



UNIVERSIDADE
E D U A R D O
MONDLANE

FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
LICENCIATURA EM ENGENHARIA QUÍMICA

Trabalho de Licenciatura

**Investigação da Regeneração de Trietilenoglicol no processo de
Desidratação de Gás Natural**

Autor: Sérgio Anacleto Manjaze

Supervisor: Doutor Alberto Bila, Eng.º

Maputo, Novembro de 2024



FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
LICENCIATURA EM ENGENHARIA QUÍMICA

Trabalho de Licenciatura

**Investigação da Regeneração de Trietilenoglicol no processo de
Desidratação de Gás Natural**

Autor: Sérgio Anacleto Manjaze

Supervisor: Doutor Alberto Bila, Eng.^o

Maputo, Novembro de 2024

TERMO DE ENTREGA DO RELATÓRIO DO TRABALHO DE LICENCIATURA

Declaro que o estudante finalista **Sérgio Anacleto Manjaze**, entregou no dia ___ / ___ / 2024 as 4 cópias do seu Trabalho de Licenciatura com a referência: _____, intitulado: **Investigação da Regeneração de Trietilenoglicol no processo de Desidratação de Gás Natural**.

Maputo, ___ de _____ de 2024

O chefe da Secretaria

DECLARAÇÃO DE HONRA

Declaro, por minha honra, que o presente trabalho acadêmico é original e foi elaborado por mim e que não foi apresentada, para efeitos de avaliação, a qualquer outra entidade ou instituição. Estudos de outros autores relacionados com o trabalho foram devidamente usados e referenciados de acordo com o regulamento de culminação de estudos nos cursos de engenharia da Faculdade de Engenharia da Universidade Eduardo Mondlane.

Dedicatória

Aos meus Avós, Salvador Manjaze e Adélia Américo. A minha mãe, Anacleta Manjaze. E as minhas irmãs, Sónia, Victória e Fátima, por tudo que fizeram e fazem por mim.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus Pai, Alpha e Omega por estar sempre do meu lado, por ter permitido que eu tivesse saúde e determinação, para ultrapassar todos os obstáculos encontrados ao longo da realização deste trabalho e alcançar os meus objetivos.

A minha mãe, Anacleta Manjaze, aos meus avós, Salvador Manjaze e Adélia Américo, pelo incentivo nos momentos difíceis, pela capacitação acima de tudo, por terem proporcionado um ensino de qualidade durante todo o período estudantil, por compreenderem nos momentos que estive ausente durante o período estudantil e durante a realização do trabalho.

As minhas irmãs, Sónia Anacleta, Victória e Fátima, pelo companheirismo, cumplicidade e pelo apoio em todos os momentos da minha vida.

A minha companheira, pelo apoio e ajuda prestada durante a realização do trabalho.

Aos meus amigos da longa data, Filipe Cuvisse e Adriano Hilário, pelo companheirismo, suporte, pelos momentos de diversão e alegria.

Aos meus amigos na fé, Estácio Mate e Herlim, pelo apoio e por orarem sempre por mim.

Ao Doutor Alberto Bila, que conduziu o trabalho com paciência e dedicação, sempre disponível em compartilhar os seus conhecimentos.

Ao Prof. Doutor Miguel M. Uamusse, pelo suporte e pela confiança no sistema de ensino e aprendizado.

Aos professores do Departamento de Engenharia Química, pelas correções e ensinamentos que me permitiram apresentar um melhor desempenho no meu processo de formação ao longo do curso.

Aos meus colegas do curso, pelo companheirismo, amizade e pela troca de experiências ao longo do curso.

A todos que não foram mencionados, mas que de certa forma contribuíram para o meu desempenho estudantil.

Resumo

Uma das etapas críticas no processamento do gás natural é a remoção do conteúdo de água produzido como vapor de água em equilíbrio com o efluente de gás natural. Este processo é geralmente designado por desidratação do gás natural e visa prevenir a corrosão das tubulações, formação de hidratos ou condensação nas paredes dos tubos durante o transporte. A absorção de água usando glicol líquido, ou TEG, é o método de desidratação mais comumente usado. Neste processo, o líquido é regenerado e reciclado para reduzir a quantidade de água e reduzir custos. Três métodos para investigar a regeneração de TEG foram estudados usando o simulador Aspen HYSYS, a saber, a) o uso de uma porção de gás seco como gás de extração (de componentes contidos na mistura com TEG), b) i-butano como gás de extração (testado neste trabalho como gás de extração) e c) gás do separador flash como gás de extração (testado neste trabalho como gás de extração). Os resultados da simulação mostram que o uso de uma porção de gás seco como gás de extração permitiu reduzir o conteúdo de água de 966,7 mg/Nm³ para 15 mg/Nm³; a recuperação da pureza de TEG foi de 99.81% numa concentração ótima de gás de extração de 472.1 kg/h, enquanto o i-butano pode reduzir o conteúdo de água em até 20 mg/Nm³ e recuperação de TEG até 99.61% em peso numa concentração ótima de gás de extração de 933.1 kg/h. O gás do separador flash foi o menos eficiente na remoção do conteúdo de água, este pode reduzir em até 67,94 mg/Nm³ e com uma recuperação de TEG até 98.62% numa queda de pressão de 300 kPa. A concentração de circulação ótima de TEG é de 4000 kg/h e a temperatura ótima de ebulidor de 204 °C.

Finalmente, constatamos que a utilização de gás de extração é uma técnica mais eficaz para melhorar a pureza de TEG e o desempenho global da planta de desidratação de gás natural.

Palavras-chave: TEG (Trietilenoglicol), Desidratação de gás, Absorção, Gás de extração, Aspen HYSYS.

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1	Formulação do Problema	2
1.2	Objectivos.....	3
1.2.1	Geral.....	3
1.2.2	Específicos	3
1.3	Metodologia	3
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1	Formação de Gás Natural.....	4
2.2	Fontes de Gás Natural	5
2.3	Classificação dos Reservatórios de Gás Natural	6
2.4	Composição de gás natural.....	8
2.5	Processamento de gás natural.....	9
2.6	Desidratação de gás natural.....	11
	Métodos de desidratação de gás natural.....	11
2.6.1	Absorção por solvente líquido	11
2.6.2	Processos de gás de extracção.....	15
2.6.3	Adsorção por dessecante sólido	17
2.6.4	Condensação	19
2.6.5	Comparação do consumo de energia dos métodos de desidratação de gás natural.....	21
3.	MATERIAL E METODOLOGIA.....	22
3.1	Material	22
3.2	Simulação do Processo de Desidratação de Gás Natural e Regeneração de Trietilenoglicol (TEG).....	23
3.2.1	Porção de gás seco (Metano maioritariamente) como gás de extracção	28
3.2.2	Uso de gases da coluna Flash.....	30

3.2.3	Uso da corrente de vapor do separador trifásico (i-Butano) como gás de extracção	32
4.	APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO	33
4.1	Propriedades de gás natural seco/desidratado e de TEG de diferentes plantas	33
4.1.1	Parâmetros de gás natural seco e composição de TEG na planta de desidratação de gás natural e regeneração de TEG pelo método convencional/padrão	33
4.1.2	Parâmetros de gás natural seco e composição de TEG na planta de desidratação de gás natural e regeneração de TEG usando porção de gás seco (Maioritariamente metano) como G.E	34
4.1.3	Parâmetros de gás natural seco e composição de TEG na planta de desidratação de gás natural e regeneração de TEG usando gases da coluna Flash.....	34
4.1.4	Parâmetros de gás natural seco e composição de TEG na planta de desidratação de gás natural e regeneração de TEG usando corrente de vapor do separador trifásico como G.E (i-butano)	35
4.2	Análise de sensibilidade	36
4.2.1	Influência do número de pratos na coluna de absorção	36
4.2.2	Influência da temperatura de TEG no conteúdo de água no gás natural seco.....	36
4.2.3	Influência da concentração de TEG no conteúdo de água no gás natural seco.....	37
4.2.4	Influência da concentração de TEG na perda de TEG no regenerador ..	38
4.2.5	Influência da concentração de porção de gás seco como gás de extracção na pureza de TEG	39
4.2.6	Influência da concentração de porção de gás seco como gás de extracção na perda de TEG no regenerador	40
4.2.7	Influência da concentração de i-Butano como gás de extracção na pureza de TEG.....	41
4.2.8	Influência da concentração de i-Butano como gás de extracção nas perdas de TEG.....	41

4.2.9	Influência da queda de pressão no separador flash na pureza de TEG ..	42
4.2.10	Influência da queda de pressão no separador flash na perda de TEG no regenerador	43
4.2.11	Influência da temperatura do ebulidor na pureza de TEG	43
4.2.12	Influência da temperatura do ebulidor na potência consumida.....	44
4.3	Optimização do processo	45
4.3.1	Efeito da concentração de TEG no conteúdo de água no gás seco usando uma porção de gás seco como gás de extracção a diferentes temperaturas do ebulidor	45
4.3.2	Efeito da concentração de TEG no conteúdo de água de gás seco usando uma porção de gás seco como gás de extracção a diferentes concentrações de gás de extracção	45
4.3.3	Efeito da concentração de porção de gás seco como gás de extracção na pureza de TEG a diferentes temperaturas do ebulidor.....	46
4.3.4	Efeito da concentração de TEG no conteúdo de água no gás seco usando i-Butano como gás de extracção a diferentes temperaturas do ebulidor	47
4.3.5	Efeito da concentração de TEG no conteúdo de água de gás seco usando i-Butano como gás de extracção a diferentes concentrações de gás de extracção	48
4.3.6	Efeito da concentração de i-Butano como gás de extracção na pureza de TEG a diferentes temperaturas do ebulidor	48
5.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	50
5.1	Conclusões	50
5.2	Recomendações.....	51
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	52
	ANEXOS	54

LISTA DE SÍMBOLOS

TEG	Trietilenoglicol
BTEX	Benzeno, tolueno, etileno e xileno
Wt	Fracção mássica
G.E	Gás de extracção
Psig	Unidade de pressão
ppm	Partes por milhão
HP	Alta pressão
Ar	Árgon
Ne	Néon
Xe	Xenon
He	Hélio
kPa	Quilo Pascal (unidade de pressão)
GN	Gás natural
TSA	Temperatura de oscilação
JT	Joule-Thompson
MS	Peneiras moleculares
MEG	Monoetilenoglicol
kW	Quilo watts (unidade de potência)
MPa	Mega Pascal (unidade de pressão)
mD	Milidarcy (unidade de permeabilidade)
T _c	Temperatura crítica

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Etapas de formação de petróleo e gás natural (Natural gas explained, 2022)	4
Figura 2: Reservatório anticlinal de petróleo e gás (Hydrocarbon Traps, Seals, Reservoirs, and Shows, 2021)	5
Figura 3: Geologia do petróleo e do gás natural convencional e não convencional (Optimizing Well Workover Strategies for Shale Gas and Tight Oil Wells, 2024).....	6
Figura 4: Classificação dos reservatórios de petróleo e gás com base na pressão e temperatura	7
Figura 5: Processamento de gás natural (Mokhatab, William A. Poe, & John Y. Mak, 2019)	10
Figura 6: Processo de regeneração acoplado ao processo de Absorção (Adaptado de (Seader, J. Henley, & Roper, 2011)).....	12
Figura 7: Estrutura química do trietilenoglicol (TEG).....	13
Figura 8: Planta de desidratação de gás natural com TEG (Netušil & Ditzl, 2012)	14
Figura 9: Regeneração com destilação (esquerda) e com gás de extração (direita) (Modificado de: (Imrényi, Vizi, & Gomes, 2017)).....	15
Figura 10: Processo de desidratação de gás natural usando gases de extração BTEX (Nath & Nielsen, 2021)	17
Figura 11: desidratação de gás natural por Adsorção e regeneração do sólido dessecante pelo método de oscilação de temperatura (TSA) (Modificado de: (Netušil & Ditzl, 2012)).....	19
Figura 12: Método de desidratação utilizando efeito JT e inibição de hidrato (Modificado de: (Netušil & Ditzl, 2012)).....	20
Figura 13: Comparação dos métodos de desidratação de gás natural no consumo de energia (Netušil & Ditzl, 2012).....	21
Figura 14: Primeira fase do processo de simulação da desidratação da água do gás natural no absorvedor.....	24
Figura 15: Regeneração de TEG com as condições operacionais no HYSYS	26
Figura 16: desidratação de gás natural e regeneração de TEG no simulador Aspen HYSYS	27
Figura 17: Desidratação de gás e regeneração de TEG usando porção de gás seco como gás de extração no simulador Aspen HYSYS	29
Figura 18: desidratação de gás natural e regeneração de TEG usando gases da coluna Flash como G.E no simulador Aspen HYSYS	31
Figura 19: desidratação de gás natural e regeneração de TEG usando gás da corrente de vapor do separador trifásico como G.E no simulador Aspen HYSYS	32

Figura 20: Conteúdo de água versus Número de pratos no absorvedor.....	36
Figura 21: Temperatura de TEG vs. Conteúdo de água.....	37
Figura 22: Concentração de TEG vs. Conteúdo de água.....	38
Figura 23: Concentração de TEG vs. Perdas de TEG.....	39
Figura 24: Concentração de porção de gás seco como G.E vs. Pureza de TEG.....	40
Figura 25: Concentração de porção de gás seco como G.E vs. Perdas de TEG.....	40
Figura 26: Concentração de i-Butano vs. Pureza de TEG.....	41
Figura 27: Concentração de i-Butano vs. Perda de TEG.....	42
Figura 28: Queda de pressão vs. Pureza de TEG.....	42
Figura 29: Queda de pressão vs. Perdas de TEG.....	43
Figura 30: Temperatura do ebulidor vs. Pureza de TEG.....	44
Figura 31: Potência consumida no ebulidor vs. Temperatura do ebulidor.....	44
Figura 32: Concentração de TEG vs. Conteúdo de água e temperatura de ebulidor.....	45
Figura 33: Concentração de TEG vs. Conteúdo de água e concentração de gás de extracção.....	46
Figura 34: Concentração de porção de gás seco como G.E vs. Pureza de TEG e temperatura de ebulidor.....	47
Figura 35: Concentração de TEG vs. Conteúdo de água e temperatura de ebulidor.....	47
Figura 36: Concentração de TEG vs. Conteúdo de água e concentração de G.E.....	48
Figura 37: Concentração de i-Butano vs. Pureza de TEG e temperatura de ebulidor.....	49
Figura 38: Condições do gás natural seco na planta de desidratação de gás natural e regeneração de TEG pelo método convencional usando o simulador Aspen HYSYS.....	54
Figura 39: Propriedades do gás natural seco no método convencional usando o simulador Aspen HYSYS.....	55
Figura 40: Composição do TEG pobre no método convencional usando o simulador Aspen HYSYS.....	56
Figura 41: Condições de gás natural seco usando porção de gás seco como gás de extracção no simulador Aspen HYSYS.....	56
Figura 42: Propriedades do gás natural seco usando porção de gás seco como G.E no simulador Aspen HYSYS.....	57
Figura 43: Composição do TEG pobre usando porção de gás seco como G.E no simulador Aspen HYSYS.....	57

Figura 44: Condições do gás natural seco usando gases da coluna flash como G.E usando o simulador Aspen HYSYS	58
Figura 45: Propriedades do gás natural seco usando gases da coluna Flash como G.E usando o simulador Aspen HYSYS	58
Figura 46: Composição de TEG pobre no método de gás flash como G.E usando o simulador	59
Figura 47: Condições do gás natural seco no método de i-butano como G.E usando o simulador Aspen HYSYS	59
Figura 48: Propriedades do gás natural seco usando i-butano como G.E usando o simulador Aspen HYSYS	60
Figura 49: composição de TEG pobre no método de i-butano como G.E usando o simulador Aspen HYSYS	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Composição química de gás natural bruto (Anyadiegwu, Kerunwa, & Oviawe, 2014).....	9
Tabela 2: Propriedades do TEG (Christensen, 2009)	13
Tabela 3: comparação das propriedades físicas de dessecantes usados para de desidratação NG (Netušil & Ditl, 2012).....	18
Tabela 4: Parâmetros de gás natural húmido usados para simulação (Imrényi, Vizi, & Gomes, 2017)	22
Tabela 5: Composição de gás natural húmido (Imrényi, Vizi, & Gomes, 2017).....	22
Tabela 6: Parâmetros de TEG na alimentação (Adaptado por mim)	23
Tabela 7: propriedades de gás natural seco e composição de TEG no método convencional	34
Tabela 8: propriedades de gás natural seco e composição de TEG no método de porção de gás seco como G.E	34
Tabela 9: propriedades de gás natural seco e composição de TEG no método de gás flash como gás de extracção	35
Tabela 10: propriedades de gás natural seco e composição de TEG no método de i-butano como G.E	35

1. INTRODUÇÃO

Actualmente, o gás natural é um dos combustíveis mais importantes para a transição energética global e é cada vez mais empregue para satisfazer as necessidades diárias do homem. O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos de ocorrência natural, constituída principalmente por metano (gás natural convencional).

No estado bruto, o gás natural é extraído de poços de produção como mistura de hidrocarbonetos e não hidrocarbonetos. Os compostos não hidrocarbonetos incluem o dióxido de carbono, sulfureto de hidrogénio, nitrogénio, contém vapor de água e outras impurezas. O gás natural bruto pode ser produzido de qualquer um dos dois tipos de poços: poços de petróleo bruto e poços de gás natural. O gás natural bruto também pode ser produzido de fontes não convencionais. Quando extraído dos poços, o gás natural não pode ser comercializado diretamente ao consumidor final devido à presença de quantidades de gases inertes que têm um impacto negativo por exemplo: no dimensionamento das infra-estruturas de transporte e capacidade calorífica.

Para mitigar estes impactos, o gás passa por diversas etapas de processamento, incluindo o adoçamento, a remoção de líquidos arrastados do gás, seguido de secagem para reduzir o conteúdo de água, etc. Uma das etapas críticas no processamento do gás natural é a remoção do conteúdo de água produzido como vapor de água em equilíbrio com o efluente de gás natural. Este processo é geralmente designado por desidratação do gás natural e visa prevenir a corrosão das tubulações, formação de hidratos ou condensação nas paredes dos tubos durante o transporte. Além disso, a água deve ser removida das correntes de gás natural para garantir uma maior fiabilidade do processo e menores custos de manutenção.

O método de desidratação mais usado é a absorção da água usando um glicol líquido, usualmente o trietilenoglicol (TEG) (Imrényi, Vizi, & Gomes, 2017). Neste processo, o líquido é então regenerado e reciclado para reduzir os custos. Portanto, a retirada do vapor de água do sistema de desidratação de gás natural visa atender especificações de gás ou outros processos de gás a jusante, assim como recuperação gás-líquido (Anyadiegwu, Kerunwa, & Oviawe, 2014; Gandhidasan, 2003).

A eficácia da remoção do conteúdo de água no gás natural depende do teor de água do líquido regenerado, que é determinado pela eficácia da regeneração. Abaixo de 7 ppm do conteúdo de água permitido, os processos de desidratação padrão (uso do TEG sem incorporação de nenhuma unidade no regenerador) são ineficazes e requerem uma modificação no solvente do processo de regeneração (Imrényi, Vizi, & Gomes, 2017). O TEG não pode ser regenerado para níveis superiores a 99% em peso se o TEG rico em água for destilado em uma coluna atmosférica simples. Isto é devido a

temperatura operacional dos ebulidores, que não pode ser definida acima de 204°C-300°C, porque neste intervalo pode ocorrer a decomposição do TEG e a ebulição do mesmo (o TEG entra em ebulição a 288°C). Então alguns métodos para aumentar ainda mais a concentração de glicol no regenerador devem ser incorporados na unidade.

Praticamente esses métodos envolvem a redução da pressão parcial da água na solução de glicol, pela introdução de gás de extração no regenerador ou pela aplicação de vácuo no regenerador (Campbell, 2002).

A introdução de gás de extração no regenerador é o inverso da absorção, onde o gás pobre retira o solvente rico do soluto. O processo requer alta temperatura e baixa pressão para ser eficaz.

O trabalho propõe que se faça o uso do gás de extração para verificar até que nível aumentará ainda mais a concentração de glicol no regenerador acima da concentração máxima que se pode obter quando se tem o processo de desidratação padrão ou convencional do gás natural.

1.1 Formulação do Problema

A desidratação do gás natural é uma importante operação da indústria de petróleo e gás natural e visa remover água da corrente de gás natural para evitar, desta forma, a formação de hidratos e corrosão da tubulação na presença de gases ácidos. A remoção do vapor de água em equilíbrio termodinâmico com o fluxo de gás natural também tem como finalidade satisfazer as especificações do gás antes de ser comercializado ao consumidor final. A desidratação, empregando o glicol, é a forma mais eficaz de remover o vapor água do gás natural. O conteúdo reduzido de vapor de água reduz a temperatura de saturação (ou ponto orvalho) do gás natural, diminuindo o risco de formação de água livre na tubulação. No entanto, o processo de regeneração padrão é limitado pela temperatura permitida do ebulidor. Por conseguinte, são necessários mais estudos para investigar o processo de desidratação por absorção utilizando TEG na remoção de água do fluxo de gás natural, com especial incidência na determinação do(s) parâmetro(s) operacional(ais) para garantir a eficiência do processo. Assim, pode-se formular as seguintes perguntas de pesquisa deste trabalho:

- Qual o método que garante a melhor regeneração de TEG?
- Quais são as melhores condições de operação de regeneração de TEG?
- Quais os principais factores que afectam a regeneração de TEG durante a desidratação do gás natural?

Para responder às questões acima referidas, este estudo utilizará a simulação numérica, Aspen HYSYS, do processo de desidratação do gás natural e a regeneração do TEG como agente desidratante. A metodologia detalhada é apresentada na secção 1.3.

1.2 Objectivos

1.2.1 Geral

- Investigar a Regeneração de Trietilenoglicol no processo de Desidratação de Gás Natural.

1.2.2 Específicos

- Modelar e simular o processo de regeneração de TEG durante a desidratação de gás natural, usando o software Aspen HYSYS versão 11;
- Estudar as variáveis do processo (temperatura, pressão, número de estágios, concentração e pureza de TEG);
- Fazer a análise de sensibilidade do processo.
- Optimizar o processo.

1.3 Metodologia

Para a realização do trabalho, seguiram-se os seguintes procedimentos:

- Revisão bibliográfica;
- Simulação da planta no processo de desidratação do gás natural;
- Discussão dos resultados da simulação;
- Elaboração do relatório.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O capítulo da revisão bibliográfica descreve tópicos basilares para a elaboração do trabalho, tais como: formação de gás natural, fontes de produção de gás natural, composição de gás natural, processamento de gás natural, métodos de desidratação de gás natural, comparação dos métodos de desidratação de gás natural, regeneração de TEG, processos de gás de extração usando uma porção de gás seco e usando BTEX.

2.1 Formação de Gás Natural

Existem diferentes teorias sobre a origem dos hidrocarbonetos. A teoria amplamente aceita sobre o processo de formação do gás natural, à semelhança do petróleo, afirma que veio da deposição da matéria orgânica (restos de plantas terrestres e aquáticas, animais e microorganismos) que ficou preso dentro dos sedimentos. À medida que a matéria orgânica era depositada sofria transformações ao longo de milhões de anos devido à ação de altas temperaturas e pressão. A Figura 1 mostra o processo típico de formação de hidrocarbonetos. Os restos de plantas terrestres e aquáticas, animais e microorganismos depositados ao longo de milhões de anos são “cozinhados” sob a ação de temperaturas e pressões elevadas. O efeito de cozedura da matéria orgânica transforma os restos de plantas e animais em petróleo e gás natural. Actualmente, estes hidrocarbonetos são produzidos através da perfuração de poços (Natural gas explained, 2022).

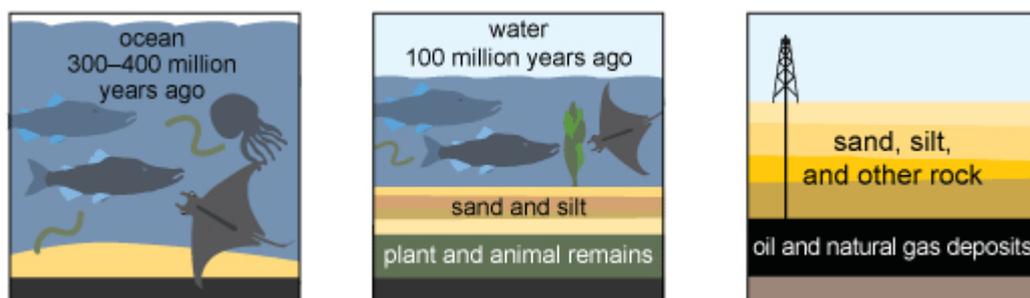


Figura 1: Etapas de formação de petróleo e gás natural (Natural gas explained, 2022)

Dois mecanismos principais, a saber, biogênico e termogénico, são responsáveis pela degradação do material orgânico fóssil original nos sedimentos. O gás biogénico é formado em profundidades rasas e baixas temperaturas devido à ação de bactérias sobre os resíduos orgânicos acumulados nos sedimentos. Em contraste, o gás termogénico é formado em profundidades maiores pela degradação da matéria orgânica, chamada querogénio, acumulada em sedimentos de grãos finos, especialmente argilas e xistos. Essa degradação ocorre por meio dos efeitos combinados de temperatura e pressão (Mokhatab, William A. Poe, & John Y. Mak, 2019).

O processo de formação de hidrocarbonetos, através da cozedura de matéria orgânica, tem lugar na "rocha-fonte ou source rock" e migram para formações subterrâneas chamadas "rocha-reservatório ou reservoir rock", conforme ilustrado em um reservatório anticlinal de petróleo e gás, Figura 2. A qualidade de uma rocha-reservatório é determinada pelas duas propriedades principais: a porosidade e a permeabilidade. Porosidade é o espaço vazio entre os grãos e indica a capacidade da rocha de conter hidrocarbonetos. A permeabilidade é a medida da capacidade da rocha de transmitir óleo ou gás, muito importante para determinar a capacidade de produção de um reservatório.

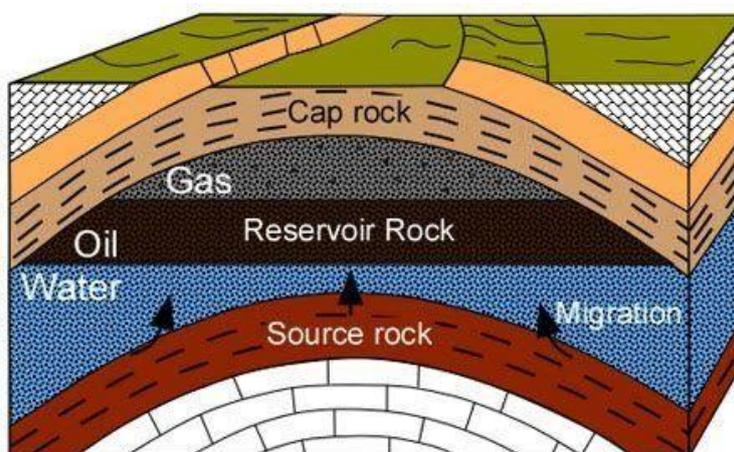


Figura 2: Reservatório anticlinal de petróleo e gás (Hydrocarbon Traps, Seals, Reservoirs, and Shows, 2021)

2.2 Fontes de Gás Natural

As fontes de gás natural diferem pelas características geológicas de sua rocha-reservatório. Segundo, Mokhatab et al., (2019) o gás natural vem de fontes geológicas "convencionais" e "não convencionais". Gás natural convencional é tipicamente "gás livre" preso em múltiplas zonas porosas em formações rochosas naturais, como carbonatos, arenitos e siltitos. Gás natural convencional geralmente ocorre em reservatórios profundos, seja associado ao petróleo bruto designado gás associado ou em reservatórios que contêm pouco ou nenhum petróleo bruto ou seja gás não associado.

A Figura 3 indica a estrutura geológica do petróleo e do gás natural encontrados em fontes convencionais e não convencionais. O gás natural pode ser encontrado nas diversas formas em gás associado e não-associado.

O gás convencional é tipicamente encontrado em reservatórios de média a alta porosidade com uma permeabilidade maior que 1 milidarcy, mD, (Mokhatab, William A. Poe, & John Y. Mak, 2019). A

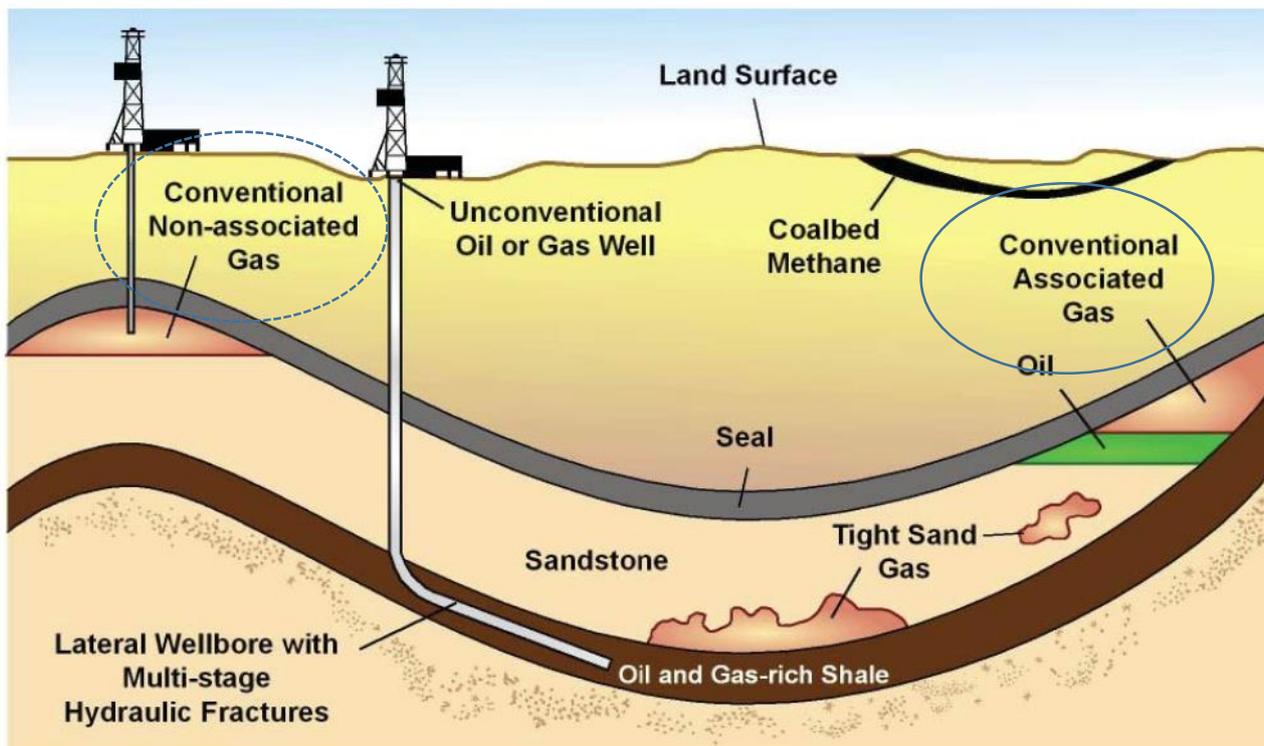


Figura 3: Geologia do petróleo e do gás natural convencional e não convencional (Optimizing Well Workover Strategies for Shale Gas and Tight Oil Wells, 2024)

Gás natural não convencional é o termo coletivo para gás natural mantido em formações que são diferentes de reservatórios convencionais. fontes de gás natural como xistos, areias de gás compactas, carvão (também conhecido como metano de leito de carvão), aquíferos geopressurizados e hidratos de gás são frequentemente chamados de fontes de gás não convencionais. No entanto, os três principais tipos de fontes de gás natural não convencionais são: gás de xisto, gás compactas e metano de leito de carvão (Mokhatab, William A. Poe, & John Y. Mak, 2019).

2.3 Classificação dos Reservatórios de Gás Natural

A classificação de um reservatório de gás natural pode ser feita de acordo com o comportamento da mistura de hidrocarbonetos nela contida. Contudo, a composição da mistura não é suficiente para determinar o seu estado físico, e muito menos em que tipo de fluido vai resultar ao ser levada para a superfície. O comportamento de uma determinada mistura vai depender também das condições de pressão e temperatura a que estiver submetida. Devido à variação da composição de misturas de hidrocarbonetos à diferentes pressões e temperaturas, os reservatórios de gás natural podem ser classificados com base na pressão e temperatura. O diagrama pressão-temperatura apresentado na Figura 4 classifica os reservatórios de hidrocarbonetos com base no seu ponto crítico em reservatórios monofásicos (líquidos) e monofásicos (gasosos). A região do gás monofásico é, por sua vez,

classificada em três tipos de gás natural, nomeadamente: gás condensado ou retrógrado, gás húmido e gás seco.

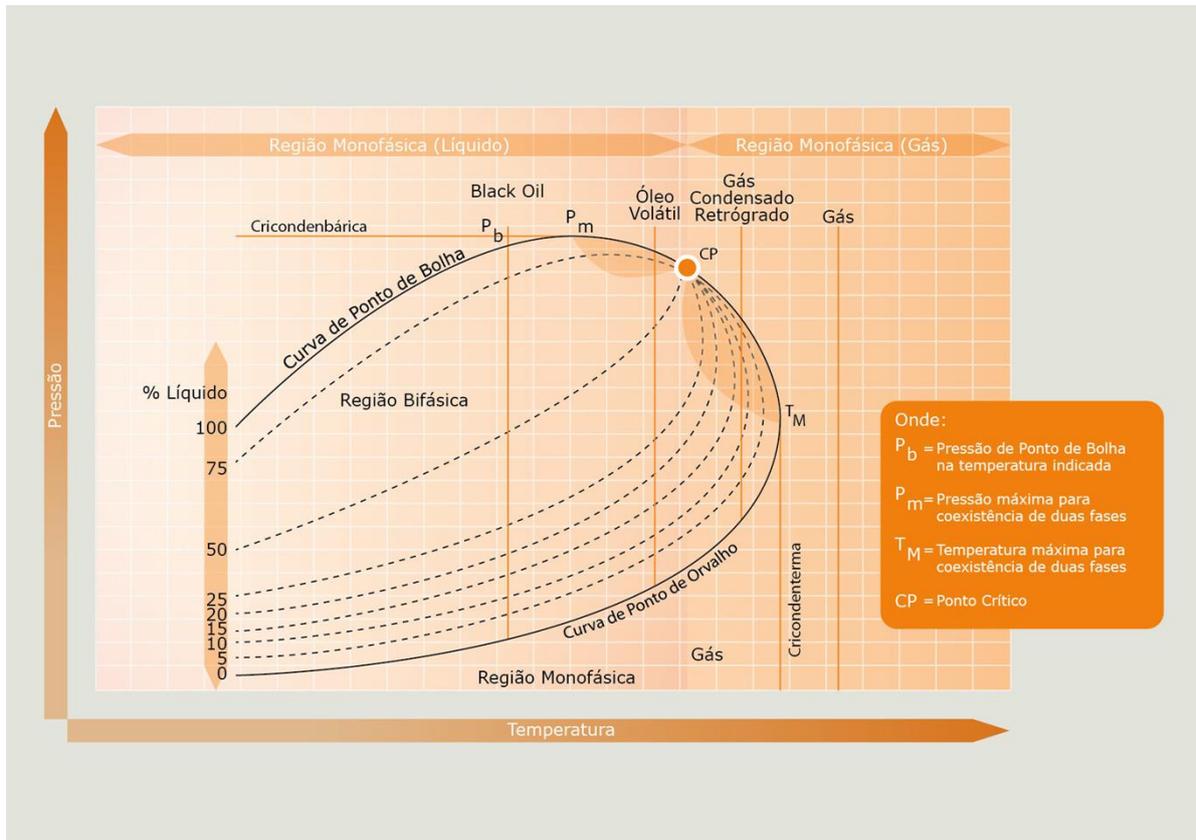


Figura 4: Classificação dos reservatórios de petróleo e gás com base na pressão e temperatura

Reservatórios de gás encontram-se situadas entre a temperatura crítica, T_C , e temperatura máxima designada Cricodentérmica. A temperatura máxima indica o último estágio de coexistência de duas fases, acima do qual a fase líquida não pode mais ser formada (Mokhatab, William A. Poe, & John Y. Mak, 2019).

Nos reservatórios de gás condensado retrógrado, as condições iniciais são próximas das condições de ponto crítico. Inicialmente, este tipo de reservatório apresenta gás monofásico, mas à medida que a produção ocorre com a redução da pressão, a trajetória pressão-temperatura do sistema entra na região bifásica do diagrama de fases e os hidrocarbonetos líquidos condensam a partir do gás no reservatório. O líquido condensado regressa ao reservatório, enquanto parte do gás remanescente é produzido à superfície, onde se condensa em líquido devido à redução da temperatura e da pressão (King, 2023).

Reservatórios de gás húmido são sistemas que residem em reservatórios com temperaturas originais acima da temperatura máxima. Inicialmente, exibem uma região de gás monofásico. Nestas condições, à medida que a pressão no reservatório é reduzida devido à produção, o reservatório nunca entra na

região bifásica e nenhum hidrocarboneto líquido cai no reservatório. Isto é, à medida que a pressão é reduzida, o fluido de hidrocarboneto no reservatório permanece no seu estado gasoso. Contudo, à medida que o gás produzido sobe pelo poço e chega à superfície, onde ele entra na região bifásica do diagrama de fase, indicando a condensação do gás em líquido nas instalações de superfície. (King, 2.12: Wet Gas Reservoirs, 2023)

Reservatórios de gás seco são sistemas que residem em reservatórios com temperaturas originais acima da temperatura máxima. Nas condições iniciais, reservatórios de gás seco exibem única fase de gás. A medida que a pressão no reservatório é reduzida devido à produção, este permanece única fase gasosa no reservatório e nas condições de superfície (King, 2.13: Dry Gas Reservoirs, 2023).

2.4 Composição de gás natural

O gás natural é uma mistura de compostos de hidrocarbonetos e não-hidrocarbonetos. No seu estado bruto, o gás natural na forma não associada ao petróleo contém quantidades significativas de metano, enquanto na forma associada ao petróleo contém quantidades significativas de etano, propano, butano e outros hidrocarbonetos mais pesados em frações menores. Para além dos compostos hidrocarbonetos, a composição inclui também gases como o dióxido de carbono (CO_2), azoto (N_2), sulfureto de hidrogénio (H_2S), água, e outras impurezas.

Anyadiegwu et al., (2014) apresentaram a composição típica do gás natural dada na Tabela 1. Assim, as propriedades de gás natural dependem da gravidade específica do gás, pressão e temperatura pseudo-crítica, viscosidade, densidade de gás, factor de compressibilidade e compressibilidade isotermica de gás. As propriedades pseudo-criticas ou pseudo-reduzidas são usadas para diferenciar as propriedades de componentes puros das de misturas de hidrocarbonetos, o que permite melhor caracterização de gás natural. Portanto, ao projectar sistemas de produção e processamento de gás natural deve-se ter o conhecimento sobre estas propriedades. A quantidade de água presente na mistura em equilíbrio depende basicamente da composição de gás natural.

Tabela 1: Composição química de gás natural bruto (Anyadiegwu, Kerunwa, & Oviawe, 2014)

Composto	Fórmula química	Percentagem mássica
Metano	CH ₄	70-90
Etano	C ₂ H ₆	0-20
Propano	C ₃ H ₈	0-20
Butano	C ₄ H ₁₀	0-20
Dióxido de Carbono	CO ₂	0-8
Oxigénio	O ₂	0-0.2
Nitrogénio	N ₂	0-5
Sulfureto de hidrogénio	H ₂ S	0-5
Gases nobres	Ar, He, Ne, Xe	traços

A presença de compostos não-hidrocarbonados apresenta numerosas desvantagens para a sua utilização como combustível, matéria-prima para a indústria petroquímica, transporte por gasoduto ou liquefeito, etc. Por esta razão, o gás natural precisa de ser processado para satisfazer as condições do consumidor final.

2.5 Processamento de gás natural

Conforme referido acima, o gás natural bruto quando extraído dos poços de produção pode conter uma gama completa de compostos hidrocarbonetos, e não-hidrocarbonados como dióxido de carbono, sulfeto de hidrogénio, nitrogénio, água e outras impurezas. Para os consumidores o gás natural no seu estado bruto não possui valor, por isso deve passar por várias etapas de processamento antes de ser vendido para os consumidores.

O objectivo de uma planta de processamento de gás natural é produzir um gás livre de gases ácidos, hidrocarbonetos pesados, nitrogénio, água e outras impurezas para níveis aceitáveis que sejam compatíveis com o projecto do gasoduto e os requisitos do cliente (Mokhatab, William A. Poe, & John Y. Mak, 2019). A Figura 5 ilustra as etapas de processamento de gás natural. O gás natural bruto proveniente dos poços de produção é enviado para uma unidade de separação, onde é extraída água ácida para as unidades de extração e tratamento e são também removidos compostos pesados de hidrocarbonetos sob a forma de condensados. O gás separado segue para a unidade de adoçamento, onde são removidos compostos ácidos como o CO₂ e o H₂S. O gás isento de compostos ácidos é enviado para uma unidade de desidratação para eliminar os vapores de água em equilíbrio com o gás natural. A unidade de desidratação é uma das etapas fundamentais de uma instalação de processamento

de gás natural e tem sido objecto de vários estudos com o objetivo de garantir a máxima remoção de água do gás natural.

Este trabalho centrar-se-á nesta unidade de desidratação do gás natural através da absorção de água em trietilenoglicol (TEG). Além disso, serão estudados os parâmetros óptimos necessários para melhorar a eficiência do processo.

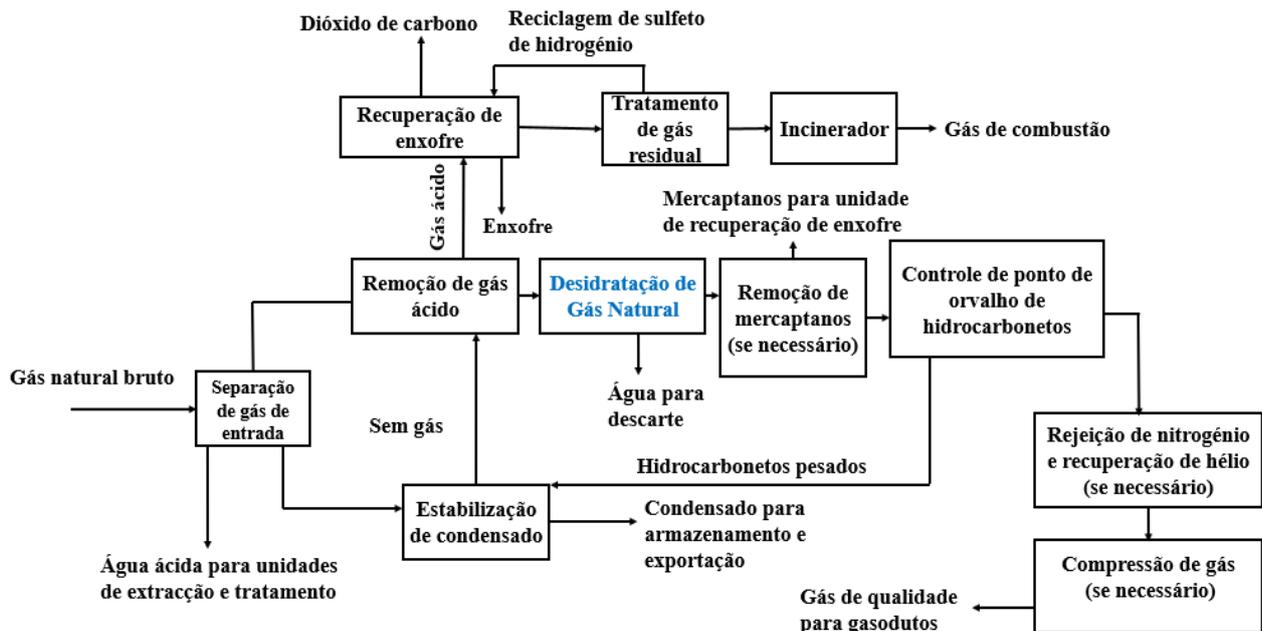


Figura 5: Processamento de gás natural (Mokhatab, William A. Poe, & John Y. Mak, 2019)

- **Separação de gás de entrada:** O gás de alimentação e o líquido dos poços de produção são primeiro separados facilmente na instalação de entrada, que geralmente inclui slug catcher, equipamento de separação e um sistema de proteção de pressão (Mokhatab, William A. Poe, & John Y. Mak, 2019).

O slug catcher (equipamento usado para separar e armazenar grandes volumes de líquido que podem ser transportados junto com o fluxo de gás) é projectado com volume de pico adequado para reter o máximo de slug de líquido durante uma operação de pigagem e para fornecer um fluxo constante de líquido para a unidade de estabilização (Mokhatab, William A. Poe, & John Y. Mak, 2019).

O slug catcher geralmente está localizado a uma distância segura da planta de gás, com distância de separação adequada por razões de segurança.

- **Estabilização de condensado:** O condensado contém hidrocarbonetos leves dissolvidos e CO₂, que devem ser removidos para atender as especificações de condensado de exportação. Uma unidade de estabilização de condensado é projectada para produzir um condensado de 4 ppm de sulfeto de hidrogénio e uma pressão de vapor no intervalo de 8 a 12 psi (Mokhatab, William A. Poe, & John Y. Mak, 2019). O vapor suspenso do estabilizador é comprimido e reciclado para o separador HP.
- **Remoção de gás ácido:** Para reduzir a corrosão é necessário remover componentes ácidos do gás que são principalmente CO₂ e H₂S. Portanto, a remoção de gás ácido é projectada nos estágios iniciais do processo de manuseio de gás para manter o teor de gás ácido dentro do limite aceitável. Dentre as técnicas empregadas para a remoção de gases ácidos (CO₂ e H₂S) do gás natural, estão a absorção, separação por membranas e a adsorção.
- **Desidratação de gás natural:** A desidratação será discutida ao longo do trabalho.

2.6 Desidratação de gás natural

A desidratação do gás natural é uma das operações mais populares na indústria de gás. É muito essencial para o bom funcionamento das linhas de transmissão de gás. A desidratação impede a formação de hidratos e mitiga a corrosão na tubulação de transmissão.

Métodos de desidratação de gás natural

Actualmente vários processos de desidratação estão disponíveis, incluindo:

- Absorção por solvente líquido;
- Adsorção por dessecante sólido;
- Condensação (Refrigeração juntamente com a adição de inibidores de hidrato).

2.6.1 Absorção por solvente líquido

Durante a absorção, uma mistura gasosa entra em contacto com um solvente líquido para remover selectivamente um ou mais componentes (solutos) da mistura. A absorção é frequentemente associada a um método de regeneração de solvente, que pode ser a extracção, o oposto da absorção, ou a destilação como pode ser visto na Figura 6.

Ambos a absorção e a regeneração são realizadas em múltiplas bandejas de contacto ou colunas empacotadas, onde as duas fases fluem em contracorrente. O número de estágios em uma coluna de Absorção é inversamente proporcional à quantidade de solvente necessária para o processo (Seader, J. Henley, & Roper, 2011).

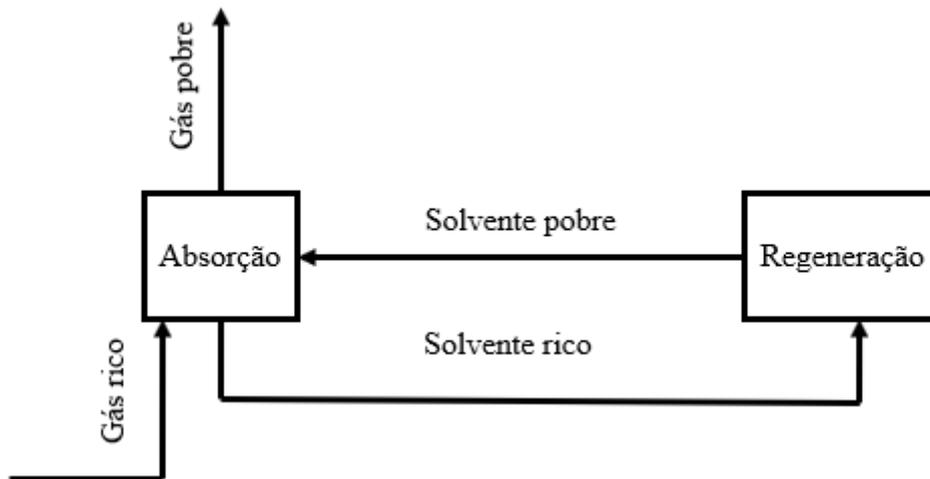


Figura 6: Processo de regeneração acoplado ao processo de Absorção (Adaptado de (Seader, J. Henley, & Roper, 2011))

A Figura 6 mostra o processo de regeneração acoplado ao processo de absorção, quando o gás entra na coluna de absorção designa-se gás rico pois contém grandes quantidades de água presentes no gás e este gás quando deixa a coluna designa-se gás pobre pois apresenta pequenas quantidades de água aceitáveis para o funcionamento da planta. O solvente que entra na coluna de absorção designa-se por solvente pobre pois possui pequenos traços de água, quando este solvente pobre contacta o gás rico ao longo da coluna de absorção este vai absorvendo água e sai na coluna como solvente rico e é enviado para a coluna de regeneração para recuperar a pureza do solvente, da coluna de regeneração este solvente sai como solvente pobre e por fim é reciclado para a coluna de Absorção.

A absorção é favorecida em baixa temperatura e alta pressão, porém tanto a refrigeração quanto a compressão de gases são processos caros, portanto o absorvedor é normalmente operado no gás de alimentação. Este também é o caso da desidratação do gás natural (Seader, J. Henley, & Roper, 2011). A escolha do solvente depende da aplicação. Geralmente, o solvente deve atender aos seguintes critérios:

- Alta solubilidade para o soluto reduzir a quantidade de solvente utilizado
- Baixa volatilidade para reduzir perdas de vaporização à temperatura de absorção
- Não corrosivo
- Baixa viscosidade para alta taxa de transferência de massa
- Seguro (não tóxico, não inflamável)
- Boa estabilidade térmica para evitar decomposição no processo de regeneração.
- Não espumante
- Disponível (barato ou pode ser regenerado)

Os solventes que atendem a esses critérios são os glicóis no caso de desidratação gasosa. O mais popular glicol usado para processamento de gás natural extraído em reservatórios de gás natural offshore é o trietilenoglicol (TEG) representado na Figura 7 e as suas propriedades na Tabela 2.

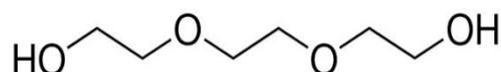


Figura 7: Estrutura química do trietilenoglicol (TEG)

Tabela 2: Propriedades do TEG (Christensen, 2009)

Fórmula molecular	C ₆ H ₁₄ O ₄
Peso molecular	150,17 g/mol
Aparência	Líquido incolor, inodoro
Densidade	1122 kg/m ³
Ponto de ebulição	288 °C

A principal vantagem do TEG sobre os outros glicóis é a sua estabilidade térmica. A decomposição do TEG apenas torna-se significativa a temperaturas acima de 204°C (Imrényi, Vizi, & Gomes, 2017). No entanto, o facto de a sua decomposição começar bem abaixo do seu ponto de ebulição Tabela 2, ainda tem implicações significativas na qualidade do gás seco alcançável que será explicado nas seções seguintes.

2.6.1.1 Desidratação de gás natural com TEG

A Figura 8 representa o processo de desidratação por absorção que ocorre em um absorvedor (uma coluna de bandejas ou empacotada). Durante o contacto, o TEG é enriquecido por água e flui para fora da parte inferior do absorvedor. O TEG enriquecido continua para o permutador de calor interno, que é incorporado na parte superior da coluna de regeneração. Ele então flui para o separador, onde os gases do separador são liberados e separados do fluxo. O TEG então corre para o lado frio do permutador de calor TEG/TEG. Logo depois, o TEG aquecido é filtrado e então corre para a secção de regeneração, onde é pulverizado na coluna de regeneração. De lá, o TEG corre para o ebulidor. No

ebulidor, a água é fervida para fora do TEG. O TEG regenerado (pobre) é então bombeado de volta através do lado quente do permutador de calor TEG/TEG para o topo do absorvedor.

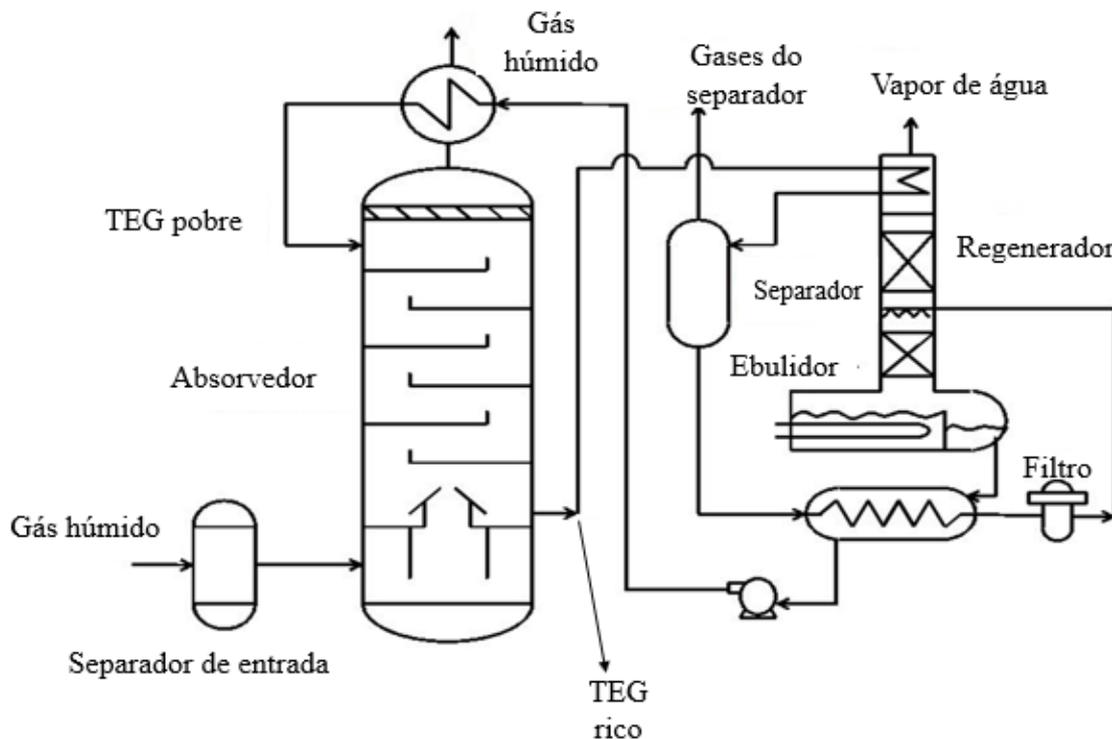


Figura 8: Planta de desidratação de gás natural com TEG (Modificado de: (Netušil & Ditl, 2012))

2.6.1.2 Regeneração do solvente

O processo de absorção é frequentemente combinado com uma regeneração de solvente. Este é também o caso das instalações offshore, onde é particularmente importante limitar a quantidade de produtos químicos que precisam ser enviados e carregados nas plataformas.

O processo de regeneração é tradicionalmente realizado por extracção, destilação ou uma combinação de ambos. A Figura 9 ilustra os processos de regeneração por destilação (esquerda) e extracção (direita). A extracção é o inverso da absorção, onde o gás pobre retira o solvente rico do soluto. O processo requer alta temperatura e baixa pressão para ser eficaz. No caso de destilação, em vez de adicionar uma nova fase de vapor ao sistema, a nova fase de vapor é formada no sistema pela adição de energia (Imrényi, Vizi, & Gomes, 2017).

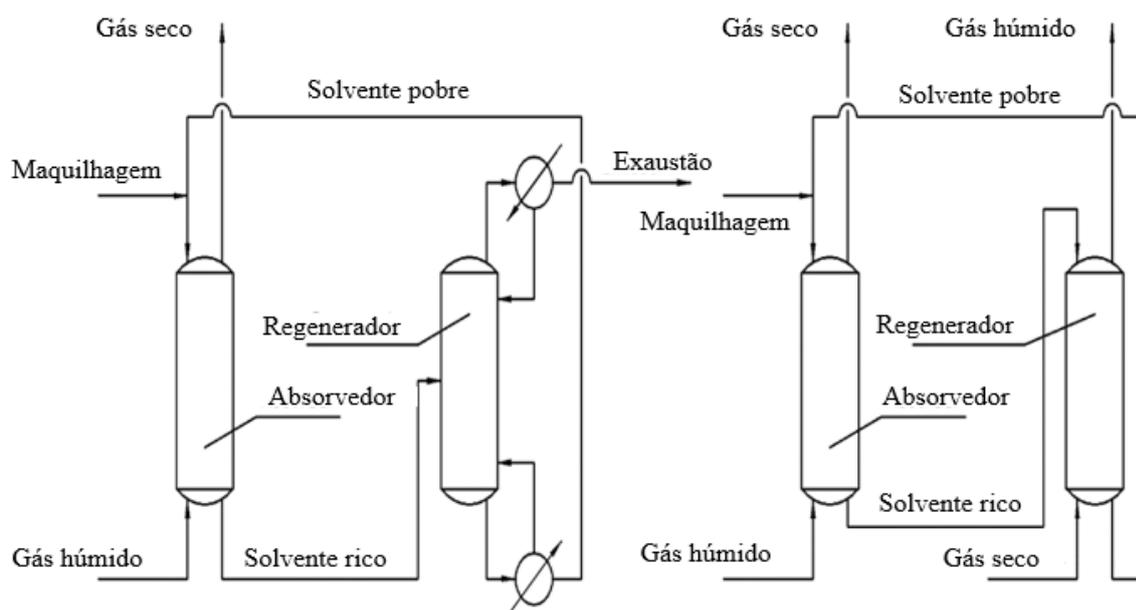


Figura 9: Regeneração com destilação (esquerda) e com gás de extracção (direita) (Modificado de: (Imrényi, Vizi, & Gomes, 2017))

A destilação é realizada em coluna empacotada ou de bandejas. A alimentação é geralmente pré-aquecida para estar em equilíbrio líquido-vapor e o estágio de alimentação está em algum lugar no meio da coluna. Na parte inferior da coluna está o ebulidor, onde a energia é introduzida ao sistema fervendo o líquido que sai da coluna na parte inferior e reintroduzindo a fase de vapor formada. No topo da coluna existe um condensador, onde a condensação da fase de vapor ocorre antes de ser refluxada de volta para a coluna (Imrényi, Vizi, & Gomes, 2017). O refluxo e a fervura são dependentes uma da outra, com mais refluxo, mais fervura também é necessária, aumentando a demanda de energia também. Há uma compensação entre o número de estágios na coluna e a quantidade de refluxo necessário para atingir um grau específico de separação (Imrényi, Vizi, & Gomes, 2017).

O TEG começa a se decompor em temperaturas acima de 204°C. Consequentemente, a temperatura no ebulidor não pode ultrapassar este valor, limitando efectivamente o grau de pureza do TEG alcançável no ebulidor sem o uso de gás de extracção (Imrényi, Vizi, & Gomes, 2017).

2.6.2 Processos de gás de extracção

A adição do processo de gás de extracção é considerada o método mais simples para melhorar eficiência de regeneração TEG. Também reduz a pressão parcial da corrente, resultando em um aumento na pureza final no TEG regenerado (Imrényi, Vizi, & Gomes, 2017).

A adição de gás inerte permite que o original limite de pureza de 98,8% TEG no processo padrão suba para 99,2-99,99% para alcançar uma completa remoção de água (Nath & Nielsen, 2021).

DRIZO usa sua própria coluna de extração gerada internamente e uma mistura de hidrocarbonetos voláteis do tipo C5+. Existem dois métodos diferentes disponíveis para a implementação do gás de extração no processo de desidratação. O primeiro método envolve a injeção do gás de extração no ebulidor da coluna de regeneração. O segundo método alternativo envolve a injeção directa de gás de extração na coluna empacotada onde o TEG pobre é ainda mais removido da água pelo produto gasoso seco (Nath & Nielsen, 2021).

2.6.2.1 Processo de gás de extração usando gases BTEX (processo DRIZO)

A extração pode ser usada com hidrocarbonetos pesados (por exemplo, gases BTEX) que são supostamente emitidos para a atmosfera no processo de Absorção padrão, em vez de usar o gás inerte ou uma porção de gás de produto seco como nos processos de gás de extração mencionados anteriormente. Este processo é reconhecido como Processo DRIZO. Neste processo o solvente é geralmente obtido de C6+ (BTEX: Benzeno, tolueno, etileno e xilenos) presentes no gás natural, e o processo quase resultará em alguns hidrocarbonetos líquidos. Esse processo pode ser adicionado ao processo de absorção padrão para aumentar a pureza do TEG regenerado em até 99,99%, isso leva a uma menor vazão de TEG necessária para o processo de desidratação. Isto ocorre porque os gases BTEX proporcionam melhor rendimento de separação água-TEG comparado ao uso apenas de metano. Além disso, este processo proporciona a melhor recuperação de hidrocarbonetos do regenerador antes de serem enviados para a destilação atmosférica, resultando em menores emissões BTEX (Nath & Nielsen, 2021).

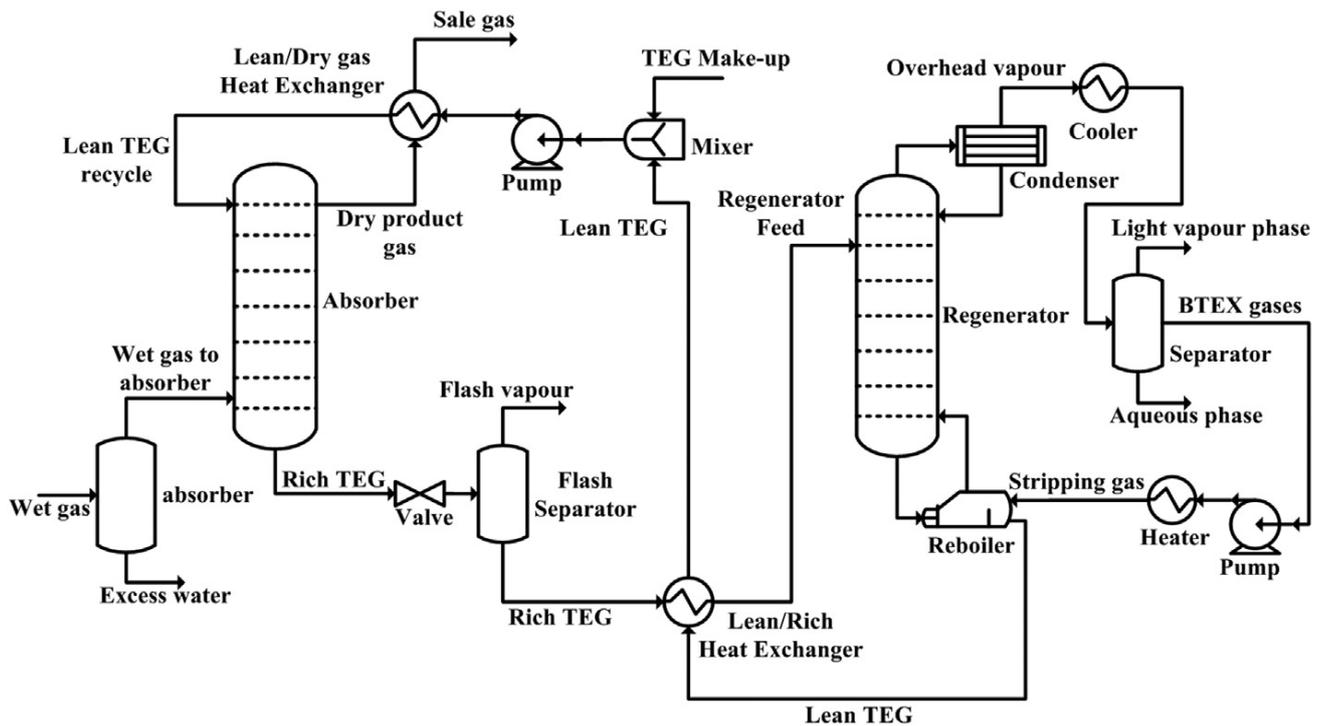


Figura 10: Processo de desidratação de gás natural usando gases de extração BTEX (Nath & Nielsen, 2021)

2.6.3 Adsorção por dessecante sólido

Desidratação por adsorção é o processo em que um dessecante sólido é usado para a remoção do conteúdo de água de um fluxo de gás. Os adsorventes comumente usados para desidratação são aqueles que podem ser regenerados e, conseqüentemente, usados em vários ciclos de Adsorção-dessorção (Zangana & Sabri, 2012).

Neste método, a água é geralmente adsorvida em uma peneira molecular, em sílica gel ou em alumina. Uma comparação das propriedades físicas de cada dessecante é mostrada na Tabela abaixo.

Tabela 3: comparação das propriedades físicas de dessecantes usados para de desidratação NG (Netušil & Dítl, 2012)

Propriedades	Sílica gel	Alumina	Peneira molecular
Área específica (m ² /g)	750-830	210	650-800
Volume de poros (cm ³ /g)	0.4-0.45	0.21	0.27
Diâmetro do poro (Å)	22	26	4-5
Capacidade de projecto (kg H ₂ O/100 kg dessecante)	7-9	4-7	9-12
Densidade (kg/m ³)	721	800-880	690-720
Capacidade calorífica (J/kg °C)	920	240	200
Temperatura de regeneração (° C)	230	240	290
Calor de dessorção (J)	3256	4183	3718

As colunas de desidratação por adsorção sempre funcionam periodicamente. São usados no mínimo dois sistemas de leito. Normalmente, um leito seca o gás enquanto o outro está sendo regenerado. A regeneração é realizada por gás pré-aquecido ou por parte do GN desidratado, conforme ilustrado na Figura 11.

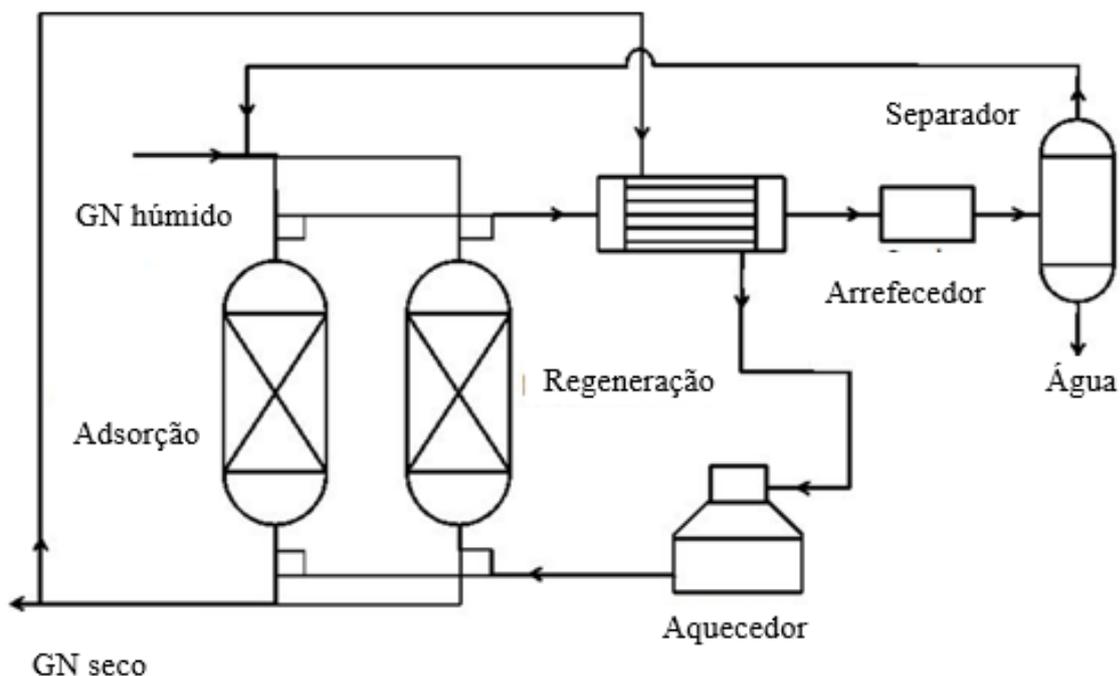


Figura 11: desidratação de gás natural por Adsorção e regeneração do sólido dessecante pelo método de oscilação de temperatura (TSA) (Modificado de: (Netušil & Ditl, 2012))

O aquecedor TSA é realizado como um queimador comum ou como um permutador de calor de casco e tubo aquecido por vapor ou óleo quente. O gás de regeneração aquece no aquecedor e flui para a coluna. Na coluna, passa pelo adsorvente e a água é dessorvida para o gás de regeneração. O gás de regeneração saturado de água flui para o resfriador. O resfriador geralmente usa ar frio para diminuir a temperatura do gás de regeneração. Quando o gás de regeneração saturado de água é resfriado, ocorre condensação parcial da água. O gás de regeneração é levado mais para dentro do separador, onde a água condensada é removida (Netušil & Ditl, 2012).

Um fluxo a jusante de GN húmido através da coluna de adsorção é geralmente aplicado. Desta forma, a flutuação e a canalização de um adsorvente são evitadas. A regeneração é realizada por fluxo em contracorrente para fornecer regeneração completa a partir do fundo da coluna, onde ocorre o último contacto do GN seco com o adsorvente (Modificado de: (Netušil & Ditl, 2012)).

2.6.4 Condensação

Este método emprega resfriamento a gás para transformar moléculas de água na fase líquida e então removê-las do fluxo. Líquidos de gás natural e hidrocarbonetos superiores condensados também podem ser recuperados do GN por resfriamento. O método de condensação é, portanto, geralmente aplicado para desidratação e recuperação simultânea de líquidos de gás natural (Netušil & Ditl, 2012).

O GN pode ser vantajosamente resfriado usando o efeito Joule-Thompson (efeito JT). O efeito JT descreve como a temperatura de um gás muda com o ajuste de pressão. Para o GN, graças à expansão, a distância média entre suas moléculas aumenta, levando a um aumento em sua energia potencial (forças de Van der Waals). Durante a expansão, não há troca de calor com o ambiente e nenhuma criação de trabalho. Portanto, devido à lei de conservação, o aumento da energia potencial leva a uma diminuição na energia cinética e, portanto, a uma diminuição da temperatura do GN (Netušil & Ditl, 2012). No entanto, há outro fenômeno conectado com o resfriamento do GN húmido. Deve-se prestar atenção à formação de hidrato de metano. Hidratos formados pelo resfriamento podem obstruir o fluxo. Isso geralmente é evitado pela injeção de inibidores de hidrato de metanol ou monoetilenoglicol (MEG) antes de cada resfriamento (Netušil & Ditl, 2012). A Figura 12 descreve uma aplicação industrial do método de desidratação utilizando o efeito JT e a inibição do hidrato de MEG.

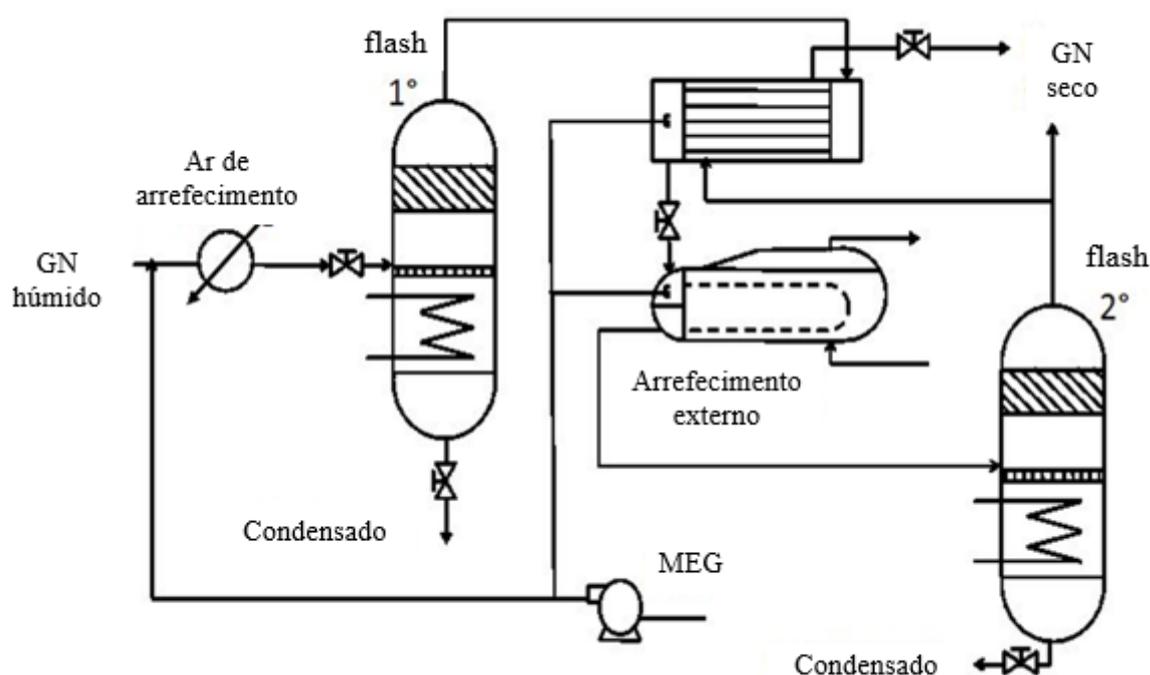


Figura 12: Método de desidratação utilizando efeito JT e inibição de hidrato (Modificado de: (Netušil & Ditl, 2012)).

O GN húmido é estrangulado em duas etapas dentro dos separadores flash. A temperatura mais baixa (devido ao efeito JT) do fluxo de gás nos separadores flash leva à condensação parcial dos vapores de água. As gotículas que são criadas são removidas do fluxo de gás por um desembaciador dentro dos separadores.

2.6.5 Comparação do consumo de energia dos métodos de desidratação de gás natural

Uma breve comparação pode ser vista em termos energéticos, na Figura 13, onde apresenta o consumo de energia em função da pressão do gás natural (GN) para a absorção de TEG, adsorção MS (por peneiras moleculares) e expansão em dois estágios.

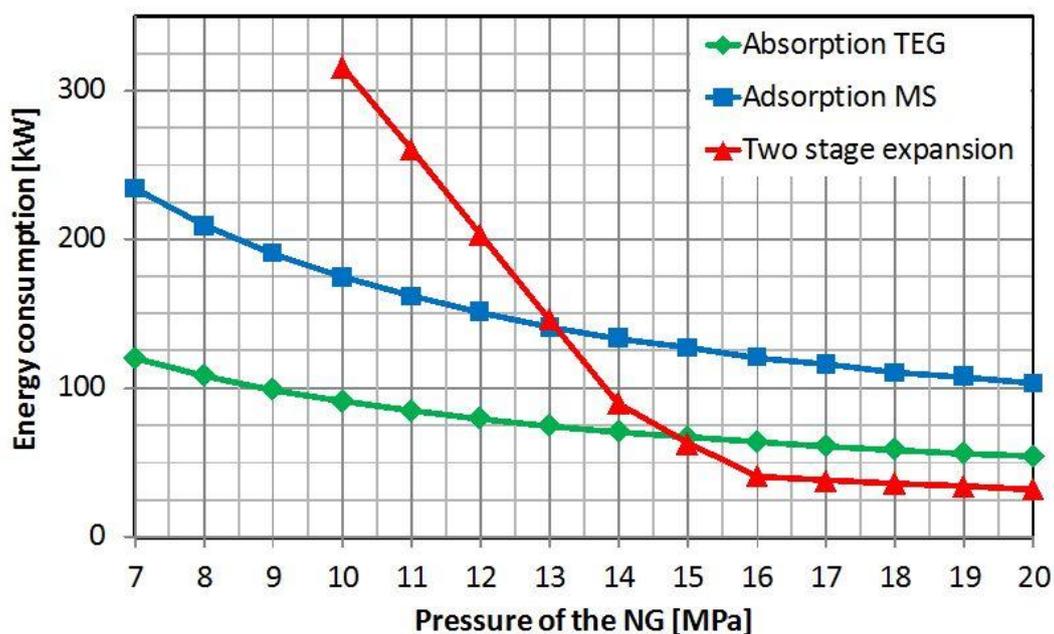


Figura 13: Comparação dos métodos de desidratação de gás natural no consumo de energia (Netušil & Ditl, 2012)

Para baixas pressões (pressão de GN < 13 MPa), o método de expansão em dois estágios é o mais exigente. O curso da demanda de energia para os métodos de adsorção MS e absorção de TEG é bastante semelhante: com o aumento da pressão do GN desidratado, a demanda de energia diminui lentamente. O método de adsorção MS começa com 230 kW a 7 MPa, mas a demanda de energia diminui um pouco mais conforme a pressão do GN aumenta. O método de absorção de TEG é menos exigente em toda a escala de pressões. Para a Absorção de TEG apresenta um consumo de energia de cerca de 120 kW, inicialmente, e este consumo decresce com o aumento da pressão. O baixo consumo de energia observado é a principal premissa para a escolha do método de desidratação de gás natural por absorção usando TEG neste trabalho.

3. MATERIAL E METODOLOGIA

3.1 Material

No presente trabalho foi empregue uma composição tratada de gás natural húmido que não contém compostos de enxofre, mas contém fracções de compostos de hidrocarbonetos pesados e gases de extração como o benzeno, o tolueno e o xileno (Tabela 5). As condições de operação, nomeadamente a temperatura e pressão foram selecionadas com base a assegurar uma desidratação de gás natural apropriada e eficácia da planta ao modelar a entrada de gás húmido no Aspen HYSYS, estas condições são apresentadas na Tabela 4, Tabela 5 e Tabela 6, respectivamente.

Tabela 4: Parâmetros de gás natural húmido usados para simulação (Imrényi, Vizi, & Gomes, 2017)

Parâmetro	Valor
Temperatura	30 °C
Pressão	4000 kPa
Caudal mássico	236661 kg/h

Tabela 5: Composição de gás natural húmido (Imrényi, Vizi, & Gomes, 2017)

Componente	Fracção mássica
H ₂ O	0.0011
CO ₂	0.0045
Nitrogênio	0.0057
Metano	0.6996
Etano	0.1006
Propano	0.0671
n-Butano	0.0295
i-Butano	0.0589
n-Pentano	0.0037
i-Pentano	0.0110
n-Hexano	0.0087
n-Heptano	0.0056
Benzeno	0.0020
Et-Benzeno	0.0011
Tolueno	0.0005

O-Xileno	0.0004
----------	--------

Tabela 6: Parâmetros de TEG na alimentação (Adaptado por mim)

Parâmetro	Valor
Pressão	4000 kPa
Temperatura	33 °C
TEG (wt. %)	99%
H ₂ O (wt. %)	1%
Caudal mássico	4000 kg/h

3.2 Simulação do Processo de Desidratação de Gás Natural e Regeneração de Trietilenoglicol (TEG)

Conforme a Figura 16, uma unidade padrão de desidratação de gás natural está dividida em duas secções. A secção de absorção/contacto, em que o gás hidratado entra em contacto com o TEG para obter um gás seco, e a secção de regeneração, em que o TEG é recuperado e reciclado para novas operações de absorção. Assim, a simulação criada no Aspen HYSYS, no presente trabalho segue o mesmo processo padrão de desidratação de gás natural por TEG. O modelo termodinâmico selecionado para investigar o comportamento das fases foi o pacote glicol (que se baseia na equação de estado cúbico de Twu-Sim-Tassone (TST)) e Peng-Robinson, uma vez que fornece uma modelagem mais precisa de um sistema de desidratação de gás natural por TEG por cobrir o equilíbrio vapor-líquido e vapor-líquido-líquido para misturas com hidrocarbonetos, não hidrocarbonetos como dióxido de carbono, sulfureto de hidrogénio e nitrogénio, e produtos químicos de associação polar como água, glicóis (Ghani, 2012; S.Hasan, Asma.A.Mohamed, Marwa Mostafa, & M.Gamal, 2020).

O processo de simulação de desidratação de gás natural e regeneração de TEG no HYSYS começa com a alimentação de 236661 kg/h de gás húmido para o Scrubber a uma pressão de 4000 kPa e temperatura de 30 °C onde alguma parte da água na mistura é separada resultando em um caudal de impurezas que abandona o Scrubber pelo fundo a um caudal de 15.96 kg/h. O gás húmido remanescente é enviado para o absorvedor do fundo deste. A Figura 16 apresenta a secção de alimentação do gás húmido para o Scrubber.

➤ Absorvedor

A segunda etapa do processo de simulação tem lugar no absorvedor, como ilustrado na Figura 14. Nas condições de funcionamento apresentadas na secção 3.1, o absorvedor ou coluna de absorção é

alimentado com gás natural húmido proveniente do Scrubber, pelo fundo, enquanto que a corrente de TEG pobre em água com 99% de TEG e 1% de água em peso entra pelo topo do mesmo. No absorvedor, o TEG entra em contacto com o gás natural húmido em contracorrente, absorvendo água e resultando em TEG rico (TEG rico 1) em água. A coluna de absorção opera a uma pressão de 4000 kPa e o TEG pobre em água entra na coluna a uma pressão de 4000 kPa e a uma temperatura de 33 °C. O número de pratos na coluna de absorção foi fixado em 8 visto que aumentado o número de pratos maior é a eficiência de absorção.

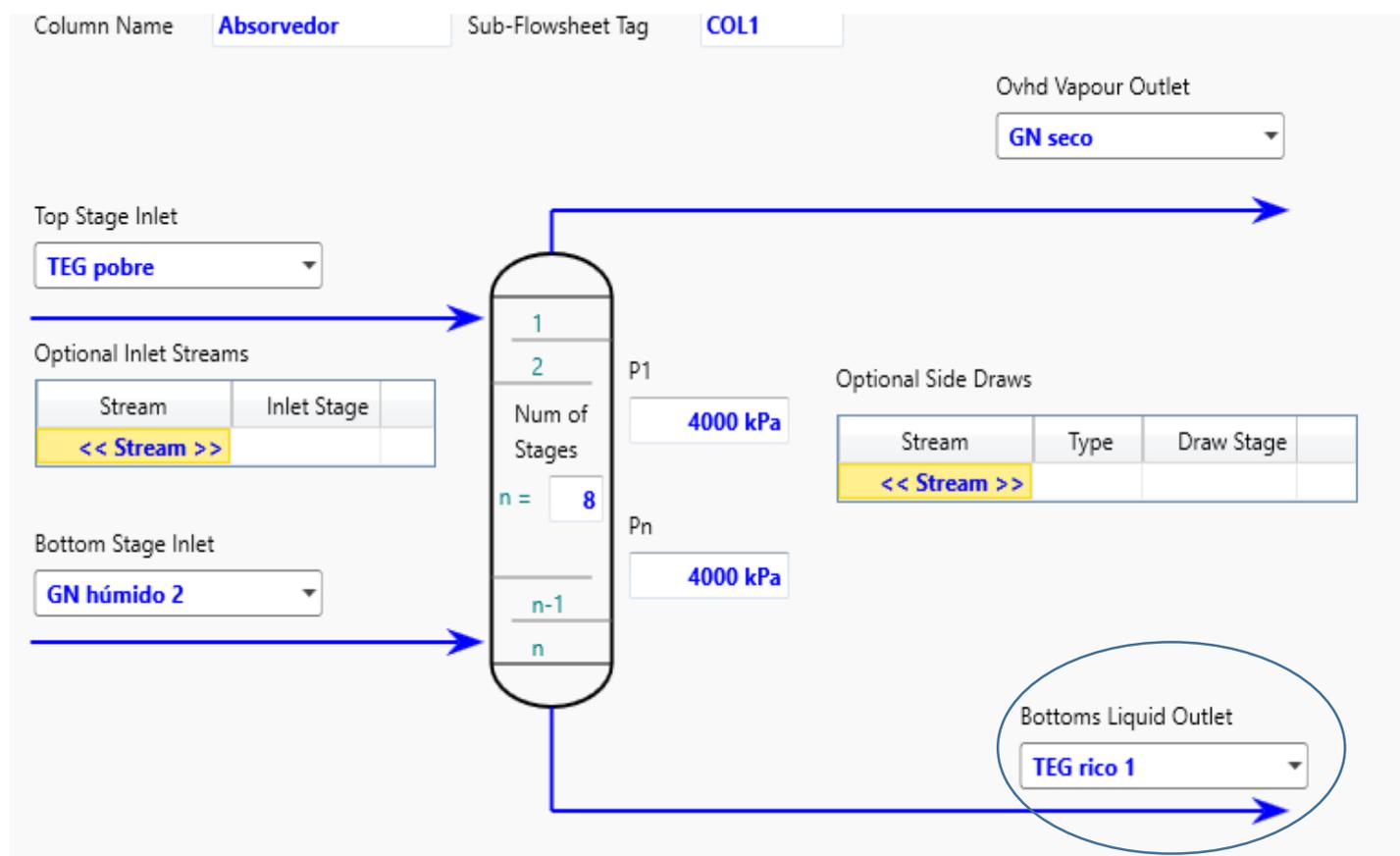


Figura 14: Primeira fase do processo de simulação da desidratação da água do gás natural no absorvedor.

A corrente do TEG rico em água (TEG rico 1) que abandona o absorvedor pelo fundo com 56.32 % de TEG em peso, 33.59% de água em peso e outros componentes é enviada para o processo de regeneração. Contudo, este antes de ser enviado para o processo de regeneração, a sua pressão é reduzida na válvula até 500 kPa de forma que a pressão que vai contactar a coluna de regeneração esteja um pouco acima da pressão atmosférica evitando que algum ar entre no sistema (Christensen, 2009). Pressões elevadas provocam elevação do ponto de ebulição dos componentes na mistura, mudança do equilíbrio vapor-líquido.

➤ **Aquecedor**

O aquecedor tem a função de promover recuperação de hidrocarbonetos usando a energia proveniente do processo de regeneração no condensador. Assim, a corrente de TEG rico em água e a baixa pressão passa pelo aquecedor, onde a temperatura do TEG rico em água é elevada em alguns graus, o que proporciona melhor separação dos hidrocarbonetos pesados no separador flash (veja Figura 16).

➤ **Separador flash**

Depois da redução de pressão na válvula e aquecimento, a corrente de TEG rico em água é introduzida no flash. O separador flash opera a uma baixa pressão sendo que a queda de pressão é de 200 kPa, pelo que os hidrocarbonetos pesados são extraídos do fluxo de TEG e posteriormente usados como gás de processo na planta.

➤ **Permutador de calor de glicol**

O Permutador de calor é necessário para aquecer o TEG rico em água, até à temperatura desejada, antes de ser admitido na coluna de destilação para a regeneração de TEG. O permutador de calor opera a uma queda de pressão de 120 kPa nos tubos e a perda de carga no casco é desprezível.

➤ **Regenerador de TEG**

As condições iniciais de desidratação do gás natural, em que as correntes de gás natural húmido e TEG são alimentadas em contracorrente no absorvedor, são indicadas na Figura 14. A Figura 15 mostra as condições de fluxos de TEG rico em água. Este TEG (TEG rico) é enviado para a coluna de regeneração ou coluna de destilação designado regenerador de TEG. Nesta coluna ocorre a separação do TEG e da água. Para o presente estudo, o número de pratos foi fixado em quatro. A coluna separa água do fluxo de TEG e opera a baixa pressão de 110 kPa.

O TEG rico em água entra a 135 °C. A coluna é equipada com um condensador que através de uma corrente de refluxo melhora o processo de regeneração de TEG.

Conforme recomendam estudos anteriores (Imrényi, Vizi, & Gomes, 2017), a temperatura no ebulidor foi mantida a 204 °C para evitar a degradação térmica de TEG e a uma pressão de 110 kPa.

Durante o processo de regeneração ocorre perdas de TEG na corrente de superior (corrente que deixa o condensador). Se essas perdas forem elevadas pode-se incluir uma unidade de maquilhagem para a compensação do TEG. A compensação de TEG é feita pela mistura de uma quantidade de TEG proveniente da compra que não tenha passado do processo antes com a corrente de TEG pobre proveniente da coluna de regeneração.

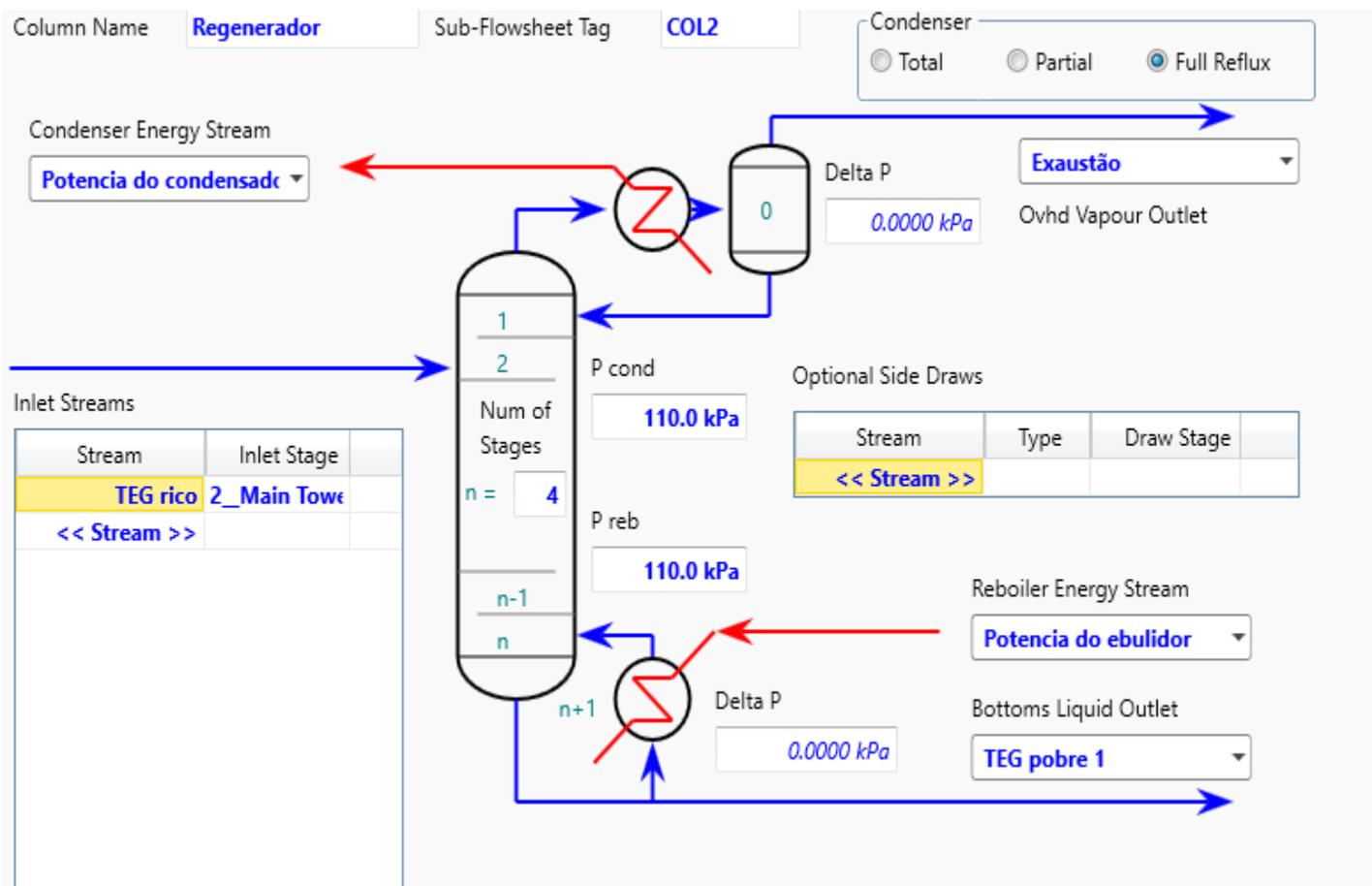


Figura 15: Regeneração de TEG com as condições operacionais no HYSYS

➤ **Bomba de glicol**

Devido a diferença de pressão entre o regenerador e o absorvedor, a pressão do TEG (TEG pobre 2 2) deve ser aumentada antes do TEG ser reciclado novamente para a coluna de Absorção, pois a pressão de operação de TEG ao entrar na coluna foi mantida a 4000 kPa. Visto que o regenerador opera a baixa pressão (110 kPa) e o absorvedor a alta pressão (4000 kPa) foi necessário instalar uma bomba para aumentar a pressão do TEG pobre em água antes de entrar na coluna de absorção.

3.2.1 Porção de gás seco (Metano maioritariamente) como gás de extracção

Extracção é definido como um processo de separação física pelo qual um ou mais componentes são removidos de um fluxo de líquido por um de vapor (Campbell, 2002).

O gás de extracção geralmente é nitrogénio, gás natural seco ou gás proveniente do separador flash (Christensen, 2009).

O gás usado para a extracção de componentes da mistura de TEG rico em água é uma porção de 0,2% de gás seco (Maioritariamente metano) conforme ilustrado na Figura 17. A pressão do gás de extracção é reduzida até uma pressão de 110 kPa, e depois reciclado para a corrente de gás de extracção que entra no ebulidor na coluna de regeneração de TEG.

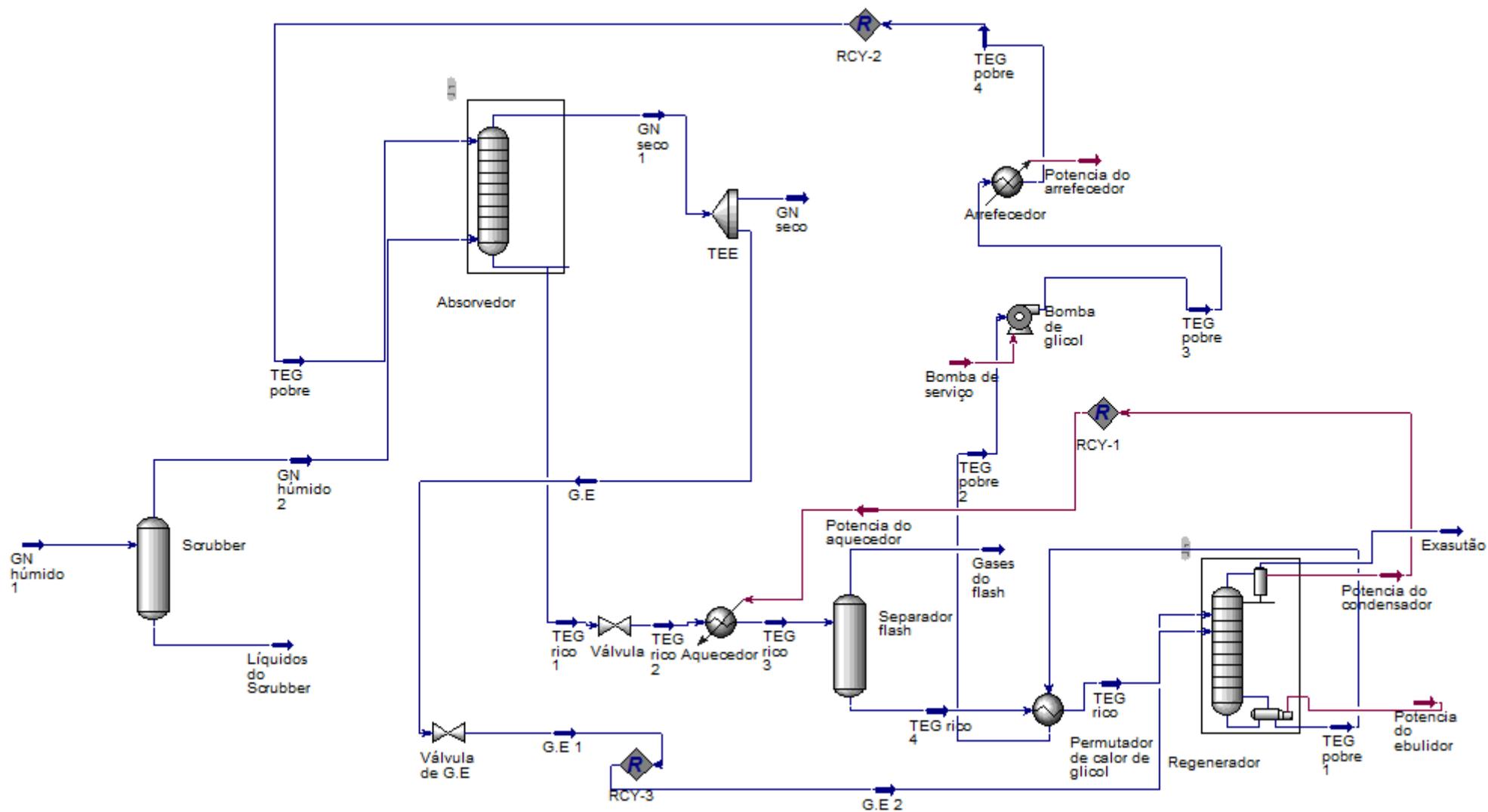


Figura 17: Desidratação de gás e regeneração de TEG usando porção de gás seco como gás de extração no simulador Aspen HYSYS

3.2.2 Uso de gases da coluna Flash

A coluna do separador flash libera no topo uma quantidade de gases e esses gases são usados como gás de extração no regenerador. A queda de pressão na coluna é mantida como 210 kPa e a coluna de absorção é mantida com 4 pratos.

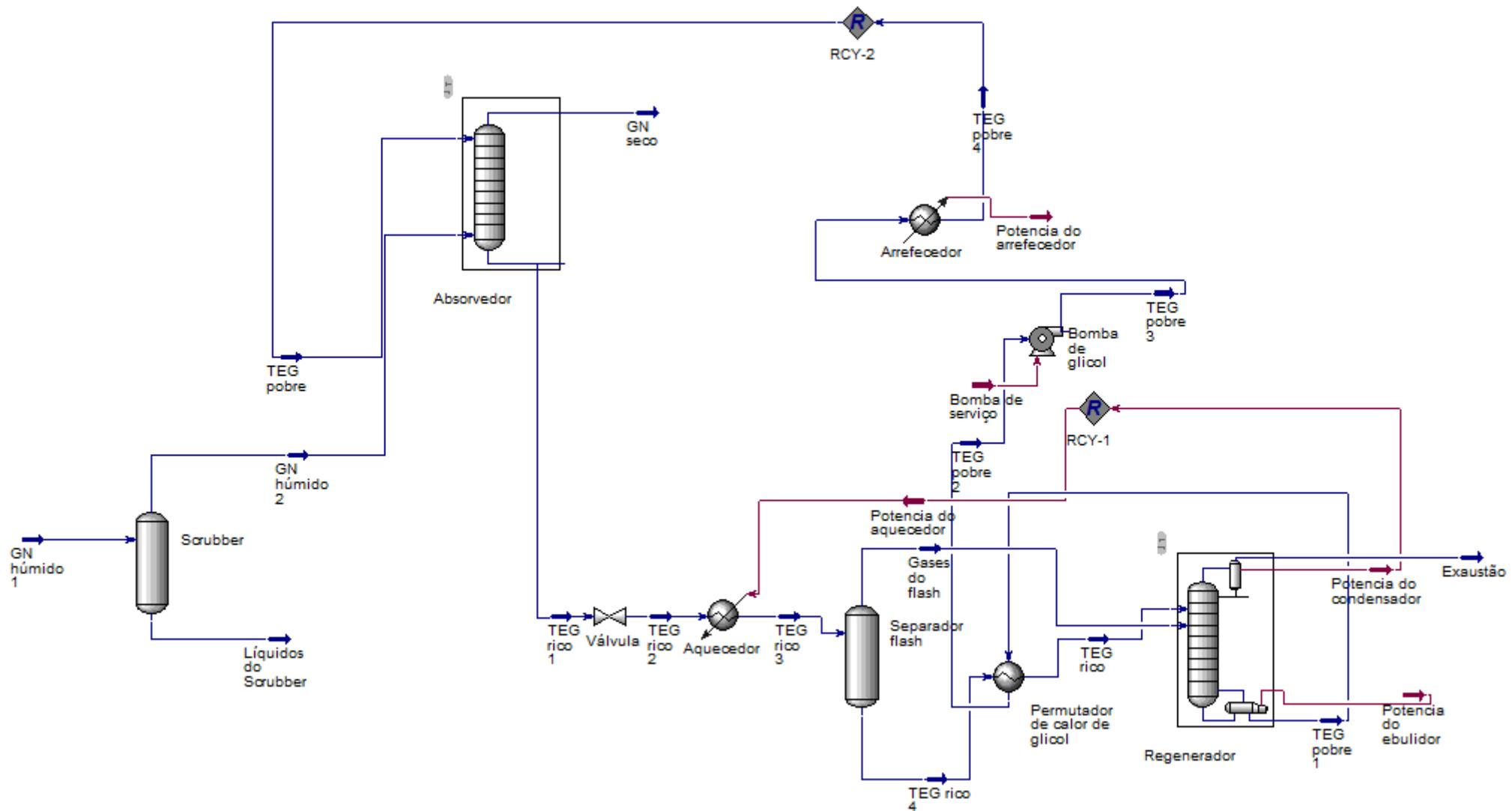


Figura 18: desidratação de gás natural e regeneração de TEG usando gases da coluna Flash como G.E no simulador Aspen HYSYS

3.2.3 Uso da corrente de vapor do separador trifásico (i-Butano) como gás de extração

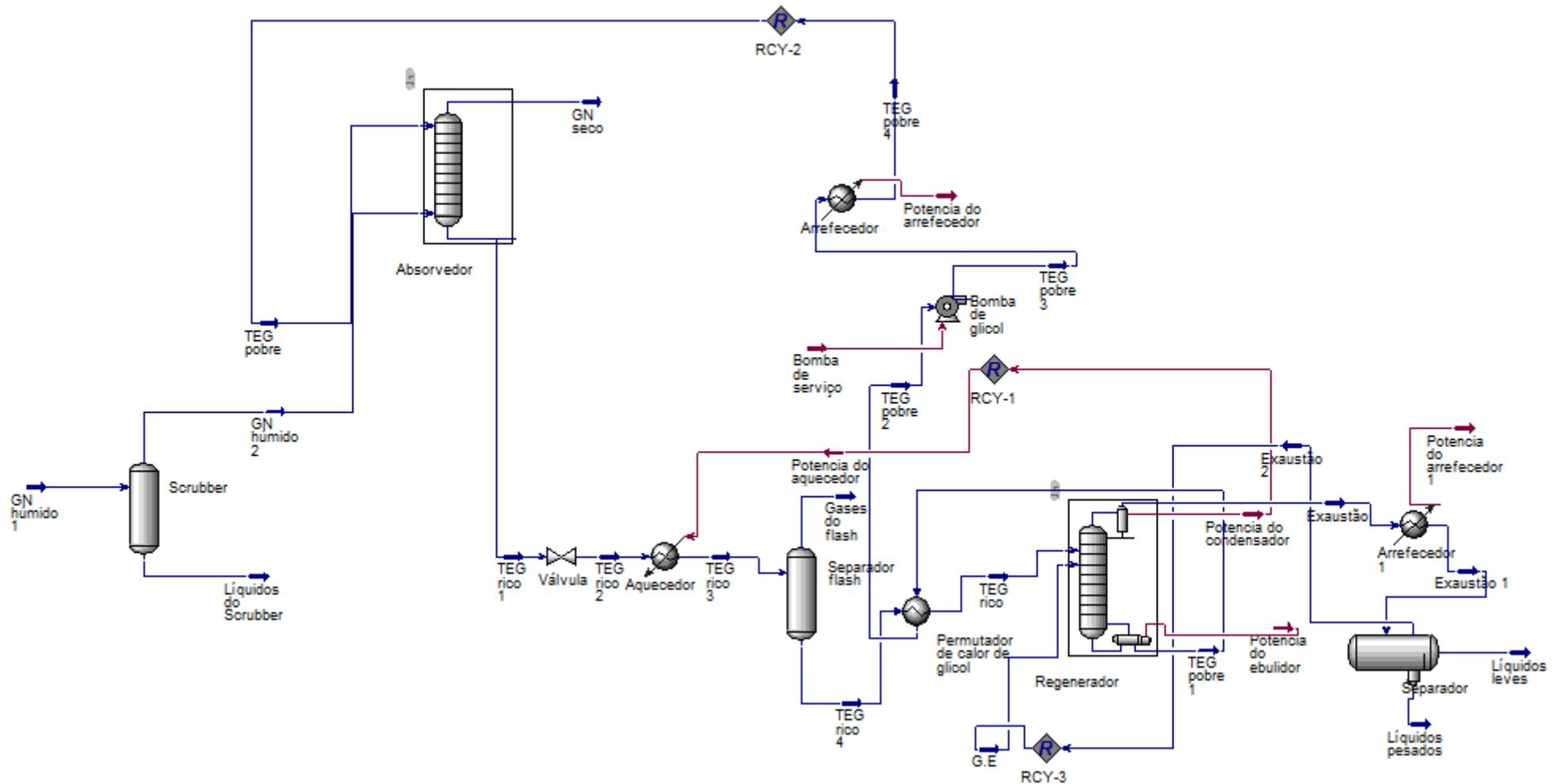


Figura 19: desidratação de gás natural e regeneração de TEG usando gás da corrente de vapor do separador trifásico como G.E no simulador Aspen HYSYS

4. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO

A eficiência de um método de desidratação de gás é medida pelo conteúdo de água apresentada na corrente de gás seco da coluna de absorção. De acordo com os pesquisadores Mokhatab et al., (2019) a especificação do conteúdo de água para o gás natural desidratado deve variar de 60 a 110 mg/Nm³.

Antes de comparar os diferentes métodos de regeneração de TEG, as variáveis de processo mais significativas foram estabelecidas e separadas das restantes. A concentração de TEG na coluna de absorção, a temperatura de contacto na coluna de absorção, o número de pratos na coluna de absorção, a temperatura do ebulidor na coluna de regeneração, a concentração de circulação de gás de extracção na coluna de regeneração, entre outros foram identificados como potencialmente influenciando os principais parâmetros do processo, como o calor no ebulidor, perdas de hidrocarbonetos na coluna flash, na exaustão do regenerador. Assim, o presente trabalho estudou através de HYSYS estas variáveis para uma melhor compreensão de diferentes métodos de regeneração de TEG e serão apresentados nas próximas secções.

4.1 Propriedades de gás natural seco/desidratado e de TEG de diferentes plantas

Nesta secção são apresentadas as propriedades de gás natural seco para cada planta simulada no HYSYS e a sua validação conforme estudos anteriores.

4.1.1 Parâmetros de gás natural seco e composição de TEG na planta de desidratação de gás natural e regeneração de TEG pelo método convencional/padrão

A Tabela 7 apresenta o resumo das propriedades do gás natural seco e composição do TEG extraídos das simulações constantes na Figura 38, Figura 39 e Figura 40 em anexo. Conforme estudos anteriores o limite da pureza de TEG é de 98.8 % em peso para o método convencional (Nath & Nielsen, 2021), com isso verifica-se que a pureza de TEG obtida está no intervalo aceitável e o limite de conteúdo de água no gás natural seco também está no limite aceitável acima indicado o que confirma a validade dos nossos resultados.

Tabela 7: propriedades de gás natural seco e composição de TEG no método convencional

Parâmetros	Valor
Temperatura	31.37 °C
Pressão	4000 kPa
Conteúdo de água	73.69 mg/Nm ³
Ponto de orvalho	- 5.795 °C
Pureza de TEG (wt)	98.37 %

4.1.2 Parâmetros de gás natural seco e composição de TEG na planta de desidratação de gás natural e regeneração de TEG usando porção de gás seco (Maioritariamente metano) como G.E

A Tabela 8 apresenta o resumo das propriedades do gás natural seco e composição do TEG extraídos das simulações constantes na Figura 41, Figura 42 e Figura 43 em anexo. Conforme estudos anteriores o limite da pureza de TEG é de 99.2-99.98 % em peso usando porção de gás seco como gás de extração, sendo assim a pureza obtida está em concordância com (Nath & Nielsen, 2021). O ponto de orvalho depende da composição de TEG e da temperatura do absorvedor, o ponto de orvalho obtido na pureza de 99.81% e na temperatura do absorvedor de 33 °C, está em concordância com (Christensen, 2009) o que confirma a validade dos nossos resultados.

Tabela 8: propriedades de gás natural seco e composição de TEG no método de porção de gás seco como G.E

Parâmetros	Valor
Temperatura	31.45 °C
Pressão	4000 kPa
Conteúdo de água	8.691 mg/Nm ³
Ponto de orvalho	- 30.04 °C
Pureza de TEG (wt)	99.81 %

4.1.3 Parâmetros de gás natural seco e composição de TEG na planta de desidratação de gás natural e regeneração de TEG usando gases da coluna Flash

A Tabela 9 apresenta o resumo das propriedades do gás natural seco e composição do TEG extraídos das simulações constantes na Figura 44, Figura 45 e Figura 46 em anexo. O método de gás flash como gás de extração apresenta uma pureza não muito acima do que é encontrado quando se usa o método

convencional, isso porque a quantidade de gás que sai do separador flash não é bastante para extrair componentes presentes na mistura com TEG. Porém, o conteúdo de água está no limite aceitável segundo (Mokhatab, William A. Poe, & John Y. Mak, 2019).

Tabela 9: propriedades de gás natural seco e composição de TEG no método de gás flash como gás de extracção

Parâmetros	Valor
Temperatura	31.38 °C
Pressão	4000 kPa
Conteúdo de água	67.42 mg/Nm ³
Pureza de TEG (wt)	98.52 %

4.1.4 Parâmetros de gás natural seco e composição de TEG na planta de desidratação de gás natural e regeneração de TEG usando corrente de vapor do separador trifásico como G.E (i-butano)

A Tabela 10 apresenta o resumo das propriedades do gás natural seco e composição do TEG extraídos das simulações constantes na Figura 47, Figura 48 e Figura 49 em anexo. Conforme estudos anteriores o limite da pureza de TEG é de 99.2-99.98 % em peso usando gás de extracção, sendo assim a pureza obtida está em concordância com (Nath & Nielsen, 2021) o que confirma a validade dos nossos resultados.

Tabela 10: propriedades de gás natural seco e composição de TEG no método de i-butano como G.E

Parâmetros	Valor
Temperatura	31.44 °C
Pressão	4000 kPa
Conteúdo de água	12.60 mg/Nm ³
Pureza de TEG (wt)	99.62 %

4.2 Análise de sensibilidade

4.2.1 Influência do número de pratos na coluna de absorção

O gráfico na Figura 20 ilustra a variação do conteúdo de água em função do número de pratos na coluna de absorção. Pode-se verificar que a partir de quarto prato a absorção da água pelo TEG é significativa, isto é, o conteúdo de água no gás seco vai diminuindo significativamente para todos os métodos. Entre os pratos 4 e 5 observa-se ligeira subida do conteúdo de água absorvida pelo TEG o que significa que na transição do quarto para o quinto prato a separação começa a se tornar ineficaz o que faz com que a partir do quinto prato e diante verifica-se a saturação da capacidade de absorção do TEG, ou seja, quanto mais aumentar o número de pratos a diminuição do conteúdo de água no gás seco torna-se insignificante. Este resultado sugere que, nas condições de operação aqui investigadas, cinco pratos são suficientes para a absorção do conteúdo de água, o que está em concordância com os estudos anteriores (Sakheta & Zahid, 2018; Chebbi, Qasim, & Jabbar, 2019).

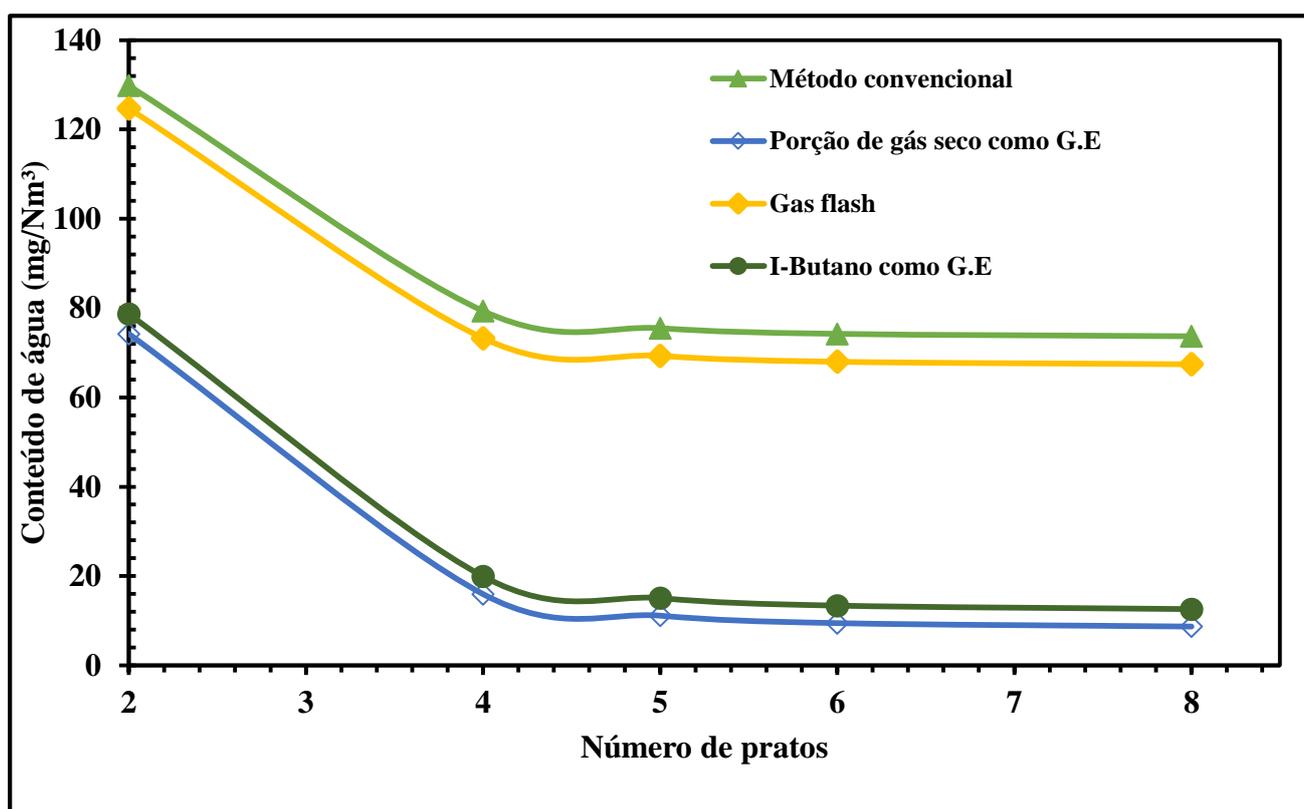


Figura 20: Conteúdo de água versus Número de pratos no absorvedor

4.2.2 Influência da temperatura de TEG no conteúdo de água no gás natural seco

A simulação da desidratação do gás natural foi realizada variando a temperatura do TEG de 31 a 40°C para investigar o efeito da temperatura capacidade de absorção do TEG.

A Figura 21 ilustra a variação do conteúdo de água em função da temperatura de TEG. Aumentando ligeiramente a temperatura de TEG alguns graus acima da temperatura de alimentação do gás húmido, o conteúdo de água no gás seco aumenta em pequenas quantidades para os quatro métodos. Estes resultados indicam que quanto próxima a temperatura de alimentação de TEG estiver à temperatura de alimentação de gás húmido mais apropriado será o ponto de orvalho requerido no gás seco e os valores obtidos estão em concordância com os estudos anteriores (Sakheta & Zahid, 2018) .

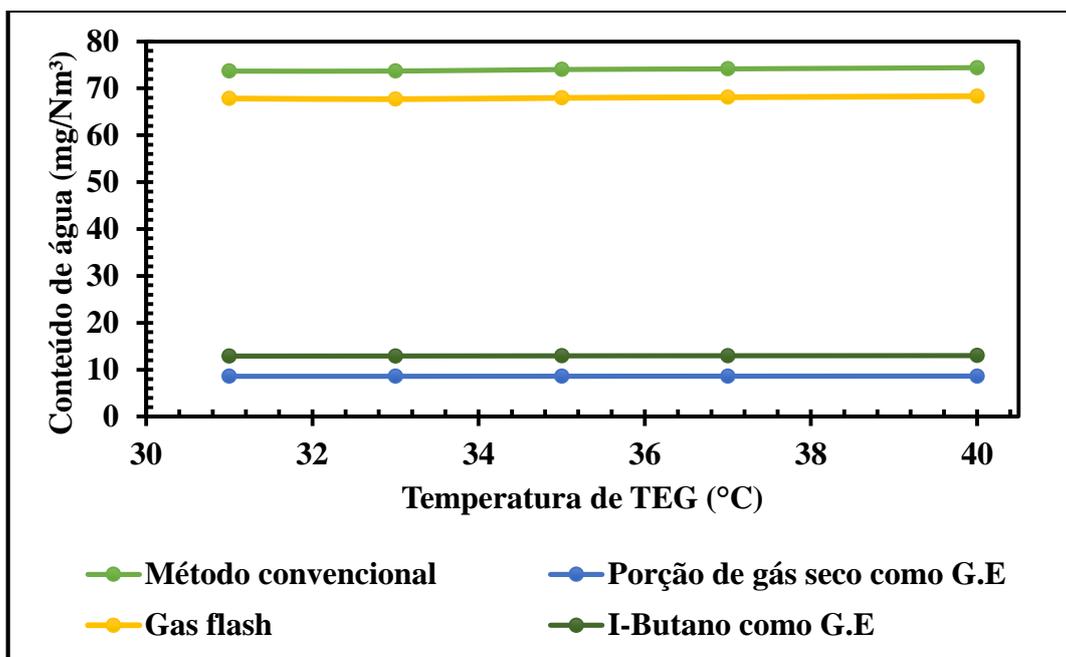


Figura 21: Temperatura de TEG vs. Conteúdo de água

4.2.3 Influência da concentração de TEG no conteúdo de água no gás natural seco

A Figura 22 mostra a variação do conteúdo de água no gás seco em função da concentração de TEG. O objectivo deste estudo é avaliar a forma como a concentração de TEG afecta o teor de água, uma vez que a concentração de TEG é um parâmetro importante para o desempenho do processo de desidratação do gás natural e de regeneração do TEG. Conforme mostra a Figura 22 é obvio que aumentado a concentração de TEG o conteúdo de água no gás seco vai diminuindo significativamente até uma concentração aproximadamente de 5500 kg/h para todos os métodos, acima desta concentração a diminuição do conteúdo de água é insignificativa. Portanto, quanto mais for a quantidade de TEG mais energia será necessária no ebulidor na coluna de regeneração, mais perdas de TEG durante o processo e mais custos operacionais, O comportamento do conteúdo de água com a concentração de TEG está em concordância com estudos anteriores (Nath & Nielsen, 2021; Sakheta & Zahid, 2018; Ghani, 2012).

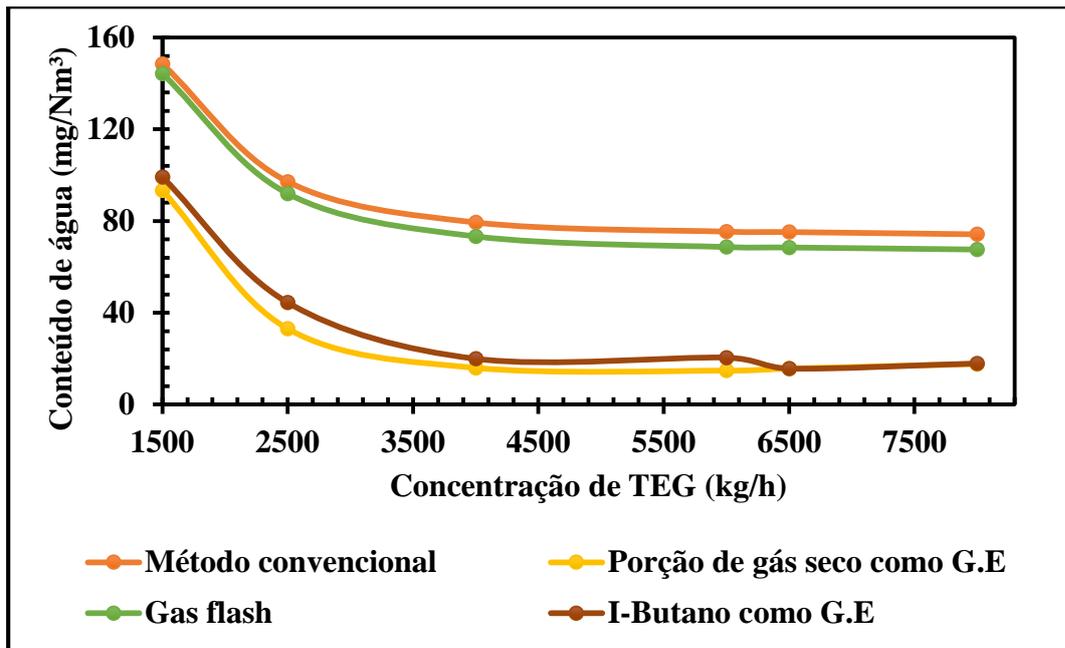


Figura 22: Concentração de TEG vs. Conteúdo de água

4.2.4 Influência da concentração de TEG na perda de TEG no regenerador

A Figura 23 ilustra a variação de perdas de TEG em função da concentração de TEG de TEG, o método convencional e gás flash apresentam perdas mínimas de TEG à medida que a concentração de TEG vai aumentando, isso pode ser explicado pelo facto de que para a recuperação de TEG no ebulidor, a energia necessária no ebulidor é menor que aquela necessária para a recuperação de TEG quando se usam os métodos de extracção usando porção de gás seco e i-Butano, será ainda explicado ilustrando num gráfico a afirmação acima dada.

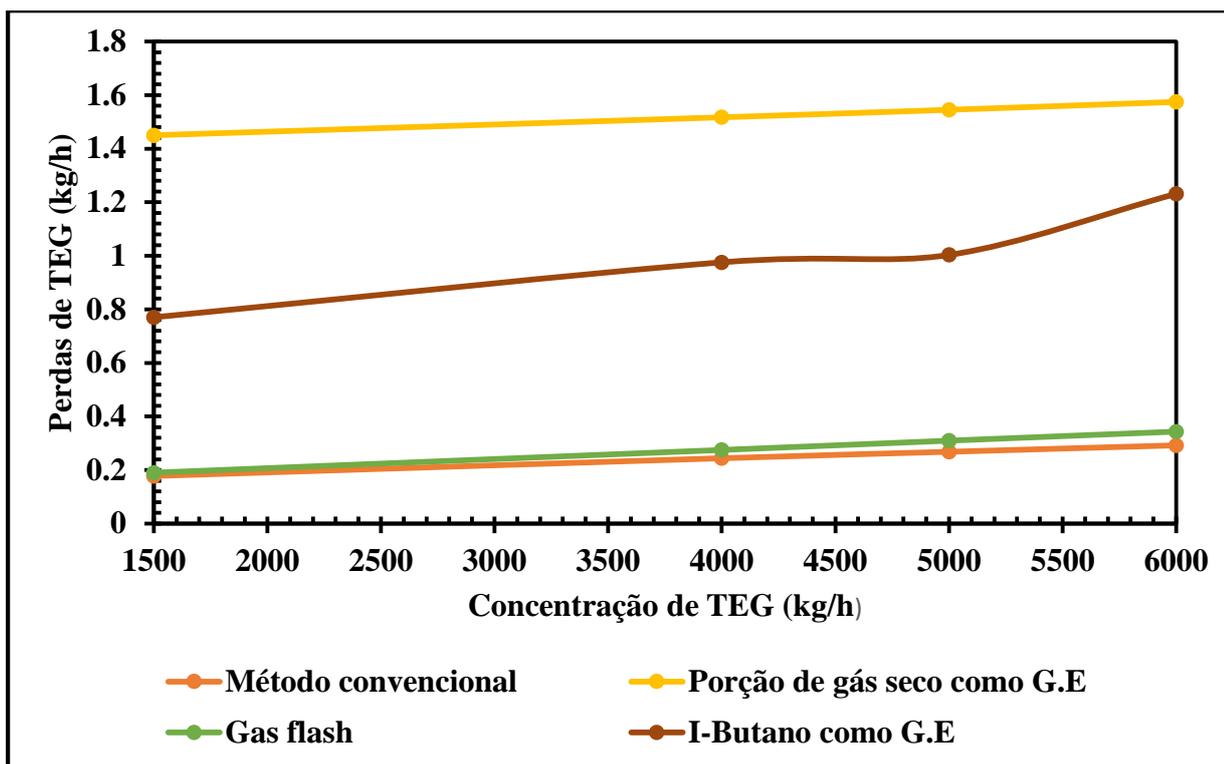


Figura 23: Concentração de TEG vs. Perdas de TEG

4.2.5 Influência da concentração de porção de gás seco como gás de extração na pureza de TEG

A Figura 24 ilustra a variação da pureza de TEG em função da concentração de porção de gás seco como gás de extração, é obvio que aumentando a concentração de porção de gás seco a pureza de TEG aumenta, o que significa que o conteúdo de água no gás seco vai diminuindo, pois, a composição de TEG dita o conteúdo de água no gás seco. O aumento da concentração de gás de extração reduz o ponto de orvalho da água no gás seco, forçando a água a sair em maiores quantidades no condensador. Porém a pureza de TEG a concentrações acima de 1100 kg/h de gás de extração torna-se quase constante, sendo assim favorável operar a valores abaixo deste. O comportamento da pureza de TEG com o aumento da concentração de gás de extração está em concordância com estudos anteriores (Nath & Nielsen, 2021).

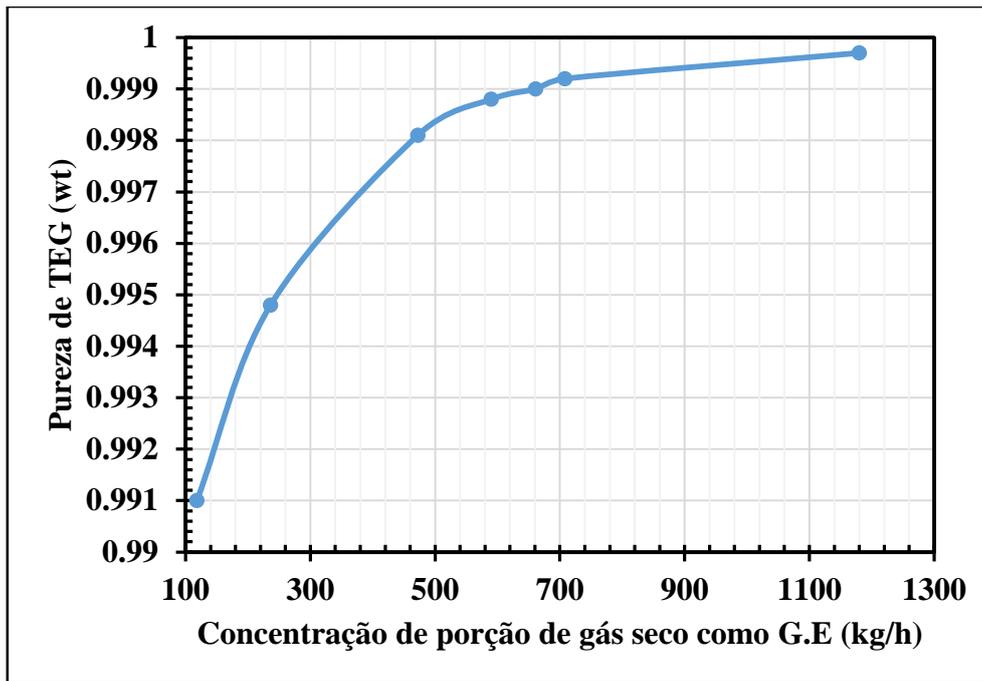


Figura 24: Concentração de porção de gás seco como G.E vs. Pureza de TEG

4.2.6 Influência da concentração de porção de gás seco como gás de extração na perda de TEG no regenerador

A Figura 25 ilustra a variação das perdas de TEG com a concentração de gás de extração, a medida que aumenta a concentração, as perdas vão aumentando no regenerador, pois para uma maior recuperação de TEG maior deve ser a quantidade de energia necessária no ebulidor, para evitar perdas elevadas é bom operar a uma taxa de 300-600 kg/h de gás de extração. O comportamento das perdas de TEG no regenerador com a variação da concentração de gás de extração está em concordância com estudos anteriores (Sakheta & Zahid, 2018).

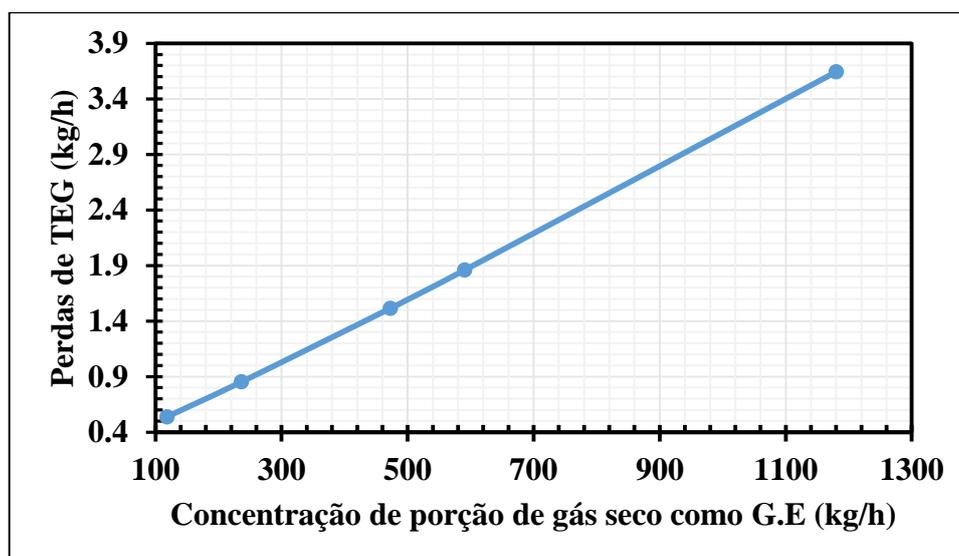


Figura 25: Concentração de porção de gás seco como G.E vs. Perdas de TEG

4.2.7 Influência da concentração de i-Butano como gás de extracção na pureza de TEG

A Figura 26 ilustra a variação da pureza de TEG em função da concentração de i-Butano como gás de extracção, aumentando a concentração de gás de extracção a pureza de TEG vai aumentando, o que significa que o conteúdo de água no gás seco vai diminuindo, pois, a composição de TEG dita a o conteúdo de água no gás seco. O aumento da concentração de gás de extracção reduz o ponto de orvalho da água no gás seco, forçando a água a sair em maiores quantidades no condensador. O i-Butano conforme foi testado no presente trabalho como gás de extracção e resultados mostram que ele pode ser incluído no grupo de gases de extracção. Conforme estudos anteriores um gás de extracção eleva a pureza de TEG de 99.2 a 99.98 % em peso e os valores ilustrados na Figura 26 estão em concordância com (Nath & Nielsen, 2021).

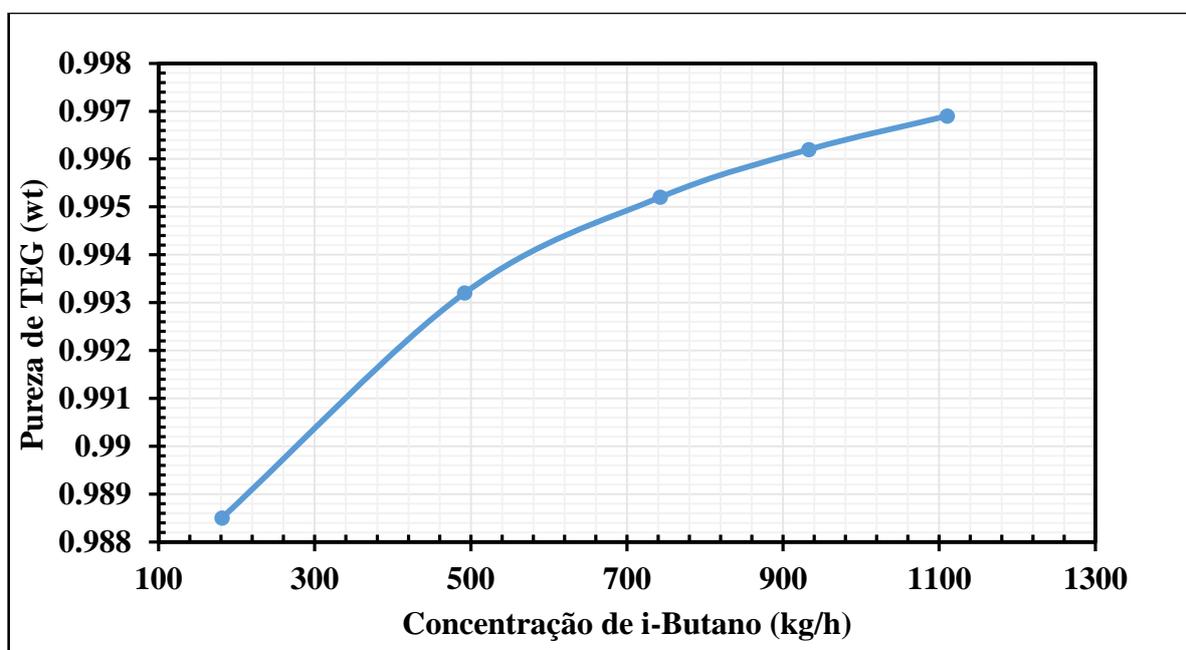


Figura 26: Concentração de i-Butano vs. Pureza de TEG

4.2.8 Influência da concentração de i-Butano como gás de extracção nas perdas de TEG

A Figura 27 ilustra a variação das perdas de TEG com a concentração de gás de extracção, a medida que aumenta a taxa, as perdas vão aumentando no regenerador, pois para uma maior recuperação de TEG maior deve ser a quantidade de energia necessária no ebulidor, para evitar perdas elevadas é bom operar a uma concentração de 500-800 kg/h de gás de extracção. O comportamento das perdas de TEG

no regenerador com a variação da concentração de gás de extração está em concordância com estudos anteriores (Sakheta & Zahid, 2018).

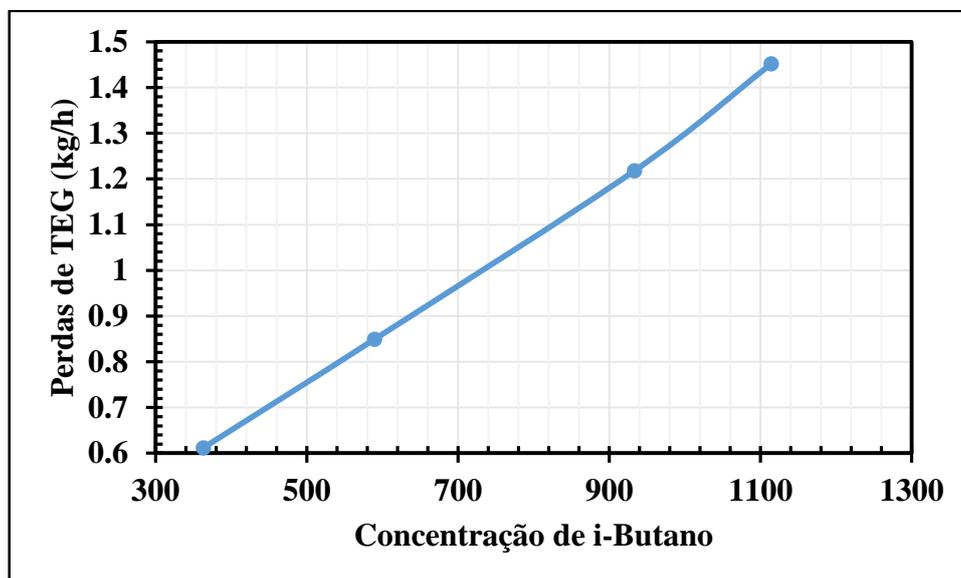


Figura 27: Concentração de i-Butano vs. Perda de TEG

4.2.9 Influência da queda de pressão no separador flash na pureza de TEG

A Figura 28 ilustra a pureza de TEG em função da queda de pressão, aumentando a queda de pressão aumenta também a pureza de TEG, o aumento da queda de pressão implica o aumento do caudal de gases que são liberados no separador flash, e é este caudal que é usado como gás de extração no regenerador.

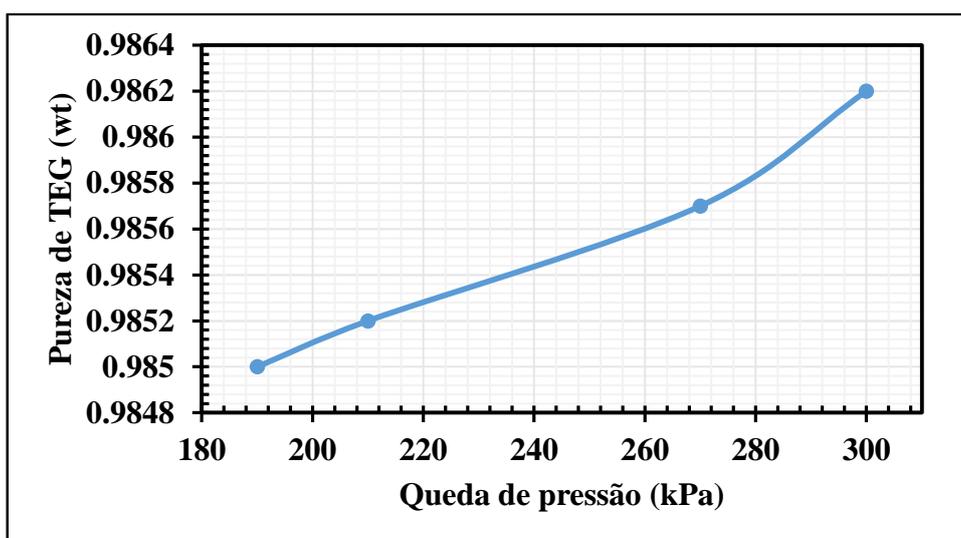


Figura 28: Queda de pressão vs. Pureza de TEG

4.2.10 Influência da queda de pressão no separador flash na perda de TEG no regenerador

A Figura 29 ilustra as perdas de TEG em função da queda de pressão, à medida que aumenta a queda de pressão as perdas reduzem isso pode ser explicado pelo facto de que a pressão do gás flash vai se aproximando da pressão do ebulidor, evitando assim uma disparidade entre eles, o que minimiza a quantidade de energia necessária no ebulidor.

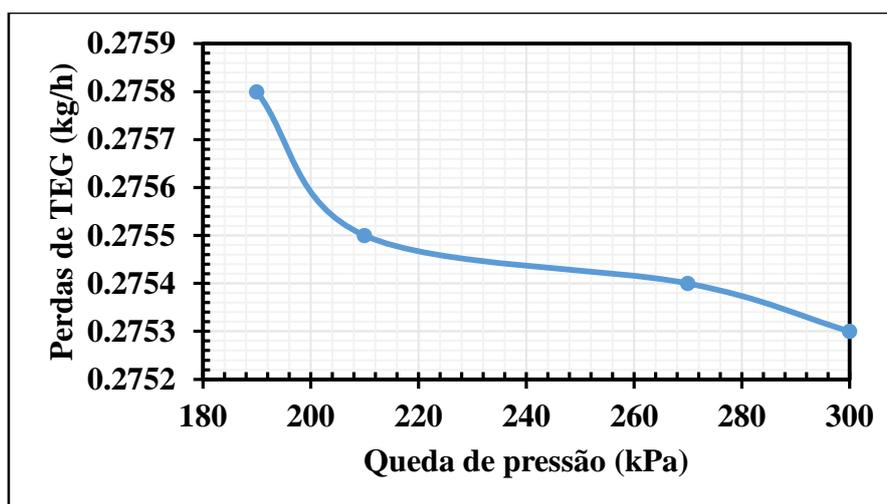


Figura 29: Queda de pressão vs. Perdas de TEG

4.2.11 Influência da temperatura do ebulidor na pureza de TEG

A Figura 30 ilustra que a pureza de TEG aumenta quando aumentamos a temperatura do ebulidor para todos os métodos, porém o aumento da temperatura não pode exceder 204 °C para evitar a decomposição de TEG. Quanto mais elevada for a pureza de TEG mais elevada será a capacidade de absorção resultando em baixos valores de conteúdos de água no gás natural seco. Os resultados obtidos estão em concordância com estudos anteriores (Nath & Nielsen, 2021; Sakheta & Zahid, 2018).

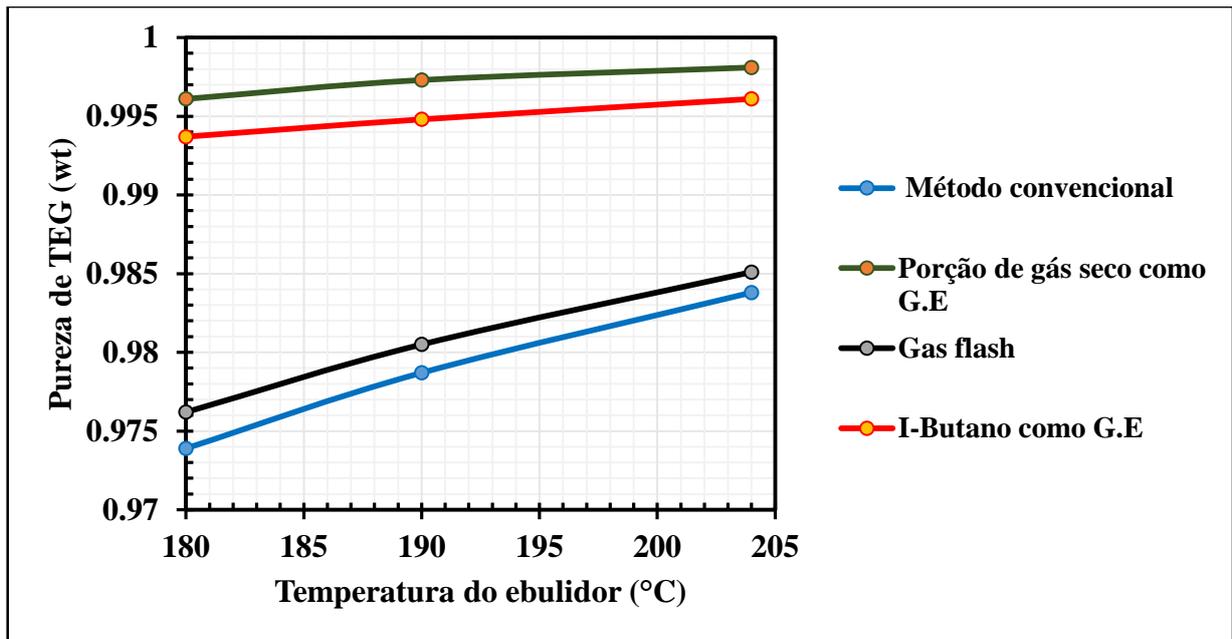


Figura 30: Temperatura do ebulidor vs. Pureza de TEG

4.2.12 Influência da temperatura do ebulidor na potência consumida

A Figura 31 ilustra que aumentando a temperatura do ebulidor maior será a quantidade necessária de energia no ebulidor. O método de gás flash apresentou menor quantidade de energia necessária no ebulidor pelo facto de que à medida que aumenta a queda de pressão mais próxima fica a pressão da pressão do ebulidor evitando uma disparidade estas e assim tendo perdas mínimas de TEG. Os resultados obtidos estão em concordância com estudos anteriores (Sakheta & Zahid, 2018).

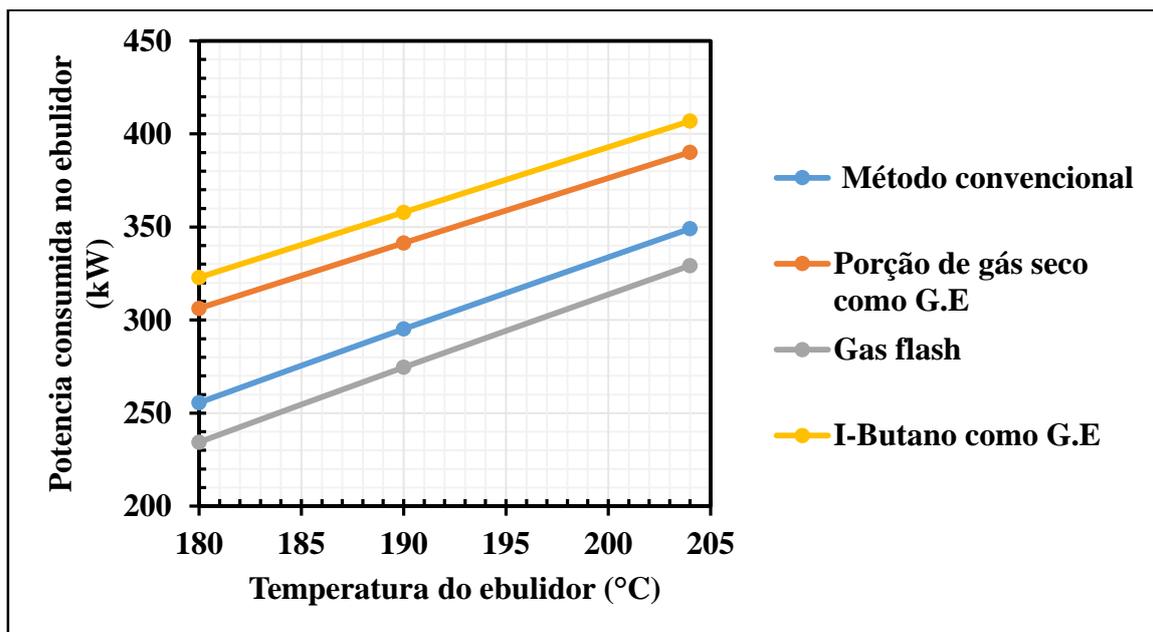


Figura 31: Potência consumida no ebulidor vs. Temperatura do ebulidor

4.3 Optimização do processo

O processo de desidratação de gás natural foi optimizado para ter um conteúdo aceitável de água no gás seco e uma pureza de TEG com valores baixos de perdas, uma temperatura mínima operacional do ebulidor. Nesta secção serão resumidos os valores obtidos na análise de sensibilidade com a finalidade de se achar valores óptimos dos parâmetros operacionais.

4.3.1 Efeito da concentração de TEG no conteúdo de água no gás seco usando uma porção de gás seco como gás de extracção a diferentes temperaturas do ebulidor

A Figura 32 ilustra que aumentando a concentração de TEG de 2000 a 6000 kg/h foi possível alcançar um conteúdo mínimo de água no gás seco de 15 mg/Nm³ a uma temperatura de ebulidor de 204 °C.

A uma temperatura de ebulidor de 190 °C também foi possível alcançar um conteúdo mínimo de água no gás seco de 20 mg/Nm³.

A concentração de TEG de 4000 kg/h fornece o ponto óptimo para ambas as temperaturas.

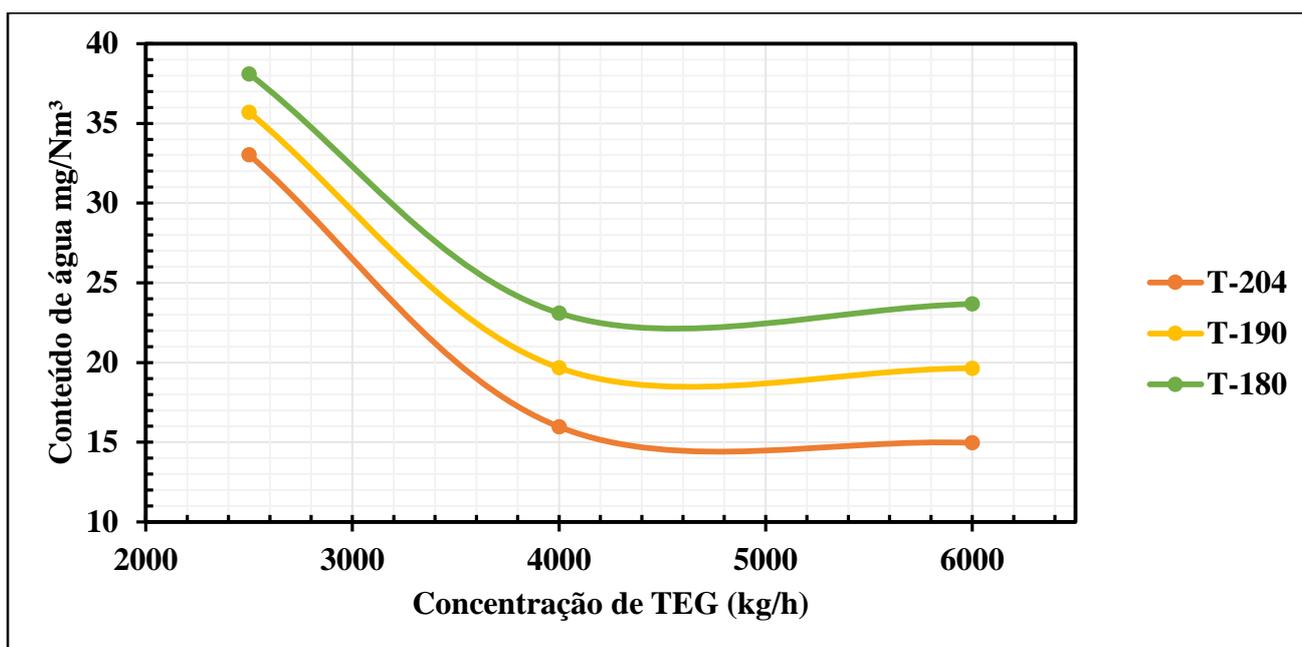


Figura 32: Concentração de TEG vs. Conteúdo de água e temperatura de ebulidor

4.3.2 Efeito da concentração de TEG no conteúdo de água de gás seco usando uma porção de gás seco como gás de extracção a diferentes concentrações de gás de extracção

A Figura 33 ilustra que para a concentração de 1181 kg/h de gás de extracção o conteúdo de água reduz até 3 mg/Nm³ para uma concentração de TEG de 6000 kg/h.

Para concentrações de gás de extracção de 236.1 e 472.1 kg/h o conteúdo de água aumenta para concentração de TEG acima de 4000 kg/h o que significa a separação já não é eficaz, tornando-se assim óptimo operar a concentrações iguais ou inferiores a 4000 kg/h de TEG.

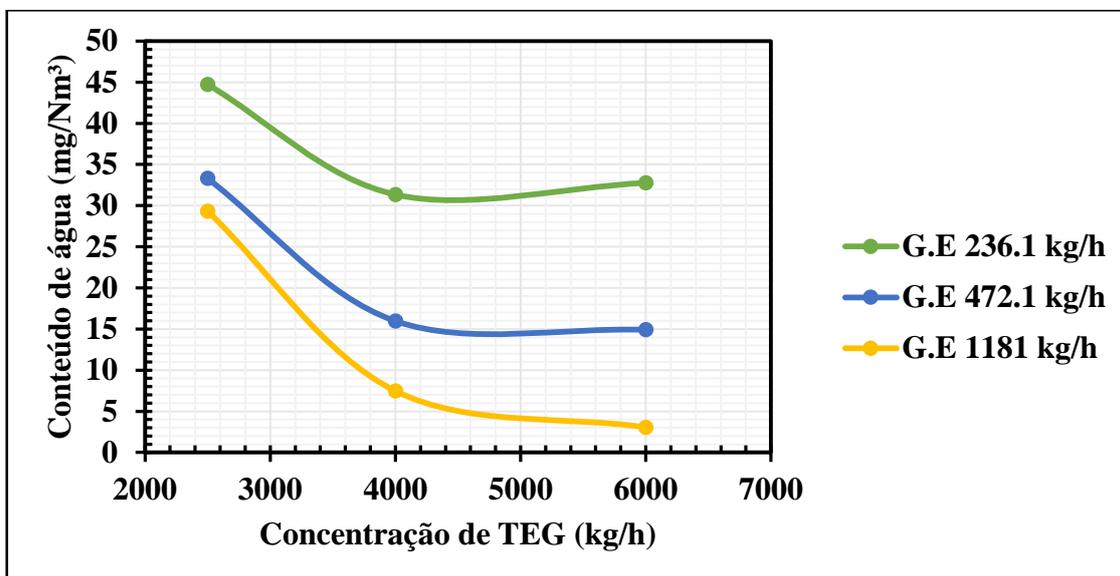


Figura 33: Concentração de TEG vs. Conteúdo de água e concentração de gás de extracção

4.3.3 Efeito da concentração de porção de gás seco como gás de extracção na pureza de TEG a diferentes temperaturas do ebulidor

A Figura 34 ilustra que na concentração de 1180 kg/h de gás de extracção e a diferentes temperaturas de ebulidor a pureza de TEG é quase constante, tornando-se óptimo operar a uma concentração de gás de extracção de 472.1 kg/h e a uma temperatura de ebulidor de 204 °C para evitar perdas de TEG.

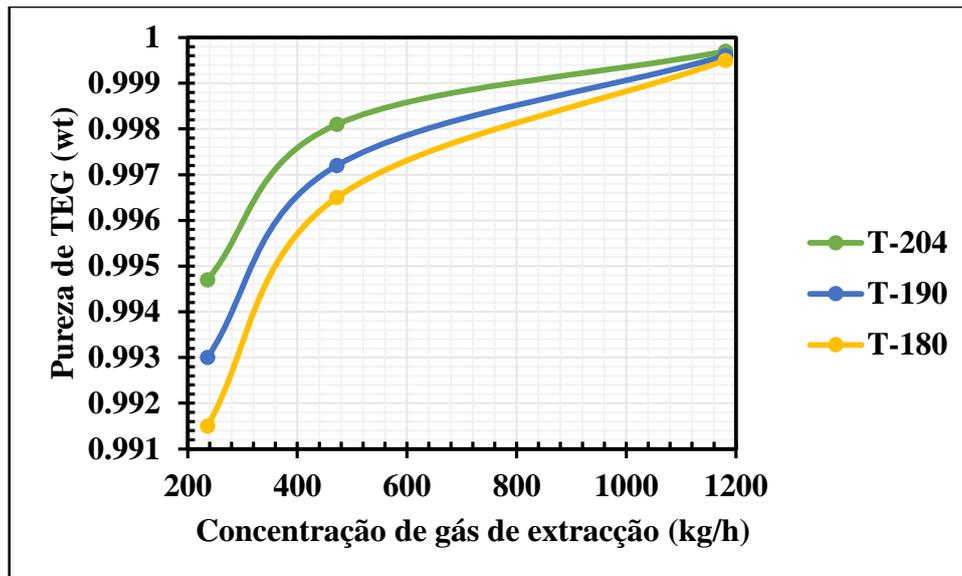


Figura 34: Concentração de porção de gás seco como G.E vs. Pureza de TEG e temperatura de ebulidor

4.3.4 Efeito da concentração de TEG no conteúdo de água no gás seco usando i-Butano como gás de extração a diferentes temperaturas do ebulidor

A Figura 35 ilustra que aumentando a concentração de TEG de 2000 a 6000 kg/h foi possível alcançar um conteúdo mínimo de água no gás seco de 20 mg/Nm³ a uma temperatura de ebulidor de 204 °C.

A concentração de TEG de 4000 kg/h fornece o ponto óptimo para ambas as temperaturas.

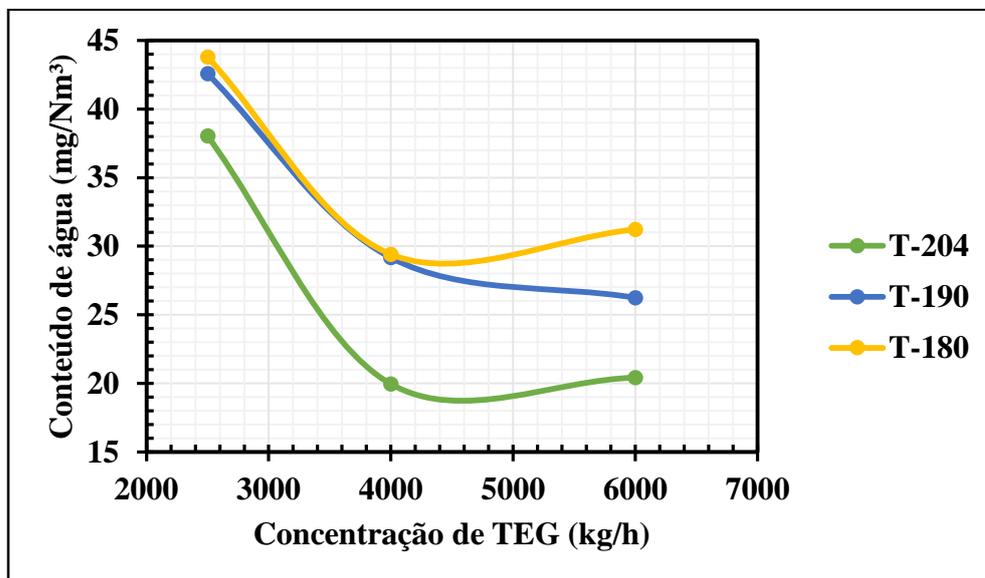


Figura 35: Concentração de TEG vs. Conteúdo de água e temperatura de ebulidor

4.3.5 Efeito da concentração de TEG no conteúdo de água de gás seco usando i-Butano como gás de extracção a diferentes concentrações de gás de extracção

A Figura 36 ilustra que para concentração de 1319 kg/h de gás de extracção o conteúdo de água reduz até 13 mg/Nm³ numa concentração de TEG de 6000 kg/h.

Para concentrações de gás de extracção de 548.5 e 933.1 kg/h o conteúdo de água aumenta para concentração de TEG acima de 4000 kg/h o que significa que a separação já não é eficaz, tornando-se assim óptimo operar a concentrações iguais ou inferiores a 4000 kg/h de TEG.

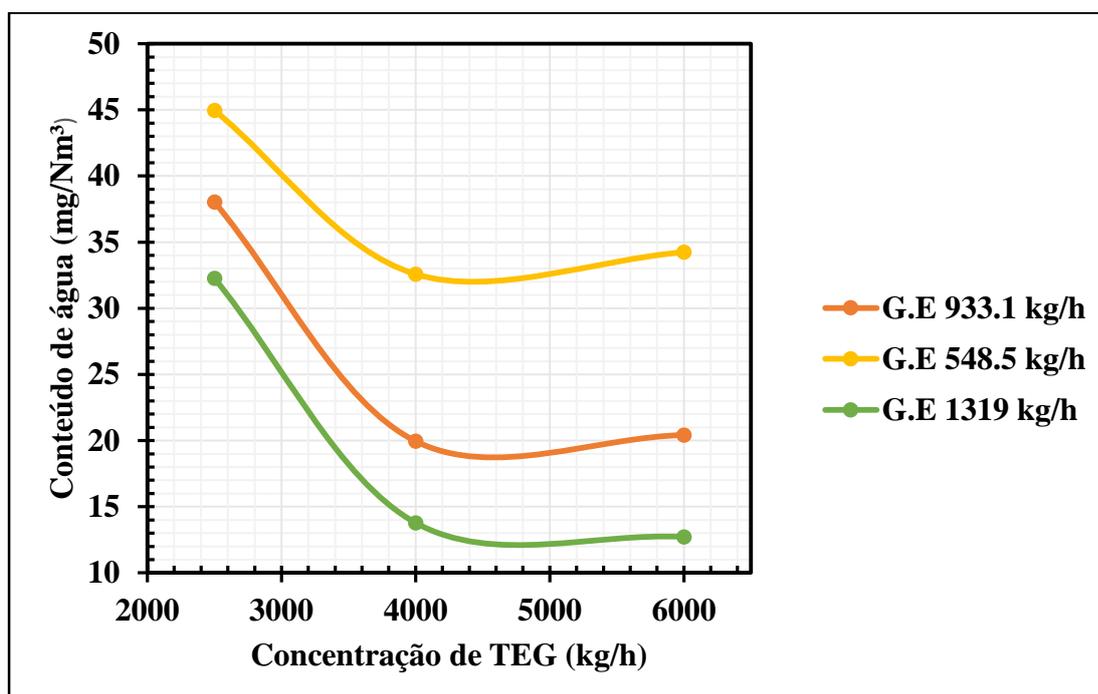


Figura 36: Concentração de TEG vs. Conteúdo de água e concentração de G.E

4.3.6 Efeito da concentração de i-Butano como gás de extracção na pureza de TEG a diferentes temperaturas do ebulidor

A Figura 37 ilustra que o aumento da concentração de i-Butano aumenta a pureza de TEG, a concentração de 933 kg/h fornece o ponto óptimo do processo, concentrações acima desta não alterarão significativamente a pureza de TEG, pois a pureza de TEG torna-se quase constante e aumentando mais a concentração de i-Butano elevadas serão as perdas de TEG.

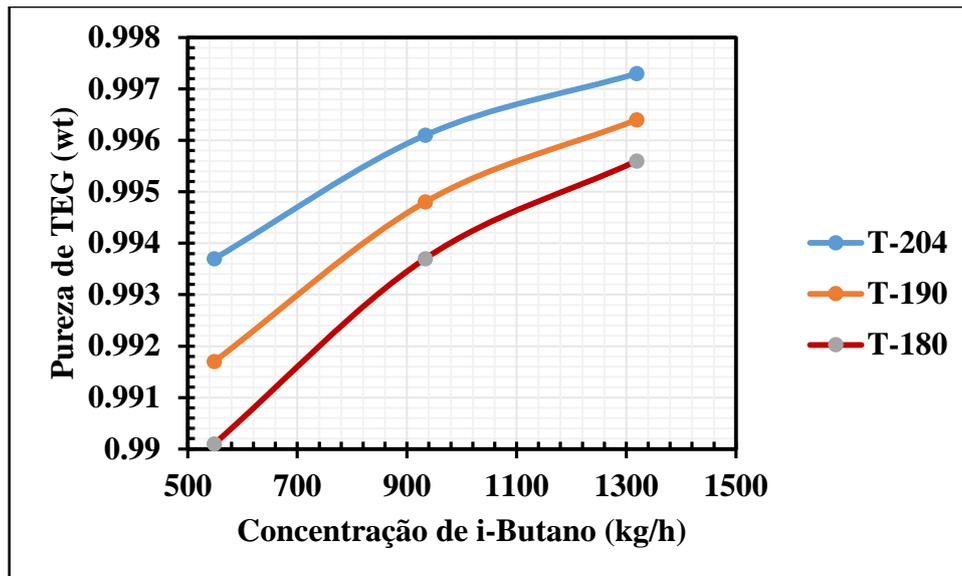


Figura 37: Concentração de i-Butano vs. Pureza de TEG e temperatura de ebulidor

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1 Conclusões

O gás natural, produzido a partir de reservatórios de gás, contém frequentemente uma grande quantidade de hidrocarbonetos leves, principalmente metano, juntamente com etano, propano e butano, e compostos não hidrocarbonetos, como vapor de água, dióxido de carbono, sulfureto de hidrogénio, entre outros. O conteúdo de água no gás natural constitui um grande problema na indústria do petróleo e do gás pois pode acelerar a corrosão nas tubagens e também reduz a capacidade calorífica do gás natural. Por outro lado, deve-se remover esta quantidade de água até um limite aceitável para atender as especificações de transporte e do mercado consumidor. Para este fim, o presente trabalho estudou o processo desidratação de gás natural e regeneração de TEG, como agente de desidratação, usando o simulador Aspen HYSYS. Os resultados obtidos, para as condições do estudo, permitem concluir que:

- O método convencional (sem aplicação de gás de extracção de componentes contidos na mistura com TEG) permitiu reduzir o conteúdo de água até 79.37 mg/Nm³ e a recuperação de TEG foi de 98.37% em peso;
- O uso de uma porção de gás seco como gás de extracção de componentes contidos na mistura com TEG permitiu reduzir o conteúdo de água de 966,7 mg/Nm³ para 15 mg/Nm³; a recuperação da pureza de TEG foi de 99.81% numa concentração óptima de gás de extracção de 472.1 kg/h;
- A concentração de circulação óptima de TEG é de 4000 kg/h e a temperatura óptima de ebulidor de 204 °C;
- O uso de i-butano como agente de estracção permitiu reduzir o conteúdo de água em até 20 mg/Nm³ e recuperação de TEG até 99.61% em peso numa concentração óptima de G.E de 933.1 kg/h.
- O gás do separador flash como agente de extracção mostrou-se menos eficiente na remoção do conteúdo de água, reduzindo em até 67.94 mg/Nm³ e com uma recuperação de TEG até 98.62% numa queda de pressão de 300 kPa;
- Finalmente, nota-se que a utilização de gás de extracção é uma técnica mais eficaz para melhorar a pureza de TEG e o desempenho global da planta de desidratação de gás natural.

5.2 Recomendações

Recomenda-se para trabalhos futuros que se explore mais o separador flash a fim de que o gás que deixa o separador seja mais eficaz para extração dos componentes da mistura com TEG no regenerador permitindo assim maior recuperação de TEG.

A corrente de exaustão do condensador na coluna de destilação possui vários hidrocarbonetos que alguns em vez de serem emitidos para atmosfera podem ser usados como gases de extração, sendo assim estudos devem ainda serem feitos.

Embora não tenha havido problemas de convergência com as colunas do absorvedor e do regenerador de TEG, houve problemas na temperatura de cruzamento no permutador de calor em concentrações de TEG empobrecido muito baixas. Recomenda-se que uma série de permutadores de calor seja implementada ou que um outro tipo de permutador seja implementado para evitar esse problema no futuro.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Anyadiegwu, C., Kerunwa, A., & Oviawe, P. (2014). Natural gas dehydration using Triethylene Glycol (TEG). Federal University of Technology, Department of Petroleum Engineering. Owerri, Nigeria: *Petroleum and Coal*, 56(4), 407–417.
- Campbell, J. M. (2002). *Gas Conditioning and Processing*, Vol. 2, The Equipment Module, 8th Ed., Second Printing, J. M. Campbell and Company. Norman, Oklahoma.
- Chebbi, R., Qasim, M., & Jabbar, N. A. (2019). Optimization of triethylene glycol dehydration of natural gas. Volume 5. Obtido de <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.06.014>
- Christensen, D. L. (2009). Gas dehydration, Thermodynamic simulation of the water/glycol mixture. K10 – Aalborg University Esbjerg (AAUE).
- Gandhidasan, P. (2003). Parametric Analysis of Natural Gas Dehydration by a Triethylene Glycol Solution. Obtido de <https://doi.org/10.1080/00908310390142235>
- Ghani, S. (Setembro de 2012). Simulation of Typical Natural Gas Dehydration Unit using Glycol Solutions. Universiti Teknologi PETRONAS, Chemical Engineering, Tronoh, Perak.
- Hydrocarbon Traps, Seals, Reservoirs, and Shows. (2021). Obtido de oilgasz: <https://www.oilgasz.com/2021/02/basic-of-traps-seals-reservoirs-and.html>
- Imrényi, G., Vizi, B., & Gomes, A. C. (2017). Modelling of regeneration in TEG natural gas dehydration units. Aalborg University Esbjerg, *Oil and Gas Technology*.
- King, G. (2023). 2.11: Gas Condensate Reservoirs. Obtido de PNG 301: Introduction to Petroleum and Natural Gas Engineering: <https://www.e-education.psu.edu/png301/node/826>
- King, G. (2023). 2.12: Wet Gas Reservoirs. Obtido de PNG 301: Introduction to Petroleum and Natural Gas Engineering: <https://www.e-education.psu.edu/png301/node/825>
- King, G. (2023). 2.13: Dry Gas Reservoirs. Obtido de PNG 301: Introduction to Petroleum and Natural Gas Engineering: <https://www.e-education.psu.edu/png301/node/824>
- Mokhatab, S., William A. Poe, & John Y. Mak. (2019). *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing, Principles and Practices* (4 ed.). Gulf Professional Publishing.
- Nath, S. R., & Nielsen, R. (2021). TEG regeneration in natural gas dehydration process. Aalborg University.
- Natural gas explained. (2022). Obtido de U.S. Energy Information Administration: (<https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/>)
- Netušil, M., & Dítl, P. (2012). Natural Gas Dehydration. Obtido de <http://dx.doi.org/10.5772/45802>

- Optimizing Well Workover Strategies for Shale Gas and Tight Oil Wells. (2024). Obtido de Esimtech: <https://www.esimtech.com/optimizing-well-workover-strategies-for-shale-gas-and-tight-oil-wells.html>
- S.Hasan, Asma.A.Mohamed, Marwa Mostafa, & M.Gamal. (2020). Modelling and Simulation of Gas Dehydration using Cubic Plus Association Equation of State Model. *Journal of Advanced Engineering Trends*, Minya University, Chemical Engineering, Egypt.
- Sakheta, A., & Zahid, U. (2018). Process Simulation of Dehydration Unit for the Comparative Analysis of Natural gas Processing and Carbon Capture application. *Chemical Engineering Research and Design*. Obtido de <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2018.07.004>
- Seader, J., J. Henley, E., & Roper, D. (2011). *Separation Process Principles, Chemical and Biochemical Operations* (3rd ed.). John Wiley and Sons, Inc.
- Zangana, F. S., & Sabri, A. (2012). A study of the dehydration process of natural gas dehydration in Iraqi North Gas Company and the treatment methods of molecular sieve problems. University of Technology, Chemical Engineering Department.

ANEXOS

Material Stream: GN seco

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet	Stream Name	GN seco	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000
Properties	Temperature [C]	31.37	31.37
Composition	Pressure [kPa]	4000	4000
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	1.200e+004	1.200e+004
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	2.361e+005	2.361e+005
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	702.2	702.2
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7.977e+004	-7.977e+004
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	155.3	155.3
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-9.570e+008	-9.570e+008
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	2.825e+005	2.825e+005
▸ Emissions	Fluid Package	Basis-1	
	Utility Type		

OK

Delete Define from Stream... View Assay

Figura 38: Condições do gás natural seco na planta de desidratação de gás natural e regeneração de TEG pelo método convencional usando o simulador Aspen HYSYS

Material Stream: GN seco

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet			
Conditions	Mass Ideal Gas Cp [kJ/kg-C]	2.092	2.092
Properties	Heat of Vap. [kJ/kgmole]	1.054e+004	<empty>
Composition	Kinematic Viscosity [cSt]	0.3496	0.3496
Oil & Gas Feed	Liq. Mass Density (Std. Cond) [kg/m3]	0.8355	0.8355
Petroleum Assay	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) [m3/h]	2.825e+005	2.825e+005
K Value	Liquid Fraction	0.0000	0.0000
User Variables	Molar Volume [m3/kgmole]	0.5524	0.5524
Notes	Mass Heat of Vap. [kJ/kg]	535.8	<empty>
Cost Parameters	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000
Normalized Yields	Surface Tension [dyne/cm]	<empty>	<empty>
Emissions	Thermal Conductivity [W/m-K]	3.564e-002	3.564e-002
	Bubble Point Pressure [kPa]	3998	<empty>
	Viscosity [cP]	1.245e-002	1.245e-002
	Cv (Semi-Ideal) [kJ/kgmole-C]	39.30	39.30
	Mass Cv (Semi-Ideal) [kJ/kg-C]	1.997	1.997
	Cv [kJ/kgmole-C]	33.57	33.57
	Mass Cv [kJ/kg-C]	1.706	1.706
	Cv (Ent. Method) [kJ/kgmole-C]	<empty>	<empty>
	Mass Cv (Ent. Method) [kJ/kg-C]	<empty>	<empty>
	Cp/Cv (Ent. Method)	<empty>	<empty>
	Reid VP at 37.8 C [kPa]	<empty>	<empty>
	True VP at 37.8 C [kPa]	<empty>	<empty>
	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) [m3/h]	2.825e+005	2.825e+005
	Viscosity Index	-84.79	<empty>
	Water Content[Gas] [mg/Nm3]	73.69	73.69
	Water Dew Point[Gas] [C]	-5.795	-5.796

Property Correlation Controls

Preference Option: Active

OK

Delete Define from Stream... View Assay

Figura 39: Propriedades do gás natural seco no método convencional usando o simulador Aspen HYSYS

Material Stream: TEG pobre

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet	Mass Fractions	Liquid Phase
Conditions		
Properties		
Composition		
Oil & Gas Feed		
Petroleum Assay		
K Value		
User Variables		
Notes		
Cost Parameters		
Normalized Yields		
▶ Emissions		
Methane	0.0000	0.0000
Ethane	0.0000	0.0000
Propane	0.0000	0.0000
n-Butane	0.0000	0.0000
i-Butane	0.0000	0.0000
i-Pentane	0.0000	0.0000
n-Pentane	0.0000	0.0000
n-Hexane	0.0000	0.0000
n-Heptane	0.0000	0.0000
H2O	0.0142	0.0142
CO2	0.0000	0.0000
Nitrogen	0.0000	0.0000
Benzene	0.0000	0.0000
E-Benzene	0.0011	0.0011
TEGlycol	0.9837	0.9837
o-Xylene	0.0009	0.0009
Toluene	0.0000	0.0000
Total	1.00000	

Figura 40: Composição do TEG pobre no método convencional usando o simulador Aspen HYSYS

Material Stream: GN seco 1

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet	Stream Name	GN seco 1	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000
Properties	Temperature [C]	31.45	31.45
Composition	Pressure [kPa]	4000	4000
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	1.200e+004	1.200e+004
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	2.360e+005	2.360e+005
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	702.2	702.2
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7.975e+004	-7.975e+004
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	155.3	155.3
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-9.568e+008	-9.568e+008
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	2.825e+005	2.825e+005
▶ Emissions	Fluid Package	Basis-1	
	Utility Type		

Figura 41: Condições de gás natural seco usando porção de gás seco como gás de extracção no simulador Aspen HYSYS

Material Stream: GN seco 1

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet			
Conditions	Heat of Vap. [kJ/kgmole]	1.055e+004	<empty>
Properties	Kinematic Viscosity [cSt]	0.3497	0.3497
Composition	Liq. Mass Density (Std. Cond) [kg/m3]	0.8355	0.8355
Oil & Gas Feed	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) [m3/h]	2.825e+005	2.825e+005
Petroleum Assay	Liquid Fraction	0.0000	0.0000
K Value	Molar Volume [m3/kgmole]	0.5526	0.5526
User Variables	Mass Heat of Vap. [kJ/kg]	535.9	<empty>
Notes	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000
Cost Parameters	Surface Tension [dyne/cm]	<empty>	<empty>
Normalized Yields	Thermal Conductivity [W/m-K]	3.565e-002	3.565e-002
▸ Emissions	Bubble Point Pressure [kPa]	1451	<empty>
	Viscosity [cP]	1.245e-002	1.245e-002
	Cv (Semi-Ideal) [kJ/kgmole-C]	39.30	39.30
	Mass Cv (Semi-Ideal) [kJ/kg-C]	1.997	1.997
	Cv [kJ/kgmole-C]	33.58	33.58
	Mass Cv [kJ/kg-C]	1.706	1.706
	Cv (Ent. Method) [kJ/kgmole-C]	<empty>	<empty>
	Mass Cv (Ent. Method) [kJ/kg-C]	<empty>	<empty>
	Cp/Cv (Ent. Method)	<empty>	<empty>
	Reid VP at 37.8 C [kPa]	<empty>	<empty>
	True VP at 37.8 C [kPa]	<empty>	<empty>
	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) [m3/h]	2.825e+005	2.825e+005
	Viscosity Index	-83.91	<empty>
	Water Content[Gas] [mg/Nm3]	8.691	8.691
	Water Dew Point[Gas] [C]	-30.04	-30.04

Figura 42: Propriedades do gás natural seco usando porção de gás seco como G.E no simulador Aspen HYSYS

Material Stream: TEG pobre

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet		Mass Fractions	Liquid Phase
Conditions	Methane	0.0001	0.0001
Properties	Ethane	0.0000	0.0000
Composition	Propane	0.0000	0.0000
Oil & Gas Feed	n-Butane	0.0000	0.0000
Petroleum Assay	i-Butane	0.0000	0.0000
K Value	i-Pentane	0.0000	0.0000
User Variables	n-Pentane	0.0000	0.0000
Notes	n-Hexane	0.0000	0.0000
Cost Parameters	n-Heptane	0.0000	0.0000
Normalized Yields	H2O	0.0017	0.0017
▸ Emissions	CO2	0.0000	0.0000
	Nitrogen	0.0000	0.0000
	Benzene	0.0000	0.0000
	E-Benzene	0.0001	0.0001
	TEGlycol	0.9981	0.9981
	o-Xylene	0.0001	0.0001
	Toluene	0.0000	0.0000
	Total	1.00000	

Figura 43: Composição do TEG pobre usando porção de gás seco como G.E no simulador Aspen HYSYS

Material Stream: GN seco			
Worksheet Attachments Dynamics			
Worksheet	Stream Name	GN seco	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000
Properties	Temperature [C]	31.38	31.38
Composition	Pressure [kPa]	4000	4000
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	1.200e+004	1.200e+004
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	2.361e+005	2.361e+005
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	702.2	702.2
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7.977e+004	-7.977e+004
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	155.3	155.3
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-9.570e+008	-9.570e+008
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	2.825e+005	2.825e+005
Emissions	Fluid Package	Basis-1	
	Utility Type		

Figura 44: Condições do gás natural seco usando gases da coluna flash como G.E usando o simulador Aspen HYSYS

Material Stream: GN seco			
Worksheet Attachments Dynamics			
Worksheet	Stream Name	GN seco	Vapour Phase
Conditions	Heat of Vap. [kJ/kgmole]	1.039e+004	<empty>
Properties	Kinematic Viscosity [cSt]	0.3496	0.3496
Composition	Liq. Mass Density (Std. Cond) [kg/m3]	0.8355	0.8355
Oil & Gas Feed	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) [m3/h]	2.825e+005	2.825e+005
Petroleum Assay	Liquid Fraction	0.0000	0.0000
K Value	Molar Volume [m3/kgmole]	0.5524	0.5524
User Variables	Mass Heat of Vap. [kJ/kg]	528.2	<empty>
Notes	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000
Cost Parameters	Surface Tension [dyne/cm]	<empty>	<empty>
Normalized Yields	Thermal Conductivity [W/m-K]	3.564e-002	3.564e-002
Emissions	Bubble Point Pressure [kPa]	3841	<empty>
	Viscosity [cP]	1.245e-002	1.245e-002
	Cv (Semi-Ideal) [kJ/kgmole-C]	39.30	39.30
	Mass Cv (Semi-Ideal) [kJ/kg-C]	1.997	1.997
	Cv [kJ/kgmole-C]	33.57	33.57
	Mass Cv [kJ/kg-C]	1.706	1.706
	Cv (Ent. Method) [kJ/kgmole-C]	<empty>	<empty>
	Mass Cv (Ent. Method) [kJ/kg-C]	<empty>	<empty>
	Cp/Cv (Ent. Method)	<empty>	<empty>
	Reid VP at 37.8 C [kPa]	<empty>	<empty>
	True VP at 37.8 C [kPa]	<empty>	<empty>
	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) [m3/h]	2.825e+005	2.825e+005
	Viscosity Index	-84.70	<empty>
	Water Content[Gas] [mg/Nm3]	67.42	67.42
	Water Dew Point[Gas] [C]	21.40	21.40

Figura 45: Propriedades do gás natural seco usando gases da coluna Flash como G.E usando o simulador Aspen HYSYS

Material Stream: TEG pobre

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet		Mass Fractions	Liquid Phase
Conditions	Methane	0.0000	0.0000
Properties	Ethane	0.0000	0.0000
Composition	Propane	0.0000	0.0000
Oil & Gas Feed	n-Butane	0.0000	0.0000
Petroleum Assay	i-Butane	0.0000	0.0000
K Value	i-Pentane	0.0000	0.0000
User Variables	n-Pentane	0.0000	0.0000
Notes	n-Hexane	0.0000	0.0000
Cost Parameters	n-Heptane	0.0000	0.0000
Normalized Yields	H2O	0.0130	0.0130
▶ Emissions	CO2	0.0000	0.0000
	Nitrogen	0.0000	0.0000
	Benzene	0.0000	0.0000
	E-Benzene	0.0009	0.0009
	TEGlycol	0.9852	0.9852
	o-Xylene	0.0008	0.0008
	Toluene	0.0000	0.0000
	Total	1.00000	

Figura 46: Composição de TEG pobre no método de gás flash como G.E usando o simulador

Material Stream: GN seco

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet	Stream Name	GN seco	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000
Properties	Temperature [C]	31.44	31.44
Composition	Pressure [kPa]	4000	4000
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	1.200e+004	1.200e+004
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	2.361e+005	2.361e+005
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	702.2	702.2
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7.976e+004	-7.976e+004
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	155.3	155.3
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-9.568e+008	-9.568e+008
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	2.825e+005	2.825e+005
▶ Emissions	Fluid Package	Basis-1	
	Utility Type		

Figura 47: Condições do gás natural seco no método de i-butano como G.E usando o simulador Aspen HYSYS

Material Stream: GN seco

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet			
Heat of Vap. [kJ/kgmole]		1.055e+004	<empty>
Kinematic Viscosity [cSt]		0.3497	0.3497
Liq. Mass Density (Std. Cond) [kg/m3]		0.8356	0.8356
Liq. Vol. Flow (Std. Cond) [m3/h]		2.825e+005	2.825e+005
Liquid Fraction		0.0000	0.0000
Molar Volume [m3/kgmole]		0.5526	0.5526
Mass Heat of Vap. [kJ/kg]		536.0	<empty>
Phase Fraction [Molar Basis]		1.0000	1.0000
Surface Tension [dyne/cm]		<empty>	<empty>
Thermal Conductivity [W/m-K]		3.565e-002	3.565e-002
Bubble Point Pressure [kPa]		1369	<empty>
Viscosity [cP]		1.245e-002	1.245e-002
Cv (Semi-Ideal) [kJ/kgmole-C]		39.30	39.30
Mass Cv (Semi-Ideal) [kJ/kg-C]		1.997	1.997
Cv [kJ/kgmole-C]		33.58	33.58
Mass Cv [kJ/kg-C]		1.706	1.706
Cv (Ent. Method) [kJ/kgmole-C]		<empty>	<empty>
Mass Cv (Ent. Method) [kJ/kg-C]		<empty>	<empty>
Cp/Cv (Ent. Method)		<empty>	<empty>
Reid VP at 37.8 C [kPa]		<empty>	<empty>
True VP at 37.8 C [kPa]		<empty>	<empty>
Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) [m3/h]		2.825e+005	2.825e+005
Viscosity Index		-84.03	<empty>
Water Content[Gas] [mg/Nm3]		12.60	12.60
Water Dew Point[Gas] [C]		-26.16	-26.16

Figura 48: Propriedades do gás natural seco usando i-butano como G.E usando o simulador Aspen HYSYS

Material Stream: TEG pobre

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet		Mass Fractions	Liquid Phase
Methane		0.0000	0.0000
Ethane		0.0000	0.0000
Propane		0.0001	0.0001
n-Butane		0.0000	0.0000
i-Butane		0.0006	0.0006
i-Pentane		0.0001	0.0001
n-Pentane		0.0000	0.0000
n-Hexane		0.0000	0.0000
n-Heptane		0.0000	0.0000
H2O		0.0024	0.0024
CO2		0.0000	0.0000
Nitrogen		0.0000	0.0000
Benzene		0.0002	0.0002
E-Benzene		0.0002	0.0002
TEGlycol		0.9962	0.9962
o-Xylene		0.0001	0.0001
Toluene		0.0000	0.0000
Total		1.00000	

Figura 49: composição de TEG pobre no método de i-butano como G.E usando o simulador Aspen HYSYS