



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA – UFSM

CENTRO DE TECNOLOGIA – CT/UFSM

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO –  
PPGEP/CT/UFSM

**ESTUDO DO CONTROLE DE H<sub>2</sub>S (SULFETO DE HIDROGÊNIO) E CO<sub>2</sub> (DIÓXIDO  
DE CARBONO) EM UMA PLANTA DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NA  
CAMADA PRÉ-SAL**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Marcus Guedes

Santa Maria, RS, Brasil

2012

**ESTUDO DO CONTROLE DE H<sub>2</sub>S (SULFETO DE HIDROGÊNIO) E CO<sub>2</sub> (DIÓXIDO DE CARBONO) EM UMA PLANTA DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NA CAMADA PRÉ-SAL**

Por

Marcus Guedes

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Área de Gerenciamento de Produção, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia de Produção.**

Orientador: Prof. Dr. Luis Felipe Dias Lopes

Santa Maria, RS, Brasil,

2012

Universidade Federal de Santa Maria – UFSM  
Centro de Tecnologia – CT/UFSM  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção:  
Gerência de Produção – PPGE/CT/UFSM

A comissão examinadora, abaixo assinada,  
Aprova a Dissertação de Mestrado

**ESTUDO DO CONTROLE DE H<sub>2</sub>S (SULFETO DE HIDROGÊNIO) E CO<sub>2</sub> (DIÓXIDO DE CARBONO) EM UMA PLANTA DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NA CAMADA PRÉ-SAL**

elaborada por

Marcus Guedes

Como requisito parcial para obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia de Produção: Gerência de Produção**

**COMISSÃO EXAMINADORA**

---

Luis Felipe Dias Lopes, Dr.

---

Fernando Hepp Pulgati, D. Sc.

---

Julio Cezar Mairesse Siluk, Dr.

Santa Maria, 21 de Dezembro de 2012.

## **AGRADECIMENTOS**

Foram muitas as pessoas que me ajudaram e fizeram, parcial ou integralmente, parte de toda a minha trajetória. Por muitos lugares passei e vivi, sempre tendo o prazer de conviver, estudar e trabalhar com pessoas interessantes, que em graus diferentes me apoiaram e nunca deixaram de acreditar no meu trabalho. Para todas essas pessoas fica expressa a minha gratidão, especialmente:

- Ao Dr. Luis Felipe Dias Lopes, pelo apoio, orientação e supervisão dados durante a trajetória do meu mestrado;

- Aos meus familiares: meus pais, José L. Guedes e Giséla Guedes, minha irmã Giane Guedes, pelo apoio e incentivo incomensurável prestado durante toda a minha vida;

- A Gabriela Trevisan, por estar sempre ao meu lado, me apoiando e me dando força em todos os momentos, a Cláudia Trevisan pessoa que me deu muito apoio para concretização deste mestrado;

- Aos meus amigos de São Luiz Gonzaga, RS, e Santa Maria, RS, pela parceria, confiança, incentivo, amizade e fidelidade prestada no decorrer de todos esses anos;

- A SBM Capixaba, por permitir e apoiar a realização desse mestrado. A todos os colegas de trabalho do Departamento de Produção, em especial: Alex, André, Gabriel, Henrique, Bruno, Douglas, Urbano que tiveram um grande papel tanto no meu desenvolvimento profissional quanto neste trabalho de pesquisa;

- A Universidade Federal de Santa Maria, que me proporcionou toda a sua estrutura e recursos para que eu tivesse uma formação de qualidade de forma gratuita.

Para todos, o meu muito obrigado!

“Ninguém nasce já com ódio por outra pessoa pela cor de sua pele, pela sua nacionalidade ou ainda pela sua religião. Para odiar, as pessoas têm de aprender a fazê-lo e, se podem aprender a odiar, podem ser ensinadas a amar.”

Nelson Mandela

## RESUMO

Dissertação de Mestrado  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção: Gerência de Produção  
Universidade federal de Santa Maria, RS, Brasil

### **ESTUDO DO CONTROLE DE H<sub>2</sub>S (SULFETO DE HIDROGÊNIO) E CO<sub>2</sub> (DIÓXIDO DE CARBONO) EM UMA PLANTA DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NA CAMADA PRÉ-SAL**

Autor: Marcus Guedes

Orientador: Prof. Dr. Luis Felipe Dias Lopes

Data e Local da defesa: Santa Maria, 21 de Dezembro de 2012.

A indústria offshore encontra-se em plena ascensão no Brasil, impulsionada pela descoberta de óleo leve e gás rico, abundantes na camada pré-sal. O gás natural explorado na camada pré-sal possui componentes caloríficos superiores, porém possui H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> (considerados componentes ácidos) dissolvido em sua composição. A remoção de tais componentes se faz necessária ainda no campo de produção, visando enquadrar o gás nas especificações vigentes pela ANP – Agência Nacional do Petróleo. Atualmente o método mais utilizado na remoção de componentes ácidos no gás extraído da camada pré-sal é através de plantas de amina. Com isso surge a necessidade em conhecer o processo e operá-lo da maneira mais eficiente possível, tratando a mesma quantidade de gás com o menor custo. A necessidade da pesquisa surge da dificuldade por parte da operação do FPSO Capixaba para manter as especificações de projeto do fabricante (VME Process), quanto à concentração da amina solvente, quantidade de água tratada e amina nova inserida diariamente no sistema. Para manter os níveis estabelecidos em projeto se fazia necessário à adição muito superior tanto de amina solvente quanto de água tratada, apresentando uma remoção de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> horas satisfatória horas não. Assim o objetivo desta investigação foi propor o ponto de operação melhor possível para a planta de amina em operação no FPSO Capixaba através de um estudo de caso, tendo como base o período de Maio de 2010 até Junho de 2012 e, para isso utilizou-se a construção de gráficos de dispersão baseado em dados históricos para encontrar a concentração ideal em que o sistema opera com a melhor eficiência com relação a remoção de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>, menor adição de amina e água tratada diariamente. Os resultados foram confrontados com o especificando em projetos e aplicados no processo, resultando em uma economia na ordem 75,8% amina e 76% de água tratada mensalmente, mantendo o gás tratado no sistema dentro das especificações e normas vigentes no Brasil. Foi construído um modelo de regressão múltipla para estudo da relação entre a concentração de água/amina e a concentração de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>. Obteve-se um total de amostras de 245 dias para concentração de amina (classificada como variável dependente) e buscou-se uma equação que estimasse a sua relação com a concentração de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S (consideradas variáveis independentes). Os resultados obtidos no modelo indicam uma boa relação nos estimadores estudados ( $R^2$ (ajustado)= 0,8051) e um erro padrão de 0,029.

**Palavras-chave:** Gás Natural; Planta de Amina; Camada Pré-sal, Regressão Múltipla

## ABSTRACT

Dissertação de Mestrado  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção: Gerência de Produção  
Universidade federal de Santa Maria, RS, Brasil

### **STUDY OF CONTROL OF H<sub>2</sub>S (HYDROGEN SULPHIDE) AND CO<sub>2</sub> (CARBON DIOXIDE) IN A PLANT FOR OIL AND GAS PRODUCTION IN PRE-SALT LAYER**

Author: Marcus Guedes

Advisor: Prof. Dr. Luis Felipe Dias Lopes

Date and Place: Santa Maria, December 21<sup>st</sup>, 2012.

The offshore industry is full ascension in Brazil, driven by the discovery of light oil and rich gas abundant in the pre-salt layer. The explored natural gas in the pre-salt layer has superior calorific components, however it has H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> (considered acid components) dissolved in its composition. The removal of such components is necessary still in the production field, seeking to fit the gas in the effective specifications for ANP - National Agency of the Petroleum. Nowadays the most used method to remove acid components from the extracted gas of the pre-salt layer is through amine plants. With that comes the need to know the process and to operate it in the most efficient possible way, treating the same amount of gas with the minimum cost. The need for research arises from the difficulty from FPSO Capixaba's operation part to maintain the specifications of the manufacturer's project (VME Process), as the concentration of the amine solvent, amount of treated fresh water and new amine daily added inside the system. To maintain the established project levels it was necessary superior addition both of solvent amine as treated fresh water, showing a removal of H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> sometimes satisfactory sometimes not. So, the aim of this investigation was to propose the best possible point of operation for the amine plant in operation in FPSO Capixaba through a study case, between May of 2010 to June of 2012 and was built scatter plots based on historical data to find the ideal concentration that the system operates with the best efficiency on H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> removal, using minimum daily addition of amine and treated fresh water. The results were confronted with specifying it in projects and applied, resulting in an economy in order 75,8% amine and 76% of treated fresh water monthly, maintaining the treated gas in the system between of the specifications and effective standards in Brazil. A statistic technique of multiple regressions was built for the study of relationship between the water/amine concentration and of H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub>. It was obtained a total of samples of 245 days for amine concentration (classified as dependent variable) and an equation that esteemed it relationship was built with CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S concentration (considered independent variables). The results obtained in the model indicate a good relationship in the estimators studied (R<sup>2</sup>(adjusted) = 0,8051) and a standard error of 0,029.

**Key-words:** Natural gas; Amine Plant; Pre-salt Layer, Multiple Regression.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Especificações para comercialização do gás natural de acordo com a Portaria no. 104 da ANP.....	15
Tabela 2 - Efeitos a exposição humana ao H <sub>2</sub> S. ....	22
Tabela 3 - Comparativo entre os tipos de e Aminas Solventes disponíveis comercialmente.....	25
Tabela 4 - Composição do gás que entra na contactora de amina no FPSO Capixaba. ....	40
Tabela 6 - Modelo de Regressão Múltipla.....	50
Tabela 7- Dados analisados para determinação do melhor ponto de operação da planta de amina com relação a concentração de CO <sub>2</sub> .....	59
Tabela 8 - Dados analisados para determinação do melhor ponto de operação da planta de amina com relação a concentração de H <sub>2</sub> S.....	61
Tabela 9 - Dados Gerados após implementado os resultados durante o mês de Agosto de 2012. ....	63



## LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 3.1 .....	39
Equação 4.2 .....	50
Equação 4.3: Modelo de Regressão Múltipla (Final) .....	50

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Reservas de GN descobertas no Brasil entre 1964 e 2006. ....	14
Figura 2 - FPSO Capixaba e sua localização na Bacia do Espírito Santo.....	16
Figura 3 - Ilustração de uma torre contactora de Amina.....	17
Figura 4 - Desenho esquemático de uma planta de amina. ....	26
Figura 5 - Ilustração do caminho percorrido pelo gás dentro da torre contactora, promovendo o maior contato possível entre gás e solvente.....	27
Figura 6 – Esquema de um FPSO no campo de operação. ....	31
Figura 7 - Supervisório de controle da planta de amina. ....	38
Figura 8 - Gráfico do comportamento do CO <sub>2</sub> em relação a concentração de amina. .....	42
Figura 9 - Comportamento do H <sub>2</sub> S em relação a concentração de amina.....	43
Figura 10 - Comportamento do H <sub>2</sub> S e CO <sub>2</sub> em relação à concentração de amina. .	44
Figura 11 – Adição diária de água com relação à concentração da amina. ....	45
Figura 12 - Inserção de amina nova no sistema diariamente.....	46
Figura 13 - Consumo diário de água de acordo com a concentração da amina durante o mês de Agosto de 2012. ....	47
Figura 14 - Consumo diário de amina de acordo com a concentração do sistema durante o mês de Agosto de 2012. ....	48
Figura 15 - Índices de CO <sub>2</sub> e H <sub>2</sub> S observados com a redução da concentração do sistema durante o mês de Agosto de 2012. ....	49

## LISTA DE ABREVIATURAS

a.a.	ao ano;
ANP	Agência Nacional de Petróleo;
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono;
DEA	Dietanalamina;
DIPA	Diisopropanolamina;
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading</i> (Unidade de Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência);
FSO	<i>Floating Storage e Offloading</i> (Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência);
GN	Gás Natural;
H <sub>2</sub> S	Sulfeto de Hidrogênio;
MDEA	Metildietanolamina;
MEA	Monoetanolamina;
ppm	Partes por Milhão;
SBM	<i>Single Bouy Mooring</i> (Boia Simples de Amarração)
SPM	Single Point Mooring (Ponto Único de Amaração)
USD	United States Dollar (Dolar dos Estados Unidos)

# SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>12</b>
1.1 Estrutura do trabalho .....	12
<b>1.2 Contextualização .....</b>	<b>13</b>
1.3 Tema e Justificativa da pesquisa .....	16
1.4 Problema da pesquisa .....	17
1.5 Objetivos da pesquisa .....	18
1.5.1 Objetivo geral .....	18
1.5.2 Objetivos específicos.....	19
1.6 Delimitação da pesquisa .....	19
<b>2 GÁS NATURAL E PROCESSOS ENVOLVIDOS NO SEU TRATAMENTO .....</b>	<b>21</b>
2.1 Gás natural.....	21
2.1.1 Sulfeto de Hidrogênio (H <sub>2</sub> S).....	22
2.1.2 Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) .....	23
2.2 Tratamento do gás natural.....	23
2.2.1 Planta de amina .....	25
2.3 Processo de remoção química envolvido .....	28
2.4 FPSO – Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de óleo e gás .....	30
2.5 SBM – <i>Single Buoy Mooring</i> .....	31
2.5.1 História.....	31
2.5.2 SBM <i>Offshore</i> .....	33
2.6 Síntese do Capítulo.....	34
<b>3 METODOLOGIA .....</b>	<b>35</b>
3.1 Delineamento.....	35
3.2 Análise descritiva .....	36
3.3 Obtenção dos dados .....	37
3.4 Técnica para análise dos dados .....	38

3.5 Síntese do capítulo .....	39
<b>4 RESULTADOS.....</b>	<b>40</b>
4.1 Análise do gás produzido no FPSO Capixaba.....	40
4.2 Análise com relação ao peso da amina.....	41
4.3 Perda de água e amina com relação à concentração do solvente. ....	44
4.4 Implementações das melhorias no processo .....	47
4.6 Modelo de regressão múltipla relacionando concentração de água/amina e a concentração de H <sub>2</sub> S e CO <sub>2</sub> .....	49
<b>- Modelo de Regressão Múltipla (Final).....</b>	<b>50</b>
4.7 Síntese do capítulo .....	51
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>52</b>
5.1 Sugestões para trabalhos futuros.....	54
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>55</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>58</b>
ANEXO I.....	59
ANEXO II.....	64

# 1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, são apresentadas a estruturação do trabalho, informações sobre o cenário atual da produção e tratamento de Gás Natural (GN), objetivos e justificativa da pesquisa.

## 1.1 Estrutura do trabalho

Esta pesquisa está dividida em 5 capítulos. No primeiro capítulo é apresentada a estruturação em que o trabalho é apresentado, introdução do tema, a justificativa do estudo, o problema de pesquisa e os objetivos da investigação.

Na sequência tem-se o segundo capítulo, que trata-se do referencial teórico onde é abordada a análise referente ao tratamento do gás natural (GN), é apresentado um embasamento teórico sobre GN, FPSOs - *Floating Production Storage and Offloading* (Unidade de Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência) e as plantas de amina. Também, apresenta-se a empresa e a unidade em que foi realizado o presente estudo.

No terceiro capítulo, é apresentada a metodologia da pesquisa, iniciando pelo delineamento, definição do universo a ser investigado, dimensionamento da amostra.

No quarto capítulo apresentam-se os resultados obtidos, identificando o melhor ponto de operação com o menor consumo de solvente químico e inserção de água para a planta de amina estudada, bem como o modelo estatístico aplicado validando os dados e comprovando os resultados.

Finalizando o quinto capítulo trata das considerações finais obtidas com a pesquisa e sugestões para futuros trabalhos.

## 1.2 Contextualização

Segundo Pansei (2006), a indústria brasileira caminha para um futuro promissor e, se deve dedicar estudos e pesquisas em todos os setores que impulsionam tal desenvolvimento. A busca por novas fontes de energia e também melhorar as já existentes são passos fundamentais para um país que almeja a sustentabilidade e a autossuficiência energética. O Brasil deu um enorme salto nessa direção ao descobrir e desenvolver tecnologias para explorar óleo e gás na camada pré-sal (PETROBRAS, 2011).

Explorar petróleo na camada pré-sal (aproximadamente 1500 metros de lâmina de água mais 6000 metros abaixo do leito marinho) significa grande risco tanto para o meio ambiente, como aos profissionais envolvidos, mas pode trazer grandes benefícios econômicos e danos mínimos ao meio ambiente, quando conduzida de forma correta (PETROBRAS, 2011). De acordo com Selley (1998), o petróleo é formado da decomposição de materiais vegetais e animais, que sob pressão e calor geram misturas de compostos constituídos majoritariamente por moléculas de carbono e hidrogênio, chamados de hidrocarbonetos que ao longo dos anos veem sendo acumulados em reservatórios.

Nos últimos cinco anos a indústria brasileira ligada ao Gás Natural – GN sofreu grandes desafios: o crescimento do consumo, tanto residencial como na área industrial e transportes, ligados a grande incerteza do suprimento boliviano para o mercado nacional (CTGAS, 2011), tornou-se fator chave o aumento da oferta de GN na matriz energética brasileira. Segundo dados da Agência Nacional do Petróleo - ANP (BRASIL, 2007), entre os anos de 1964 a 2006, as reservas de GN no Brasil cresceram a uma taxa de 7,6 a.a., e esse percentual deve aumentar à medida que mais poços do pré-sal e pós-sal entram em operação. A Figura 1 ilustra o volume de GN descoberto no Brasil no período de 1964 a 2006.

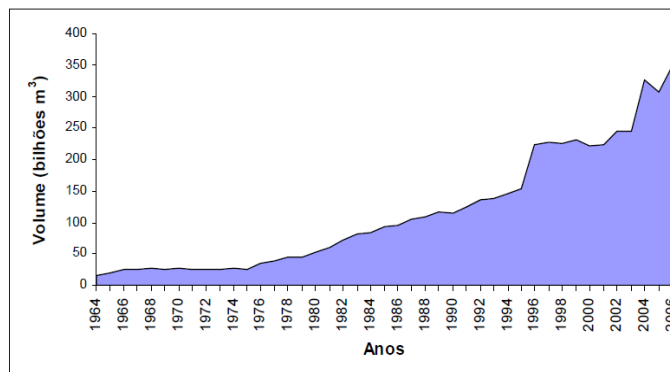


Figura 1 - Reservas de GN descobertas no Brasil entre 1964 e 2006.

Fonte: Boletim do Gás Natural (ANP, Setembro de 2007).

O GN é definido como o gás obtido de reservatórios naturais subterrâneos, e é composto por uma mistura em variáveis proporções de compostos gasosos, tanto de origem orgânica como inorgânica (Tissot and Welte, 1984). Em geral o GN possui uma grande quantidade de metano juntamente com hidrocarbonetos pesados como etano, propano, isobutano, butano, etc. Também possui uma grande quantidade de hidrocarbonetos como nitrogênio, sulfeto de hidrogênio e dióxido de carbono (Costa, 2010).

O gás natural antes de deixar a sua unidade produtora, deve se encontrar dentro das especificações comerciais, de acordo com a norma regulamentadora descrita na portaria 104 da Agência Nacional do Petróleo – ANP de 8 de Julho de 2002, (Tabela 1), isento de componentes contaminantes, tanto de origem ácida como componentes inertes. A retirada de tais contaminantes se faz necessária por motivos de segurança, controle de corrosão de equipamentos e tubulações, especificações de produto, e prevenir a formação de hidratos subaquáticos durante o transporte do gás via gasodutos (GASNET, 2011).

Entre os contaminantes do gás natural, o Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ ) e o Sulfeto de Hidrogênio ( $\text{H}_2\text{S}$ ) estão entre os principais contaminantes a serem removidos. O  $\text{CO}_2$  por ser um gás ácido e possuir poder inerte, diminuído o poder calorífico do gás natural e o seu conseqüente valor comercial, e o  $\text{H}_2\text{S}$  por ser um gás ácido perigoso tanto para vida útil dos equipamentos envolvidos devido ao seu



alto poder corrosivo como em pequenas concentrações pode causar a morte de seres vivos.

Tabela 1 - Especificações para comercialização do gás natural de acordo com a Portaria no. 104 da ANP.

Característica	Unidade	Limites
Podes calorífico a 20°C e a 1 ATM	kWh/m <sup>3</sup>	9,72 a 11,67
Ponto de Orvalho a 1 ATM	°C	-45
Índice de Wobbe	kJ/m <sup>3</sup>	46,5 a 52,5
Metano - CH <sub>4</sub> , Mínimo	% Vol.	86
Etano - C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , Máx.	% Vol.	10
Propano - C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> , Máx	% Vol.	3
Butano - C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> e gases mais pesados	% Vol.	1,5
Oxigênio - O <sub>2</sub> , Máx	% Vol.	0,5
Sulfeto de Hidrogênio - H <sub>2</sub> S	PPM Vol.	4,5
Gases Inertes - N <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub> , Máx	% Vol.	4

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (2002).

A injeção de produtos químicos durante o processo de tratamento do gás natural representa uma grande parcela dos custos de produção, portanto, o melhoramento e otimização da utilização desses produtos representa uma grande economia para o setor petrolífero (LUNSFORD et al., 1994). O processo de remoção do H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> do GN é conhecido na indústria petrolífera através do termo em inglês – *Gas Sweetening* – ou tornar o gás doce.

O estudo pretende contribuir para diminuição do consumo de produtos químicos no processo de remoção de componentes ácidos do gás natural com a utilização de uma planta de amina. Para isso foi realizado um estudo na Planta de Amina em operação no FPSO Capixaba pertencente à SBM *Offshore - Single Bouy Mooring* (Boia Simples de Amarração), fretado pela PETROBRAS e em produção na Bacia do Espírito Santo, campos petrolíferos de Cachalote e Baleia Franca, de acordo com o ilustrado na Figura 1.



Figura 2 - FPSO Capixaba e sua localização na Bacia do Espírito Santo.

Fonte: Arquivos pessoais

### 1.3 Tema e Justificativa da pesquisa

O tema abordado nessa pesquisa diz respeito à remoção do gás natural de seu principal componente ácido -  $H_2S$  e,  $CO_2$  que também possui propriedades ácidas e inertes com a utilização de uma planta de amina. O estudo se baseou exclusivamente na planta de amina em operação no FPSO Capixaba anteriormente citado.

Para o estudo foram coletados dados de processo desde que a planta entrou em operação em Maio de 2010 até Junho de 2012, visando conhecer o funcionamento do processo e identificar o ponto de operação com o menor consumo de produto químico (Ucarsol AP814 que será posteriormente abordado) e perda de água.

Tal estudo se fez necessário, pois estava se enfrentando grande dificuldade em manter as especificações de funcionamento da planta de amina de acordo com o fabricante, e para isso fazia-se necessário uma grande quantidade diária de injeção de solvente químico de amina (quantidade essa muito superior à especificada em projeto), e o mesmo ocorria com injeção de água tratada no sistema. Com uma

quantidade excessiva de solvente injetado diariamente, estávamos trabalhando com produto final – GN, com os limites de  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$  por vezes praticamente zero, outras vezes muito alto, demonstrando-se inconstante para um processo que não possui mudanças em escala diária.

A pesquisa pretende encontrar uma faixa mínima de consumo de solvente químico e injeção de água tratada no sistema, em um ponto intermediário entre zero e o máximo tolerável para concentrações de  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$ , posteriormente abordaremos tais limites.

#### 1.4 Problema da pesquisa

Hoje na maioria das plantas *offshore* (FPSOs), a remoção de componentes ácidos do gás é feita através de colunas contactoras (torres que promovem o contato entre gás e solvente), as chamadas plantas de Amina (Figura 3), onde o gás a uma determinada pressão é forçado a entrar em contato com um líquido solvente que faz a dissolução e remoção do  $\text{H}_2\text{S}$  e do  $\text{CO}_2$ .

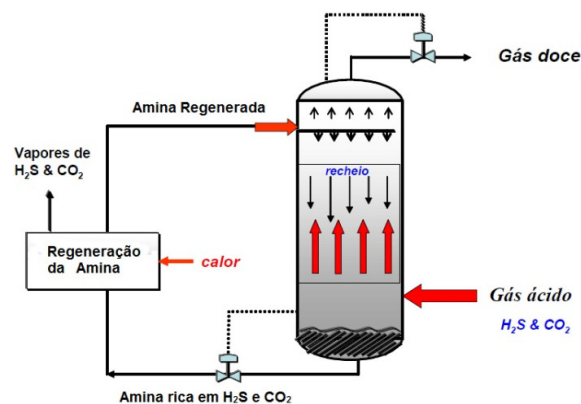


Figura 3 - Ilustração de uma torre contactora de Amina.

Fonte. Elaborada pelo autor

A concentração do solvente utilizado na planta de amina estudada, hoje é feita com uma larga margem de segurança, o que representa o uso de uma grande quantidade de amina nova e consequente gasto financeiro com margem para diminuição. As aminas nada mais são que compostos orgânicos nitrogenados, obtidas através da substituição de um ou mais nitrogênios da amônia ( $\text{NH}_3$ ) por demais grupos orgânicos, possuindo em geral o nitrogênio como elemento central (CAMPBELL, 2012).

O resultado final desse estudo visa dar suporte para que essa margem seja cada vez mais estreitada, mantendo-se bons níveis de segurança para o produto final.

Dado o exposto propõe-se um estudo com intuito de otimizar o processo de remoção de  $\text{H}_2\text{S}$  e  $\text{CO}_2$  com a utilização de uma planta de amina em uma unidade FPSO, utilizou-se, os dados gerados do próprio processo, e confrontados com o esperado de projeto pelo fabricante, sempre buscando a melhor resposta para pergunta: Como tratar a mesma quantidade de gás natural com o mínimo custo diário?

## **1.5 Objetivos da pesquisa**

### **1.5.1 Objetivo geral**

Construir um perfil mais próximo possível do ponto ótimo de operação para planta de tratamento de gás em operação no FPSO Capixaba, com o mínimo consumo de solvente químico e injeção de água tratada no sistema, mantendo o produto final dentro das especificações regulamentadas por normas brasileiras.

### 1.5.2 Objetivos específicos

- a) Identificar a concentração (água/amina) que melhor se adapta a realidade em operação na planta de remoção de gás ácido em operação no FPSO Capixaba;
- b) Identificar a concentração que requer a inserção de menor quantidade de solvente químico novo e menor quantidade água;
- c) Confrontar os resultados de “a” e “b” com as especificações de projeto do fabricante da planta de amina do FPSO Capixaba e com o fabricante do solvente químico com o intuito de mensurar as mudanças.
- d) Determinar um modelo de regressão múltipla que estude a relação entre a concentração de água/amina, pressão do gás que entra na torre contactora e a concentração de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>.

### 1.6 Delimitação da pesquisa

É importante salientar que o resultado do estudo destina-se especificamente para avaliar e propor melhorias de processo para planta de remoção de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> em operação no FPSO Capixaba. O método em que foi feito o estudo poderá ser utilizado como ferramenta para a implementação de melhorias em outras unidades FPSOs que tenham o sistema de tratamento de gás baseado em planta de aminas, visto que cada campo petrolífero tem as suas características próprias com relação composição do óleo e gás que produz.

Cabe destacar que o FPSO Capixaba é uma unidade petrolífera completa, capaz de produzir, armazenar, tratar e despachar óleo e gás, assim como tratar e injetar água e gás nos poços produtores.

A técnica estatística proposta na análise dos dados visa dar suporte para mudanças na concentração de  $H_2S$  e  $CO_2$  proveniente diretamente dos poços produtores que possam vir a ocorrer com o decorrer da “vida útil” dos mesmos.

## **2 GÁS NATURAL E PROCESSOS ENVOLVIDOS NO SEU TRATAMENTO**

Neste capítulo aborda-se o referencial teórico que deu embasamento para o desenvolvimento da pesquisa. Serão abordados os seguintes temas: GN e suas definições, tratamento do GN, plantas de amina, FPSOs e a empresa em que o projeto de pesquisa foi realizado.

### **2.1 Gás natural**

O gás natural é uma mistura em variáveis proporções de compostos gasosos tanto de origem orgânica como inorgânica (Tissot and Welte, 1984). O grupo de natureza orgânica, cerca de 90% do volume do GN, são formados por Propano ( $C_3H_8$ ), Etano ( $C_2H_6$ ), Metano ( $CH_4$ ), iso- butano ( $C_4H_{10}$ ), n- butano ( $C_4H_{10}$ ), iso- pentano ( $C_5H_{12}$ ), n- pentano ( $C_5H_{12}$ ), Hexanos ( $C_6H_{14}$ ). A outra porção de compostos inorgânicos está representada principalmente por dióxido de carbono ( $CO_2$ ), sulfeto de hidrogênio ( $H_2S$ ), e nitrogênio ( $N_2$ ). (LAWSON et al., 1976).

Porém pode se considerar outra gama de componentes menos significativos que podem ou não estarem presentes na composição do GN. A composição do GN varia de reservatório para reservatório, por exemplo, dois poços produtores de gás vizinhos, e pertencentes a um mesmo campo petrolífero podem conter concentrações completamente diferentes (YOUNGER, 2004).

Como o foco da nossa pesquisa é o tratamento de GN baseado na remoção de  $H_2S$  e  $CO_2$ , o presente trabalho contemplará apenas estes dois compostos químicos.

### 2.1.1 Sulfeto de Hidrogênio (H<sub>2</sub>S)

Esse componente é responsável pela acidificação do GN, fazendo parte do grupo dos mais perigosos gases presentes no meio industrial (TABOREK et al., 1972). O H<sub>2</sub>S torna-se mais perigoso por ser um gás incolor, inflamável e somente identificado através do olfato, se em concentrações muito baixas, algo em torno de 1 ppm pelo característico cheiro de “ovo estragado”. Em concentrações maiores o H<sub>2</sub>S paralisa o nervo olfativo tornando-o detectável somente através de equipamentos medidores apropriados. Por exemplo, uma pessoa respirando um ar contaminado com uma concentração acima 50 ppm de H<sub>2</sub>S por mais de dois minutos provavelmente será levada a morte. Outros valores com o grau de periculosidade da exposição ao H<sub>2</sub>S estão ilustrados na Tabela 2.

Tabela 2 - Efeitos a exposição humana ao H<sub>2</sub>S.

<b>Efeito</b>	<b>Proporção</b>	<b>Causas</b>
<b>Baixo</b>	0 - 10 ppm	Irritação nos olhos, nariz e garganta.
<b>Médio</b>	10 - 50 ppm	Dor de cabeça, tontura, náusea e vômito, tosse e dificuldade em respirar.
<b>Alto</b>	50 - 200 ppm	Crise respiratória, dificuldade de visão, convulsão, coma e morte.

Fonte: Dados fornecidos pela Drägerwerk AG & Co (2012)

Além de prejudicial à saúde o H<sub>2</sub>S pode causar estresse mecânico em tubulações e equipamentos de metal, levando a falhas mecânicas dos mesmos ao longo do tempo (VME PROCESS, 2011).

O H<sub>2</sub>S é um componente que pode ser removido do GN através de processo químico, o principal deles é a remoção por reação de amina será explorado posteriormente.



### 2.1.2 Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)

Também chamado de gás ácido como o H<sub>2</sub>S, porém o CO<sub>2</sub> não é um gás inflamável e não causa tantos danos aos equipamentos envolvidos (Mainieri. et. al. 1985). A remoção do CO<sub>2</sub> ou a sua redução para níveis aceitáveis (valores aplicáveis entre 0 e 0,25 moles) é algo indispensável no início da trajetória do GN até chegar ao consumidor final (BRASIL, 2002). O CO<sub>2</sub> é um gás inerte e em grandes concentrações reduz o poder calorífico do GN, até valores inaceitáveis comercialmente (Amaral, 2009).

## 2.2 Tratamento do gás natural

Younger (2004, p. 17) trata o motivo para o “tratamento do gás natural” de uma forma simples e abrangente:

o gás natural para ser cotado e vendido, não possui uma composição química específica, porém deve atender a certas especificações, tais como a remoção de sulfeto de hidrogênio (H<sub>2</sub>S), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), todos os líquidos presentes, tais como a água e hidrocarbonetos livres.

Um dos métodos de remoção de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S mais utilizados é através da absorção por remoção química, que possui uma grande vantagem por apresentar uma reação imediata aumentando assim a taxa de absorção (CAMPBELL, 2012).

As plantas de remoção de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S instaladas em FPSOs geralmente utilizam como reagente de remoção química um composto de amina. A utilização de aminas solventes para remoção de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> vem sendo cada vez mais discutido na indústria *offshore*. Autores como Polasek e Bullin (1984), Polasek et al. (1992), Okimoto (1993) e Polasek et al. (1983) têm defendido a sua utilização e selecionado melhores aminas para cada tipo de aplicação, soluções de amina diluída em água, e melhores configurações para plantas de amina. Todos esses autores reconhecem a

importância em se conhecer o processo e classificar o tipo correto de solvente, com aumento significativo da eficiência da planta de amina.

Lunsford e Bullin (2006) desenvolveram pesquisas sobre a aplicação de um “mix” de compostos de amina desenvolvendo assim as aminas seletivas. As aminas seletivas têm a capacidade de se adaptarem ao tipo de necessidade de cada planta, levando-se em consideração uma maior presença de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, disponibilidade estrutural e financeira. A sua utilização vem aumentando rapidamente, apoiada no forte argumento de maior eficiência com relativo menor investimento (CAMPBELL, 2006).

Dentre os tipos de aminas, as chamadas aminas primárias monoetanolamina (MEA) e dietanolamina (DEA), não oferecem seletividade em condições normais de operação, apresentando uma maior absorção de CO<sub>2</sub> ao H<sub>2</sub>S (LUNSFORD e BULLIN, 1994), as aminas secundárias e terciárias consideradas aminas seletivas, dimetilamina (DMA), metildietanolamina (MDEA) e metildietanolamina ativada (MDEA), apresentam uma melhor eficiência tanto na remoção dos gases ácidos, quanto oferecendo uma maior maleabilidade em relação a pressões e temperaturas de operação da planta de amina (KOHL e NIELSER, 1985).

A escolha do tipo de amina a ser utilizada em cada processo deve ser feita de acordo com a composição do gás, características e disponibilidades estruturais do processo e é claro disponibilidade financeira (OI, 2007). É uma etapa indispensável na fase de bancada, pois depende do tipo de amina todo o projeto e dimensionamento dos equipamentos, com o intuito de minimizar custos operacionais, como com a circulação do solvente, concentração da amina, problemas de corrosão e perda de produto químico e água (STRAZISAR et al., 2000). A Tabela 3 ilustra um comparativo entre as aminas solventes disponíveis comercialmente, a serem levadas em consideração no momento da escolha do solvente a ser utilizado em uma planta de amina.

Tabela 3 - Comparativo entre os tipos de e Aminas Solventes disponíveis comercialmente.

Solvente	MEA	DEA	DGA	MDEA	MDEA Ativada
Remoção de CO <sub>2</sub>	Muito Alto	Alto	Alto	Médio	Alto
Remoção de H <sub>2</sub> S	Muito Alto	Muito Alto	Muito Alto	Alto	Alto
Necessidade de Temp Reboiler	Alto	Médio	Alto	Baixo	Baixo
Concentração da Amina	15 a 25 %	30 a 40%	50 a 60%	35 a 50%	35 a 50 %
Perda por Vapor	Alto	Baixo	Médio	Médio	Médio
Valor do Solvente	Baixo	Baixo	Médio	Médio	Alto

Fonte – Baseada em dados fornecidos pela VME Process, 2011.

Ver-se-á ao longo do trabalho que a amina seletiva escolhida e alvo da pesquisa é a MDEA ativada, por se adaptar melhor as condições presentes no FPSO Capixaba.

### 2.2.1 Planta de amina

O processo de tornar o gás doce em uma planta de amina por torre contactora tem se mostrado muito usual e vantajoso, por ser um método relativamente simples e eficiente (Lars Erik Oi, 2007). Baseado na Figura 4 será descrito o modo como o gás passa de ácido para doce e o processo de regeneração do solvente dentro de uma planta de amina.

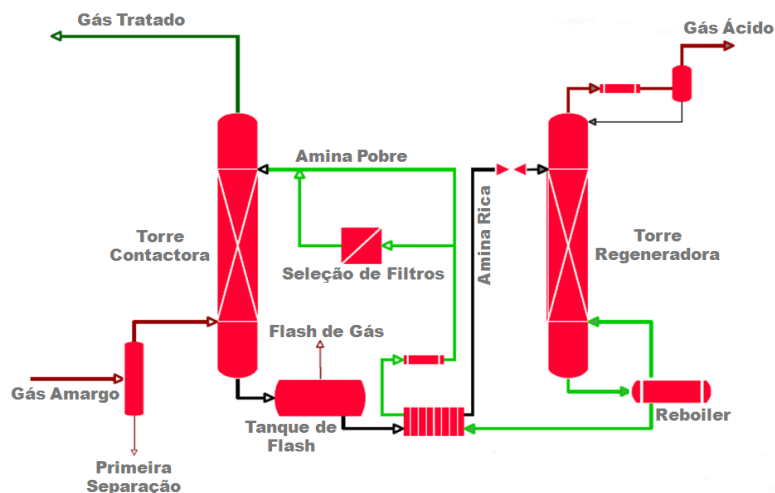


Figura 4 - Desenho esquemático de uma planta de amina.

Fonte: VME *Process Training Manual* (2011).

Para melhor ilustrar o processo de remoção de componentes ácidos do GN, iremos nos basear na explicação do próprio fabricante VME Process (2011).

Primeiramente o gás amargo ou o gás contendo componentes ácidos -  $H_2S$  e  $CO_2$  é forçado a uma pressão na ordem de 18 bar através de um vaso de separação de entrada, onde emulsões são removidas. É importante essa primeira remoção para evitar formação de espuma, dificultando o contato entre solvente e gás podendo resultar em um gás fora das especificações e normas vigentes, e também promover a perda de solvente.

Após, o gás entra na torre contactora pela parte inferior sobre a mesma pressão (18 bar) e baixa temperatura, onde é forçado a entrar em contato com o solvente através das várias camadas de absorção. A amina “pobre” (amina livre de componentes ácidos) entra na torre contactora pela parte superior, como o apresentado na Figura 4. Tanto o gás quanto a amina solvente dentro da torre contactora passam por várias camadas de absorção como o ilustrado na Figura 5. Após a remoção dos componentes ácidos do gás, o gás agora doce, sai pela parte superior da torre onde um analisador de concentração de  $H_2S$  e  $CO_2$  confirmará se o mesmo se encontra dentro ou fora das especificações, pronto para ser pressurizado, desidratado e exportado via gasoduto para refinarias. A amina agora se encontra “rica” com  $CO_2$  e  $H_2S$ , e é removida pela parte inferior da torre, onde iniciará o

processo de regeneração da amina, para que a mesma possa retornar a torre contactora e novamente efetuar a remoção do gás ácido.

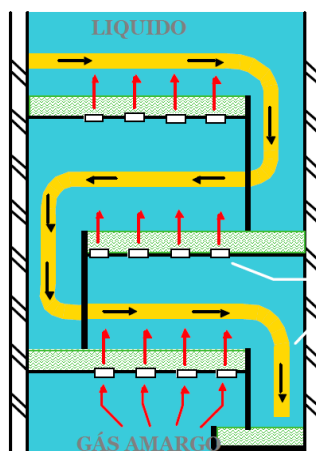


Figura 5 - Ilustração do caminho percorrido pelo gás dentro da torre contactora, promovendo o maior contato possível entre gás e solvente.

Fonte: DOW *Gas Treating Products and Services* (2011).

Logo após deixar a torre contactora a amina rica, vai para o tanque de remoção de hidrocarbonetos (tanque de flash) onde a pressão da amina que se encontra na ordem de 2 bar é elevada a 6 bar, promovendo uma separação dos hidrocarbonetos presentes. Os hidrocarbonetos por serem menos densos que a amina formam uma fina camada que é removida pela parte superior do tanque. Essa remoção é importante para manter a qualidade da amina dentro do sistema, evitando também a formação de espuma.

A amina rica após passar pelo tanque de remoção de hidrocarbonetos passa através de um trocador de calor onde ganha temperatura da amina pobre vinda da torre regeneradora. Essa troca de calor se faz necessária, pois a amina vinda da torre regeneradora está com uma temperatura muito elevada para voltar à torre contactora, em contra partida a amina rica precisa ganhar temperatura para promover a liberação do  $H_2S$  e  $CO_2$  dentro da torre regeneradora.

A amina rica vinda do trocador de calor entra no topo da torre regeneradora, e é forçada a descer passado por um caminho inverso ao da torre contactora, onde agora o contato se dá entre amina rica e vapores de água a alta temperatura,

promovendo a reação de separação do  $H_2S$  e  $CO_2$  da amina. O gás ácido é removido pelo topo da regeneradora, onde é resfriado e liberado no topo do queimador do FPSO. Na base da regeneradora está o Reboiler, que é responsável por fornecer a alta temperatura necessária para que a reação dentro da regeneradora ocorra.

Depois de regenerada, a amina passa novamente pelo trocador de calor, porém agora com o objetivo de perder temperatura para que possa retornar a torre contactora. Com a temperatura reduzida, a amina pobre passa por uma filtração para que seja retirada alguma impureza carregada do processo, com o objetivo de manter a qualidade e propriedades da amina. Estando a amina agora “pobre” pronta para um novo ciclo de remoção/regeneração partindo da torre contactora.

### **2.3 Processo de remoção química envolvido**

A absorção em processo de remoção de  $H_2S$  e  $CO_2$  envolve o princípio de transferência de uma substância do estado gasoso para o líquido devido à solubilidade entre ambos e a diferença de concentração (MENDIETA, 2011). Nesse processo, o material removido reage quimicamente com a amina (substância solvente).

Em um processo de absorção entre uma substância solvente e um gás absorvido, podendo esse líquido ser ou não regenerável e reaproveitável, esse processo tem a denominação de absorção química (WELTY et al., 1984).

O processo de absorção de  $H_2S$  e  $CO_2$  com a utilização de amina tem se demonstrado economicamente vantajoso no meio offshore, porém apresenta inúmeras dificuldades operacionais. Entre elas está a corrosão de equipamentos envolvidos (KOHL et al.1997), a degradação e perda da amina com a necessidade de inserção de amina nova no sistema e a perda excessiva de água que é carregada juntamente com o gás ácido para o queimador no FPSO (STRAZISAR et al., 2000).

Como mencionado anteriormente a amina seletiva escolhida para operação no FPSO Capixaba é a Metildietanolamina ativada – MDEA. Pois ela necessita de

uma baixa pressão de vapor para sua regeneração; baixo calor de reação com gases ácidos; alta resistência à degradação; e o mais importante que foi levado em consideração quando da escolha, foi a alta seletividade na absorção de H<sub>2</sub>S na presença de CO<sub>2</sub>.

### 2.3.1 Reação química envolvida no processo de remoção de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> com a utilização de MDEA Ativada.

Este sub item contemplará apenas da reação química que acontece do uso de MDEA ativada, sendo este o solvente utilizado na planta de amina do FPSO Capixaba, objeto do presente estudo.

A química de tornar o gás doce com o uso de MDEA ativada é baseada na reação causada pelo solvente quando em contato com o gás a ser tratado (VME PPROCESS, 2011). Quando o gás rico em componentes ácidos é forçado a entrar na torre contactora sob pressão e baixa temperatura, o H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> contidos no gás criam em contato com a amina um sal fraco, que é convertido em H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> livres quando exposto a pressão na ordem de 18 bar e baixa temperatura, condição esta encontrada no interior da torre regeneradora (DOW, 2012).

Segundo a DOW Chemistry (2012), empresa que detém a patente do MDEA Ativada (Ucarsol AP814, (HOC<sub>2</sub>H<sub>4</sub>)<sub>2</sub>NCH<sub>3</sub>, (ficha de segurança no Anexo II), a concentração de solvente e água para o projeto do FPSO Capixaba deve estar entre 49 e 52%, para que as seguintes reações ocorram completamente no interior da torre contactora:

Remoção do H<sub>2</sub>S:

Passo 1: H<sub>2</sub>S (gás) → H<sub>2</sub>S (Solução) (reação rápida)

Passo 2: H<sub>2</sub>S (Solução) + MDEA → MDEA\* H<sub>2</sub>S (reação rápida)

Remoção do CO<sub>2</sub>:

Passo 1: CO<sub>2</sub> (gás) → CO<sub>2</sub> (Solução) (reação rápida)

Passo 2: CO<sub>2</sub> (Solução) + H<sub>2</sub>O → H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (Solução) (reação lenta)

Passo 3: H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (Solução) + MDEA → (MDEA)<sub>2</sub>NH<sup>+</sup> + HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> (reação rápida)

Pela diferença de reações entre a remoção de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S, o H<sub>2</sub>S é absorvido mais rapidamente enquanto o CO<sub>2</sub> mais lentamente. As demais sub-reações que estão envolvidas no processo não são divulgadas pela DOW Chemistry, mantidas como sigilo industrial.

#### **2.4 FPSO – Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de óleo e gás**

Segundo SBM (2012) um FPSO consiste em uma unidade estacionária de produção, que utiliza um navio petroleiro ancorado, o qual suporta em seu convés uma planta de processo que faz o tratamento do petróleo produzido (separa em óleo, água e gás), faz o armazenamento do óleo produzido, trata, pressuriza e exporta o gás produzido, e permite o escoamento da produção de óleo para outro navio, chamado de aliviador que periodicamente se conecta ao FPSO para escoar a produção para terminais petrolíferos e refinarias como pode ser visto na Figura 6.

As principais vantagens em um FPSO são:

- Grande versatilidade quanto da escolha do navio a ser utilizados, com facilidade de alocação e realocação;
- Integração dentro de um único sistema de todas as funções necessárias de produção e processo, armazenamento e posterior descarregamento do óleo produzido;
- Área de grande dimensão com facilidade de arranjo dos equipamentos de produção e utilidade;



- Relativa simplicidade de construção com inúmeros estaleiros habilitados ao redor do mundo;
- Grande disponibilidade de volume de armazenamento nos tanques de carga;

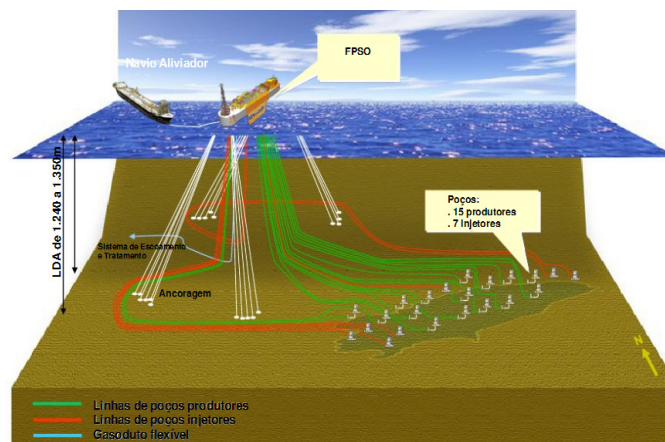


Figura 6 – Esquema de um FPSO no campo de operação.

Fonte: Acessado em Setembro de 2012 - oceânica.ufrj.br .

O FPSO Capixaba é uma unidade que está em operação nos campos petrolíferos de Cachalote e Baleia Franca desde maio de 2010, operando com uma capacidade de armazenamento de 110 mil barris diários de petróleo em seus tanques. O FPSO está fretado para Petrobras até o ano de 2016 e atende todas as exigências e normas regulamentadoras, tanto ambientais como marítimas.

## 2.5 SBM – *Single Buoy Mooring*

### 2.5.1 História

Em 1955 uma série de estaleiros holandeses, fundados no decorrer do século 19, se juntaram e criaram sob o nome de N.V *Industrieele Handels Combinatie Holland* (IHC), uma sociedade cotada na bolsa de Amsterdam. Os principais estaleiros do grupo eram, nessa altura, Gusto em Schiedam, Smit em Kinderdijk e

Verschure em Amsterdam. Os estaleiros tinham atividades essencialmente no domínio da construção de dragas e outras embarcações especializadas, como balsas e rebocadores. Antes da criação do IHC Holland, o Estaleiro Gusto já tinha feito nos anos 50 a primeira jornada em offshore de óleo e gás através de atividades relacionadas com a construção de plataformas de perfuração jack-up e uma barcaça do tipo pipelay. Em 1959 o Estaleiro Gusto construiu o primeiro Single Point Mooring (SPM).

O mercado de sistemas SPM desenvolveu-se rapidamente a partir da década de 1960, inicialmente com pedidos de carga e descarga de petróleo perto da costa, em anos posteriores, também no contexto do desenvolvimento de campos de petróleo offshore. Como estes sistemas necessitavam diferentes tecnologias e eram vendidos a outros clientes que não os produtos padrão dos estaleiros. Em 1969 foi tomada a decisão em criar uma empresa separada para a comercialização e desenvolvimento de sistemas de SPM, *Single Buoy Mooring Inc.* A SBM foi fundada como uma filial da IHC Holland NV.

No fim dos anos 70 uma crise da construção naval na Europa conduziu ao encerramento de vários estaleiros na Holanda, incluindo o estaleiro IHC Gusto. Contudo, a fim de conservar o *know-how* de engenharia e experiência, construiu-se, a Gusto Engenharia que foi criada para atender a gama de produtos relacionados à área offshore do estaleiro. Ao mesmo tempo certo número de engenheiros do antigo estaleiro IHC Gusto separou-se do grupo e criou uma empresa de engenharia independente sob o nome de *Marine Estruture Consultants* (MSC). Em anos posteriores já houveram muitas mudanças na propriedade das diferentes entidades, incluindo a participação do governo holandês. Duas empresas cotadas separadamente foram criadas para as diferentes atividades sob os nomes IHC Inter Holding NV e Caland Holdings NV.

Nos anos oitenta e noventa a linha de produto SBM expandiu no sentido de maior e mais complexos sistemas de amarração para armazenamento flutuante e sistemas de transferência FSOs - *Floating Storage and Offloading* (Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência), FPSOs - *Floating Production Storage and Offloading* (Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência), onde uma posição de líder do mercado foi estabelecida. O desenvolvimento das próprias

capacidades de engenharia, para incluir o tratamento de instalações petrolíferas no convés do navio petroleiro permanentemente ancorado, permitiu ao Grupo SBM oferecer toda a gama de oferta de FPSOs quer sobre uma venda ou locação numa base. O Grupo SBM foi de fato a primeira contratante a investir em um FPSO no âmbito de contrato de locação e operação com óleos, e esta atividade, desde então, tornou-se o maior elemento do perfil comercial do Grupo SBM.

IHC Caland fez uma importante aquisição em 1990 com a compra da empresa baseada na Califórnia Imodco, durante vinte anos, que tinha sido a maior concorrente da SBM no fornecimento de sistemas de SPM. Em 2000 esta empresa mudou-se para Houston e prosseguiu o seu negócio tradicional sob o seu nome atual: SBM-Imodco. O Grupo fez outra grande aquisição em 2001 através da compra de *Atlantia Offshore*, especializada na concepção e construção de plataformas tension leg. Esta mudança foi feita estrategicamente, a fim de complementar a gama de produtos do grupo e serem capazes de fornecer todos os blocos de construção de grande profundidade de óleo e gás no campo de desenvolvimentos.

### 2.5.2 SBM *Offshore*

*SBM Offshore NV*, que era anteriormente *IHC Caland NV*, é a gestão *holding* de um grupo de empresas internacionais, funcionando como fornecedores para a indústria offshore de petróleo e gás numa base global. A empresa foi listada na Bolsa de Valores de Amsterdam desde 1955 e está desde Março de 2003 incluída no índice AEX – *Amsterdam Exchange Index*.

*SBM Offshore* apresenta atividades que incluem a engenharia, fornecimento e instalação *offshore* de sistemas para carga e descarga de tanques ou permanente amarração de produção *offshore* de petróleo e / ou de armazenagem, bem como o fornecimento de transformação completa de antigos navios para a produção, armazenamento e exportação de petróleo bruto e gás. Este último compreende *Floating Production Storage e Offloading* sistemas (FPSOs), ou seja, unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de óleo e gás, e os sistemas *Floating Storage e Offloading* (FSOs), que são unidades flutuantes de

armazenamento e transferência de óleo e gás, *Tension Leg Platforms* (TLPs) que são plataformas com perna tensionadas, *Floating Production Units* (FPU), ou seja, unidades de produção flutuantes de todos os tipos, incluindo tanto monocasco e semissubmersível, bem como a Auto - Elevatórias, *Mobile Offshore Production Units* (MOPUs).

Além do fornecimento de sistemas numa base de transformação de navios o Grupo SBM está também no negócio de possuir e operar os referidos navios plataforma. Estas unidades são contratadas em longo prazo, sempre incluindo o seu funcionamento, para as empresas petrolíferas, em várias partes do mundo. No final de 2011, o grupo tinha vinte e sete unidades em operação, e mais quatro em construção para entrar em serviço já em 2012/2013. Além de ser o iniciador deste conceito, o grupo também é o maior no ramo.

Os projetos e serviços de engenharia para a indústria offshore de petróleo e gás em uma ampla gama de produtos são fornecidos através do Grupo de engenharia nas bases. Na maioria destas atividades, as empresas do Grupo SBM são as líderes de mercado, tanto em termos de quota de mercado e técnicos. O grupo tem um bom histórico no desenvolvimento de novos, e eficazes sistemas em termos de custos de soluções técnicas para as necessidades dos seus clientes, e possui um número considerável de patentes relacionadas com a sua tecnologia.

Os referidos produtos são desenvolvidos pelas diferentes empresas do Grupo e são comercializados sob a sua própria identidade. Dentro de um acordo-quadro financeiro e estratégico, empresas do Grupo têm considerável nível operacional e a liberdade empresarial.

## **2.6 Síntese do Capítulo**

No presente capítulo, foram tratados aspectos relacionados ao gás natural e seu tratamento com remoção de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S através de plantas de amina assim como uma abordagem sobre FPSO's. O capítulo seguinte abordará a metodologia utilizada no desenvolvimento do presente estudo.

### 3 METODOLOGIA

Neste capítulo, é apresentada a metodologia da pesquisa, iniciando pelo delineamento, técnicas para obtenção e análise dos dados. Também, apresenta-se a empresa e a unidade em que foi realizado o presente estudo.

#### 3.1 Delineamento

Cervo e Bervian (2002) definem metodologia como a ordem que se deve impor aos diferentes processos necessários para atingir um fim dado ou resultado desejado.

Metodologia é a forma de proceder ao longo do caminho. Na ciência os métodos constituem os instrumentos básicos que ordenam de início o pensamento em sistemas, traçam de modo ordenado a forma de proceder do cientista ao longo de um percurso para alcançar um objetivo (TRUJILLO, 1974, p. 24).

Para o presente trabalho foi utilizado um método de pesquisa aplicada, pois visa resultados com aplicação direta no sistema estudado, visando à solução do problema proposto. Optou-se por uma pesquisa quantitativa, descritiva e bibliográfica.

Para Hair Jr. et al. (2005) uma pesquisa quantitativa significa que tudo pode ser quantificável, o que significa traduzir em números informações para poder classificá-las e analisá-las. Para isso faz-se o uso de técnicas de estatística para buscar as respostas esperadas. No presente estudo pretende-se utilizar correlações e modelos de regressão múltipla para descrever o perfil de funcionamento em uma planta de amina, visando identificar o melhor ponto de operação da mesma.

Para Gil (1999) a pesquisa descritiva demonstra características de determinada população ou fenômeno, estabelece correlações entre variáveis com intuito de definir a sua natureza. Para essa pesquisa buscou-se descrever o perfil de

funcionamento de uma unidade de remoção de componentes ácidos do GN, com base em dados gerados por uma planta de amina em operação no FPSO Capixaba.

Segundo Moreci (2003) a pesquisa bibliográfica é o estudo sistematizado com base em material já publicado em livros, revistas, jornais, redes eletrônicas, acessíveis ao público ou restrito a certos nichos de pesquisa. Para essa pesquisa buscou-se um embasamento teórico com o intuito de aprofundar o tema proposto e contextualizar o já vivenciado por outros autores com a realidade do presente estudo.

Com relação aos procedimentos utilizados, fez-se a opção por um estudo de caso, que irá explorar dentro de uma unidade flutuante de produção armazenamento e exportação de óleo e gás - FPSO Capixaba, a sua planta de remoção de componentes ácidos do GN, com tempo de análise limitado pelo tempo de operação da planta.

### **3.2 Análise descritiva**

Os combustíveis fósseis quando chegam ao consumidor, significa dizer que o mesmo passou por uma série de beneficiamentos e tratamentos para que estivesse pronto para ser utilizado da forma que o conhecemos (gasolina, diesel, gás natural, etc.).

O gás natural precisa passar por uma sequência de beneficiamento desde que é retirado do poço produtor até chegar ao nosso veículo, casa ou indústria. O primeiro passo é determinar se existem componentes ácidos presentes no gás e, removê-los ainda mesmo no campo produtor. Para remoção dos componentes ácidos  $H_2S$  e  $CO_2$  o método mais utilizado em FPSOs é feito por torres contactoras em plantas de amina. O correto funcionamento da planta de amina significa, gás isento de componentes ácidos e economia de dinheiro com a operação da planta.

Assim, o levantamento de dados referentes ao processo de tratamento de GN, da planta de amina em operação no FPSO Capixaba deu início ao estudo apresentado e permitiu que os resultados obtidos trouxessem melhorias para o

processo, e futuramente sirvam de ferramenta base para melhorias em outras plantas de amina que operem na remoção de  $H_2S$  e  $CO_2$ .

### 3.3 Obtenção dos dados

Como ponto de partida para atender ao problema proposto, foram utilizados dados secundários, visto que foram coletados junto ao banco de dados do FPSO Capixaba. Parte desses dados foi gerado por sensores distribuídos pelos pontos de interesse da planta de amina de acordo com o projeto do fabricante, disponíveis através de um programa supervisorio que serve para efetuar o controle de todo o processo (Figura 7) e, parte foi coletado do banco de dados baseado nas leituras e análises diárias feitas pelos técnicos de laboratório em horários predeterminados. Desta forma foram coletados dados identificando cinco variáveis em período que foi definido de Abril de 2010 a Junho de 2012.

Para estudar a relação entre as variáveis: concentração da amina (iremos tratar por peso da amina, conforme termo utilizado na indústria do petróleo), pressão do gás que entra na torre contactora (exógenas) e concentração de  $CO_2$  e  $H_2S$  (endógenas), elaboraram-se gráficos de dispersão, determinaram-se as correlações (correlação de Pearson) e por fim determinou-se dois modelos de regressão múltipla que estudasse o comportamento da variável endógena em relação às duas variáveis exógenas.

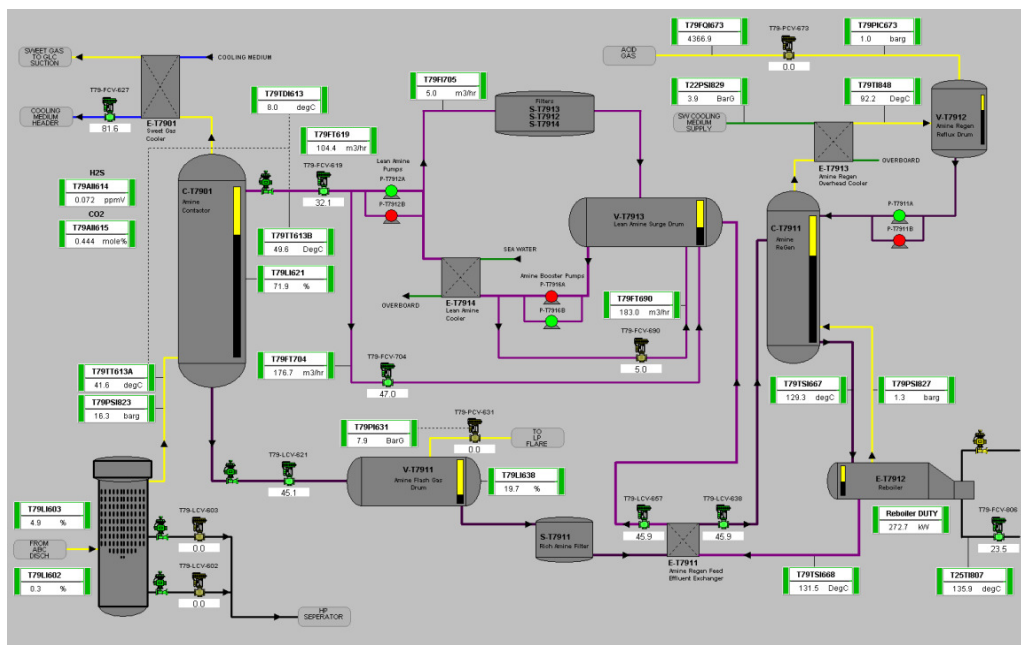


Figura 7 - Supervisório de controle da planta de amina.

Fonte. Cedido pela SBM Operações - FPSO Capixaba (a reprodução dessa figura está proibida).

Como o mencionado anteriormente período em que foram coletados os dados está definido de Abril de 2010 a Junho de 2012, porém foram possíveis utilizar somente 245 medições, sendo excluídos dias em que a planta operou em situações fora dos padrões especificados em projeto.

Através do supervisório o operador de sala de controle tem condições de saber online todos os parâmetros que estão envolvidos no tratamento do GN, e intervir quando algo não está como o especificado.

### 3.4 Técnica para análise dos dados

Todos os dados passaram por um processo de revisão para verificar a coerência dos mesmos com a realidade de processo, visto que alguns tiveram que ser descartados por serem considerados erros de medição (exemplo: valores negativos para concentração de  $H_2S$  e  $CO_2$  ou valores muito além do real contido no



gás). Também como mencionado anteriormente, foram identificados períodos em que a planta de amina ficou operando em condições anormais. Esses dados também foram excluídos, sob o argumento de não descreverem o correto funcionamento e operação da planta, excluindo assim o risco em se obter resultados errôneos.

Após os dados tabulados, foram elaborados gráficos de dispersão bem como a aplicação de técnicas de regressão múltipla que segundo Agresti e Finlay (2012, p. 361) que é um modelo que envolve três ou mais variáveis, portanto estimadores, ou seja, uma única variável dependente (endógena), porém relacionada com duas ou mais variáveis independentes (exógenas) (equação 3.1):

$$\hat{y} = \alpha + \beta_i x_i + \beta_j x_j + \dots + \beta_n x_n + \varepsilon \quad (3.1)$$

onde  $\alpha$ ,  $\beta_i$ ,  $\beta_j$ , ...,  $\beta_n$  são os parâmetros do modelo e  $\varepsilon$  é o resíduo.

A utilização de técnicas de regressão múltipla é útil, pois na medida em que a concentração de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> contida no GN possa vir a sofrer alterações, a equação continuará a descrever o processo.

### 3.5 Síntese do capítulo

Neste capítulo apresentou-se a metodologia que foi aplicada para realização do presente trabalho de pesquisa, como foram obtidos os dados, tratados e apresentados. No capítulo seguinte, são apresentados os resultados e discussões do trabalho.

## 4 RESULTADOS

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos com a pesquisa descritiva e os modelos baseados em regressão múltipla que descrevem o comportamento da concentração de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> após o GN passar pela planta de amina com relação a concentração da amina e a pressão do gás que entra na torre contactora.

### 4.1 Análise do gás produzido no FPSO Capixaba

O FPSO Capixaba produz GN através de seis poços produtores, sendo quatro deles poços na camada pós-sal e dois na camada pré-sal, em dois campos produtores (Cachalote e Baleia Franca). Para o estudo foi considerado a composição e propriedades do gás de todos os poços, visto que o gás direcionado para a torre contactora da planta de amina é a mistura do gás produzido em todos os poços como o ilustrado na Tabela 4.

Tabela 4 - Composição do gás que entra na contactora de amina no FPSO Capixaba.

<b>Componente</b>	<b>% Molar</b>	<b>ppm</b>
C <sub>1</sub> Metano	74,461	744610,0
C <sub>2</sub> Etano	9,310	93100,0
C <sub>3</sub> Propano	5,362	53620,0
IC <sub>4</sub> Isobutano	1,050	10500,0
NC <sub>4</sub> N-Butano	2,090	20900,0
IC <sub>5</sub> Isopentano	0,490	4900,0
NC <sub>5</sub> N-Pentano	0,830	8300,0
C <sub>6</sub> HC em C <sub>6</sub>	0,600	6000,0
C <sub>7</sub> HC em C <sub>7</sub>	0,460	4600,0
C <sub>8</sub> HC em C <sub>8</sub>	0,641	6410,0
C <sub>9</sub> HC em C <sub>9</sub>	0,330	3300,0
C <sub>10</sub> HC em C <sub>10</sub>	0,000	0,0
N <sub>2</sub> Nitrogênio	0,270	2700,0
CO <sub>2</sub> Dió. Carbono	4,100	41000,0
H <sub>2</sub> S Sulfeto de Hidrog.	0,006	62,0
O <sub>2</sub> Oxigênio	0,000	0,0
<b>Total</b>	<b>100,00</b>	<b>1000002,0</b>

Fonte: Elaborada baseada em análises de laboratório.

Essa análise da composição do gás é feita mensalmente, tanto para cada poço como para o chamado “*Blend*” – gás composto de todos os poços, e foi constatado que não ocorreram mudanças significativas desde que os poços analisados entraram em produção, onde se pode considerar que a variável de entrada do processo de tratamento de gás é constante.

O GN produzido no FPSO Capixaba após ter seus componentes ácidos removidos, ser desidratado e pressurizado, é exportado via gasoduto para a UTG Sul Capixaba em Anchieta-ES, que é uma unidade de tratamento de gás da PETROBRAS com capacidade de tratamento de 2,5 milhões de metros cúbicos por dia.

#### **4.2 Análise com relação ao peso da amina**

A concentração do solvente utilizado assim como a pressão de entrada do gás na contactora, é crucial para uma bom contato, absorção e ou remoção do H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>. De acordo com a VME Process (2010) para o projeto do FPSO Capixaba com a composição do GN extraído dos poços produtores atendidos pelo FPSO, a concentração água/amina para solução solvente deve ficar entre 49 e 52 %.

Os dados utilizados no estudo referentes ao peso da amina são coletados e analisados pelo técnico de laboratório da unidade quatro vezes a cada 24 horas, sendo duas vezes por turno (turnos de 12 horas), nos horários das 04h00, 09h00, 16h00, e às 21h00. Após os mesmos foram tabulados e comparados com as concentrações de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S, que estão constantemente sendo analisados e arquivados pelo supervisório de controle e operação da planta em um banco de dados. O supervisório faz leituras a cada cinco segundos, porém os dados foram separados nos horários pré-determinados em que o técnico de laboratório informou estar efetuando as coletas.

Para análise, foram efetuadas médias diárias para concentração de amina em 245 dias (dentro do período de dois anos) que descrevem bem toda a faixa de concentração já ocorrida na planta desde que a mesma entrou em operação em Abril de 2010 até Junho de 2012. A faixa de concentrações compreende desde 28,5

até 54,7%, e conseqüentemente médias diárias dos mesmos dias para os valores de  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$ . Para pressão do gás que entra na torre contactora, utilizou-se médias diárias nos mesmo horários em que os demais dados foram coletados. Os dados utilizados na pesquisa estão no Anexo I.

Com o objetivo de encontrar o melhor ponto de operação possível para planta de amina, com uma maior remoção de  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$ , construíram-se gráficos de dispersão para possibilitar a análise e estudo. Como pode-se observar na Figura 8, obtêm-se o menor índice de  $\text{CO}_2$  dissolvido no GN após passar pela torre contactora, quando o mesmo entra em contato com a amina a uma concentração de 42,9%. Pode-se verificar um rápido aumento no  $\text{CO}_2$  à medida que a concentração água/amina aumenta, indicando que para maiores concentrações a remoção de  $\text{CO}_2$  demonstra-se menos eficiente.

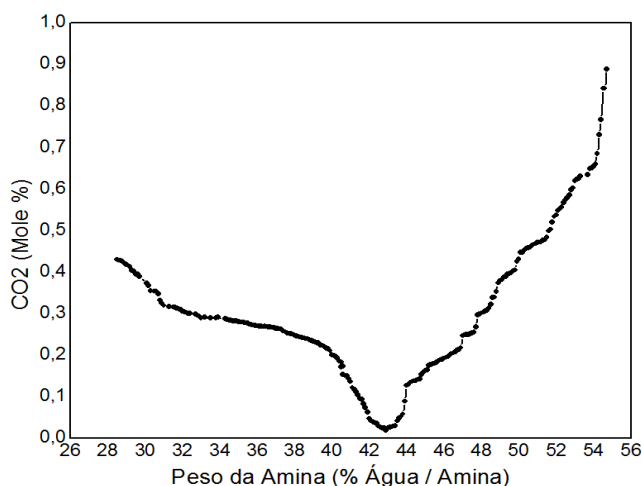


Figura 8 - Gráfico do comportamento do  $\text{CO}_2$  em relação a concentração de amina.

Algo semelhante ocorre quando se compara as mesmas médias de concentração de amina para os mesmo dias, com valores de  $\text{H}_2\text{S}$ . Pode-se observar na Figura 9 que, obtêm o menor índice de  $\text{H}_2\text{S}$  dissolvido no GN após passar pela torre contactora, quando o mesmo entra em contato com a amina a uma concentração de 41,0%. Para concentrações mais baixas de amina a remoção de  $\text{H}_2\text{S}$  apresenta-se mais ineficiente, não sofrendo grande influência para concentrações acima de 50%.

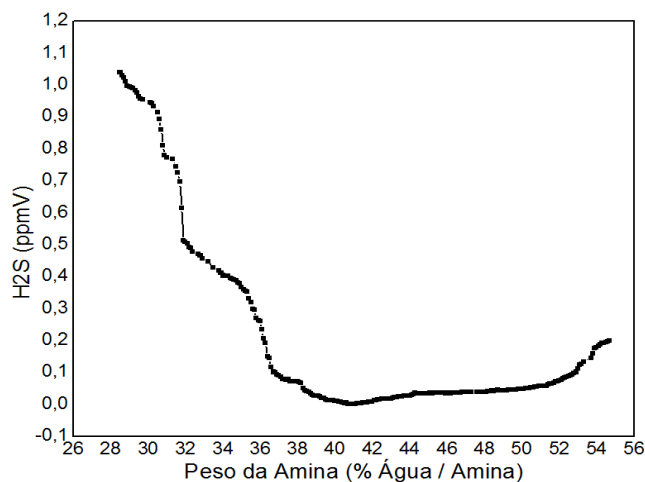


Figura 9 - Comportamento do H<sub>2</sub>S em relação a concentração de amina.

Ao sobrepor as curvas apresentadas nas Figuras 8 e 9, observam-se que o ponto de melhor eficiência para remoção, tanto de CO<sub>2</sub> quanto de H<sub>2</sub>S encontra-se quando o GN é exposto a amina com uma concentração de 42,9% como o apresentado na Figura 10.

Considerando que o objetivo em se tratar o GN produzido pelo FPSO Capixaba é a remoção tanto de CO<sub>2</sub> quanto de H<sub>2</sub>S em uma mesma planta de amina, utilizando um mesmo solvente, tanto para concentrações abaixo de 40% como acima de 44% o GN sai da contactora com CO<sub>2</sub> ou H<sub>2</sub>S em excesso, embora ainda esteja dentro das especificações exigidas pela ANP. Nestas condições a planta não opera com a melhor eficiência fazendo-se necessário uma maior adição de amina nova ou água tratada.

Uma das principais características e principal motivo em ter optado por utilizar uma amina seletiva do tipo MDEA ativada para o projeto do FPSO Capixaba, é a capacidade de um mesmo solvente remover tanto CO<sub>2</sub> quanto H<sub>2</sub>S (VME Process, 2010).

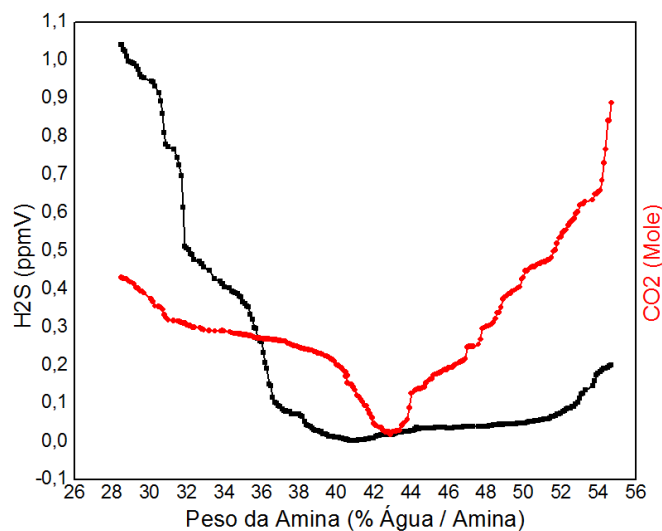


Figura 10 - Comportamento do H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> em relação à concentração de amina.

Encontrar o ponto em que essa remoção ocorre com maior eficiência para ambos os componentes ácidos é fundamental para uma operação mais próxima do ponto ótimo de operação da planta.

#### 4.3 Perda de água e amina com relação à concentração do solvente.

Uma planta de amina é considerada um sistema fechado, em que a amina solvente entra em contato com o gás a ser tratado na contactora e após é direcionado a um circuito de regeneração, retornando a contactora assim que estiver novamente livre de componentes ácidos, porém existem perdas tanto de água como de amina ao longo do processo. Neste subitem analisar-se-á tais perdas.

De acordo com a VME Process (2010) para o projeto do FPSO Capixaba com a composição do GN extraído dos poços produtores atendidos pelo FPSO, as perdas de água estariam na ordem de 5,0 m<sup>3</sup>/dia e de amina em 100 L/dia. Fazendo-se necessário a adição do montante de água e amina perdido ao longo do dia para que se mantenha o balanço água / amina no sistema, mantendo a concentração, evitando a remoção ineficiente de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>.

A construção da Figura 11 possibilitou mensurar a adição total de água necessária diariamente para repor as perdas, para cada faixa de concentração de amina.

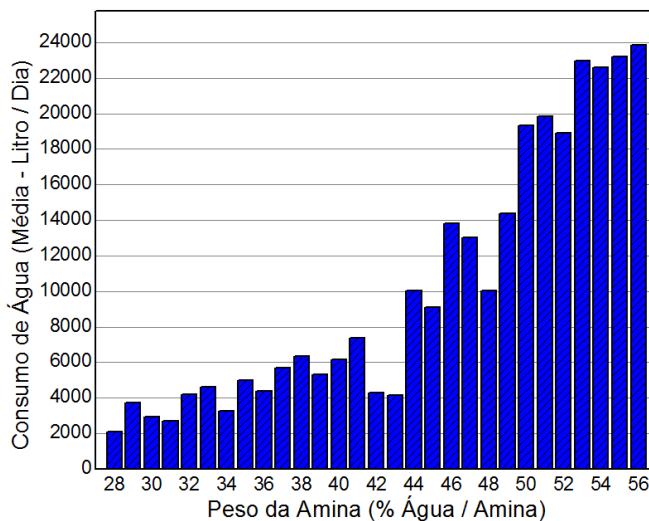


Figura 11 – Adição diária de água com relação à concentração da amina.

Para concentrações baixas de amina, o consumo de água tratada é baixo, aumentando a medida em que a concentração sobe. Com a análise da Figura 11 fica mais enfático que a região entre 42 e 43% apresenta um baixo consumo de água tratada quando comparado com concentrações maiores, ficando na ordem de 4.000 litros por dia, que quando comparado a necessidade de água para valores de concentração na ordem de 50% fica bem abaixo.

O mesmo ocorre quando se compara a necessidade da adição de amina nova ao sistema. Analisando a Figura 12 tem-se um maior consumo de amina para concentrações abaixo de 40% e acima de 43%, e um vale no consumo para concentrações na ordem de 42%.

Para valores baixos o maior consumo de amina nova pode ser explicado pelo objetivo em se aumentar a concentração do sistema tentando trazer para o valor especificado em projeto na ordem de 50%. Porém o maior consumo para valores elevados fica sem explicação por parte da literatura técnica especializada.

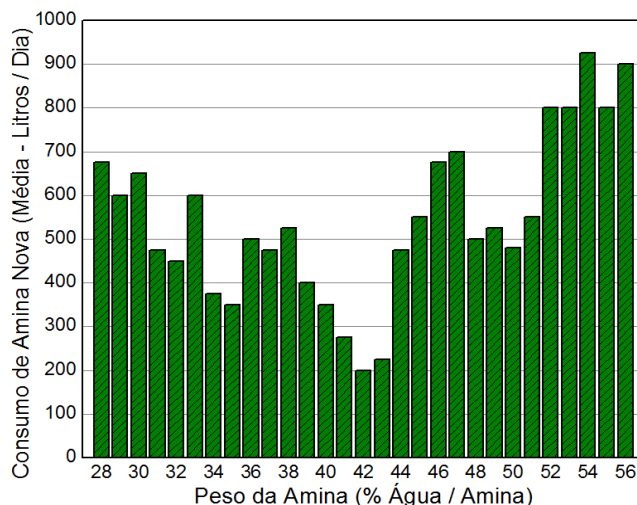


Figura 12 - Inserção de amina nova no sistema diariamente.

Com o objetivo de esclarecer algumas dúvidas não elucidadas pela literatura, buscou-se contato com o Bryan Research & Engineering Inc. que é uma instituição americana que dedica pesquisas na área de tratamento de gás com ênfase em plantas de amina.

Quando questionados sobre o porquê do aumento tanto das perdas de água quando do consumo de amina para concentrações maiores a resposta foi:

As perdas de água e amina solvente intensificam-se na medida em que o peso da amina aumenta. Esse fenômeno pode se explicar pois a densidade da solução aumenta tendo a maior tendência ao sistema em carrear uma maior quantidade de líquido para dentro da torre regeneradora, demandando uma maior quantidade de calor provido do Reboiler (muitas vezes não atendida pelo sistema) para que a regeneração seja efetuada de forma que somente componentes ácidas sejam liberadas. Com um fornecimento de temperatura ineficiente, parte da amina não é regenerada e é carreada do sistema juntamente com água e o gás ácido.

Com o apresentado nas Figuras 11 e 12 pode-se verificar que para concentrações altas de amina faz-se necessário uma adição superior de amina nova e água tratada, apresentando assim um maior gasto financeiro para operação da planta sem o consequente retorno com relação ao produto final.



#### 4.4 Implementações das melhorias no processo

Após os resultados, foi sugerido a SBM Capixaba Operações que fosse baixada a concentração da amina para níveis entre 42 e 43% em regime de teste, para possibilitar a oportunidade de validar os resultados encontrados. A empresa concordou em reduzir a concentração para os níveis sugeridos durante um mês.

Durante os 31 dias do mês de Agosto de 2012 a concentração da amina foi reduzida para os níveis sugeridos e uma comprovada melhora no processo foi observada.

Com relação ao consumo diário de água verifica-se na Figura 13 que a média ficou em 4.662 litros e o total mensal foi de 144.525 litros. Que quando comparados com a média de consumo calculada para uma amina com concentração de 50% o consumo diário fica em torno de 19.317 litros e um consumo total mensal de 598.827 litros, com uma redução na ordem de 76% no consumo diário, e agora sim ficando dentro do consumo esperado no projeto, 5.000 litros.

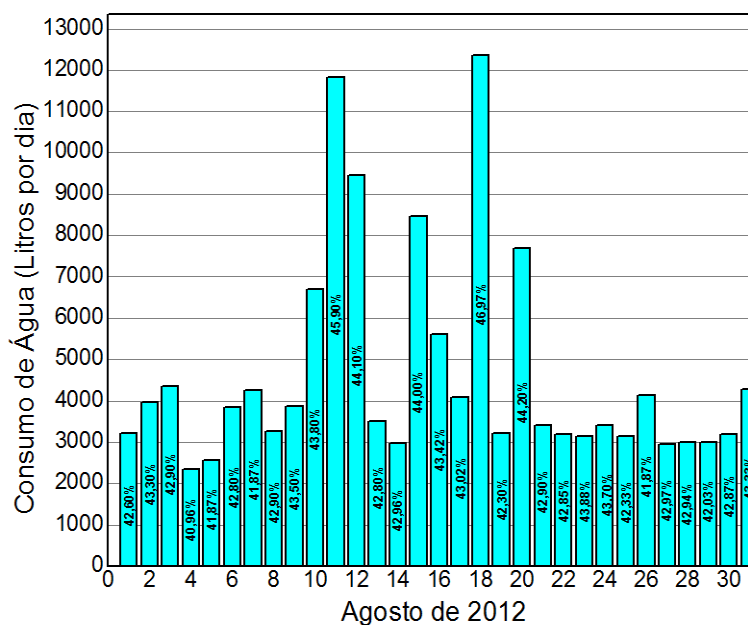


Figura 13 - Consumo diário de água de acordo com a concentração da amina durante o mês de Agosto de 2012.

A mesma análise foi feita com relação ao consumo diário de amina. Na Figura 14 se tem uma média diária de amina nova adicionada ao sistema de 58,8 litros por dia e um total mensal de 1.700 litros. Que, quando comparados a uma amina com concentração de 50% o consumo diário fica em torno de 200 litros e um consumo total por mês de 6.200 litros, o que representa uma economia de 75,8 %.

Um outro ponto que vale a pena ressaltar dentro da economia de produto químico, é que o litro de amina (Ucarsol AP 814) é comercializado por um valor na ordem de USD 12,00 e isso representa uma economia de USD 54.000,00 ao mês resultando em uma economia anual de USD 648.000,00.

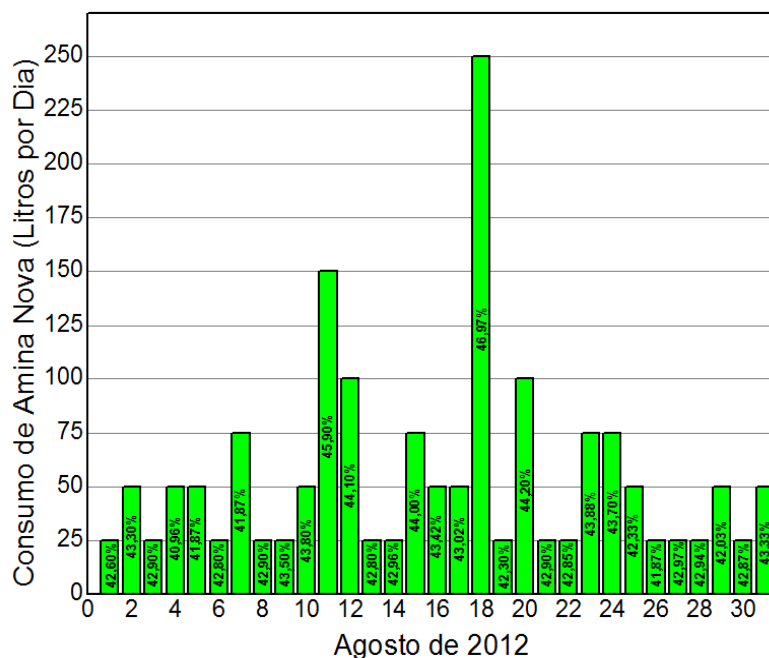


Figura 14 - Consumo diário de amina de acordo com a concentração do sistema durante o mês de Agosto de 2012.

Tanto na Figura 13 quanto na Figura 14 observa-se um aumento em relação ao consumo de água e amina nova nos dias 11, 12, 18 e 20, dias esses em que a concentração de amina ultrapassou 44%, o que ajuda a validar os resultados encontrados sugerindo que a concentração fique entre 42 e 43%.

Com relação aos índices de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S, os mesmos foram mantidos dentro da faixa especificada pela ANP, CO<sub>2</sub> máximo de 0,24 mol/V e para o H<sub>2</sub>S o máximo de 4,5 ppmV, como pode-se observar na Figura 15.

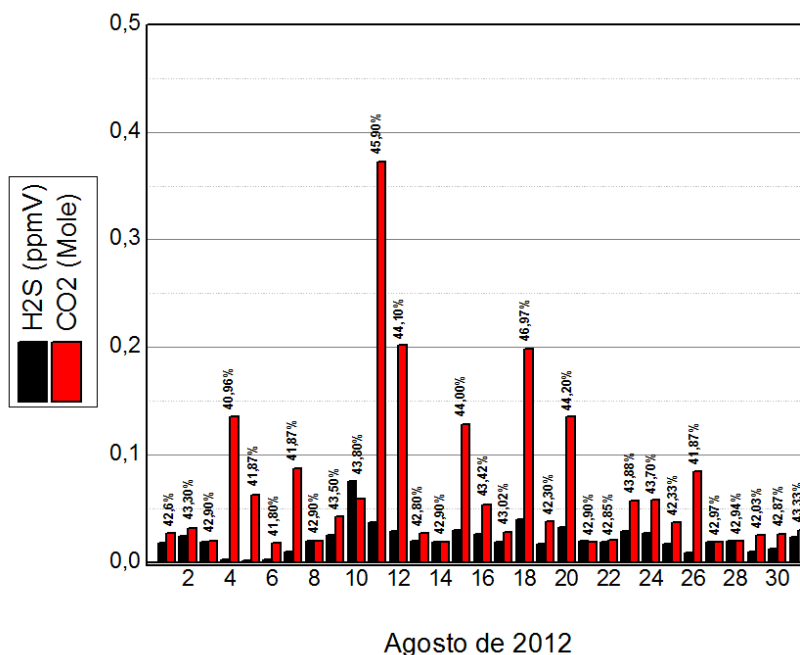


Figura 15 - Índices de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S observados com a redução da concentração do sistema durante o mês de Agosto de 2012.

O mesmo incremento nos valores de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S foi observado para os dias 11, 12, 18 e 20 onde a concentração da amina ultrapassou os 44%. Outro ponto que vale a pena ressaltar são que os índices de CO<sub>2</sub> sempre apresentam-se em valores ligeiramente aumentados em relação aos índices de H<sub>2</sub>S. O mesmo comportamento já foi observado na Figura 10, onde para concentrações maiores de 44% os índices de CO<sub>2</sub> sofrem um incremento muito superior ao observado para concentrações menores de amina.

#### 4.6 Modelo de regressão múltipla relacionando concentração de água/amina e a concentração de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>

A análise de regressão é uma técnica estatística utilizada para analisar a relação entre variáveis, sendo uma dependente (Y) a ser relacionada com duas ou mais variáveis independentes. De acordo com Hair (2005, p136) esta técnica tem por objetivo estimar uma função matemática que descreva da melhor maneira possível à relação entre tais variáveis de modo que o valor da variável dependente (Y) irá assumir para um determinado valor das variáveis independentes  $x_1, x_2, \dots, x_n$ .

Para Chen & Wang (2004) a análise de regressão é um técnica estatística utilizada para investigar a interação entre variáveis, por tanto uma das técnicas mais utilizadas para análise de dados.

A técnica de regressão nos dá a equação que descreve a relação entre termos matemáticos baseados na análise de dados tabulados com o objetivo de explicar a relação entre duas ou mais variáveis (Anderson, 1984).

Para o presente estudo optou-se por analisar a relação e o impacto que a concentração da amina e a pressão do gás que entra na torre contactora têm sobre as concentrações de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S do GN que sai da torre contactora através da aplicação de um modelo de regressão múltipla como o resultado apresentado na Equação 4.3 e 4.4.

Segundo Sugahara (2000) a qualidade em descrever o processo através de uma equação de regressão múltipla é medido pelo quadrado do coeficiente de correlação múltipla, dado pela Equação (4.2).

$$R^2 = \frac{\sum(\hat{y} - \bar{y})^2}{\sum(y_i - \bar{y})^2} \quad (4.2)$$

onde  $\bar{y}$  é a média aritmética de n valores de y e  $\bar{y}_i$  enésimo valor de y estimado ou previsto pela equação 3.1.

Tabela 5 - Modelo de Regressão Múltipla.

Modelo	Beta	Erro Padrão	B	Erro Padrão	t(240)	p-valor
Intercepto			38,6131	0,432457	89,2876	0,00
CO <sub>2</sub> Concentração	0,584418	0,029329	25,7101	1,290270	19,9261	0,00
H <sub>2</sub> S Concentração	-0,845130	0,029329	-22,0224	0,764260	-28,8153	0,00

R<sup>2</sup> (multiplo) = 0,8067 e R<sup>2</sup> (Ajustado) = 0,8051

- Modelo de Regressão Múltipla (Final)

$$CA = 0,5844 * CO_2 - 0,8451 * H_2S + erro \quad (4.3)$$

onde CA representa a concentração da amina,  $\text{CO}_2$  é a concentração de dióxido de carbono e  $\text{H}_2\text{S}$  é a concentração de Sulfeto de hidrogênio, ambos presentes no produto final, gás natural.

Outro ponto que ajuda a validar o modelo encontrado é se verificarmos os sinais dos parâmetros (betas da equação 4.3). Para o parâmetro da componente  $\text{CO}_2$  temos sinal positivo, o que de acordo com a Figura 10, podemos ver que com o aumento da concentração de amina no sistema, a remoção de  $\text{CO}_2$  fica comprometida, exatamente o contrário do que ocorre com o parâmetro da componente  $\text{H}_2\text{S}$  que apresenta um sinal negativo, comprovando que para valores baixos de concentração de amina a sua remoção fica comprometida.

#### **4.7 Síntese do capítulo**

Neste capítulo foram apresentados os resultados e discussões, obtidos com gráficos construídos e os auxílios de modelos estatísticos de regressão múltipla. No próximo capítulo são apresentadas as considerações finais e sugestões para futuros trabalhos.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo desta investigação foi encontrar a concentração ideal água / amina em que a planta de amina em operação no FPSO Capixaba opera da melhor forma, tendo em vista diminuir o consumo de amina nova e água tratada necessária diariamente ao processo, e por fim, por em prática os resultados encontrados, visando comprová-los.

Com o objetivo de encontrar o ponto em que a planta de amina apresenta uma maior remoção de CO<sub>2</sub> quando comparada a concentração do solvente em que a mesma estava operando, os resultados apontaram para uma concentração de 42,9% como a que apresentou índices mais baixos de CO<sub>2</sub> no GN após sair da torre contactora, na ordem de 0,01997 mol/V.

A mesma comparação foi feita para encontrar o ponto com maior remoção de H<sub>2</sub>S, apontando para uma concentração de 40,9%, que apresentou índices na ordem de 0,00200 ppmV.

Em ambos os casos a concentração que apresentou maior remoção ficou muito abaixo da concentração de trabalho da planta especificada em projeto pelo fabricante, que seria entre 49 e 52%. Para os valores exigidos em projeto a média dos índices de CO<sub>2</sub> observados com a planta operando com concentrações entre 49 e 52%, ficaram em 0,45069 mol/V, e para os índices de H<sub>2</sub>S ficaram em 0,05656 ppmV, ambos acima dos valores mínimos encontrados.

Com objetivo de reduzir o consumo de amina nova (Ucarsol AP 814) adicionada diariamente ao processo, os resultados apontaram para uma concentração entre 42 e 43% como a ideal para operação da planta. Para concentrações superiores a 43% faz-se necessário a adição de uma quantidade acima de 1.000 litros diários de amina, ficando muito acima dos 50 litros especificado em projeto.

Para buscar o ponto em que se têm uma menor demanda de água tratada no sistema, os resultados apontaram para as mesmas concentrações encontradas quando investigado o consumo de amina, ficando entre 42 e 43% a concentração do

solvente operando na planta em que se faz necessário a menos adição de água tratada diária.

Buscando validar os resultados encontrados foi sugerido a Gerência do FPSO Capixaba que a concentração de operação da planta de amina fosse reduzida para valores entre 42 e 43%. Após a aprovação, a concentração foi reduzida gradativamente para que o processo não sofresse mudanças bruscas desde o valor em que a planta estava operando (51%) para os valores sugeridos.

Durante o Mês de Agosto de 2012 a planta foi mantida operando com valores médios na ordem 43,16%. Os resultados apontam para uma melhoria significativa do consumo de amina nova diária, ficando a média mensal em 58,8 litros, tendo um total mensal de 1.700 litros, ficando mais próximo da necessidade diária de acordo com o esperado em projeto. Redução de 75,8% quando comparado ao consumo com a planta operando a uma concentração de 50%, que demanda uma média de 200 litros diários de amina nova. Com essa redução no consumo de amina nova a economia financeira mensal foi de USD 54.000,00 tendo um impacto anual de USD 648.000,00.

A mesma análise foi feita com relação à quantidade de água tratada necessária ao sistema, operando em uma concentração mais baixa. O consumo médio diário ficou em 4.662 litros com um total mensal de 144.525 litros, representando uma redução de 76%, ficando de acordo com a necessidade total esperado em projeto que seria de 5.000 litros diários. Em comparação com o consumo da planta operando a uma concentração de 50% observou-se um consumo diário em torno de 19.317 litros e um total mensal de 598.827 litros.

Por fim, espera-se que este estudo também sirva de ferramenta inicial a outros FPSOs que tenham problemas na operação da planta de remoção de componentes ácidos do GN, bem como reduzir o custo operacional da planta de amina do FPSO Capixaba, possibilitando tratar o mesmo montante de GN com menor custo financeiro.

## 5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Para trabalhos futuros relacionados à remoção de  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$ , sugere-se:

- Aplicar a mesma metodologia de estudo a outras plantas de amina em outras unidades FPSO;
- Durante o estudo foi observado que com o aumento na temperatura do reboiler obtêm-se uma melhor regeneração da amina e conseqüente melhor remoção de  $\text{H}_2\text{S}$  e  $\text{CO}_2$ . Seria interessante tentar encontrar a temperatura ótima para que ocorra a melhor regeneração possível para amina;



## REFERÊNCIAS

AGRESTI, A; FINLAY, B. **Métodos estatísticos para ciências sociais**. 4 ed., Porto Alegre: Penso. 664 p. 2012.

AMADO, L.; CERVO, P. A. B. **Metodologia Científica**. 5 ed., São Paulo: Prentice Hall, 2002.

AMARAL, R. A. **Remoção de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S do Gás Natural por Contactores com Membranas**. (Tese de Doutorado). COPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2009.

ANDERSON, T. W. **An Introduction to Multivariate Statistical Methods** (Second Edition), New York: John Wiley & Sons, 1984.

ANP (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO). **Boletim mensal do gás natural**. Setembro de 2007. Disponível em [www.anp.gov.br/?dw=2237](http://www.anp.gov.br/?dw=2237).

ANP (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO). **Especificação do Gás Natural de origem nacional ou estrangeira a ser comercializado em todo o território nacional**. Portaria número 104 de 08 de Julho de 2002.

CTGAS, **Uso e vantagens do Gás Natural**, 2011, disponível em <<http://www.ctgas.com.br/>>. Acesso em Maio de 2012.

CAMPBELL & CO, **Better alternative for Gas Natural Sweetening**, 2006, Disponível em <[www.jmcampbell.com/](http://www.jmcampbell.com/)>. Acesso em Abril de 2012.

CHEN, Z.; WANG, Y. G., Efficient Regression analysis with Ranked-Set-Sampling. **Biometrics**. 60(4), p. 327-355, 2004.

COSTA, G. S. **Extração de espécies metálicas de resíduos sólidos proveniente da pirólise de borra de petróleo**. (Dissertação de Mestrado). Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2010.

DRÄGERWERK A. G. C. O. **H<sub>2</sub>S Effects**, 2012. Disponível em <<http://www.draeger.com/>>. Acesso em Maio de 2012.

DOW Chemistry, Oil and Gas Solutions. Disponível em: <<http://www.dow.com/products/market/oil-and-gas/>>. Acesso em Junho de 2012.

FERNANDO B.; MAINIER, G. C. SANDRES, SÉRGIO S. M. T. Corrosão por sulfeto de hidrogênio (H<sub>2</sub>S) e suas implicações no meio ambiente e na segurança industrial. In: **8º Congresso Iberoamericano de Engenharia Mecânica**, Cusco, Perú. Outubro de 2007.

GASNET, **Gás Natural**, 2012. Disponível em <<http://www.gasnet.com.br>>. Acesso em Abril de 2012.

- GIL, ANTÔNIO C. **Métodos e técnicas em pesquisa social**. São Paulo: Atlas, 1999.
- HAIR Jr., J. F. et al. **Análise Multivariada de Dados**. 5. ed. Porto Alegre: Bookman, 2005.
- KOHL, A.; NIELSEN, R. **Gas Purification**, 4 ed., Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1985.
- LAWSON, J. D.; GARST, A. W. Hydrocarbon gas solubility in sweetening solutions: methane and ethane in aqueous monoethanolamine and diethanolamine. **Journal of Chemical & Engineering Data**. Washington. v. 21, p.30 – 32, 1976.
- LUNSFORD, K. M.; BULLIN, J. A. **Optimization of Amine Sweetening Units**. Bryan Research & Engineering, Inc. 1994.
- MAINIERI, A., GRANADOS, E., CORRALES, R., and VACA, L., 1985: **Miravalles geothermal field**, Costa Rica, technical report. Geotherm. Res. Counc. Trans., 9, 279-283.
- MENDIETA, L. F. F. **Estudo da absorção de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> do gás combustível**. (Trabalho de Diplomação em Engenharia Química). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.
- MORECI, E. **Metodologia da pesquisa**. (Dissertação de mestrado) Universidade Católica de Brasília – UCB, Brasília, 2003.
- OI, L. E. **Aspen HYSYS Simulation of CO<sub>2</sub> Removal by Amine Absorption from Gas Based Power Plant**, 2007, SIMS2007 Conference, Goteborg, October 30-31<sup>st</sup> 2007.
- PANSEI, A. R. Q. **Fundamentos da Eficiência Energética**. 1 ed., São Paulo: Ensino Profissional, 2006.
- PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS, **Informação & Tecnologia**. edição: Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes), 2011.
- POLASEK, J. C.; IGLESIAS-SILVA, G. A.; BULLIN, J. A. **Using mixed Amine Solutions for Gas sweetening**, In: **71<sup>st</sup> GPA Annual Convention**, p. 58, 1992.
- POLASEK, J. C.; BULLIN, J. A. Selecting Amines for Sweetening Units. **Energy Progress**, v. 4, n. 3, p. 146, Setembro, 1984.
- POLASEK, J. C.; BULLIN, J. A.; DONNELLY, S. T. How to Reduce Costs in Amine-Sweetening Units. **Chemical Engineering Progress**. p. 63, 1983.
- OKIMOTO, F. T. The benefits of Selective gas Treating. In: **72<sup>nd</sup> GPA Annual Convention**, p. 149, 1993.

YOUNGER, A. H., **Natural Gas processing principles and Technology – Part I**, University of Calagary, April 2004.

SBM offshore web site: <http://www.sbmoffshore.com/>, acessado em Agosto de 2012.

SELLEY, R. C. **Elements of Petroleum Geology**, 2 ed., San Diego: Academic Press, 1998.

STRAZISAR. B. R.; ANDERSON, R. R.; WHITE. C. M., **Degradation of Monoethanolamine Used in Carbon Dioxide Capture from Flue Gas of a Coal-fired Electric Power Generating Station**; National Energy Technology Laboratory Clean Air Technology Division P.O. Box 10940 Pittsburgh (2000), PA 15236.

TABOREK, J.; AIOKI, T.; R. RITTER, B.; PALEN, J. W.; KNUDSON, J. G., **Chemical eng. Process**, feb. 1972.

TISSOT, B. P.; WELTE, D. H. **Petroleum formation and occurrence**, 2 ed., New York, 1984.

TRUJILLO FERRARI, A. **Metodologia da Ciência**. 2 ed., Rio de Janeiro: Kennedy, 1974.

VME PROCESS, **FPSO Capixaba Amine Sweetening Unit**. Operators Tranining Manual. 2010.

WELTY, J. R.; WICKS, C. E.; WILSON, R. E. **Fundamentals of momentum: heat and mass transfer**. New York: John Wiley & Sons, 1984.

## **ANEXOS**

## ANEXO I

Tabela 6- Dados analisados para determinação do melhor ponto de operação da planta de amina com relação a concentração de CO2.

Concentração da Amina	CO2	Concentração da Amina	CO2	Concentração da Amina	CO2	Concentração da Amina	CO2
28,5	0,43056	33,9	0,29139	38	0,24823	41,7	0,08359
28,6	0,42921	33	0,29006	38,1	0,24638	41,8	0,07361
28,7	0,42805	34,3	0,28846	38,2	0,24519	41,9	0,06291
28,8	0,42583	34,4	0,28629	38,3	0,24376	42	0,04823
28,9	0,42112	34,5	0,28447	38,4	0,24283	42,1	0,04286
29	0,41861	34,6	0,28431	38,5	0,24181	42,2	0,03967
29,1	0,41663	34,7	0,28329	38,6	0,24056	42,3	0,03777
29,2	0,41383	34,8	0,28301	38,7	0,24008	42,4	0,03641
29,3	0,40359	34,9	0,28286	38,8	0,23762	42,5	0,02973
29,4	0,40284	35	0,28091	38,9	0,23584	42,6	0,02684
29,5	0,39531	35,1	0,28018	39	0,23318	42,7	0,02518
29,6	0,39512	35,2	0,28001	39,1	0,2321	42,8	0,02509
29,7	0,39025	35,3	0,27879	39,2	0,23021	42,9	0,01997
30,1	0,37402	35,4	0,27827	39,3	0,22983	43	0,02619
30,2	0,36842	35,5	0,27681	39,4	0,22531	43,1	0,02718
30,3	0,35559	35,6	0,27462	39,5	0,22403	43,2	0,02792
30,5	0,35491	35,7	0,27335	39,6	0,22101	43,3	0,02938
30,6	0,35389	35,8	0,27241	39,7	0,21731	43,4	0,02997
30,7	0,34753	35,9	0,27199	39,8	0,21519	43,5	0,04283
30,8	0,33257	36	0,27085	39,9	0,21108	43,6	0,04873
30,9	0,32569	36,1	0,27013	40	0,20073	43,7	0,0537
31	0,32018	36,2	0,27003	40,1	0,20014	43,8	0,05864
31,3	0,31701	36,3	0,26918	40,2	0,19715	43,9	0,08941
31,5	0,31615	36,4	0,26982	40,3	0,19319	44	0,12739
31,6	0,31583	36,5	0,26871	40,4	0,18643	44,1	0,12983
31,7	0,31354	36,6	0,26801	40,5	0,18341	44,2	0,13486
31,8	0,31184	36,7	0,26781	40,6	0,17381	44,3	0,13672
31,9	0,31099	36,8	0,267	40,5	0,17138	44,4	0,13892
32	0,30576	36,9	0,26591	40,6	0,15391	44,5	0,13914
32,1	0,30442	37	0,26507	40,7	0,15116	44,6	0,14218
32,2	0,30409	37,1	0,26429	40,8	0,14985	44,7	0,14299
32,3	0,30098	37,2	0,26401	40,9	0,14349	44,8	0,15381
32,4	0,30062	37,3	0,26281	41	0,13637	44,9	0,15939
32,7	0,29931	37,4	0,25824	41,1	0,12186	45	0,16284
32,8	0,29628	37,5	0,25631	41,2	0,11812	45,1	0,16483
32,9	0,29381	37,6	0,25391	41,3	0,11198	45,2	0,17537
33,2	0,29183	37,7	0,25287	41,4	0,10531	45,3	0,17729
33,5	0,29017	37,8	0,25128	41,5	0,09631	45,4	0,17897
33,8	0,29011	37,9	0,25098	41,6	0,09402	45,5	0,18019

Concentração da Amina	CO2	Concentração da Amina	CO2	Concentração da Amina	CO2
45,6	0,18237	49,5	0,39728	53,7	0,63455
45,7	0,18673	49,6	0,39899	53,8	0,64923
45,8	0,18989	49,7	0,40328	53,9	0,65017
45,9	0,19002	49,8	0,40538	54	0,65538
46	0,19283	49,9	0,42622	54,1	0,65972
46,1	0,19461	50	0,43142	54,2	0,68576
46,2	0,1967	50,1	0,44792	54,3	0,7309
46,3	0,19981	50,2	0,44821	54,4	0,76736
46,4	0,20393	50,3	0,45381	54,5	0,84288
46,5	0,20561	50,4	0,45747	54,6	0,84288
46,6	0,20799	50,5	0,45882	54,7	0,88889
46,7	0,21123	50,6	0,45935		
46,8	0,21339	50,7	0,46384		
46,9	0,21834	50,8	0,46675		
47	0,24738	50,9	0,46876		
47,1	0,24938	51	0,47113		
47,2	0,24998	51,1	0,47221		
47,3	0,25009	51,2	0,47222		
47,4	0,25174	51,3	0,47634		
47,5	0,25382	51,4	0,47743		
47,6	0,25573	51,5	0,48357		
47,7	0,26841	51,6	0,49951		
47,8	0,29731	51,7	0,50347		
47,9	0,29941	51,8	0,52056		
48	0,30182	51,9	0,53385		
48,1	0,30342	52	0,53763		
48,2	0,30614	52,1	0,54861		
48,3	0,30816	52,2	0,55258		
48,4	0,31358	52,3	0,55645		
48,5	0,32292	52,4	0,56735		
48,6	0,33854	52,5	0,57378		
48,7	0,33998	52,6	0,57863		
48,8	0,35317	52,7	0,58552		
48,9	0,37413	52,8	0,59896		
49	0,37962	52,9	0,60256		
49,1	0,38297	53	0,61979		
49,2	0,38882	53,1	0,62327		
49,3	0,3898	53,2	0,62488		
49,4	0,39497	53,3	0,63067		

Tabela 7 - Dados analisados para determinação do melhor ponto de operação da planta de amina com relação a concentração de H2S.

Concentração da Amina	H2S	Concentração da Amina	H2S	Concentração da Amina	H2S	Concentração da Amina	H2S
28,5	1,04100	33,9	0,41394	38	0,07182	41,7	0,00832
28,6	1,02950	33	0,40465	38,1	0,06943	41,8	0,00901
28,7	1,02315	34,3	0,40280	38,2	0,06746	41,9	0,00930
28,8	1,01180	34,4	0,39556	38,3	0,0528	42	0,00948
28,9	0,99800	34,5	0,39349	38,4	0,04487	42,1	0,01382
29	0,99531	34,6	0,39114	38,5	0,04187	42,2	0,01529
29,1	0,99328	34,7	0,38837	38,6	0,03972	42,3	0,01672
29,2	0,99112	34,8	0,38222	38,7	0,03482	42,4	0,01723
29,3	0,98386	34,9	0,38001	38,8	0,03107	42,5	0,01786
29,4	0,97563	35	0,36729	38,9	0,02948	42,6	0,01791
29,5	0,96377	35,1	0,36201	39	0,02854	42,7	0,01882
29,6	0,95736	35,2	0,35624	39,1	0,02812	42,8	0,01900
29,7	0,95400	35,3	0,35328	39,2	0,02582	42,9	0,01900
30,1	0,94561	35,4	0,33328	39,3	0,02117	43	0,01928
30,2	0,94284	35,5	0,32001	39,4	0,02	43,1	0,01981
30,3	0,93347	35,6	0,29885	39,5	0,01735	43,2	0,02310
30,5	0,91493	35,7	0,29731	39,6	0,01482	43,3	0,02373
30,6	0,89385	35,8	0,27100	39,7	0,01482	43,4	0,02539
30,7	0,86153	35,9	0,26480	39,8	0,01388	43,5	0,02593
30,8	0,81146	36	0,26229	39,9	0,01304	43,6	0,02655
30,9	0,78100	36,1	0,23467	40	0,01199	43,7	0,02731
31	0,77296	36,2	0,20847	40,1	0,01082	43,8	0,0782
31,3	0,76852	36,3	0,19337	40,2	0,00955	43,9	0,02800
31,5	0,74627	36,4	0,15028	40,3	0,00928	44	0,02931
31,6	0,72555	36,5	0,14736	40,4	0,00724	44,1	0,02991
31,7	0,69731	36,6	0,11696	40,5	0,00668	44,2	0,0325
31,8	0,61497	36,7	0,10258	40,6	0,00624	44,3	0,03831
31,9	0,51300	36,8	0,10088	40,5	0,00473	44,4	0,03437
32	0,50883	36,9	0,09357	40,6	0,00444	44,5	0,03501
32,1	0,50374	37	0,09185	40,7	0,00283	44,6	0,03534
32,2	0,49286	37,1	0,08580	40,8	0,00201	44,7	0,0358
32,3	0,49002	37,2	0,08112	40,9	0,00200	44,8	0,03591
32,4	0,47852	37,3	0,08022	41	0,00251	44,9	0,03600
32,7	0,47267	37,4	0,07854	41,1	0,00297	45	0,03601
32,8	0,46652	37,5	0,07886	41,2	0,00395	45,1	0,03628
32,9	0,45817	37,6	0,07357	41,3	0,00425	45,2	0,03634
33,2	0,44899	37,7	0,07361	41,4	0,00505	45,3	0,03698
33,5	0,42846	37,8	0,07338	41,5	0,00573	45,4	0,03752
33,8	0,42101	37,9	0,07284	41,6	0,0077	45,5	0,03781

Concentração da Amina	H2S	Concentração da Amina	H2S	Concentração da Amina	H2S
45,6	0,0379	49,5	0,04736	53,7	0,14726
45,7	0,03792	49,6	0,04748	53,8	0,1592
45,8	0,3822	49,7	0,08081	53,9	0,17624
45,9	0,03600	49,8	0,04846	54	0,17932
46	0,03613	49,9	0,04850	54,1	0,18365
46,1	0,03649	50	0,04872	54,2	0,18801
46,2	0,03671	50,1	0,04935	54,3	0,19246
46,3	0,03722	50,2	0,05081	54,4	0,19266
46,4	0,03759	50,3	0,05183	54,5	0,19476
46,5	0,03775	50,4	0,05273	54,6	0,19898
46,6	0,03828	50,5	0,05379	54,7	0,20034
46,7	0,03846	50,6	0,05446		
46,8	0,03892	50,7	0,05581		
46,9	0,03899	50,8	0,05638		
47	0,03938	50,9	0,05787		
47,1	0,03938	51	0,05793		
47,2	0,03957	51,1	0,05882		
47,3	0,03966	51,2	0,05932		
47,4	0,01987	51,3	0,05981		
47,5	0,0281	51,4	0,06281		
47,6	0,03976	51,5	0,06493		
47,7	0,03982	51,6	0,06687		
47,8	0,03999	51,7	0,06934		
47,9	0,04000	51,8	0,07158		
48	0,04028	51,9	0,07247		
48,1	0,04092	52	0,07539		
48,2	0,04158	52,1	0,07837		
48,3	0,42208	52,2	0,08249		
48,4	0,04346	52,3	0,08564		
48,5	0,0438	52,4	0,08834		
48,6	0,04391	52,5	0,08892		
48,7	0,0467	52,6	0,09246		
48,8	0,04491	52,7	0,09289		
48,9	0,04500	52,8	0,09861		
49	0,04526	52,9	0,10252		
49,1	0,04573	53	0,11291		
49,2	0,04582	53,1	0,12583		
49,3	0,04638	53,2	0,12783		
49,4	0,04683	53,3	0,13549		



Tabela 8 - Dados Gerados após implementado os resultados durante o mês de Agosto de 2012.

Agosto	Peso da Amina	Consumo de Água Tatada	Consumo de Amina	H2S	CO2
1	42,60	3216	25	0,01746	0,02648
2	43,30	3967	50	0,02411	0,03152
3	42,90	4350	25	0,01898	0,01984
4	40,96	2352	50	0,00215	0,13542
5	41,87	2573	50	0,00199	0,06238
6	42,80	3843	25	0,00276	0,01756
7	41,87	4260	75	0,00985	0,08759
8	42,90	3264	25	0,01998	0,01994
9	43,50	3869	25	0,02548	0,04251
10	43,80	6713	50	0,07481	0,05846
11	45,90	11834	150	0,03684	0,47245
12	44,10	9467	100	0,02874	0,20187
13	42,80	3514	25	0,01985	0,02648
14	42,96	2979	25	0,01929	0,01897
15	44,00	8476	75	0,02982	0,12785
16	43,42	5617	50	0,02583	0,05391
17	43,02	4089	50	0,01930	0,02784
18	46,97	12358	250	0,03998	0,19846
19	42,30	3208	25	0,01678	0,03787
20	44,20	7693	100	0,03254	0,13584
21	42,90	3411	25	0,01982	0,01924
22	42,85	3199	25	0,01888	0,02015
23	43,88	3158	75	0,02896	0,05734
24	43,70	3402	75	0,02731	0,05782
25	42,33	3157	50	0,01673	0,03695
26	41,87	4128	25	0,00894	0,08453
27	42,97	2956	25	0,01922	0,01894
28	42,94	3009	25	0,01933	0,01948
29	42,03	2996	50	0,00949	0,02549
30	42,87	3197	25	0,01254	0,02598
31	43,33	4270	50	0,02351	0,02984

## ANEXO II

Tabela 10 – Ficha de emergência do Ucarsol AP 814.

<b>PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A.</b>  <b>BR-SUPPLY</b>  Tel.: (27) 3331-5153 Fax: (27) 3331-5138	<b>FICHA DE EMERGÊNCIA</b>  <b>UCARSOL(TM) AP 814 SOLVENTE</b>	<b>PRODUTO NÃO ENQUADRADO NA PORTARIA EM VIGOR SOBRE TRANSPORTES DE PRODUTOS PERIGOSOS</b>
Aspecto: Líquido amarelo, odor amoniacal. Totalmente solúvel em água.		
EPI: Óculos de proteção, luvas de borracha, Máscara para vapores orgânicos, macacão, capacete e botas		
<b>RISCOS</b>		
<b>Fogo:</b> Material não combustível. Ponto de fugor > 102° C. Em caso de incêndio: a combustão gera fumos contendo: Monóxido de carbono, dióxido de carbono e óxido de nitrogênio.		
<b>Saúde:</b> <b>Inalação:</b> Pode causar irritação e outros efeitos. <b>Olhos:</b> Pode causar irritação grave.		
<b>Pele/ Mucosa:</b> Pode causar queimadura.		
<b>Oral:</b> Pode causar queimadura da boca, garganta e estômago.		
<b>Meio Ambiente:</b> O material é levemente tóxico para organismos aquáticos em uma base aguda.		
<b>EM CASO DE ACIDENTE</b>		
<b>VAZAMENTO</b>	Mantenha as pessoas afastadas. Isole a área num raio de 5 metros. Elimine fontes de ignição. Permaneça afastado de áreas baixas, com o vento pelas costas. Use EPIs Adequados para conter para conter a porção vazada e pare o vazamento se isto puder ser feito sem risco. Evite que o produto atinja solo, bueiro, esgoto, cursos d'água ou área confinada. Use areia, terra seca ou material absorvente não combustível para a contenção. Transfira o material para Recipiente adequado.	
<b>FOGO</b>	Isole a área num raio de 5 metros em todas as direções. Não use jato pleno de água, pois alastrará o fogo. Meios de extinção apropriados: Gás carbônico, pó químico seco, água nebulizada ou espuma.	
<b>POLUIÇÃO</b>	Proceda conforme item vazamento. Devido à alta solubilidade a contenção Deve ser imediata evitando bueiros e cursos d'água. Os resíduos devem ser incinerados ou dispostos adequadamente em instalações autorizadas.	
<b>ENVOLVIMENTO COM PESSOAS</b>	<b>Pele:</b> Remova da pele lavando a área atingida com água e sabão. Obtenha cuidados médicos. retire a vítima da área e remova as roupas contaminadas. <b>Olhos:</b> Lava-lós imediatamente com água por 30 minutos, lentes após 5 minutos. <b>Oral:</b> se ingerido obtenha cuidados médicos. <b>Inalação:</b> Remover vítima ao ar livre. <b>Ingestão:</b> Não induza ao vômito. Administrar muita água ou leite.	
<b>INFORMAÇÕES AO MÉDICO</b>	Não existe antídoto. O tratamento é baseado no julgamento médico em resposta às reações do paciente.	
<b>NOME DO FABRICANTE</b>	<b>DOW BRASIL SUDESTE INDL LTDA</b>	<b>TEL-(13) 3358-8226</b>