Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Química Área de Concentração Desenvolvimento de Processos Químicos

# CARACTERIZAÇÃO DE SISTEMAS, SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DE ETAPAS DA PLANTA DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Química como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Química

Autor: Richard Martín Rojas Talavera Orientador: Maria Regina Wolf Maciel

Campinas, São Paulo

Março de 2002

Construction of the second sec
UNIDADE JU
Nº CHAMADATIUNICAMP
R6380
######################################
V summer second SX 19803 Little or the second
TOURD 48853
16-837102
BALL hand
PRECO and provide the second
DATA 08/05/02
IN& CPD

CM00167207-8

BIB ID 239261

#### FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

	Rojas Talavera, Richard Martín
R638c	Caracterização de sistemas simulação e otimização de
	etapas da planta de processamento de gás natural / Richard
	Martín Rojas TalaveraCampinas, SP: [s.n.], 2002.
	Orientador: Maria Regina Wolf Macial.
	Tese (doutorado) - Universidade Estadual de
	Campinas, Faculdade de Engenharia Química.
	1. Gás natural. 2. Desidratação. 3. Simulação
	(Computadores). 4. Absorção. 5. Planejamento
	experimental. I. Maciel, Maria Regina Wolf. II.
	Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
	Engenharia Química. III. Título.
-	

Tese de Doutorado defendida por Richard Martin Rojas Talavera e aprovada, em 21 de março de 2002, pela banca examinadora constituída pelos doutores:

Profa. Dra. Maria Regina Wolf Maciel - Orientador Profa. Dra. Maria Alvina Krähenbühl - FEQ/UNICAMP - dello Prof. Dr. Reginaldo Guirardello - FEQ/UNICAMP

Dr. César Benedito Batistella - Pós-doutoramento/FAPESP

Dr. Rogério Favinha Martini – Pós-doutoramento/FAPESP

UNICAMP BIBLIOTECA CENTRAL SEÇÃO CIRCULANTE Esta versão corresponde à redação final da Tese de Doutorado em Engenharia Química defendida por Richard Martin Rojas Talavera e aprovada pela comissão julgadora em 21 de março de 2002.

Profa. Dra. Maria Regina Wolf Maciel

Dedico este trabajo a mi familia y a mi querida esposa. Gracias por su apoyo

#### AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pela vida, por todas as oportunidades e pelo caminho que Ele tem guiado minha vida.

A minha esposa Celeste, por seu apoio, incentivo, compreensão e carinho nos momento mais difíceis.

A minha família pelo carinho e pela força que sempre estiveram presentes em todo momento, mesmo a distância.

Muito especialmente à Profa. Dra. Maria Regina Wolf Maciel por sua amizade, dedicação e orientação.

A todos os amigos que encontrei na UNICAMP.

Ao CNPq pela bolsa de estudo.

Aos colegas, professores e funcionários da FEQ - UNICAMP

#### RESUMO

O gás natural, assim como o petróleo, é uma fonte de energia não renovável e tem sido usado comercialmente como combustível há mais de cem anos. Não existe uma composição única para o gás natural, ele é uma mistura de hidrocarbonetos leves, principalmente metano, e algumas outras substâncias orgânicas e inorgânicas em menor quantidade, que em alguns casos precisam ser removidas.

Com a ajuda do simulador HYSYS e o software estatístico MINITAB, foram desenvolvidos, neste trabalho, estudos de caracterização, tratamento e otimização de processos de gás natural. A caracterização consiste em determinar as propriedades tanto de componentes puros quanto de uma corrente de gás, elaborar diagramas termodinâmicos e predizer se há formação de hidratos. No tratamento, primeiramente os gases ácidos têm que ser removidos num processo que é conhecido como "adoçamento". Posteriormente, água líquida ou em forma de vapor tem que ser removida, num processo de desidratação. Estes processos são fundamentais para o tratamento de gás natural pois, para sua comercialização, o gás tem que cumprir com rigorosas especificações de conteúdo de H<sub>2</sub>S e água.

Técnicas de Planejamento Fatorial e Análise de Superfície de Respostas foram usadas para a otimização dos processos de tratamento do gás natural. Estas técnicas permitem predizer com um elevado grau de confiança as regiões de operação para cada variável, nas quais se atingem as especificações requeridas para o gás.

#### ABSTRACT

Natural gas, like petroleum, is a non-renewable energy resource and has been used commercially for more than a century. Natural gas does not have a unique composition, it is a mixture of light hydrocarbons, mainly methane, and other organic and inorganic substances in smaller quantities, that in some cases need to be removed.

With the aid of the HYSYS process simulator and the MINITAB statistical software, it was possible to develop studies for characterization, treatment and optimization of natural gas processes. The characterization consists in determining the properties of both pure components and a natural gas stream, elaborate thermodynamic diagrams and predict if there is hydrate formation or not. For the treatment, first, the acid gases need to be removed in a process known as "sweetening". Next, liquid water, or in the form of steam, has to be removed in a dehydration process. These processes are fundamental for natural gas treatment because, for its commercialization, the gas has to meet rigorous specifications of H<sub>2</sub>S and water content.

Factorial design and Response Surface techniques were used for the optimization of the natural gas treatment processes. These techniques allow one to predict, with a high degree of confidence, the operating regions for each variable, in which the required specifications for the gas are met.

## ÍNDICE

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO E OBJETIVOS DESTE TRABALHO	1
1.1 INTRODUÇÃO	1
1.2. ORGANIZAÇÃO DA TESE	3
CAPÍTULO 2 : REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.2. CONCLUSÕES	10
CAPÍTULO 3 : CARACTERIZAÇÃO DO GÁS NATURAL	11
3.1. INTRODUÇÃO	11
3.2. UNIDADES	12
3.3. COMPONENTES E COMPOSIÇÃO DO GÁS NATURAL	13
3.4. CARACTERIZAÇÃO DO GÁS USANDO O SIMULADOR HYSYS	17
3.4.1. PROPRIEDADES DOS COMPONENTES PUROS	17
3.4.2. DIAGRAMAS DE FASE	19
3.4.2.1. Substâncias Puras	19
3.4.2.2. Sistemas Multicomponentes	22
3.4.3. CÁLCULOS DO EQUILÍBRIO LÍQUIDO-VAPOR (ELV)	27
3.4.4. CÁLCULO DE EQUILÍBRIO TRIFÁSICO LÍQUIDO-LÍQUIDO-VAPOR	
(ELLV)	29
3.4.5. FORMAÇÃO DE HIDRATOS	31
3.4.6. ESPECIFICAÇÕES DO PRODUTO	36
3.5. CONCLUSÕES	42
CAPÍTULO 4 : SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DO PROCESSO DE	
ADOÇAMENTO DO GÁS NATURAL	43
4.1. INTRODUÇÃO	43
4.2. SIMULAÇÃO DO PROCESSO DE ADOÇAMENTO	44
4.3. SELEÇÃO DE AMINAS	45

## 4.4. OTIMIZAÇÃO USANDO TÉCNICAS DE PLANEJAMENTO DE

EXPERIMENTOS	50
4.4.1. ANALISANDO CADA VARIÁVEL DE FORMA INDEPENDENTE	50
4.4.2. ANALISANDO AS VARIÁVEIS EM CONJUNTO: PLANEJAMENTO	
FATORIAL	52
4.4.2.1. Alguns Conceitos Estatísticos que serão Usados	52
4.4.2.1.1. Experimento Fatorial	53
4.4.2.1.2. Efeito de um fator	53
4.4.2.1.3. Interação entre fatores	53
4.4.2.1.4. Diagrama dos efeitos principais	53
4.4.2.1.5. Diagrama das interações entre os fatores	53
4.4.2.1.6. Diagrama de Pareto	53
4.4.2.1.7. Metodologia de Superfícies de Resposta	54
4.4.3. ANÁLISE PARA A COLUNA DE ABSORÇÃO	54
4.4.3.1. Análise e resultados para o H <sub>2</sub> S	58
4.4.3.2. Análise e resultados para o CO <sub>2</sub>	60
4.4.3.3. Análise e resultados para a amina DEA	62
4.4.3.4. Análise de Superfície de Resposta para a Coluna de Absorção	64
4.4.4. ANÁLISE PARA O REGENERADOR	75
4.5. MISTURAS DE AMINAS	83
4.6. CONCLUSÕES	88
CAPÍTULO 5: SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DO PROCESSO DE	
DESIDRATAÇÃO DO GÁS NATURAL	90
5.1 INTRODUCÃO	90
5.2 SIMULAÇÃO DO PROCESSO DE DESIDRATAÇÃO	90
5.2. OTIMIZAÇÃO DO PROCESSO DE DESIDRATAÇÃO	
$5.2.1.1$ Planeiamento Fatorial $2^5$	91
5.2.111 Análise para H <sub>2</sub> O	93
5.2.1.1.2. Análise para TEG	94
5.2.1.2. Planeiamento Fatorial 2 <sup>4</sup>	
52.12.1 Análise para H <sub>2</sub> O	96
C	

5.2.1.2.2. Analise para 1 EG
5.2.1.3. Análise de Superfície de Resposta para a coluna de absorção 100
5.2.1.3.1. Superfícies de Resposta, Diagramas de Contorno e Diagramas de
Contorno Sobrepostos 101
5.2.1.3.1.1. Análise e resultados para os fatores Vazão de TEG – Pressão 101
5.2.1.3.1.2. Análise e resultados para os fatores Vazão de TEG - Temperatura
5.2.1.3.1.3. Análise e resultados para os fatores Vazão de TEG - % em massa
de TEG 107
5.2.1.3.1.4. Análise e resultados para os fatores % em massa de TEG - Pressão
5.2.1.3.1.5. Análise e resultados para os fatores % de massa de TEG -
Temperatura
5.2.1.3.1.6. Análise e resultados para os fatores Pressão - Temperatura 115
5.3. CONCLUSÕES 117
CAPÍTULO 6: SIMULAÇÃO DO PROCESSO INTEGRADO 118
6.1. INTRODUÇÃO 118
6.2. SIMULAÇÃO NO ESTADO ESTACIONÁRIO 118
6.2.1. FLASH IRIFASICO
6.2.1. FLASH TRIFASICO
6.2.1. FLASH TRIFASICO
<ul> <li>6.2.1. FLASH TRIFASICO</li></ul>
<ul> <li>6.2.1. FLASH TRIFASICO</li></ul>
<ul> <li>6.2.1. FLASH TRIFASICO</li></ul>
6.2.1. FLASH TRIFASICO
6.2.1. FLASH TRIFASICO       122         6.2.2. ADOÇAMENTO DA CORRENTE GASOSA       124         6.2.3. DESIDRATAÇÃO DO GÁS DOCE       125         6.3. SIMULAÇÃO DINÂMICA DA COLUNA DE DESIDRATAÇÃO       128         6.4. CONCLUSÕES       132         CAPÍTULO 7: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS         FUTUROS         122
6.2.1. FLASH TRIFASICO       122         6.2.2. ADOÇAMENTO DA CORRENTE GASOSA       124         6.2.3. DESIDRATAÇÃO DO GÁS DOCE       125         6.3. SIMULAÇÃO DINÂMICA DA COLUNA DE DESIDRATAÇÃO       128         6.4. CONCLUSÕES       132         CAPÍTULO 7: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS         133         7.1. CONCLUSÕES       133         7.2. SUCESTÕES PARA TRABALHOS EUTUROS
6.2.1. FLASH TRIFASICO       124         6.2.2. ADOÇAMENTO DA CORRENTE GASOSA       124         6.2.3. DESIDRATAÇÃO DO GÁS DOCE       125         6.3. SIMULAÇÃO DINÂMICA DA COLUNA DE DESIDRATAÇÃO       128         6.4. CONCLUSÕES       132         CAPÍTULO 7: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS         FUTUROS         7.1. CONCLUSÕES       133         7.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS       134         7.3. TRABALHOS DESENIVOL VIDOS DURANTE A ELADORAÇÃO DA TESE       124
6.2.1. FLASH TRIFASICO       122         6.2.2. ADOÇAMENTO DA CORRENTE GASOSA       124         6.2.3. DESIDRATAÇÃO DO GÁS DOCE       125         6.3. SIMULAÇÃO DINÂMICA DA COLUNA DE DESIDRATAÇÃO       128         6.4. CONCLUSÕES       132         CAPÍTULO 7: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS         133         7.1. CONCLUSÕES       133         7.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS       134         7.3. TRABALHOS DESENVOLVIDOS DURANTE A ELABORAÇÃO DA TESE. 134

7

ANEXO 1:	RESULTADOS PARA A SIMULAÇÃO DO PROCESS	O DE
	ADOÇAMENTO	
RESULTAD	DOS PARA A COLUNA DE ABSORÇÃO	
ANEXO 2:	RESULTADOS PARA A SIMULAÇÃO DO PROCESS	O DE
	DESIDRATAÇÃO	
PL	ANEJAMENTO FATORIAL 2 <sup>5</sup>	
1	ANÁLISE PARA H₂O	
1	ANÁLISE PARA TEG	
PL	ANEJAMENTO FATORIAL 2 <sup>4</sup>	
1	ANÁLISE PARA H2O	
1	ANÁLISE PARA TEG	
ANEXO 3:	RESUMO DOS RESULTADOS PARA A ANÁLISE DO	) PROCESSO
	DE ADOÇAMENTO	
AN	NÁLISE PARA A COLUNA DE ABSORÇÃO	151
PL	ANEJAMENTO FATORIAL 2 <sup>5</sup>	
PL	ANEJAMENTO FATORIAL 2 <sup>3</sup>	
ANEXO 4:	RESUMO DOS RESULTADOS PARA A ANÁLISE DO	) PROCESSO
	DE DESIDRATAÇÃO	
AN	IÁLISE PARA A COLUNA DE DESIDRATAÇÃO	
PL	ANEJAMENTO FATORIAL 2 <sup>5</sup>	
AN	JÁLISE PARA A COLUNA DE DESIDRATAÇÃO	
PL	ANEJAMENTO FATORIAL 2 <sup>4</sup>	

## **ÍNDICE DE FIGURAS**

<ul> <li>FIGURA 3.2 – PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS E FÍSICAS DO PROPANO</li></ul>	FIGURA 3.1 – PROPRIEDADES BÁSICAS DO PROPANO	18
FIGURA 3.3 – COEFICIENTES PARA EQUAÇÃO DE PRESSÃO DE VAPOR DO PROPANO       19         FIGURA 3.5 – DIAGRAMA P-T PARA O PROPANO       21         FIGURA 3.6 – DIAGRAMA P-V PARA O PROPANO (□ - FASE L, ∇ - FASE V)       21         FIGURA 3.7 – DIAGRAMA T-H PARA O PROPANO (□ - FASE L, ∇ - FASE V)       22         FIGURA 3.8 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA PAMPO       23         FIGURA 3.9 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA NAMORADO I       23         FIGURA 3.10 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA MAMORADO I       24         FIGURA 3.11 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA PAMPO       24         FIGURA 3.12 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA NAMORADO I       25         FIGURA 3.13 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA       25         FIGURA 3.14 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA       26         FIGURA 3.15 – DIAGRAMA PRESSÃO - FATOR DE COMPRESIBILIDADE Z PARA O GÁS DA       26         FIGURA 3.16 – DIAGRAMA PRESSÃO - CP/CV PARA O GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA       27         FIGURA 3.17 – DIAGRAMA DE EQUILÍBRIO T-XY PARA PROPANO – N-PENTANO       28         FIGURA 3.19 – COMPOSIÇÕES, EM FRAÇÃO MOLAR, DO FLASH TRIFÁSICO       30         FIGURA 3.20 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS PARA A PLATAFORMA PAMPO       32         FIGURA 3.21 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA PAMPO       33         FIGURA 3.22 – RESULTADOS DE FOR	FIGURA 3.2 – PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS E FÍSICAS DO PROPANO	18
FIGURA 3.5 – DIAGRAMA P-T PARA O PROPANO.       21         FIGURA 3.6 – DIAGRAMA P-V PARA O PROPANO (□ - FASE L, ∇ - FASE V)       21         FIGURA 3.7 – DIAGRAMA T-H PARA O PROPANO (□ - FASE L, ∇ - FASE V)       22         FIGURA 3.8 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA PAMPO.       23         FIGURA 3.9 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA NAMORADO I       23         FIGURA 3.10 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA MAMORADO I       24         FIGURA 3.11 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA PAMPO       24         FIGURA 3.12 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA NAMORADO I       25         FIGURA 3.13 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA       25         FIGURA 3.14 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA       25         FIGURA 3.15 – DIAGRAMA PESSÃO - FATOR DE COMPRESIBILIDADE Z PARA O GÁS DA       26         FIGURA 3.15 – DIAGRAMA PRESSÃO - CP/CV PARA O GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA       27         FIGURA 3.16 – DIAGRAMA DE EQUILÍBRIO T-XY PARA PROPANO – N-PENTANO       28         FIGURA 3.17 – DIAGRAMA DE EQUILÍBRIO XY PARA PROPANO – N-PENTANO       28         FIGURA 3.18 – TABELA DE RESULTADOS DO FLASH TRIFÁSICO       30         FIGURA 3.20 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS PARA A PLATAFORMA PAMPO       32         FIGURA 3.21 – CONDIÇÕES, PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA PAMPO       33         FIGURA 3.22 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDR	FIGURA 3.3 – COEFICIENTES PARA EQUAÇÃO DE PRESSÃO DE VAPOR DO PROPANO	19
<ul> <li>FIGURA 3.6 – DIAGRAMA P-V PARA O PROPANO (□ - FASE L, ∇- FASE V)</li> <li>21</li> <li>FIGURA 3.7 – DIAGRAMA T-H PARA O PROPANO (□ - FASE L, ∇- FASE V)</li> <li>22</li> <li>FIGURA 3.8 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA PAMPO</li> <li>23</li> <li>FIGURA 3.9 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA NAMORADO I</li> <li>23</li> <li>FIGURA 3.10 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA NAMORADO I</li> <li>24</li> <li>FIGURA 3.11 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA PAMPO</li> <li>24</li> <li>FIGURA 3.12 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA NAMORADO I</li> <li>25</li> <li>FIGURA 3.13 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA</li> <li>25</li> <li>FIGURA 3.14 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA</li> <li>26</li> <li>FIGURA 3.15 – DIAGRAMA PARESSÃO - FATOR DE COMPRESIBILIDADE Z PARA O GÁS DA</li> <li>PLATAFORMAS GAROUPA</li> <li>26</li> <li>FIGURA 3.15 – DIAGRAMA PRESSÃO - CP/CV PARA O GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA</li> <li>27</li> <li>FIGURA 3.16 – DIAGRAMA DE EQUILÍBRIO T-XY PARA PROPANO – N-PENTANO</li> <li>28</li> <li>FIGURA 3.17 – DIAGRAMA DE EQUILÍBRIO XY PARA PROPANO – N-PENTANO</li> <li>28</li> <li>FIGURA 3.18 – TABELA DE RESULTADOS DO FLASH TRIFÁSICO</li> <li>30</li> <li>FIGURA 3.20 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS PARA A PLATAFORMA PAMPO</li> <li>32</li> <li>FIGURA 3.21 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA NAMORADO I</li> <li>34</li> <li>FIGURA 3.22 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA NAMORADO I</li> <li>34</li> <li>FIGURA 3.23 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA NAMORADO I</li> <li>34</li> <li>FIGURA 3.24 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA NAMORADO I</li> <li>35</li> <li>FIGURA 3.25 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA GAROUPA</li> <li>35</li> <li>FIGURA 3.26 – RESULTADOS DO VALOR DE AQUECIMENTO PARA O GÁS DE PAMPO</li> <li>39</li> <li>FIGURA 3.27 – RESULTADOS DO CONTEÚDO DE ÁGUA PARA O GÁS DE PAMPO</li> <li>39</li> <li>FIGURA 3.27 – RESULTADOS DO CONTEÚDO DE ÁGUA PARA O GÁS DE PAMPO</li></ul>	FIGURA 3.5 – DIAGRAMA P-T PARA O PROPANO	21
<ul> <li>FIGURA 3.7 – DIAGRAMA T-H PARA O PROPANO (□ - FASE L, ∇- FASE V)</li></ul>	Figura 3.6 – Diagrama P-V para o propano ( $\Box$ - fase L, $\nabla$ - fase V)	21
FIGURA 3.8 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA PAMPO       23         FIGURA 3.9 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA NAMORADO I       23         FIGURA 3.10 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA       24         FIGURA 3.11 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA PAMPO       24         FIGURA 3.12 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA NAMORADO I       25         FIGURA 3.13 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA       25         FIGURA 3.14 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA       26         FIGURA 3.15 – DIAGRAMA PRESSÃO - FATOR DE COMPRESIBILIDADE Z PARA O GÁS DA       26         FIGURA 3.15 – DIAGRAMA PRESSÃO - CP/CV PARA O GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA       27         FIGURA 3.16 – DIAGRAMA PRESSÃO - CP/CV PARA O GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA       28         FIGURA 3.17 – DIAGRAMA DE EQUILÍBRIO T-XY PARA PROPANO – N-PENTANO       28         FIGURA 3.18 – TABELA DE RESULTADOS DO FLASH TRIFÁSICO       30         FIGURA 3.19 – COMPOSIÇÕES, EM FRAÇÃO MOLAR, DO FLASH TRIFÁSICO       30         FIGURA 3.20 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA NAMORADO       32         FIGURA 3.21 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA NAMORADO       34         FIGURA 3.23 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA NAMORADO       34         FIGURA 3.24 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA GAROUPA       35         FIGURA	FIGURA 3.7 – DIAGRAMA T-H PARA O PROPANO (🖵 - FASE L, V- FASE V)	22
<ul> <li>FIGURA 3.9 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA NAMORADO I</li> <li>23</li> <li>FIGURA 3.10 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA</li> <li>24</li> <li>FIGURA 3.11 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA PAMPO</li> <li>24</li> <li>FIGURA 3.12 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA NAMORADO I</li> <li>25</li> <li>FIGURA 3.13 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA</li> <li>25</li> <li>FIGURA 3.14 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA</li> <li>25</li> <li>FIGURA 3.14 – DIAGRAMA PRESSÃO - FATOR DE COMPRESIBILIDADE Z PARA O GÁS DA</li> <li>PLATAFORMAS GAROUPA</li> <li>26</li> <li>FIGURA 3.15 – DIAGRAMA PRESSÃO - CP/CV PARA O GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA</li> <li>27</li> <li>FIGURA 3.16 – DIAGRAMA DE EQUILÍBRIO T-XY PARA PROPANO – N-PENTANO</li> <li>28</li> <li>FIGURA 3.17 – DIAGRAMA DE EQUILÍBRIO XY PARA PROPANO – N-PENTANO</li> <li>28</li> <li>FIGURA 3.18 – TABELA DE RESULTADOS DO FLASH TRIFÁSICO</li> <li>30</li> <li>FIGURA 3.20 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS PARA A PLATAFORMA PAMPO</li> <li>32</li> <li>FIGURA 3.21 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA NAMORADO I</li> <li>34</li> <li>FIGURA 3.22 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA NAMORADO I</li> <li>34</li> <li>FIGURA 3.23 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA NAMORADO I</li> <li>34</li> <li>FIGURA 3.24 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA NAMORADO I</li> <li>34</li> <li>FIGURA 3.25 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA GAROUPA</li> <li>35</li> <li>FIGURA 3.26 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA GAROUPA</li> <li>35</li> <li>FIGURA 3.27 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA GAROUPA</li> <li>39</li> <li>FIGURA 3.26 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA GAROUPA</li> <li>39</li> <li>FIGURA 3.27 – RESULTADOS DO VALOR DE AQUECIMENTO PARA O GÁS DE PAMPO</li> <li>39</li> <li>FIGURA 3.27 – RESULTADOS DO CONTEÚDO DE ÁGUA PARA O GÁS DE PAMPO</li> </ul>	Figura 3.8 – Propriedades críticas para gás da Plataforma Pampo	23
<ul> <li>FIGURA 3.10 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA</li></ul>	Figura 3.9 – Propriedades críticas para gás da Plataforma Namorado I	23
<ul> <li>FIGURA 3.11 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA PAMPO</li></ul>	FIGURA 3.10 – PROPRIEDADES CRÍTICAS PARA GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA	24
<ul> <li>FIGURA 3.12 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA NAMORADO I</li></ul>	Figura 3.11 – Diagrama P-T para gás da Plataforma Pampo	24
<ul> <li>FIGURA 3.13 – DIAGRAMA P-T PARA GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA</li></ul>	Figura 3.12 – Diagrama P-T para gás da Plataforma Namorado I	25
<ul> <li>FIGURA 3.14 – DIAGRAMA PRESSÃO - FATOR DE COMPRESIBILIDADE Z PARA O GÁS DA</li> <li>PLATAFORMAS GAROUPA</li></ul>	Figura 3.13 – Diagrama P-T para gás da Plataforma Garoupa	25
PLATAFORMAS GAROUPA       26         FIGURA 3.15 – DIAGRAMA PRESSÃO – CP/CV PARA O GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA       27         FIGURA 3.16 – DIAGRAMA DE EQUILÍBRIO T-XY PARA PROPANO – N-PENTANO.       28         FIGURA 3.17 – DIAGRAMA DE EQUILÍBRIO XY PARA PROPANO – N-PENTANO       28         FIGURA 3.18 – TABELA DE RESULTADOS DO FLASH TRIFÁSICO       30         FIGURA 3.19 – COMPOSIÇÕES, EM FRAÇÃO MOLAR, DO FLASH TRIFÁSICO       30         FIGURA 3.20 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS PARA A PLATAFORMA PAMPO       32         FIGURA 3.21 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA PAMPO       33         FIGURA 3.22 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS PARA A PLATAFORMA NAMORADO       34         FIGURA 3.23 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA NAMORADO I       34         FIGURA 3.24 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA NAMORADO I 34       32         FIGURA 3.25 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA GAROUPA       35         FIGURA 3.26 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA GAROUPA       35         FIGURA 3.26 – RESULTADOS DO VALOR DE AQUECIMENTO PARA O GÁS DE PAMPO       39         FIGURA 3.27 – RESULTADOS DO CONTEÚDO DE ÁGUA PARA O GÁS DE PAMPO       39	FIGURA 3.14 – DIAGRAMA PRESSÃO - FATOR DE COMPRESIBILIDADE Z PARA O GÁS DA	
<ul> <li>FIGURA 3.15 – DIAGRAMA PRESSÃO – CP/CV PARA O GÁS DA PLATAFORMA GAROUPA 27</li> <li>FIGURA 3.16 – DIAGRAMA DE EQUILÍBRIO T-XY PARA PROPANO – N-PENTANO</li></ul>	Plataformas Garoupa	26
<ul> <li>FIGURA 3.16 – DIAGRAMA DE EQUILÍBRIO T-XY PARA PROPANO – N-PENTANO</li></ul>	Figura 3.15 – Diagrama Pressão – Cp/Cv para o gás da Plataforma Garoupa 2	27
<ul> <li>FIGURA 3.17 – DIAGRAMA DE EQUILÍBRIO XY PARA PROPANO – N-PENTANO</li></ul>	Figura 3.16 – Diagrama de equilíbrio T-xy para propano – n-pentano	28
<ul> <li>FIGURA 3.18 – TABELA DE RESULTADOS DO FLASH TRIFÁSICO</li></ul>	FIGURA 3.17 – DIAGRAMA DE EQUILÍBRIO XY PARA PROPANO – N-PENTANO	28
<ul> <li>FIGURA 3.19 – COMPOSIÇÕES, EM FRAÇÃO MOLAR, DO FLASH TRIFÁSICO</li></ul>	Figura 3.18 – Tabela de resultados do flash trifásico	30
<ul> <li>FIGURA 3.20 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS PARA A PLATAFORMA PAMPO</li></ul>	Figura 3.19 – Composições, em fração molar, do flash trifásico	30
<ul> <li>FIGURA 3.21 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA PAMPO</li></ul>	Figura 3.20 – Resultados de formação de hidratos para a Plataforma Pampo 3	32
<ul> <li>FIGURA 3.22 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS PARA A PLATAFORMA NAMORADO</li> <li>I</li></ul>	Figura 3.21 – Condições para formação de hidratos na Plataforma Pampo	33
I	Figura 3.22 – Resultados de formação de hidratos para a Plataforma Namorado	0
FIGURA 3.23 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA NAMORADO I 34 FIGURA 3.24 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS PARA A PLATAFORMA GAROUPA 35 FIGURA 3.25 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA GAROUPA 35 FIGURA 3.26 – RESULTADOS DO VALOR DE AQUECIMENTO PARA O GÁS DE PAMPO	Ι	34
FIGURA 3.24 – RESULTADOS DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS PARA A PLATAFORMA GAROUPA 35 FIGURA 3.25 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA GAROUPA 35 FIGURA 3.26 – RESULTADOS DO VALOR DE AQUECIMENTO PARA O GÁS DE PAMPO	Figura 3.23 – Condições para formação de hidratos na Plataforma Namorado I 3	34
FIGURA 3.25 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA GAROUPA 35 FIGURA 3.26 – RESULTADOS DO VALOR DE AQUECIMENTO PARA O GÁS DE PAMPO	Figura 3.24 – Resultados de formação de hidratos para a Plataforma Garoupa 3	35
Figura 3.26 – Resultados do valor de aquecimento para o gás de Pampo	FIGURA 3.25 – CONDIÇÕES PARA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NA PLATAFORMA GAROUPA 3	35
FIGURA 3.27 – RESULTADOS DO CONTEÚDO DE ÁGUA PARA O GÁS DE PAMPO 39	Figura 3.26 – Resultados do valor de aquecimento para o gás de Pampo	39
	Figura 3.27 – Resultados do conteúdo de água para o gás de Pampo	39

Figura 3.28 – Resultados do valor de aquecimento para o gás de Namorado I 40
FIGURA 3.29 – RESULTADOS DO CONTEÚDO DE ÁGUA PARA O GÁS DE NAMORADO I
FIGURA 3.30 – RESULTADOS DO VALOR DE AQUECIMENTO PARA O GÁS DE GAROUPA 41
FIGURA 3.31 – RESULTADOS DO CONTEÚDO DE ÁGUA PARA O GÁS DE GAROUPA 41
Figura 4.1 - Fluxograma do Processo de Adoçamento
Figura 4.2 - Seletividade para $H_2S$
FIGURA 4.3 - SELETIVIDADE PARA CO <sub>2</sub>
FIGURA 4.4 - PERDA DE AMINA NA CORRENTE DE GÁS TRATADO
FIGURA 4.5 - EFEITO DA COMPOSIÇÃO DE AMINA NO FLUXO DE GÁS ÁCIDO
FIGURA 4.6 - EFEITO DO NÚMERO DE ESTÁGIOS NO FLUXO DE GÁS ÁCIDO
FIGURA 4.7 – ESQUEMA PARA O PLANEJAMENTO FATORIAL 2 <sup>5</sup>
FIGURA 4.8 – DIAGRAMA DOS EFEITOS PRINCIPAIS PARA H <sub>2</sub> S
Figura 4.9 - Diagrama das interações para $H_2S$
Figura 4.10 – Diagrama Pareto dos efeitos Padronizados para $H_2S$
FIGURA 4.11 – DIAGRAMA DOS EFEITOS PRINCIPAIS PARA CO2
FIGURA 4.12 – DIAGRAMA DAS INTERAÇÕES PARA CO <sub>2</sub>
FIGURA 4.13 – DIAGRAMA PARETO DOS EFEITOS PADRONIZADOS PARA CO2
FIGURA 4.14 – DIAGRAMA DOS EFEITOS PRINCIPAIS PARA DEA
FIGURA 4.15 – DIAGRAMA DAS INTERAÇÕES PARA DEA
FIGURA 4.16 – DIAGRAMA PARETO DOS EFEITOS PADRONIZADOS PARA DEA
FIGURA 4.17 – SUPERFÍCIE DE RESPOSTA PARA A FRAÇÃO MOLAR DE $H_2S$ , O FLUXO DA
solução e a Temperatura (% de massa de Amina fixo, igual a 27,5) 66
Figura 4.18 – Superfície de resposta para a fração molar de $ m CO_2$ , o fluxo da
solução e a Temperatura (% de massa de Amina fixo, igual a 27,5) 67
Figura 4.19 – Superfície de resposta para a fração molar de Amina, o fluxo da
solução e a Temperatura (% de massa de Amina fixo, igual a 27,5) 67
Figura 4.20 - Diagrama de Contorno Sobreposto (Temperatura - Fluxo da
Solução de Amina)
Figura 4.21 – Superfície de resposta para a fração molar de $H_2S$ , a % em massa de
Amina e o fluxo da solução (com Temperatura fixa, igual a $26^{\circ}$ C)
FIGURA 4.22 – Superfície de resposta para o $CO_2$ , a % em massa de Amina e o fluxo
da solução (com Temperatura fixa, igual a 26°C)

FIGURA 4.23 – SUPERFÍCIE DE RESPOSTA PARA A FRAÇÃO MOLAR DE AMINA, A % EM MASSA
de Amina e o fluxo da solução (com Temperatura fixa, igual a $26^{\circ}$ C)
FIGURA 4.24 - DIAGRAMA DE CONTORNO SOBREPOSTO DE FRAÇÃO DE DEA - FLUXO DA
Solução, com Temperatura fixa em 25°C72
FIGURA 4.25 – Superfície de resposta para a Fração Molar de $H_2S$ , a Temperatura e
a % em massa de Amina (com o fluxo da solução fixo em 190 USGPM)
FIGURA 4.26 – SUPERFÍCIE DE RESPOSTA PARA A FRAÇÃO MOLAR DE CO <sub>2</sub> , A TEMPERATURA
e a % em massa de Amina (com o fluxo da solução fixo, igual a 190 USGPM).
FIGURA 4.27 – SUPERFÍCIE DE RESPOSTA PARA A FRAÇÃO MOLAR DE AMINA, TEMPERATURA
e a % em massa de Amina (com o fluxo da solução fixo, igual a 190 USGPM).
FIGURA 4.28 - DIAGRAMA DE CONTORNO SOBREPOSTO (TEMPERATURA - FRAÇÃO DE DEA)
FIGURA 4.29 - DIAGRAMA DOS EFEITOS PRINCIPAIS PARA A ENERGIA NO CONDENSADOR 77
FIGURA 4.30 - DIAGRAMA DOS EFEITOS PRINCIPAIS PARA A ENERGIA NO REFERVEDOR 78
FIGURA 4.31 - GRÁFICO DOS EFEITOS PRINCIPAIS PARA O CO2
FIGURA 4.32 - GRÁFICO DOS EFEITOS PRINCIPAIS PARA O $H_2S$
FIGURA 4.33 - DIAGRAMA DE CONTORNO SOBREPOSTO PARA NÚMERO DE ESTÁGIOS -
Posição de Alimentação (com a Temperatura de Alimentação fixa em 95°C) 81
FIGURA 4.34 - DIAGRAMA DE CONTORNO SOBREPOSTO PARA POSIÇÃO DE ALIMENTAÇÃO -
TEMPERATURA (COM O NÚMERO DE ESTÁGIOS FIXO EM 17)
FIGURA 4.35 - DIAGRAMA DE CONTORNO SOBREPOSTO PARA NÚMERO DE ESTÁGIOS -
Temperatura de Alimentação (com a Posição de Alimentação no estágio 5) 82
Figura 4.36 - Diagrama de Contorno Sobreposto para Número de Estágios -
Temperatura de Alimentação (com a Posição de Alimentação no estágio 3) 83
Figura 4.36 – Fluxo de $H_2S$ usando concentrações baixas de aminas
Figura 4.37 – Fluxo de $H_2S$ usando concentrações altas de aminas
FIGURA 4.38 – FLUXO DE CO <sub>2</sub> USANDO CONCENTRAÇÕES BAIXAS DE AMINAS
FIGURA 4.39 – FLUXO DE CO <sub>2</sub> USANDO CONCENTRAÇÕES ALTAS DE AMINAS 86
FIGURA 4.40 – Amina arrastada na corrente de gás, usando concentrações baixas

FIGURA 5.1 – FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE DESIDRATAÇÃO
Figura 5.2 – Diagrama dos efeitos principais para $H_2O$
FIGURA 5.3 – DIAGRAMA DOS EFEITOS PRINCIPAIS PARA TEG
Figura 5.4 – Diagrama dos efeitos principais para $H_2O$
Figura 5.5 – Diagrama Pareto dos efeitos para $H_2O$
FIGURA 5.6 – DIAGRAMA DOS EFEITOS PRINCIPAIS PARA TEG
FIGURA 5.7 – DIAGRAMA PARETO DOS EFEITOS PARA TEG
$FIGURA 5.8 - SUPERFÍCIE VAZÃO - PRESSÃO PARA H_2O \dots 102$
FIGURA 5.9 – SUPERFÍCIE VAZÃO - PRESSÃO PARA TEG 103
FIGURA 5.10 – DIAGRAMA DE CONTORNO SOBREPOSTO VAZÃO - PRESSÃO 104
FIGURA 5.11 – SUPERFÍCIE VAZÃO - TEMPERATURA PARA $H_2O$ 105
Figura 5.12 – Superfície Vazão - Temperatura para TEG
Figura 5.13 – Diagrama de contorno sobreposto Vazão - Temperatura 107
FIGURA 5.14 – SUPERFÍCIE VAZÃO - % MASSA PARA $H_2O$
FIGURA 5.15 – SUPERFÍCIE VAZÃO - % MASSA PARA TEG
FIGURA 5.16 – DIAGRAMA DE CONTORNO SOBREPOSTO VAZÃO - % MASSA 110
Figura 5.17 – Superfície % massa - Pressão para $H_2O$
Figura 5.18 – Superfície % massa - Pressão para TEG 112
Figura 5.19 – Diagrama de contorno sobreposto % massa - Pressão 112
Figura 5.20 – Superfície % massa - Temperatura para $H_2O$ 113
Figura 5.21 – Superfície % massa - Temperatura para TEG 114
Figura 5.22 – Diagrama de contorno sobreposto % massa - Temperatura
Figura 5.23 – Superfície Pressão - Temperatura para $H_2O$
Figura 5.24 – Superfície Pressão - Temperatura para TEG 116
FIGURA 5.25 – DIAGRAMA DE CONTORNO SOBREPOSTO PRESSÃO – TEMPERATURA 116
Figura 6.1 - Fluxograma do processo integrado de tratamento de gás natural 119
FIGURA 6.2 – CARACTERÍSTICAS DE UM GÁS DE RESERVATÓRIO
Figura 6.3 – Composição do gás de reservatório
FIGURA 6.4 – Composição do gás de reservatório
FIGURA 6.5 – COMPOSIÇÃO DO GÁS DE RESERVATÓRIO

A sign of a specific structure of specific structure.

FIGURA 6.6 – OPERAÇÃO <i>FLASH</i>
Figura 6.7 – Alimentação e correntes resultantes da separação <i>flash</i> 122
Figura 6.8 – Composições das correntes resultantes da separação <i>flash</i> 123
Figura 6.9 – Alimentação e correntes resultantes do adoçamento do gás 124
Figura 6.10 – Composições das correntes resultantes do adoçamento do gás 125
Figura 6.11 – Alimentação e correntes resultantes da desidratação do gás 126
Figura 6.12 – Composições das correntes resultantes da desidratação do gás 126
Figura 6.13 – Verificação do poder calorífico da corrente do gás seco 127
Figura 6.14 – Verificação da quantidade de água na corrente do gás seco 128
Figura 6.15 – Efeito da Vazão de Alimentação na Fração Molar de H $_2O$ na
CORRENTE DE GÁS SECO 129
Figura 6.16 – Efeito da Vazão de Alimentação na Fração Molar de TEG na
CORRENTE DE GÁS SECO 129
Figura 6.17 – Efeito da Vazão da solução de TEG na Fração Molar de H <sub>2</sub> O na
CORRENTE DE GÁS SECO
Figura 6.18 – Efeito da Vazão da solução de TEG na Fração Molar de TEG na
CORRENTE DE GÁS SECO

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 – Constituintes do Gás Natural
Tabela 3.2 – Composições de Gás Natural nas Unidades de Compressão
INSTALADAS NA BACIA DE CAMPOS16
TABELA 3.3 – ESPECIFICAÇÕES DO GÁS NATURAL PARA TRANSPORTE EM TUBULAÇÕES 37
TABELA 4.1 – Aminas e suas faixas de concentração na alimentação
TABELA 4.2 - FATORES E NÍVEIS PARA A COLUNA DE ABSORÇÃO
TABELA 4.3 – PLANEJAMENTO FATORIAL PARA A COLUNA DE ABSORÇÃO
TABELA 4.4 – ANÁLISE DE SUPERFÍCIE DE RESPOSTA PARA A COLUNA DE ABSORÇÃO
TABELA 4.5 - FATORES E NÍVEIS PARA O REGENERADOR
TABELA 4.6 – ANÁLISE FATORIAL PARA O REGENERADOR
TABELA 4.7 – ANÁLISE DE SUPERFÍCIE DE RESPOSTA PARA O REGENERADOR
TABELA 5.1 – FATORES E NÍVEIS PARA A COLUNA DE ABSORÇÃO
Tabela 5.2 – Planejamento fatorial $2^5$ para a coluna de absorção
TABELA 5.3 – PLANEJAMENTO FATORIAL 2 <sup>4</sup> PARA A COLUNA DE ABSORÇÃO
TABELA 5.4 – ANÁLISE DE SUPERFÍCIE DE RESPOSTA PARA A COLUNA DE ABSORÇÃO 101

## CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO E OBJETIVOS DESTE TRABALHO

### 1.1 INTRODUÇÃO

Os constituintes desejáveis do óleo bruto e do gás natural são os hidrocarbonetos. Estes compostos vão de metano a hidrocarbonetos parafínicos com 33 átomos de carbono e a hidrocarbonetos aromáticos polinucleares com 20 ou mais átomos de carbono; gás natural é principalmente metano. Óleo bruto é constituído, primordialmente, de hidrocarbonetos líquidos tendo 4 ou mais átomos de carbono. O gás natural, produzido a partir de um reservatório de gás, pode conter pequenas quantidades de hidrocarbonetos mais pesados, os quais são separados como um líquido chamado "condensado".

Gás natural tem sido usado comercialmente como combustível há 150 anos na América e a centenas de anos na China. A produção, processamento e distribuição do gás natural se tornou um importante segmento da economia e é um fator crucial no mercado de energia no mundo.

Plantas de processamento de gás natural são, usualmente, projetadas para remover certos produtos, como gases ácidos e componentes condensáveis, necessários para produzir o gás em condições de mercado, isto é, gasolina natural, butano, propano, etano e metano.

As plantas podem também ser projetadas para recuperar enxofre a partir do gás H<sub>2</sub>S. Outra função das plantas é separar hidrocarbonetos

líquidos em várias misturas ou produtos puros pelo uso de colunas fracionadoras.

O primeiro passo, no entanto, é o tratamento do gás natural. Primeiramente, os gases ácidos têm que ser removidos num processo que é conhecido como "adoçamento"<sup>1</sup> do gás natural. Posteriormente, água líquida ou em forma de vapor tem que ser removida, num processo de desidratação. Estes processos são fundamentais para o tratamento de gás natural, pois, para sua comercialização, o gás tem que cumprir com rigorosas especificações de conteúdo de H<sub>2</sub>S e de água.

Dentro deste contexto, o objetivo geral deste trabalho é:

Estudar os processos de adoçamento e desidratação de gás natural e determinar condições de operação ótimas para estes processos, obtendo como produto um gás natural que cumpra com especificações para sua comercialização. Além disso, o Simulador Comercial de Processos HYSYS.PROCESS<sup>®</sup> será usado e a metodologia de utilização, em cada caso, será desenvolvida para posterior aplicação na indústria.

Os objetivos específicos são:

- Usar os recursos do simulador HYSYS<sup>®</sup> para determinar as propriedades tanto dos componentes puros do gás natural, como de correntes de gás natural propriamente ditas.
- Elaborar os diagramas mais comumente usados para representar o comportamento das fases de uma corrente de gás, usando o simulador.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> A partir daqui, a palavra adoçamento não virá mais entre aspas, pois é uma palavra já normalmente usada nesta área

- Estudar e predizer a formação de hidratos.
- Desenvolver uma metodologia para o processo de adoçamento de gás natural com soluções de aminas, usando as ferramentas do simulador HYSYS<sup>®</sup>.
- Otimizar o processo de adoçamento usando técnicas estatísticas de planejamento de experimentos.
- Desenvolver uma metodologia para o processo de desidratação de gás natural com trietilenoglicol, usando as ferramentas do simulador HYSYS<sup>®</sup>.
- Otimizar o processo de desidratação usando técnicas estatísticas de planejamento de experimentos.
- Desenvolver uma metodologia para um sistema que integre ambos os processos de tratamento do gás natural, também, usando as ferramentas do simulador HYSYS<sup>®</sup>.

### **1.2. ORGANIZAÇÃO DA TESE**

A tese está organizada em 7 capítulos. O Capítulo 1 faz a introdução do trabalho e apresenta os objetivos gerais e específicos deste projeto de tese. O Capítulo 2 apresenta uma revisão dos trabalhos publicados relacionados ao assunto do gás natural e seu tratamento.

O Capítulo 3 trata da caracterização do gás natural. Esta caracterização foi desenvolvida usando os recursos do simulador HYSYS.PROCESS<sup>®</sup> para determinar as propriedades de uma corrente de gás, elaborar diagramas termodinâmicos e predizer se há formação de hidratos.

O Capítulo 4 trata do processo de adoçamento do gás natural, o qual consiste em remover os gases ácidos (CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S) da corrente do gás, usando soluções de aminas. Técnicas de planejamento de experimentos, tais como planejamento fatorial e análise de superfície de resposta, foram usadas para a otimização do processo. O simulador comercial HYSYS.PROCESS<sup>®</sup> foi usado para realizar as simulações e o software estatístico MINITAB para o planejamento fatorial e a análise de superfície de resposta.

O Capítulo 5 trata do processo de desidratação do gás natural com trietilenoglicol (TEG). Como no capítulo anterior, técnicas de planejamento fatorial e superfície de resposta foram usadas para a otimização do processo. O software usado neste capítulo foi o mesmo usado no capítulo anterior.

No Capítulo 6, mostra-se a aplicação de um processo integrado de tratamento de gás natural, onde ambos os processos, de adoçamento e de desidratação, trabalham simultaneamente.

No Capítulo 7, são apresentadas as conclusões do trabalho de tese, sugestões para trabalhos futuros e os trabalhos publicados e apresentados em eventos e congressos nacionais e internacionais.

## CAPÍTULO 2: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Existe uma extensa bibliografia sobre o gás natural, sua exploração e produção. Alguns livros especializados que apresentam uma abordagem geral acerca do gás natural, suas propriedades, seu processamento e os processos relacionados com este são: Katz and Lee (1990), Beggs (1984), Manning and Thompson (1991), Arnold and Stewart (1999), Matar and Hatch (2001) e Leecraft (1987). Outros livros apresentam uma abordagem específica como Kohl and Riesenfeld (1985), que trata de processos de purificação do gás natural e Maddox (1998) que trata especificamente do processo de adoçamento do gás natural.

Muitos trabalhos têm sido publicados tratando de muitos temas relacionados ao gás natural. Na continuação, será dada uma breve descrição de alguns artigos relevantes a este trabalho de tese.

Um assunto importante no processamento de gás natural é a inibição de hidratos nas correntes de gás, já que estes podem gerar graves problemas nos equipamentos, tais como bloqueio das tubulações e corrosão.

Covington *et al.* (1997) falam da formação de hidratos, suas consequências e propõem métodos para evitar a formação destes.

Bishnoi and Dholabhai (1999), apresentam um trabalho sobre as condições de equilíbrio para a formação de hidratos no gás natural, propondo como inibidores metanol e soluções eletrolíticas. Um outro tema importante para este trabalho é a remoção dos gases ácidos,  $CO_2$  e  $H_2S$ , com aminas. Há vários artigos publicados relacionados a este tema, contendo desde modelos matemáticos até análises para uma melhor operação das unidade de adoçamento.

Tennyson and Schaaf (1977) oferecem um guia para a decisão do melhor processo para o tratamento do gás. Este processo depende das condições do gás e das especificações desejadas do produto.

As aminas, principalmente em contato com CO<sub>2</sub>, podem causar sérios problemas de corrosão nos equipamentos. Hawkes and Mago (1971) falam da corrosão em unidades de tratamento com MEA (Monoetanol amina) e propõem métodos para evitar a corrosão, adicionando inibidores ao processo. De forma similar, Baker (1975), trata sobre o controle completo da corrosão em plantas de hidrogênio e CO<sub>2</sub>, em unidades de tratamento com aminas.

Entre os métodos para inibição da corrosão, o mais citado é o uso do sistema inibidor Amine Guard. Kelly (1977) menciona que o uso do sistema de tratamento Amine Guard, fabricado pela Union Carbide, economiza energia, ao reduzir ou número de paradas para manutenção. Butwell *et al.* (1979) apresentam outro artigo referente ao sistema inibidor Amine Guard III e, de forma similar, Kosseim *et al.* (1984), comentam sobre a eficiência do sistema Amine Guard em refinarias e plantas de tratamento de gás natural, diminuíndo os custos de operação e aumentando a capacidade da planta.

Richert *et al.* (1989) analisam até que ponto as rachaduras causadas pela corrosão, nos equipamentos, podem ser atribuídas à amina usada em unidades de adoçamento de aminas. Este estudo é baseado numa amostragem realizada na indústria.

Outros trabalhos descrevem modelos matemáticos de equilíbrio líquido-vapor para gases ácido e soluções de aminas, como Kent and Eisenberg (1976), Kuranov *et al.* (1997), e Abdi and Meisen (1999); modelos de solubilidade como Deshmukh and Mather (1981), e Jou *et al.* (1982); modelos para o cálculo da entalpia de solução CO<sub>2</sub>-amina, Kahrim and Mather (1980) e, ainda, modelos cinéticos, como Savage and Kim (1985).

Bullin and Polasek (1982) comentam sobre a seletividade das aminas para а remoção de gases ácidos. As aminas MEA (monoetanolamina), DEA (dietanolamina) e MDEA (metildietanolamina) são comparadas usando o simulador TSWEET. Outros trabalhos relacionados com o processo de absorção seletiva para a remoção dos gases ácidos, incluem os de Frazier and Kohl (1950), Ouwerkerk (1978), Sigmund et al. (1981) e Blanc *et al.* (1981).

Polasek *et al.* (1992) investigam o uso de uma mistura de aminas contendo metildietanolamina (MDEA), monoetanolamina (MEA) e dietanolamina (DEA) para vários casos de pressão do gás e concentração de gases ácidos, usando o simulador TSWEET. Os resultados mostraram que, para altas pressões, as misturas de aminas tiveram pouca ou nenhuma vantagem nos casos estudados. Por outro lado, para baixas pressões, usando a amina MDEA, não foi possível atingir os requerimentos do gás residual. Eles analisam que, nestes casos, o uso de misturas de aminas pode melhorar o desempenho da planta.

Em outro trabalho Polasek and Bullin (1994) consideram que a seleção de uma amina para o processo de adoçamento de gás é complexo e deve estar baseado em várias considerações do processo. No trabalho eles analisaram estes fatores baseados em dados experimentais e através do simulador TSWEET. O trabalho de Polasek and Bullin mostrou que a

seleção apropriada da amina pode ter um impacto importante no desempenho e custo da unidade de adoçamento.

Daviet *et al.* (1984) e Spears *et al.* (1996) relatam as vantagens da mudança de processo de DEA para MDEA; enquanto que Sartori and Savage (1983), e Goldstein *et al.* (1984) comentam sobre um novo tipo de amina – *sterically hindered amine* –, a qual melhora a absorção dos gases ácidos. Towler *et al.* (1997) apresentam tecnologias para a remoção de H<sub>2</sub>S a concentrações ultra baixas e Watanabe (1999) apresenta um método de separação de CO<sub>2</sub> baseado em membranas para uso em gás doméstico.

No trabalho de Lunsford and Bullin (1996) sobre otimização de unidades de adoçamento de aminas, é mostrado como o incremento no uso de aminas seletivas, as quais priorizam a absorção de H<sub>2</sub>S à de CO<sub>2</sub>, para adoçamento de gás tem trazido benefícios econômicos, incluindo uma diminuição no tamanho dos equipamentos, baixas taxas de circulação e altas concentrações globais de amina. Estas aminas seletivas absorvem H<sub>2</sub>S na presença de CO<sub>2</sub>, seja por efeito de solubilidade ou por efeitos cinéticos. Além disto, misturas contendo aminas seletivas podem ser formuladas para permitir uma certa quantidade de CO<sub>2</sub> remanescente no gás processado.

Lunsford and Bullin (1996) também analisam que incrementos na concentração do gás ácido podem resultar num gás doce que não cumpra com a especificação de CO<sub>2</sub>. Dado que adicionar mais equipamentos pode ser muito caro, variáveis tais como o incremento da concentração de aminas, uso de misturas de aminas e variações fracas da temperatura da amina foram estudadas para se analisar como elas afetam o processo de adoçamento. Isto porque estas variáveis requerem um pequeno ou nenhum gasto de capital comparado com outras alternativas, tais como aumentar a área de caldeira ou a capacidade de bombeamento. Ballard (1966) oferece diretrizes para a operação e a manutenção de plantas de tratamento de gás natural com aminas.

Com relação à desidratação do gás natural, além da informação encontrada sobre os processos em livros especializados como Katz (1990) e Manning and Thompson (1991), alguns artigos referentes a este tema também foram encontrados.

Collie *et al.* (1998) discorrem sobre a seleção do solvente tanto para o processo de adoçamento quanto para a desidratação, em termos da minimização das emissões de compostos aromáticos nestes processos.

Hernandez-Valencia *et al.* (1992) estudam os efeitos de algumas variáveis com o objetivo de maximizar a eficiência das unidades de desidratação. Variáveis como a vazão, número de estágios na coluna de absorção e a temperatura foram analisadas.

Hlavinka *et al.* (1993) analisam a influência das condições de operação nas emissões de compostos voláteis orgânicos não aromáticos e BTEX (benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno) no regenerador, em unidades de desidratação, usando o simulador PROSIM. Ele conclui que as emissões são maiores quando a pressão é baixa e que um aumento na vazão de glicol (TEG), melhora a absorção de hidrocarbonetos (pelo glicol), incluindo BTEX.

Ebeling *et al.* (1998) propõem que a redução das emissões de BTEX está em função da escolha do agente apropriado para a desidratação. Além de reduzir as emissões, também reduziria os custos operacionais da unidade. As influências do trietilenoglicol (TEG), dietilenoglicol (DEG) e o etilenoglicol (EG), foram analisados. Segundo o estudo, na presença de BTEX, é mais aconselhável usar DEG ou EG do que TEG.

### 2.2. CONCLUSÕES

Neste Capítulo foi feita uma revisão das discussões, presentes na literatura, sobre a otimização de unidades de adoçamento para tratamento de gás natural, a seleção do tipo de amina, o uso de misturas de aminas e a desidratação do gás natural usando trietilenoglicol.

## CAPÍTULO 3 : CARACTERIZAÇÃO DO GÁS NATURAL

### 3.1. INTRODUÇÃO

A disposição do gás natural para transporte e venda envolve dois objetivos:

- Separação do gás natural dos líquidos livres (petróleo cru, água salgada) e dos sólidos arrastados (areia, ferrugem).
- Remoção de impurezas do gás natural e qualquer condensado para cumprir com as especificações de venda ou reinjeção enquanto sejam observadas todas as regulamentações do meio ambiente.

As especificações para a venda podem ser descritas mais facilmente em termos da composição e das propriedades dos hidrocarbonetos produzidos. Também, a seleção, o projeto e a operação dos processos necessários para a separação do gás do líquido e remoção das impurezas dependem das propriedades da corrente do reservatório.

Neste capítulo, serão analisados os seguintes tópicos: constituintes do gás natural, propriedades dos componentes puros e das correntes de gás natural, cálculos de equilíbrio de fases e elaboração de diagramas, formação de hidratos e especificações do gás para sua comercialização. Serão usadas as ferramentas do simulador HYSYS<sup>®</sup> tanto para a avaliação das propriedades como para a elaboração dos diagramas.

#### **3.2. UNIDADES**

As condições padrão para o gás natural são: 60 °F e 1 atmosfera (em unidades Inglesas) ou 15 °C e 1 atmosfera (em unidades métricas).

Para o gás natural, o conteúdo de líquido é dado em barris de condensado por milhão de pés cúbicos "standard" de gás (bbl/MMscf) ou em galões (US) de condensado por mil pés cúbicos "standard" (USGPM).

Embora algumas destas unidades sejam pouco conhecidas, são unidades comuns na indústria do gás natural e, por esta razão, serão mantidas neste trabalho. Ainda, para se ter uma melhor idéia da magnitude destas unidades e para facilitar a leitura no decorrer do texto, serão apresentadas conversões das unidades mais importantes.

A unidade equivalente ao fluxo molar é MMSCFD (Milhão de pés cúbicos standard por dia):

1 MMSCFD = 49,8 kgmol/h

A unidade para a vazão é USGPM (Galões US por milhão de pés cúbicos "standard"):

$$1 \text{ USGPM} = 0.227 \text{ m}^3/\text{h}$$

A unidade para o volume de óleo é bbl (barril de petróleo):

$$1 \text{ bbl} = 0,158983 \text{ m}^3$$

O conteúdo de  $H_2S$  no gás natural está limitado a 1/4 grão por 100 pés cúbicos "standard".

1 grão/100 scf é aproximadamente 16 ppm em volume ou  $1.6 \times 10^{-5}$  em fração molar.

É também comum na indústria do gás natural encontrar unidades inglesas como Btu (British thermal units), F (graus Fahrenheit), e lb (libras).

### 3.3. COMPONENTES E COMPOSIÇÃO DO GÁS NATURAL

A definição do gás natural segundo a API (American Petroleum Institute), AAPG (American Association of Petroleum Geologists) e a SPE (Society of Petroleum Engineers) é : uma mistura de hidrocarbonetos e não hidrocarbonetos, em quantidades variáveis, que existem na fase gasosa ou em solução com o petróleo cru em reservatórios naturais subterrâneos (Selley, 1997).

Os constituintes desejáveis do petróleo cru e do gás natural são os hidrocarbonetos. Estes compostos variam desde o metano (CH<sub>4</sub>) no limite baixo de peso molecular até compostos parafínicos com 33 átomos de carbono e hidrocarbonetos aromáticos polinucleares com 20 ou mais átomos de carbono. O gás natural é, principalmente, metano e o petróleo cru é, principalmente, uma mistura de hidrocarbonetos de 4 ou mais átomos de carbono.

Há uma tendência em considerar o petróleo cru como líquido e o gás natural como gás e considerar a produção do petróleo e do gás natural como operações separadas, embora, no reservatório, o petróleo cru, geralmente, contenha metano dissolvido e outros hidrocarbonetos leves que são liberados como gases uma vez que a pressão do óleo é reduzida. Assim que o gás evolve, o volume líquido de petróleo cru remanescente diminui: este fenômeno é conhecido como *encolhimento*. O gás produzido é chamado de *associado* ou *gás separador*.

UNICAMP

BIBLIOTECA CENTRAL SEÇÃO CIRCULANTE De forma similar, o gás natural produzido num reservatório pode conter pequenas quantidades de hidrocarbonetos mais pesados. Este gás é chamado de *não associado* e os hidrocarbonetos mais pesados são separados como um líquido que se chama *condensado*. O gás natural que contém condensado é conhecido como *úmido*. Se quando o gás é produzido, não se formar o condensado, o gás é chamado de *seco* (Manning, 1991).

O gás natural pode conter muitos componentes, alguns deles são mostrados na Tabela 3.1. Os componentes primários são, geralmente, os hidrocarbonetos parafínicos (alcanos), metano a pentano, incluindo isobutano e isopentano. Há, aparentemente, uma quantidade muito baixa, ou até mesmo nada de neopentano. Em alguns casos, existe ciclopentano em pequenas quantidades. As quantidades de hexanos e compostos mais pesados (C6+) são também muito pequenas. Esta fração C6+ pode ter traços de compostos como naftenos (metilciclopentano, ciclohexano, etc.) e aromáticos (benzeno e tolueno).

A composição do gás natural pode variar bastante, de campo para campo, o que depende de ele estar associado ou não ao petróleo e também de ter sido ou não processado em unidades industriais. Como foi mencionado anteriormente, o gás natural é composto, principalmente, de metano e outros hidrocarbonetos leves, em menores proporções.

Classe	Componente	Fórmula
Hidrocarbonetos	Metano	CH <sub>3</sub>
	Etano	$C_2H_6$
	Propano	$C_3H_8$
	i-Butano	$iC_4H_{10}$
	n-Butano	$nC_4H_{10}$
	i-Pentano	$iC_5H_{12}$
	n-Pentano	$nC_5H_{12}$
	Ciclopentano	$C_{5}H_{10}$
	Hexanos e mais pesados	C <sub>6</sub> +
Gases Inertes	Nitrogênio	N <sub>2</sub>
	Hélio	He
	Argônio	А
	Hidrogênio	$H_2$
	Oxigênio	$O_2$
Gases Ácidos	Sulfeto de hidrogênio	$H_2S$
	Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>
Compostos de Enxofre	Mercaptanas	R-SH
	Sulfitos	R-S-R'
	Disulfitos	R-S-S-R'
Líquidos	Água livre ou água de mar	H <sub>2</sub> O
	Inibidores de corrosão	
	Metanol	CH <sub>3</sub> OH
Sólidos	Ferrugem	
	Sulfito de Ferro	FeS
	Resíduos de reservatório	

Tabela 3.1 – Constituintes do Gás Natural

A Tabela 3.2 apresenta exemplos de composições típicas para o gás que sai do reservatório. Esta tabela mostra a composição dos gases das Plataformas PAMPO, NAMORADO I e GAROUPA, instaladas na Bacia de Campos na entrada da unidade de compressão. (Fonte: Motomura, 1989).

Componente	Plataforma Pampo	Plataforma Namorado I	Plataforma Garoupa
Metano	0,7814	0,6751	0,6361
Etano	0,0920	0,1406	0,1547
Propano	0,0525	0,0836	0,0956
i-Butano	0,0107	0,0123	0,0167
n-Butano	0,0168	0,0282	0,0298
i-Pentano	0,0053	0,0067	0,0078
n-Pentano	0,0077	0,0126	0,0109
n-Hexano	0,0083	0,0123	0,0112
n-Heptano	0,0040	0,0077	0,0075
Octano	0,0013	0,0043	0,0039
Nonano	0,0001	0,0016	0,0013
Decano	0,0000	0,0004	0,0004
N <sub>2</sub>	0,0128	0,0085	0,0104
CO <sub>2</sub>	0,0000	0,0063	0,0071
H <sub>2</sub> O	0,0072	0,0082	0,0067

Tabela 3.2 – Composições de Gás Natural nas Unidades de Compressão Instaladas na Bacia de Campos

### 3.4. CARACTERIZAÇÃO DO GÁS USANDO O SIMULADOR HYSYS

#### **3.4.1. PROPRIEDADES DOS COMPONENTES PUROS**

Tanto na indústria do petróleo como do gás natural, existem casos onde é necessário conhecer algumas propriedades dos componentes puros. Propriedades como peso molecular, temperatura crítica, pressão critica, fator acêntrico, pressão de vapor, entre outros, são usadas comumente na literatura para a determinação de parâmetros de projeto, através de diagramas e tabelas.

É possível obter-se as propriedades dos componentes puros usando-se o simulador HYSYS<sup>®</sup>. Estas propriedades, juntamente a outros parâmetros termodinâmicos, que o simulador usa nos distintos pacotes termodinâmicos, são parte do banco de dados do simulador. Se for preciso conhecer as propriedades do propano, por exemplo, estas podem ser vistas no simulador, como ilustrado nas Figuras 3.1, 3.2 e 3.3. A intenção aqui é ilustrar o potencial do simulador no que se refere a tipos de cálculos para aplicação na área em estudo. Os modelos utilizados pelo simulador, para este fim, foram validados em Xavier (2000).

A Figura 3.1 mostra propriedades como: peso molecular, ponto de ebulição, temperatura crítica, pressão crítica, etc. A Figura 3.2 mostra outras propriedades como momento dipolar, calor de formação e calor de combustão. A Figura 3.3 mostra os coeficientes da equação de Antoine modificada, de seis coeficientes, para a pressão de vapor e mostra a temperatura máxima e mínima para cada componente. *A*, *B*, *C*, *D*, *E* e *F* são os coeficientes ajustados e as unidades de  $P_{vap}$  e T são kPa e K, respectivamente. As faixas de aplicação desta equação são: Temperatura menor que 1,6 T<sub>c</sub> e Pressão menor que 100 psia ou 700 kPa (HYPROTECH, 1998a).

Base Properties Molecular Weight Normal Boiling Pt [C]	44.10
Ideal Lig Density [kg/m3]	506.68
Citical Properties	
Temperature [C]	96,75
Pressure [psia]	617.38
Volume (m3/kgmole)	0.20000
Acentricity	0.15240
D. Critical Point	TDep / UserProp /

Figura 3.1 – Propriedades básicas do propano

Additional Point Properties     Thermodynamic and Physical P     Property Package <u>M</u> olecular Pri	rops ops
Dipole Moment	0.00000
Radius of Gyration	2.43096
COSTALD (SRK) Acentricity	0.15320
COSTALD Volume [m3/kgmole]	0.20008
Viscosity Coeff A	0.07112
Viscosity Coeff B	-0.06538
Cavett Heat of Vap Coeff A	0.27834
Cavett Heat of Vap Coeff B	<empty></empty>
Heat of Form (25 C) [kJ/kgmole]	-1.0389e+05
Heat of Comb (25 C) [kJ/kgmole]	-2.0450e+06
Enthalpy Basis Offset [kJ/kgmole]	-1.194e+005

Figura 3.2 – Propriedades Termodinâmicas e Físicas do propano
Г	Temperature Dependent P	operties			
	C Vapour Enthalpy C Vapour Pressure C Gibbs Free Energy				
	Antoine vapour pressure In(P) = a + b/(T+c) + d*In(T) Pressure, P, in KPa T, in degree K		f		
	Min Temperature [C]		-128.	15	
	Max Temperature [C]		96.	65	
	Coefficient Name	Antoi	ne Coeff		
	а	5	.23785e+01		
	þ	-3	.49055e+03		
	c		).00000e-01		
	dd	-6	10875e+00		
	e	1	.11869e-05		
	<u> </u>	2	00000e+00		
		Den /	UserProp /		

Figura 3.3 - Coeficientes para equação de pressão de vapor do propano

Assim, como a Figura 3.3, mostra os coeficientes da equação de Antoine modificada para o cálculo da pressão de vapor, os parâmetros de outras equações em função da temperatura podem ser calculados como os parâmetros para a energia livre de Gibbs e a entalpia de vaporização.

#### 3.4.2. DIAGRAMAS DE FASE

#### 3.4.2.1. Substâncias Puras

O comportamento de fases de substâncias puras pode ser descrito usando diagramas. Um exemplo é o diagrama pressão-temperatura (P-T) (Figura 3.4) que mostra as fases sólida, líquida e vapor.



Figura 3.4 – Diagrama Pressão – Temperatura

Considerando-se que uma substância pura pode ter, no máximo, dois graus de liberdade, pode-se usar qualquer par de propriedades termodinâmicas independentes para os eixos do diagrama de fases. Alguns dos diagramas mais populares são pressão-volume (P-V), temperaturaentropia (T-S), pressão-entalpia (P-H), e os de entalpia-entropia ou diagramas de Mollier.

A maioria destes diagramas podem ser reproduzidos usando-se o simulador HYSYS<sup>®</sup>. Na continuação, mostram-se, como exemplo, alguns diagramas para o propano puro. As Figuras 3.5, 3.6 e 3.7 mostram os diagramas P-T, P-V e T-H, respectivamente, para o propano puro.

Assim como para componentes puros, estas ferramentas estão disponíveis também para o cálculo das propriedades de correntes de processo, que, em geral, envolvem misturas multicomponentes. Na próxima seção serão mostrados exemplos de diagramas similares para correntes de gás natural.







Figura 3.6 – Diagrama P-V para o propano (□ - fase L, ∇- fase V)



Figura 3.7 – Diagrama T-H para o propano (□ - fase L, ∇- fase V)

#### 3.4.2.2. Sistemas Multicomponentes

De uma forma similar à seção anterior, para componentes puros, podem ser determinadas algumas propriedades de correntes de processo multicomponentes. Estas propriedades são determinadas mediante regras de mistura e cálculos termodinâmicos rigorosos (ou no grau de rigor dos modelos disponíveis na literatura). Tomando como exemplo correntes de gás com composições que correspondem às 3 plataformas citadas na Tabela 3.2, foram determinadas as propriedades críticas de cada uma das correntes de gás (Figuras 3.8 a 3.10). Pode-se ver que um gás com a composição do gás da Plataforma de Pampo apresenta uma temperatura crítica menor que o gás da Plataforma Namorado I e da Plataforma Garoupa. A pressão crítica também é menor que os gases das outras plataformas. Foram elaborados, também, diagramas P-T para cada uma das correntes (Figuras 3.11 à 3.13).

Connections	Name Utility-2	
Connections	Stream PAMP0	Select Stream.
Notes	r-Critical Values	
	Critical Temperature	
	Critical Pressure 1566 psia	
	Maxima	
	Cricondentherm 61.15 (	
	Licondendar 1910 psik	
I		

Figura 3.8 – Propriedades críticas para gás da Plataforma Pampo

Envelope: Utility	<b>-3</b>	< <u>01-</u>
Connections	Name Utility-3	]
Connections Notes	Stream     NAMORADO 1       Critical Values     Critical Temperature       Critical Pressure     12.14 C       Critical Pressure     1994 psia         Maxima       Cricondentherm     112.0 C       Cricondenbar     2155 psia	Select Stream .
	Performance / Dynamics /	
Delete		T Ignored

Figura 3.9 - Propriedades críticas para gás da Plataforma Namorado I

Envelope: Utility	-4	
Connections Connections Notes	Name     Utility-4       Stream     GARDUPA       Critical Values     Critical Temperature       Critical Temperature     18.94 C       Critical Pressure     1852 psia       Maxima     Cricondentherm       Cricondentherm     91.33 C       Cricondenbar     1911 psia	Select Stream.
Connections F	erformance / Dynamics /	In a second s

Figura 3.10 - Propriedades críticas para gás da Plataforma Garoupa



Figura 3.11 – Diagrama P-T para gás da Plataforma Pampo



Figura 3.12 – Diagrama P-T para gás da Plataforma Namorado I



Figura 3.13 – Diagrama P-T para gás da Plataforma Garoupa

Além dos diagramas P-T, diagramas P-V, P-H, P-S, T-V, T-H e T-S podem ser elaborados para representar o comportamento de fases tanto para componentes puros como para misturas multicomponentes, como é o caso do gás natural. É possível também elaborar outros tipos de diagramas, como os mostrados nas Figuras 3.14 e 3.15. Estas figuras mostram os valores do fator de compressibilidade, Z, em função da pressão e da temperatura (Figura 3.14) e os valores da razão de Cp/Cv também em função da pressão e da temperatura (Figura 3.15). Nestes últimos casos, uma corrente de gás com a composição da Plataforma de Garoupa foi usada.



Figura 3.14 – Diagrama Pressão - Fator de Compresibilidade Z para o gás da Plataformas Garoupa



Figura 3.15 – Diagrama Pressão – Cp/Cv para o gás da Plataforma Garoupa 3.4.3. CÁLCULOS DO EQUILÍBRIO LÍQUIDO-VAPOR (ELV)

Entre os produtos do petróleo e do gás natural, é comum serem encontradas misturas de hidrocarbonetos leves, que, geralmente, precisam ser separados para sua comercialização ou uso como matéria prima em outros processos. Estas separações são realizadas, geralmente, em colunas de fracionamento como as deetanizadoras, depropanizadoras, debutanizadoras, etc.

Para o projeto deste tipo de colunas fracionadoras é preciso conhecer o comportamento do equilíbrio de fases binário ou ternário, dependendo da mistura do subproduto a ser tratada. Para uma mistura propano – n-pentano, por exemplo, a uma pressão de 400 psia ou 27,5 atmosferas, diagramas de equilíbrio Txy e xy podem ser gerados como os ilustrados nas Figuras 3.16 e 3.17.



Figura 3.16 – Diagrama de equilíbrio T-xy para propano – n-pentano



Figura 3.17 – Diagrama de equilíbrio xy para propano – n-pentano

# 3.4.4. CÁLCULO DE EQUILÍBRIO TRIFÁSICO LÍQUIDO-LÍQUIDO-VAPOR (ELLV)

O simulador HYSYS<sup>®</sup> permite o cálculo rigoroso (dentro dos limítes de desenvolvimento dos modelos) do equilíbrio trifásico através de várias equações de estado e modelos de atividade disponíveis no seu banco de dados, com exceção da equação de Wilson, a qual faz cálculos que envolvem só uma fase líquida e uma fase vapor. Assim como a equação de Wilson, os pacotes de Aminas e o pacote de propriedades de vapor suportam somente cálculos de equilíbrio líquido-vapor.

O simulador também permite cálculos "flash"<sup>2</sup> automáticos para todas as correntes, baseados nas propriedades conhecidas de cada corrente. Este tipo de cálculo é muito útil na indústria de processamento de gás, pois permite projetar separadores onde os hidrocarbonetos condensados podem ser recuperados, deixando também a água residual mais pura.

A Figura 3.18, por exemplo, mostra a corrente do gás da Plataforma de Pampo a 19°C e 1000 psia, que está sendo separada em duas fases líquidas e uma fase gasosa. Das duas fases líquidas, uma é aquosa e contém, predominantemente, água e a outra é orgânica e contém, principalmente, os hidrocarbonetos condensáveis.

As composições de cada uma destas correntes são mostradas na Figura 3.19. A corrente da fase aquosa tem 99,98 % de água e não tem hidrocarbonetos, deixando as outras correntes mais concentradas em hidrocarbonetos e com uma baixa quantidade de água.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> A palavra "flash", daqui por diante não será mais usada entre aspas, mas em itálico, pois já está sendo usada com frequência na língua portuguesa

Worksheet	Name	GAROUPA	HC líquidos	Gás	Água
~aadiliaaa	Vapour	0.7679	0.0000	1.0000	0.0000
onalitions.	Temperature [C]	19.00	18.47	18.47	18.47
Properties	Pressure [psia]	1000	980.0	980.0	980.0
omposition	Molar Flow [MMSCFD]	15.00	3.369	11.54	9.443e-002
-onposidor i	Mass Flow [lb/hr]	4.321e+004	1.561e+004	2.741e+004	186.9
FSpecs	LiqVol Flow [USGPM]	219.3	63.27	155.7	0.374
	Molar Enthalpy (Btu/Ibmole	-4.044e+004	-5.271e+004	-3.618e+004	-1.229e+00
	Molar Entropy [Btu/lbmole-	33.54	27.89	35.39	12.40
	Heat Flow [Btu/hr]	-6.661e+007	-1.950e+007	-4.584e+007	-1.274e+006
					·····
Design / Reac	tions / Rating Worksheet	Dynamics			

Figura 3.18 – Tabela de resultados do flash trifásico

Worksheet		GAROUPA	HC líquidos	Gás	Água
<u> </u>	Methane	0.6360	0.3019	0.7388	0.0000
_onallions	Ethane	0.1547	0,1889	0.1460	0.0000
<sup>o</sup> roperties	Propane	0.0956	0.1989	0.0662	0.0000
Copposition	i-Butane	0.0167	0.0456	0.0084	0.0000
	n-Butane	0.0298	0.0886	0.0129	0.0000
PFSpecs	i-Pentane	0.0078	0.0272	0.0022	0.000(
	n-Pentane	0.0109	0.0395	0.0026	0.000
	n-Hexane	0.0112	0.0450	0.0014	0.000(
	n-Heptane	0.0075	0.0317	0.0005	0.000
	n-Octane	0.0039	0.0169	0.0001	0.000
	n-Nonane	0.0013	0.0057	0.0000	0.0000
	n-Decane	0.0004	0.0018	0.0000	0.000
	Nîtrogen	0.0104	0.0024	0.0128	0.0000
	C02	0.0071	0.0056	0.0076	0.0002
	H20	0.0067	0.0003	0.0004	0.9998

Figura 3.19 - Composições, em fração molar, do flash trifásico

#### 3.4.5. FORMAÇÃO DE HIDRATOS

As moléculas de gás natural menores que n-butano podem reagir com o líquido condensado (água) para formar cristais chamados hidratos. Estes hidrocarbonetos têm gravidade específica entre 0,96 e 0,98 e, portanto, flutuam na água e se afundam em hidrocarbonetos líquidos. Eles estão formados por 90 % em peso de água e os outros 10 % podem conter um ou mais dos seguintes compostos: metano, etano, propano, i-butano, n-butano, nitrogênio,  $CO_2$  e H<sub>2</sub>S.

As moléculas de gás menores (C1, C2,  $H_2S$  e CO<sub>2</sub>) formam estruturas mais estáveis de hidratos (Tipo I) enquanto que pequenas quantidades de moléculas maiores (C3 e C4), geralmente, produzem estruturas de hidratos menos estáveis (Tipo II).

A formação de hidratos causa vários problemas operacionais tais como: bloqueio parcial ou completo das linhas de fluxo de gás, sujeira, entupimento em trocadores de calor, ferrugem, corrosão, etc.

As condições termodinâmicas que promovem a formação de hidratos são:

- Presença de água (em forma de líquido ou vapor)
- Temperaturas baixas
- Pressões altas

Os modelos de predição de hidratos presentes no HYSYS<sup>®</sup> usam propriedades geradas a partir de equações de estado para calcular as condições de equilíbrio. Estes modelos preditivos podem, então, ser aplicados a várias composições e condições de operação extremas com um maior grau de confiabilidade do que aquele que se pode esperar de expressões empíricas ou diagramas (HYPROTECH, 1998b).

Tomando-se como exemplo as correntes de gás das plataformas na Tabela 3.2, foi feita uma comparação das 3 correntes de gás nas seguintes condições:

- Temperatura = 19°C
- Pressão = 1000 psia
- Vazão = 10 MMSCFD

Pode-se observar na Figura 3.20 que, no gás da Plataforma Pampo, nas condições acima, não ocorre formação de hidratos. A Figura 3.21 mostra que a formação de hidratos nesta corrente, a uma pressão de 1000 psia (aproximadamente 68 atmosferas), ocorre a uma temperatura de 18,85°C. Esta figura mostra, também, que a formação de hidratos da corrente a 19°C ocorre a uma pressão de 1026 psia.

Hydrate Formatio	n Utility: Hy	drate Formation	014, <u>-10</u> 2
Design Connections Notes	Name Hydrate For Hydrate For Hydrate For Hydrate To Calculation	lydrate Formation L AMPD prmation at Stream I prmation Flag ype Formed n Mode	Jtility-1 Select Stream Conditions Will NOT Form No Types Free Water Found
Design Perform	ance /Dyna		r⊤ [gnored

Figura 3.20 - Resultados de formação de hidratos para a Plataforma Pampo

Performance	Formation Temperature at Str	ream Pressure
Formation T7P	Formation Temperature [C] Hydrate Type Formed Calculation Mode	18.8545 Type I & II Free Water Found
	Formation Pressure at Stream	Temperature
	Hydrate Type Formed	Tupe   &
	Calculation Mode	Free Water Found
	ance Dynamics	
data a secondar de composition		

Figura 3.21 - Condições para formação de hidratos na Plataforma Pampo

Da mesma forma que a Figura 3.20 mostra que não há formação de hidratos na Plataforma Pampo, a Figura 3.22 mostra que também não há formação de hidratos no gás da Plataforma Namorado I a 1000 psia de pressão e 19°C de temperatura. Para que a formação de hidratos aconteça nesta corrente a uma pressão de 1000 psia é necessário uma temperatura de 18,91°C, como mostra a Figura 3.23. Esta figura mostra também que para as condições atuais de temperatura, 19°C, seria necessária uma pressão de 1016 psia, para acontecer a formação de hidratos nesta corrente.

Design	Name Hydrate Forma	tion Utility-2
Connections Notes	Stream NAMORADO 1	Select Stream.
	-Hydrate Formation at Str	eam Conditions
	Hydrate Formation Flag	Will NOT Form
	Hydrate Type Formed Calculation Mode	No Types Free Water Found
	L	

Figura 3.22 - Resultados de formação de hidratos para a Plataforma Namorado I

Hydrate Formatio	n Utility: Hydrate Formatio	r: Utility 2 X
Performance	Formation Temperature at S	tream Pressure
Formation T/P	Formation Temperature [C] Hydrate Type Formed Calculation Mode	18.9152 Type I & II Free Water Found
	Formation Pressure at Stream Formation Pressure (psia)	m Temperature 1015.8327
	Hydrate Type Formed Calculation Mode	Type I & II Free Water Found
	ance Dynamics	
Delete		

Figura 3.23 - Condições para formação de hidratos na Plataforma Namorado I

Hydrate Formal	ion Utility: H	ydrate Formatic	n Uhity J	<u>اما</u> .
Design	Name [	Hydrate Formation	Utility-3	
Connections Notes	Stream [	GAROUPA	Select Stream	
	_Hydrate F	ormation at Stream	n Conditions	
	Hydrate F	ormation Flag	Will Forn	n
	Calculatio	ppe Formed on Mode	I ype I Free Water Found	1
A / 2005				]
	mance / Dyn	amics /		
	n an		n se stande og en sen se	
Delete				nored

Figura 3.24 - Resultados de formação de hidratos para a Plataforma Garoupa

Hydrate Formatic	m Utility: Hydrate Formation	n Utalg-3
Performance	Formation Temperature at St	ream Pressure
Formation T/P	Formation Temperature [C] Hydrate Type Formed Calculation Mode	19.0877 Type I & II Free Water Found
	Formation Pressure at Stream	n Temperature
	Formation Pressure [psia] Hydrate Type Formed	983.6476 Type I & II
	Calculation Mode	Free Water Found
	ance Dynamics	
Delete		



A Figura 3.24 mostra que há formação de hidratos na corrente de gás da Plataforma Garoupa nas condições de 1000 psia e 19°C. A temperatura na qual começa a formação de hidratos a uma pressão de 1000 psia é de 19,08°C. Portanto, para evitar a formação dos hidratos

seria necessário trabalhar acima desta temperatura, (Figura 3.25), e para evitar a formação de hidratos a uma temperatura de 19°C seria necessário trabalhar abaixo de 983 psia de pressão, (Figura 3.25).

Embora os dois primeiros casos, dos gases da Plataforma Pampo e da Plataforma Namorado I, não tenham formado hidratos nas condições estabelecidas, a temperatura e a pressão de formação de hidratos para estas correntes estão muito próximas às condições atuais da corrente. Isto não é conveniente, pois, qualquer pequena mudança nas condições de operação poderiam causar a formação de hidratos e estes, por sua vez, poderiam causar graves problemas à planta. Nos três casos, a formação de hidratos, ou o perigo de formação, é devido à presença de água livre nas correntes de gás. Para diminuir o conteúdo de água no gás é necessário tratá-lo num processo de desidratação, como o que será visto no Capítulo 5.

#### 3.4.6. ESPECIFICAÇÕES DO PRODUTO

A Tabela 3.3, mostra uma lista de especificações de gás natural para o transporte em tubulações. Estas especificações estão sujeitas a negociações entre o vendedor e o comprador e variam de caso a caso. Geralmente, nem todos os gases para a venda (*sales gas*) cumprem com todas as especificações que se mostram na Tabela 3, embora os valores para cada especificação, na tabela, representam os valores típicos (Manning and Thompson, 1991).

Os métodos de análise para verificar estas especificações estão dados pela Gas Processors Association (GPA) e pela American Society for Testing Materials (ASTM).

Desta lista de especificações, as mais importantes são as três primeiras.

Característica	Especificação	Método de Análise
Conteúdo de H <sub>2</sub> O	4 – 7 lb/MMscf máximo	ASTM (1986), D 1142
Conteúdo de H <sub>2</sub> S	<sup>1</sup> ⁄4 grão/100 scf máximo	GPA (1968), Std 2265
	(eq. 4 x10 <sup>-6</sup> fração molar)	GPA (1986), Std 2377
Poder calorífico (Wobbe)	900 BTU/scf mínimo	GPA (1986), Std 2172
Ponto de Orvalho dos HC	15 °F a 800 psig máximo	ASTM (1986), D 1142
Conteúdo de mercaptanas	0,2 grãos/100 scf máximo	GPA (1968), Std 2265
Conteúdo total de enxofre	1 - 5 grãos/100 scf	ASTM (1980), D 1072
	máximo	
Conteúdo de CO <sub>2</sub>	1-3 % mol máximo	GPA (1990), Std 2261
Conteúdo de oxigênio	0-0,4 % mol máximo	GPA (1990), Std 2261
Areia, pó, líquido	Comercialmente isento	
Temperatura de entrega, °F	120 F (49 °C )máximo	
Pressão de entrega, psia	700 psig (69 bar) mínimo	

Tabela 3.3 – Especificações do gás natural para transporte em tubulações

Assim como foi visto anteriormente para o caso de componentes puros, existem meios de se calcular as propriedades das correntes de processo usando o simulador. Desta maneira, é possível avaliar as especificações mais importantes para o gás natural, como: o poder calorífico, o conteúdo de água, o ponto de orvalho dos hidrocarbonetos e o conteúdo de H<sub>2</sub>S.

Usando a ferramenta "Gasprops", que pode ser instalada como uma extensão no simulador, serão mostradas as propriedades mais importantes para as correntes de gás das três plataformas da Bacia de Campos (Tabela 3.2). Estas correntes são as mesmas que foram analisadas na seção anterior, sobre a formação de hidratos. A primeira corrente corresponde ao gás da Plataforma Pampo, a segunda ao da Plataforma Namorado I e a terceira ao da Plataforma Garoupa. As três correntes cumprem com as condições de temperatura e pressão para entrega do gás (pressão maior que 700 psig, aproximadamente 49 atmosferas, e temperatura menor que 68°C) da Tabela 3.3, já que as condições atuais do gás são de 1000 psia e 19°C.

Inicialmente, a ferramenta "Gasprops" mostra uma "janela" com o resultado do poder calorífico. Este resultado está dado através do índice de Wobbe. O índice de Wobbe (ou Número de Wobbe) é uma medida da quantidade de calor que é liberado quando um gás é queimado.

O Número de Wobbe é calculado dividindo-se o poder calorífico superior pela raiz quadrada da densidade do gás relativa ao ar. O poder calorífico superior é a quantidade de calor obtida durante a combustão quando a água produzida é condensada. O poder calorífico inferior é a quantidade de calor obtida quando a água não é condensada, durante a combustão.

A Figura 3.26 mostra os resultados do poder calorífico para o gás da Plataforma Pampo e a Figura 3.27 mostra os resultados da quantidade de água que tem este gás.

Pode-se ver nestas figuras, que o gás da Plataforma Pampo cumpre com as especificações de poder calorífico com 1496 Btu/ft<sup>3</sup> (Figura 3.26) sendo requerido nas especificações um mínimo de 900 Btu/ft<sup>3</sup>. Já o conteúdo de água e o ponto de orvalho dos hidrocarbonetos (Figura 3.27) estão fora das especificações da Tabela 3.3. Pois o conteúdo máximo de água que pode ter o gás para transporte em tubulações e comercialização é de 4 lb/MMSCF e o ponto de orvalho dos hidrocarbonetos não deve ser maior que 15°F ou –9.8°C.

Operation Name	op-100		Linits	Btu/ft3	
<u>S</u> tream	PAMPO		Properties (15°C)	1	
General			Wobbe index [Btu/ft3]		1496.6
Vapour/Phase Frac	tion	0.9292	Density [b/ft3]		5.8113e-00;
Temperature [C]		19.00	Higher heating value [Bl	tu/ft3]	1304.4
Pressure [psia]		1000	Lower nearing value Bt	u/II.3]	1184.2
Mole Weight		21.92			
<u>∠ Factor</u>	<b>I</b>	<empty></empty>			
		ı			

Figura 3.26 - Resultados do valor de aquecimento para o gás de Pampo

Operation Name	op-100		Dew Point     Water Dew Point [C]	76.175
<u>S</u> tream	PAMPO		HC Dew Point [C]	60.152
General				
Vapour/Phase Fra	ction	0.9292	lb water / MMSCF	341.789
Temperature [C]		19.00	mg water / m3	5485.25
Pressure [psia]		1000		
Mole Weight		21.92		
Z Factor		<empty></empty>		

Figura 3.27 – Resultados do conteúdo de água para o gás de Pampo

As Figuras 3.28 e 3.29 mostram os resultados para o gás da Plataforma Namorado I. Pode-se ver na Figura 3.28, que o gás da Plataforma Namorado I cumpre com as especificações de poder calorífico, mas não cumpre com as especificações de conteúdo de água e de ponto de orvalho para os hidrocarbonetos (Figura 3.29).

Operation Name	op-100		Wobbe, ISO 6976		
Stream	NAMORADO	) 1	Units Properties (15°C)	Btu/It3	
Genera <del>l</del>			Wobbe index [Btu/ft3]	·······	1596.3
Vapour/Phase Frac	ction	0.7931	Density [Ib/ft3]		6.8928e-00;
Temperature [C]		19.00	Higher heating value [Btu	/ft3]	1515.3
Pressure [psia]		1000	Lower heating value [Btu/	/113]	1380,9
Mole Weight		25.94	<b>1</b>		
Z Factor	<u>I</u>	<empty></empty>			
	<b>_</b>	<u>Venitadas</u>			

Figura 3.28 - Resultados do valor de aquecimento para o gás de Namorado I

Operation Name	op-100		Dew Point	70 620
Stream	NAMORADO	1	HC Dew Point [C]	110.85
General			-Water Content	
Vapour/Phase Frac	ction	0.7931	Ib water / MMSCF	384.682
Temperature (C)		19.00	mg water / m3	6173.64
Pressure [psia]			······································	
Z Factor		<pre>20.34 <empty></empty></pre>		

Figura 3.29 - Resultados do conteúdo de água para o gás de Namorado I

Da mesma forma que nos casos anteriores, o gás da Plataforma Garoupa cumpre com as especificações de poder calorífico (Figura 3.30), mas não cumpre com as especificações de conteúdo de água e de ponto de orvalho dos hidrocarbonetos (Figura 3.31).

Operation Name	op-100		Wobbe, ISO 6976	
<u>S</u> tream	GAROUPA		Properties (15°C)	
2enera Vapour/Phase Frac Temperature [C] Pressure [psia] Mole Weight	xtion	0.7679 19.00 1000 26.23	Wobbe index [Btu/It3] Density [lb/ft3] Higher heating value [Btu/It3] Lower heating value [Btu/It3]	6.9700e-00; 1527.2 1392.1
ZFactor	I	<empty></empty>		

Figura 3.30 - Resultados do valor de aquecimento para o gás de Garoupa

Uperation Name	op-100		Lifetor Dour Point [C]	74 707
<u>S</u> tream	GAROUPA		HC Dew Point [C]	90.326
General		1	-Water Content	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·
Vapour/Phase Frac	tion	0.7679	b water / MMSCF	318.054
Temperature [C]		19.00	mg water / m3	5104.33
Pressure [psia]		1000		
Mole Weight		26.23		
Z Factor		<empty></empty>		

Figura 3.31 - Resultados do conteúdo de água para o gás de Garoupa

Um gás pode ter como máximo 0,25 grãos/100 scf de H<sub>2</sub>S para cumprir com as especificações. Este conteúdo de H<sub>2</sub>S, não precisa ser calculado porque, segundo Maddox (1998), este valor é equivalente a uma fração molar de  $4x10^{-6}$  ou 4 ppm em base volumétrica. Portanto, o conteúdo de  $H_2S$  pode ser determinado a partir da própria composição do gás em base molar.

# 3.5. CONCLUSÕES

É possível caracterizar correntes de gás natural determinando as propriedades dos componente puros e da corrente, se há ou não formação de hidratos e avaliar as especificações para ver se estas cumprem ou não com os requisitos para o transporte e venda de gás. Todas as tarefas foram realizadas utilizando-se as ferramentas do simulador HYSYS<sup>®</sup>.

Esta caracterização e o conhecimento dos limites é extremamente importante para tomadas de decisão a respeito de condições operacionais de processo e para o conhecimento global da faixa de operação.

A metodologia mostrada aqui esclarece o engenheiro de processo nos cálculos e o habilita a proceder com cálculos de flexibilidade e otimização do processo, tarefas hoje cruciais nas áreas econômicas e de minimização da geração de poluentes.

# CAPÍTULO 4 : SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DO PROCESSO DE ADOÇAMENTO DO GÁS NATURAL

## 4.1. INTRODUÇÃO

Como já mencionado, o gás natural é uma mistura formada, na maioria das vezes, por hidrocarbonetos leves, principalmente metano, e algumas outras substâncias. Entre essas outras substâncias, H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> estão, normalmente, presentes. Estes gases são contaminantes não desejados e têm que ser removidos. Muitos gases naturais contêm H<sub>2</sub>S em concentrações que variam de quantidades apenas detectáveis a quantidades de mais de 30 % de concentração molar (Katz and Lee, 1990).

O H<sub>2</sub>S é um gás tóxico e venenoso e não pode estar presente no gás usado para fins comerciais. Também é altamente corrosivo em presença de água e pode causar problemas com os equipamentos do processo e nas tubulações. A quantidade de H<sub>2</sub>S no gás natural comercial está altamente limitada, sendo considerado "gás ácido" se o H<sub>2</sub>S estiver presente em quantidades maiores que 0,25 grãos por 100 pés cúbicos standard (EPA, 1995) que corresponde a aproximadamente 4 ppm ou  $4x10^{-6}$  em fração molar.

O CO<sub>2</sub> também é indesejável, isto porque reduz o valor de aquecimento do gás e se solidifica sob as condições de pressão alta e baixa temperatura, usadas para transportar gás natural (Matar and Hatch, 2001). A quantidade de CO<sub>2</sub>, no entanto, é menos restrita que a de H<sub>2</sub>S.

Há muitos processos conhecidos disponíveis para remover gases ácidos do gás natural, os quais podem ser físicos e/ou químicos. Porém, os mais populares na indústria são os processos químicos que usam soluções aquosas de aminas (Leecraft, 1987).

O propósito deste estudo é simular e otimizar uma unidade de adoçamento de gás natural com aminas, usando o simulador de processos HYSYS.PROCESS<sup>®</sup> e técnicas de planejamento fatorial.

## 4.2. SIMULAÇÃO DO PROCESSO DE ADOÇAMENTO

No passado, as unidades de adoçamento de gás natural com aminas eram projetadas usando cálculos manuais e a experiência na operação de outras plantas similares. As condições de projeto eram, geralmente, escolhidas dentro de limites conservativos para assim cobrir as deficiências dos dados usados nos cálculos manuais (Maddox, 1998).

os simuladores de processo Ainda hoje, são raramente mencionados em estudos relacionados ao processo de adocamento de gás natural com aminas, daí uma das contribuições deste trabalho. Os engenheiros podem usar estas ferramentas como complemento aos dados de planta para determinar condições ótimas de operação e/ou projetar novas plantas. Uma análise de otimização para este processo inclui, por exemplo, o estudo de aminas alternativas, de misturas de aminas, do número de estágios na coluna de absorção, ou da energia no refervedor do regenerador. A obtenção de informação de planta para outras aminas, ou mais etapas de equilíbrio são praticamente impossíveis em uma unidade industrial. Daí, mais uma vez, a importância deste trabalho de tese.



Figura 4.1 - Fluxograma do Processo de Adoçamento

Embora possam existir várias configurações possíveis de processo completo, as unidades principais são essencialmente as mesmas para a maioria delas. Estes processos, mostrados na Figura 4.1, são a coluna de absorção, na qual os gases ácidos são separados do gás natural com uma solução de aminas, a coluna flash onde são separados os gases que são arrastados pela solução de aminas, e o regenerador onde a solução de aminas é separada dos gases ácidos para reciclá-la novamente à coluna de absorção.

Como caso estudo para as simulações, usou-se um fluxo molar de alimentação de gás natural de 25 MMscfd, com composições molares para  $H_2S$  e CO<sub>2</sub> de 0,017 e 0,040, respectivamente. A partir daqui, algumas variáveis foram trabalhadas para estudar o desempenho do processo.

## 4.3. SELEÇÃO DE AMINAS

Há várias décadas, as aminas vêm sendo usadas para remover os gases ácidos do gás natural. Desde os anos 60 e 70 várias aminas têm sido usadas no tratamento do gás natural, embora muito pouca informação tenha sido difundida a respeito de qual amina é a melhor para uma determinada operação. Algumas vezes, uma planta de adoçamento de gás natural com animas, que opera ineficientemente, pode ser otimizada simplesmente mudando a amina.

Quando se está projetando uma unidade de adoçamento, o primeiro objetivo é que o gás tratado cumpra com as especificações requeridas de  $H_2S$  e CO<sub>2</sub>. O segundo objetivo é a escolha da amina que otimize o tamanho do equipamento e minimize os custos operacionais da planta.

De acordo com Astarita *et al.* (1983), de 50 a 70% do investimento inicial de uma unidade de adoçamento de gás com aminas estão diretamente associados à magnitude da vazão de circulação do solvente e outros 10 a 20% do investimento inicial dependem do requerimento de energia para a regeneração. Além disso, cerca de 70% dos custos de operação, excluindo mão de obra, resultam da regeneração. Já que a escolha da amina apropriada pode reduzir drasticamente o requerimento da energia de regeneração e a vazão de circulação, a escolha da amina que melhor se adapte às condições pode ter um impacto muito importante nos custos globais associados à unidade de adoçamento.

Para ver qual amina selecionar para o caso em estudo proposto, foram comparadas quatro aminas: Monoetanolamina (MEA), Dietanolamina (DEA), Metildietanolamina (MDEA) e Diglicolamina (DGA). Foram realizadas várias simulações para testar estas quatro aminas nos limites sugeridos para cada uma, em colunas de absorção com 15 e 20 estágios e a uma pressão de 1000 psia.

A Tabela 4.1 mostra os limites de concentração, recomendados na literatura (Polasek and Bullin, 1994 e HYPROTECH, 1998b), para cada uma das aminas. É importante ressaltar que várias simulações foram feitas fora destes limites, comprovando-se que ao usar concentrações menores não eram atingidas as especificações requeridas para o gás. Por outro lado, concentrações maiores não conseguiam tirar quantidades significativas de H<sub>2</sub>S, por exemplo, que justificassem o custo adicional pelo uso de concentrações maiores de amina. Ainda, há o fato de que, dentro dos limites para cada amina, já se conseguiu cumprir com as especificações requeridas.

Amina	% em massa
MEA	15 - 20
DEA	25 – 35
MDEA	35 - 50
DGA	45 – 65

Tabela 4.1 – Aminas e suas faixas de concentração na alimentação

As concentrações de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e da amina na corrente de gás doce foram medidas. Considerando-se que uma das maiores preocupações é a eliminação do H<sub>2</sub>S, procura-se uma amina que elimine uma grande quantidade de H<sub>2</sub>S. O CO<sub>2</sub> também deve ser eliminado, mas, já que as legislações para o H<sub>2</sub>S são muito mais rígidas, a amina selecionada deve ser mais seletiva para o H<sub>2</sub>S, para poder minimizar a vazão de amina que deve ser usada no processo, o que reduziria, consideravelmente, os custos de operação. Além disto, devido ao elevado custo das aminas é indispensável também minimizar as perdas de amina.

A Figura 4.2 mostra as frações molares de H<sub>2</sub>S remanescentes na corrente de gás tratado, em colunas de absorção com 15 e 20 estágios, no caso das quatro aminas. Pode-se observar, nesta figura, que numa coluna com 15 estágios, as aminas mais efetivas em remover o H<sub>2</sub>S são MDEA e DGA. No caso de MEA e DEA, a quantidade de H<sub>2</sub>S removido aumenta com o incremento na concentração de amina. Já altas concentrações de MEA e DEA conseguem remover quantidades de  $H_2S$  equivalentes às quantidades removidas por MDEA e DGA. No caso de uma coluna com 20 estágios, todas as aminas apresentam um comportamento similar ao remover o  $H_2S$ .



Figura 4.2 - Seletividade para H<sub>2</sub>S



Figura 4.3 - Seletividade para CO<sub>2</sub>

O mesmo estudo foi realizado para o CO<sub>2</sub>. A Figura 4.3 mostra os resultados da fração molar de CO<sub>2</sub> nas simulações realizadas. Neste caso, pode-se ver que MDEA é a amina que remove a menor quantidade de CO<sub>2</sub> da corrente de gás, depois segue DEA e, finalmente, MEA e DGA. Pode-se observar, também, que a diferença do número de estágios na coluna de absorção tem só um pequeno efeito quando DEA e MDEA são utilizadas. Já com as outras duas aminas não existe, praticamente, efeito algum. Pode-se concluir, então, que das quatro aminas, as que têm maior seletividade por H<sub>2</sub>S são MDEA e DEA.



Figura 4.4 - Perda de amina na corrente de gás tratado

Uma análise similar foi realizada com a amina que é arrastada na corrente de gás tratado, o que, na verdade, seria a amina que está se perdendo no processo. De acordo com a Figura 4.4, MEA é a amina que mais se perde, seguida de DGA, MDEA e, por último, DEA. Para este caso, pode-se notar que o número de estágios na coluna de absorção não tem qualquer efeito (as linhas no gráfico se sobrepõem). Analisando-se, então, os três casos, pode-se observar que as aminas que apresentam um melhor desempenho na remoção dos gases ácidos são MDEA e DEA. Estas duas aminas são as mais utilizadas na indústria, principalmente DEA, que tem um custo bem mais baixo que MDEA e que não é tão corrosiva quanto MEA. Devido a estas vantagens e, também, porque é a amina que apresenta a menor perda, DEA será usada no restante das simulações do processo de adoçamento do gás.

## 4.4. OTIMIZAÇÃO USANDO TÉCNICAS DE PLANEJAMENTO DE EXPERIMENTOS

#### 4.4.1. ANALISANDO CADA VARIÁVEL DE FORMA INDEPENDENTE

Para satisfazer as especificações do produto, as legislações ambientais e, ainda, tentando reduzir os custos, vários fatores precisam ser estudados simultaneamente. Uma prática comum para estudar os efeitos destes fatores, sem usar técnicas de planejamento experimental, é fazê-lo independentemente, mudando uma variável de cada vez e mantendo as outras constantes.

Utilizando este procedimento (de análise individual), as Figuras 4.5 e 4.6 mostram exemplos dos efeitos que as quantidades de aminas alimentadas na coluna de absorção e o número de estágios têm nos gases ácidos e na corrente de gás tratada.



Figura 4.5 - Efeito da composição de amina no fluxo de gás ácido



Figura 4.6 - Efeito do número de estágios no fluxo de gás ácido

Das figuras acima, poderia-se concluir que uma coluna de absorção com uma composição de alimentação de aminas de, aproximadamente, 32% em massa (Figura 4.5) e com 15 a 20 estágios (Figura 4.6), reduz significativamente as quantidades de  $H_2S$  e CO<sub>2</sub>. Embora esta análise forneça uma idéia dos efeitos de cada variável, não se sabe como é que estas variáveis se comportam em conjunto. Por isso, é preciso estudar todos os fatores simultaneamente.

# 4.4.2. ANALISANDO AS VARIÁVEIS EM CONJUNTO: PLANEJAMENTO FATORIAL

Embora este estudo não envolva dados experimentais, métodos estatísticos como planejamento fatorial e superfícies de resposta podem ser utilizados para otimizar o processo de adoçamento com aminas. Estas técnicas de planejamento de experimentos são bem conhecidas e existe ampla literatura que as descreve em detalhe, como Montgomery (1997), Montgomery *et al.* (1998), Bruns *et al.* (1990), Box *et al.* (1978); entre outras referências. O interessante, destas técnicas é a facilidade para analisar as variáveis e suas interações simultaneamente.

Nos casos onde os dados são obtidos através de um simulador, como no presente trabalho, existem algumas restrições que têm que ser levadas em conta. Não é possível, por exemplo, se ter réplicas do experimento ou repetições para os pontos centrais ou qualquer outro ponto, pois o resultado do simulador é sempre o mesmo para uma determinada experiência. Portanto, os planejamentos propostos para a de adocamento otimização do processo estiveram limitados а planejamentos fatoriais sem réplicas. No entanto, este tipo de experimento é também encontrado e discutido na literatura (Montgomery et al. e Bruns, citados acima).

#### 4.4.2.1. Alguns Conceitos Estatísticos que serão Usados

A seguir, são apresentamos alguns conceitos usados no planejamento de experimentos, necessários para um melhor entendimento deste capítulo.

#### 4.4.2.1.1. Experimento Fatorial

Entende-se por um experimento fatorial aquele para o qual, para cada réplica do experimento, todas as possíveis combinações dos níveis dos fatores são pesquisadas.

#### 4.4.2.1.2. Efeito de um fator

É a mudança na resposta produzida por uma mudança nos níveis do fator. É chamado de Efeito Principal porque refere-se aos fatores primários em estudo.

#### 4.4.2.1.3. Interação entre fatores

Aparece em alguns experimentos, quando a diferença na resposta entre os níveis de um fator não é a mesma para todos os níveis dos outros fatores.

#### 4.4.2.1.4. Diagrama dos efeitos principais

É uma forma gráfica para observar os efeitos de cada fator na resposta analisada.

### 4.4.2.1.5. Diagrama das interações entre os fatores

Permite observar graficamente os efeitos das interações entre todas as possíveis combinações dos fatores.

#### 4.4.2.1.6. Diagrama de Pareto

É uma outra ferramenta que permite visualizar tanto a magnitude quanto a importância dos efeitos, ao mostrar, graficamente, quais efeitos principais e quais interações são significativas para a resposta analisada. Este diagrama é feito com os valores absolutos de todos os fatores e suas iterações e uma linha de referência equivalente ao nível de confiança de 95%. Qualquer efeito que ultrapasse esta linha de referência pode ser considerado significativo. Para casos em contrário, isto é, para aqueles que não a ultrapassem, o efeito será de menor importância e poderá ser descartado com pouquíssima perda de informação na análise.

#### 4.4.2.1.7. Metodologia de Superfícies de Resposta

É uma coleção de técnicas matemáticas e estatísticas úteis para modelar e analisar situações práticas onde uma variável resposta, de interesse, é influenciada por várias variáveis e o objetivo é otimizar esta resposta. Isto para saber quais as combinações das variáveis que produzem resultados, mínimos, máximos ou dentro das condições ou especificações desejadas para a variável resposta numa aplicação prática.

## 4.4.3. ANÁLISE PARA A COLUNA DE ABSORÇÃO

Inicialmente, para o caso de estudo considerado, um planejamento fatorial 2<sup>5</sup> completo foi usado para a coluna de absorção. Os fatores analisados foram: a porcentagem em massa de amina na solução de amina, o número de estágios na coluna, o fluxo molar da solução de amina, a pressão e a temperatura. A Tabela 4.2 mostra os níveis usados para estes fatores.
Fatores	Níveis		
	Inferior	Superior	
% de amina (massa)	25	31	
Número de estágios	13	17	
Fluxo molar da solução de amina	170	210	
[USGPM]	1/0		
Pressão [psi]	800	1200	
Temperatura [°C]	17	35	

Tabela 4.2 - Fatores e níveis para a coluna de absorção

A análise de otimização para a coluna de absorção incluiu: atingir uma composição de H<sub>2</sub>S de no máximo 4 ppm ( $4x10^{-6}$  em fração molar), de CO<sub>2</sub> de no máximo 1 a 3 % em fração molar e minimizar a quantidade de amina na corrente de gás tratado. Como foi mencionado anteriormente, primeiramente um planejamento fatorial completo  $2^5$  foi realizado. A Figura 4.7 mostra um esquema que permite visualizar como é o planejamento.

Planejamento Fatorial 25



Figura 4.7 - Esquema para o planejamento fatorial 25

Foram necessárias as 32 simulações que se precisam para um planejamento  $2^5$  e mais uma para o ponto central. A Tabela 4.3 detalha todas as combinações dos fatores que foram estudadas e os valores obtidos para cada uma das respostas<sup>3</sup>, isto é, a concentração de H<sub>2</sub>S, de CO<sub>2</sub> e de DEA, na corrente de gás tratado.

A análise deste planejamento fatorial permitiu excluir alguns dos fatores devido à pequena magnitude dos seus efeitos em relação aos outros fatores. A seguir é realizada a análise para cada variável resposta<sup>4</sup>.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Estes valores das respostas que aparecem na tabela correspondem a frações molares que, para maior facilidade, foram multiplicadas por 10<sup>6</sup>, 10<sup>3</sup> e 10<sup>9</sup>, respectivamente.

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> As saídas numéricas das análises podem ser vistas no Anexo 1. Tabelas A1.1, A1.2 e A1.3.

Fatores						Respostas		
N.	% de Amina	Número Estágios	Fluxo da Solução	Pressão (psia)	Tempera- tura (°C)	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	DEA
1	25	13	170	800	17	17,278	10,883	2,518
2	31	13	170	800	17	9,390	9,639	3,274
3	25	17	170	800	17	3,231	7,692	2,409
4	31	17	170	800	17	0,999	6,291	3,128
5	25	13	210	800	17	7,489	10,124	2,417
6	31	13	210	800	17	6,243	9,578	3,179
7	25	17	210	800	17	0,728	6,637	2,332
8	31	17	210	800	17	0,554	6,169	3,073
9	25	13	170	1200	17	17,234	10,882	2,517
10	31	13	170	1200	17	9,383	9,640	3,274
11	25	17	170	1200	17	3,222	7,689	2,409
12	31	17	170	1200	17	0,999	6,290	3,128
13	25	13	210	1200	17	7,486	10,122	2,417
14	31	13	210	1200	17	6,241	9,579	3,178
15	25	17	210	1200	17	0,727	6,636	2,331
16	31	17	210	1200	17	0,554	6,169	3,069
17	25	13	170	800	35	326,861	9,577	17,998
18	31	13	170	800	35	18,823	5,125	21,427
19	25	17	170	800	35	56,831	6,387	12,791
20	31	17	170	800	35	2,753	2,963	20,549
21	25	13	210	800	35	13,769	5,637	15,884
22	31	13	210	800	35	7,167	4,579	20,750
23	25	17	210	800	35	1,724	3,218	15,370
24	31	17	210	800	35	0,637	2,402	20,127
25	25	13	170	1200	35	324,004	9,562	18,001
26	31	13	170	1200	35	18,784	5,125	21,425
27	25	17	170	1200	35	49,632	6,963	9,975
28	31	17	170	1200	35	2,744	2,960	20,549
29	25	13	210	1200	35	13,756	5,637	15,882
30	31	13	210	1200	35	7,163	4,579	20,752
31	25	17	210	1200	35	1,720	3,216	15,371
32	31	17	210	1200	35	0,637	2,400	20,135
33	28	15	190	1000	26	3,980	5,691	7,327

Tabela 4.3 - Planejamento fatorial para a coluna de absorção

## 4.4.3.1. Análise e resultados para o H<sub>2</sub>S

Os diagramas dos efeitos principais são diagramas das médias de cada fator a cada nível. Estes diagramas podem ser usados para comparar as magnitudes dos diferentes efeitos. Pode-se ver, também, nestes diagramas, se os efeitos são positivos ou negativos.

Nas figuras abaixo, mostram-se os diagramas dos efeitos principais e das interações para os resultados das análises para H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e DEA, no gás doce. Pode-se observar nas Figuras 4.8 e 4.9, para H<sub>2</sub>S, que o efeito da pressão é desprezível comparado aos efeitos dos outros fatores e, também, que a temperatura tem um efeito oposto aos outros. O efeito da temperatura é positivo, enquanto que os efeitos da fração em massa de amina na solução de amina, o número de estágios na coluna de absorção, o fluxo molar da solução de amina e a pressão são todos negativos. Isto quer dizer que um acréscimo em qualquer um destes fatores causa uma diminuição na concentração de H<sub>2</sub>S no gás, mas um acréscimo na temperatura causa um aumento na concentração de H<sub>2</sub>S.



Figura 4.8 – Diagrama dos efeitos principais para H<sub>2</sub>S.

Os diagramas das interações dos efeitos são diagramas das médias, dos valores para cada nível, de um fator com o nível de um segundo fator mantido constante. Os diagramas das interações podem ser usados para comparar os pesos relativos dos efeitos entre os fatores.



Figura 4.9 - Diagrama das interações para H<sub>2</sub>S.

A seguir, Figura 4.10, mostra-se o diagrama Pareto dos resultados da análise para  $H_2S$ . Os diagramas Pareto dos efeitos permitem identificar visualmente os efeitos importantes e comparar as magnitude relativas entre eles.



Figura 4.10 - Diagrama Pareto dos efeitos Padronizados para H<sub>2</sub>S

Pode-se observar que os efeitos mais importantes que afetam a concentração de  $H_2S$  na corrente de gás tratado são: o fluxo molar da solução de amina, a temperatura e a porcentagem em massa de amina na solução, respectivamente.

### 4.4.3.2. Análise e resultados para o CO<sub>2</sub>

Nos diagramas para  $CO_2$  (Figuras 4.11 e 4.12), pode-se ver, também, que a pressão não tem um efeito significativo e que todos os outros fatores apresentam efeitos negativos.



Figura 4.11 – Diagrama dos efeitos principais para CO<sub>2</sub>.



Figura 4.12 – Diagrama das interações para CO<sub>2</sub>.

A seguir, Figura 4.13, mostra-se o diagrama Pareto dos resultados da análise para CO<sub>2</sub>.



Figura 4.13 - Diagrama Pareto dos efeitos Padronizados para CO2

Para o caso de CO<sub>2</sub>, os efeitos mais importantes são: a temperatura, o número de estágios e a porcentagem em massa de amina na solução.

### 4.4.3.3. Análise e resultados para a amina DEA

No caso de DEA (Figuras 4.14 e 4.15), o efeito da temperatura, que é o mais significativo de todos, e da fração em massa de amina são positivos. A pressão e o fluxo molar da solução têm efeitos não significativos.



Figura 4.14 - Diagrama dos efeitos principais para DEA.



Figura 4.15 - Diagrama das interações para DEA.

A seguir, Figura 4.16, mostra-se o diagrama Pareto dos resultados da análise para DEA.



Figura 4.16 - Diagrama Pareto dos efeitos Padronizados para DEA

Neste caso, os efeitos mais importantes são: a temperatura, a porcentagem em massa de amina na solução e o número de estágios na coluna.

Em todos os casos, tanto para DEA quanto para  $H_2S$  e CO<sub>2</sub>, a pressão aparece como não significativa.

#### 4.4.3.4. Análise de Superfície de Resposta para a Coluna de Absorção

Após a análise do planejamento fatorial, foi decidido tirar a pressão e o número de estágios da análise. A pressão porque todas as análises mostram que não é um fator significativo e o número de estágios porque é um fator, que em seu nível superior, favorece a remoção de CO<sub>2</sub>, o que prejudica a seletividade de H<sub>2</sub>S. Além disso, o número de estágios é uma variável de projeto e não de operação. Então, por conveniência, decidiu-se fixar a pressão em 1000 psia e o número de estágios na coluna em 15. Com os 3 fatores remanescentes, foi realizada uma análise de superfície de resposta. Novas simulações foram realizadas em novos níveis com distâncias mais próximas entre eles. A Tabela 4.4 detalha o planejamento completo para esta análise e mostra os valores das respostas, a concentração de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e DEA. Como no caso do planejamento fatorial, estes valores foram multiplicados por  $10^6$ ,  $10^3$  e  $10^9$ , respectivamente.

		Fatores		Resposta	S	
N.	% de Amina	Fluxo da Solução	Tempera- tura (°C)	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	DEA
1	26,0	184,0	23,0	5,180	6,908	4,899
2	29,0	184,0	23,0	3,820	6,320	5,602
3	26,0	196,0	23,0	3,441	6,613	4,850
4	29,0	196,0	23,0	2,860	6,178	5,560
5	26,0	184,0	29,0	9,359	5,875	9,204
6	29,0	184,0	29,0	5,533	5,060	10,483
7	26,0	196,0	29,0	4,859	5,362	9,078
8	29,0	196,0	29,0	3,543	4,822	10,391
9	25,0	190,0	26,0	5,776	6,386	6,385
10	30,0	190,0	26,0	3,426	5,409	8,005
11	27,5	180,0	26,0	6,514	6,061	7,234
12	27,5	200,1	26,0	3,147	5,600	7,118
13	27,5	190,0	20,9	3,316	6,976	4,183
14	27,5	190,0	31,5	6,004	4,860	12,019
15	27,5	190,0	26,0	4,164	5,777	7,166

Tabela 4.4 – Análise de superfície de resposta para a coluna de absorção

Os resultados de uma análise de superfície de resposta podem ser apresentados de várias maneiras. A forma mais comum pode ser a das superfícies propriamente ditas, como mostram as Figuras 4.17, 4.18 e 4.19, para as respostas H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e DEA, respectivamente. Estes três gráficos mostram os efeitos da Temperatura e do Fluxo Molar da Solução de Amina para cada variável resposta, mantendo a Fração em Massa de DEA no seu nível médio.



<sup>%</sup> em massa de Amina = 27.5

Na Figura 4.17 nota-se, pela curvatura do gráfico, que existe uma interação grande entre o Fluxo da Solução e a Temperatura, afetando a resposta. Portanto, para se obter os menores valores de Fração Molar de  $H_2S$ , nestas condições experimentais, o Fluxo da Solução deverá ser mantido no seu nível mais alto, 196 USGPM, e a Temperatura perto do ponto central, isto é, aproximadamente em 26°C.

Figura 4.17 – Superfície de resposta para a fração molar de H<sub>2</sub>S, o fluxo da solução e a Temperatura (% de massa de Amina fixo, igual a 27,5).



<sup>%</sup> em massa de Amina = 27.5

Figura 4.18 – Superfície de resposta para a fração molar de CO<sub>2</sub>, o fluxo da solução e a Temperatura (% de massa de Amina fixo, igual a 27,5).

Por outro lado, nota-se na Figura 4.18, que para obter o valor mais baixo de Fração Molar de  $CO_2$ , necessita-se do Fluxo da Solução e a Temperatura nos seus níveis mais altos, i.e, 196 USGPM e 29°C, respectivamente.



% em massa de Amina = 27.5

Figura 4.19 – Superfície de resposta para a fração molar de Amina, o fluxo da solução e a Temperatura (% de massa de Amina fixo, igual a 27,5).

Já no caso da Fração Molar da Amina, deixar a Temperatura no seu nível mais baixo, 23°C, garante obter o menor valor da resposta nestas condições experimentais, sem importar, neste caso, o valor do Fluxo da Solução.

Outra forma de analisar estes mesmos gráficos seria usando as projeções destas superfícies nos planos, os chamados diagramas de contorno. No caso dos três gráficos acima, três contornos seriam obtidos, podendo-se tirar as mesmas conclusões já vistas nas Figuras 4.17, 4.18 e 4.19. No entanto, novamente seriam conclusões para cada resposta por separado.

Para garantir o cumprimento das especificações de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e DEA, simultaneamente, usamos diagramas de contorno sobrepostos. A superposição destes diagramas de contorno, dos planos que representam as mesmas variáveis, fornece facilidades de interpretação para analisar quais as melhores condições de operação que permitem atingir as condições desejadas.

Para ilustrar melhor os resultados, a Figura 4.20 mostra um diagrama de contorno sobreposto do plano correspondente à Temperatura e ao Fluxo de Solução, no qual a fração de amina foi fixada em 27,5 %. Isto equivale à sobreposição dos contornos das Figuras 4.17, 4.18 e 4.19, anteriormente analisadas.

A região em branco mostra a área onde se cumprem os requisitos especificados de 4x10<sup>-6</sup>, 6x10<sup>-3</sup> e 7x10<sup>-9</sup>, em fração molar, para o H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e DEA, respectivamente. Este diagrama em particular, Figura 4.20, mostra que uma solução com 27,5% em Massa de Amina precisa de uma Temperatura de aproximadamente 25°C e um Fluxo Molar de pelo menos 190 USGPM, para alcançar as especificações requeridas. Esta é uma das possíveis combinações que podem ser escolhidas dentro da região de

resposta, pois qualquer ponto dentro desta região satisfará as condições desejadas. Dentro desta região, não existe um critério para considerar uma situação melhor do que outra, porém seria mais conveniente escolher os valores das variáveis visando a minimização dos custos e a flexibilidade das colunas.



Figura 4.20 - Diagrama de Contorno Sobreposto (Temperatura - Fluxo da Solução de Amina)

Mantendo-se agora a Temperatura constante no ponto médio, 26°C, analisa-se o efeito da % em Massa de Amina e o Fluxo da Solução nas três respostas.

Na Figura 4.21, observa-se uma interação significativa entre os dois fatores em estudo. Segundo a Figura 4.21, precisa-se manter a % de Amina no seu nível mais baixo, 26%, e o Fluxo da Solução no mais alto, 196 USGPM, para obter os menores valores de Fração Molar de H<sub>2</sub>S, nestas condições.



Temperatura = 26 °C

Figura 4.21 – Superfície de resposta para a fração molar de H<sub>2</sub>S, a % em massa de Amina e o fluxo da solução (com Temperatura fixa, igual a 26°C).



Temperatura = 26 °C



Por outro lado, Figura 4.22, os menores valores de Fração Molar de  $CO_2$  serão obtidos, se se trabalhar com o Fluxo da Solução e a % de Amina nos seus níveis mais altos, i.e., 196 USGPM e 29%, respectivamente.



Temperatura = 26 °C

Figura 4.23 – Superfície de resposta para a Fração Molar de Amina, a % em massa de Amina e o fluxo da solução (com Temperatura fixa, igual a 26°C).

Para se obter a menor Fração Molar de Amina (Figura 4.23), devese trabalhar com a % de Amina no seu nível baixo, 26%, tendo pouca ou nenhuma influência o valor do Fluxo da Solução, o qual poderá estar em qualquer valor dentro das condições experimentais.

A Figura 4.24 mostra o diagrama de contorno sobreposto correspondente à Fração em Massa de Amina na Solução e ao Fluxo Molar da Solução, mantendo a Temperatura constante em 25 °C. Todos os pontos dentro da região branca cumprem com as especificações requeridas para o gás de saída.



Figura 4.24 - Diagrama de Contorno Sobreposto de Fração de DEA - Fluxo da Solução, com Temperatura fixa em 25°C.



Fluxo da Solução = 190 USGPM

Figura 4.25 – Superficie de resposta para a Fração Molar de  $H_2S$ , a Temperatura e a % em massa de Amina (com o fluxo da solução fixo em 190 USGPM).

As Figuras 4.25, 4.26 e 4.27 mostram os casos das superfícies com a Temperatura e a % em Massa de Amina variando e o Fluxo da Solução fixo em 190 USGPM, para as respostas de Fração Molar de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e Amina, respectivamente.

No caso da Figura 4.25, observa-se que para se obter os menores valores de Fração Molar de H<sub>2</sub>S deve-se manter a Temperatura no nível mais baixo,  $23^{\circ}$ C, e a % em Massa de Amina no mais alto, 29%.

Para se obter os menores valores de Fração Molar de CO<sub>2</sub>, Figura 4.26, deve-se trabalhar nos níveis mais altos, tanto para a Temperatura quanto para a % em Massa de Amina, i.e., 29°C e 29%, respectivamente.



Fluxo da Solução = 190 USGPM

Figura 4.26 – Superfície de resposta para a Fração Molar de CO<sub>2</sub>, a Temperatura e a % em massa de Amina (com o fluxo da solução fixo, igual a 190 USGPM).



Fluxo da Solução = 190 USGPM



A Figura 4.27 mostra que para se obter os menores valores para a Fração Molar da Amina a Temperatura deve ser mantida no nível mais baixo, 23°C, e a % em Massa de Amina também, 26%.

Compilando-se as Figuras 4.25, 4.26 e 4.27; obtém-se a Figura 4.28, a qual mostra o diagrama de contorno sobreposto do plano correspondente à Temperatura e à % em Massa de Amina. Neste caso, o valor do Fluxo Molar da Solução foi mantido constante em 190 kgmol/h. A região destacada em branco mostra que, conforme a Fração de Amina aumenta, requer-se menor Temperatura.



Figura 4.28 - Diagrama de Contorno Sobreposto (Temperatura - Fração de DEA)

Em cada caso, nas análises realizadas para a coluna de absorção, a área destacada em branco mostra a região onde se cumprem as especificações desejadas e podem ser escolhidas as condições de operação mais convenientes. As variáveis que foram mantidas constantes podem também ser alteradas, gerando, assim, outros diagramas com regiões de resposta diferentes.

## 4.4.4. ANÁLISE PARA O REGENERADOR

A análise para o regenerador foi muito parecida com a análise para a coluna de absorção. A análise para o regenerador inclui as minimizações das energias no refervedor e no condensador, e minimizar as composições de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> na corrente de reciclo da amina. Isto se conseguiu estudando os efeitos do número de estágios, da posição de alimentação e da temperatura da alimentação. Um planejamento fatorial  $2^3$  e uma análise de superfície de resposta foram feitos para o regenerador. A Tabela 4.5 mostra os níveis dos fatores para o regenerador.

Fatores	Níveis			
	Inferior	Superior		
Número de estágios	15	19		
Posição da alimentação	3	7		
Temperatura da	00	100		
Alimentação [°C]	90			

Tabela 4.5 - Fatores e níveis para o regenerador

Tabela 4.6 – Análise fatoria	l para o Regenerador
------------------------------	----------------------

Fatores			Respostas				
N.	Número de Estágios	Alimen- tação	Tempera- tura (°C)	Refervedor	Condensador	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
1	15	3	90	1,3040	3,1763	8,78	3,34
2	19	3	90	1,3080	3,1895	7,24	5,40
3	15	7	90	1,2957	3,1494	11,44	4,26
4	19	7	90	1,3071	3,1857	7,37	7,94
5	15	3	100	1,0753	3,1548	10,89	4,08
6	19	3	100	1,0804	3,1711	9,05	5,93
7	15	7	100	1,0646	3,1208	14,22	5,37
8	19	7	100	1,0750	3,1533	10,86	6,03
9	17	5	95	1,1940	3,1676	9,64	3,67

Por outro lado, a Tabela 4.6 mostra os níveis dos fatores e as respostas para o planejamento fatorial. Estas respostas representam os valores para a energia requerida no refervedor em [Btu/h], a energia requerida no condensador em [Btu/h] e a fração molar de  $CO_2$  e H<sub>2</sub>S na corrente de reciclo de amina, que foram multiplicados por 10<sup>-7</sup>, 10<sup>-6</sup>, 10<sup>4</sup> e 10<sup>5</sup>, respectivamente, por conveniência.

A Figura 4.29 mostra o diagrama dos efeitos principais, para a energia do condensador. Pode-se ver que todos os fatores afetam significativamente o requerimento de energia no condensador. A Posição de Alimentação e a Temperatura têm efeitos negativos, o que quer dizer que quanto mais afastada esteja a alimentação do topo da coluna, o requerimento de energia no condensador será menor. O mesmo ocorre com a Temperatura de Alimentação, quanto maior esta for, menor será o requerimento de energia no condensador. O Número de Estágios apresenta um efeito positivo e significa que trabalhando com 15 pratos, e não com 19, consegue-se o menor requerimento de energia no condensador.



Ponto Central

Figura 4.29 - Diagrama dos efeitos principais para a energia no condensador.



Figura 4.30 - Diagrama dos efeitos principais para a energia no refervedor.

O requerimento de energia no refervedor é afetado por um só fator, a Temperatura de Alimentação (Figura 4.30), a qual tem um efeito negativo, o mesmo para o condensador. O Número de Estágios e a Posição de Alimentação não têm um efeito significativo no requerimento de energia no refervedor.

É importante que a corrente de reciclo, a que volta para a coluna de absorção, contenha a menor quantidade possível de gases ácidos. Observando os diagramas para CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S, Figuras 4.31 e 4.32, pode-se notar um conflito. Para o CO<sub>2</sub>, todos os fatores são significativos. A Posição de Alimentação e a Temperatura têm efeitos positivos, e o Número de Estágios tem efeito negativo.

Já para o  $H_2S$ , o Número de Estágios e a Posição de Alimentação têm efeitos positivos. Isto significa que quando a Posição de Alimentação está perto do topo da coluna, isto favorece a redução de CO<sub>2</sub> e  $H_2S$  na corrente de reciclo. Quando o Número de Estágios está no seu nível superior, 19, favorece a redução de CO<sub>2</sub> na corrente de reciclo, mas por outro lado, favorece também o aumento de  $H_2S$ . O contrário acontece quando o Número de Estágios está no seu nível inferior 15, i.e. favorece a redução de  $H_2S$  na corrente de reciclo, mas favorece o aumento de  $CO_2$ .



Figura 4.31 - Gráfico dos efeitos principais para o CO2.



Figura 4.32 - Gráfico dos efeitos principais para o  $H_2S$ .

Aproveitando as saídas do planejamento fatorial 2<sup>3</sup>, decidiu-se ampliá-lo para uma análise de superfície de resposta, mantendo-se os 3 fatores e as 4 respostas. A Tabela 4.7 mostra os níveis dos fatores e as respostas para esta análise.

Fatores			Respostas				
N.	Número Estágios	Alimen- tação	Tempera- tura (°C)	Refervedor	Condensador	CO2	H <sub>2</sub> S
1	15	3	90	1,3040	3,1763	8,78	3,34
2	19	3	90	1,3080	3,1895	7,24	5,40
3	15	7	90	1,2957	3,1494	11,44	4,26
4	19	7	90	1,3071	3,1857	7,37	7,94
5	15	3	100	1,0753	3,1548	10,89	4,08
6	19	3	100	1,0804	3,1711	9,05	5,93
7	15	7	100	1,0646	3,1208	14,22	5,37
8	19	7	100	1,0750	3,1533	10,86	6,03
9	14	5	95	1,1877	3,1471	11,68	4,27
10	21	5	95	1,1982	3,1801	7,75	9,94
11	17	2	95	1,1978	3,1800	8,40	3,38
12	17	9	95	1,1878	3,1473	11,63	4,31
13	17	5	86,6	1,3700	3,1806	8,32	3,24
14	17	5	103,4	0,9911	3,1438	11,97	4,47
15	17	5	95	1,1940	3,1676	9,64	3,67

Tabela 4.7 - Análise de Superfície de Resposta para o Regenerador

Da mesma forma do que foi feito na análise para a Coluna de Absorção, diagramas de contorno sobrepostos foram construídos para os resultados do Regenerador.

Uma das soluções, variando-se o Número de Estágios e a Posição de Alimentação, é mostrada no diagrama de contorno sobreposto da Figura 4.33. Este diagrama mostra uma situação onde a Temperatura de Alimentação está fixa em 95°C. Pode-se observar aqui que uma coluna de destilação com 14 estágios e com uma alimentação no estágio 2 ou 3 seria suficiente para alcançar as condições de especificação desejadas.



Figura 4.33 - Diagrama de Contorno Sobreposto para Número de Estágios - Posição de Alimentação (com a Temperatura de Alimentação fixa em 95°C)

O diagrama da Figura 4.34 mostra o Diagrama de Contorno Sobreposto variando-se a Posição de Alimentação e a Temperatura, com o Número de Estágios fixo em 17. Na região branca, cumprem-se todas as especificações desejadas.



Figura 4.34 - Diagrama de Contorno Sobreposto para Posição de Alimentação -Temperatura (com o Número de Estágios fixo em 17)



Figura 4.35 - Diagrama de Contorno Sobreposto para Número de Estágios -Temperatura de Alimentação (com a Posição de Alimentação no estágio 5)

A Figura 4.35 mostra a região de resposta, no caso em que a Posição de Alimentação é mantida no estágio 5. Pode-se ver que, para este caso, são necessários pelo menos 17 estágios e uma Temperatura de 95°C. Pode-se ver também que, se as especificações para o CO<sub>2</sub> forem menos restritas, o número de estágios necessário torna-se menor.

Por outro lado, a Figura 4.36 mostra que o número de estágios depende também da posição de alimentação, já que para uma alimentação no estágio 3, o requerimento de número de estágios é menor.



Figura 4.36 - Diagrama de Contorno Sobreposto para Número de Estágios -Temperatura de Alimentação (com a Posição de Alimentação no estágio 3)

## 4.5. MISTURAS DE AMINAS

Na última década, tem-se tido um interesse particular em misturas de aminas. O conceito de usar misturas de aminas está baseado em utilizar e combinar as vantagens das aminas na mistura ou de aprimorar a solução de aminas para um uso particular (Spears *et al.*, 1996).

Uma das misturas mais usadas é a de MDEA com DEA. Com esta mistura, por exemplo, pode-se aproveitar a capacidade de MDEA de remover H<sub>2</sub>S, para assim remover uma maior quantidade de H<sub>2</sub>S do que seria possível usando só DEA. As Figuras 4.36 e 4.37 mostram as quantidades de H<sub>2</sub>S que podem ser removidas usando a mistura de 25 e 35% de DEA com 10% de MDEA, comparadas com as quantidades de H<sub>2</sub>S que podem ser removidas usando só uma amina. A partir daqui as indicações de concentrações baixas e altas de amina estarão referidas aos valores da Tabela 4.1, comentados anteriormente.

No primeiro caso, pode-se ver claramente que a mistura consegue remover uma quantidade significativamente maior que MEA e DEA. Já no segundo caso (Figura 4.37), a mistura só é melhor que DEA.



Figura 4.36 - Fluxo de H<sub>2</sub>S usando concentrações baixas de aminas



Figura 4.37 - Fluxo de H<sub>2</sub>S usando concentrações altas de aminas

MDEA tem sido conhecida por sua habilidade de absorver seletivamente H<sub>2</sub>S, deixando grandes quantidades de CO<sub>2</sub>, no gás. Usando misturas de aminas, no entanto, pode-se aproveitar esta vantagem da MDEA e, além disso, remover uma grande quantidade de CO<sub>2</sub>, como se mostra na Figura 4.38 para baixas concentrações das aminas, e a Figura 4.39 para concentrações altas.

Em ambos os casos, a mistura de MDEA e DEA tem um desempenho melhor que só MDEA ou só DEA.



Figura 4.38 - Fluxo de CO2 usando concentrações baixas de aminas



Figura 4.39 - Fluxo de CO2 usando concentrações altas de aminas

Como foi visto anteriormente, um fator importante na seleção de aminas para o processo é que as perdas das aminas, na corrente de gás tratado, sejam mínimas. Como pode-se ver nas Figuras 4.40 e 4.41, as perdas individuais das aminas, usando a mistura de aminas, são menores que as perdas das aminas individuais, tanto para concentrações baixas (Figura 4.40), como para concentrações altas de aminas (Figura 4.41).



Figura 4.40 - Amina arrastada na corrente de gás, usando concentrações baixas



Figura 4.41 - Amina arrastada na corrente de gás, usando concentrações altas

# 4.6. CONCLUSÕES

Uma unidade de adoçamento de gás natural pode ser simulada e otimizada com sucesso, usando um simulador de processos robusto e técnicas de planejamento de experimentos. As análises de planejamento de experimentos oferecem uma diversidade de ferramentas que podem ser exploradas, com a vantagem de representar as soluções de uma forma mais rápida e fácil.

Trabalhando com unidades de adoçamento, é conveniente lembrar que cada caso é um caso diferente. Não existe uma única solução para o problema, pois, tanto as condições de alimentação do gás, a composição, e até a operação da unidade podem ser diferentes segundo o tipo e a qualidade do gás. Além disso, as especificações para o gás tratado podem ser diferentes segundo as utilidades que este for desempenhar. Por isso, para cada caso, um número diferente de fatores, níveis e respostas podem ser analisados. Daí a importância da metodologia de análise desenvolvida neste trabalho, a qual, além de inédita na literatura publicada, foi desenvolvida de uma maneira fácil de utilização pelos engenheiros de processos.

Ao se realizar a análise usando técnicas de planejamento de experimentos, o resultado permite se trabalhar numa região em que, além de minimizar a quantidade de  $H_2S$ , é possível movimentar-se convenientemente em torno dos valores desejados para  $CO_2$  e a porcentagem em massa de amina tendo, ao mesmo tempo, maior liberdade em relação à seleção do número de estágios, vazão da solução de amina, temperatura e pressão. Um resumo dos resultados é mostrado no Anexo 3.

Embora o custo seja maior, em alguns casos, o uso de misturas de aminas pode ser aconselhável. Especialmente quando se têm rigorosas restrições tanto de H<sub>2</sub>S como de CO<sub>2</sub> ou quando se tem um gás que precise de altas concentrações de amina para remover as grandes quantidades de gases ácidos.

# CAPÍTULO 5: SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DO PROCESSO DE DESIDRATAÇÃO DO GÁS NATURAL

# 5.1. INTRODUÇÃO

Todos os gases têm a capacidade de reter água no seu estado vapor. Este vapor de água deve ser removido da corrente de gás a fim de impedir a formação de cristais chamados hidratos. Os hidratos podem obstruir encanamentos, válvulas, bombas e outros equipamentos de processo.

O vapor de água que passa através do sistema deve ser reduzido para níveis aceitáveis da indústria. Tipicamente, o índice de água permissível em linhas da transmissão do gás varia de 4 a 7 libras por MMSCF (milhão de pés cúbicos de gás).

# 5.2. SIMULAÇÃO DO PROCESSO DE DESIDRATAÇÃO

O método de desidratação do gás natural por meio de dessecantes líquidos, principalmente trietilenoglicol (TEG), é o mais comum na indústria. Este método remove a água da corrente de gás pelo contato em contra corrente, em uma coluna de absorção, com TEG. A Figura 5.1 mostra o fluxograma do processo de desidratação. O gás natural entra no fundo da coluna de absorção e sobe pela coluna onde entra em contato com a solução de TEG, que está descendo pela coluna. Através deste contato, o gás libera o vapor de água para o TEG. O TEG é depois regenerado e reciclado à coluna de absorção. Neste caso, foi usada uma coluna de destilação com 3 estágios para regenerar o TEG, conseguindo-se
uma pureza de 99,7% de TEG. O processo completo foi montado no simulador HYSYS<sup>®</sup>.



Figura 5.1 - Fluxograma do Processo de Desidratação

### 5.2.1. OTIMIZAÇÃO DO PROCESSO DE DESIDRATAÇÃO

### 5.2.1.1. Planejamento Fatorial 2<sup>5</sup>

Para o caso estudo considerado, usou-se, inicialmente, um planejamento 2<sup>5</sup> completo, onde os fatores analisados foram: o número de estágios na coluna, a vazão de TEG, a porcentagem em massa de TEG na solução TEG-água, a pressão e a temperatura. A Tabela 5.1 mostra os níveis usados para estes fatores.

Fatores	Níx Inferior	<b>reis</b> Superior
Número de estágios	10	14
Vazão de TEG [USGPM]	1,6	2,4
% massa de TEG	95	99
Pressão [psia]	880	920
Temperatura [°C]	45	50

Tabela 5.1 - Fatores e níveis para a coluna de absorção

		Resp	ostas				
Ň	Número	Vazão	% massa	Pressão	Тетрега-	μn	Ø TEC
11.	Estágios	de TEG	TEG	(psia)	tura (°C)	E12O	
1	10	1,6	95	880	45,0	11,2608	0,00258
2	14	1,6	95	880	45,0	11,2668	0,00258
3	10	2,4	95	880	45,0	11,4811	0,00177
4	14	2,4	95	880	45,0	11,4792	0,00177
5	10	1,6	99	880	45,0	2,5069	0,00358
6	14	1,6	99	880	45,0	2,5066	0,00358
7	10	2,4	99	880	45,0	2,5513	0,00245
8	14	2,4	99	880	45,0	2,5512	0,00245
9	10	1,6	95	920	45,0	11,3050	0,00265
10	14	1,6	95	920	45,0	11,3171	0,00266
11	10	2,4	95	920	45,0	11,5074	0,00182
12	14	2,4	95	920	45,0	11,5051	0,00182
13	10	1,6	99	920	45,0	2,5181	0,00369
14	14	1,6	99	920	45,0	2,5156	0,00368
15	10	2,4	99	920	45,0	2,5579	0,00252
16	14	2,4	99	920	45,0	2,5580	0,00252
17	10	1,6	95	880	50,0	11,3929	0,00263
18	14	1,6	95	880	50,0	11,3933	0,00263
19	10	2,4	95	880	50,0	11,6767	0,00182
20	14	2,4	95	880	50,0	11,6785	0,00182
21	10	1,6	99	880	50,0	2,5327	0,00364
22	14	1,6	99	880	50,0	2,5328	0,00364
23	10	2,4	99	880	50,0	2,5928	0,00252
24	14	2,4	99	880	50,0	2,5928	0,00252
25	10	1,6	95	920	50,0	11,4297	0,00270
26	14	1,6	95	920	50,0	11,4301	0,00270
27	10	2,4	95	920	50,0	11,7027	0,00187
28	14	2,4	95	920	50,0	11,7032	0,00187
29	10	1,6	99	920	50,0	2,5414	0,00375
30	14	1,6	99	920	50,0	2,5414	0,00375
31	10	2,4	99	920	50,0	2,5990	0,00259
32	14	2,4	99	920	50,0	2,5989	0,00258
33	12	2,0	97	900	47,5	7,3598	0,00259

Tabela 5.2 – Planejamento fatorial 25 para a coluna de absorção

Foram necessárias 33 simulações para este planejamento. As variáveis resposta foram: o conteúdo de água em libras por MMSCF (milhão de pés cúbicos) e a porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco. A Tabela 5.2 mostra os fatores e as respostas para cada uma das simulações.

#### 5.2.1.1.1. Análise para H<sub>2</sub>O

A análise para o conteúdo de H<sub>2</sub>O na corrente de gás natural seco mostra, no diagrama dos efeitos principais (Figura 5.2), que a concentração de TEG na solução TEG-água que entra na coluna de absorção tem o maior efeito. O Número de Estágios na coluna, a Vazão da Solução de TEG, a Pressão e a Temperatura parecem não ter uma influência importante, quando comparados com a concentração de TEG.



Figura 5.2 – Diagrama dos efeitos principais para H<sub>2</sub>O

Isto quer dizer que uma mudança na concentração de TEG, do seu nível inferior 95% ao superior 99%, produz uma diminuição no conteúdo de  $H_2O$  equivalente a 8,921 libras por MMSCF, como pode-se observar nos resultados dos efeitos na Tabela A2.1 (Anexo 2). Observando mais detalhadamente os resultados da análise, pode-se ver a grande diferença

do efeito da % massa TEG com respeito aos outros. Isto faz com que, no diagrama da Figura 5.2, não seja possível enxergar claramente qual a influência dos outros fatores. No entanto, na Tabela A2.1, nota-se que os efeitos da Vazão TEG, da Temperatura e da Pressão, nessa ordem, também contribuem significativamente para o conteúdo de H<sub>2</sub>O, sendo que todos são positivos. Isto indica que mudanças nos níveis, do nível inferior ao nível superior (ver Tabela 5.1), destes 3 fatores produzirão incrementos no conteúdo de H<sub>2</sub>O de 0,147, 0,097 e 0,021, respectivamente. Neste caso, o efeito do fator Número de Estágios é muito pequeno, não sendo significativo.

#### 5.2.1.1.2. Análise para TEG

A análise dos efeitos dos fatores: Número de Estágios na coluna, Vazão de TEG, % em massa de TEG na solução de TEG, Pressão e Temperatura na porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco é feita a seguir.

Na Figura 5.3, observa-se que os efeitos da Vazão de TEG e da % de massa TEG são grandes, com respeito ao Número de Estágios, à Pressão e à Temperatura. No primeiro caso, o efeito é negativo, o que significa que à medida que a vazão TEG aumenta, do nível inferior 1,6 USGPM ao nível superior 2,4 USGPM, a porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco diminui o equivalente a 0,000983 % (ver os valores dos efeitos na Tabela A2.2, Anexo 2). No caso da % em massa de TEG, o efeito é positivo e, portanto, significa que à medida que a % em massa de TEG passa de 95 a 99%, a porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco aumenta o equivalente a 0,000861 %.



Figura 5.3 - Diagrama dos efeitos principais para TEG

Os efeitos da Pressão e a Temperatura são menores e positivos, e iguais a 0,000074 e 0,000057 %, respectivamente. O Número de Estágios não é significativo, com um efeito negativo muito pequeno igual à 0,000001 %, como pode ser visto na Tabela A2.2, Anexo 2.

#### 5.2.1.2. Planejamento Fatorial 24

O próximo passo na estratégia experimental que se seguiu foi tirar da análise o Número de Estágios, que não foi significativo em todos os casos analisados. Um novo planejamento experimental, 2<sup>4</sup>, foi, então, construído, mantendo-se os 4 fatores restantes; a vazão de TEG, a % em massa de TEG na solução de TEG, a pressão e a temperatura.

Neste caso, foram necessárias 16 simulações, mais uma para o ponto central. Na Tabela 5.3 mostram-se os resultados das simulações para a coluna de absorção, com 4 fatores e o conteúdo de água em libras por MMSCF (milhão de pés cúbicos) e a porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco, como variáveis respostas.

		Fatore	: <b>S</b>		Resp	ostas
N.	Vazão de TEG	% massa TEG	Pressão	Tempe- ratura	H <sub>2</sub> O	% TEG
1	1,8	98,0	880	45,0	5,07350	0,00319
2	2,2	98,0	880	45,0	5,11694	0,00264
3	1,8	99,0	880	45,0	2,61123	0,00343
4	2,2	99,0	880	45,0	2,63381	0,00284
5	1,8	98,0	920	45,0	4,90798	0,00310
6	2,2	98,0	920	45,0	4,94937	0,00257
7	1,8	99,0	920	45,0	2,52631	0,00333
8	2,2	99,0	920	45,0	2,54730	0,00276
9	1,8	98,0	880	50,0	5,13397	0,00326
10	2,2	98,0	880	50,0	5,19259	0,00271
11	1,8	99,0	880	50,0	2,64242	0,00350
12	2,2	99,0	880	50,0	2,67237	0,00291
13	1,8	98,0	920	50,0	4,96606	0,00316
14	2,2	98,0	920	50,0	5,02263	0,00263
15	1,8	99,0	920	50,0	2,55585	0,00340
16	2,2	99,0	920	50,0	2,58441	0,00283
17	2,0	98,5	900	47,5	3,83661	0,00299

Tabela 5.3 – Planejamento fatorial 24 para a coluna de absorção

### 5.2.1.2.1. Análise para H<sub>2</sub>O

No caso da resposta referida ao conteúdo de  $H_2O$ , pode-se observar o tamanho dos efeitos no diagrama da Figura 5.4. O efeito da porcentagem de massa TEG se diferencia, pelo tamanho, dos efeitos dos outros fatores.



Figura 5.4 - Diagrama dos efeitos principais para H<sub>2</sub>O

Neste caso, quando passamos do nível de 97,5 a 99,5 % em massa de TEG, o conteúdo de H<sub>2</sub>O na corrente de gás natural seco decresce em 4,898 %. A magnitude do efeito da pressão é menor, porém também negativo, de 0,253 %. Os efeitos da Temperatura e da Vazão TEG são positivos e de magnitude 0,101 e 0,076 %, respectivamente (ver Tabela A2.3, Anexo 2). Embora diferentes, todos os fatores têm uma influência significativa no conteúdo de H<sub>2</sub>O.

O diagrama de Pareto, Figura 5.5, fornece uma idéia gráfica mais clara tanto dos efeitos que são significativos (aqueles que ultrapassam o limite estabelecido pela linha pontilhada) e as magnitudes relativas dos efeitos, tanto os principais quanto os de outras ordens.



Figura 5.5 – Diagrama Pareto dos efeitos para H<sub>2</sub>O

#### 5.2.1.2.2. Análise para TEG

Quando a resposta é a porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco, os efeitos que mais influenciam, nesta ordem, são a vazão de TEG, a % em massa de TEG, a pressão e a temperatura, como pode ser visto na Figura 5.6.



Figura 5.6 - Diagrama dos efeitos principais para TEG

A magnitude dos efeitos, todos significativos, na porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco, é de -0,001127, 0,00433, -0,000173 e 0,000133 % para os fatores Vazão de TEG, % em Massa de TEG, Pressão e Temperatura, respectivamente (ver Tabela A2.4, Anexo 2).

O Diagrama de Pareto, Figura 5.7, ajuda a visualizar melhor os resultados obtidos.



Figura 5.7 - Diagrama Pareto dos efeitos para TEG

#### 5.2.1.3. Análise de Superfície de Resposta para a coluna de absorção

Para a Análise de Superfície de Resposta, precisa-se aumentar o número de corridas experimentais. Para isto, usa-se um Plano Fatorial Estrela (ver Bruns *et al.*, 1990), o qual consiste em aumentar, ao Plano 2<sup>4</sup> anterior, vários pontos centrais, escolhidos numa forma determinada pelo tipo específico de plano. Novas simulações foram feitas nestes 8 pontos, da linha 17 à 24 da Tabela 5.4.

As linhas da 1 a 16 não foram colocadas aqui, Tabela 5.4, porque coincidem com as mesmas linhas da Tabela 5.3. O último ponto central da Tabela 5.4 coincide com o ponto central do plano  $2^4$  (que na Tabela 5.3 corresponde à linha 16).

		Fatore	<b>:S</b>		Resp	ostas
N.	Vazão de TEG	% massa TEG	Pressão	Tempe- ratura	H <sub>2</sub> O	% TEG
17	1,6	98,5	900	47,5	3,79860	0,00367
18	2,4	98,5	900	47,5	3,87462	0,00253
19	2,0	97,5	900	47,5	6,21629	0,00278
20	2,0	99,5	900	47,5	1,31783	0,00321
21	2,0	98,5	860	47,5	3,96506	0,00307
22	2,0	98,5	940	47,5	3,71462	0,00290
23	2,0	98,5	900	42,5	3,78619	0,00292
24	2,0	98,5	900	52,5	3,88761	0,00305
25	2,0	98,5	900	47,5	3,83661	0,00299

Tabela 5.4 - Análise de superfície de resposta para a coluna de absorção

# 5.2.1.3.1. Superfícies de Resposta, Diagramas de Contorno e Diagramas de Contorno Sobrepostos

São necessários vários gráficos para se poder interpretar os resultados das Superficies de Resposta. Isto devido ao fato de que não se poder colocar os 4 fatores estudados mais a resposta num mesmo gráfico, pois pode-se trabalhar no máximo com 3 dimensões de cada vez. É por isto que se consideram os fatores dois a dois, sempre acompanhados dos resultados de uma das variáveis resposta, seja H<sub>2</sub>O ou TEG.

## 5.2.1.3.1.1. Análise e resultados para os fatores Vazão de TEG -Pressão

Na Figura 5.8, mostra-se o gráfico Vazão-Pressão para a resposta "Conteúdo de  $H_2O$ ". Para fazer o gráfico, os outros dois fatores, % em Massa de TEG e Temperatura, foram mantidos fixos no ponto central. Nota-se que, para qualquer valor da vazão de TEG, à medida que a pressão aumenta, o conteúdo de H<sub>2</sub>O diminui bruscamente. Por outro lado, para qualquer valor de pressão, à medida que a vazão de TEG aumenta o conteúdo de H<sub>2</sub>O também aumenta, embora de maneira mais leve.

Portanto, neste caso, com a % em Massa de TEG em 98,5% e a temperatura em 47,5 °C, para se obter os menores valores de conteúdo de  $H_2O$ , é mais conveniente manter a pressão no nível superior (920 psia) e a vazão no nível inferior (1,8 USGPM), pois é com esta combinação de Vazão-Pressão que favorece-se o objetivo.



% massa = 98.5, Temperataura = 47.5 °C

Figura 5.8 - Superficie Vazão - Pressão para H<sub>2</sub>O

Na Figura 5.9, tem-se a Superficie de Resposta de Vazão-Pressão mas com a outra variável como resposta, porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco. Os outros dois fatores foram mantidos fixos no ponto central. Neste caso, Figura 5.9, para qualquer valor da vazão de TEG, quando os valores da pressão aumentam, a porcentagem de TEG diminui suavemente. Por outro lado, para qualquer valor de Pressão, quando a vazão de TEG aumenta, a % de TEG diminui bruscamente.

Para se obter os menores valores de TEG, com a % em massa de TEG em 98,5 e a temperatura em 47,5 °C, deve-se escolher valores altos da vazão de TEG (2,2 USGPM) e também valores altos da Pressão (920 psia) pois é esta combinação que produz os menores valores da % de TEG perdido, nestas condições experimentais.



Figura 5.9 - Superfície Vazão - Pressão para TEG

Agora, qual será a melhor combinação de Vazão-Pressão, com os outros dois fatores fixos, que produz valores baixos de conteúdo de  $H_2O$  e % de TEG de forma simultânea?

A solução é sobrepôr os Diagramas de Contorno das Figura 5.8 e Figura 5.9, construindo, assim, um novo Diagrama de Contorno onde podem ser colocadas todas as condições desejadas para conseguir uma região de comportamento ótimo.

Como é sabido, das especificações para o gás (Tabela 3.3), os valores menores que 4 libras por MMSCF são considerados como satisfatórios. Também valores de TEG baixos, entre 0 e 0,003 % foram escolhidos. Fixando estas condições desejadas para as variáveis resposta, obtém-se uma região onde podem ser escolhidas diferentes combinações de pressão e vazão que forneçam as respostas desejadas. Tudo isto mantendo fixa a Temperatura em 47,5°C e a % de massa em 98,5.



Figura 5.10 - Diagrama de contorno sobreposto Vazão - Pressão

### 5.2.1.3.1.2. Análise e resultados para os fatores Vazão de TEG -Temperatura

Na Figura 5.11, mostra-se a Superfície de Resposta para  $H_2O$ . Neste caso, grafica-se a vazão de TEG contra a temperatura, mantendo-se constantes os fatores % de massa e pressão nos seus pontos centrais.



% massa = 98.5, Pressão = 900 psia

Figura 5.11 - Superficie Vazão - Temperatura para H<sub>2</sub>O

Pode-se observar, Figura 5.11, que à medida que a temperatura aumenta do seu nível inferior ao superior, para qualquer valor de vazão de TEG, o conteúdo de  $H_2O$ , na corrente de gás seco, aumenta. Da mesma forma, quando aumenta-se a Vazão de TEG, para qualquer valor de Temperatura, o conteúdo de  $H_2O$  também aumenta.

Portanto, para se obter o menor conteúdo de  $H_2O$ , será mais conveniente manter tanto a temperatura quanto a vazão de TEG nos seus níveis mais baixos, i.e, a temperatura em 45°C e a Vazão de TEG em 1,6 USGPM.



Figura 5.12 - Superfície Vazão - Temperatura para TEG

Por outro lado, analisando-se a superfície Vazão-Temperatura, tendo-se, agora, como resposta a porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco (Figura 5.12), nota-se que a % de TEG diminui bruscamente quando se muda a vazão de TEG de 1,6 a 2,4 USGPM, para qualquer valor de temperatura entre 45 e 50°C.

Analisando-se as respostas do ponto de vista da temperatura, para qualquer valor de vazão, a porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco tende a aumentar também, porém neste caso levemente.

Se se desejar, então, obter a menor porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco, nestas condições experimentais, precisa-se da vazão de TEG e da temperatura nos seus níveis superior e inferior, respectivamente. Isto é, vazão de TEG em 2,4 USGPM e a temperatura em 50 °C.

Agora, sobrepondo-se as condições anteriormente discutidas, sempre com os fatores % em massa de TEG e Pressão fixos, a 98,5 e 900 psia respectivamente, consegue-se chegar a conclusões sobre as duas respostas estudadas (ver Figura 5.13).

Qualquer ponto dentro da região branca cumprirá com as especificações requeridas para obter baixos conteúdos de  $H_2O$  e da porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco.



Figura 5.13 - Diagrama de contorno sobreposto Vazão - Temperatura

## 5.2.1.3.1.3. Análise e resultados para os fatores Vazão de TEG - % em massa de TEG

Na Figura 5.14, mostra-se a Superficie de Resposta para  $H_2O$ . Neste caso, foi graficada a vazão de TEG contra a % em massa de TEG, mantendo-se constantes os fatores pressão e temperatura.



Figura 5.14 - Superfície Vazão - % massa para H<sub>2</sub>O

Vemos que o conteúdo de  $H_2O$  diminui bruscamente à medida em que a % de massa de TEG aumenta. Por outro lado, o conteúdo de  $H_2O$ permanece quase constante quando somente a Vazão é analisada.

Portanto, se se quiser obter o menor conteúdo de  $H_2O$ , seria mais conveniente trabalhar com valores altos de % em massa de TEG, neste caso, para qualquer valor de vazão de TEG e com a pressão e a temperatura nos valores fixados.

Por outro lado, quando a resposta é a porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco, nota-se na Figura 5.15 que, quando se aumenta a % em massa de TEG, a porcentagem de TEG aumenta levemente. Enquanto que, quando se aumenta a vazão de TEG, a porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco diminui bruscamente.



Figura 5.15 - Superfície Vazão - % massa para TEG

Sendo assim, se se quiser obter o menor conteúdo de  $H_2O$  e a menor porcentagem de TEG, seria mais conveniente trabalhar com valores baixos de % em massa de TEG e altos de vazão de TEG. Isto é com a % em massa de TEG em 95 e a vazão de TEG em 2,4 USGPM, mantendo-se a pressão e a temperatura nos valores fixados.

Juntando as duas respostas e considerando-se as especificações para o gás vistas na Tabela 3.3, obtém-se o diagrama na Figura 5.16. Ele mostra uma região branca onde todos os valores de % em massa de TEG e valores de vazão de TEG que podem ser escolhidos cumprem com as especificações desejadas, isto para valores fixos de pressão e temperatura.



Figura 5.16 - Diagrama de contorno sobreposto Vazão - % massa

# 5.2.1.3.1.4. Análise e resultados para os fatores % em massa de TEG - Pressão

A Figura 5.17 mostra que mantendo-se o valor da % de massa de TEG no seu nível mais alto, 99 %, o conteúdo de  $H_2O$  diminui para seu valor mínimo. Isto dentro dos limites trabalhados, Tabela 5.1, e mantendose fixos os fatores de vazão de TEG e de temperatura, para poder representar os outros dois fatores.



Figura 5.17 - Superfície % massa - Pressão para H<sub>2</sub>O

No caso da Figura 5.18, à medida em que se aumenta a pressão, a porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco diminui levemente. A mudança é brusca quando a % em massa de TEG aumenta.

Portanto, neste caso, para diminuir a porcentagem de TEG deve-se trabalhar no nível mais baixo de % em massa de TEG, 95%, e no mais alto de Pressão, 920 psia.



Figura 5.18 - Superfície % massa - Pressão para TEG



Figura 5.19 - Diagrama de contorno sobreposto % massa - Pressão

Neste caso, a região de interesse, onde se cumprirão as condições de especificação desejadas, pode ser vista na Figura 5.19, acima.

# 5.2.1.3.1.5. Análise e resultados para os fatores % de massa de TEG - Temperatura

Na Figura 5.20, pode-se ver que à medida em que a % em massa de TEG aumenta, o conteúdo de  $H_2O$  diminui bruscamente para qualquer valor de temperatura, mantendo-se a vazão de TEG e a pressão fixas. Portanto, trabalhando com a % de massa TEG no seu nível mais alto, 99%, consegue-se o menor conteúdo de  $H_2O$  nas condições trabalhadas.



Figura 5.20 - Superficie % massa - Temperatura para H<sub>2</sub>O

Já no caso da Figura 5.21, nota-se que, trabalhando-se com a temperatura no seu nível mais baixo, 45°C, e a % em massa TEG no mais alto, 99%, obtém-se a menor porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco, isto para valores fixos de vazão e pressão.



Figura 5.21 - Superfície % massa - Temperatura para TEG



Figura 5.22 - Diagrama de contorno sobreposto % massa - Temperatura

Sobrepondo-se os contornos das duas superficies, consegue-se uma região (ver Figura 5.22) na qual pode-se garantir que, dentro dos limites trabalhados, Tabela 5.1, as condições de especificação requeridas para o gás se cumprem.

# 5.2.1.3.1.6. Análise e resultados para os fatores Pressão -Temperatura

A Figura 5.23 mostra que, trabalhando-se com a temperatura no nível mais baixo, 45°C, e a pressão no mais alto, 920 psia, obtém-se o menor conteúdo de H<sub>2</sub>O. Neste caso, mantém-se fixos os fatores da vazão de TEG e % em massa de TEG.



Figura 5.23 - Superficie Pressão - Temperatura para H<sub>2</sub>O

No caso da Superficie de Resposta para a porcentagem de TEG que se perde na corrente de gás seco, as condições de pressão e temperatura para minimizar a resposta seriam as mesmas requeridas para o conteúdo de H<sub>2</sub>O, como pode-se observar na Figura 5.24.



Figura 5.24 - Superfície Pressão - Temperatura para TEG



Figura 5.25 - Diagrama de contorno sobreposto Pressão - Temperatura

Juntando-se os contornos das duas superfícies, obtém-se uma área onde as condições de especificação serão cumpridas, para estas condições experimentais (ver Figura 5.25).

# 5.3. CONCLUSÕES

Utilizando-se de um planejamento fatorial  $2^5$  e, posteriormente, um  $2^4$ , foi possível analisar, usando-se o simulador HYSYS<sup>®</sup>, a influência dos fatores Número de Estágios, Vazão de TEG, % em Massa de TEG, Pressão e Temperatura no conteúdo de H<sub>2</sub>O na saída de gás seco e na porcentagem de TEG que se perde, também, na corrente de gás seco. Um resumo dos resultados é mostrado no Anexo 4.

Análises de Superfície de Resposta, sobrepondo os resultados nas mesmas condições, para o conteúdo de H<sub>2</sub>O na saída de gás e a porcentagem de TEG que se perde, permitiram estabelecer regiões nas quais as condições de especificação requeridas para o gás na saída do processo de desidratação se cumprem.

As simulações foram exaustivas, no entanto, necessárias pois nenhum trabalho foi encontrado na literatura disponível sobre o assunto, e metodologias de análises inéditas foram desenvolvidas.

# CAPÍTULO 6: SIMULAÇÃO DO PROCESSO INTEGRADO

## 6.1. INTRODUÇÃO

Nos capítulos anteriores a simulação e a otimização dos processos de adoçamento e desidratação do gás natural foram apresentadas. Neste capítulo, será mostrada a aplicação do estudo dos capítulos anteriores, simulando ambos os processos conjuntamente, no estado estacionário. Será mostrada também, no final, a simulação dinâmica da coluna de desidratação. Para ambos os casos, o simulador HYSYS<sup>®</sup> foi usado.

### 6.2. SIMULAÇÃO NO ESTADO ESTACIONÁRIO

O ponto de partida foi uma corrente de gás natural fora de especificação. Inicialmente, os líquidos condensáveis e a água são separados do gás num separador *flash* trifásico. A saída gasosa do *flash* passa por um processo de adoçamento e, posteriormente, por um processo de desidratação. A Figura 6.1 mostra o fluxograma do processo estudado, de forma integrada.

As características do gás de alimentação correspondem a um gás de reservatório. As Figuras 6.2 e 6.3 mostram as condições da corrente de gás e sua composição, respectivamente. Note-se que a fração de vapor é menor que um (Figura 6.2), o que indica a presença de uma ou, mais provavelmente, duas fases líquidas. Por outro lado, pode-se observar, na Figura 6.3, que o conteúdo de H<sub>2</sub>S (0,0172 em fração molar) e o de CO<sub>2</sub> (0,0413 em fração molar) ultrapassam os limites aceitáveis (máximo de  $4x10^{-6}$  e 0,03 em fração molar, respectivamente) para cumprir com as especificações.





Gás do Reserva	atorio	<b>M</b> ei
Worksheet	Stream Name	Gás do Reservatori
Canditiana	Vapour / Phase Fraction	0.99067
Conditions	Temperature [C]	25.000
Properties	Pressure [psia]	1300.0
Composition	Molar Flow [MMSCFD]	25.000
	Mass Flow [lb/hr]	53417
Notes	Liquid Volume Flow [USGPM]	306.7
K Value	Molar Enthalpy [Btu/Ibmole]	-3.970e+004
	Molar Entropy [Btu/Ibmole-F]	34.665
	Heat Flow [Btu/hr]	-1.0899e+08
	Std Liq Vol Flow [USGPM]	<empty></empty>
	1	
Worksheet	ttachments / Dynamics / Use	n Variables
Delete	Define from Other Stream	

Figura 6.2 – Características de um gás de reservatório

Worksheet		Mole Fractions
C	Nitrogen	0.001600
Lonations		0.041300
Procerties	H25	0.017200
	Methane	0.869200
Composition		0.039300
Notes	Propane	0.000000
		0.002600
K Value	i Pantono	0.002900
	n Pantane	0.001400
	n-Hevane	0.001200
	n-Hentane	0.001600
	H20	0.007200
		0.005500
	Total	1.00000
	Edt	Basis.
Worksheet	Attachments (Dynamics)	UserVariables

Figura 6.3 - Composição do gás de reservatório

rio 💌	Units Btu/ft3	
	Properties (15°C)	
	Wobbe index [Btu/ft3]	1296.2
0.9907	Density [Ib/ft3]	5.1529e-00;
25.00	Higher heating value [Btu/ft3]	1063.8
1300	Lower heating value [Btu/It3]	961.19
19.46		
empty>		
	0.9907 25.00 1300 19.46 empty>	0.9907 Density [lb/ft3]   25.00 Higher heating value [Btu/ft3]   1300 Lower heating value [Btu/ft3]   19.46 empty>

Figura 6.4 - Composição do gás de reservatório

Operation Name	ор-100		Water Dew Point [C]	71.308
<u>S</u> tream	Gás do Reservatori	o 🕅	HC Dew Point [C]	 34.778
General		 انام ر	Water Content	 
Vapour/Phase Fraction	n 0.	9907	lb water / MMSCF	237.415
Temperature (C)		25.00	mg water / m3	3810.20
Pressure [psia]		<u>1300  </u> L		
Mole Weight		19.46		
Z Factor	< ल	noty>		

Figura 6.5 – Composição do gás de reservatório

As Figuras 6.4 e 6.5 mostram os valores do poder calorífico e do conteúdo de água no gás, respectivamente. Note-se que o conteúdo de água está, também, fora dos limites aceitáveis para o gás (no máximo, de 4 a 7 lb/MMSCF).

### 6.2.1. FLASH TRIFÁSICO

Como foi mencionado anteriormente, uma separação *flash* trifásica foi realizada inicialmente, para remover a água livre e os hidrocarbonetos condensáveis da corrente de gás. A Figura 6.6 mostra a operação *flash* e as Figuras 6.7 e 6.8 mostram os resultados desta operação.



Figura 6.6 - Operação flash

Worksheet	Name	Gás do Reserva	Condensado	Gás Natural	Água Livre
r	Vapour	0.9858	0.0000	1.0000	0.0000
Lonuluons	Temperature [C]	25.00	17.51	17.51	17.51
Properties	Pressure [psia]	1300	1000	1000	1000
Composition	Molar Flow [MMSCFD]	25.00	0.3393	24.55	0.1149
-	Mass Flow [lb/hr]	5.342e+004	2340	5.085e+004	228.0
PF Specs	LiqVol Flow [USGPM]	306.7	7.733	298.5	0.4581
	Molar Enthalpy (Btu/ibmole	-3.966e+004	-7.149e+004	-3.883e+004	-1.225e+005
	Molar Entropy [Btu/Ibmole-I	34.56	19.99	35.33	-2.823
	Heat Flow (Btu/hr)	-1.089e+008	-2.664e+006	-1.047e+008	-1.546e+006

Figura 6.7 - Alimentação e correntes resultantes da separação flash

A figura acima mostra a corrente de gás alimentada e as três correntes resultantes da separação. Pode-se observar que houve formação de duas fases líquidas, a corrente Condensado e a corrente Água Livre. Embora as vazões de líquido formado sejam pequenas, é importante a separação destas duas fases líquidas. Isto porque os hidrocarbonetos condensados podem ser aproveitados em outros processos e a água pode ser reutilizada ou pelo menos seu tratamento pode ser mais barato.

Worksheet		iás do Reservatori	Condensado	Gás Natural	Água Livre
>	Nitrogen	0.0016	0.0002	0.0016	0.0000
_onaliions	C02	0.0413	0.0296	0.0417	0.0011
Properties	H2S	0.0172	0.0271	0.0171	0.0012
omposition	Methane	0.8692	0.2869	0.8813	0.0011
Somposition	Ethane	0.0393	0.0436	0.0394	0.0000
PF Specs	Propane	0.0093	0.0345	0.0090	0.0001
	i-Butane	0.0026	0.0189	0.0024	0.0000
	n-Butane	0.0029	0.0293	0.0025	0.0000
	i-Pentane	0.0014	0.0254	0.0011	0.0000
	n-Pentane	0.0012	0.0343	0.0007	0.0000
	n-Hexane	0.0018	0.0732	0.0008	0.0000
	n-Heptane	0.0072	0.3963	0.0019	0.0000
	H20	0.0050	0.0007	0.0004	0.9963
		······································			

Figura 6.8 - Composições das correntes resultantes da separação flash

A Figura 6.8 mostra as composições das correntes resultantes da separação. Pode-se ver que a corrente de gás resultante tem um conteúdo menor de água que a corrente de gás original. A corrente de condensado tem majoritariamente hidrocarbonetos pesados e pouca água. A corrente de água livre tem 99,6% de água pura, sendo o resto impurezas.

Pode-se observar, também, que o conteúdo de H<sub>2</sub>S na corrente de gás ainda é muito alto. Por essa razão, esta corrente foi tratada num processo de adoçamento com aminas.

### 6.2.2. ADOÇAMENTO DA CORRENTE GASOSA

Para remover os gases ácidos da corrente de gás que sai do separador *flash*, usou-se uma solução de DEA. Esta solução, a uma vazão de 190 USGPM, passa em contra corrente com o gás, em uma coluna de absorção com 15 estágios.

Worksheet	Name	Sol de DEA @C	Gás @COL1	Gás Doce @CC	DEA+g ácidos (	 
	Vapour	0.0000	1.0000	1.0000	0.0000	
onditions	Temperature [C]	23.00	21.91	23.62	48.09	
roperties	Pressure [psia]	995.0	1000	995.0	1000	
ompositions	Molar Flow [MMSCFD]	37.42	24.67	23.31	38.78	i
Uniposido: is	Mass Flow [lb/hr]	9.745e+004	5.169e+004	4.567e+004	1.035e+005	
YF Specs	LiqVol Flow [USGPM]	190.0	301.3	286.3	205.1	 (
	Molar Enthalpy [Btu/lbmg	-1.224e+004	5740	5866	-1.169e+004	
	Molar Entropy (Btu/Ibmol	20.69	45.57	45.29	20.97	 L
	Heat Flow [Btu/hr]	-5.031e+007	1.555e+007	1.501e+007	-4.977e+007	
					ĺ	
						 <u> </u>
						 :
						 L
						 L
						Į

Figura 6.9 - Alimentação e correntes resultantes do adoçamento do gás

togen 12	0.0000	0.0016	0 0017	0.0000	
12			0.0017		
and the second se	0.0000	0.0416	0.0053	0.0233	
'S	0.0000	0.0172	0.0000	0.0109	
ethane	0.0000	0.8782	0.9280	0.0010	
nane	0.0000	0.0394	0.0416	0.0000	
opane	0.0000	0.0092	0.0097	0.0000	
utane	0.0000	0.0025	0.0026	0.0000	
Butane	0.0000	0.0027	0.0029	0.0000	
entane	0.0000	0.0012	0.0013	0.0000	<u>,</u>
<sup>o</sup> entane	0.0000	0.0010	0.0011	0.0000	
lexane	0.0000	0.0013	0.0013	0.0000	
Teptane	0.0000	0.0035	0.0038	0.0000	······································
20	0.9346	0.0005	0.0007	0.9016	
Amine	0.0654	0.0000	0.0000	0.0631	
<u></u>					
	thane pane utane utane entane levane leptane D Amine	thane     0.0000       nane     0.0000       upane     0.0000       utane     0.0000       utane     0.0000       utane     0.0000       entane     0.0000       lentane     0.0000       lexane     0.0000       leptane     0.0000       0     0.9346       Amine     0.0654	thane     0.0000     0.8782       sane     0.0000     0.0394       spane     0.0000     0.0092       stane     0.0000     0.0092       stane     0.0000     0.0025       utane     0.0000     0.0027       antane     0.0000     0.0012       lentane     0.0000     0.0010       lexane     0.0000     0.0013       leptane     0.0000     0.0035       D     0.3346     0.0005       Amine     0.0654     0.0000	thane     0.0000     0.8782     0.9280       ane     0.0000     0.0394     0.0416       ippane     0.0000     0.0092     0.0097       itane     0.0000     0.0025     0.0026       utane     0.0000     0.0027     0.0029       ante     0.0000     0.0012     0.0013       utane     0.0000     0.0010     0.0011       entane     0.0000     0.0013     0.0011       leatane     0.0000     0.0013     0.0013       leptane     0.0000     0.0025     0.0038       0     0.3346     0.0005     0.0007       Amine     0.0654     0.0000     0.0000	thane     0.0000     0.8782     0.9280     0.0010       ane     0.0000     0.0394     0.0416     0.0000       pane     0.0000     0.0092     0.0097     0.0000       pane     0.0000     0.0025     0.0026     0.0000       utane     0.0000     0.0027     0.0028     0.0000       utane     0.0000     0.0012     0.0013     0.0000       entane     0.0000     0.0010     0.0011     0.0000       entane     0.0000     0.0010     0.0011     0.0000       leptane     0.0000     0.0035     0.0038     0.0000       0     0.9346     0.0005     0.0007     0.9316       Amine     0.0654     0.0000     0.0631     0.0631

Figura 6.10 - Composições das correntes resultantes do adoçamento do gás

As Figuras 6.9 e 6.10 mostram os resultados da simulação do processo de adoçamento. Pode-se ver na Figura 6.10 que a corrente de gás doce está praticamente isenta de  $H_2S$  e com um conteúdo de  $CO_2$  e  $H_2O$  também baixos.

### 6.2.3. DESIDRATAÇÃO DO GÁS DOCE

Como o conteúdo de H<sub>2</sub>O na corrente de gás doce é suficientemente baixo para mandar o gás a outras unidades, tomou-se só uma parte desta corrente ( 50%) para tratá-la num processo de desidratação com TEG, com o objetivo de remover ainda mais o conteúdo de H<sub>2</sub>O na corrente de gás.

Foi utilizada uma coluna de absorção com 14 estágios e uma quantidade de TEG de 1124 lb/h, com uma pureza de 99,77% em fração molar. Os resultados são mostrados nas Figuras 6.11 e 6.12.

Worksheet	Name	Sol TEG @COL	Alim de Gás @(	Gas seco @CO	TEG+H2D @CI	[
Conditions	Vapour	0.0000	1.0000	1.0000	0.0000	
	Temperature [C]	45.00	23.62	22.13	21.16	
roperties	Pressure (psia)	900.0	995.0	900.0	900.0	
Compositions	Molar Flow [MMSCFD]	6.829e-002	11.59	11.59	7.667e-002	
	Mass Flow [lb/hr]	1124	2.221e+004	2.219e+004	1141	
PF Specs	LiqVol Flow [USGPM]	1.989	141.3	141.2	2.039	
	Molar Enthalpy [Btu/lbmd	-3.397e+005	-3.408e+004	-3.400e+004	-3.170e+005	
	Molar Entropy (Btu/Ibmol	39.07	35.21	35.43	32.03	
	Heat Flow [Btu/hr]	-2.548e+006	-4.338e+007	-4.326e+007	-2.669e+006	
	<b>  </b>					

Figura 6.11 - Alimentação e correntes resultantes da desidratação do gás

Worksheet		Sol TEG	Alim de Gás	Gas seco	TEG+H20	
Conditions	Nitrogen	0.0000	0.0017	0.0017	0.0002	
	CD2	0.0000	0.0053	0.0053	0.0017	
roperties	H2S	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
Compositions	Methane	0.0000	0.9328	0.9334	0.0187	
	Ethane	0.0000	0.0419	0.0419	0.0026	
PF Specs	Propane	0.0000	0.0097	0.0097	0.0010	-
	i-Butane	0.0000	0.0027	0.0027	0.0001	
	n-Butane	0.0000	0.0029	0.0029	0.0001	
	i-Pentane	0.0000	0.0013	0.0013	0.0001	
	n-Pentane	0.0000	0.0011	0.0011	0.0000	
	TEGlycol	0.9977	0.0000	0.0000	0.8887	
	H20	0.0023	0.0006	0.0000	0.0867	
					· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	
						······································

Figura 6.12 - Composições das correntes resultantes da desidratação do gás
A Figura 6.12 mostra que a corrente de gás seco praticamente não tem água. Este gás resultante está, também, praticamente isento de  $H_2S$ , o qual foi eliminado no processo de adoçamento.

Verificando as propriedades do gás com as especificações para o transporte e venda do gás, pode-se ver na Figura 6.13 que a corrente de gás seco cumpre com os requerimentos de poder calorífico. A Figura 6.14 mostra que o conteúdo de água na corrente de gás seco está bem abaixo das especificações de 4 lb/MMscf, o que é extremamente adequado, pois isto significa que a corrente de gás seco está praticamente isenta de água.

Units	Btu/ft3	
1 1 JON 10 1 2/01		<u></u>
A VENDA Properties (15*C	)	
	tu/ft3]	1382.2
1.0000 Density [lb/ft3]	4	.6162e-00.
31.60 Higher heating v	/alue [Btu/ft3]	1073.7
895.0 Lower heating v	alue [Btu/ft3]	968.91
17.44		
0.8687		
	Wobbe index [B]     1.0000     31.60     895.0     17.44     0.8687	I.0000   Wobbe index [Btu/ft3]   4     31.60   B95.0   Lower heating value [Btu/ft3]   4     0.8687   Lower heating value [Btu/ft3]   4

Figura 6.13 - Verificação do poder calorífico da corrente do gás seco

Operation Name	op-100		Water Dew Point [C]	-143.38
<u>S</u> tream	GÁS PAF	RAAVENDA 💽	HC Dew Point [C]	-36.685
General			FWater Content	
Vapour/Phase Frac	tion	1.0000	Ib water / MMSCF	4.22662e-0
Pressure [psia]	·	<u> </u>	mg water / m3	0.5/8315
Mole Weight		17.44		
Z Factor		0.8687		

Figura 6.14 - Verificação da quantidade de água na corrente do gás seco

## 6.3. SIMULAÇÃO DINÂMICA DA COLUNA DE DESIDRATAÇÃO

Finalmente, foi realizada também a simulação dinâmica da coluna de desidratação.

Esta simulação permite observar a mudança de comportamento de variáveis de interesse com o decorrer do tempo. Pode-se introduzir, também, perturbações com a finalidade de ver como o sistema reage frente a estas perturbações.

Quatro casos foram estudados. O primeiro, Figura 6.15, mostra o comportamento da fração molar da água, remanescente na corrente de gás seco, quando são introduzidas perturbações à vazão de gás alimentado, na coluna de desidratação. Neste caso, pode-se observar que a fração molar de H<sub>2</sub>O aumenta quando há uma diminuição na alimentação de gás, de 10 para 8,5 MMSCFD (tempo = 23 minutos). Por outro lado, quando há um aumento na vazão de alimentação de gás, de 8,5 para 11 MMSCFD (aos 57 minutos), a fração molar de H<sub>2</sub>O diminui, até atingir um novo estado

estacionário. Na figura, a primeira coluna de escala corresponde à vazão de alimentação e a outra à fração molar.



Figura 6.15 – Efeito da Vazão de Alimentação na Fração Molar de H<sub>2</sub>O na corrente de Gás Seco



- Fração Molar de TEG no Gás Seco ---- Alimentação de Gás (USGPM)

Figura 6.16 – Efeito da Vazão de Alimentação na Fração Molar de TEG na corrente de Gás Seco

O segundo caso, Figura 6.16, mostra o comportamento da fração molar de TEG, na corrente de gás seco, quando são introduzidas perturbações à vazão de gás alimentado, na coluna de desidratação. Neste caso, pode-se observar que a fração molar de TEG aumenta, gradualmente, quando há uma diminuição na alimentação de gás, de 10 para 8,5 MMSCFD (aos 24 minutos). Quando há um aumento na vazão de alimentação de gás, de 8,5 para 11 MMSCFD (aos 84 minutos), a fração molar de TEG diminui, atingindo o novo estado estacionário aos 120 minutos. De forma similar ao caso anterior, a primeira coluna de escala, no gráfico, corresponde à vazão de alimentação e a outra à fração molar.

Na Figura 6.17 e 6.18, mostram-se os efeitos da fração molar de H<sub>2</sub>O e de TEG, na corrente de gás seco, quando são introduzidas perturbações na vazão de alimentação da solução de TEG. Em ambos os casos, uma diminuição na vazão da solução de TEG, de 2 a 1,5 USGPM, (aos 7 minutos) causa uma diminuição na fração molar, de H<sub>2</sub>O e TEG. Quando há um aumento na vazão da solução de TEG, de 1,5 para 2,5 USGPM (aos 19 minutos), tanto a fração molar de H<sub>2</sub>O quanto a de TEG aumentam. Em ambos os casos o novo estado estacionário foi atingido, aproximadamente, aos 45 minutos. A primeira coluna de escala, nos gráficos, corresponde à vazão da solução de TEG e a segunda à fração molar.



Figura 6.17 – Efeito da Vazão da solução de TEG na Fração Molar de H<sub>2</sub>O na corrente de Gás Seco

— Fração Molar de TEG no Gás Seco ---- Vazão de TEG (USGPM)



Figura 6.18 – Efeito da Vazão da solução de TEG na Fração Molar de TEG na corrente de Gás Seco

### 6.4. CONCLUSÕES

Neste capítulo, foi mostrada uma aplicação de um processo integrado que consta de uma separação *flash* trifásico, uma unidade de adoçamento e uma unidade de desidratação. Estas três partes, rodam simultaneamente e cada uma dependente do resultado da anterior, embora os pacotes de propriedades termodinâmicas que cada uma usa sejam diferentes.

Os pacotes de propriedades termodinâmicas usados foram o de NRTL-Virial para a separação *flash*, Peng-Robinson para a desidratação, e o pacote de aminas para a parte de adoçamento do gás.

Foi mostrado com sucesso o processo de tratamento do gás natural, isto é, partindo de um gás fora das especificações, obtém-se um produto apto para a venda e comercialização.

Foi mostrado, também, com sucesso a simulação dinâmica da coluna de absorção no processo de desidratação do gás natural, o que permite monitorar o comportamento de variáveis com o tempo ou quando há perturbações no processo.

## CAPÍTULO 7: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

### 7.1. CONCLUSÕES

A realização desta tese cobre um tópico importante na área de gás natural. Isto é, particularmente, importante nos dias atuais, considerandose que as fontes naturais estão se esgotando, possuem composições diferentes e há clara necessidade de processos sistemáticos e otimizados.

Foi realizado um estudo sobre a caracterização de sistemas de gás natural. Usando os recursos do simulador HYSYS<sup>®</sup>, foi possível determinar as propriedades tanto de componentes puros quanto de misturas multicomponentes, assim como também elaborar diagramas de fases.

Este trabalho mostrou que é possível predizer as condições de temperatura e pressão nas quais acontece a formação de hidratos, sendo este um ponto muito importante no ambiente industrial para evitar danos nos equipamentos.

Usando técnicas de planejamento de experimentos foi possível desenvolver uma metodologia de avaliação do efeito das principais variáveis, tanto para o processo de adoçamento quanto para desidratação, e suas interações na saída do processo. A técnica de superfície de resposta serviu para complementar o objetivo de otimização, encontrando, para cada caso, regiões onde as condições de especificação requeridas se cumprem.

Usando o HYSYS<sup>®</sup>, foi possível desenvolver uma metodologia para simular, em forma integrada, os processos de adoçamento e desidratação, de tal forma que, partindo de uma corrente de gás fora de especificações, consegue-se obter um produto com a qualidade necessária para o transporte em tubulações, venda e comercialização.

#### 7.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Propõe-se explorar os processos aqui estudados para especificações que correspondam a outros usos.

Continuar aprofundando no conhecimento do simulador, explorando todas as ferramentas que possui, inclusive o uso de macros e extensões que constantemente estão sendo disponibilizadas.

Finalmente, pode-se dar continuidade neste trabalho com estudos dinâmicos de toda a planta e implementar técnicas de controle das unidades de adoçamento e de desidratação.

### 7.3. TRABALHOS DESENVOLVIDOS DURANTE A ELABORAÇÃO DA TESE

Durante a elaboração desta tese, os seguintes trabalhos foram submetidos e/ou apresentados em eventos e congressos nacionais e internacionais.

- ROJAS T. R. M., WOLF-MACIEL M. R. Simulação e Otimização do Processo de Adoçamento do Gás Natural. COBEQ – 2002, Natal, Agosto 2002.
- ROJAS T. R. M., WOLF-MACIEL M. R. Simulation and Optimization of the Natural Gas Sweetening Process Using a Process Simulator, AICHE Annual Meeting 2001, Nevada, Novembro 2001

- ROJAS T. R. M., WOLF-MACIEL M. R. Uso do Simulador HYSYS na Otimização do Processo de Adoçamento do Gás Natural. EPFEQ-II 2001, Campinas, Setembro 2001.
- ROJAS T. R. M., WOLF-MACIEL M. R. Simulation and Optimization of the Natural Gas Sweetening Process., Canadian Journal of Chemical Engineering, (Submetido para publicação em Dezembro 2001).
- ROJAS T. R. M., WOLF-MACIEL M. R. Simulation and Optimization of the Natural Gas Sweetening Process., 51st Canadian Chemical Engineering Conference, Halifax, Outubro 2001.
- ROJAS T. R. M., WOLF-MACIEL M. R. Simulation of the Natural Gas Sweetening Process Using a Commercial Process Simulator., PRESS'01, Milan, Maio 2001

### **BIBLIOGRAFIA**

- ABDI M.A., MEISEN, A. A Novel Process for Diethanolamine Recovery from Partially Degraded Solutions. 1. Process Description and Phase Equilibria of the DEA-BHEP-THEED-Hexadecane System. Ind. Eng. Chem. Res., 1999, 38, p. 3096-3104.
- ARNOLD K., STEWART M. Surface Production Operations: Design of Gas Handling Systems and Functions, V 2, Gulf Professional Publishing, 1999.
- ASTARITA G., SAVAGE D.W. e BISIO A. Gas Treating with Chemical Solvents. John Wiley and Sons, 1983.
- BAKER G.H. Corrosion-Free Gas Sweetening. Hydrocarbon Processing, August 1975.
- BALLARD D. How to operate an Amine Plant. Hydrocarbon Processing, 45, 4, April 1966, p. 137-144.

BEGGS D. Gas Production Operations, OGCI Publications, Oklahoma, 1984

- BISHNOI P.R. e DHOLABHAI P.D. Equilibrium Conditions for Hydrate formation for a Ternary Mixture of Methane, Propane and Carbon Dioxide, and a Natural Gas MIxture in the presence of Electrolytes and Methanol. Fluid Phase Equilibria 158-160, 1999, p. 821-827.
- BLANC C., ELGUE J. e LALLEMAND F. MDEA Process Selects H<sub>2</sub>S. Hydrocarbon Processing August 1981, p. 111-116.
- BOX J.P., HUNTER W.G. e HUNTER J.S. Statistics for experimenters: an introduction to design, data analysis and model building. John Wiley, New York, 1978.

- BRUNS R.E., BARROS NETO B. e SCARMÍNIO I.S. Planejamento e Otimização de Experimentos. Editora da UNICAMP, Campinas, 1990.
- BULLIN J.A. e POLASEK, J.C. Selective Absorption Using Amines. Proceedings of the Sixty-First GPA Annual Convention. Tulsa, OK: Gas Processors Association, 1982, p. 86-90.
- BUTWELL K.F., KUBEK D.J. e SIGMUND P.W. Amine Guard III. Chem. Eng. Progr., February 1979.
- COLLIE J., HLAVINKA M.W. e ASHWORTH A. An Analysis of BTEX Emmissions from Amine Sweetening and Glycol Dehydratation Facilities, Proceedings of Laurance Reid Gas Conditioning Conference, Norman, Oklahoma: University of Oklahoma, 1998.
- COVINGTON K.C., HLAVINKA M.W. e BEHRENS A.D. Selection of Hydrate Sippression Methods for Gas Streams, Proceedings of 8th Annual Energy Week Conference, 1997.
- DAVIET G.R., SUNDERMAN R., DONNELLY A.T. e BULLIN J.A. Simulation Values Prove Out in DEA to MDEA Switch. Oil & Gas Journal, August 6, 1984, p. 47-50.
- DESHMUKH R.D. e MATHER A.E. A mathematical Model for Equilibrium Solubility of Hydrigen Sulfide and Carbon Dioxide in Aqueous Alkanolamine Solutions. Chem. Eng. Science, 36, 1981, p. 355-362.
- EBELING H.O., LYDDON L.G. e COVINGTON K.K. Reduce Emissions and Operatings Costs with Appropriate Glycol Selection, Proceedings of the Seventy-Seventh GPA Annual Convention. Tulsa, OK: Gas Processors Association, 1998.
- EPA. Compilation of Air Pollutant Emission, Factors AP-42, Fifth Edition, Volume I: Stationary Point and Area Sources, 1995.

- FRAZIER H.D. e KOHL, A.L. Selective Absorption of Hydrogen Sulfide from Gas Streams. Industrial and Engineering Chemistry, November, 1950, p. 2288-2292.
- GOLDSTEIN A.M., EDELMAN A.M., BEISNER W.D. e RUZISKA P.A. Hindered Amines Yield Improved Gas Treating. Oil & Gas Journal, July 16, 1984, p. 70-76.
- HAWKES E.N. e MAGO B.F. Stop MDEA CO<sub>2</sub> Unit Corrosion, Hydrocarbon Processing, August 1971, p. 109-112.
- HERNANDEZ-VALENCIA V.N., HLAVINKA M.W. e BULLIN J.A. Design Glycol Units for maximum Efficiency, Proceedings of the Seventy-First GPA Annual Convention. Tulsa, OK: Gas Processors Association, 1992, p. 310-317.
- HLAVINKA M.W., HERNANDEZ-VALENCIA V.N. e BULLIN J.A. Influence of Process Operations on VOC and CTEX Emissions from Glycol Dehydration Units, Proceedings of the Seventy-Second GPA Annual Convention. Tulsa, OK: Gas Processors Association, 1993, p. 100-106.
- HYPROTECH, HYSYS.Process: Simulation Basis, Version 2.1, Hyprotech Ltd, 1998a.
- HYPROTECH, HYSYS.Process: User's Guide, Version 2.1, Hyprotech Ltd, 1998b.

HYSYS.PROCESS<sup>®</sup>, Version 2.1, Hyprotech Ltd, 1998.

JOU F. MATHER A.E. e OTTO F.D. Solubility of H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> in Aqueous Methyldiethanolamine Solutions, Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev. 21, 1982, p. 539-544.

- KAHRIM A., MATHER A.E. Enthalpy of Solution of Carbon Dioxide in Diethanolamine Solutions, The Canadian Journal of Chemical Engineering, 58, October 1980, p. 660-662.
- KATZ D.L., LEE R.L. Natural Gas Engineering: Production and Storage, McGraw-Hill Publishing Company, 1990.
- KELLY W. How Amine Guard Saves Energy, Hydrocarbon Processing, July 1977, p. 118-119.
- KENT R.L., EISENBERG B. Better Data for Amine Treating, Hydrocarbon Processing, February 1976, p. 87-90.
- KOHL A.L., RIESENFELD F.C. Gas Purification. Gulf Publishing Company, Houston, Texas. Fourth Edition, 1985.
- KOSSEIM A.J., McCULLOUGH J.G. e BUTWELL K.F. Treating Acid & Sour Gas: Corrosion-Inhibited Amine Guard ST Process. Chem. Eng. Progr., October 1984.
- KURANOV G., RUMPF B. MAURER G. e SMIRNOVA N. VLE Modelling for Aqueous Systems Containing Methyldiethanolamine, Carbon Dioxide and Hydrogen Sulfide. Fluid Phase Equilibria, 136, 1997, p.147-162.
- LEECRAFT J. Field Handling of Natural Gas, Petroleum Extension Service Division of Continuing Education, University of Texas at Austin, 1987.
- LUNSFORD K.M., BULLIN J.A. Optimization of Amine Sweetening Units, Proceedings of the 1996 AIChE Spring National Meeting. New York, NY. American Institute of Chemical Engineers, 1996.
- MADDOX L. Gas Conditioning and Processing: Gas and Liquid Sweetening, Vol 4, Campbell Petroleum Series, 1998.

- MANNING F. e THOMPSON R.E. Oilfield Processing of Petroleum Volume one: Natural Gas, Pennwell Publishing Company, 1991.
- MATAR S. e HATCH L.F. Chemistry of Petrochemical Processes, Gulf Professional Publishing, 2001.
- MONTGOMERY D.C. Design and Analysis of Experiments, John Wiley & Sons Inc., 1997.
- MONTGOMERY D.C, RUNGER G.C. e HUBELE N.F. Engineering Statistics, John Wiley & Sons Inc., 1998.
- MORTKO R.A. *Remove* H<sub>2</sub>S *Selectively*, Hydrocarbon Processing, June 1984, p. 78-82.
- MOTOMURA T. Equilíbrio em Misturas Gás Natural Água, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia Mecánica, UNICAMP, 1989.
- OUWERKERK, C. Design for Selective H<sub>2</sub>S Absorption, Hydrocarbon Processing, April 1978, p. 89-94.
- POLASEK, J.C, IGLESIAS-SILVA, G.A. e BULLIN J.A. Using Mixed Amines Solutions for Gas Sweetening, Proceedings of the Seventy-First GPA Annual Convention. Tulsa, OK: Gas Processors Association, 1992, p. 58-63.
- POLASEK, J.C. e BULLIN J.A. Selecting Amines Sweetening Units, Proceedings GPA Regional Meeting, Sept. 1994. Tulsa, OK: Gas Processors Association, 1994. (Atualização do artigo original publicado em Energy Progress, September 1984, p. 146-150).
- RICHERT J.P., BAGDASARIAN A.J. e SHARGAY C.A. Extent of Stress Corrosion Cracking in Amine Plants Revealed by Survey, Oil & Gas Journal, June 5, 1989, p. 45-52.

- SARTORI G. e SAVAGE D.W. Sterically Hindered Amines for CO<sub>2</sub> Removal from Gases. Ind. Eng. Chem. Fundam., 22, 1983, p. 239-249.
- SAVAGE D.W. e KIM J. Chemical Kinetocs of Carbon Dioxide Reactions with Diethanolamine and Diisopropanolamine in Aqueous Solutions, AIChE Jounal, 31, 2, 1985, p.296-301.
- SELLEY R. Elements of Petroleum Geology, Second Edition, Academic Press, 1997.
- SIGMUND P.W., BUTWELL, K.F., e WUSSLER A.J. HS Process Removes H<sub>2</sub>S Selective, Hydrocarbon Processing, May 1981, p. 118-124.
- SPEARS M.R., HAGAN K.M., BULLIN J.A. e MICHALIK C.J. Converting to DEA/MDEA Mix Ups Sweetening Capacity. Oil & Gas Journal, August 12, 1996, p. 63-67.
- TENNYSON R.N, e SCHAAF R.P. Guidelines Can Help Choose Proper Process for Gas-Treating Plants. The Oil and Gas Journal, January 10, 1977, p. 78-86.
- TOWLER, G.P., SHETHNA, H.K., COLE, B. e HAJDIK, B. Improved Absorber-Stripper Technology for Gas Sweetening to Ultra-Low H<sub>2</sub>S Concentrations. Proceedings of the Seventy-Sixth GPA Annual Convention. Tulsa, OK: Gas Processors Association, 1997, p. 93-100.
- WATANABE, H. CO<sub>2</sub> Removal from Synthetic Natural Gas for Cuty Gas Use. Journal of Membrane Science, 154, 1999, p.121-126.
- XAVIER P. F. Cálculo e Avaliação do Fator de Separação "α<sub>l,J</sub>", para Diversos Sistemas de Interesse Industrial e para Outros, para Fins de Estudo Sistemático. Dissertação de Mestrado, FEQ, UNICAMP, 2000.

## ANEXO 1: RESULTADOS PARA A SIMULAÇÃO DO PROCESSO DE ADOÇAMENTO

#### **RESULTADOS PARA A COLUNA DE ABSORÇÃO**

 Estimated Effects and	Coeffic	ients for	H2S (cod	ed unit	ts)	•
Term	Effect	Coef	SE Coef	T	P	
Constant		29.34	6.281	4.67	0.003	
% de Ami	-47.04	-23.52	6.281	-3.74	0.010	
Estágios	-42.71	-21.36	6.281	-3.40	0.014	
Fluxo da	-49.10	-24.55	6.281	-3.91	0.008	
Pressão	-0.64	-0.32	6.281	-0.05	0.961	
Temperat	47.20	23.60	6.281	3.76	0.009	
% de Ami*Estágios	33.55	16.77	6.281	2.67	0.037	
% de Ami*Fluxo da	44.76	22.38	6.281	3.56	0.012	
% de Ami*Pressão	0.63	0.31	6.281	0.05	0.962	
% de Ami*Temperat	-44.16	-22.08	6.281	-3.52	0.013	
Estágios*Fluxo da	34.96	17.48	6.281	2.78	0.032	
Estágios*Pressão	-0.27	-0.13	6.281	-0.02	0.984	
Estágios*Temperat	-33.99	-17.00	6.281	-2.71	0.035	
Fluxo da*Pressão	0.63	0.32	6.281	0.05	0.961	
Fluxo da*Temperat	-45.13	-22.57	6.281	-3.59	0.011	
Pressão*Temperat	-0.63	-0.31	6.281	-0.05	0.962	
% de Ami*Estágios*Fluxo da	-31.90	-15.95	6.281	-2.54	0.044	
% de Ami*Estágios*Pressão	0.27	0.14	6.281	0.02	0.983	
% de Ami*Estágios*Temperat	31.87	15.93	6.281	2.54	0.044	
% de Ami*Fluxo da*Pressão	-0,63	-0.31	6.281	-0.05	0.962	
% de Ami*Fluxo da*Temperat	42.59	21.30	6.281	3.39	0.015	
% de Ami*Pressão*Temperat	0.62	0.31	6.281	0.05	0.962	
Estágios*Fluxo da*Pressão	0.27	0.13	6.281	0.02	0.984	
Estágios*Fluxo da*Temperat	32.46	16.23	6.281	2.58	0.042	
Estágios*Pressão*Temperat	-0.27	-0.14	6.281	-0.02	0.983	
Fluxo da*Pressão*Temperat	0.63	0.31	6.281	0.05	0.962	
Ct Pt		-25.36	36.080	-0.70	0.509	

Tabela A1.1 - Saída do planejamento fatorial 2<sup>5</sup> para H<sub>2</sub>S

Estimated Effects and	Coeffic	ients for	CO2 (coà	led uni	ts)
Term	Effect	Coef	SE Coef	Т	P
Constant		6.698	0.02494	268.62	0.000
% de Ami	-1.711	-0.855	0.02494	-34.31	0.000
Estágios	-2.887	-1.443	0.02494	-57.88	0.000
Fluxo da	-1.312	-0.656	0.02494	-26.30	0.000
Pressão	0.034	0.017	0.02494	0.69	0.518
Temperat	-3.356	-1.678	0.02494	-67.28	0.000
% de Ami*Estágios	0.112	0.056	0.02494	2.24	0.067
% de Ami*Fluxo da	0.989	0.495	0.02494	19.84	0.000
% de Ami*Pressão	-0.035	-0.017	0.02494	-0.70	0.512
% de Ami*Temperat	-0.797	-0.399	0.02494	-15.98	0.000
Estágios*Fluxo da	0.013	0.007	0.02494	0.26	0.801
Estágios*Pressão	0.036	0.018	0.02494	0.73	0.495
Estágios*Temperat	0.473	0.236	0.02494	9.48	0.000
Fluxo da*Pressão	-0.035	-0.017	0.02494	-0.70	0.509
Fluxo da*Temperat	-0.813	-0.406	0.02494	-16.29	0.000
Pressão*Temperat	0.035	0.018	0.02494	0.70	0.509
% de Ami*Estágios*Fluxo da	-0.032	-0.016	0.02494	-0.64	0.546
% de Ami*Estágios*Pressão	-0.037	-0.019	0.02494	-0.75	0.483
% de Ami*Estágios*Temperat	0.132	0.066	0.02494	2.64	0.039
% de Ami*Fluxo da*Pressão	0.035	0.018	0.02494	0.71	0.506
% de Ami*Fluxo da*Temperat	0.582	0.291	0.02494	11.66	0.000
% de Ami*Pressão*Temperat	-0.036	-0.018	0.02494	-0.72	0.500
Estágios*Fluxo da*Pressão	-0.037	-0.018	0.02494	-0.74	0.489
Estágios*Fluxo da*Temperat	0.102	0.051	0.02494	2.04	0.087
Estágios*Pressão*Temperat	0.037	0.018	0.02494	0.74	0.489
Fluxo da*Pressão*Temperat	-0.035	-0.018	0.02494	-0.71	0.506
Ct Pt		-1.007	0.14325	-7.03	0.000

## Tabela A1.2 – Saída do planejamento fatorial $2^5$ para $CO_2$

Estimated Effects and	Coefficie	ents for	Amina (co	ded un	its)
-				_	_
Term	Effect	Coef	SE Coei	T	P
Constant		10.364	0.1698	61.03	0.000
% de Ami	3.150	1.575	0.1698	9.27	0.000
Estágios	-1.134	-0.567	0.1698	-3.34	0.016
Fluxo da	0.056	0.028	0.1698	0.16	0.875
Pressão	-0.176	-0.088	0.1698	-0.52	0.623
Temperat	15.146	7.573	0.1698	44.59	0.000
% de Ami*Estágios	0.697	0.348	0.1698	2.05	0.086
% de Ami*Fluxo da	-0.367	-0.184	0.1698	-1.08	0.321
% de Ami*Pressão	0.176	0.088	0.1698	0.52	0.622
% de Ami*Temperat	2.406	1.203	0.1698	7.08	0.000
Estágios*Fluxo da	0.803	0.401	0.1698	2.36	0.056
Estágios*Pressão	-0.176	-0.088	0.1698	-0.52	0.623
Estágios*Temperat	-1.022	-0.511	0.1698	-3.01	0.024
Fluxo da*Pressão	0.176	0.088	0.1698	0.52	0.622
Fluxo da*Temperat	0.139	0.069	0.1698	0.41	0.697
Pressão*Temperat	-0.175	-0.087	0.1698	-0.52	0.625
% de Ami*Estágios*Fluxo da	-0.729	-0.364	0,1698	-2.15	0.075
% de Ami*Estágios*Pressão	0.176	0.088	0.1698	0.52	0.622
% de Ami*Estágios*Temperat	0.711	0.356	0.1698	2.09	0.081
⅔ de Ami*Fluxo da*Pressão	-0.175	-0.088	0.1698	-0.52	0.624
% de Ami*Fluxo da*Temperat	-0.374	-0.187	0.1698	-1.10	0.313
% de Ami*Pressão*Temperat	0.177	0.088	0.1698	0.52	0.622
Estágios*Fluxo da*Pressão	0.176	0.088	0.1698	0.52	0.622
Estágios*Fluxo da*Temperat	0.787	0.394	0.1698	2.32	0.060
Estágios*Pressão*Temperat	-0.175	-0.088	0.1698	-0.52	0.624
Fluxo da*Pressão*Temperat	0.177	0.088	0.1698	0.52	0.621
Ct Pt		-3.037	0.9755	-3.11	0.021

## Tabela A1.3 – Saída do planejamento fatorial 2<sup>5</sup> para DEA

## ANEXO 2: RESULTADOS PARA A SIMULAÇÃO DO PROCESSO DE DESIDRATAÇÃO

PLANEJAMENTO FATORIAL 2<sup>5</sup>

ANÁLISE PARA H<sub>2</sub>O

Tabela A2.1 - Saída do planejamento fatorial 25 para H<sub>2</sub>O

 Estimated Effects and	Coeffic	ients for l	H2O (cod	ed unit	s)	
Term	Effect	Coef	SE Coef	т	P	
Constant		7.010	0.000455	1.5E+04	0,000	
Estágios	0.001	0.000	0.000455	0.96	0.376	
Vazão TE	0.147	0.073	0.000455	161.00	0.000	
% massa	-8.921	-4.460	0.000455	-1E+04	0.000	
Pressão	0.021	0.010	0.000455	22.94	0.000	
Temperat	0.097	0.048	0.000455	106.49	0.000	
Estágios*Vazão TE	-0.001	-0.001	0.000455	-1.27	0.253	
Estágios*% massa	-0.001	-0.001	0.000455	-1.38	0.218	
Estágios*Pressão	0.000	0.000	0.000455	0.14	0.891	
Estágios*Temperat	-0.000	-0.000	0.000455	-0.53	0.612	
Vazão TE*% massa	-0.096	-0.048	0.000455	-105.19	0.000	
Vazão TE*Pressão	-0.005	-0.002	0.000455	-5.30	0.002	
Vazão TE*Temperat	0.022	0.011	0.000455	24.44	0.000	
% massa*Pressão	-0.013	-0.006	0.000455	-14.27	0.000	
% massa*Temperat	-0.064	-0.032	0.000455	-69.93	0.000	
Pressão*Temperat	-0.002	-0.001	0.000455	-1.81	0.119	
Estágios*Vazão TE*% massa	0.001	0.001	0.000455	1.60	0.161	

 Estágios*Vazão TE*Pressão	-0.000	-0.000	0.000455	-0.37	0.722
Estágios*Vazão TE*Temperat	0.001	0.001	0.000455	1.42	0.206
Estágios*% massa*Pressão	-0.000	-0.000	0.000455	-0.45	0.671
Estágios*% massa*Temperat	0.001	0.000	0.000455	0.93	0.389
Estágios*Pressão*Temperat	-0.000	-0.000	0.000455	-0.35	0.740
Vazão TE*% massa*Pressão	0.003	0.002	0.000455	3.67	0.010
Vazão TE*% massa*Temperat	-0.014	-0.007	0.000455	-15.67	0.000
Vazão TE*Pressão*Temperat	0.001	0.001	0.000455	1.48	0.190
<pre>% massa*Pressão*Temperat</pre>	0.001	0.001	0.000455	1.25	0.258
 Ct Pt		0.350	0.002614	133.73	0.000

## ANÁLISE PARA TEG

Estimated Effects an	nd Coeffic	ients for	TEG (cod	led unit	ts)
Term	Effect	Coef	SE Coef	т	P
Constant		0.002661	0.000001	3808.02	0.000
Estágios	-0.000001 -	-0.00000	0.000001	-0.45	0.670
Vazão TE	-0.000983 -	-0.000492	0.000001	-703.47	0.000
% massa	0.000861	0.000430	0.000001	615.81	0.000
Pressão	0.000074	0.000037	0.000001	53.22	0.000
Temperat	0.000057	0.000028	0.000001	40.70	0.000
Estágios*Vazão TE	-0.000001 -	-0.00000	0.000001	-0.45	0.670
Estágios*% massa	-0.000002 -	-0.000001	0.000001	-1.34	0.228
Estágios*Pressão	-0.000001 -	-0.00000	0.000001	-0.45	0.670
Estágios*Temperat	-0.000001 -	-0.000000	0.000001	-0.45	0.670
Vazão TE*% massa	-0.000162 -	-0.000081	0.000001	-115.83	0.000
Vazão TE*Pressão	-0.000016 -	-0.00008	0.000001	-11.18	0.000
Vazão TE*Temperat	0.000002	0.00001	0.000001	1.34	0.228
% massa*Pressão	0.000013	0.00007	0.000001	9.39	0.000
% massa*Temperat	0.00008	0.000004	0.000001	5.81	0.001
Pressão*Temperat	-0.000001 -	-0.00000	0.000001	-0.45	0.670
Estágios*Vazão TE*% massa	0.000001	0.00000	0.000001	0.45	0.670
Estágios*Vazão TE*Pressão	-0.000001 -	-0.00000	0.000001	-0.45	0.670
Estágios*Vazão TE*Temperat	-0.000001 -	-0.00000	0.000001	-0.45	0.670
Estágios*% massa*Pressão	-0.000002 -	-0.000001	0.000001	-1.34	0.228
Estágios*% massa*Temperat	0.000001	0.00000	0.000001	0.45	0.670
Estágios*Pressão*Temperat	-0.000001 -	-0.000000	0.000001	-0.45	0.670
Vazão TE*% massa*Pressão	-0.000004 -	-0.000002	0.000001	-3.13	0.020
Vazão TE*% massa*Temperat	0.00001	0.000000	0.000001	0.45	0.670

### Tabela A2.2 – Saída do planejamento fatorial $2^5$ para TEG

Vazão TE*Pressão*Temperat	-0.000001 -0.000000	0.000001	-0.45	0.670
% massa*Pressão*Temperat	0.000001 0.000000	0.000001	0.45	0.670
Ct Pt	-0.000071	0.000004	-17.67	0.000

#### PLANEJAMENTO FATORIAL 24

#### ANÁLISE PARA H<sub>2</sub>O

2 <b>O</b>

H2O (coded units)	H20 (co	ients for	Coeffic	Estimated Effects and
SE Coef T P	SE Coef	Coef	Effect	Term
0.005876 650.38 0.000	0.005876	3.821		Constant
0.011994 3.16 0.012	0.011994	0.038	0.076	Vazão TE
0.011994 -204.18 0.000	0.011994	-2.449	-4.898	8 massa
0.011994 -10.55 0.000	0.011994	-0.126	-0.253	Pressão
0.011994 4.22 0.002	0.011994	0.051	0.101	Temperat
0.029378 -0.83 0.426	0.029378	-0.024	-0.049	Vazão TE*% massa
0.029378 -0.06 0.953	0.029378	-0.002	-0.004	Vazão TE*Pressão
0.029378 0.39 0.709	0.029378	0.011	0.023	Vazão TE*Temperat
0.029378 2.77 0.022	0.029378	0.081	0.162	% massa*Pressão
0.029378 -1.12 0.294	0.029378	-0.033	-0.066	% massa*Temperat
0.029378 -0.07 0.948	0.029378	-0.002	-0.004	Pressão*Temperat
0.058756 0.01 0.993	0.058756	0.001	0.001	Vazão TE*% massa*Pressão
0.058756 -0.13 0.898	0.058756	-0.008	-0.015	Vazão TE*% massa*Temperat
0.058756 0.00 0.999	0.058756	0.000	0.000	Vazão TE*Pressão*Temperat
0.058756 0.01 0.989	0.058756	0.001	0.002	% massa*Pressão*Temperat
	21000,00	0.002		Vazão TE*& massa*Dressão*
	0 117510	0 000	0 000	Tomorat
0.011994 -10.55 0.000   0.011994 4.22 0.002   0.029378 -0.83 0.426   0.029378 -0.06 0.953   0.029378 0.39 0.709   0.029378 2.77 0.022   0.029378 -1.12 0.294   0.029378 -0.07 0.948   0.029378 -0.13 0.898   0.058756 0.01 0.999   0.058756 0.01 0.989   0.058756 0.01 0.989   0.117512 0.00 0.999	0.011994 0.011994 0.029378 0.029378 0.029378 0.029378 0.029378 0.029378 0.029378 0.029378 0.058756 0.058756 0.058756 0.058756	-0.126 0.051 -0.024 -0.002 0.011 0.081 -0.033 -0.002 0.001 -0.008 0.000 0.001	-0.253 0.101 -0.049 -0.004 0.023 0.162 -0.066 -0.004 0.001 -0.015 0.000 0.002	Pressão Temperat Vazão TE*% massa Vazão TE*Pressão Vazão TE*Temperat % massa*Pressão % massa*Temperat Pressão*Temperat Vazão TE*% massa*Pressão Vazão TE*% massa*Temperat % massa*Pressão*Temperat % massa*Pressão*Temperat

 Estimated Effects	and Coeffi	cients for	TEG (cod	led unit	ts)	
Term	Effect	Coef	SE Coef	т	P	
Constant		0.003015	0.000009	322.59	0.000	
Vazão TE	-0.001127	-0.000563	0.000019	-29.53	0.000	
% massa	0.000433	0.000217	0.000019	11.36	0.000	
Pressão	-0.000173	-0.000087	0.000019	-4.54	0.001	
Temperat	0.000133	0.000067	0.000019	3.49	0.007	
Vazão TE*% massa	-0.000080	-0.000040	0.000047	-0.86	0.414	
Vazão TE*Pressão	0.000040	0.000020	0.000047	0.43	0.679	
Vazão TE*Temperat	0.00000	0.00000	0.000047	0.00	1.000	
<pre>% massa*Pressão</pre>	-0.000010	-0.000005	0.000047	-0.11	0.917	
% massa*Temperat	0.000010	0.000005	0.000047	0.11	0.917	
Pressão*Temperat	-0.000010	-0.000005	0.000047	-0.11	0.917	
Vazão TE*% massa*Pressão	0.00000	0.000000	0.000093	0.00	1.000	
Vazão TE*% massa*Temperat	-0.000000	-0.000000	0.000093	-0.00	1.000	
Vazão TE*Pressão*Temperat	0.000000	0.000000	0.000093	0.00	1.000	
<pre>% massa*Pressão*Temperat</pre>	0.000020	0.000010	0.000093	0.11	0.917	
Vazão TE*% massa*Pressão*						
Temperat	0.00000	0.00000	0.000187	0.00	1.000	

## Tabela A2.4– Saída do planejamento fatorial 24 para TEG

# ANEXO 3: RESUMO DOS RESULTADOS PARA A ANÁLISE DO PROCESSO DE ADOÇAMENTO

ANÁLISE PARA A COLUNA DE ABSORÇÃO

#### PLANEJAMENTO FATORIAL 25

Variável Resposta	Fatores com Efeitos Principais Significativos	Direção do Efeito	Fatores com Efeitos Principais não Significativos
H₂S	% de Amina	Negativo	Pressão
	Temperatura	Positivo	
	Fluxo da Solução	Negativo	
	Número de Estágios	Negativo	
CO2	Temperatura	Negativo	Pressão
	Número de Estágios	Negativo	
	% de Amina	Negativo	
	Fluxo da Solução	Negativo	
Composição de DEA	Temperatura	Positivo	Fluxo da Solução
	% de Amina	Positivo	Pressão
	Número de Estágios	Negativo	

## ANÁLISE PARA O REGENERADOR

#### PLANEJAMENTO FATORIAL 23

Variável Resposta	Fatores com Efeitos Principais Significativos	Direção do Efeito	Fatores com Efeitos Principais não Significativos
	Número de Estágios	Negativo	Pressão
Energia no Condensador	Temperatura	Positivo	
	Alimentação	Negativo	
	Temperatura	Negativo	Número de Estágios
Energia no Refervedor			Alimentação
	Número de Estágios	Negativo	
CO <sub>2</sub>	Temperatura	Positivo	
	Alimentação	Negativo	
	Número de Estágios	Positivo	Temperatura
$H_2S$	Alimentação	Positivo	

# ANEXO 4: RESUMO DOS RESULTADOS PARA A ANÁLISE DO PROCESSO DE DESIDRATAÇÃO

ANÁLISE PARA A COLUNA DE DESIDRATAÇÃO

PLANEJAMENTO FATORIAL 25

Variavel Resposta	Fatores com Efeitos Principais Significativos	Direção do Efeito	Fatores com Efeitos Principais não Significativos
H <sub>2</sub> O	% de TEG	Negativo	Número de Estágios
			Vazão de TEG
			Pressão
			Temperatura
TEG	Vazão de TEG	Negativo	Número de Estágios
	% de TEG	Positivo	Pressão
			Temperatura

1. 1

#### ANÁLISE PARA A COLUNA DE DESIDRATAÇÃO

#### PLANEJAMENTO FATORIAL 24

Variavel Resposta	Fatores com Efeitos Principais Significativos	Direção do Efeito	Fatores com Efeitos Principais não Significativos
H₂O	% de TEG	Negativo	
	Vazão de TEG	Positivo	
	Pressão	Negativo	
	Temperatura	Positivo	
TEG	Vazão de TEG	Negativo	
	% de TEG	Positivo	
	Pressão	Negativo	
	Temperatura	Positivo	

UNICAMP BIBLIOTECA CENTRAL SEÇÃO CIRCULANTE