



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO  
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO



---

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**DIMENSIONAMENTO DE VASO SEPARADOR BIFÁSICO HORIZONTAL**

Raquel Cavalcante das Neves Soares dos Anjos

**Orientador:** Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte

**NATAL  
2015**

**RAQUEL CAVALCANTE DAS NEVES SOARES DOS ANJOS**

**DIMENSIONAMENTO DE VASO SEPARADOR BIFÁSICO HORIZONTAL**

Trabalho de conclusão de curso apresentado como requisito parcial à obtenção do grau em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Orientador: Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte.  
Co-orientador: Leonardo Asfora de Oliveira.

**NATAL**  
**2015**

**RAQUEL CAVALCANTE DAS NEVES SOARES DOS ANJOS**

**DIMENSIONAMENTO DE VASO SEPARADOR BIFÁSICO HORIZONTAL**

Trabalho de conclusão de curso apresentado como requisito parcial à obtenção do grau em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em: \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2015.

**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

---

Leonardo Asfora de Oliveira – Co-orientador

Engenheiro de Petróleo

*“Quando você quer alguma coisa, todo o universo conspira para que você realize o seu desejo. “*

*(Paulo Coelho)*

*Dedico este trabalho aos meus pais.*

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, por ter iluminado minhas ideias em todos os momentos, e por não me deixar desistir.

Aos meus pais, Joseneide e Gilberto, pelo incentivo constante e por tudo. Eu amo vocês.

A Walmy André, pelo apoio na hora que mais precisei.

À Gabriela (Bibia) e ao meu irmão, Gilberto Júnior, simplesmente por estarem ali nas horas que precisei desabafar.

Ao meu orientador, Lindemberg, pela compreensão e o auxílio, e a todo o corpo docente do curso de Engenharia de Petróleo, que me trouxeram tantos conhecimentos ao longo dos anos.

## SUMÁRIO

LISTA DE REDUÇÕES	viii
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABELAS	xi
LISTA DE EQUAÇÕES	xii
RESUMO	xiii
ABSTRACT	xiv
<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>15</b>
<b>2 OBJETIVOS</b>	<b>16</b>
2.1 OBJETIVO GERAL	16
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
<b>3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>17</b>
3.1 RESERVATÓRIO DE HIDROCARBONETOS NAS FASES LÍQUIDA E GASOSA	17
3.2 PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE PETRÓLEO	18
3.3 SISTEMAS DE SEPARAÇÃO	19
3.4 COMPONENTES E SESSÕES DO SEPARADOR	21
3.5 PROBLEMAS OPERACIONAIS	24
<b>4 METODOLOGIA</b>	<b>25</b>
4.1 CÁLCULOS	27
4.1.1 VERIFICAÇÃO	28
4.2 DIMENSIONAMENTO DOS BOCAIS	32
4.2.1 BOCAL DE ENTRADA DO FLUIDO	32
4.2.2 BOCAL DE SAÍDA DO GÁS	33
4.2.3 BOCAL DE SAÍDA DE LÍQUIDO	34
<b>5 RESULTADOS</b>	<b>36</b>
<b>6 CONCLUSÕES</b>	<b>41</b>
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>42</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>44</b>

## LISTA DE REDUÇÕES

RGL	Razão Gás-Líquido
T	Temperatura
P	Pressão
PM	Peso Molecular
SPGRO	Massa específica do óleo em condições de operação
SPGRA	Massa específica da água produzida
SPGRG	Massa específica do gás em condições de operação
BSW	Basic Sediments and Water
QLIQMAX	Vazão volumétrica máxima de líquido em condições de operação
Q'GS	Vazão volumétrica do gás em condições padrão
FS	Fator de surge
FO	Fator de operação
LTT	Comprimento entre tangentes
K1	Razão LTT/D
K2	Percentual da área ocupada pelo líquido
K3	Percentual da altura ocupada pelo líquido
TRL	Tempo de residência do líquido
D	Diâmetro
FCA	Fator de Correção de Área
K	Constante relativa ao demister utilizado
VG	Velocidade permissível do gás
QGO	Vazão de gás em condições de operação
QGS	Vazão volumétrica de projeto do gás em condições de operação
SPGRGS	Massa específica do gás em condições padrão
AGN	Área necessária ao gás
AGD	Área disponível ao gás
SPGRM	Massa específica da mistura
VEP	Velocidade de entrada do fluido
C	Constante
DE	Diâmetro do bocal de entrada
VGP	Velocidade de saída do gás

DSG	Diâmetro do bocal de saída do gás
SPGRL	Massa específica do líquido
VLP	Velocidade de saída do líquido
DSL	Diâmetro do bocal de saída de líquido
VREP	Velocidade real da entrada do fluido no bocal
VRGP	Velocidade real da saída do gás no bocal
VRLP	Velocidade real da saída do líquido no bocal

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Reservatório típico de petróleo e gás.....	17
Figura 2 – Processamento primário de petróleo.....	19
Figura 3 – Sistema com separação bifásica.....	20
Figura 4 – Sistema com separação trifásica.....	20
Figura 5 – Vaso separador bifásico vertical.....	22
Figura 6 – Vaso separador bifásico horizontal.....	22
Figura 7 – Sessões de um vaso separador.....	23

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados para dimensionamento.....	25
Tabela 2 – Vazões nos bocais.....	26
Tabela 3 – Dados determinados pelo projetista.....	26
Tabela 4 – Valores recomendados de LTT/D.....	26
Tabela 5 – Valores de K e FCA.....	28
Tabela 6 – Parâmetros operacionais do separador de testes.....	36
Tabela 7 – Vazões de óleo, água e gás.....	36
Tabela 8 – Composição do gás.....	37
Tabela 9 – Vazões de óleo, água e gás no cenário 2.....	38
Tabela 10 – Vazões de óleo, água e gás no cenário 3.....	39
Tabela 11 – Vazões de líquido e de gás.....	39
Tabela 12 – Dimensões e tempo de residência calculados.....	39

## LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1.....	27
Equação 2.....	27
Equação 3.....	27
Equação 4.....	28
Equação 5.....	28
Equação 6.....	29
Equação 7.....	29
Equação 8.....	30
Equação 9.....	30
Equação 10.....	30
Equação 11.....	31
Equação 12.....	31
Equação 13.....	31
Equação 14.....	32
Equação 15.....	32
Equação 16.....	33
Equação 17.....	33
Equação 18.....	33
Equação 19.....	34
Equação 20.....	34
Equação 21.....	34
Equação 22.....	35
Equação 23.....	35
Equação 24.....	35
Equação 25.....	37

## RESUMO

Vasos separadores são equipamentos projetados para promover a separação entre as fases gasosa e líquida, ou ainda gasosa, aquosa e oleosa, dependendo dos interesses técnicos e econômicos da região produtora. Eles podem ser classificados em bifásicos ou trifásicos, quanto ao número de fases separadas, e em horizontais e verticais, quanto ao seu formato. Este trabalho tem como objetivo mostrar uma metodologia de cálculos para o dimensionamento de vasos separadores bifásicos horizontais, mais utilizados em campos de alta RGL, comparando os resultados dos dimensionamentos obtidos em três cenários diferentes de produção. No cenário 2 houve aumento nas vazões de água, gás e óleo, quando comparado ao cenário 1, enquanto que no cenário 3 houve aumento apenas das vazões de água e óleo. O dimensionamento correto desses vasos pode evitar trocas futuras de equipamento e estudos mais aprofundados devem ser realizados para melhores escolhas.

**Palavras-chave:** Petróleo. Processamento primário. Vaso separador.

## ABSTRACT

Separator vessels are devices designed to make the separation between gas and liquid phases, or gas, water and oil phases, depending on the technical and economic interests of the concession. They can be classified into two-phase or three-phase, according to the number of phases to be separated, and horizontal and vertical, according to the position they fit. This work aims to present a calculation methodology for the design of a horizontal two-phase separator, most commonly used in fields with high GOR, comparing the results obtained in three different scenarios of production. In scenario 2 there was an increase in water, gas and oil flow rates, compared to scenario 1, while in scenario 3 there was an increase of only water and oil flow. The proper sizing of these vessels might avoid future replacements of the devices and further studies must be conducted for making better choices.

**Keywords:** Petroleum. Primary processing. Separator vessel.

## 1 INTRODUÇÃO

O petróleo extraído de diferentes poços de uma concessão marítima ou terrestre chegam à superfície em condições que não estão adequadas a utilização ou exportação, sendo ele a principal matéria-prima para a produção de combustíveis, lubrificantes e outros produtos. De acordo com a região produtora, suas características químicas e físicas podem mudar, mas não deixa de ser uma mistura oleosa e, para que haja um maior aproveitamento deste, pesquisas vêm sendo realizadas visando a melhoria dos processos de refino e separação.

Os vasos separadores, vistos no capítulo 3 deste trabalho, são empregados na primeira etapa da planta de processamento primário, onde ocorre a separação das fases oleosa, gasosa e aquosa, se forem trifásicos, ou apenas líquida e gasosa, nos bifásicos, e podem ser classificados como horizontais ou verticais, de acordo com o seu formato.

A importância desses vasos para a indústria de petróleo é grande, sendo necessário que sejam feitos dimensionamentos para que o desenvolvimento da produção seja eficaz e o processo de separação seja economicamente viável e atenda bem as especificações do mercado, considerando ainda as condições atuais e futuras dos campos.

No capítulo 4 são mostrados os cálculos necessários para a obtenção das dimensões de um separador bifásico horizontal.

No capítulo 5 são demonstradas as dimensões teóricas obtidas, utilizando o método proposto, de um separador que irá operar em um campo terrestre de alta RGL.

No capítulo 6, finalmente, são apresentadas as conclusões do trabalho, além de recomendações para trabalhos futuros.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GERAL**

O objetivo do trabalho é aplicar uma metodologia de dimensionamento de um vaso separador horizontal bifásico para um campo terrestre.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- › Dimensionar os bocais de entrada e saída do vaso separador;
- › Analisar a influência de um aumento na produção no dimensionamento do vaso;
- › Propor alternativas para evitar intervenções futuras.

### 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

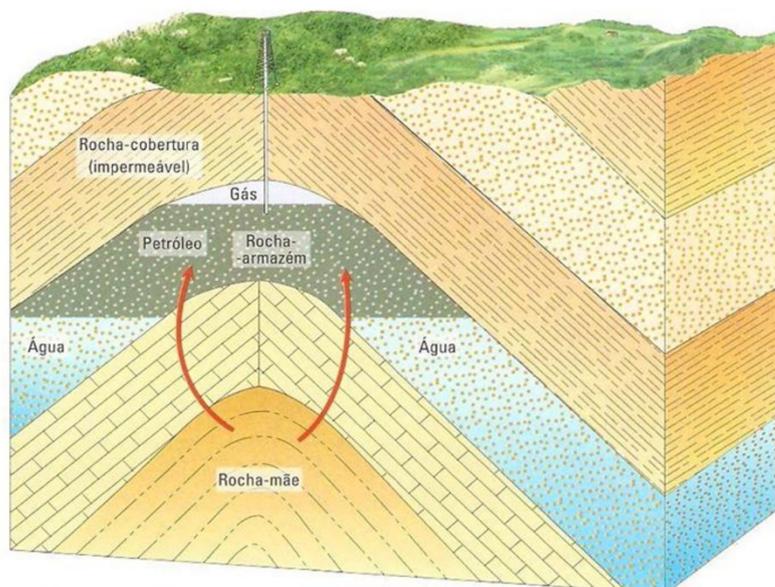
#### 3.1 RESERVATÓRIO DE HIDROCARBONETOS NAS FASE LÍQUIDA E GASOSA

O petróleo é o produto de um conjunto de fatores ocorridos há milhares de anos. Índícios de resíduos orgânicos, bactérias e outros produtos sugerem que esses componentes teriam sido depositados sob camadas de sedimentos que, com a ação do tempo, teriam fornecido condições de pressão e temperatura ideais para dar início a uma cadeia de processos que originou o óleo (THOMAS, 2004).

As condições termodinâmicas nas camadas de sedimentos que deram origem a rocha-mãe, ou geradora, onde houve transformação da matéria orgânica, impulsionaram o petróleo para rochas superiores com certo grau de porosidade, na chamada migração primária. Ao processo de movimentação do óleo por entre as rochas permeáveis até o encontro com formações geológicas selantes e impermeáveis deu-se o nome de migração secundária, que levou ao aprisionamento do petróleo e a sua acumulação.

Como mostra a Figura 1, o reservatório, local de armazenamento do petróleo, é geralmente ocupado por uma camada de gás, óleo e água, devido a diferença de

Figura 1 – Reservatório típico de petróleo e gás.



Fonte: Figura adaptada. SILVA *et al.*, 2008.

densidade entre elas. A presença de estados físicos distintos de hidrocarbonetos está relacionada com os diferentes processos térmicos e da matéria que deram a sua origem. Os gases com moléculas menores e mais leves ocupam as partes mais altas da rocha-armazém, ficando acima do óleo com moléculas maiores e mais pesadas e da água salgada, de acordo com a ação da gravidade e da falta de miscibilidade entre as fases.

A Figura 1 também mostra que pode haver uma mistura de fases na produção dos campos, o que leva a necessidade de separação destas.

### **3.2 PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE PETRÓLEO**

Em condições de reservatório o petróleo encontra-se em um estado líquido e viscoso, sendo que suas características dependem das condições termodinâmicas atuantes sobre a rocha em que está armazenado. No entanto, sua produção leva a uma mudança de pressão e temperatura relativa as condições iniciais, de modo que os hidrocarbonetos de menor peso molecular sejam desassociados da fase oleosa e apareçam numa fase gasosa, juntamente com outros gases, como o sulfídrico ( $H_2S$ ) e o dióxido de carbono ( $CO_2$ ) (BRASIL *et al.*, 2012).

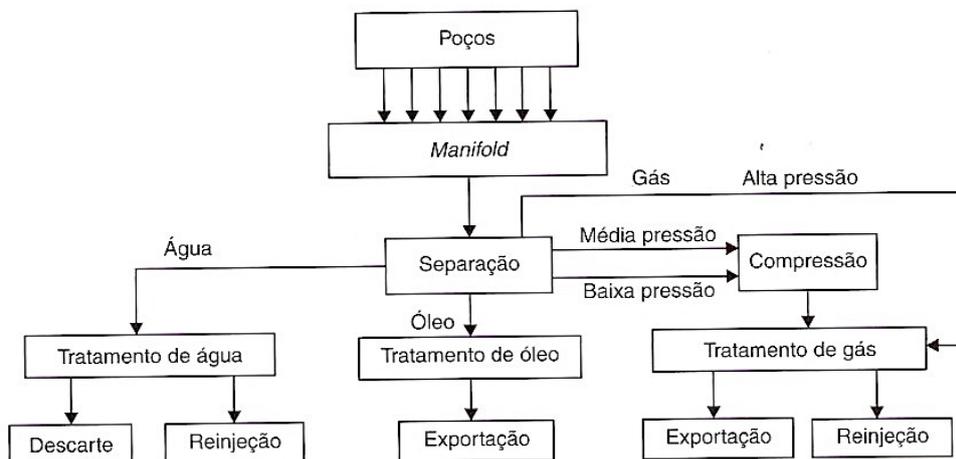
A produção de água, ou salmoura, também é comum nos campos, principalmente naqueles que se utilizam da mesma para injeção como método de recuperação suplementar.

As correntes que chegam de diferentes poços são então compostas por uma mistura de fases líquida e gasosa, juntamente com impurezas, que devem ser separadas de acordo com os interesses econômicos da empresa. Essas correntes são reunidas no *manifold*, que regula a pressão na qual os fluidos serão enviados para os vasos.

As instalações de superfície de produção localizadas em terra ou plataformas marítimas são dotadas de equipamentos capazes de realizar essa separação. Além disso, ficam responsáveis pelo tratamento e condicionamento dos hidrocarbonetos que serão exportados ou reinjetados nos reservatórios, e pelo tratamento da água produzida, de acordo com as normas ambientais locais. Nesses tratamentos ocorre a redução no teor de água emulsionada no óleo e no teor de vapor de água e outros contaminantes presentes no gás que podem ocasionar a formação de hidratos. Todo

esse esquema recebe o nome de processamento primário de petróleo, que pode ser observado na Figura 2.

Figura 2 – Processamento primário de petróleo.



Fonte: BRASIL *et al.*, 2012.

Estudos da curva de produção e da viabilidade técnico-econômica de uma concessão são levados em conta para a construção das plantas de processamento primário, que podem ser simples ou complexas. As mais simples são constituídas de vasos separadores bifásicos (gás/óleo) ou trifásicos (gás/óleo/água), já as mais complexas, como a apresentada na Figura 2, incluem o tratamento e condicionamento das fases já separadas (BRASIL *et al.*, 2012).

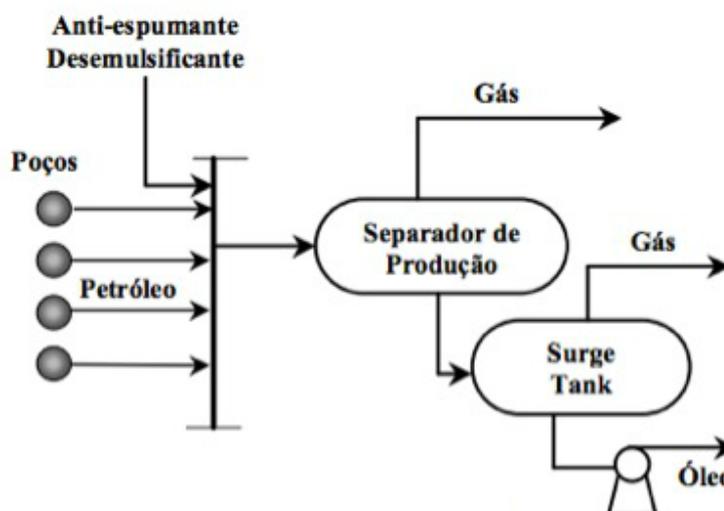
### 3.3 SISTEMAS DE SEPARAÇÃO

A separação de fases no processamento primário de petróleo é feita por meio de vasos separadores dispostos em série ou paralelo. É comum ainda a injeção de produtos químicos antiespumantes que facilitam a separação gás/óleo e de desemulsificantes na separação água/óleo (PETROBRAS, 2007).

A quantidade de estágios nas diferentes configurações que um sistema de separação pode assumir varia de acordo com a densidade do petróleo produzido e da qualidade final de separação entre gás e óleo. Óleos mais pesados passam por um ou dois vasos operando com diferentes pressões. Já os mais leves necessitam de até três níveis diferentes de pressão (BRASIL *et al.*, 2012).

Os separadores bifásicos, que separam o gás do líquido, são normalmente utilizados nos sistemas mais simples, que encaminham a mistura água-óleo para outras instalações, como mostra a Figura 3 (PETROBRAS, 2007).

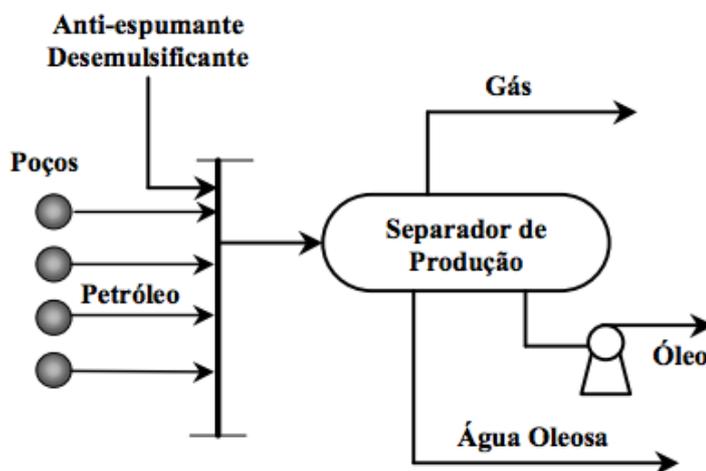
Figura 3 – Sistema com separação bifásica.



Fonte: PETROBRAS, 2007.

Quando há necessidade de uma separação inicial das três fases (gás, óleo e água) são utilizados os separadores trifásicos, porém, assim como ocorre nos bifásicos, a corrente tratada é enviada para uma outra instalação aonde o tratamento do óleo possa ser feito para remover as frações de água emulsionada, como mostra a Figura 4.

Figura 4 – Sistema com separação trifásica.



Fonte: PETROBRAS, 2007.

Depois de classificados quanto ao número de fases capazes de separar, os vasos podem ser também divididos quanto ao seu formato, horizontal ou vertical.

A determinação do tipo de separador a ser utilizado (horizontal ou vertical) leva em consideração o espaço disponível na planta de processamento primário, a quantidade ou existência de espuma ou areia, por exemplo, que irá entrar no vaso, entre outros fatores.

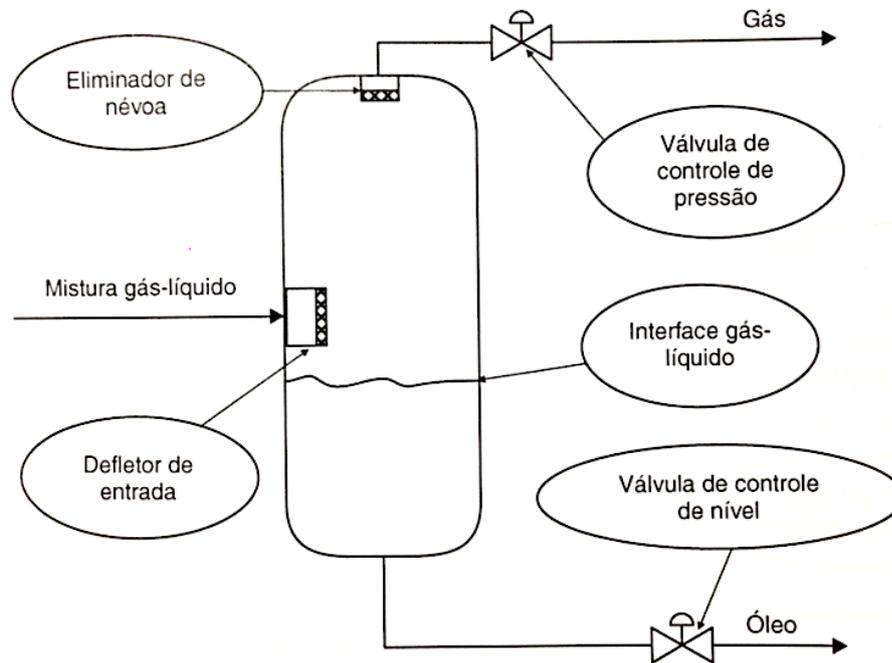
Os horizontais são mais utilizados em campos com altas vazões de líquido, pois há uma maior área de superfície de contato entre os fluidos, o que facilita a separação das fases. Essa área, ou comprimento horizontal maior também facilita a separação de bolhas de gás provenientes de espuma, assim como aumenta o tempo de decantação das gotículas de óleo presentes na corrente de gás, que caem perpendicularmente à direção de seu escoamento, uma vez que o caminho percorrido pela corrente é maior. A desvantagem é que requerem a disponibilidade de um espaço maior para instalação.

Quando a necessidade de controle de nível dos líquidos é grande, ou quando há uma alta produção de sedimentos, os vasos separadores verticais são mais indicados. A geometria facilita sua instalação em plantas com espaço reduzido, porém dificulta sua utilização em plataformas marítimas, pelo difícil acesso causado pela altura.

### **3.4 COMPONENTES E SESSÕES DO SEPARADOR**

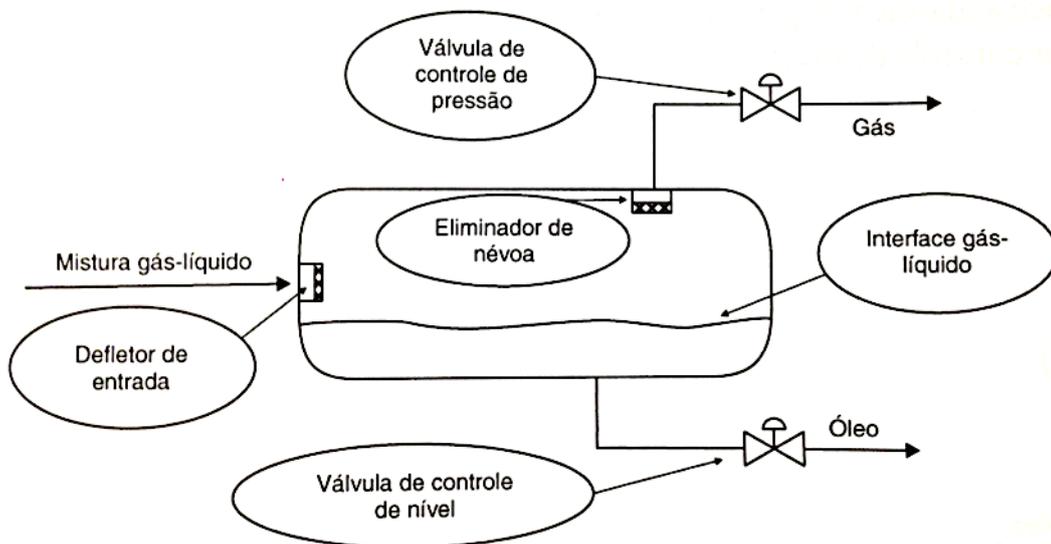
O objetivo básico de um separador é promover a separação do gás livre do óleo e/ou da água. Para isso, o vaso é composto por alguns mecanismos no seu interior que aumentam a eficiência da separação, tais como defletores de entrada e eliminadores de névoa, mostrados nas Figuras 5 e 6, quebradores de espuma e de onda, entre outros (BRASIL *et al.*, 2012).

Figura 5 – Vaso separador bifásico vertical.



Fonte: BRASIL *et al.*, 2012.

Figura 6 – Vaso separador bifásico horizontal.



Fonte: BRASIL *et al.*, 2012.

Estes equipamentos estão distribuídos em quatro sessões distintas (Figura 7): seção de separação primária, seção de acumulação de líquido, seção secundária e seção de aglutinação (PETROBRAS, 2007).

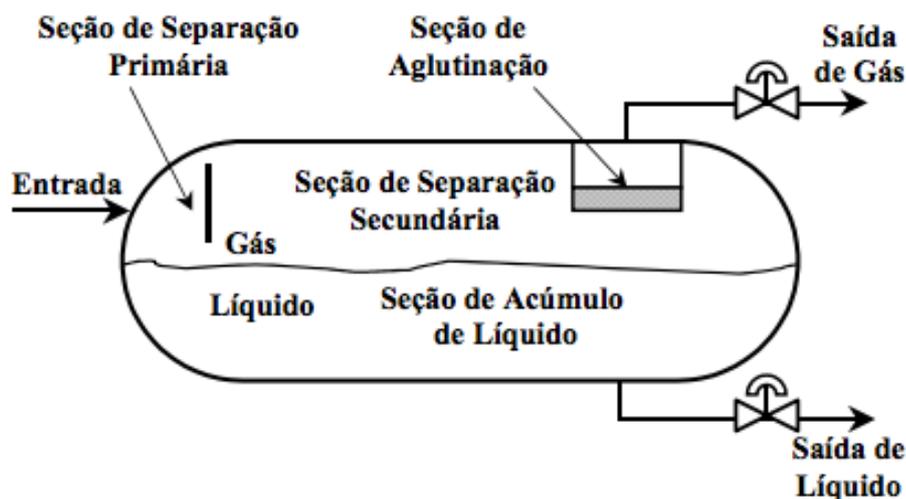
O defletor de entrada localizado na seção de separação primária promove uma separação inercial com a mudança brusca de velocidade e a direção do fluxo que

chega ao vaso, de modo que boa parte do gás seja separado da fase líquida. A ação da gravidade faz com que a fase líquida se desloque para o fundo do vaso, na seção de acumulação de líquido, ficando retida por um determinado tempo, chamado de tempo de retenção, suficiente para que as bolhas de gás que ainda estejam associadas ao líquido sejam separadas. Nos separadores trifásicos esse tempo é suficiente também para que a fase aquosa seja separada da oleosa.

Na seção secundária a diferença de densidades, juntamente com a ação da gravidade, acarreta na decantação das gotículas maiores de óleo presentes na fase gasosa que não foram separadas na sessão primária. Já as gotículas menores ficam presas no eliminador de névoa, ou *demister*, localizado na seção de aglutinação, que é um meio poroso dotado de uma área de contato capaz de promover a coalescência dessas partículas. Depois de um certo tempo, as gotículas de líquido que ficaram retidas decantam para a sessão de acumulação. A eficiência nesse processo está relacionada com as propriedades do gás e do líquido, do tamanho das partículas e do grau de turbulência da fase gasosa.

A pressão no interior do vaso é controlada por uma válvula na parte superior que regula a saída de gás, e o líquido separado após o tempo de retenção sai do vaso pela abertura da válvula de controle de nível. Os bocais de entrada e saída das correntes de óleo e gás devem ser bem dimensionados para melhor atender o fluxo e garantir que as velocidades de entrada e saída dos fluidos estejam de acordo com o esperado.

Figura 7 – Sessões de um vaso separador.



Fonte: PETROBRAS, 2007.

### 3.5 PROBLEMAS OPERACIONAIS

Alguns problemas operacionais são comuns e devem ser levados em conta na hora do dimensionamento de um vaso separador, além de influenciar na escolha de sua geometria e do tipo a ser utilizado, bifásico ou trifásico (PETROBRAS, 2007).

- › formação de espuma: causada por impurezas presentes no petróleo e pela queda de pressão ao longo do escoamento até a entrada no separador. O volume da espuma reduz a área de escoamento do gás no interior do vaso, o que acarreta em um tempo de retenção maior para que haja a separação das gotículas de óleo presente na fase gasosa. Para diminuir a influência da espuma, são utilizados antiespumantes, que possuem custos elevados.
- › parafina: pode ocorrer cristalização e depósito de parafinas nos dispositivos internos dos vasos, causando a obstrução destes, sendo necessária a colocação de bocais de admissão de solvente de limpeza e o controle de temperatura, de modo que ela seja superior a temperatura de aparecimento dos cristais.
- › areia e sedimentos: causam erosão, obstrução de equipamentos e acúmulo no fundo dos vasos. No caso dos vasos verticais, sua remoção é facilitada, mas deve haver uma pausa na produção para limpeza desses sedimentos caso sua remoção não possa ser feita paralelamente, levando a uma perda de produção.
- › emulsões: causam redução na eficiência de separação, pois dificultam o controle de nível dos líquidos em separadores trifásicos.
- › arraste: ocorre por níveis elevados de líquido, decorrentes de uma vazão de operação maior do que a esperada, entre outros fatores, como formação de espuma e obstrução da saída de líquido.

## 4 METODOLOGIA

O procedimento para o dimensionamento de um separador óleo/gás tem como objetivo determinar o diâmetro e comprimento final do cilindro a ser utilizado. Do mesmo modo, é possível realizar a verificação de separadores já existentes nos campos.

O conhecimento dos dados do campo é necessário para o correto dimensionamento do vaso, além da fase de produção em que se encontra, pois os valores previstos das vazões mudam com o decorrer do tempo, de acordo com a curva de produção. A Tabela 1 mostra os dados necessários para o dimensionamento de um vaso separador bifásico, objeto de estudo deste trabalho.

Tabela 1 – Dados para dimensionamento.

<b>Variável</b>	<b>Nomenclatura</b>
Temperatura de operação	T
Pressão de operação	P
Massa específica do óleo	SPGRO
Massa específica da água produzida	SPGRA
Massa específica do gás em condições de operação	SPGRG
BSW da corrente de entrada do separador	BSW
Vazão volumétrica máxima de líquido em condições de operação	QLIQMAX
Vazão volumétrica do gás em condições padrão <sup>[1]</sup>	Q'GS
Peso molecular do gás	PM
Fator de surge	FS
Fator de operação	FO

Fonte: Manual de projeto.

O Fator de surge está relacionado com a ocorrência de golfadas. Já o Fator de operação leva em conta o tempo de parada de operações na planta de processamento, que ocorre durante a troca ou manutenção de equipamentos, por exemplo. Seus valores, portanto, são utilizados para os cálculos das vazões reais de projeto.

[1] Condições padrão: 20 °C e 101,3 kPa.

Para o dimensionamento dos bocais são usados os dados referentes às vazões de entrada e saída do vaso separador, de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2 – Vazões nos bocais.

<b>Bocal</b>	<b>Vazão volumétrica</b>
Bocal de entrada de líquido	Vazão volumétrica de líquido
Bocal de saída de gás	Vazão de gás nas condições de operação
Bocal de saída de líquido	Vazão de projeto de líquido

Fonte: Manual de projeto.

Devem ser definidos também os dados contidos na Tabela 3.

Tabela 3 – Dados determinados pelo projetista.

<b>Variável</b>	<b>Nomenclatura</b>
Razão LTT/D	K1
Percentual da altura ocupada pelo líquido	K3
Tempo de residência do líquido	TRL

Fonte: Manual de projeto.

A razão LTT/D define o comprimento em relação ao diâmetro que o vaso separador terá, e pode ser usada de acordo com a Tabela 4, porém, seus valores podem mudar de acordo com as limitações da planta de processamento.

Tabela 4 – Valores recomendados de LTT/D.

<b>Pressão de operação (kPa)</b>	<b>LTT/D</b>
$P < 1700$	3
$1700 \leq P \leq 3500$	4
$P > 3500$	5

Fonte: Vasos separadores, Acumuladores e Decantadores. Disponível em <  
<http://www.saraivavogal.com.br/docencia.php>>

## 4.1 CÁLCULOS

Para um separador bifásico, os seguintes cálculos devem ser considerados para as vazões de projeto, diâmetro e comprimento do vaso.

$$QL = QLIQMAX * FS * FO \quad (1)$$

$$QGS = Q'GS * FO \quad (2)$$

Onde,

QL (m<sup>3</sup>/d) Vazão volumétrica de projeto de líquido, em condições de operação

QLIQMAX (m<sup>3</sup>/d) Vazão volumétrica máxima de líquido, em condições de operação

FS (adimensional) Fator de surge

FO (adimensional) Fator de operação

QGS (m<sup>3</sup>/d) Vazão volumétrica de projeto de gás, em condições padrão

Q'GS (m<sup>3</sup>/d) Vazão volumétrica do gás, em condições padrão

O percentual da área ocupada pelo líquido na sessão transversal é dado por:

$$K2 = \frac{100}{\pi} * \left[ \arccos \left( 1 - \frac{2 * K3}{100} \right) - \left( 1 - \frac{2 * K3}{100} \right) * \sqrt{1 - \left( 1 - \frac{2 * K3}{100} \right)^2} \right] \quad (3)$$

Onde,

K2 (%) Percentual da área ocupada pelo líquido

K3 (%) Percentual da altura ocupada pelo líquido

O ideal é que o líquido ocupe metade da área disponível no interior do vaso, de modo que o percentual da altura ocupada por ele seja de 50%. Com isso, o diâmetro e o comprimento do vaso, medido entre as duas sessões transversais, podem ser calculados pelas Equações 4 e 5:

$$D = \left( \frac{4 * QL * TRL}{1440 * K1 * \frac{K2}{100} * \pi} \right)^{\frac{1}{3}} * 1000 \quad (4)$$

$$LTT = K1 * D \quad (5)$$

Onde,

D (mm)	Diâmetro do vaso
QL (m <sup>3</sup> /d)	Vazão volumétrica de projeto de líquido
TRL (min)	Tempo de residência do líquido
K1 (adimensional)	Razão LTT/D
K2 (%)	Percentual da área ocupada pelo líquido
LTT (mm)	Comprimento entre as sessões transversais

#### 4.1.1 VERIFICAÇÃO

Para que a separação gás-líquido seja eficiente, é necessário verificar a área que estará disponível ao gás no interior do vaso separador. Os passos para a verificação são demonstrados a seguir.

- › Seleção do *demister*: os valores de K e dos fatores de correção de área (FCA) mostrados na Tabela 5, são utilizados, respectivamente, nas Equações 6 e 10, e estão relacionados à utilização ou não de um *demister*.

Tabela 5 – Valores de K e FCA.

	<b>K</b>	<b>FCA</b>
	<b>(ft/s)</b>	<b>(adimensional)</b>
<b>Sem demister</b>	0,15	1,15
<b>Wire-Mesh</b>	0,35	1,15
<b>TP-Vane</b>	0,45	2,5

Fonte: Manual de projeto.

- › Cálculo da velocidade permissível de entrada do gás, que controla o volume de gás que está entrando no vaso:

$$VG = K * \sqrt{\frac{SPGRO - SPGRG}{SPGRG}} \quad (6)$$

Onde,

VG (ft/s)	Velocidade permissível do gás
K (ft/s)	Constante relativa ao demister utilizado
SPGRO (kg/m <sup>3</sup> )	Massa específica do óleo, em condições de operação
SPGRG (kg/m <sup>3</sup> )	Massa específica do gás, em condições de operação

A massa específica do gás é encontrada utilizando a Equação 7, relativa à equação de estado dos gases ideais:

$$\rho = \frac{pM}{RT} \quad (7)$$

Onde,

$\rho$	massa específica
p	Pressão
M	Massa molecular
R	Constante universal dos gases
T	Temperatura

As unidades das variáveis são escolhidas de acordo com a constante a ser utilizada (ver Anexo A).

- › Cálculo da vazão de gás nas condições de operação:

A queda de temperatura e pressão que ocorre entre o reservatório e a superfície ocasiona a liberação do gás dissolvido no óleo, havendo a necessidade de calcular a vazão final nas condições estabelecidas para o interior do vaso, de acordo com a Equação 8.

$$QGO = QGS * \frac{SPGRGS}{SPGRG} * 6,5462 * 10^{-3} \quad (8)$$

Onde,

QGO (ft<sup>3</sup>/s)                      Vazão de gás, em condições de operação

QGS (m<sup>3</sup>/d)                      Vazão volumétrica de projeto do gás, em condições padrão

SPGRGS (lb/ft<sup>3</sup>)                      Massa específica do gás, em condições padrão

A massa específica do gás (SPGRGS), em condições padrão (20 °C e 101,3 kPa) é obtida pela equação dos gases (PV = nRT), onde PM é o peso molecular dado em kg/kmol.

$$SPGRGS = 2,59468 * 10^{-3} * PM \quad (9)$$

> Cálculo da área necessária ao gás:

A liberação do gás dissolvido no óleo provoca a expansão da fase gasosa, sendo necessária, portanto, uma área no interior do vaso adequada para esse processo, sem que haja aumento de pressão. Essa área é calculada de acordo com a Equação 10. Os valores do FCA são obtidos por dimensionamentos realizados ao longo dos anos.

$$AGN = \frac{QGO}{VG} * FCA \quad (10)$$

Onde,

AGN (ft<sup>3</sup>)                                      Área necessária ao gás

QGO (ft <sup>3</sup> /s)	Vazão de gás, em condições de operação
FCA (adimensional)	Fator de correção da área
VG (ft/s)	Velocidade permissível do gás

- › Cálculo da área disponível ao gás, obtida pela relação entre o diâmetro calculado na Equação 4 e o percentual desejado da área ocupada pelo líquido.

$$AGD = \frac{\pi * D^2}{4 * (304,8)^2} * \left(1 - \frac{K2}{100}\right) \quad (11)$$

Onde,

AGD (ft <sup>2</sup> )	Área disponível ao gás
D (mm)	Diâmetro do vaso
K2 (%)	Percentual da área ocupada pelo líquido

Caso o resultado da área necessária ao gás seja menor ou igual a disponível (AGN ≤ AGD), um novo diâmetro deve ser calculado (Equação 12) e o valor do comprimento entre tangentes corrigido de acordo com a Equação 5. Neste caso, a nova área disponível ao gás corresponderá a necessária (AGN = AGD). É importante observar que o novo diâmetro a ser utilizado deve ser o nominal mais próximo disponível (ver Anexo B).

$$D = \sqrt{\frac{4 * AGN}{\pi * \left(1 - \frac{K2}{100}\right)}} * 304,8 \quad (12)$$

Como visto, o tempo de residência é um dado de entrada, porém, seu valor muda caso haja correção do diâmetro, como mostra a Equação 13:

$$TRL = \frac{LTT * \pi * D^2 * 1440 * \frac{K2}{100}}{4 * 10^9 * QLIQMAX * FS * FO} \quad (13)$$

## 4.2 DIMENSIONAMENTO DOS BOCAIS

Os cálculos para o dimensionamento dos bocais devem ser feitos de modo a atender as correntes que chegam ao separador bifásico. O procedimento é demonstrado a seguir.

### 4.2.1 BOCAL DE ENTRADA DO FLUIDO

- › Cálculo da massa específica da mistura:

$$SPGRM = \frac{\left[SPGRA * \frac{BSW}{100} + SPGRO * \left(1 - \frac{BSW}{100}\right)\right] * QL * 2,5514 * 10^{-5} + (QGO * SPGRG * 0,06243)}{QL * 4,0868 * 10^{-4} + QGO} \quad (14)$$

Onde,

SPGRM (lb/ft <sup>3</sup> )	Massa específica da mistura, em condições de operação
SPGRA (kg/m <sup>3</sup> )	Massa específica da água produzida, em condições de operação
BSW (%)	BSW da corrente de entrada do separador
SPGRO (kg/m <sup>3</sup> )	Massa específica do óleo, em condições de operação
QL (m <sup>3</sup> /d)	Vazão de projeto de líquido, em condições de operação
QGO (ft <sup>3</sup> /s)	Vazão do gás, em condições de operação
SPGRG (kg/m <sup>3</sup> )	Massa específica do gás, em condições de operação

- › Cálculo da velocidade de entrada do fluido:

$$VEP = \frac{C}{\sqrt{SPGRM}} \quad (15)$$

Onde,

VEP (ft/s)	Velocidade de entrada do fluido pelo bocal
C (lb <sup>1/2</sup> /(ft <sup>1/2</sup> s))	Constante, sendo C = 100 lb <sup>1/2</sup> /(ft <sup>1/2</sup> s) para velocidade erosional e C = 80 lb <sup>1/2</sup> /(ft <sup>1/2</sup> s) para velocidade não erosional

- › Cálculo do diâmetro do bocal de entrada

$$DE = 12 * \sqrt{\frac{4 * (QL * 4,0868 * 10^{-4} + QGO)}{\pi * VEP}} \quad (16)$$

Onde,

DE (in)	Diâmetro do bocal de entrada
QL (m <sup>3</sup> /d)	Vazão de projeto de líquido, em condições de operação
QGO (ft <sup>3</sup> /s)	Vazão do gás, em condições de operação

#### 4.2.2 BOCAL DE SAÍDA DO GÁS

- › Cálculo da velocidade de saída do gás:

$$VGP = \frac{C}{\sqrt{SPGRG * 0,06243}} \quad (17)$$

Onde,

VGP (ft/s)	Velocidade de saída do gás pelo bocal
C (lb <sup>1/2</sup> /(ft <sup>1/2</sup> s))	Constante, padronizada em C = 60 lb <sup>1/2</sup> /(ft <sup>1/2</sup> s)

- › Cálculo do diâmetro do bocal de saída de gás:

$$DSG = 12 * \sqrt{\frac{4 * QGO}{\pi * VGP}} \quad (18)$$

Onde,

DSG (in)	Diâmetro do bocal de saída do gás
QGO (ft <sup>3</sup> /s)	Vazão do gás, em condições de operação

### 4.2.3 BOCAL DE SAÍDA DE LÍQUIDO

- › Cálculo da massa específica do líquido:

$$SPGRL = \left[ SPGRA * \frac{BSW}{100} + SPGRO * \left( 1 - \frac{BSW}{100} \right) \right] \quad (19)$$

Onde,

SPGRL (kg/m <sup>3</sup> )	Massa específica do líquido em condições de operação
SPGRA (kg/m <sup>3</sup> )	Massa específica da água produzida, em condições de operação
BSW (%)	BSW do fluido de entrada no separador
SPGRO (kg/m <sup>3</sup> )	Massa específica do óleo, em condições de operação.

- › Cálculo da velocidade de saída do líquido:

$$VLP = \frac{C}{\sqrt{SPGRL * 0,06243}} \quad (20)$$

Onde,

VLP (ft/s)	Velocidade de saída do líquido pelo bocal
C (lb <sup>1/2</sup> /(ft <sup>1/2</sup> s))	Constante, padronizada em C = 240 lb <sup>1/2</sup> /(ft <sup>1/2</sup> s)
SPGRL	Massa específica do líquido, em condições de operação

- › Cálculo do diâmetro do bocal de saída do líquido:

$$DSL = 12 * \sqrt{\frac{4 * QL * 4,0868 * 10^{-4}}{\pi * VLP}} \quad (21)$$

Onde,

DSL (in)	Diâmetro do bocal de saída de líquido
----------	---------------------------------------

QL (m<sup>3</sup>/d) Vazão volumétrica de projeto de líquido, em condições de operação

Com os diâmetros dos bocais calculados, os valores mais adequados devem ser escolhidos, de acordo com os diâmetros nominais disponíveis e do tamanho das tubulações das linhas de entrada e saída do vaso. As velocidades reais de entrada do fluido, de saída do gás e do líquido são calculadas a seguir.

$$VREP = \frac{4 * (QL * 4,0868 * 10^{-4} + QGO)}{\pi * \left(\frac{DRE}{304,8}\right)^2} \quad (22)$$

$$VGRP = \frac{4 * QGO}{\pi * \left(\frac{DRSG}{304,8}\right)^2} \quad (23)$$

$$VRLP = \frac{4 * (QL * 4,0868 * 10^{-4})}{\pi * \left(\frac{DRSL}{304,8}\right)^2} \quad (24)$$

Onde,

VREP (ft/s)	Velocidade real da entrada do fluido no bocal
QL (m <sup>3</sup> /d)	Vazão de projeto de líquido, em condições de operação
QGO (ft <sup>3</sup> /s)	Vazão do gás, em condições de operação
DRE (mm)	Diâmetro nominal do bocal de entrada
VGRP (ft/s)	Velocidade real da saída do gás no bocal
DRSG (mm)	Diâmetro nominal do bocal de saída do gás
VRLP (ft/s)	Velocidade real da saída do líquido no bocal
DRSL (mm)	Diâmetro nominal do bocal de saída do líquido

## 5 RESULTADOS

Foram utilizados os parâmetros operacionais de um separador de testes atuando em paralelo com um vaso separador principal em uma estação coletora (Tabela 6). O vaso separador principal estava recebendo as correntes de dois poços (1 e 2), e um terceiro estava previsto para ser adicionado (Tabela 7).

Tabela 6 – Parâmetros operacionais do separador de testes.

Variável	Valor	Unidade
Pressão de operação	27	kgf/cm <sup>2</sup>
Temperatura de operação	30	°C
Temperatura ambiente	20 ~ 40	°C
Maior vazão de líquido do campo	19	m <sup>3</sup> /d
Massa específica do óleo em temperatura de operação	640,6	kg/m <sup>3</sup>
Massa específica da água em temperatura de operação	1004	kg/m <sup>3</sup>
Maior vazão de gás associado do campo em condições padrão	75000	m <sup>3</sup> /d
Área ocupada pelo líquido	50	%
Fator de surge	1,2	-
Fator de operação	1	-
Tempo de residência	10	min

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 7 – Vazões de óleo, água e gás.

Poço	Qo (m <sup>3</sup> /d)	Qw (m <sup>3</sup> /d)	Qg (m <sup>3</sup> /d) @ 20°C, 101,3 kPa	BSW (%)
1	19	1,43	75000	7
2	6	0,45	25000	7
3	2,7	0,675	40000	20

Fonte: Memórias de Cálculo.

A literatura mostra que vasos separadores horizontais são mais eficientes no tratamento de correntes de alta RGL, e sabe-se que a estação coletora em estudo estava equipada para separar a água do óleo em uma segunda fase, o que justificou a escolha de um equipamento bifásico e horizontal.

A Tabela 8 contém a composição do gás que estava sendo produzido. Sabe-se que a massa molecular de uma mistura, denominada massa molecular aparente, é calculada através de uma ponderação relativa às frações moleculares de cada componente (ROSA *et al.*, 2011):

$$M_a = \sum_{i=1}^{n_c} y_i M_i \quad (25)$$

Onde,

$y_i$  Fração molar do componente  $i$

$M_i$  Massa molecular do componente  $i$  (ver Anexo C)

$n_c$  Número de componentes da mistura

Tabela 8 – Composição do gás

<b>COMPONENTES</b>	<b>% VOL.</b>
GÁS CARBÔNICO	0,52
OXIGÊNIO	0
NITROGÊNIO	1,74
METANO	80,5
ETANO	7,41
PROPANO	5,66
i-BUTANO	0,75
n-BUTANO	2,06
i-PENTANO	0,37
n-PENTANO	0,4
HEXANOS	0,38
HEPTANOS	0,18
OCTANOS	0,01
NONANOS	0,01
DECANOS	0,01
TOTAL	100

Fonte: Memórias de Cálculo.

A massa molecular aparente do gás calculada foi 21,089 g/mol.

Foi proposta a instalação de um *demister* do tipo TP-Vane. As vazões de óleo, água e gás dos três poços foram somadas, encontrando 30,255 m<sup>3</sup>/d para a maior vazão de líquido do campo e 140000 m<sup>3</sup>std/d para a maior vazão de gás associado do campo. Utilizando a metodologia estudada, o diâmetro calculado para o vaso separador foi de 30 polegadas, com um tempo de residência ajustado para 27,57 minutos. Como a razão entre o comprimento e o diâmetro utilizado foi de 4 (ver Tabela 4), o comprimento do vaso foi de 10 pés.

Para diminuir o tempo de residência do líquido sem perder a eficiência de separação do gás dissolvido, fez-se novos cálculos, dessa vez com o percentual de altura do líquido no vaso de 40% e uma razão LTT/D igual a 3. Nesse caso, as dimensões encontradas foram de 30 polegadas (diâmetro) e 7,5 pés (comprimento).

Foram encontrados também os diâmetros de 3 polegadas para os bocais de entrada de fluido e saída de gás, e 2 polegadas para o de saída de líquido, nos dois casos.

Os campos maduros tendem a mudar, com o tempo, os valores de alguns parâmetros operacionais, sendo o mais comum que a produção de água aumente – principalmente quando há injeção de água como forma de recuperação suplementar – e a de óleo e gás diminuam. Porém, este trabalho procurou estudar o caso de um campo não maduro, havendo a possibilidade de novos poços serem perfurados. Para isso, dois cenários foram criados.

O cenário 1 teve seus cálculos feitos com as informações disponibilizadas anteriormente. A descoberta de um novo poço com as mesmas características do poço 1 do primeiro cenário deu origem aos cenários 2 e 3, sendo que no último caso não houve produção de gás no novo poço. As Tabelas 9 e 10 mostram, respectivamente, as vazões de óleo, água e gás dos cenários 2 e 3.

Tabela 9 – Vazões de óleo, água e gás no cenário 2.

Poço	Qo (m3/d)	Qw (m3/d)	Qg (m3/d) @ 20°C, 101,3 kPa	BSW (%)
1	19	1,43	75000	7
2	6	0,45	25000	7
3	2,7	0,675	40000	20
4	19	1,43	75000	7

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 10 – Vazões de óleo, água e gás no cenário 3.

Poço	Qo (m <sup>3</sup> /d)	Qw (m <sup>3</sup> /d)	Qg (m <sup>3</sup> /d) @ 20°C, 101,3 kPa	BSW (%)
1	19	1,43	75000	7
2	6	0,45	25000	7
3	2,7	0,675	40000	20
4	19	1,43	-	7

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 11 mostra os valores utilizados para as vazões de líquido e de gás dos três cenários, e a Tabela 12 os resultados dos dimensionamentos, de modo a avaliar se o separador do cenário 1 suportaria receber a nova corrente.

Tabela 11 – Vazões de líquido e de gás.

Cenário	Maior vazão de líquido (m <sup>3</sup> /d)	Maior vazão de gás associado (m <sup>3</sup> std/d)
1	30,255	140000
2	50,685	215000
3	50,685	140000

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 12 – Dimensões e tempo de residência calculados.

Dimensão	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Diâmetro nominal	30 in	36 in	30 in
Comprimento do vaso	7,5 ft	9 ft	7,5 ft
Tempo de residência	16 min	16 min	13 min
Diâmetro do bocal de entrada de fluidos	3 in	4 in	3 in
Diâmetro do bocal de saída de gás	3 in	4 in	3 in
Diâmetro do bocal de saída de líquido	2 in	2 in	2 in

Fonte: Elaborada pelo autor.

A comparação dos resultados obtidos nos três cenários mostra que o aumento de vazão de gás requer um vaso de maior porte, o que pode ser explicado pela análise

das áreas disponíveis e necessárias de gás dentro do vaso. O aumento é necessário para que o gás tenha espaço o suficiente para se separar do líquido.

Para que não haja necessidade de troca de equipamentos na planta de processamento, seria aconselhável trabalhar com um vaso especificado de acordo com o cenário 2, caso fosse grande a probabilidade do surgimento do novo poço. Um estudo de sensibilidade mostrou, ainda, que seria possível utilizar um vaso com 30 polegadas de diâmetro e 7,5 pés de comprimento para os três cenários, caso o segundo tivesse apenas 30% da altura ocupada pelo líquido e um tempo de residência de 6 minutos. Nesse caso, os bocais de entrada de fluidos e saída de gás teriam 4 polegadas e o bocal de saída de líquido 2 polegadas.

Vale observar que, em todos os casos, o diâmetro nominal mais próximo do calculado para o bocal de saída de líquido foi de 0,5 polegadas. A decisão pelo uso de um bocal de 2 polegadas foi justificada como forma evitar danos que poderiam ser causados pelo escoamento do líquido, como incrustações, por exemplo.

## 6 CONCLUSÕES

Os cálculos de dimensionamento de vasos separadores são importantes para a indústria de petróleo, uma vez que permitem a escolha dos materiais com as dimensões mais adequadas para a separação eficiente das correntes que chegam em uma determinada estação coletora.

A análise de diferentes parâmetros operacionais, como vazão de líquido e de gás, demonstra as variações nas dimensões de um vaso separador projetado, sendo esta análise necessária para os casos dos campos que não estejam maduros, havendo a chance do surgimento de novas fontes de óleo ou gás. Dependendo da viabilidade econômica, em alguns casos, é aconselhável a implantação de vasos de maior porte que possam atender demandas futuras maiores.

A diminuição do percentual da altura ocupada pelo líquido, juntamente com a diminuição da razão entre o comprimento e o diâmetro do vaso, provou ser uma alternativa para reduzir o tempo de residência do líquido, sem perda de eficiência na separação. Em alguns casos, essas modificações podem capacitar um vaso já existente para receber vazões mais elevadas, sem que haja necessidade de troca de equipamento.

Para futuros trabalhos ainda é necessária a análise de mudança de outros parâmetros operacionais. Vasos implantados em plataformas marítimas, por exemplo podem ficar sujeitos a mudanças de inclinação dos fluidos em seu interior, e este fator não foi considerado neste trabalho, que adotou o modelo de uma estação terrestre fixa. A escolha do *demister*, ou a não utilização, também pode influenciar nos cálculos.

## REFERÊNCIAS

API SPEC 12J – Specification for Oil and Gas Separators.

MC-340J.00-1210-941-TGP-003: Memórias de Cálculo – Avaliação do Vaso Separador de Testes SG-340J.00004 e linhas de FAC-3.

MPP-1223-010-1001: Manual de Projeto – Manual de dimensionamento de separadores.

THOMAS, J. E. Fundamentos de engenharia de petróleo. 2. ed. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2004.

BRASIL, N. I; ARAÚJO, M. A. S; SOUSA, E. C. M; QUELHAS, A. D. Processamento de Petróleo e Gás: petróleo e seus derivados, processamento primário, processos de refino, petroquímica, meio ambiente. Reimpr. LTC, Rio de Janeiro, 2012.

ROSA, A. J; CARVALHO, R. S; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. 2. ed. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2011.

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

Vasos separadores, Acumuladores e Decantadores. Disponível em <<http://www.saraivavogal.com.br/docencia.php>>. Acesso em: 11 de Novembro de 2015.

Sant'Anna, A. A. Simulação de Processamento de Gás Natural em Plataforma Off-shore. 2005. 126f. Monografia. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2005.

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.

ANDRADE, M. F. Dimensionamento de vasos separadores de petróleo. 2014. 42f. Dissertação (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal. 2014.

SILVA, A. D; SANTOS, M, E; GRAMAXO, F; MESQUITA, A. F; BALDAIA, L; FÉLIX, J. M. Terra, universo de vida 11. Porto Editora, Porto, 2008.

## ANEXOS

### ANEXO A – Constante universal dos gases (R).

Unidade	$\frac{psi \cdot ft^3}{mol \cdot lb \cdot ^\circ R}$	$\frac{lb_f \cdot ft}{mol \cdot lb \cdot ^\circ R}$	$\frac{atm \cdot cm^3}{mol \cdot g \cdot K}$	$\frac{cal}{mol \cdot g \cdot K}$	$\frac{(kgf / cm^2) \cdot m^3}{mol \cdot kg \cdot K}$
<i>R</i>	10,73	1.545	82,05	1,987	0,08478

Fonte: ROSA, A. J; CARVALHO, R. S; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. 2.ed. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2011.

### ANEXO B – tabela de diâmetros nominais para vasos separadores horizontais.

Diâmetro Nominal (in)	Máxima Pressão de operação permitida (130 ° F)						
	-	230	600	1000	1200	1440	2000
12 3/4	-	230	600	1000	1200	1440	2000
16	-	230	600	1000	1200	1440	2000
20	125	230	600	1000	1200	1440	2000
24	125	230	600	1000	1200	1440	2000
30	125	230	600	1000	1200	1440	2000
36	125	230	600	1000	1200	1440	2000
42	125	230	600	1000	1200	1440	2000
48	125	230	600	1000	1200	1440	2000
54	125	230	600	1000	1200	1440	2000
60	125	230	600	1000	1200	1440	2000

Fonte: API SPEC 12J – Specification for Oil and Gas Separators.

**ANEXO C – Tabela das propriedades físicas de hidrocarbonetos e outras substâncias.**

Substância	Fórmula	Massa molecular	Pressão crítica (psia)	Temperatura crítica (°F)	Volume crítico (ft <sup>3</sup> /lb)	Densidade do líquido (60°F/60°F)	Massa específica do líquido a 60°F e 14,7 psia (lb/gal)	Massa específica do líquido a 60°F e 14,7 psia (lb/ft <sup>3</sup> )	Densidade do gás a 60°F e 14,7 psia (ar = 1)	Fator de compressibilidade crítico (Z <sub>c</sub> )
Metano	CH <sub>4</sub>	16,042	673,1	-116,5	0,0993	0,25	2,5	18,701	0,555	0,289
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,068	708,3	90,09	0,0787	0,40	2,9696	22,214	1,046	0,285
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,094	617,4	206,26	0,0730	0,5077	4,224	31,600	1,547	0,276
<i>n</i> -Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,120	550,7	305,62	0,0704	0,5844	4,863	36,378	2,071	0,274
<i>i</i> -Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,120	529,1	274,96	0,0725	0,5631	4,685	35,046	2,067	0,283
<i>n</i> -Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,146	489,5	385,92	0,0690	0,63116	5,2528	39,294	2,4906	0,268
<i>i</i> -Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,146	483,0	370,00	0,0685	0,62476	5,1995	38,895	2,4906	0,268
<i>n</i> -Hexano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,172	439,7	454,50	0,0685	0,66405	5,5271	41,346	2,9749	0,264
<i>n</i> -Heptano	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100,198	396,9	512,62	0,0682	0,68819	5,7284	42,851	3,4591	0,259
<i>n</i> -Octano	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114,224	362,1	565,2	0,0682	0,70677	5,8833	44,010	3,9432	0,258
<i>n</i> -Nonano	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	128,250	345,0	613,0	0,0673	0,72171	6,0079	44,942	4,4275	
<i>n</i> -Decano	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	142,276	320,0	655,0	0,0671	0,73413	6,1140	45,736	4,9118	
Hidrogênio	H <sub>2</sub>	2,016	188,0	-399,8	0,5168	-	-	-	0,0696	
Nitrogênio	N <sub>2</sub>	28,016	492,0	-232,8	0,0515	-	6,7481	50,479	0,9672	
Oxigênio	O <sub>2</sub>	32,000	730,0	-181,8	0,0373	-	-	-	1,1047	
Ar	N <sub>2</sub> O <sub>2</sub>	28,966	547,0	-221,3	0,0517	-	-	-	1,0000	
Sulfeto de Hidrogênio	H <sub>2</sub> S	34,076	1.306,0	212,7	0,0461	0,79	6,58	49,222	1,1764	
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	44,010	1.073,0	88,0	0,0348	0,8159	6,802	50,882	1,5194	
Água	H <sub>2</sub> O	18,016	3.206,0	705,4	0,0400	1,000	8,337	62,365	0,6220	

Fonte: ROSA, A. J ; CARVALHO, R. S; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. 2.ed. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2011.