

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DO PETRÓLEO

ALDREY LUIS MORAIS DA SILVA

**Análise do Equilíbrio Líquido-Vapor e Dimensionamento de Vasos Separadores de
Petróleo em Campos Maduros**

**NATAL
2013**

ALDREY LUIS MORAIS DA SILVA

**Análise do Equilíbrio Líquido-Vapor e Dimensionamento de Vasos Separadores de
Petróleo em Campos Maduros**

Monografia apresentada à Universidade Federal do Rio Grande do Norte, para obtenção do título de Bacharel em Engenharia do Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte

**NATAL
2013**

ALDREY LUIS MORAIS DA SILVA

Análise do Equilíbrio Líquido-Vapor em Vasos Separadores de Petróleo de Campos Maduros

Monografia apresentado à Universidade Federal do Rio Grande do Norte, para obtenção do título de Bacharel em Engenharia do Petróleo.

Aprovado em: _____ de _____ de _____

BANCA EXAMINADORA

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

Prof. Dr. Wilaci Eutropio Fernandes Junior
Universidade Federal do Rio Grande do Norte

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

DEDICATÓRIA

Aos meus pais Luis Francisco da Silva e Maria Ozana Moraes da Silva, que dignamente me apresentaram a importância da família, se dedicando de forma integral para tornar possível todos os meus sonhos.

Aos meus irmãos Anderson Luis Moraes da Silva e André Luis Moraes da Silva pelo estímulo, em especial minha noiva Kaline Coelho Dantas, pelo companheirismo, paciência e apoio incondicional durante todas as etapas da graduação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por me dar força e coragem para persistir em busca dos meus sonhos, cercada de pessoas que me incentivam a cada dia.

Aos amigos e familiares que colaboraram direta ou indiretamente com a execução deste trabalho.

Não posso esquecer-me de agradecer a todos os professores que enfatizaram um aprendizado diferenciado e significativo para compor o meu lado profissional e também pessoal.

Enfatizo um agradecimento especial ao meu professor orientador Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte que demonstrou muita paciência e compreensão, auxiliando-me na elaboração desse trabalho primordial para minha formação acadêmica.

Agradeço também a UNIFACS-Universidade Salvador, pela realização e disponibilidade dos dados da análise do gás.

“É graça divina começar bem. Graça maior persistir na caminhada certa. Mas graça das graças é não desistir nunca.”

Dom Hélder Câmara

RESUMO

SILVA, Aldrey Morais da **Análise do Equilíbrio Líquido-Vapor em Vasos Separadores de Petróleo de Campos Maduros, 43f. Monografia (Graduação em Engenharia do Petróleo)** - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2013.

Por meio dos conhecimentos da termodinâmica da separação líquido-vapor torna-se possível prever para uma dada carga, com composição conhecida e para determinadas condições de pressão e temperatura, quais são os volumes e as composições das fases líquida e vapor que estão em equilíbrio. Já com os conhecimentos da fluidodinâmica é possível prever os fenômenos físicos ou físico-químicos. O presente trabalho teve como objetivo analisar as condições de separação dos fluidos produzidos em poços de petróleo, através de uma abordagem fluidodinâmica e termodinâmica de equilíbrio de fases. Esse poço encontra-se em estágio avançado de exploração, com baixa produção de óleo e alta produção de gás. Inicialmente, foi quantificada por cromatografia gasosa a composição global do gás produzido pelo poço 1 - FMO-001-BA e se mostrou similar às composições típicas de gás natural encontradas no Recôncavo Baiano. Posteriormente, as constantes de equilíbrio foram determinadas pela correlação empírica de Wilson, possibilitando, assim, a determinação da composição do óleo morto. Esta corrente apresentou baixas concentrações dos componentes mais leves (ex. metano, etc) e moderadas concentrações dos componentes pesados (ex. C₁₀₊). A composição original do fluido que chega ao vaso separador apresentou uma composição química similar à composição da corrente gasosa na saída do vaso separador, comprovando que o reservatório da Fazenda Mamoeiro é classificado como um reservatório portador de gás. A partir da vazão de gás ($Q_g \text{ std} = 296,5 \text{ m}^3/\text{h}$) e da vazão de óleo ($Q_o \text{ std} = 0,318 \text{ m}^3/\text{h}$) foi possível determinar as dimensões do vaso que satisfazem esses parâmetros, ou seja, o vaso para essas condições teria 20 polegadas de diâmetro x 6,5 pés de comprimento.

Palavras-chave: Campos Maduros de Óleo, Separação Primária de Petróleo, Vaso Separador Vertical.

ABSTRACT

Through the knowledge of thermodynamic liquid-vapor separation becomes possible to provide for a given load, of known composition and specific conditions of pressure and temperature which are the volumes and compositions of the vapor and liquid phases are in equilibrium. Already with the knowledge of fluid dynamics is possible to predict physical phenomena or physicochemical. This study aimed to analyze the conditions for the separation of fluids produced from an oil through a fluid dynamic approach and thermodynamic phase equilibrium. This well is in an advanced stage of exploration, with low oil and high gas production. Initially, was quantified by gas chromatography overall composition of the gas produced by the well 1 - FMO-001-BA and showed typical compositions similar to those found in natural gas Recôncavo. Subsequently, the equilibrium constants were determined by empirical correlation Wilson, thus enabling the determination of the oil composition dead. This current showed low concentration of lighter components (eg methane, etc.) and moderate concentrations of heavy components (eg C10 +). The original composition of the fluid reaches the separator vessel had a chemical composition similar to the composition of the gas stream at the outlet of the separator vessel, proving that the reservoir of Papaya Farm is classified as a carrier gas reservoir. From the gas flow rate ($Q_g = 296.5 \text{ std m}^3 / \text{h}$) and the oil flow rate ($Q_o = 0.318 \text{ std m}^3 / \text{h}$) it was possible to determine the dimensions of the vessel which meet these parameters, ie, the vessel for these conditions would have 20 inch diameter x 6.5 ft long.

Keywords: Mature Oil Fields, Oil Primary Separation, Vertical Separator Vessel.

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Dados de produção do poço 1-FMO-001-BA.....	14
Tabela 2 - Critério para o tempo de retenção do líquido.....	22
Tabela 3 - Composição volumétrica do gás produzido no poço 1-FMO-BA.....	24
Tabela 4 - Constantes de equilíbrio obtidas pelos métodos de Wilson e Standing.....	25
Tabela 5 - Composições do óleo (vaso) e do fluido original.....	26
Tabela 6 - Dados do dimensionamento do vaso separador vertical.....	27

Lista de Figuras

Figura 1 - Reservatório típico de petróleo.....	5
Figura 2 - Representação do equilíbrio líquido-vapor nos estágios de separação.....	6
Figura 3 - Esquema simplificado do Processamento Primário de Fluidos (Petróleo).....	7
Figura 4 - Separador trifásico e bifásico.....	8
Figura 5 - Seções e dispositivos internos de um Separador Bifásico Vertical	10
Figura 6 - Representação de um Extrator de névoa.....	11
Figura 7 - Sistema de produção do poço 1-FMO-001-BA.....	13
Figura 8 - Forças que atuam na partícula de líquido.....	18
Figura 9 - Coeficiente de arrasto da esfera rígida.....	20
Figura 10 - A geometria de um Separador Vertical.....	23

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
2	OBJETIVOS	3
2.1	OBJETIVO GERAL.....	3
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
3	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	4
3.1	O PETRÓLEO E SEUS CONSTITUINTES.....	4
3.2	EQUILÍBRIO LÍQUIDO-VAPOR.....	5
3.3	PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DO PETRÓLEO.....	7
3.3.1	Separação Primária do Petróleo	8
3.3.1.1	Equipamentos	8
3.3.1.2	Separador Bifásico Vertical.....	9
3.3.1.3	Extrator de Névoa.....	11
4	MÉTODOLOGIA	13
4.1	DETERMINAÇÃO DA COMPOSIÇÃO DO GÁS PRODUZIDO.....	14
4.2	DETERMINAÇÃO DAS CONSTANTES DE EQUILÍBRIO.....	14
4.3	DIMENSIONAMENTO DO VASO SEPARADOR	17
4.3.1	Atuação da gravidade	17
4.3.2	Separadores verticais bifásicos	20
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	24
6	CONCLUSÃO	29
	REFERÊNCIAS	30
	ANEXOS	34
	ANEXO A - Cromatograma dos componentes inorgânicos da amostra de gás.....	34
	ANEXO B - Cromatograma dos componentes orgânicos da amostra de gás.....	35

1 INTRODUÇÃO

Durante o final dos anos de 1930 e início dos anos de 1940 as atividades de exploração e produção de petróleo no país se iniciaram de forma mais intensa. Destacaram-se, nessas décadas, as descobertas realizadas no âmbito “onshore” e na Região Nordeste. Posteriormente, com a descoberta de reservas consideráveis no âmbito “offshore”, as atenções petrolíferas nacionais se voltaram preponderantemente para tal realidade. Os campos de petróleo em terra, responsáveis pelo início da indústria do petróleo no país, foram, de certo modo, deixados a um segundo plano (SANTOS, 2006).

Os campos maduros de petróleo podem ser entendidos como campos com produção já desenvolvida em plenitude, amadurecida, atualmente em situação declinante, pouco rentáveis economicamente na forma em que se encontram, necessitando do uso de tecnologias e de investimentos para o alcance da rentabilidade. Hoje, a maioria dos campos inicialmente descobertos se encontra em fase de declínio produtivo. Por tal motivo, campos maduros não se revelam interessantes aos empreendedores de grande porte. Porém, mediante estímulos e uma adequada regulação, se revela como interessantes pontos de investimento para os empreendedores de pequeno e médio porte (GUIMARÃES, 2005). Isso acontece devido ao fato desses campos serem fortes instrumentos de promoção do desenvolvimento, não apenas em seu aspecto quantitativo (econômico), mas também em seu aspecto qualitativo (social) (SANTOS JUNIOR, 2009).

De acordo com Rappel (2007), a ampliação das atividades de recuperação da produção em campos maduros e marginais no Brasil deverá causar relevantes impactos em diversos setores da sociedade, em detrimento da: valorização de campos pequenos, maduros e marginais; entrada de novas empresas no mercado de petróleo, com geração de empregos e renda; aumento da produção de óleo e gás nas regiões produtoras; revitalização das economias regionais, como resultado do aumento da receita de impostos pelos governos estaduais e municipais e da distribuição de lucros aos proprietários de terra onde se situam os poços produtores. O Autor ressalta ainda que, faz-se indispensável aumentar substancialmente a oferta de campos, por meio de licitações de áreas pertencentes à ANP e, principalmente, à Petrobrás, bem como estabelecer uma legislação flexível que facilite a atração de investimentos”.

Diante dessa necessidade, foi criado por intermédio de um convênio entre a Universidade Federal da Bahia (UFBA) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bicomcombustíveis (ANP) o Projeto Campo-Escola (PCE), que tem por objetivo promover a capacitação de mão de

obra especializada para pequenas e médias indústrias de petróleo e a disseminação de tecnologias para incubadoras de empresas petrolíferas (OLIVEIRA JR, 2009).

Faz parte do PCE, os campos de Bela Vista Caracatu, Riacho Sesmaria, Quiambina e Fazenda Mamoeiro que foram designados pela ANP para integrarem o Projeto na Bahia. Atualmente, apenas os campos de Quiambina e Fazenda Mamoeiro estão devidamente equipados e prontos para entrarem em operação. O PCE vem incentivando a realização de trabalhos técnico-científicos com o objetivo de identificar novas e melhores condições de produção, as quais, por sua vez, contribuirão com certa urgência para agilizar o processo de controle, diagnóstico e tomada de decisão no sentido de maximizar a produção dos campos maduros. Poucos trabalhos teóricos e experimentais abordando o estudo termodinâmico na solução de problemas envolvendo o equilíbrio líquido-vapor em vasos separadores foram realizados.

O campo de Fazenda Mamoeiro, explorado pelo poço 1-FMO-001-BA, se caracteriza por estar em estágio avançado de exploração, com baixa produção de óleo e alta produção de gás. Tal afirmação pode ser comprovada pelo último teste de produção realizado no poço, o qual apresentou uma vazão de óleo 7,63 m³/dia, com uma razão gás-óleo de 932,39 m³ std/m³ std. Dessa forma, sua exploração torna-se pouco atrativa para os grandes empreendedores, pois o retorno econômico diminui muito sem que algum método de recuperação seja utilizado.

Desta maneira, este trabalho analisou as condições de separação dos fluidos produzidos no poço 1-FMO-001-BA, através de uma abordagem termodinâmica de equilíbrio de fases, bem como realizou o dimensionamento do vaso separador vertical da planta de processamento primário, com o objetivo de verificar se o vaso separador é adequado para o processo de separação.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

Analisar as condições de separação dos fluidos produzidos no poço1-FMO-001-BA, através de uma abordagem fluidodinâmica e termodinâmica de equilíbrio de fases.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinação da composição do gás produzido;
- Determinação das constantes de equilíbrio (líquido-vapor) através de correlações empíricas;
- Análise composicional do óleo produzido através de correlações empíricas;
- Análise da composição do fluido original do reservatório;
- Avaliação dos parâmetros fluidodinâmicos dos vasos separadores de petróleo;
- Dimensionamento de vasos separadores de petróleo.

3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

3.1 O PETRÓLEO E SEUS CONSTITUINTES

O petróleo é constituído por uma mistura de compostos químicos orgânicos: hidrocarbonetos parafínicos, isoparafínicos, naftênicos e aromáticos. Além desses, o petróleo apresenta outros constituintes em menor percentual, compostos orgânicos contendo elementos químicos como nitrogênio, enxofre, oxigênio (chamados genericamente de compostos NSO) e metais, principalmente níquel e vanádio (ZILIO; PINTO, 2001).

Tais constituintes são considerados impurezas já que são nocivos aos produtos, equipamentos e ao meio ambiente, por isso, devem ser removidos em processos por tratamento específicos. Juntamente com o petróleo são também encontradas outras impurezas, como a água, sais e sedimentos. A qualidade do petróleo pode ser verificada a partir da proporção que estes contaminantes estão presentes (ZILIO; PINTO, 2001).

Os óleos obtidos de diferentes reservatórios de petróleo possuem características diferentes, alguns são pretos, densos e viscosos, liberando pouco ou nenhum gás. Outros são castanhos ou bastante claros, com baixa viscosidade e densidade, liberando quantidade apreciável de gás (SILVA et al, 2012).

Via de regra, nenhuma destas fases no interior de um reservatório é produzida isoladamente. Assim, o gás é produzido em quantidade e composição variada e percorre as tubulações de produção como bolhas arrastadas no óleo. Alternativamente, gotículas de óleo podem ser arrastadas como névoa no gás (SILVA et al, 2012).

A produção de um poço de petróleo é fundamentada no processo de elevação dos fluidos até a superfície e na sua separação. Sendo, o óleo e o gás os fluídos buscados nesta atividade. Para tanto, se faz necessário a realização das atividades de Exploração e Produção (E&P). Dentre as atividades de Produção, destaca-se o tratamento inicial do petróleo, com produtos químicos, para a separação dos fluidos e seu enquadramento em parâmetros físicoquímicos de qualidade exigidos pela cadeia produtiva e pelos órgãos ambientais (BARRETO; MELLO, 2012).

A Figura 1 ilustra, de maneira esquemática, a distribuição de fases no interior de um reservatório típico de petróleo.

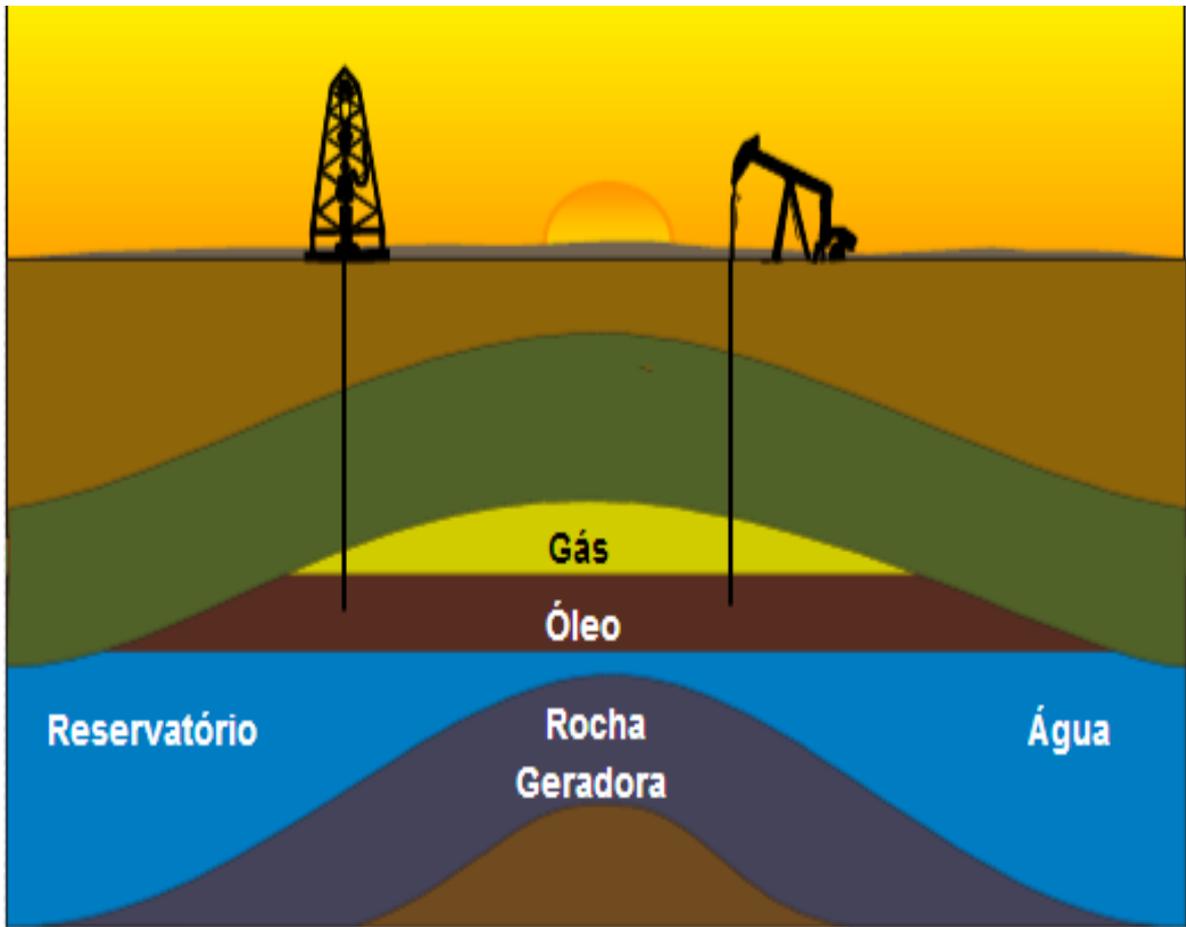


Figura1- Reservatório típico de petróleo.
Fonte: Petrobras, 2011.

3.2 EQUILÍBRIO LÍQUIDO-VAPOR

Define-se equilíbrio por uma condição estática no qual não ocorre mudanças nas propriedades macroscópicas de um sistema com o tempo. Isto implica um equilíbrio de todos os potenciais que podem causar mudança. Na prática, a suposição de equilíbrio está justificada quando conduz a resultados de precisão satisfatória (STAUDT, 2010).

Para caracterizar o equilíbrio de um sistema líquido-vapor, as quantidades intensivas observadas são a pressão, a temperatura e as composições molares das fases líquida e vapor. Informações experimentais sobre dados de equilíbrio são de grande importância, até mesmo quando modelos termodinâmicos são usados para calcular o comportamento de fases de uma mistura. Os dados de equilíbrio de fases a alta pressão são utilizados, por exemplo, na simulação de reservatórios de petróleo, no aumento da recuperação de óleo, transporte e armazenamento de gás natural, no estudo de processos geológicos e no refino (CHRISTOV; DOHRN, 2002).

A determinação de dados de equilíbrio líquido-vapor (ELV) confiáveis permitem a elaboração de diagramas de fases dos sistemas com frações pesadas de petróleo, os quais serão diretamente usados para o desenvolvimento de novos métodos de correlação e predição, bem como para testar as teorias de misturas e as aplicações em simuladores. A construção desses diagramas exige um trabalho experimental considerável, mas o conhecimento dos mesmos é fundamental para se identificar o número e a natureza das fases que se apresentam fixar suas respectivas superfícies de transição, determinando as condições ótimas ou de referência num processo de separação (LOPES, 2001).

Em relação à separação líquido-vapor, é importante que se estabeleça uma abordagem termodinâmica, para se estudar os estados de equilíbrio. Através dela é possível prever para uma dada carga, com composição conhecida e para dadas condições de pressão e temperatura, quais são os volumes e as composições das fases líquida (óleo) e vapor (gás) que estão em equilíbrio nas condições de separação (VAZ et al, 2008).

A separação gravitacional é a operação unitária destinada a separar a fase líquida da fase vapor ou gasosa, efetuada em vasos separadores, arranjos em série ou em paralelo (Figura 2).

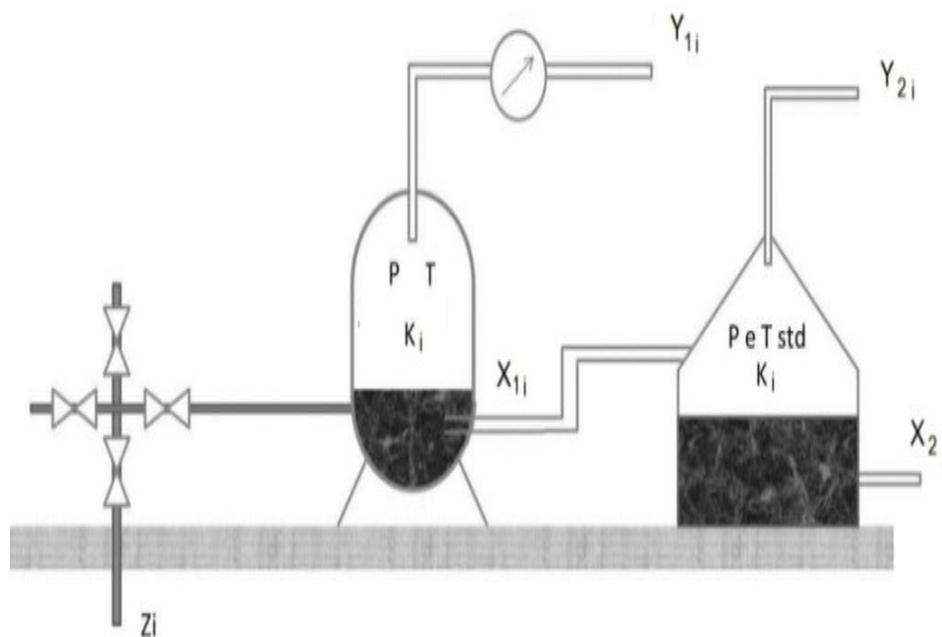


Figura 2 - Representação do equilíbrio líquido-vapor nos estágios de separação.

3.3 PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DO PETRÓLEO

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 ainda adequadas à utilização ou exportação. Como o interesse econômico é apenas na produção de hidrocarbonetos, há necessidade de dotar os campos de “facilidades de produção”, que são instalações destinadas a efetuar, sob condições controladas, o “processamento primário dos fluidos” (PETROBRAS, 2007) (Figura 3).

Dessa forma, o processamento primário dos fluidos abrange:

- a. Separação do óleo, do gás e da água com as impurezas em suspensão;
- b. Tratamento ou condicionamento dos hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para as refinarias;
- c. Tratamento da água para reinjeção, descarte ou reuso.

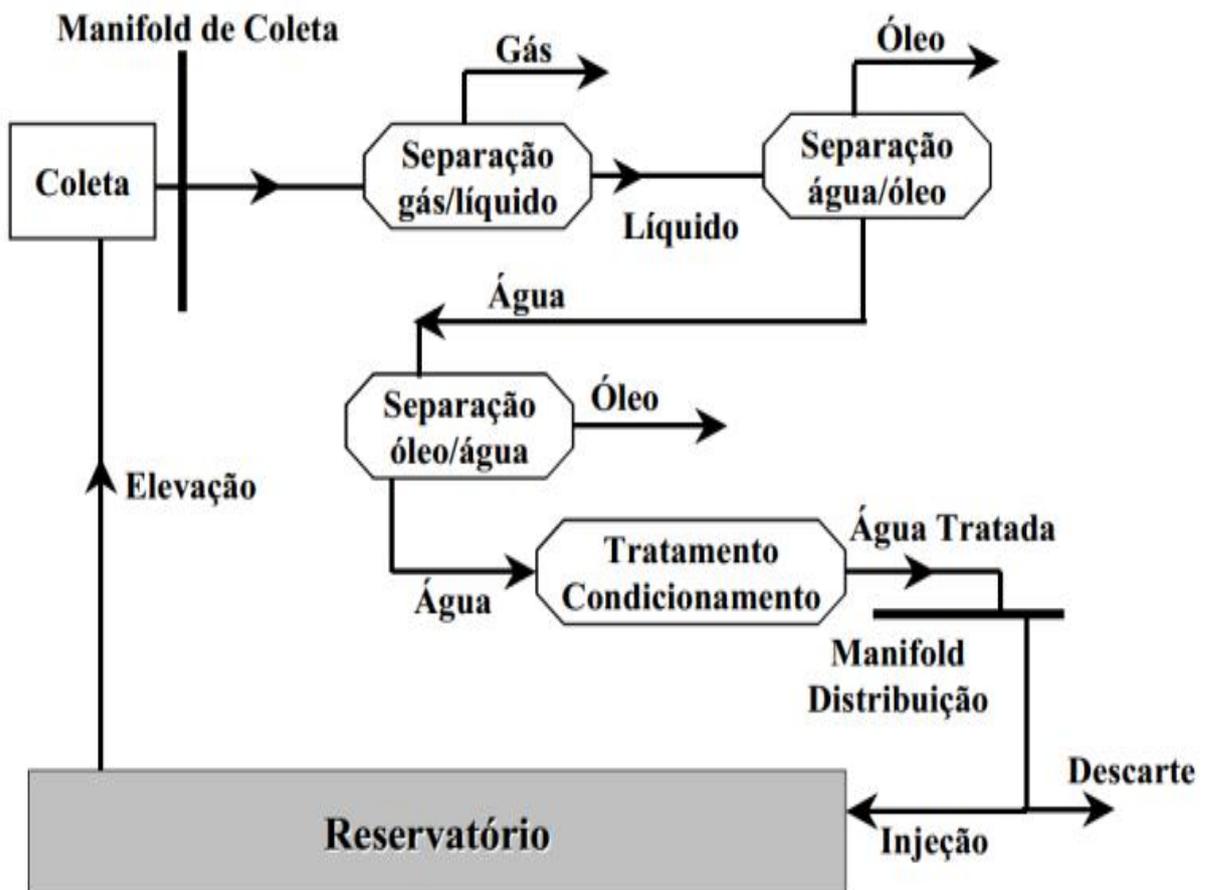


Figura 3 – Esquemas simplificado do Processamento Primário de Fluidos (Petróleo).

Fonte: Petrobras, 2007.

Dourado (2009) enfatiza ao descrever que o objetivo do Processamento Primário de Petróleo é a separação do gás, óleo e água, tratar essas correntes, de maneira a especificá-las aos padrões de envio aos terminais e refinarias (óleo e água) e de descarte (água oleosa).

Comumente, a separação e o tratamento dessas fases são feitas numa planta de processamento, através do uso de produtos químicos, aquecimento e vasos separadores (dispostos em estágios), em função dos mecanismos envolvidos na separação.

O Autor ainda ressalta que de acordo com a produção dos fluidos e a viabilidade técnico-econômica, uma planta de processamento primário pode ser simples ou complexa. As mais simples efetuam apenas a separação gás/óleo/água, enquanto que as mais complexas incluem o condicionamento e compressão do gás, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água para reinjeção ou descarte.

3.3.1 Separação Primária do Petróleo

3.3.1.1. Equipamentos

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. Os fluidos produzidos passam, inicialmente por separadores que podem ser bifásicos ou trifásicos, atuando em série ou em paralelo (Figura 4). No separador bifásico ocorre a separação gás/líquido, enquanto que no separador trifásico ocorre, também, a separação gás/óleo/água (PETROBRAS, 1998).

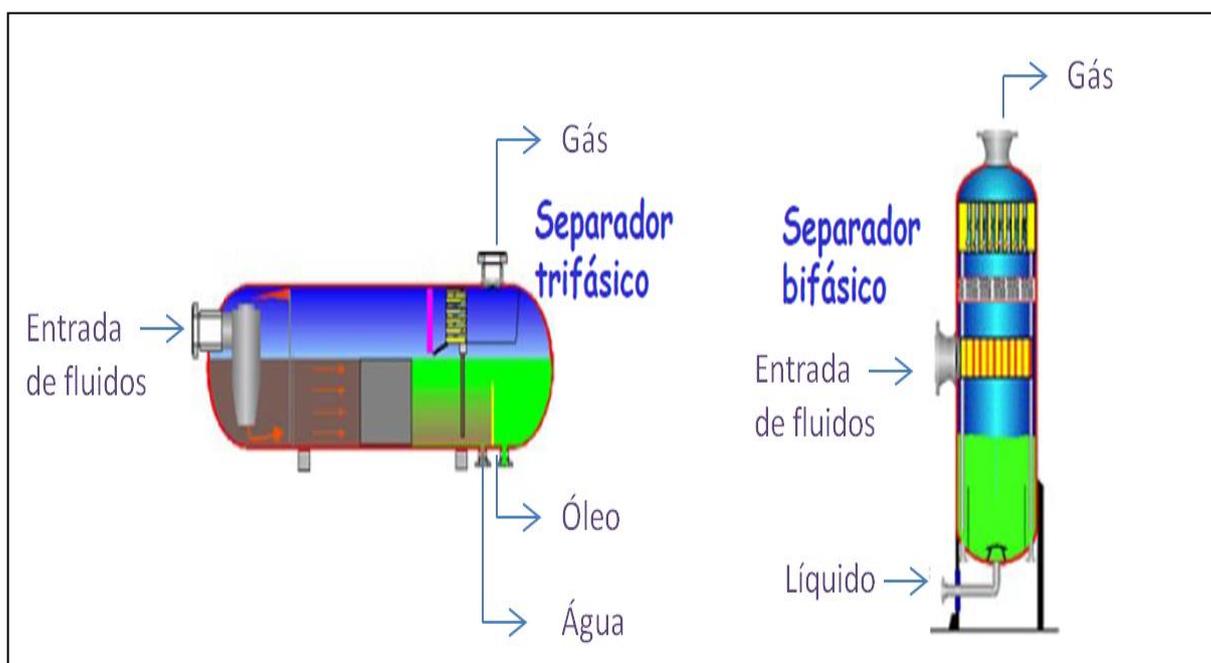


Figura 4 – Separador trifásico e bifásico.

Fonte: Dourado, 2009.

Os separadores horizontais são normalmente mais eficientes sob o ponto de vista da separação gás/líquido, uma vez que oferecem uma área superficial de interface maior que permite uma maior decantação das gotículas de óleo presentes na fase gasosa, além de favorecer o desprendimento do gás da fase líquida separada (JUSTINO, 2010).

Os separadores verticais requerem uma menor área para instalação e tem uma geometria que facilita a remoção de areia depositada no fundo. Uma desvantagem para uso offshore está relacionada ao manuseio por causa da altura. Absorvem bem a golfadas, pois toda a área da seção transversal do separador está disponível para o escoamento do gás (JUSTINO, 2010).

3.3.1.2 Separador Bifásico Vertical

No separador o fluido entra e choca-se com defletores de entrada que provocam uma modificação brusca de velocidade e direção do fluido. A força de gravidade causa a separação das gotículas mais pesadas que deixam a corrente de gás e se acumulam no fundo do vaso, onde o líquido é coletado. Esta seção de coleta assegura um tempo de retenção apropriado, necessário para que o gás se desprenda do líquido e vá para o espaço superior do separador (FREITAS et al, 2007).

Com isso, o gás separado flui sob os defletores de entrada e segue através da seção de separação submarina. De acordo com que o gás flui, pequenas gotas de líquido que ficaram na fase gasosa caem por ação da gravidade na interface gás/líquido. Algumas gotas tem diâmetro tão pequeno que não são facilmente separadas nesta seção de decantação. Entretanto, antes de deixar o vaso, o gás passa através de uma seção de aglutinação e coalescência composta por aletas de metal, almofadas de tela de arame ou placas pouco espaçadas que extraem a névoa presente no fluido (FREITAS et al, 2007)

Segundo Souza Filho (2004), um separador típico de produção é composto por uma gama de dispositivos internos cujo intuito é aumentar a eficiência de separação. Alguns exemplos são os defletores de entrada, quebradores de espuma, de ondas e de vórtice, extrator de névoa ou demister. Para fins didáticos, o autor descreve essa separação em quatro seções: seção de separação primária, de acumulação (ou de coleta de líquido), de separação secundária (ou de decantação) e de aglutinação (Figura 5).

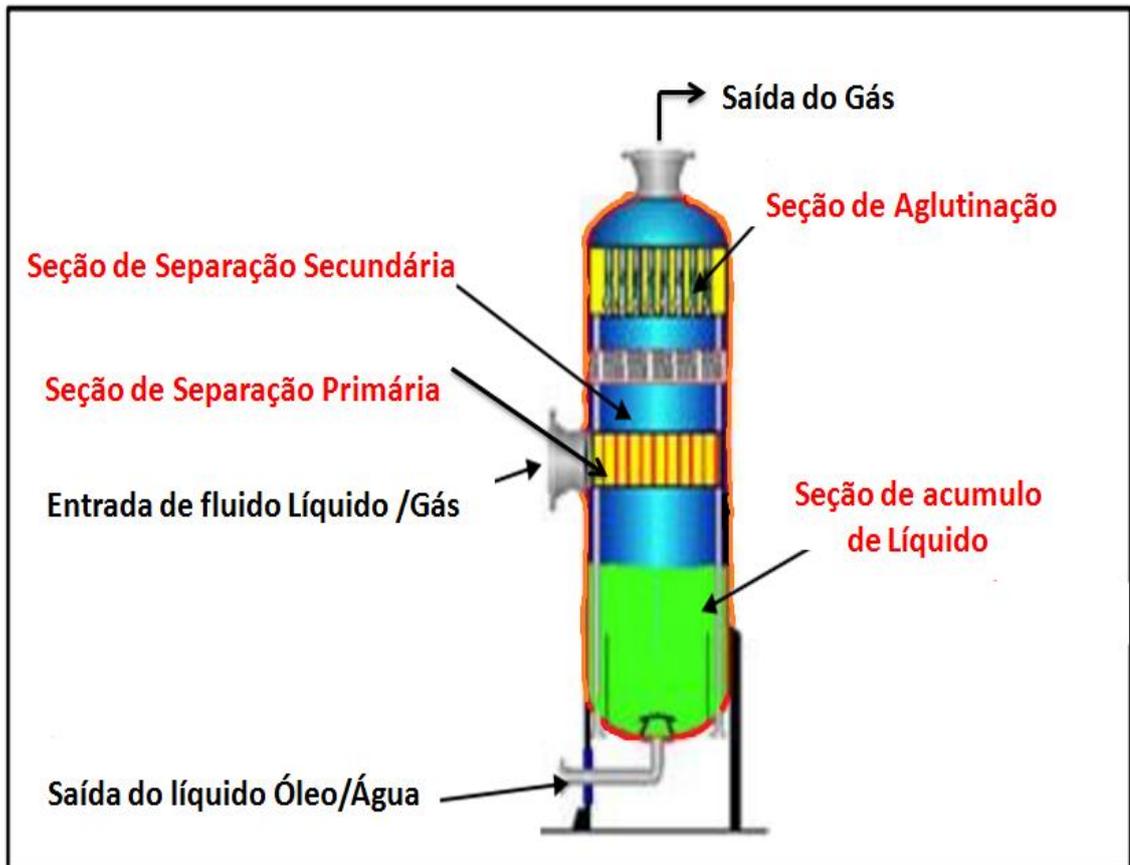


Figura 5 - Seções e dispositivos internos de um Separador Bifásico Vertical
 Fonte: Dourado, 2009.

➤ **Seção de separação primária**

Localizada na entrada do vaso, onde o fluido que tem uma velocidade considerável quando entra no separador, choca-se com os defletores posicionados na parte superior do vaso, conseqüentemente faz com que o gás associado se desprenda, devido à mudança brusca de velocidade. A força da gravidade também interfere fazendo com que as gotículas líquidas que são mais pesadas se desprendem da corrente de gás e se acumule na sessão de acumulação de líquidos.

➤ **Seção de separação secundária**

É denominada sessão secundária a parte superior do vaso onde o espaço permite a circulação da corrente gasosa, o que faz com que as gotículas maiores que ainda estão presentes se desprendam por ação da gravidade, durante o tempo de permanência do fluido dentro do vaso, o líquido fica na parte inferior do vaso.

➤ Seção de aglutinação

Localizada na parte superior do vaso, ou melhor, na parte superior no entorno da saída de gás do separador, é formada por aletas metálicas, almofadas de tela de arame ou placa com um pequeno espaçamento que fazem com que aconteça a coalescência com a névoa que é arrastada pelo gás.

➤ Seção de acumulação de líquido

Formada na região inferior do vaso. Nesta seção o tempo de retenção deve ser suficiente para que ocorra a separação do gás remanescente na fase líquida, além de permitir a separação de grande parte da água, no caso dos separadores trifásicos.

3.3.1.3 Extrator de Névoa

Todo processo onde o gás e líquido entram em contato, o gás arrasta um pouco de líquido. Tal arraste ocorre devido a três mecanismos: ação mecânica, condensação e reação química. Os tamanhos das gotículas podem ser estimados com uma boa precisão. O arraste a partir de uma superfície líquida fervendo ou borbulhando irá formar gotículas com um diâmetro ínfimas. Porém, o arraste produzido na superfície do recheio de torres ou dos tubos de trocadores de calor podem gerar gotículas relativamente maiores (JUSTINO, 2010).

O extrator de névoa é muitas vezes provido de um dispositivo de vapor para recipientes de separação de líquidos, para aumentar a remoção de gotículas de líquido arrastadas na corrente de vapor, podendo ser um tipo de malha coalescente, bloco de palhetas ou de outra estrutura destina-se agregados de névoa em gotículas que são pesados suficientes para separar a corrente de vapor (JUSTINO, 2010) (Figura 6).



Figura 6 -Extratores de névoa.
Fonte: Clark-Koch, 2004.

As vantagens do extrator de névoa estão em reduzir o tempo de residência necessário para separar um dado líquido o tamanho das gotas, reduzindo assim o volume e o custo associados aos equipamentos de separação; reduzir acentuadamente o consumo de glicol, amina ou solventes nas torres de absorção, secagem e destilação; aumentar a pureza do produto, impedindo a contaminação das tiragens laterais e de topo em torres de vácuo e atmosféricas como também em outras colunas de destilação; impedir a contaminação do ar (PETROBRAS, 2007).

Os vasos de separação que se baseiam somente na sedimentação pela gravidade removem apenas gotas superiores a 100 micra, contudo os que usam os extratores de névoa eficaz irá impedir o arraste de todas as gotas com mais de 5 a 10 micra, reduzindo assim, perda de produto, corrosão nas operações à jusante, contaminação e danos nos equipamentos (CLARK KOCH, 2004).

4 METODOLOGIA

O presente estudo foi realizado no campo da Fazenda Mamoeiro que está situado na Bacia do Recôncavo Baiano, a aproximadamente 120 km da cidade de Salvador, no município de Entre Rios. Esse campo é explorado pelo poço 1-FMO-BA, o qual foi equipado e está pronto para começar novamente a produzir (Figura 7).



Figura 7- Sistema de produção do poço 1-FMO-001-BA
Fonte: Projeto Campo-Escola.

A Figura 7 demonstra que a disposição da linha de produção está dividida em três seções diferentes desde a saída do *choke* até a entrada do vaso separador. A abertura do *choke* está ajustada em 20/64 in. O fluido proveniente do reservatório chega à cabeça do poço com uma pressão de aproximadamente 689,5 kPa. Posteriormente, a mistura desloca-se para o vaso separador com capacidade de 3,8 m³ e pressão de trabalho de 483,0 kPa. Após esta etapa de separação primária, o gás segue para o sistema de compressão e o óleo é enviado para o tanque de estocagem, no qual pode ocorrer uma nova separação gás-óleo nas condições atmosféricas. Na Tabela 1, observam-se algumas propriedades dos fluidos produzidos e os principais dados de produção do poço 1-FMO-001-BA.

Tabela 1. Dados de produção do poço 1-FMO-001-BA

Dados obtidos no teste de produção		Dados fornecidos pela Petrobras	
$Q_{g \text{ std}} \text{ (m}^3\text{/h)}$	296,5	γ_o	0,812
$Q_{o \text{ std}} \text{ (m}^3\text{/h)}$	0,318	γ_g	0,840
$P_{\text{cabeça poço}} \text{ (kPa)}$	689,5	$^{\circ}\text{API}$	42,7
$P_{\text{separador}} \text{ (kPa)}$	483,0		
$T(^{\circ}\text{C})$	39,0		
$\text{RGO (m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std)}$	932,39		

4.1 DETERMINAÇÃO DA COMPOSIÇÃO DO GÁS PRODUZIDO

A coleta do gás e a análise de cromatografia gasosa utilizada nesse estudo, foi realizada pela UNIFACS (Universidade Salvador), especificamente no laboratório de petróleo e gás (LAPEG).

Utilizando um compressor especial (gás booster) foi possível realizar amostragem do gás natural na saída do vaso separador. Para tanto, na coleta utilizou-se um cilindro de transferência, submetido a uma pressão de 4,5 bars. Posteriormente, retirou-se uma amostra menor de gás do cilindro em um picnômetro que foi injetada em um sistema de cromatografia gasosa.

Para realização da análise composicional do gás produzido utilizou-se um cromatógrafo de fabricação Varian (modelo CG-3800) de acordo com as seguintes condições operacionais: temperatura da coluna: 60°C (Chromossorb, Mol Sieve e Capillary), temperatura do detector: 200 °C (TCD/FID), temperatura do injetor: 250 °C. A calibração do cromatógrafo foi realizada com padrões fornecidos pela empresa AGA S.A, certificados e rastreados através do certificado: IPT-65840-101 (HiQ Analysis Certificate), usando método/instrução INS 0052, em cinco níveis de concentrações.

4.2 DETERMINAÇÃO DAS CONSTANTES DE EQUILÍBRIO (LÍQUIDO-VAPOR)

Considerando que o equilíbrio entre as fases líquida e vapor de uma mistura é caracterizado quando o número de moléculas de líquido que passa para o estado vapor é igual ao número de moléculas do vapor que penetra no seio do líquido, torna-se possível definir para cada constituinte i um coeficiente de equilíbrio:

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} \quad (1)$$

Onde:

y_i é a fração molar do constituinte i na fase vapor;

x_i é a fração molar do constituinte i na fase líquida.

A temperatura, a pressão e a composição da mistura são variáveis fundamentais para determinar os coeficientes de equilíbrio dos diferentes constituintes de uma mistura de hidrocarbonetos (GRAVIER, 1986; ROJEY, 1994). Para determinar as constantes de equilíbrio podem ser utilizados alguns métodos, como os gráficos, ou os numéricos que são baseados na utilização de equações de estado ou ainda por meio de correlações empíricas, como as desenvolvidas por Wilson, Standing e Torp (AHMED, 1989).

Nesse sentido, os cálculos do equilíbrio de fases permitem determinar as quantidades molares e as composições do líquido (óleo) e do vapor (gás) de uma determinada mistura em equilíbrio quando a pressão e a temperatura são mantidas constantes. Porém esses cálculos exigem o conhecimento prévio da composição inicial da mistura (ou da composição de uma das fases) e também dos valores dos coeficientes de equilíbrio para condições fixas de pressão e temperatura. Logo, por definição, o balanço global do sistema mostra que o número total de mols da mistura (n) é igual à soma do número de mols de líquido (L) e do número de mols de vapor (V):

$$n = L + V \quad (2)$$

Ao aplicar o balanço de massa por constituinte (i), tem-se que:

$$z_i n = x_i L + y_i V \quad (3)$$

onde:

z_i é a fração molar do constituinte i na fase líquida em condições de Reservatório (fluido original)

Inserindo a equação (1) na equação (3) e rearranjando, as composições das fases líquida e vapor podem ser expressas, respectivamente, por:

$$x_i = \frac{z_i n}{L + K_i V} \quad (4)$$

$$y_i = \frac{z_i n}{V + L/K_i} \quad (5)$$

Para se determinar as constantes de equilíbrio foram utilizados os métodos empíricos desenvolvidos por Wilson e Standing. Wilson (1968), propôs uma expressão termodinâmica

simplificada na qual se estima os valores das constantes de equilíbrio em baixas pressões (AHMED, 1989):

$$K_i = \frac{P_{ci}}{P} \text{EXP} \left[5,37 (1 + \omega_i) \left(1 - \frac{T_{ci}}{T} \right) \right]$$

(6)

Onde:

P_{ci} é a pressão crítica do componente i ;

T_{ci} é a temperatura crítica do componente i ;

ω_i é o fator acêntrico do componente i ;

P é a pressão do sistema; e

T é a temperatura do sistema.

As propriedades críticas dos hidrocarbonetos parafínicos foram obtidas na obra de Katz et al (1959).

Standing (1979) propôs uma expressão termodinâmica capaz de estimar os valores das constantes de equilíbrio para pressões abaixo de 6895 KPa e temperaturas abaixo de 95 °C. A partir de observações realizadas por diversos autores sobre o fator de caracterização dos componentes (F_i), ele propôs a seguinte correlação:

$$F_i = b_i \left(\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right) \quad (7)$$

Onde:

T_i é a temperatura de ebulição normal do componente i ; e

b_i que pode ser obtido pela seguinte expressão:

$$b_i = \frac{\text{Log} \left(\frac{P_{ci}}{14,7} \right)}{\left(\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T_{ci}} \right)} \quad (8)$$

Por fim, a equação matemática que relaciona o fator de caracterização e a constante de equilíbrio, assume a seguinte forma (AHMED, 1989):

$$K_i = \frac{1}{P} 10^{(a+c F_i)} \quad (9)$$

onde os termos “a” e “c” são os coeficientes linear e angular, respectivamente, e também podem ser calculados em função da pressão.

É importante frisar que no interior de um vaso separador, a liberação do gás do líquido pode ser considerada como uma separação flash, isto é, o equilíbrio termodinâmico entre as fases é alcançado. Porém, se mais de um separador for utilizado, o processo volta a ser considerado como uma liberação diferencial, ou seja, o equilíbrio termodinâmico entre as fases não será alcançado, uma vez que a composição total do sistema se altera. Desta maneira, os cálculos realizados nos “n” estágios de separação tornam-se extremamente importantes para determinar as condições ótimas de separação, as composições das fases (óleo, gás), o fator volume-formação do óleo, a razão gás-óleo e o grau API do óleo no tanque. Nesse sentido, algumas propriedades foram determinadas seguindo a abordagem apresentada nas obras de Gravier (1986) e Rosa et al (2011).

4.3 DIMENSIONAMENTO DO VASO SEPARADOR

As fases dos fluidos com diferentes densidades terão “momento” diferentes. Se o fluxo das duas fases mudam de direção bruscamente, o maior momento da fase pesada não vai permitir que as partículas mudem de direção tão rapidamente como o fluido mais leve, de modo que a ocorre separação das fases. O momento é geralmente empregado para a separação de grandes quantidades das duas fases de fluídos.

4.3.1 Atuação da gravidade

Gotículas de líquido se estabelecerá fora de uma fase gasosa, se a força gravitacional agindo sobre a gotícula for maior do que a força de arrasto do gás que flui ao redor da gota (Figura 8). Estas forças podem ser descritas matematicamente. A força de arrasto (F) que atua em uma gota de líquido numa corrente de gás é determinada por:

$$F = C_D A_p \gamma_g \frac{v_t^2}{2g} \quad (11)$$

por isso:

$$v_t = \left(\frac{2Fg}{C_D A_p \gamma_g} \right)^{0,5} \quad (12)$$

Advindo da segunda lei de Newton, temos:

$$F = \frac{w}{g} g \quad (13)$$

como:

$$w = \frac{\gamma_L - \gamma_g}{\gamma_L} W_p \quad (14)$$

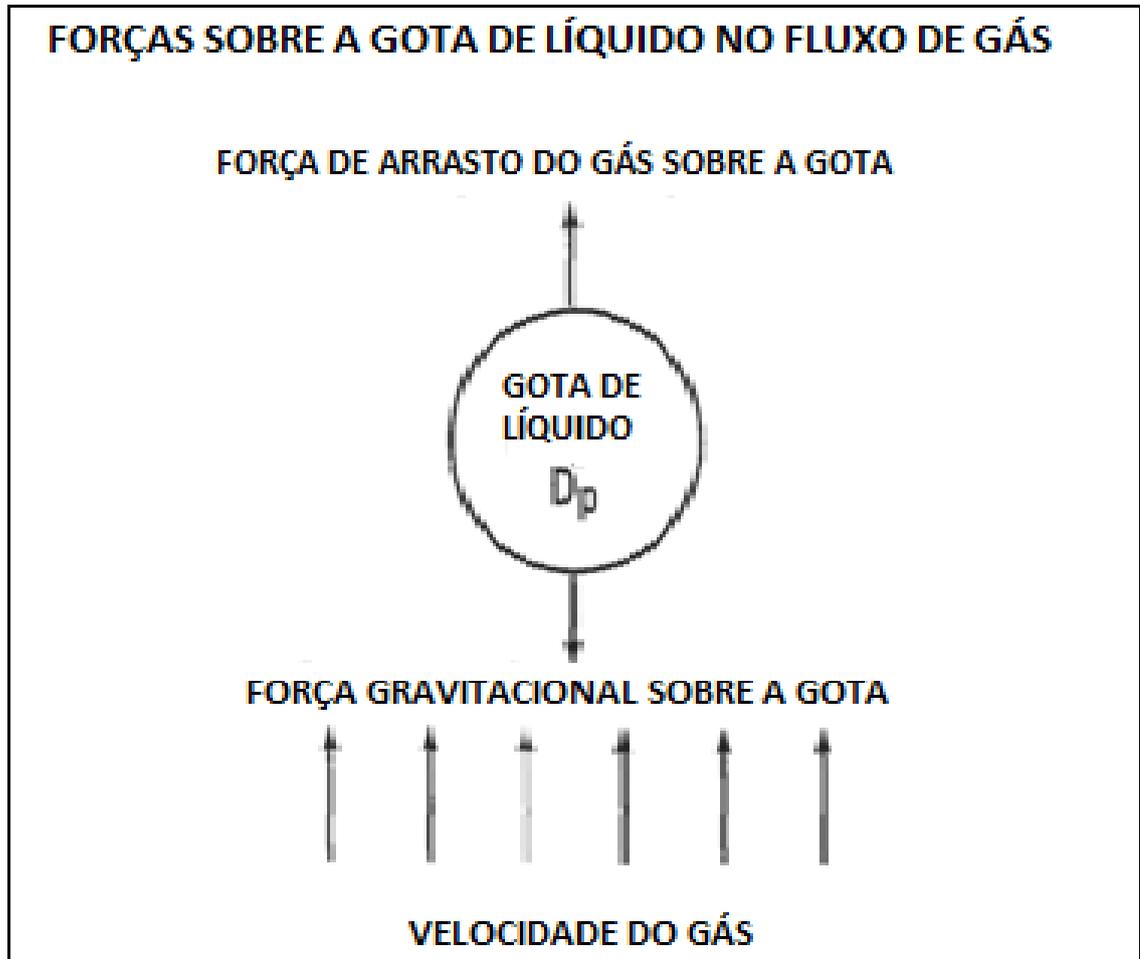


Figura 8- Forças que atuam na partícula de líquido
Fonte: Lyons, 1996

Substituindo a equação (14) na (13), e em seguida inserindo a equação (13) na equação (12), obteremos a equação abaixo:

$$V_t = \left[\frac{2gW_p(\gamma_L - \gamma_g)}{\gamma_L \gamma_g C_D A_p} \right]^{0,5} = \left[\frac{4gD_p(\gamma_L - \gamma_g)}{3\gamma_g C_D} \right]^{0,5} \quad (15)$$

onde:

F = força de arrasto em lb;

V_t = velocidade terminal em ft/s;

g = aceleração da gravidade em ft/s²;

W_p = peso da partícula em lb;

$\gamma_{L,g}$ = pesos específicos do líquido e da fase gasosa em lb/ft³;

A_p = área transversal da partícula, em ft²;

D_p = diâmetro da gota em ft;

C_D = coeficiente de arrasto da partícula (adimensional).

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

$$Re = \frac{1,488 D_p V_t \gamma_g}{\mu} \quad (16)$$

onde:

μ = viscosidade (cp)

Desta forma, uma solução de tentativa e erro é necessária uma vez que tanto o tamanho da partícula D_p , quanto à velocidade terminal V , estão envolvidas. Para utilizar essa solução, os valores do coeficiente de arrasto, são apresentados na Figura 9, como uma função do produto do coeficiente de arrasto C , vezes o quadrado do número de Reynolds. Esta técnica elimina a variável velocidade da expressão. A abscissa da Figura 9 é representada pela expressão:

$$C_D (Re)^2 = \frac{(0,95)(10^8) D_p (\gamma_L - \gamma_g)}{\mu^2} \quad (17)$$

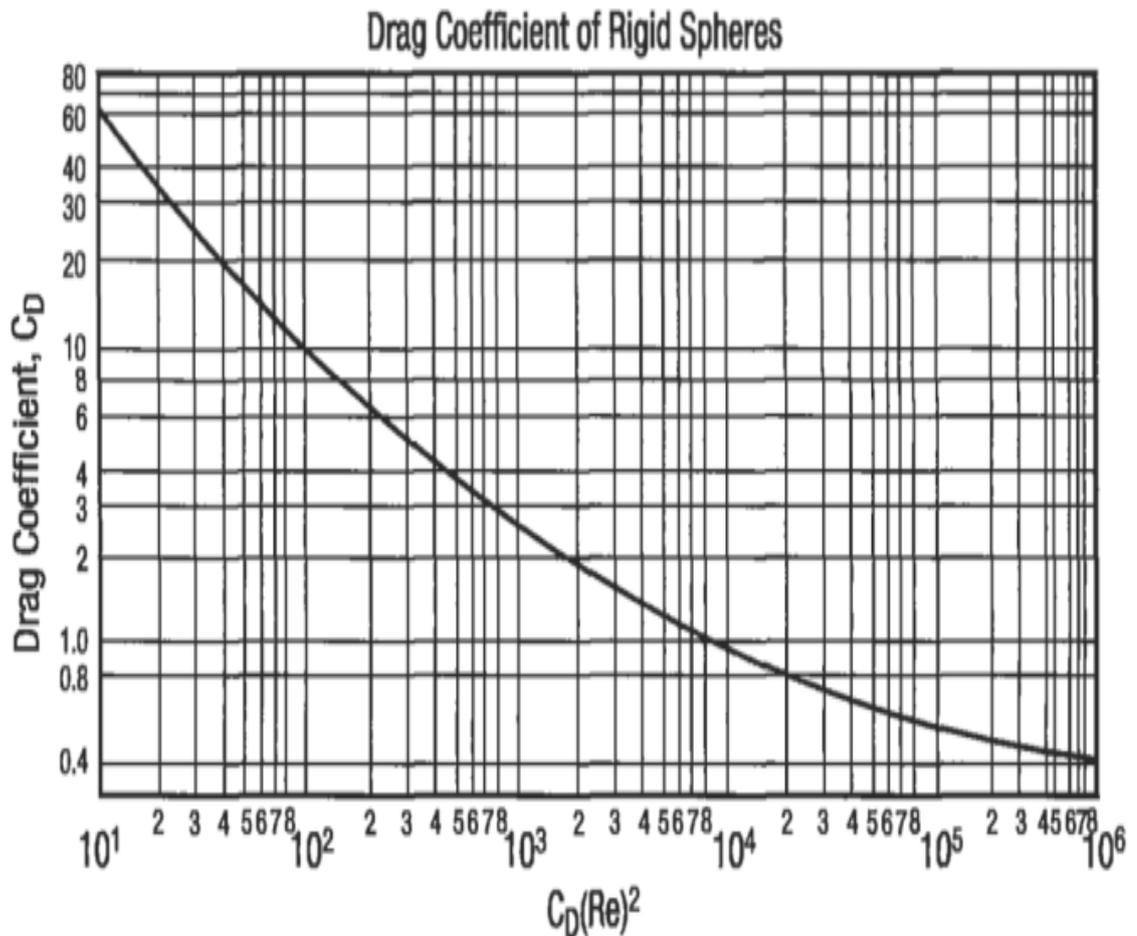


Figura 9 - Coeficiente de arrasto da esfera rígida
Fonte: Lyons, 1996.

4.3.2 Separadores verticais bifásicos

Os seguintes cálculos são apresentados como um guia para a concepção e dimensionamento dos separadores bifásicos. O dimensionamento deve basear-se na velocidade instantânea máxima esperada. Para fins práticos, no caso do separador vertical, Equação (15) é escrita assim:

$$V_t = K \left(\frac{\gamma_L - \gamma_g}{\gamma_g} \right)^{0,5} \quad (18)$$

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;

Em seguida temos que;

$$V_g = \frac{Q_A}{A_g} \quad (19)$$

onde:

Q_A = Vazão de fluido em ft^3/s ;

A_g = Área do vaso em ft^2 .

Sabe-se que a área do vaso é igual a:

$$A_g = \frac{\pi}{4} D^2 \quad (20)$$

como:

$$Q_A = \frac{\dot{w}}{\gamma_g} \quad (21)$$

Sabe-se que $V_t = V_g$, então fica-se com a seguinte relação:

$$\frac{Q_A}{A_g} = K \left(\frac{\gamma_L - \gamma_g}{\gamma_g} \right)^{0,5} \quad (22)$$

Substituindo a equação (20) e (21) na equação (22), temos:

$$\frac{\frac{\dot{w}}{\gamma_g}}{\frac{\pi}{4} D^2} = K \left(\frac{\gamma_L - \gamma_g}{\gamma_g} \right)^{0,5} \quad (23)$$

Com essa expressão é possível obter o valor mínimo do diâmetro do vaso. Vale salientar que esses cálculos são usados para separadores que normalmente se utilizam de extrator de névoa. Esta taxa deve permitir que todas as gotículas de líquido superior a $10 \mu\text{m}$ sejam separadas do gás.

De posse desse valor, o próximo passo é calcular o nível de líquido do vaso. Para calcular o nível de líquido h , certa armazenagem de líquido é necessária para assegurar que ocorra o equilíbrio entre o líquido e o gás no separador. Este tempo de armazenagem é definido como "tempo de retenção", onde o líquido é mantido no recipiente assumindo fluxo tampão.

O tempo de retenção é, assim, o volume de armazenamento do líquido no recipiente dividido pela vazão de líquido. Os critérios de projeto básico para o tempo de retenção do líquido em separadores bifásicos são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2 - Critério para o tempo de retenção do líquido

Grau API do Óleo	Minutos (típico)
Acima de 35° API	1
20-30° API	1 a 2
10-20° API	2 a 4

Fonte: Lyons, 1996.

Lembrando que o tempo é definido por:

$$t = \frac{Vol.}{Q} \quad (24)$$

E o volume é igual a:

$$Vol. = \frac{\pi D^2 h}{4} \quad (25)$$

Logo:

$$tQ = \frac{\pi D^2 h}{4} \quad (26)$$

Rearranjando a equação (26) temos:

$$h = \frac{4tQ}{\pi D^2} \quad (27)$$

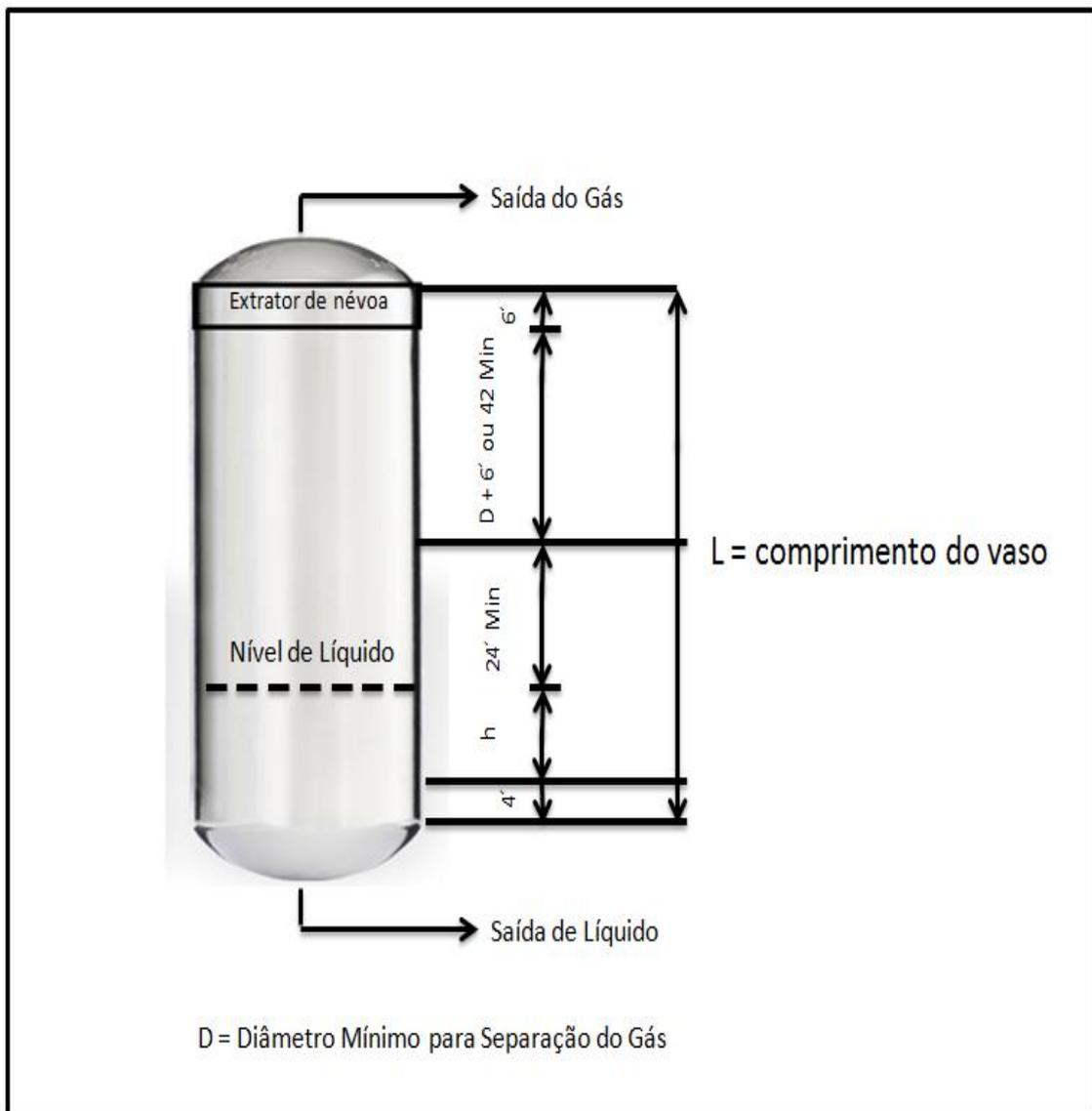


Figura 10 - A geometria de um Separador Vertical
 Fonte: Lyons, 1996.

O último passo é o cálculo do comprimento do vaso (L), que deve ser determinado a partir da geometria do recipiente (Figura 10), uma vez que tanto o diâmetro quanto o peso do volume de líquido são conhecidos. Logo (L) é igual a:

$$L = h + 4 + 24 + 42 + 6 = h + 76 \text{ pol} \quad (28)$$

A fim de se obter uma proporção admissível entre o comprimento e o diâmetro do vaso, usa-se uma razão entre esses dois parâmetros (L/D), e geralmente essa razão deve ficar em um range entre 3 e 4.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Por meio da cromatografia gasosa, foi possível obter o cromatograma dos componentes inorgânicos (ANEXO A) e orgânicos (ANEXO B) da amostra de gás do poço 1-FMO-001-BA, que foi coletada na saída do separador à pressão de 450 KPa.

Os componentes da amostra representativa foram separados fisicamente e comparados aos dados obtidos em uma calibração, realizada com padrões cromatográficos, de composições conhecidas, sob condições de operações idênticas. Com os dados da amostra de gás natural foi possível determinar a composição química do gás produzido no poço 1-FMO-001-BA. Essa composição foi quantificada por cromatografia gasosa e expressa na forma de fração molar, conforme pode ser verificado na tabela 3.

Tabela 3. Composição volumétrica do gás produzido no poço 1-FMO-001-BA

Componentes		y_i (%)
Gás Carbônico (CO ₂)		1,4120
Oxigênio (O ₂)		0,3195
Nitrogênio (N ₂)		2,6993
Metano (C ₁)		68,5898
Etano (C ₂)		14,3292
Propano (C ₃)		6,4679
iso-Butano (iC ₄)		1,2519
n-Butano (nC ₄)		2,0699
Pentano (C ₅)		1,5149
Hexano (C ₆)		0,7302
Heptano (C ₇)		0,2308
Octano (C ₈)		0,2001
Nonano (C ₉)		0,0693
Decano (C ₁₀)		0,0570
Undecano (C ₁₁)		0,0390
Dodecano (C ₁₂)		0,0100
Tridecano (C ₁₃)		0,0092
Total		100,00
ΣC_{3+}		12,6502

Inicialmente na tabela 3, pode-se observar a presença de componentes não-hidrocarbonetos (CO₂, O₂, N₂) na composição química do gás natural produzido no poço 1-FMO-001-BA. Além disso, nota-se que o principal componente do gás natural é o metano, que devido a sua predominante participação reflete as principais propriedades da mistura do gás natural. Observa-se ainda que a composição global do gás produzido pelo poço 1-FMO-001-BA é similar às composições típicas de gás natural encontradas no País. Por outro lado, a partir da

disponibilidade da análise cromatográfica, foi possível observar que o somatório das frações molares de todos os componentes a partir do propano (C_{3+}) é igual a 12,6502 %, característica essa que define o gás como rico, uma vez que é afirmado por Rosa (2011) que se o teor de pesados for superior a 8,0% o gás é considerado rico, se for menor que 6,0% o gás é considerado pobre, se o teor estiver entre 6,0 e 8,0% o gás é considerado de riqueza mediana Segundo Machado (2012), os hidrocarbonetos mais pesados constituem sua parcela de maior valor comercial. Foi possível determinar também a massa molecular do gás natural ($MM_{gás} = 23,967$). Cabe ressaltar que o resultado da densidade relativa do gás ($\gamma_g = 0,8264$) está coerente com a densidade relativa fornecida pela Petrobras (Tabela 1).

Após a determinação experimental da composição da fase gasosa, foi determinada a composição da fase líquida, ou seja, o óleo que deixa o separador. Para tanto, foram utilizados os métodos analíticos desenvolvidos por Wilson e Standing para a se obter os valores das constantes de equilíbrio, K_i (Tabela 4).

Tabela 4 - Constantes de equilíbrio obtidas pelos métodos de Wilson e Standing

Componentes	Constantes de equilíbrio (K_i)	
	Wilson	Standing
Gás Carbônico(CO_2)	22,51124	22,42442
Oxigênio (O_2)	181,94682	90,19105
Nitrogênio (N_2)	211,57941	287,28382
Metano (C_1)	87,74967	53,99649
Etano (C_2)	14,00452	9,43473
Propano (C_3)	3,63545	2,93844
iso-Butano (iC_4)	1,40925	0,97275
n-Butano (nC_4)	1,07662	1,28829
Pentano (C_5)	0,33476	0,35872
Hexano (C_6)	0,12966	0,15772
Heptano (C_7)	0,05009	0,05884
Octano (C_8)	0,02081	0,02390
Nonano (C_9)	0,00846	0,01056
Decano (C_{10})	0,00361	0,00484
Undecano (C_{11})	0,00211	0,00249
Dodecano (C_{12})	0,00098	0,00127
Tridecano (C_{13})	0,00048	0,00066

Na tabela 4, é possível perceber que as constantes de equilíbrio obtidas pelas duas correlações são relativamente próximas para a maioria dos componentes da mistura. Esse comportamento mostra que nas condições de separação estudadas (baixas pressões e

temperaturas), as correlações de Wilson e Standing podem ser empregadas sem nenhum prejuízo para representar o equilíbrio de fases entre o gás e o óleo no separador.

Uma vez que todas as informações necessárias estão reunidas, foi determinada a composição do óleo que deixa o vaso. Posteriormente, pode-se também obter a composição original do fluido através do balanço de massa para cada componente da mistura. Estes resultados foram obtidos a partir das constantes de equilíbrio obtidas pela correlação de Wilson e podem ser vistas na Tabela 5.

Tabela 5 - Composições do óleo (vaso) e do fluido original.

Componentes	Composições	
	Óleo (x_i)	Fluido original (z_i)
Gás Carbônico(CO₂)	0,00063	0,01277
Oxigênio (O₂)	0,00002	0,00288
Nitrogênio (N₂)	0,00013	0,02431
Metano (C₁)	0,00782	0,61809
Etano (C₂)	0,01023	0,12999
Propano (C₃)	0,01779	0,05999
iso-Butano (iC₄)	0,00888	0,01216
n-Butano (nC₄)	0,01923	0,02055
Pentano (C₅)	0,04525	0,01816
Hexano (C₆)	0,05632	0,01220
Heptano (C₇)	0,04608	0,00668
Octano (C₈)	0,09617	0,01142
Nonano (C₉)	0,08196	0,00882
Decano (C₁₀)	0,15783	0,01630
Undecano (C₁₁)	0,18443	0,01879
Dodecano (C₁₂)	0,10195	0,01028
Tridecano (C₁₃)	0,19077	0,01916
Total	1,0	1,0

Na Tabela 5, percebe-se que a composição do óleo apresenta baixas concentrações dos componentes mais voláteis (ex. metano, etano, etc) e moderadas concentrações dos componentes pesados (ex. C₁₀₊). Este comportamento é esperado uma vez que a pressão de trabalho do vaso separador é relativamente baixa, favorecendo, assim, tanto o enriquecimento da fase gasosa em componentes leves, como o enriquecimento da fase líquida em componentes pesados. Contudo, constata-se que a composição original do fluido que chega ao vaso separador apresenta uma composição química similar à composição da corrente gasosa na saída do vaso separador. Tal comportamento comprova que o reservatório da Fazenda Mamoeiro é classificado como um reservatório portador de gás.

Espera-se também que a separação gás-óleo no tanque de estocagem seja praticamente desprezível, pois a corrente de óleo que deixa o vaso separador apresenta baixas concentrações dos componentes voláteis. Logo, a composição de óleo morto (após o tanque) deve ser praticamente igual à composição de óleo que deixa o vaso separador. Dessa forma, o grau API do óleo morto e a razão gás-óleo podem ser facilmente determinados pela correlação de Katz apresentada na obra de Gravier (1986). Baseado nesta correlação e nas composições do gás e do óleo, determinou-se a massa molecular do óleo morto ($MM_{\text{óleo}} = 140,656$), a densidade relativa do óleo morto ($\gamma_o = 0,7542$), o grau API, a saber, 56,13, e a razão gás-óleo ($RGO = 950,98 \text{ m}^3 \text{ std/ m}^3 \text{ std}$). Todos esses resultados estão coerentes com os dados obtidos no teste de produção e com as propriedades fornecidas pela Petrobras (Tabela 1).

A Tabela 6 mostra os resultados obtidos com a realização do dimensionamento para o vaso separador vertical que faz parte da planta de processamento primário do poço 1-FMO-BA.

Tabela 6 - Dados do dimensionamento do vaso separador vertical

Dados do fabricante para o Vaso Separador Vertical		Resultado do dimensionamento com os dados de projeto	
D (in)	46,4	$Q_{g \text{ std}}(\text{m}^3/\text{h})$	296,5
L (ft)	10,3	$Q_{o \text{ std}}(\text{m}^3/\text{h})$	0,318
L/D	2,66	h (in)	0,2
		D (in)	20
		L (ft)	6,5
		L/D	3,8

A partir da vazão de gás ($Q_{g \text{ std}} = 296,5 \text{ m}^3/\text{h}$) e da vazão de óleo ($Q_{o \text{ std}} = 0,318 \text{ m}^3/\text{h}$) foi possível determinar as dimensões do vaso que satisfazem esses parâmetros, ou seja, o vaso para essas condições teria essas medidas, diâmetro de $D=20 \text{ in}$ x $L= 6,5 \text{ ft}$ de comprimento. Outro fator a se destacar está na razão entre o diâmetro e o comprimento dos dados do fabricante ($L/D = 2,66$), razão essa que não se encontra dentro do range esperado, que é entre 3 e 4 segundo (LYONS, 1996).

De acordo com o que foi analisado, pode-se afirmar que o vaso separador dimensionado para compor a planta de processamento primário dos fluidos atende satisfatoriamente a separação dos fluidos produzidos (gás e óleo). Ainda de acordo com a Tabela 6, nota-se que o vaso encontra-se superdimensionado, esse fato pode ser constatado, ao comparar os dados do fabricante do vaso, dados esses de $D=46,4 \text{ in}$ x $L= 10,3 \text{ ft}$, como os dados obtidos no estudo. Isso

demonstra também que esse vaso separador, caso necessário e possível, de acordo com a planta de processamento e os parâmetros de produção, pode receber os fluidos de mais poços. Uma das possíveis explicações para esse superdimensionamento, pode está na falta de uma análise fluidodinâmica por meio do fabricante ou de um possível aproveitamento de um vaso que estava em desuso, podendo ainda ser esperado um aumento de produção do próprio poço, bem como o direcionamento de fluidos de outros poços do campo para serem separados nesse vaso.

É importante ressaltar a necessidade da realização de um estudo que vise verificar a possibilidade da troca do separador vertical por um separador horizontal, para se averiguar uma possível maior eficiência, uma vez que Justino (2010) constatou que esse tipo de vaso é mais eficiente quanto a altas razões gás/óleo, quando há a ocorrência de espuma, sua área maior facilita a separação das partículas dispersas na corrente gasosa e a liberação do gás da fase líquida.

6 CONCLUSÃO

Os campos petrolíferos, ainda que marcados por uma produção declinante, são fortes elementos de promoção do desenvolvimento, posto que alocam mão de obra, promovem o recolhimento de tributos, o pagamento de royalties, dentre outros elementos, de modo a fomentar a economia e a sociedade das localidades onde se situam. Diante disso, através desse estudo realizado no poço FMO-001-BA, pode-se vislumbrar a presença de componentes não-hidrocarbonetos (CO_2 , O_2 , N_2) e a predominância do metano entre os demais componentes na composição química do gás natural produzido no poço. Percebeu-se ainda que o reservatório é portador de gás, cuja classificação foi determinada como rico. Além disso, notou-se que há condensação do gás na coluna de produção e que o vaso separador dimensionado para compor a planta de processamento primário, que de acordo com o estudo realizado, foi obtido um vaso de diâmetro $D=20$ in x $L= 6,5$ ft de comprimento e esse dimensionamento atende satisfatoriamente os parâmetros de produção do poço (vazão de gás e de óleo), já que o vaso que está instalado na planta de separação é de $D=46,4$ in x $L= 10,3$ ft. Contudo, nota-se que este vaso está superdimensionado, tornando possível receber fluídos de mais poços. Vale salientar a necessidade de novos estudos que levem em consideração os dados de BSW- Basic sediments and water, que significa quantidade de água e sedimentos produzidos, pois nesse estudo foram considerados os dados do líquido como sendo apenas os do óleo.

REFERÊNCIAS

- AHMED, T. **Hydrocarbon Phase Behavior**. 7ed. Gulf Professional Publishing, Houston, 1989.
- BARRETO, A. S; MELLO, J. C. C. S. Benchmarks de eficiência no Processamento de Petróleo com Produtos Químicos. **Relatórios de Pesquisa em Engenharia de Produção**, v.12, n.4, p. 41-52.2012.
- BRASIL, N. I. **Separação de Fluidos “Tratamento de Petróleo Desidratação e Dessalgação”**. Programa de Trainees - Químico de Petróleo Júnior. Universidade Petrobras, Salvador, Bahia, 2002. 96 p.
- CÂMARA, R.J.B. Campos Maduros e Campos Marginais: Definições para Efeitos Regulatórios. 2004.128f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia)-Universidade Salvador, Salvador, 2004.
- CAMPOS, J. C; NOBREGA, R; JUNIOR, S, G. L. II-001-Tratamento de Água de Produção de Petróleo em Reator Biológico do Tipo" AIR-LIFT.IN: **1º Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental**.2001.Rio de Janeiro. Anais Eletrônico.
- CHRISTOV, M; DOHRN, R. High-pressure fluid phase equilibria. Experimental methods and systems investigated. **Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering**. v. 3, n.1.p 343-367. 2002.
- CLARK-KOCH. NELSON, C. **Eliminação de névoas**. 2004.
- DOURADO, Robson. **Gestão e Engenharia de Petróleo e Gás**. IBEC – Instituto Brasileiro de Engenharia de Custos. Acesso em: out. 2009.
- FREITAS, A. G. B de. Investigação das Facilidades e Métodos Utilizados Atualmente no Processamento Primário de Petróleo em Campos Onshore e Offshore. **IN: 4º PDPETRO**, Campinas, 2007 .
- GRAVIER,J.F. **Propriétés des Fluides de Gisements- Cours de production**. 2.ed EditionsTechnip,. Institut Français du Pétrole, Paris, 1986.
- GUIMARÃES, Marcelo da Silva. **Metodologia para otimização de estratégias de drenagem para campos de petróleo em produção**. 2005. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2005.

- IIDA, P. H; SCHEER, P. A. de; WEINSCHUTZ, R; SANTOS, B. M. Estudo do Efeito da Água em Emulsões de Petróleo. IN: **4º PDPETRO**, Campinas, SP. (2007).
- JUSTINO, D. G. Os Principais Equipamentos de uma Unidade de Processamento Primário de Óleo.2010.44f.Dissertação (Mestrado em Gestão de Produção de Petróleo e Gás)- Faculdade Capixaba de Nova Venécia. Santa Catarina.2010.
- KATZ,D.L;CORNELL,D;KOBAYASHI,R;POETTMAN,F.H;VARY,J.A;ELENBAAS,J.R;WEI NAUG, C.F. Handbook of Natural Gas Engineering. McGraw Hill, New York, 1959
- LYONS,W.C; PLISGA,G.J. **Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering**. 2ed.EUA:Elsevier,2005.
- LOPES, F.W.B. Equilíbrio líquido-vapor, densidade e volume de excesso para sistemas hidrocarbonetos.2001.51f. Dissertação (Graduação em Engenharia do Petróleo)- Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal. 2001.
- MACHADO,P.B. Análise comparativa de tecnologia de separação Supersonica para o Condicionamento de Gás Natural.2012.46f. Dissertação (Pós graduação em Processos químicos e bioquímicos)- Universidade Federal do Rio de Janeiro,Rio de Janeiro.2012.
- OLIVEIRA JÚNIOR, J. B. Projeto Campo-Escola: Revitalização de Campos Marginais de Petróleo e Gás Natural do Estado da Bahia. In: FERREIRA, Doneivan Fernandes (org.). Produção de Petróleo e Gás Natural em Campos Marginais: um Nascente Mercado no Brasil - Campinas, SP: Komedi, 2009.
- PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. **Curso de formação de Operadores de Refinaria:** Operações Unitárias. Curitiba, Brasil. 200 PETOBRAS – PETROLEO BRASILEIRO S. A. **Introdução à Indústria do Petróleo**. Rio de Janeiro, Brasil.1998.
- 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.

PROJETO CAMPO ESCOLA. **Relatório de Devolução dos Campos-Fazenda do Mamoeiro.**

Disponível em < <http://www.campoescolaufba.com.br/relatorio-de-devolucao-dos-campos/>>.

Acesso em: 20 de junho. 2013.

RAPPEL, E. Tendências do setor de petróleo e gás no Brasil: oportunidades e desafios para os fornecedores de bens e serviços. In: **PIQUET, Rosélia. SERRA, Rodrigo. (Org.) Petróleo e região no Brasil.** Rio de Janeiro: Editora Garamond Universitária. 2007.

ROJEY, A ; DURAND ; B, JAFFRET, C ; JULLIAN, S ; VALAIS, M. Le Gaz Naturel: Production, Traitement, Transport. Editions Technip, Institut Français du Pétrole, Paris, 1994.

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

SCHRAMM, L. L. Petroleum emulsions: Basic Principles. In: SCHRAMM, L. L. Emulsions: Fundamentals and applications in the petroleum industry, Advanced Chemistry Series 231. Washington: ACS, p. 79-129, 1992.

SANTOS, Genivaldo B. et al. **Valoração de campos maduros e marginais.** Rio de Janeiro, 2006. 14 f. Relatório apresentado ao Programa de Recursos Humanos 23 (PRH-23) da Agência Nacional do Petróleo.

SANTOS JUNIOR, Anabal. **Produção de Petróleo e Gás Natural e, Campos Terrestres com Acumulações Marginais – Um registro histórico em Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros.** Doneivan F. Ferreira (org). Campinas, SP: Komedi, 2009.

SILVA et al. A Importância das Rochas Sedimentares para a Formação do Petróleo. 2012. 48f. Dissertação (Mestrado em Petróleo e Gás)- Faculdade Capixaba de Nova Venécia, Nova Venécia, Espírito Santo, 2012.

SIQUEIRA, Mariana de; SANTOS, Rafael Cesar Coelho. Os campos maduros de petróleo e o desenvolvimento regional: o caso do nordeste brasileiro. In: XVII Congresso Nacional do Conselho Nacional de Pesquisa e Pós-Graduação Em Direito, 2008. Manaus. **Anais Eletrônicos.**

SOUZA FILHO, J. E. de. **Processamento Primário de Fluidos: Separação e Tratamento.** Programa Trainees Petrobrás. Curso de Engenharia de Petróleo Salvador: Universidade Cooperativa Petrobrás, 2004.

STAUDT, P.B. Nova Equação Cúbica de Estado para a predição do Equilíbrio Líquido-Vapor de Misturas Complexas Envolvendo Polímeros e Óleos. 2010.138f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Química) Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 2010.

STANDING, M.B. **Volumetric and Phase Behaviour of Oil Field Hydrocarbon Systems**. Dallas, TX, USA, SPE of AIME, 1979.

THOMAS, José Eduardo, organizador. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

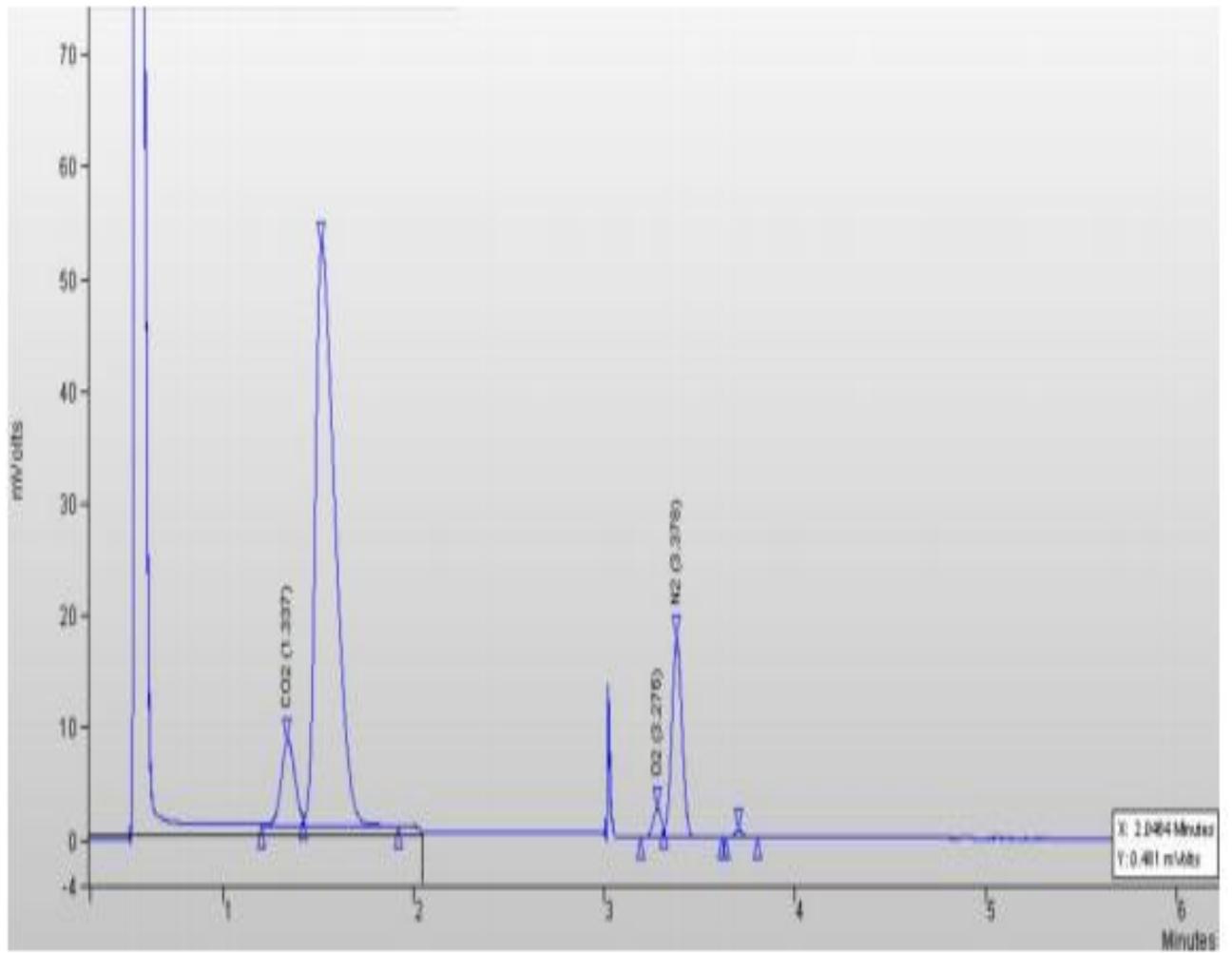
VAZ, C.E.M; MAIA, J.L; SANTOS, W.G. **Tecnologia da Indústria do Gás Natural**. Editora Blucher, 1ª Ed, São Paulo, 2008.

ZÍLIO, E.L; PINTO, U. B. Identificação e distribuição dos principais grupos de compostos presentes nos Petróleos brasileiros. **Boletim Técnico da Petrobrás**, vol. 45, p. 21-25. 2001.

WILLIAM, L. **STANDARD handbook of petroleum and natural gas engineering**. 2ed Copyright © by Gulf Publishing Company, Houston, Texas. 1996.

ANEXOS

ANEXO A - Cromatograma dos componentes inorgânicos da amostra de gás.



ANEXO B - Cromatograma dos componentes orgânicos da amostra de gás.

