DIMENSIONAMENTO DO VASO SEPARADOR

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.

Em casos de vasos separadores trifásicos, é necessária a utilização de válvulas de controle de nível de líquidos.

4.1.1 Momento

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.

4.1.2 Deposição por gravidade

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 9.

Forças em uma partícula líquida dentro de uma corrente gasosa

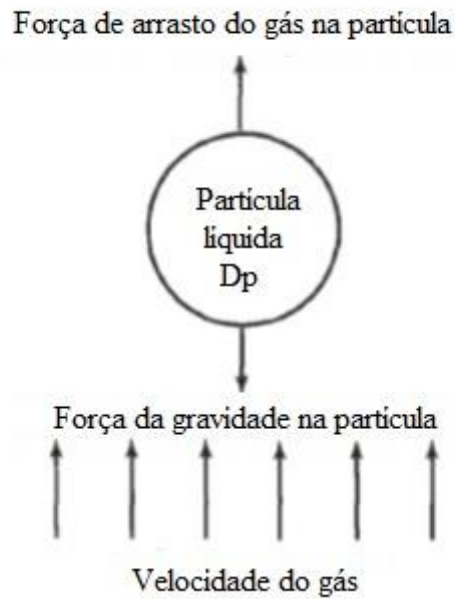


Figura 9. Forças na entrada de líquido em um sistema gasoso.

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 arrasto em lbf

G = aceleração da gravidade em ft²/s

γ_g = peso específico da fase gasosa em lbf/ft³

A_p = área transversal da partícula em ft²

C_D = coeficiente de arrasto da partícula (adimensional)

V_t = 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;

γ_L = peso específico da fase líquida em lb/ft³;

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;

$\gamma_{L,g}$ = peso específico da fase líquida e fase gasosa em lbf/ft³;

C_D = coeficiente de arrasto da partícula (adimensional)

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:

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

Onde,

μ = viscosidade (cP)

Nesta 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 10. A abcissa da Figura 10 é representada por:

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

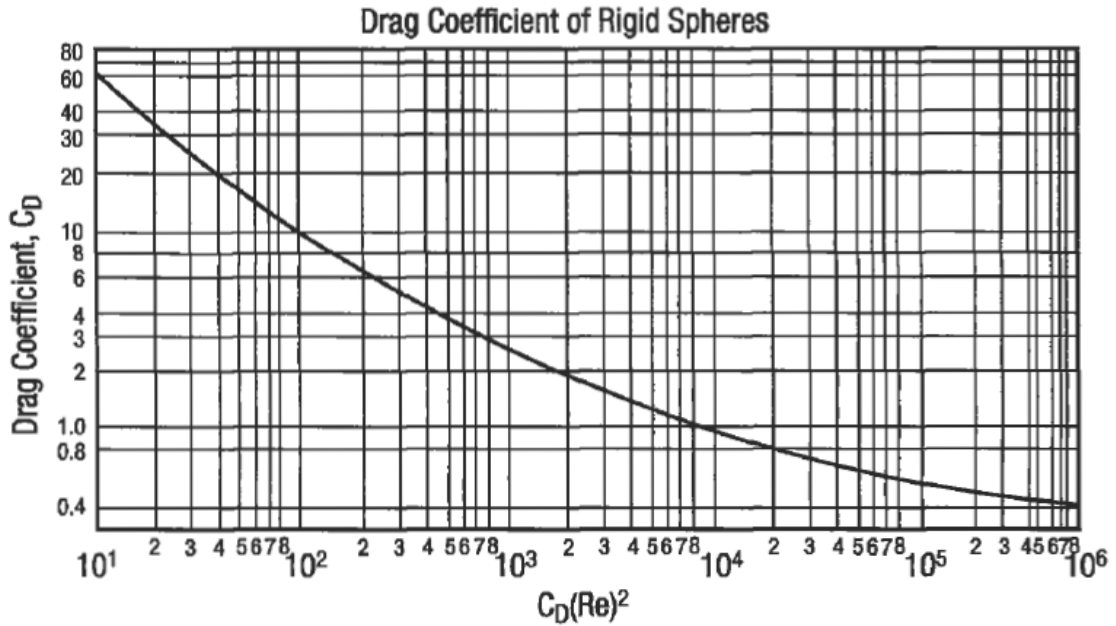


Figura 10. Coeficiente de resistência.

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)

4.1.3 Vaso separador bifásico vertical

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 3 e na Figura 11, a partir do fator de separação.

Tabela 3. Valores típicos da constante K

Fonte: LYONS, 1996.

Tipo de separador	Constante K (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 expensor de entrada, multiplica-se K por 0,7 – 0,8.

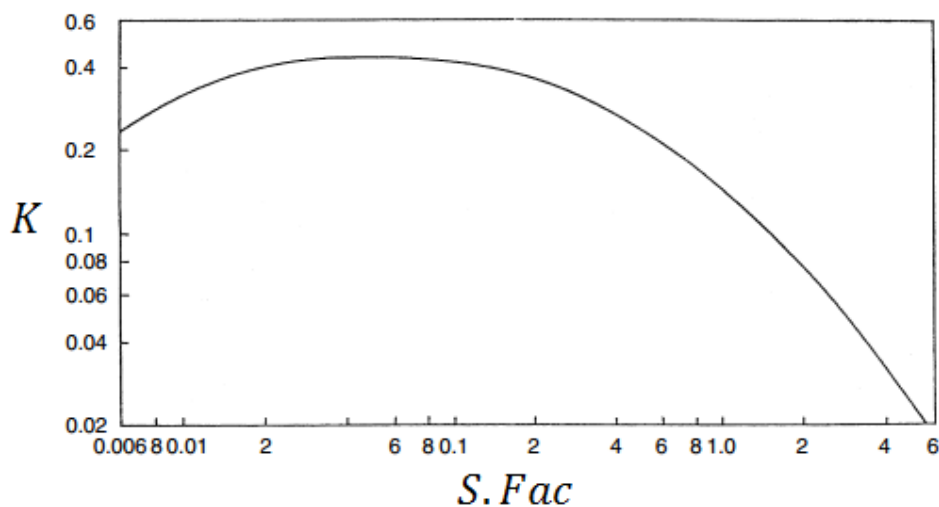


Figura 11. Constante K em função do fator de separação para um separador vertical.

Fonte: GÓIS, 2013.

Sendo que o fator de separação $S.Fac$, abscissa da Figura 11, 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/ft³.

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

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

Onde:

Q = vazão do fluido em ft³/s;

A_g = área do vaso em ft²

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:

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

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 µm serão separadas da corrente gasosa.

Usualmente, os fabricantes produzem vasos separadores de diâmetros pré-determinados. Assim, deve-se escolher um diâmetro que atenda às necessidades do vaso de acordo com dimensionamento prévio. Esses diâmetros podem ser encontrados em tabelas nas literaturas (LYONS, 1996).

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 µm e 150 µm 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 4.

Tabela 4. Tempo de retenção para vasos separadores bifásicos verticais.

Fonte: LYONS, 1996.

Grau API do óleo	Tempo de retenção (minutos)
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 ft³;

Q = vazão de líquido em ft³/s.

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

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

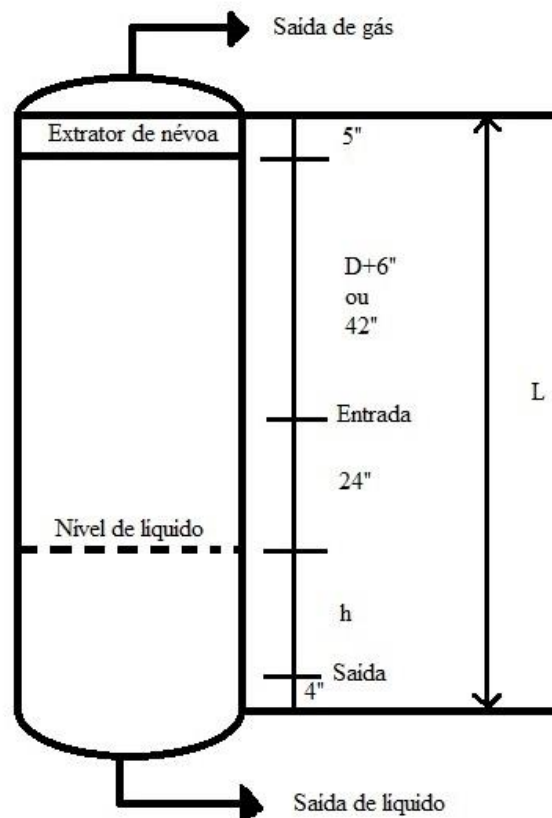


Figura 12. Geometria usada para o dimensionamento do comprimento do vaso separador bifásico vertical.

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 12, em caso que tanto a altura de líquido quanto o peso do recipiente é conhecido. Logo, tem-se:

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

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.

4.1.4 Vaso separador trifásico vertical

O dimensionamento de um separador trifásico para a remoção de água é principalmente uma função de tempo de retenção. O tempo de retenção é necessário estar relacionado ao volume do vaso, a quantidade de líquido a ser tratado e as massas específicas relativas da água e óleo. O volume efetivo de retenção num vaso é parte do vaso no qual o óleo e a água fiquem em contato mútuo (LYONS, 1996).

Os cálculos utilizados para o dimensionamento de um vaso separador trifásico vertical são semelhantes ao separador bifásico vertical já estudado. Baseando-se também pela velocidade terminal da gotícula de líquido, são considerados os pesos específicos do óleo e do gás para a Equação 9.

Assim como no vaso bifásico vertical, a velocidade terminal da gotícula é comparada numericamente com a velocidade do gás, obtendo-se a Equação 17, em que pode-se determinar um diâmetro mínimo para o vaso.

Assim, obtém-se:

$$K \left(\frac{\gamma_o - \gamma_g}{\gamma_g} \right)^{0,5} = \frac{\frac{\dot{w}}{\gamma_g}}{\frac{\pi^2}{4} D^2} \quad (17)$$

Em caso de valores não fornecidos para diâmetro da gota e μ_o , usa-se 500 μm e 3 cP, respectivamente. Após a obtenção do diâmetro mínimo do vaso, deve-se calcular a altura de óleo e de água dentro do separador ($h_o + h_a$). É necessário que um volume de líquido fique armazenado temporariamente dentro do separador para que haja equilíbrio entre a fase líquida e gasosa. Esse tempo de armazenamento é conhecido como tempo de retenção.

Assim, o tempo de retenção é a relação entre o volume de armazenamento do líquido no recipiente e a vazão de líquido. Alguns valores de tempo de retenção são tabelados para separadores trifásicos, como mostrado na Tabela 5.

Tabela 5. Tempo de retenção para vasos separadores trifásicos.

Tipos de separação	Tempo de retenção
Separadores hidrocarbonetos/água	
Hidrocarboneto acima de 35 °API	3 a 5 min
Hidrocarboneto abaixo de 35 °API	
100 °F e acima	5 a 10 min
80 °F	10 a 20 min
60 °F	20 a 30 min
Separadores etileno glicol/hidrocarbonetos (Separadores frios)	20 a 30 min
Separadores Amina/hidrocarbonetos	20 a 30 min
Coalescedores, separadores hidrocarboneto/água	
100 °F e acima	5 a 10 min
80 °F	10 a 20 min
60 °F	20 a 30 min
Cáustica/Propano	30 a 45 min
Cáustica/gasolina pesada	30 a 90 min

Fonte: Lyons, 1996.

Da mesma forma que o bifásico vertical, o tempo de retenção é relacionado ao volume do vaso, porém as alturas relativas a cada fase são determinadas separadamente.

Assim,

$$D^2 h = 4,958 \times 10^{-3} Q_L t_r \quad (18)$$

Onde,

D = diâmetro mínimo do vaso, em ft

h = altura de líquido, em ft

Q_L = vazão de líquido, em bpd

t_r = tempo de retenção, em minutos.

Para o projeto de separação das duas fases líquidas, tem-se:

$$D^2 h_o = 4,958 \times 10^{-3} Q_o(t_r)_o \quad (19)$$

$$D^2 h_a = 4,958 \times 10^{-3} Q_a(t_r)_a \quad (20)$$

Somando as equações (19) e (20)

$$h_o + h_a = 4,958 \times 10^{-3} \frac{Q_o(t_r)_o + Q_a(t_r)_a}{D^2} \quad (21)$$

Onde,

h_o = altura da fase óleo, em ft

h_a = altura da fase água, em ft

Q_o = vazão de óleo, em bpd

Q_a = vazão de água, em bpd.

O último passo no dimensionamento de um vaso separador trifásico vertical recai sobre a altura total do vaso e a relação entre a altura e o diâmetro. Devendo ser determinada a partir da geometria, como na Figura 13, sendo consideradas as duas fases distintas (óleo e água).

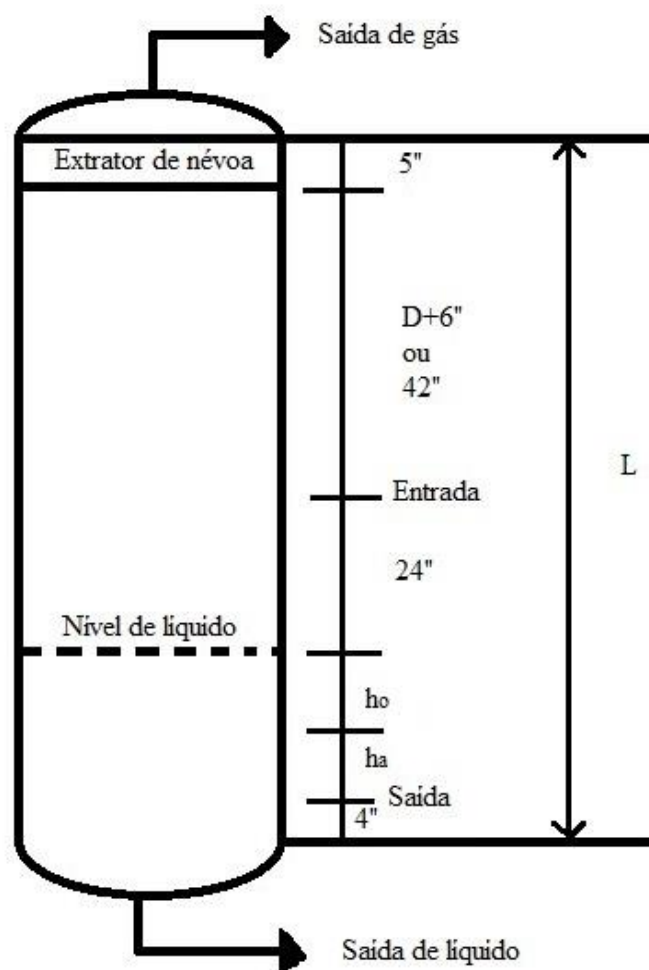


Figura 13. Geometria usada para o dimensionamento do comprimento do vaso separador trifásico vertical.

Fonte: LYONS, 1996.

Em busca de uma proporção admissível entre o comprimento e o diâmetro dos vasos separadores, a relação L/D é usada como parâmetro e deve, em vasos separadores trifásicos verticais, estar entre 15 e 3.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

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 $L/D = 3,36$.

Seguindo procedimento de cálculo também já descrito e com o uso da Planilha Excel desenvolvida, as dimensões do vaso separador trifásico podem ser conhecidas. Sendo solicitado um vaso que separe uma corrente trifásica para os parâmetros do Campo B, a gotícula de líquido deve possuir velocidade terminal de 1,8 ft/s, sendo necessários 5 minutos de tempo de retenção de líquido. Assim o equipamento de geometria vertical deve possuir diâmetro de 4,5 pés (54 in), comprimento de 14,19 pés e $L/D = 3,15$.

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. Inclusive para garantir a eficiência necessária para atender às especificações do mercado e até mesmo evitando 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 e trifásicas, 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/cm², 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 ($RGL = 440 \text{ m}^3/\text{m}^3$). 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 6.

Tabela 6. Sensibilidade do dimensionamento com a mudança de RGL.

RGL (m^3/m^3)	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.

Um diferente estudo de caso pode ser feito através de analogias deste trabalho com trabalhos realizados anteriormente. Desta forma, mesmo com parâmetros operacionais distintos, resultados obtidos podem ser comparados, como mostrado na Tabela 7.

Tabela 7. Comparativo com trabalhos realizados anteriormente.

	Proposto	Góis e Matos (2013)	Silva (2013)
D(in)	24	37	20
L(ft)	6,72	10,46	6,5
L/D	3,36	3,39	3,8

Como Góis e Matos (2013) mostra em seu trabalho, o dimensionamento de um vaso separador vertical para tratar uma corrente bifásica apresentou maiores dimensões quando comparadas ao proposto neste trabalho. Esse incremento nas dimensões pode ser justificado devido o vaso tratar um óleo mais pesado, com características que dificulte a separação eficiente gás-líquido, fazendo-se necessário um vaso separador bifásico maior do que o apresentado.

O vaso separador bifásico vertical dimensionado anteriormente apresenta dimensões maiores em comparação aos resultados obtidos por Silva (2013). Isto pode ser relacionado ao fato de que o parâmetro do volume de gás em que o vaso deve operar é maior, comparado ao utilizado por Silva (2013).

Importante ressaltar que os resultados obtidos em ambos os trabalhos se apresentam coerentes, de acordo com o procedimento de cálculo proposto para o dimensionamento de vasos separadores de petróleo, mesmo que tenham sido dimensionados com parâmetros operacionais diferentes.

6 CONCLUSÕES

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 e trifásicos. Fazendo a análise de sensibilidade de alguns parâmetros do dimensionamento como a pressão de operação para ambos os casos 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, de dimensionar os dispositivos internos, bocais de saída e vasos separadores de petróleo com geometria horizontal.

7 REFERÊNCIAS

- CAMPBELL, J. M. Gas Conditioning and Processing. Vol. 2, 7th ed. EUA, Oklahoma.1992.
- 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.
- GPSA (1987). Engineering Data Book, 10th ed., Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, OK.
- LYONS, W.C; PLISGA, G.J. Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering. 2ed.EUA:Elsevier,1996.
- LUDWIG, E. E. Applied Process Design for Chemical and Petrochemical Plants. Vol. 1, 3th ed. Houston, Texas, 1999.
- PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. Processamento Primário de Petróleo. Rio de Janeiro, Brasil, 2007.
- PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. Perfuração e Completação de Poços. São Paulo, Brasil.2011.
- PETROBRAS – Programa Alta Competência. Noções de Processamento Primário de Petróleo. Rio de Janeiro, Brasil, 2010.
- SILVA, A. L. M. Análise do Equilíbrio-Vapor e Dimensionamento de Vasos Separadores de Petróleo em Campo Maduros. 2013. 46f. Dissertação (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal. 2013.
- THOMAS, J. E., organizador. Fundamentos de engenharia de petróleo. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.
- VAZ, C.E.M; MAIA, J.L; SANTOS, W.G. Tecnologia da Indústria do Gás Natural. Editora Blucher, 1ª Ed, São Paulo, 2008.