



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA  
CURSO DE ENGENHARIA QUÍMICA

ISABELLA SANTOS ROLIM

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE CAPTURA DE DIÓXIDO  
DE CARBONO POR ABSORÇÃO QUÍMICA**

Recife

2023

ISABELLA SANTOS ROLIM

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE CAPTURA DE DIÓXIDO  
DE CARBONO POR ABSORÇÃO QUÍMICA**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado a Coordenação do Curso de  
Graduação em Engenharia Química da  
Universidade Federal de Pernambuco,  
como requisito parcial para obtenção do  
título de Bacharel em Engenharia Química.

Orientador: Prof. Dr. Nelson Medeiros de Lima Filho

Coorientadora: MSc. Dayane Caroline Tenório e Silva

Recife

2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Rolim, Isabella Santos.

Análise da Viabilidade Técnico-Econômica de Captura de Dióxido de Carbono por Absorção Química / Isabella Santos Rolim. - Recife, 2023.  
46 p. : il., tab.

Orientador(a): Nelson Medeiros de Lima Filho

Coorientador(a): Dayane Caroline Tenório e Silva

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Química - Bacharelado, 2023.

Inclui referências, apêndices.

1. Absorção química . 2. Dióxido de carbono. 3. Monoetanolamina. 4. Simulação. I. Lima Filho, Nelson Medeiros de . (Orientação). II. Silva, Dayane Caroline Tenório e . (Coorientação). IV. Título.

620 CDD (22.ed.)

ISABELLA SANTOS ROLIM

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE CAPTURA DE DIÓXIDO  
DE CARBONO POR ABSORÇÃO QUÍMICA**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao Curso de Engenharia  
Química da Universidade Federal de  
Pernambuco, como requisito parcial para  
obtenção do título de Bacharel em  
Engenharia Química.

Aprovado em: 28/09/2023

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Nelson Medeiros de Lima Filho (Orientador)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Sérgio Lucena (Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Rafael Araújo Melo (Examinador Externo)  
Universidade Federal de Pernambuco

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus por estar presente comigo em cada etapa da minha vida, orientando-me e auxiliando-me em cada novo desafio.

Aos meus pais, Elizabete e Wlademir, pelo apoio, ajuda, orações, cuidado e instruções durante minha trajetória, além das palavras de ânimo e conforto nos momentos mais difíceis.

Aos meus amigos de colégio Ana Beatriz, Pedro e Letícia que me apoiaram e comemoram cada nova conquista desde à aprovação no vestibular. Aos meus amigos de departamento, Júlia, Manuela, Vinicius, Marcela e Isabel que fizeram a rotina se tornar mais leve e me ajudaram em todos os semestres.

Ao meu orientador, professor Nelson Medeiros por todos os ensinamentos durante a graduação, a disponibilidade, o suporte e a confiança. A minha coorientadora, Dayane que, além de toda a orientação e suporte para a escrita deste trabalho, virou uma grande amiga e mentora.

A professora Eliane Medeiros e a todos os que fazem parte do Laboratório de Processos Catalíticos, pela ajuda, apoio e disponibilidade.

A Universidade Federal de Pernambuco pelos ensinamentos, não só técnicos, mas de vida nesses anos de graduação.

## RESUMO

A intensificação da industrialização e o aumento do uso dos combustíveis fósseis foram responsáveis pelo crescimento nas emissões de gases do efeito estufa à atmosfera. Dentre os gases do efeito estufa, o principal poluidor corresponde ao dióxido de carbono gerado pela oxidação dos hidrocarbonetos. Sabe-se que o excesso de dióxido de carbono resulta em diversos malefícios à natureza, a exemplo da elevação da temperatura terrestre. Além disso, tem-se que elevadas quantidades de dióxido de carbono reduzem o poder energético do gás natural e prejudicam a integridade das tubulações. Nesse contexto, vem-se buscando soluções para reduzir as emissões do dióxido de carbono na atmosfera, como a aplicação das tecnologias de captura e armazenamento de carbono. As principais técnicas são a absorção química, a absorção física, a adsorção, a permeação por membranas e o processo criogênico. Dentre as metodologias disponíveis, a absorção química de dióxido de carbono com alcanolaminas corresponde a principal e mais consolidada. Visando avaliar as vantagens desta técnica, realizou-se, com o auxílio do software Aspen Plus, simulações do processo de absorção reativa do dióxido de carbono no gás natural com a utilização da monoetanolamina como absorvente. Observou-se uma alta capacidade de absorção do absorvente com a conversão de 95% do poluente em carbamato. Contudo, durante a etapa de dessorção, notou-se um baixo percentual de recuperação de dióxido de carbono, sendo necessária a instalação de duas colunas para obtenção de todo o poluente do sistema, resultando numa elevação do custo da operação. Além disso, realizou-se a remoção do metano dissolvido na solução aminada após a coluna de dessorção, sendo obtida uma recuperação próxima de 90%.

**Palavras-chave:** absorção química; dióxido de carbono; monoetanolamina; simulação.

## ABSTRACT

The intensification of industrialization and the increased use of fossil fuels were responsible for an increase in greenhouse gas emissions on the atmosphere. Among the greenhouse gases, the main polluter is carbon dioxide generated by the oxidation of hydrocarbons. It's known that the excess of carbon dioxide results in several harms to nature, such as the increase in Earth's temperature. Moreover, it's noted that high concentrations of carbon dioxide reduce the energetic power of natural gas and threat the integrity of the pipelines. In this context, it has been searched solutions to reduce carbon dioxide emissions into the atmosphere, such as the application of carbon capture and storage technologies. The main techniques are chemical absorption, physical absorption, adsorption, membrane permeation and the cryogenic process. Among the available methodologies, the chemical absorption of carbon dioxide with alkanolamines is the main and most consolidated method. Aiming to evaluate the advantages of this technique and using the Aspen Plus software, simulations of the reactive absorption process of carbon dioxide in natural gas were carried out using monoethanolamine as an absorbent. It was observed a high absorption capacity of the absorbent with a 95% conversion of the pollutant into carbamate. However, during the desorption stage, a low percentage of carbon dioxide recovery was noted, requiring the placement of two columns to remove all the pollutants from the system, resulting in an increase in the cost of operation. Furthermore, the methane dissolved in the amine solution was removed after passing through the desorption column, obtaining a recovery close to 90%.

**Keywords:** carbon dioxide; chemical absorption; monoethanolamine; simulation.

## LISTA DE FIGURAS

|             |                                                                                   |    |
|-------------|-----------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 –  | Uso do gás natural na matriz energética e produtiva do Brasil em 2020             | 12 |
| Figura 2 –  | Emissões de gás carbônico ao longo das décadas                                    | 15 |
| Figura 3 –  | Evolução da variação da temperatura média terrestre ao longo do tempo             | 15 |
| Figura 4 –  | Técnicas de captura atreladas a combustão                                         | 16 |
| Figura 5 –  | Técnicas de captura pós-combustão                                                 | 17 |
| Figura 6 –  | Comparativo das áreas das unidades de absorção e permeação por membranas          | 22 |
| Figura 7 –  | Processo de absorção química do CO <sub>2</sub> do gás natural                    | 25 |
| Figura 8 –  | Estruturas químicas das alcanolaminas                                             | 26 |
| Figura 9 –  | Diagrama do processo de absorção química do CO <sub>2</sub> com MEA               | 29 |
| Figura 10 – | Variação da temperatura na coluna de absorção                                     | 33 |
| Figura 11 – | Variação da pressão na coluna de absorção                                         | 34 |
| Figura 12 – | Variação da temperatura na coluna de dessorção                                    | 35 |
| Figura 13 – | Composição de CO <sub>2</sub> na fase vapor na coluna de dessorção                | 36 |
| Figura 14 – | Composição de MEA na fase vapor na coluna de dessorção                            | 36 |
| Figura 15 – | Composição de CH <sub>4</sub> na fase líquida na coluna de dessorção              | 37 |
| Figura 16 – | Diagrama do processo de absorção química do sistema CO <sub>2</sub> –MEA adaptado | 38 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                           |    |
|---------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1 – Composição do gás natural no Brasil                            | 13 |
| Tabela 2 – Permeabilidade e seletividade dos polímeros                    | 21 |
| Tabela 3 – Propriedades físico-químicas das alcanolaminas                 | 26 |
| Tabela 4 – Condições de entrada das correntes de GN e MEA                 | 30 |
| Tabela 5 – Reações do sistema MEA e CO <sub>2</sub>                       | 31 |
| Tabela 6 – Balanço de massa do CO <sub>2</sub> na coluna de absorção      | 32 |
| Tabela 7 – Balanço de massa do CH <sub>4</sub> na coluna de absorção      | 33 |
| Tabela 8 – Balanço de massa do MEACOO <sup>-</sup> na coluna de dessorção | 37 |
| Tabela 9 – Balanço de massa do CH <sub>4</sub> no sistema                 | 39 |

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|      |                                                                                              |
|------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
| ANP  | Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis                                  |
| CCS  | <i>Carbon Capture and Storage</i> – Captura e Armazenamento de Carbono                       |
| DEA  | Dietanolamina                                                                                |
| GEE  | Gases do efeito estufa                                                                       |
| GN   | Gás natural                                                                                  |
| IEA  | <i>International Energy Agency</i> – Agência Internacional de Energia                        |
| IPCC | Intergovernmental Panel on Climate Change - Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima |
| IPEA | Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada                                                     |
| MDEA | Metildietanolamina                                                                           |
| MEA  | Monoetanolamina                                                                              |
| NRTL | <i>Non Random Two Liquid Model</i> – Modelo não aleatório de dois líquidos                   |
| TEA  | Trietanolamina                                                                               |
| WGS  | <i>Water-gas shift</i> – deslocamento gás-água                                               |

## SUMÁRIO

|              |                                                     |           |
|--------------|-----------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b>     | <b>INTRODUÇÃO</b>                                   | <b>10</b> |
| <b>2</b>     | <b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>                        | <b>12</b> |
| 2.1          | GÁS NATURAL                                         | 12        |
| 2.2          | DIÓXIDO DE CARBONO                                  | 14        |
| 2.3          | TÉCNICAS DE CAPTURA                                 | 16        |
| <b>2.3.1</b> | <b>Adsorção</b>                                     | <b>18</b> |
| <b>2.3.2</b> | <b>Permeação por Membranas</b>                      | <b>19</b> |
| <b>2.3.3</b> | <b>Processo Criogênico</b>                          | <b>22</b> |
| <b>2.3.4</b> | <b>Absorção</b>                                     | <b>23</b> |
| 2.3.4.1      | Absorção Física                                     | 23        |
| 2.3.4.2      | Absorção Química                                    | 24        |
| 2.4          | SIMULAÇÃO DE PROCESSOS                              | 28        |
| <b>3</b>     | <b>METODOLOGIA</b>                                  | <b>29</b> |
| <b>4</b>     | <b>RESULTADOS E DISCUSSÃO</b>                       | <b>31</b> |
| 4.1          | ANÁLISE DA COLUNA DE ABSORÇÃO                       | 31        |
| 4.2          | ANÁLISE DA COLUNA DE DESSORÇÃO                      | 34        |
| 4.3          | RECUPERAÇÃO DO METANO                               | 38        |
| <b>5</b>     | <b>CONCLUSÃO</b>                                    | <b>40</b> |
|              | <b>REFERÊNCIAS</b>                                  | <b>42</b> |
|              | <b>APÊNDICE A – ESPECIFICAÇÕES DOS EQUIPAMENTOS</b> | <b>46</b> |

## 1 INTRODUÇÃO

Após a Revolução Industrial, o uso dos combustíveis fósseis, mais especificamente do carvão mineral, foi considerado fundamental para o desenvolvimento econômico e tecnológico da sociedade, sendo aplicado em máquinas, locomotivas e na geração de energia elétrica. Com o aumento populacional e o desenvolvimento das indústrias, o gás natural e o petróleo começaram a ser utilizados como fontes de energia (Farias; Sellitto, 2011).

O gás natural é dado como uma mistura de hidrocarbonetos encontrada no estado gasoso nas condições ambientais, sendo formado majoritariamente por metano, entre 85% e 95% em volume (Faramawy; Zaki; Sakr, 2016). Segundo o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) (2022), o gás natural é responsável por 12,7% da matriz energética brasileira, estando presente nos setores industrial e de geração de energia elétrica. Atualmente, a produção nacional desse combustível é de aproximadamente 150 milhões  $\text{m}^3.\text{d}^{-1}$ , sendo resultado da intensificação das explorações em regiões *offshore*, como o pré-sal (ANP, 2023). Destaca-se que o gás natural originado do pré-sal apresenta uma elevada concentração de dióxido de carbono, entre 10 a 46% mol (Gadelha, 2013).

Além dos hidrocarbonetos, o gás natural pode apresentar outros compostos, a exemplo do ácido sulfídrico e do dióxido de carbono, de acordo com a sua origem (Faramawy; Zaki; Sakr, 2016). Após a queima do combustível, além da elevada quantidade de energia liberada na forma de calor, tais gases são expelidos à atmosfera, sendo conhecidos como gases do efeito estufa (GEE). Em altas concentrações, esses gases são responsáveis pela ocorrência do aquecimento global. A elevação da temperatura terrestre resulta em sérios danos ao meio ambiente, como a intensificação de fenômenos naturais, o aumento do nível dos oceanos, a ameaça à integridade de várias espécies de animais terrestres e marinhos, entre outros (Houghton, 2005).

Destaca-se que, dentre os gases do efeito estufa, o dióxido de carbono se apresenta como o principal causador do aquecimento global, correspondendo a 89% das emissões dos gases do efeito estufa em 2022 relacionados ao setor de energia (IEA, 2023). Como resultado da maior preocupação ambiental com relação ao aquecimento global, buscou-se desenvolver alternativas para reduzir as emissões de gás carbônico à atmosfera (Gadelha, 2013).

A aplicação de fontes energéticas renováveis e de biocombustíveis vem crescendo com o passar dos anos, sendo responsável por prevenir a liberação de 550 Mt de CO<sub>2</sub> à atmosfera apenas em 2022 (IEA, 2023). Outra opção eficiente e eficaz para a minimização das emissões do dióxido de carbono são as tecnologias de captura e armazenamento do carbono, conhecidas como *Carbon Capture and Storage* (CCS) (Anderson; Newell, 2004).

Além dos malefícios à natureza, o excesso de dióxido de carbono no gás natural resulta na redução do seu poder energético, impactando na eficiência do composto como combustível. Outrossim, promove a ocorrência da corrosão e do acúmulo de cristais ao longo dos equipamentos e das tubulações do processo, visto que corresponde a um gás ácido (Alcheikhhamdon; Hoorfar, 2017). Em razão disso, o gás natural deve se adequar a uma série de especificações dada pelo órgão regulador para ser transportado e comercializado (ANP, 2008).

Diante do exposto, o presente trabalho teve como objetivo realizar uma análise crítica das principais metodologias descritas na literatura acerca das técnicas de captura do dióxido de carbono do gás natural. Além disso, visou-se simular a técnica de absorção química com aminas em software de simulação de processo, a fim de atestar a eficiência e eficácia de tal método, visto que é o mais utilizado. As metodologias avaliadas foram a absorção química e física, a adsorção, a separação criogênica e a permeação por membranas. Como objetivos específicos, estabeleceu-se o comparativo das vantagens e desvantagens de cada uma das técnicas disponíveis, como também as condições mais indicadas para sua utilização. Ademais, na simulação do processo, acompanhou-se o comportamento dos principais parâmetros, como temperatura e pressão, ao longo da absorção e sua conformidade com o esperado e descrito na literatura.

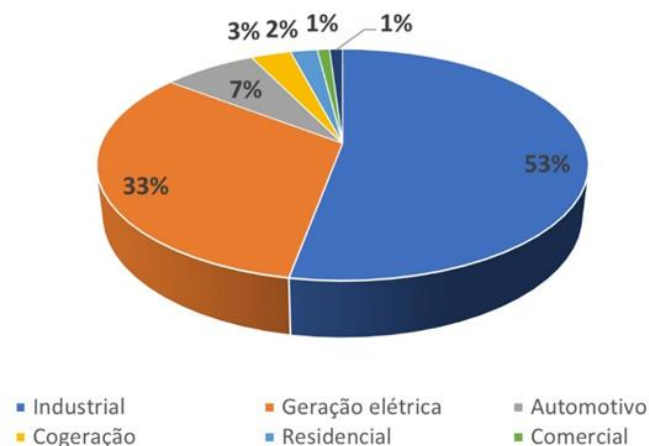
## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 GÁS NATURAL

O gás natural (GN) corresponde a uma mistura de hidrocarbonetos leves gerada, na maioria das vezes, pela decomposição da matéria orgânica. É extraído de reservatórios subterrâneos formados por rochas porosas e permeáveis, sendo cercado por um conjunto de rochas impermeáveis ou tapas. É possível encontrar o GN tanto em terra, *onshore*, quanto nos oceanos, *offshore*, sendo o último mais comum no Brasil após a descoberta do pré-sal (Lyra, 2014).

Destaca-se que, dentre os combustíveis fósseis, o gás natural é considerado como o menos nocivo ao meio ambiente, uma vez que libera uma baixa quantidade de resíduos, assim como menos dióxido de enxofre e óxido de nitroso, responsáveis pelo fenômeno da chuva ácida. No Brasil, a produção do GN está intrinsicamente ligada ao processo de extração de petróleo, dado que 76% do gás brasileiro é do tipo associado. Como resultado disso, cerca de 58% da extração de GN é realizada no mar, resultando em altos investimentos em tecnologia para a operação (Prates *et al*, 2005). Mundialmente, as principais aplicações do GN correspondem às áreas de geração de energia e industrial, sendo também amplamente utilizado nos sistemas de aquecimento de residências e comércios (Lyra, 2014). Na Figura 1, é possível ver a distribuição do uso do gás natural na matriz energética brasileira.

Figura 1 - Uso do gás natural na matriz energética e produtiva do Brasil em 2020.



Fonte: Chambriard (2020).

A composição do gás natural é caracterizada pela presença de elevadas concentrações de hidrocarbonetos, sobretudo o metano, como se vê na Tabela 1. Ademais, nota-se a presença de outros compostos químicos, os quais afetam diretamente a forma de processamento do GN, sendo classificados em diluentes, contaminantes e material sólido, de acordo com suas características e impactos no combustível (Faramawy; Zaki; Sakr, 2016).

Tabela 1 - Composição do gás natural no Brasil.

| Origem         | Composição em % Volume |       |         |                          |                 |                |
|----------------|------------------------|-------|---------|--------------------------|-----------------|----------------|
|                | Metano                 | Etano | Propano | C <sub>4</sub> e maiores | CO <sub>2</sub> | N <sub>2</sub> |
| Rio de Janeiro | 89,44                  | 6,70  | 2,26    | 0,46                     | 0,34            | 0,80           |
| Bahia          | 88,56                  | 9,17  | 0,42    | -                        | 0,65            | 1,20           |
| Alagoas        | 76,90                  | 10,10 | 5,80    | 1,67                     | 1,15            | 2,02           |
| Espírito Santo | 84,80                  | 8,90  | 3,00    | 0,90                     | 0,30            | 1,58           |
| Ceará          | 76,05                  | 8,00  | 7,00    | 4,30                     | 1,06            | 1,53           |

Fonte: a autora (2023).

Observa-se que a composição do gás natural é dada em função de alguns fatores, a exemplo do material, do local de origem e do processo de formação (Faramawy; Zaki; Sakr, 2016). No Brasil, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é responsável pela regulação e definição das especificações dos combustíveis. Na Resolução ANP N° 16, de 18 de junho de 2008, tem-se as especificações características do GN, bem como as metodologias para a análise recomendadas através do Regulamento Técnico. Desse modo, avalia-se a conformidade dos combustíveis extraídos e tratados, visando autorizar o seu transporte através das tubulações.

O dióxido de carbono e o ácido sulfídrico, frequentemente encontrados no gás natural, são responsáveis por inúmeros problemas, impactando no processo operacional de extração e transporte do combustível, como também no meio ambiente após a combustão (Silva, 2023). Tais gases ácidos são responsáveis pela corrosão

nos equipamentos e tubulações, como também pelo bloqueio parcial ou total destes devido à formação de hidratos (Gadelha, 2013).

## 2.2 DIÓXIDO DE CARBONO

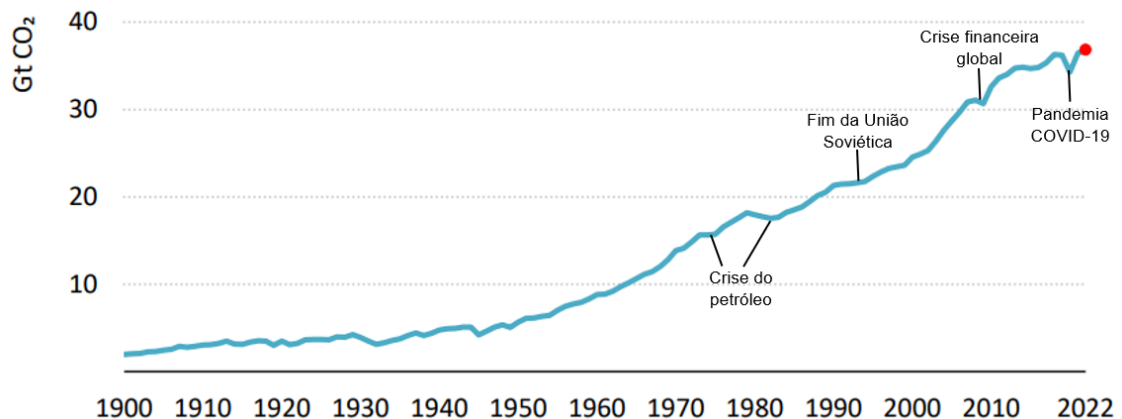
O dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) corresponde a um gás incolor e inodoro em condições atmosféricas normais, sendo relativamente não tóxico e não combustível. Tal composto é essencial para diversos processos naturais, como a fotossíntese, a manutenção da temperatura global e o ciclo do carbono (Gadelha, 2013).

O ciclo do carbono corresponde ao fenômeno natural de reciclagem do carbono no meio ambiente, sendo capaz de capturar grande parte do  $\text{CO}_2$  emitido anualmente. Entretanto, o uso desenfreado dos combustíveis fósseis tem ocasionado um aumento da concentração de  $\text{CO}_2$  na atmosfera em quantidades superiores às aquelas absorvidas pelo ciclo do carbono, resultando no seu acúmulo na atmosfera. Além disso, o crescente desmatamento vem reduzindo os organismos fotossintetizantes captadores de  $\text{CO}_2$  (Houghton, 2005).

A presença do  $\text{CO}_2$  é crucial para a manutenção da temperatura terrestre, através do efeito estufa. Neste fenômeno, a radiação emitida pelo Sol é absorvida pela superfície terrestre e depois refletida para o espaço. Na etapa de reflexão da radiação, os GEE são capazes de absorver parte dessa radiação térmica, deixando-a retida na superfície e, assim, conservando a temperatura do planeta. Contudo, quantidades excessivas dos GEE na atmosfera resultam numa maior absorção da radiação, e consequentemente no aquecimento global (Houghton, 2005).

De acordo com o relatório da IEA de 2022, os processos industriais e o setor energético foram responsáveis pela liberação de 36,8 Gt de  $\text{CO}_2$  à atmosfera durante o ano, com destaque para os países da Ásia e da América do Norte. Na Figura 2, observa-se as emissões de dióxido de carbono desde a Revolução Industrial, sendo sinalizados os principais acontecimentos históricos que provocaram uma redução nas emissões.

Figura 2 - Emissões de gás carbônico ao longo das décadas.

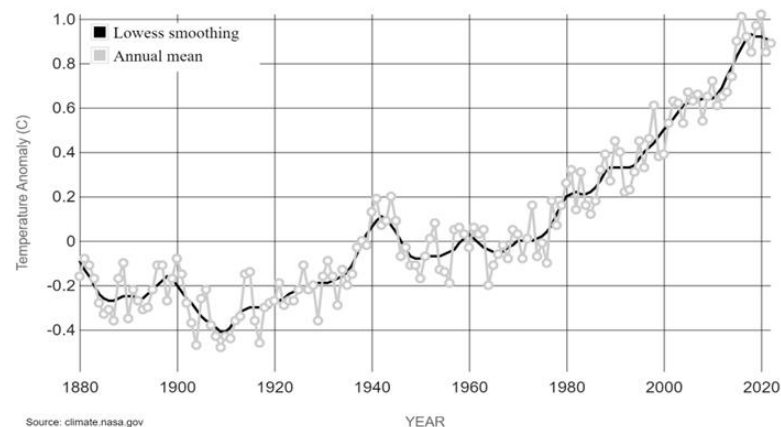


Fonte: adaptado da IEA (2022).

Mais recentemente, em razão da pandemia do COVID-19 em 2020, observou-se uma redução da demanda global de energia de aproximadamente 5,8%, cerca de 2 bilhões de toneladas de CO<sub>2</sub> emitido (Silva, 2023). Com a distribuição de vacinas e o estímulo econômico, o ano de 2021 possibilitou o retorno das operações das mais diversas cadeias produtivas, trazendo os níveis de emissão aos patamares pré-pandemia (Ribeiro *et al*, 2022).

De acordo com o Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC), as atividades humanas serão responsáveis pela elevação de cerca de 1,5°C da temperatura terrestre entre 2030 e 2052, sendo o CO<sub>2</sub> o principal causador. Na Figura 3, visualiza-se a evolução da temperatura da Terra ao longo dos anos.

Figura 3 - Evolução da variação da temperatura média terrestre ao longo do tempo.



Fonte: NASA (2022).

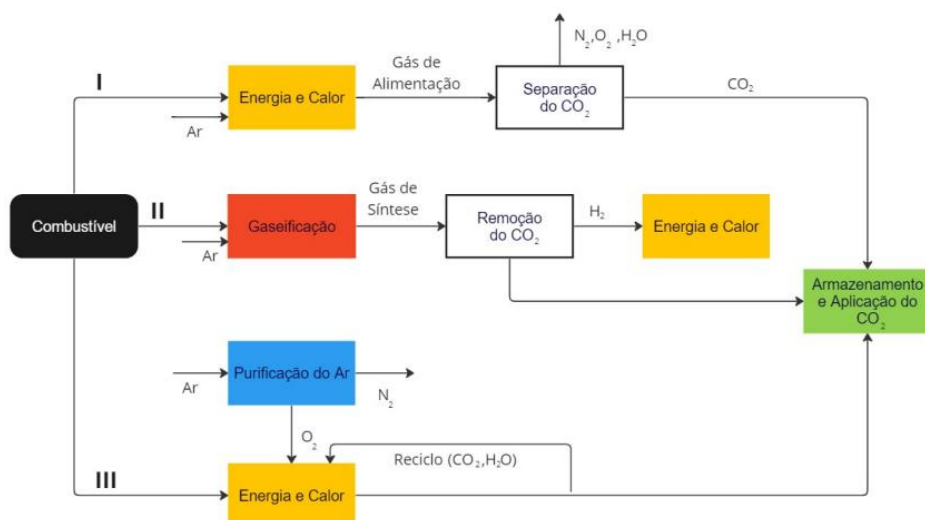
Ressalta-se que, além da elevação da temperatura global, as altas concentrações de  $\text{CO}_2$  ocasionam outros problemas ambientais. A elevação do nível médio das águas nos mares, a salinização de águas potáveis e subterrâneas, a submersão de regiões de baixo nível, as alterações nos padrões de precipitação, são alguns exemplos de consequências das intensas emissões (Houghton, 2005). Outrossim, na presença de água, o  $\text{CO}_2$ , que é um gás ácido, provoca corrosão nas estruturas metálicas, danificando tubulações e equipamentos, de modo a elevar o custo de operação (Gadelha, 2013).

Ademais, o excesso de  $\text{CO}_2$  nos combustíveis é responsável pela redução do poder energético, impactando diretamente na sua aplicação (Alcheikhhamdon; Hoorfar, 2017). Ao avaliar o cenário brasileiro, nota-se que o gás natural extraído do pré-sal apresenta elevados teores de  $\text{CO}_2$ , acima de 10% mol (Gadelha, 2013).

## 2.3 TÉCNICAS DE CAPTURA

As técnicas de captura são descritas como uma solução para minimizar as emissões de  $\text{CO}_2$ , mantendo-se a utilização dos combustíveis fósseis. Observa-se a existência de diferentes estratégias para a mitigação da alta liberação de  $\text{CO}_2$  à atmosfera, sendo as mais conhecidas as técnicas pós-combustão (I), pré-combustão (II) e oxi-combustão (III) descritas na Figura 4 (Song *et al*, 2019).

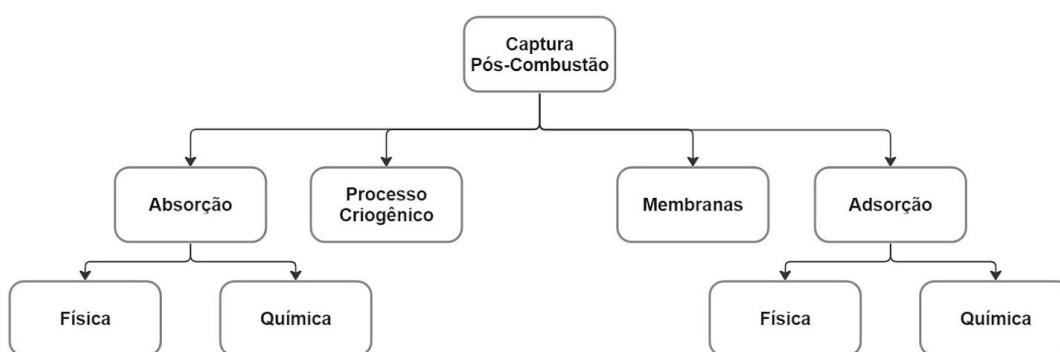
Figura 4 - Técnicas de captura atreladas a combustão.



Fonte: adaptado de Chen *et al* (2022).

A técnica de captura pós-combustão, a exemplo da absorção química, é caracterizada pela remoção do CO<sub>2</sub> gerado após a combustão do combustível na presença de ar atmosférico, sendo obtidas concentrações de 4-14% (Brunetti *et al*, 2010). Já na pré-combustão, nota-se a reação do combustível e do ar, ou seja, a gaseificação, resultando no gás de síntese, mistura H<sub>2</sub> e CO. Posteriormente, há a conversão do CO em CO<sub>2</sub> através da reação com a H<sub>2</sub>O na etapa de *water-gas shift* (WGS), e assim, finaliza-se a captura (Song *et al*, 2019). Por fim, o método de oxidação é caracterizado pela queima do combustível na presença de oxigênio praticamente puro, a fim de obter um produto final com elevadas quantidades de CO<sub>2</sub>, superior a 80%, e vapor de água, de modo a facilitar as operações de captura (Brunetti *et al*, 2010). Na Figura 5, tem-se os principais métodos de remoção disponíveis no mercado, os quais estão relacionados à captura pós-combustão.

Figura 5 - Técnicas de captura pós-combustão.



Fonte: a autora (2023).

Ressalta-se que cada técnica é baseada em princípios de separação distintos, logo a escolha da metodologia deve considerar alguns fatores, como as condições e a composição das correntes de entrada, além das especificações desejadas nas correntes de saída (Song *et al*, 2019). Outrossim, a presença de impurezas, como H<sub>2</sub>S, SO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub>, o valor de investimento disponível e o custo de operação também devem ser levados em consideração (Berstad, Neksa, Anantharaman, 2012).

A vasta aplicação das técnicas de remoção pós-combustão é baseada na maior facilidade de implantação destas metodologias em plantas já existentes e de manutenção dos equipamentos associados. Além disso, as técnicas pós-combustão apresentam uma maior compatibilidade para processos emissores de gases do que as outras formas de captura (Ben-Mansour *et al*, 2016).

Uma vez capturado, o CO<sub>2</sub> pode ser aplicado como matéria-prima em processos industriais de manufatura, a exemplo da produção de metanol e da ureia, assim como na técnica de injeção em pontos extrativos de óleo a fim de facilitar a extração. Em outros casos, o CO<sub>2</sub> recuperado é armazenado em reservatórios geológicos profundos (Faramawy; Zaki; Sakr, 2016).

### 2.3.1 Adsorção

A adsorção é um método de separação baseado na capacidade de adesão de íons, átomos ou moléculas de uma mistura, adsorvato, sob a superfície de um dado material sólido, o adsorvente. Durante esse processo, observa-se uma concentração seletiva de um ou mais elementos presentes na mistura na região superficial. Destaca-se que a adesão do adsorvato na superfície do adsorvente pode ocorrer devido a interações físicas (fisissorção), como Van der Waals, ou ligações químicas (quimissorção), gerando uma energia de superfície (Ribeiro *et al*, 2022).

O adsorvente ideal deve apresentar algumas características específicas, como alta capacidade de adsorção e seletividade, estabilidade térmica e química, durabilidade para resistir ao uso por diversos ciclos, baixa demanda energética na dessorção, entre outras (Wilcox *et al*, 2014).

O processo adsorptivo é um fenômeno de superfície, dado que a eficiência da captura do composto depende diretamente da porosidade do material para reter o componente (Karimi *et al*, 2023). Desse modo, é fundamental atentar-se para a escolha do material adsorvente adotado de acordo com o tipo do processo de captura. Um exemplo disso são processos de remoção pré-combustão, os quais são caracterizados pela conversão do combustível a altas temperaturas, logo o adsorvente escolhido deve apresentar resistência térmica (Hinkov *et al*, 2016).

Os principais métodos para a adsorção são baseados na oscilação da temperatura ou da pressão. No primeiro, eleva-se, controladamente, a temperatura no início de modo a aumentar a captura do composto na superfície. Na etapa de dessorção, o aumento da temperatura visa permitir a liberação do adsorvato presente em grande quantidade na superfície (Silva, 2023). No caso da adsorção por oscilação de pressão, o sistema adsorvente-adsorvato é submetido a baixas pressões, alguns casos até inferior à pressão atmosférica (Ben-Mansour *et al*, 2016).

Avaliando-se a adsorção para remoção do CO<sub>2</sub> no GN, a corrente gasosa é pressurizada e conduzida até um leito recheado com sólidos, carvão ativado ou zeólitas, a fim de que poluente seja retido na superfície do adsorvente até seu ponto de saturação. Em razão da baixa pressão parcial de CO<sub>2</sub> no GN, faz-se necessário a realização de mais de um estágio de adsorção para alcançar maior pureza (Ben-Mansour *et al*, 2016). Por fim, realiza-se a dessorção para recuperar o sólido e liberar o CO<sub>2</sub> (Bhown; Freeman, 2011).

O carvão ativado é um adsorvente muito utilizado, pois apresenta alta capacidade de adsorção de CO<sub>2</sub> e baixo custo, mas apresenta baixa seletividade CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub>. As zeólitas são aluminossilicatos hidratados caracterizados pela estrutura cristalina com grande área superficial. Já os óxidos ou sais de metais, como o óxido de cálcio, são bastante aplicados, visto que reagem com o CO<sub>2</sub>, formando carbonatos de metais com ligações químicas fortes (Karimi *et al*, 2023).

Observa-se que a técnica de adsorção é caracterizada pela simplicidade de operação e instalação, bem como baixa demanda energética. A regeneração dos adsorventes é responsável pelo baixo custo desta tecnologia, dado seu reaproveitamento. Além disso, ressalta-se que a técnica de adsorção não demanda mudanças significativas nas plantas industriais para realizar a remoção do CO<sub>2</sub>, facilitando sua instalação (Song *et al*, 2019).

Contudo, tem-se que o processo de regeneração do adsorvente exige condições específicas, como baixas pressões ou altas temperaturas, as quais demandam bastante energia. Ademais, os adsorventes disponíveis no mercado não apresentam a seletividade e capacidade de adsorção almejadas, resultando em uma eficiência inferior a outras técnicas de captura. Essa eficiência também é afetada pela presença de água, visto que esta pode apresentar uma maior seletividade do que o CO<sub>2</sub>, resultando numa adsorção competitiva (Ben-Mansour *et al*, 2016).

### **2.3.2 Permeação por Membranas**

As membranas permitem o transporte seletivo de uma ou mais espécies químicas, encontradas no estado gasoso, líquido ou sólido, presentes numa dada mistura, agindo como uma barreira física. Esse processo de separação pode ser baseado na diferença de pressão dos compostos, na afinidade do elemento a ser separado com o material formador da membrana e na diferença dos tamanhos das

partículas presentes na corrente (Cerveira, 2016). O baixo custo operacional e a simplicidade são as principais vantagens do uso das membranas, sendo indicada quando elevados graus de pureza não são exigidos (Brunetti *et al*, 2010).

A utilização desta técnica para a remoção do CO<sub>2</sub> do GN foi iniciada em 1980 com membranas formadas por acetato de celulose, sendo tal material um dos materiais mais utilizados até os dias de hoje (Baker; Lokhandwala, 2008). Destaca-se que a aplicação das membranas é recomendada nos casos em que as correntes gasosas apresentam uma baixa vazão de combustível e altas concentrações de CO<sub>2</sub>, em razão de sua maior eficiência (Brunetti *et al*, 2010).

A permeabilidade corresponde a capacidade de uma espécie química atravessar a membrana, sendo dada em função da difusividade e da solubilidade do gás. A difusividade se refere ao diâmetro cinético, ou seja, a taxa de movimentação do poluente no volume livre disponível entre as cadeias poliméricas da membrana. Nota-se que, durante a separação de gases, aqueles com maior peso molecular ou afinidade com a membrana apresentam baixa difusividade. Já a solubilidade, descreve o quão solúvel o gás é com relação ao material formador da membrana (Alcheikhhamdon; Hoorfar, 2017). Dessa forma, quando o CO<sub>2</sub> é o componente de maior permeabilidade na corrente gasosa, este permeia preferencialmente através da membrana (Bhown; Freeman, 2011).

Além da permeabilidade, a seletividade da membrana com relação ao material alvo da separação deve ser significativa, de modo a melhorar a taxa de recuperação do componente. Ressalta-se a importância do tempo de vida útil da membrana, pois este é responsável pelas ações de substituição do equipamento quando necessário, impactando diretamente no custo do processo (Cerveira, 2016).

As membranas podem ser fabricadas a partir de vários materiais, a exemplo dos compostos inorgânicos e, principalmente, os poliméricos. Percebe-se uma ampla aplicação das membranas poliméricas devido ao menor custo de aquisição. Na Tabela 2, vê-se as propriedades de alguns materiais poliméricos com relação ao CO<sub>2</sub>. Diversos estudos visando o aperfeiçoamento da permeabilidade e seletividade dos polímeros vem sendo desenvolvida. Ademais, estuda-se a aplicação de misturas de polímeros ou copolímeros, bem como do acréscimo de agentes químicos na membrana para reagir seletivamente com o CO<sub>2</sub>, melhorando o processo de separação (Chen *et al*, 2022).

Tabela 2 - Permeabilidade e seletividade dos polímeros.

| <b>Material</b>     | <b>Permeabilidade do CO<sub>2</sub></b> | <b>Seletividade (CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>)</b> |
|---------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Acetato de Celulose | 6,3                                     | 30                                                  |
| Polycarbonato       | 4,2                                     | 32,5                                                |
| Poliamida           | 10,7                                    | 42,8                                                |
| Polimetilpropileno  | 84,6                                    | 5,8                                                 |

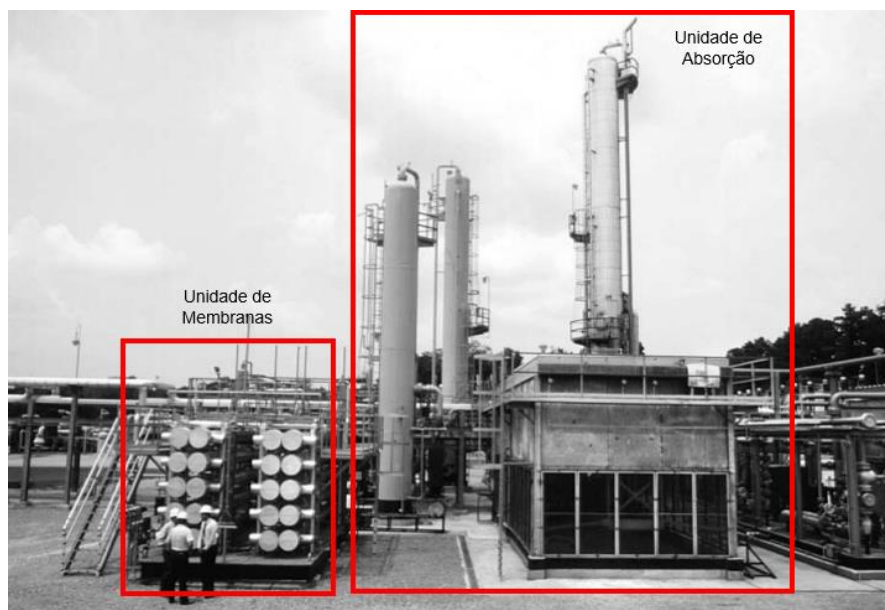
---

Fonte: Cerveira (2016).

Um aspecto negativo do uso das membranas na separação é a plastificação que ocorre devido à dissolução de alguns elementos penetrantes, como o CO<sub>2</sub>, na matriz polimérica do instrumento, resultando no inchamento e aumento da mobilidade das cadeias. Como consequência, observam-se maiores ocorrências de falhas no material, a exemplo da redução da seletividade (Cerveira, 2016). As principais causas desse problema são as altas pressões, a composição da corrente de alimentação e o material formador da membrana. Desse modo, recomenda-se a realização de um pré-tratamento do GN anterior a passagem pela membrana, a fim de remover aromáticos, hidrocarbonetos pesados e materiais particulados, os quais reduzem a eficácia da separação. Contudo, tal pré-tratamento encarece a operação e a manutenção do processo (Baker; Lokhandwala, 2008).

O uso das membranas em processos de separação baseia-se na alta eficiência energética, resultado de um baixo consumo de energia e custo operacional. Ademais, as membranas apresentam uma boa taxa de recuperação de acordo com a permeabilidade, bem como demandam uma área menor comparativamente às outras técnicas de separação, como se vê na Figura 6 (Font-palma, Cann, Udemu, 2021). Por isso, encontra-se as separações por membranas, sobretudo, em unidades de extração de petróleo e GN *offshore* dada a limitação de espaço nas plataformas (Baker; Lokhandwala, 2008).

Figura 6 - Comparativo das áreas das unidades de absorção e permeação por membranas.



Fonte: adaptado de Dortmund, Doshi (1999).

Observa-se uma limitação a operação das membranas em temperaturas muito elevadas, acima de  $100^{\circ}\text{C}$ , visto que há a degradação e a destruição da sua estrutura. Para o processamento do GN, percebe-se também o impacto negativo dos gases corrosivos, como  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$  e  $\text{H}_2\text{S}$ , na integridade da membrana, sendo recomendado um pré-tratamento da corrente de entrada (Song *et al*, 2019).

### 2.3.3 Processo Criogênico

As tecnologias criogênicas para a captura do  $\text{CO}_2$  são baseadas nas características termodinâmicas dos compostos presentes na corrente do GN, mais especificamente nas propriedades de condensação e de ressublimação (Maqsood *et al*, 2014). Com isso, o GN é submetido a baixas pressões e temperaturas, próximas de 120 K, visando liquefazer o  $\text{CO}_2$  e separá-lo do metano. Observa-se que, ao final do processo, o  $\text{CO}_2$  pode ser encontrado no estado líquido, sólido ou ambos combinados. Em razão dessa variedade de estados físicos e da alta pureza, nota-se uma maior facilidade para comprimir o  $\text{CO}_2$  até a pressão necessária para o transporte, aplicação e armazenamento (Song *et al*, 2019).

A principal vantagem das metodologias criogênicas para a remoção do  $\text{CO}_2$  corresponde aos elevados graus de pureza e de recuperação, cerca de 99,99% quando comparada às outras técnicas. Desse modo, a técnica criogênica é

recomendada para correntes de GN com altas concentrações de CO<sub>2</sub>, como também para casos nos quais o CO<sub>2</sub> será convertido em compostos químicos de alto valor agregado ou processos industriais (Font-palma; Cann; Udemu, 2021).

Ademais, nota-se uma redução do custo energético associado à etapa de regeneração e ausência de aquisição de solventes, porém os equipamentos e sistemas para a manutenção das baixas temperaturas apresentam um elevado valor de investimento. Outrossim, o CO<sub>2</sub> recuperado se apresenta com altas pressões, de modo a facilitar sua aplicação na técnica de injeção de gás nos poços extrativos de petróleo (Song *et al*, 2019). Ademais, Song *et al* (2019) enfatiza que a presença de impurezas, como NO<sub>x</sub> e SO<sub>x</sub> prejudica a eficácia e eficiência da remoção do CO<sub>2</sub>. Além disso, uma vez que o processo criogênico demanda baixas temperaturas na operação, percebe-se uma maior dificuldade para encontrar fontes energéticas que alcancem tais condições. Salienta-se também a necessidade da remoção da água antes do início do processo criogênico, a fim de minimizar o risco de entupimento de dutos e equipamentos devido ao congelamento (Song *et al*, 2019).

#### **2.3.4 Absorção**

A absorção corresponde a uma operação unitária difusional baseada na passagem de um ou mais componentes de uma corrente gasosa para uma fase líquida, sendo a transferência de massa e energia realizada na fronteira entre as fases. Tal técnica é utilizada quando se deseja separar contaminantes, poluentes ou produtos de valor agregado de misturas gasosas, a exemplo do CO<sub>2</sub> no gás natural (Rahimpour; Farsi; Makarem, 2020). Desse modo, a eficiência da absorção depende diretamente dos parâmetros de transferência de massa das fases líquida e gasosa, como também das condições do processo e da razão entre as fases (Tavares, 2015).

Observa-se que o material pode ser absorvido em razão de uma reação química, absorção química, ou da solubilização, absorção física. Salienta-se que, em ambos os processos, além da etapa de absorção do composto pelo líquido, a qual ocorre em temperaturas baixas e pressões altas, é necessário regenerar o solvente e recuperar o contaminante, por meio da elevação da temperatura e redução da pressão (Ben-Mansour *et al*, 2016).

##### **2.3.4.1 Absorção Física**

A absorção física é baseada na solubilidade do composto desejado no solvente escolhido, logo, para garantir uma separação eficiente, o contaminante deve apresentar uma solubilidade maior no solvente do que nas demais substâncias presentes na corrente de entrada. A afinidade e seletividade são outros fatores avaliados para garantir uma elevada taxa de remoção. Uma vez que a absorção física depende da solubilidade, a temperatura da corrente gasosa na entrada e a pressão parcial do componente interferem no grau de absorção, sendo crucial manter um maior controle das condições de operação do processo (Gadelha, 2013).

Segundo Gadelha (2013), a absorção física tem como principal vantagem o uso de solventes de menor impacto ambiental, geralmente biodegradáveis, de baixa toxicidade e não-explosivos. Outrossim, dado que não há reação química, a energia necessária para romper a interação do contaminante com o solvente é menor do que a observada na absorção química, portanto, nota-se um menor custo operacional e uma maior simplicidade do processo. Entretanto, os equipamentos utilizados para a regeneração do solvente apresentam um elevado custo de manutenção (Baker; Lokhandwala, 2008).

Estão disponíveis no mercado diversos processos de absorção física com diferentes tipos de solventes e aplicações. O Selexol, utiliza um solvente formado por éter dietílico de polietilenoglicol, já o Rectisol, aplica o metanol em temperaturas entre 35° e 75°C, sendo ambos recomendados para a remoção de CO<sub>2</sub> e de compostos sulfurados do GN. Ademais, o processo Flúor é o método mais conhecido e recomendado, sendo utilizado o carbonato de propileno como solvente, porém apresenta elevado custo de operação e para a aquisição do solvente (Rahimpour; Farsi; Makarem, 2020).

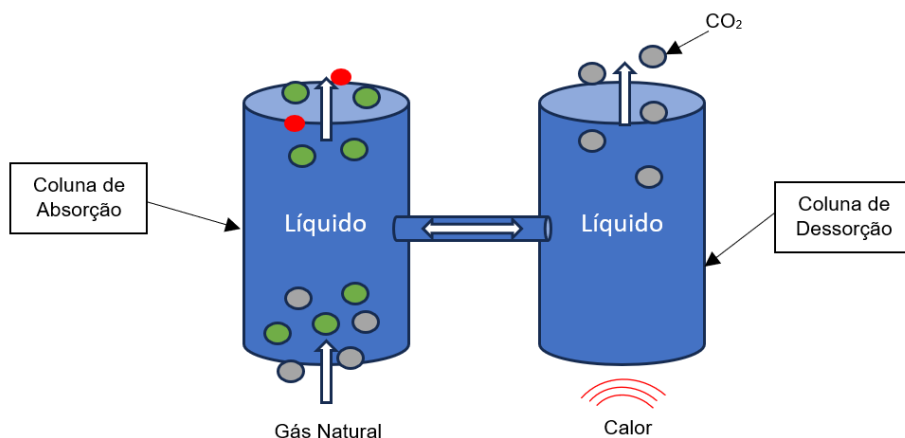
Observa-se a existência de alguns processos que combinam as absorções química e física, como o Sulfinol da Shell, que aplica um solvente formado por sulfolano (40%), água (20%), DIPA ou MDEA (40%). Nesse caso, remove-se 1,5 mol de CO<sub>2</sub>/mol de solvente, sendo uma das principais vantagens de sua aplicação juntamente com a baixa demanda energética para a regeneração comparada aos solventes químicos (Rahimpour; Farsi; Makarem, 2020).

#### 2.3.4.2 Absorção Química

A absorção química, ou reativa, é caracterizada pela reação do poluente com um solvente químico com a formação de um composto intermediário capaz de ser regenerado, podendo ser classificada em reversível ou irreversível. Na primeira, o composto e a fase líquida apresentam ligações fracas, enquanto na segunda, é gerado um produto difícil de ser liberado (Mondal; Balsora; Varshney, 2012).

Na Figura 7, visualiza-se a operação de separação do gás carbônico do gás natural por meio da técnica de absorção química. Primeiramente, na coluna de absorção, há a reação do dióxido de carbono com um solvente básico em temperaturas baixas, entre 40° e 60°C, e pressões próximas a atmosféricas formando um composto estável. As colunas de absorção, frequentemente, apresentam pratos ou recheios no interior, a fim de aumentar a superfície de contato disponível entre as fases e a turbulência para ocorrer a transferência de massa e energia (Tavares, 2015). Depois disso, a solução rica no poluente é conduzida para um tanque de regeneração, onde as soluções são aquecidas, visando romper as ligações C-N ou C-O e assim liberar o CO<sub>2</sub> e o solvente puro, concluindo a dessorção (Gadelha, 2013).

Figura 7 - Processo de absorção química do CO<sub>2</sub> do gás natural.

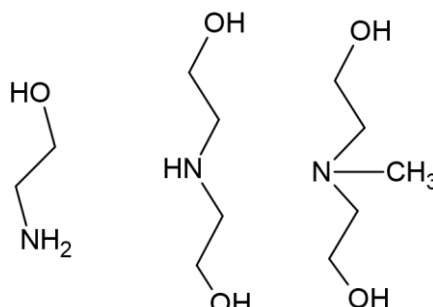


Fonte: a autora (2023).

Dentre os absorventes disponíveis no mercado, as alcanolaminas são as principais, pelo seu baixo custo, seletividade e capacidade de absorção (Santos, 2012). São caracterizadas pela presença dos grupos funcionais álcool e amina em sua estrutura química (Figura 8), cujas propriedades físico-químicas estão listadas na Tabela 3. Tem-se que as aminas são compostos orgânicos originados da substituição de um ou mais hidrogênios do grupamento amônia por cadeias alifáticas ou

aromáticas, sendo classificadas em primárias, secundárias e terciárias (Tavares, 2015).

Figura 8 - Estruturas químicas das alcanolaminas.



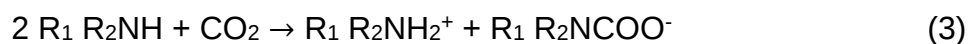
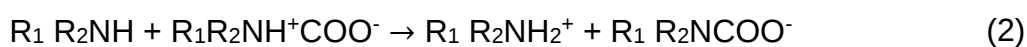
Fonte: a autora (2023).

Tabela 3 - Propriedades físico-químicas das alcanolaminas.

| Propriedade                    | MEA   | DEA    | MDEA   |
|--------------------------------|-------|--------|--------|
| Massa molecular (kg/kmol)      | 61,08 | 105,14 | 119,16 |
| Ponto de ebulição (°C)         | 170,6 | 269,2  | 247,4  |
| Ponto de congelamento (°C)     | 10    | 28     | -21    |
| Densidade (g/cm <sup>3</sup> ) | 1,011 | 1,095  | 1,041  |

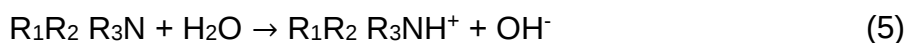
Fonte: adaptado de Ghasem (2020).

As aminas primárias e secundárias, como MEA e DEA respectivamente, apresentam uma elevada reatividade, sendo caracterizadas pela formação do carbamato. Isso ocorre porque tais aminas apresentam pelo menos um átomo de hidrogênio ligado ao nitrogênio básico. A reação dessas aminas com o CO<sub>2</sub> é descrita na literatura de acordo com dois mecanismos: a formação de ácido carbâmico e a formação intermediária de zwitterion, sendo este último o mais aceito. Tal mecanismo está explicitado nas Equações 1 a 3, sendo observada também a hidrólise do carbamato conforme a Equação 4 (Tavares, 2015).



O solvente mais utilizado nas separações do CO<sub>2</sub> é o MEA, servindo como base para o desenvolvimento e comparativo de outros solventes. É caracterizado por ser um álcool primário e uma amina primária, apresentar um caráter básico forte e uma taxa de reação rápida. Entretanto, o MEA possui uma baixa capacidade de quantidade de carbono e um elevado consumo de energia (Santos, 2012).

Por sua vez, as aminas terciárias, como TEA e MDEA, não formam carbamatos, pois não apresentam hidrogênio ligado ao nitrogênio básico. Por isso, são caracterizadas por uma baixa velocidade de reação, porém são capazes de formar um íon de bicarbonato e uma amina protonada por meio da hidrólise, os quais demandam uma menor quantidade de energia na etapa de regeneração. Tem-se que a amina terciária atua como um catalisador, promovendo a hidrólise do CO<sub>2</sub> (Tavares, 2015). Nas Equações 5 a 7, visualizam-se as reações entre as aminas terciárias e o CO<sub>2</sub>.



Avaliando-se as Equações 3 e 7, percebe-se uma maior capacidade de absorção com aminas terciárias (1 mol de CO<sub>2</sub> absorvido/ mol de amina) do que com as aminas primárias e secundárias (0,5 mol de CO<sub>2</sub> absorvido/ mol de amina) (Rahimpour; Farsi; Makarem, 2020). Além disso, a demanda energética na regeneração das aminas primárias e secundárias é maior, resultando em um custo mais elevado e maior risco de degradação por temperatura do solvente. Em contrapartida, as aminas primárias e secundárias reagem mais rapidamente e apresentam maior seletividade com o CO<sub>2</sub> (Meng *et al*, 2022).

Visando reduzir os custos de regeneração do solvente e otimizar a separação, vem-se estudando a aplicação de misturas das aminas primária ou secundária com as aminas terciárias. Assim, aproveita-se a alta reatividade das aminas primárias e secundárias, juntamente com a maior taxa de absorção e menor demanda energética das aminas terciárias (Santos, 2012).

Todavia, as aminas apresentam limitações de uso devido ao seu caráter tóxico e corrosivo, resultando na degradação dos equipamentos e na redução da eficiência da remoção (Ribeiro *et al*, 2022). Nota-se também o risco de perdas do solvente pela

vaporização e água descartada do processo, resultando na sua presença na atmosfera, de modo a neutralizar compostos semi-voláteis e capazes de formar aerossóis (Meng *et al*, 2022).

Observa-se que a principal dificuldade da técnica de absorção química corresponde ao alto consumo de energia na etapa de regeneração do solvente. Isso ocorre porque o rompimento das ligações C-N exige uma elevada quantidade de calor para ocorrer, sendo operada a vácuo em alguns casos. Consequentemente, o processo apresenta um maior custo de investimento e operação, reduzindo sua aplicação em larga escala (Font-palma, Cann, Udemu, 2021).

Outrossim, é fundamental remover outros contaminantes, como NO<sub>x</sub>, do GN antes da captura do CO<sub>2</sub>, visto que podem inibir a atuação dos solventes. O processo de degradação do solvente é um dos principais responsáveis pelo alto custo da absorção, sendo classificado em térmico ou oxidativo. O primeiro é observado em condições de altas temperaturas e pressões parciais de CO<sub>2</sub>, já o segundo, é perceptível quando há uma elevada pressão parcial de O<sub>2</sub> na corrente gasosa, resultando num maior risco de corrosão (Song *et al*, 2019).

## 2.4 SIMULAÇÃO DE PROCESSOS

Os softwares de simulação de processos correspondem a ferramentas bastante utilizadas no ramo da engenharia, pois possibilitam a previsão de parâmetros e comportamentos de um dado processo sem a necessidade de construção ou alteração no sistema operacional. Desse modo, é possível aprimorar processos já existentes ou desenvolver novos de forma mais eficiente e econômica. Destaca-se que a aplicação dos simuladores também facilita a etapa de dimensionamento dos equipamentos, como também a previsão dos custos associados. Observa-se que os simuladores realizam as previsões a partir de modelos matemáticos, os quais incluem as variáveis de processo e termodinâmicas, além de dados físico-químicos das espécies (Gadelha, 2013).

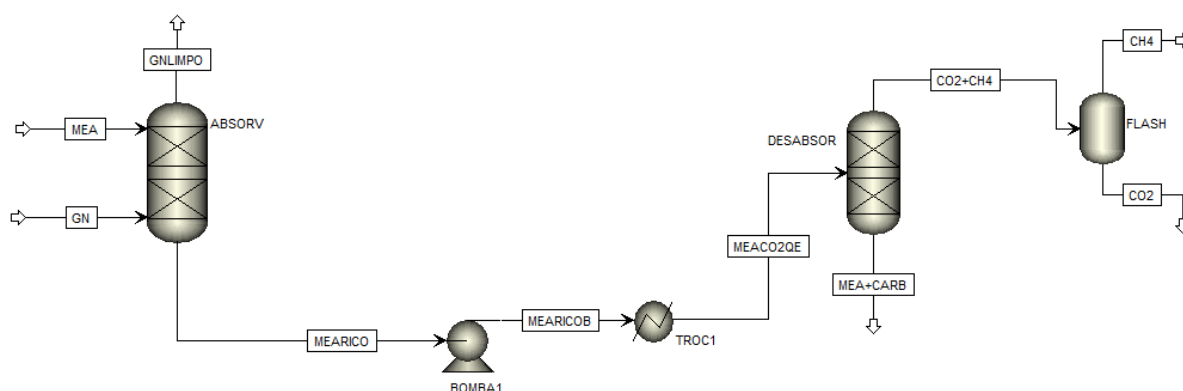
Dentre os softwares de simulação, o Aspen Plus®, da AspenTech, corresponde a um dos principais e mais utilizados na indústria química, dado sua grande aplicabilidade em processos, desde a química fina até refinarias de grande porte. Esse software apresenta uma vasta base de dados contendo diferentes modelos termodinâmicos e dados para diversas espécies químicas (ASPENTECH, 2023).

### 3 METODOLOGIA

Uma vez identificada a grande aplicabilidade da técnica de captura de dióxido de carbono pela absorção química, foi simulado o processo de remoção do poluente presente no GN através desta técnica com o uso do MEA no software Aspen Plus®.

Baseando-se nos trabalhos desenvolvidos por Li *et al* (2016) e Akinola *et al* (2019), desenvolveu-se o diagrama de processo de absorção química com MEA para a remoção do CO<sub>2</sub> da corrente de gás natural presente na Figura 9.

Figura 9 – Diagrama do processo de absorção química do CO<sub>2</sub> com MEA.



Fonte: a autora (2023).

Tem-se que a corrente de GN rica em CO<sub>2</sub> é alimentada na base do absorvedor, já a corrente aquosa de MEA é alimentada no topo. A partir do contato entre as fases líquida e gasosa, ocorrem as reações químicas e a transferência de massa entre fases de modo a transferir o CO<sub>2</sub> para a fase líquida. Ao final da absorção, o GN livre de CO<sub>2</sub> sai no topo do equipamento, já a amina contaminada segue para a coluna de dessorção. Antes de adentrar no equipamento, esta solução de amina é aquecida e despressurizada. Na coluna de dessorção ocorre a reação inversa à formação do carbamato, sendo possível captar CO<sub>2</sub> livre (Souza, 2019).

As condições de entrada das correntes líquida, formada pela solução aquosa de MEA, e gasosa, composta pelo GN, estão expressas na Tabela 4. Destaca-se que, durante a realização da simulação, considerou-se que o GN era formado apenas por metano e dióxido de carbono.

Tabela 4 – Condição de entrada das correntes GN e MEA.

| Parâmetro           | Corrente MEA | Corrente GN |
|---------------------|--------------|-------------|
| Vazão (kmol/hr)     | 800          | 230         |
| Temperatura (°C)    | 50           | 32          |
| Pressão (kPa)       | 110          | 150         |
| %m H <sub>2</sub> O | 80           | -           |
| %m MEA              | 20           | -           |
| %m CH <sub>4</sub>  | -            | 80          |
| %m CO <sub>2</sub>  | -            | 20          |

---

Fonte: a autora (2023).

O método utilizado para a simulação foi o ENRTL-RK caracterizado pelo uso do modelo NRTL (*non Random two liquid*), para a determinação dos coeficientes de atividade na fase líquida utilizados no cálculo de equilíbrio entre as fases, bem como da lei de Henry, para determinar as condições das espécies iônicas presentes no sistema eletrolítico (Martins, 2011). Ademais, adotou-se o modelo de equilíbrio nas colunas de absorção e dessorção, logo não há resistência a transferência de massa (Souza, 2019). Outrossim, nas colunas, adotou-se um fluxo contracorrente entre as correntes líquida e gasosa. As especificações dos equipamentos presentes no processo estão presentes no Apêndice A.

Durante a simulação, avaliou-se o comportamento da temperatura e pressão nas colunas de absorção e dessorção, dada a natureza exotérmica do processo. Outrossim, analisou-se as frações e os fluxos molares das principais espécies químicas e iônicas do sistema, visando acompanhar a captura do CO<sub>2</sub> transformado em carbamato, bem como a reação inversa de decomposição.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 ANÁLISE DA COLUNA DE ABSORÇÃO

Tem-se que o absorvedor apresenta duas correntes de alimentação. A solução de gás natural entra no último estágio, enquanto a solução aquosa de MEA entra no primeiro estágio. Na Tabela 5 estão descritas as reações características desse sistema.

Tabela 5 – Reações do sistema MEA e CO<sub>2</sub>.

| Reação                       | Estequiometria                                                                                           |
|------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Dissociação da água          | $2 \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{H}_3\text{O}^+ + \text{OH}^-$                                |
| Hidrólise do CO <sub>2</sub> | $\text{CO}_2 + 2 \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{H}_3\text{O}^+ + \text{HCO}_3^-$               |
| Dissociação do bicarbonato   | $\text{HCO}_3^- + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{H}_3\text{O}^+ + \text{CO}_3^{2-}$            |
| Hidrólise do carbamato       | $\text{MEACOO}^- + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{MEA} + \text{HCO}_3^-$                       |
| Protonação da amina          | $\text{MEA}^+ + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{MEA} + \text{H}_3\text{O}^+$                    |
| Formação do carbamato        | $\text{MEA}^+ + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{MEACOO}^- + \text{H}_3\text{O}^+$ |

Fonte: adaptado de Souza (2019).

Ao longo da coluna de absorção, observa-se o maior contato entre as fases, de modo a permitir a migração do CO<sub>2</sub> da fase gasosa para a fase líquida devido à rápida reação entre o MEA e CO<sub>2</sub> para a formação do carbamato. Dada a proporção 1:1 do CO<sub>2</sub> e o carbamato notada na reação de formação do carbamato (Tabela 5), pôde-se realizar o balanço de massa com relação a quantidade inicial e final de dióxido de carbono nas correntes, como apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 – Balanço de massa do CO<sub>2</sub> na coluna de absorção.

| Parâmetro                             | Corrente GN | Corrente<br>GNLIMPO | Corrente MEARICA |
|---------------------------------------|-------------|---------------------|------------------|
| Vazão (kmol/hr)                       | 230         | 187,766             | 823,025          |
| Temperatura (°C)                      | 32          | 31,5751             | 52,6558          |
| Pressão (bar)                         | 1,50        | 1,02                | 1,50             |
| Número de mols<br>CO <sub>2</sub>     | 19,2097     | 0                   | -                |
| Número de mols<br>MEACOO <sup>-</sup> | -           | -                   | 18,2854          |

---

Fonte: a autora (2023).

Por meio da análise das especificações de saída das correntes, pôde-se notar uma elevada conversão de CO<sub>2</sub> em carbamato, cerca de 95,19%, de modo a comprovar a alta capacidade absorviva do MEA como absorvente, sendo uma grande vantagem para sua aplicação na remoção do CO<sub>2</sub> da corrente de GN. Outrossim, essa elevada conversão também é resultado do recheio da coluna utilizado, os anéis de Raschig, os quais foram responsáveis por aumentar a área interfacial, de modo a promover uma melhor transferência de massa. Ademais, a remoção de CO<sub>2</sub> da corrente de gás natural se mostrou bastante satisfatória.

Além disso, por meio do balanço de massa nas correntes de entrada e saída do gás natural, foi notória a saída de 85,35% de metano na corrente de saída do topo da coluna, como apresentado na Tabela 7. De acordo com Song *et al* (2017), tal resultado ocorre devido à dissolução do CH<sub>4</sub> na solução aquosa de MEA, de modo a ser carregado juntamente com a solução rica em carbamato para o fundo da coluna.

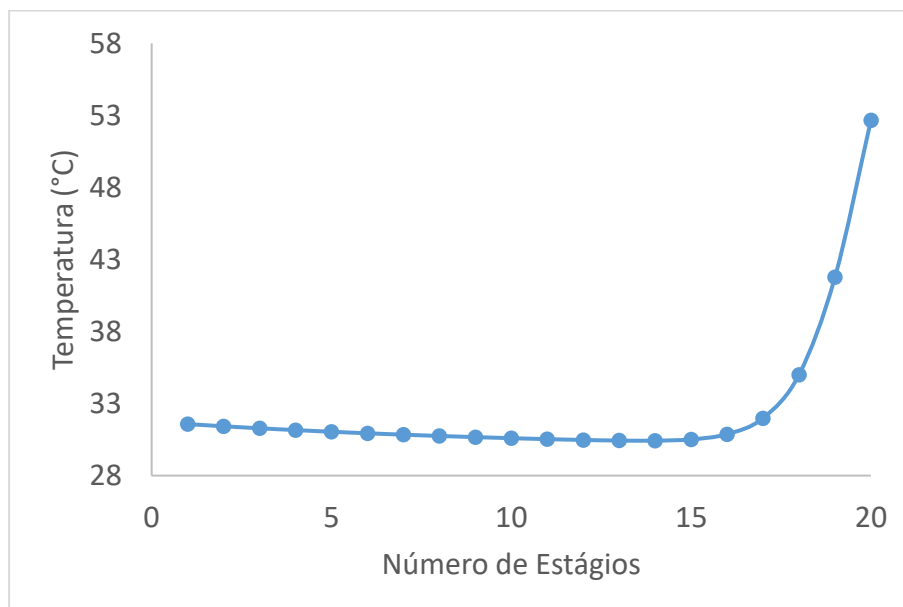
Tabela 7 – Balanço de massa do CH<sub>4</sub> na coluna de absorção.

| Parâmetro        | Corrente GN | Corrente GNLIMPO |
|------------------|-------------|------------------|
| Vazão (kmol/hr)  | 230         | 187,7660         |
| Temperatura (°C) | 32          | 31,5751          |
| Pressão (bar)    | 1,5         | 1,02             |
| Fração molar     | 0,91648     | 0,95817          |
| Número de mols   | 210,7903    | 179,9121         |

Fonte: a autora (2023).

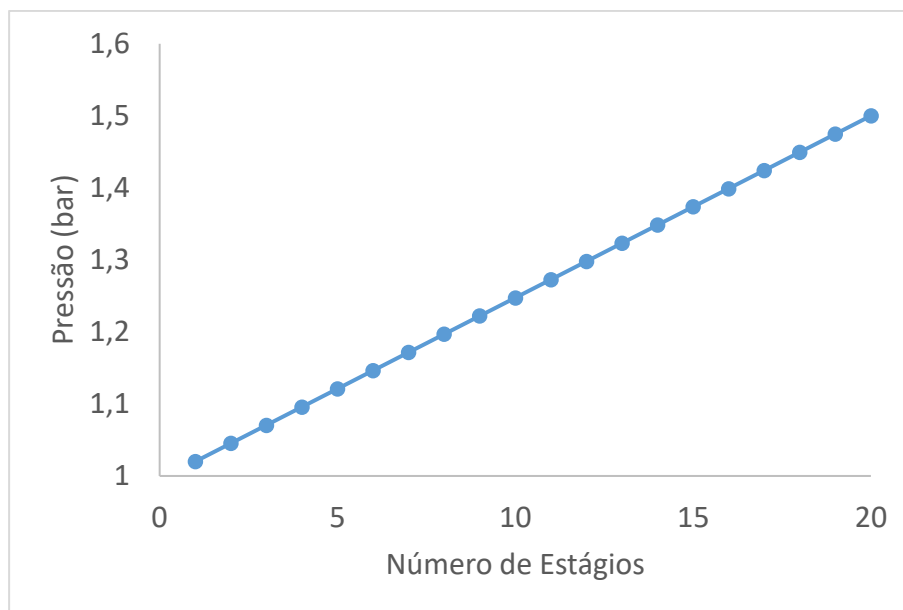
Ademais, a reação de formação do carbamato é exotérmica, logo libera energia para o ambiente, o que é perceptível por meio da elevação da temperatura do sistema. Por meio da Figura 10, notou-se uma elevação gradual da temperatura do sistema a partir do décimo quarto estágio da coluna de absorção, logo o carbamato está sendo formado nos níveis mais baixos do equipamento. Além disso, na Figura 11, é possível visualizar um aumento da pressão ao longo dos estágios, favorecendo a produção do carbamato.

Figura 10 – Variação da temperatura na coluna de absorção.



Fonte: a autora (2023).

Figura 11 – Variação da pressão na coluna de absorção.



Fonte: a autora (2023).

Ao analisar a corrente de saída do gás natural limpa, observou-se a presença de baixas quantidades de MEA, comprovando a ocorrência de perda de amina pela vaporização devido à elevação da temperatura na coluna de absorção. Desse modo, é imprescindível avaliar o percentual de perda de amina durante o processo, dado seus malefícios na atmosfera descritos anteriormente.

Observando-se os dados da literatura, foi verificada uma escassez de informações a respeito das composições da corrente de saída de cada equipamento presente na planta do processo de absorção descrito na Figura 9. Destaca-se que o mesmo foi notado para os parâmetros de simulação da coluna de absorção, o que dificultou a validação dos resultados encontrados e a análise do comportamento dos parâmetros de condição.

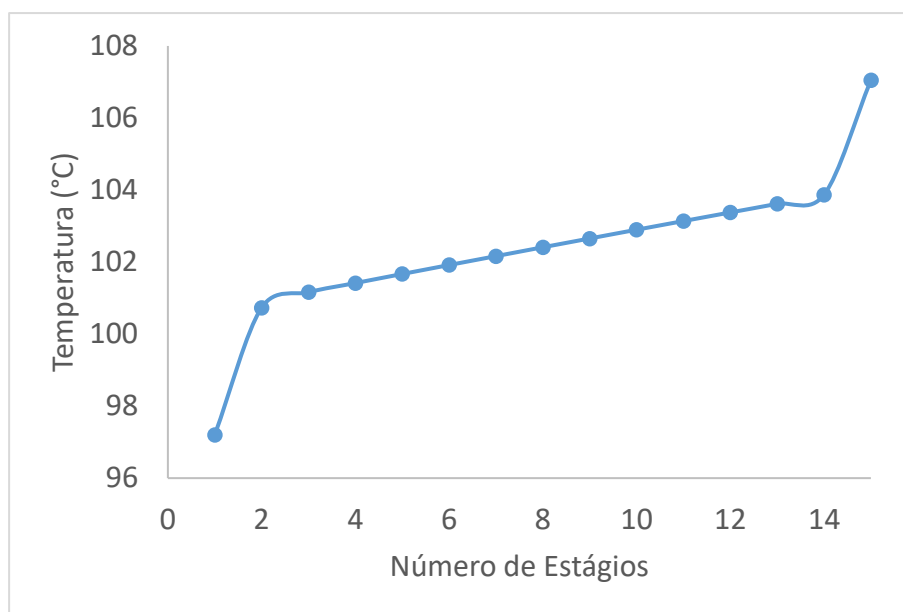
## 4.2 ANÁLISE DA COLUNA DE DESSORÇÃO

Antes de iniciar o processo de regeneração do solvente, a solução rica em  $\text{CO}_2$  foi submetida a condições pré-definidas, visando garantir as condições necessárias para a dessorção, como a redução de pressão. Ademais, elevou-se a temperatura da solução a fim de reduzir a solubilidade do  $\text{CO}_2$  na amina e, assim, facilitar a separação (Mirzaei; Shamiri; Aroua, 2020). Semelhantemente a etapa de absorção, observou-se uma escassez de informações na literatura acerca dos parâmetros de

especificação da coluna de dessorção, como também dos resultados esperados, a exemplo dos percentuais de saída para cada composto presente na mistura.

Baseando-se no estudo de Mirzaei, Shamiri e Aroua (2020), a corrente de amina rica foi alimentada no segundo prato da coluna formada por 15 estágios. Com base na Figura 12, visualizou-se um aumento da temperatura ao longo dos estágios, caracterizando a adição de calor no sistema para possibilitar o rompimento das ligações entre carbono e nitrogênio, e assim reverter a reação de formação do carbamato para liberação do  $\text{CO}_2$ . O comportamento da elevação gradual da temperatura está de acordo com o observado por Li, Zhang e Smith (2016).

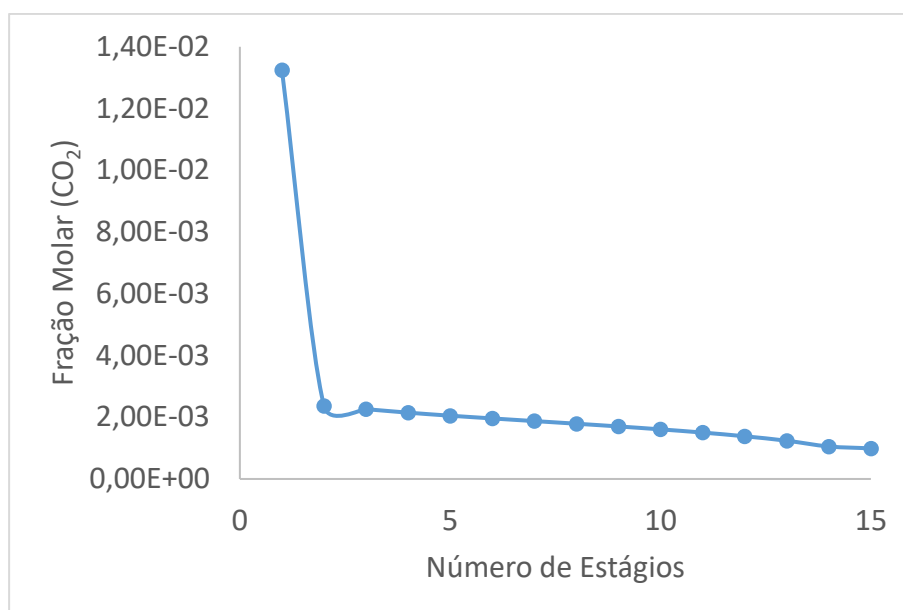
Figura 12 – Variação da temperatura na coluna de dessorção.



Fonte: a autora (2023).

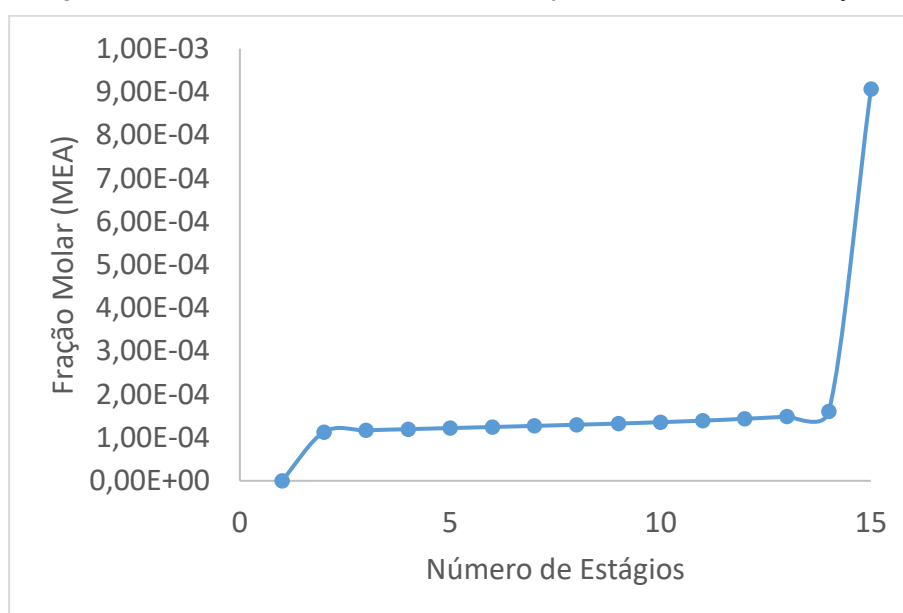
Tem-se que o calor é responsável por dirigir a transferência de massa da fase líquida para a gasosa, de modo que as frações molares de  $\text{CO}_2$  diminuem ao se aproximar do fundo da coluna de dessorção, como se vê na Figura 13. Já as frações molares do MEA (Figura 14) aumentam ao descer na coluna em razão da decomposição do carbamato. Tal comportamento está de acordo com o esperado e em concordância com o descrito por Li, Zhang e Smith (2016).

Figura 13 – Quantidade de CO<sub>2</sub> na fase vapor na coluna de dessorção.



Fonte: a autora (2023).

Figura 14 – Quantidade de MEA na fase vapor na coluna de dessorção.



Fonte: a autora (2023).

Ao realizar o balanço de massa da saída de CO<sub>2</sub> no topo da coluna de dessorção (Tabela 8), notou-se um valor inferior ao absorvido na coluna de absorção na forma de carbamato. Por meio da análise das frações molares dos compostos na corrente de saída do fundo da coluna de dessorção, notou-se a presença de grande quantidade de carbamato, de modo que grande parte do CO<sub>2</sub> não havia sido regenerado. Desse modo, observou-se que a coluna de dessorção removeu apenas

uma parcela do  $\text{CO}_2$  que se encontrava na forma de carbamato, bicarbonato e dissolvida na solução de amina.

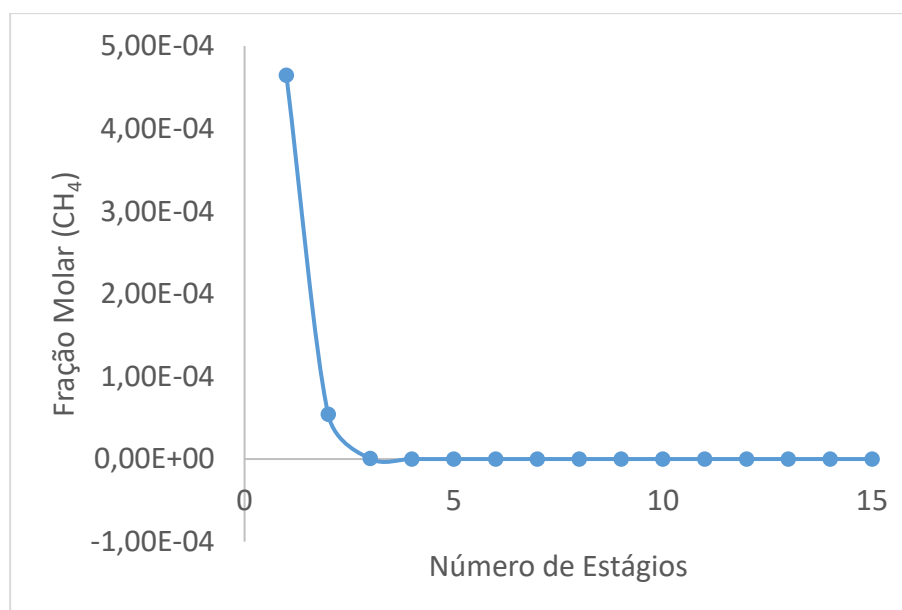
Tabela 8 – Balanço de massa do  $\text{MEACOO}^-$  na coluna de dessorção.

| Parâmetro                           | Corrente<br>MEACO2QE | Corrente<br>MEA+CARB |
|-------------------------------------|----------------------|----------------------|
| Vazão (kmol/hr)                     | 823,042              | 477,664              |
| Temperatura ( $^{\circ}\text{C}$ )  | 77                   | 107,049              |
| Pressão (bar)                       | 1,15                 | 1,15                 |
| Fração molar                        | 0,02150              | 0,02929              |
| Número de mols<br>$\text{MEACOO}^-$ | 17,6919              | 13,9900              |

Fonte: a autora (2023).

Por meio da Figura 15, foi possível ver o decaimento da quantidade do metano dissolvido na solução de amina ao longo dos estágios, devido ao processo de aquecimento. Desse modo, a maior fração molar de  $\text{CH}_4$  está presente no topo da coluna de dessorção, correspondendo a saída de vapor do equipamento livre de aminas.

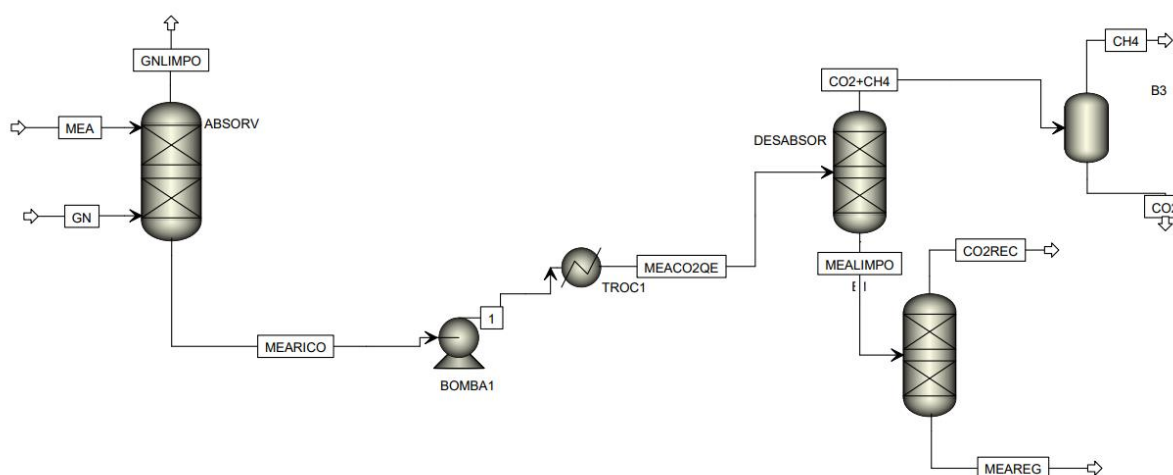
Figura 15 – Quantidade de  $\text{CH}_4$  na fase líquida na coluna de dessorção.



Fonte: a autora (2023).

Como alternativa para obtenção de maiores percentuais de recuperação de dióxido de carbono, simulou-se outra planta caracterizada pela presença de duas colunas de dessorção em série. Dessa forma, a solução de saída da amina tratada da 1ª coluna corresponde a corrente de alimentação da 2ª coluna, como se vê na Figura 16. Com isso, foi possível visualizar a decomposição do carbamato na segunda coluna de modo a recuperar o restante do CO<sub>2</sub> dissolvido na solução de MEA e na forma de carbamato.

Figura 16 – Diagrama do processo de absorção química do sistema CO<sub>2</sub> MEA adaptado.



Fonte: a autora (2023).

Todavia, a instalação de duas colunas de dessorção não se mostra como uma alternativa economicamente viável em larga escala devido ao elevado custo associado a tal equipamento. Portanto, conforme descrito por Font-Palma, Cann e Udemu (2021), mencionado na página 28 do presente trabalho, a etapa de dessorção da técnica de absorção apresenta uma elevada demanda energética e custo de operação. Desse modo, recomenda-se que mais estudos sejam conduzidos, visando permitir a realização da conversão do carbamato em MEA e CO<sub>2</sub> na primeira coluna de dessorção, e assim, uma ampliação da aplicação dessa metodologia.

#### 4.3 RECUPERAÇÃO DO METANO

Analisando-se a corrente líquida de saída da coluna de absorção, como dito anteriormente, notou-se que, cerca de 14,65%, do CH<sub>4</sub> foi dissolvido na solução de

MEA, como se vê na Tabela 9. Por essa razão, recomenda-se a instalação de um vaso separador do flash para recuperação deste  $\text{CH}_4$  após a coluna de absorção.

Durante a simulação do processo descrito na Figura 9, percebeu-se erros nos balanços de energia e massa ao posicionar o vaso separador tipo flash na saída da coluna de absorção, de modo a impactar negativamente na operação dos equipamentos subsequentes. Com base nessa constatação, optou-se por posicionar o separador na saída superior da coluna de dessorção, dado que nesta corrente foram obtidos o metano, o dióxido de carbono e a água. Adotou-se a temperatura de condensação do metano nas condições atmosféricas. Desse modo, observou-se um desprendimento satisfatório do  $\text{CH}_4$  da corrente de saída gasosa da coluna de dessorção, sendo ao final possível recuperar quase 90% do metano presente na corrente inicial do gás natural. Na Tabela 9 tem-se as quantidades de  $\text{CH}_4$  dissolvida, bem como recuperada após a separação com o vaso flash.

Tabela 9 – Balanço de massa do  $\text{CH}_4$  no sistema.

| <b>Parâmetro</b> | <b>Corrente<br/>MEARICA</b> | <b>Corrente <math>\text{CH}_4</math></b> |
|------------------|-----------------------------|------------------------------------------|
| Vazão (kmol/hr)  | 823,0250                    | 27,5515                                  |
| Temperatura (°C) | 52,6558                     | -161                                     |
| Pressão          | 1,5                         | 1,02                                     |
| Fração molar     | 0,03752                     | 1                                        |
| Número de mols   | 30,8782                     | 27,5515                                  |

Fonte: a autora (2023).

## 5 CONCLUSÃO

Após a descoberta do pré-sal, notou-se um crescimento significativo na produção de gás natural no Brasil. Contudo, tal GN é caracterizado por elevadas concentrações de  $\text{CO}_2$ , o que prejudica as etapas de processamento e transporte, como também intensifica o aquecimento global. Dada a importância da industrialização e dos combustíveis fósseis para o desenvolvimento econômico do país, é imprescindível buscar formas de reduzir as emissões de  $\text{CO}_2$  a atmosfera, a exemplo das tecnologias de captura e armazenamento de carbono. Destaca-se que cada técnica apresenta uma série de vantagens e desvantagens, sendo específica para determinada composição do combustível e a especificação desejada na corrente de saída.

Dentre as metodologias, a absorção química com alcanolaminas corresponde a mais aplicada industrialmente, sobretudo com o uso do MEA. Por isso, realizou-se a simulação do processo de remoção de  $\text{CO}_2$  da corrente de GN com auxílio do AspenPlus, visando verificar a eficiência da metodologia. Observou-se uma escassez de informações na literatura sobre os parâmetros necessários para o dimensionamento dos equipamentos presentes no processo, bem como dos resultados encontrados nas correntes de saídas, dificultando a análise crítica dos resultados obtidos na simulação.

Na etapa de absorção, notou-se a remoção eficiente do  $\text{CO}_2$  presente na corrente gasosa ao longo da coluna, à medida que foi observada a formação do carbamato. Outrossim, a solução de amina rica em  $\text{CO}_2$  apresentou cerca de 3% em mol de metano, em razão de sua dissolução no solvente. Ademais, foi notório a elevação da temperatura nos estágios da coluna em razão do caráter exotérmico da reação MEA- $\text{CO}_2$ .

Uma vez estabelecidas as condições de corrente necessárias, realizou-se a dessorção. Percebeu-se que apenas parte do  $\text{CO}_2$  foi desprendido, não sendo observada a reação de decomposição do carbamato, sendo obtida uma recuperação de 24% do  $\text{CO}_2$ . Com isso, avaliou-se o acréscimo de outra coluna de dessorção. Desse modo, foi observada uma recuperação superior a 90% do  $\text{CO}_2$  presente no sistema, estando em conformidade com a literatura para operações com MEA. Entretanto, a instalação de uma segunda coluna não se mostra vantajoso

economicamente, sendo recomendado o aprofundamento das simulações para garantir uma maior conversão do carbamato em  $\text{CO}_2$  e MEA na primeira coluna.

Além disso, em razão da solubilidade do  $\text{CH}_4$  no MEA, parte desse composto foi dissolvida, sendo encontrada na corrente de saída no fundo da coluna de absorção. Por isso, realizou-se o processo de recuperação do metano dissolvido através da instalação de um separador vaso flash na corrente gasosa de saída do desabsorvedor, sendo obtido um percentual de recuperação acima de 89%.

Com isso, pôde-se comprovar a eficiência e eficácia da absorção química por aminas para a remoção do  $\text{CO}_2$ . Entretanto, o processo de regeneração do solvente demanda elevadas quantidades de energia para realizar a total conversão do carbamato em  $\text{CO}_2$ , elevando o custo operacional e de investimento da técnica, de modo a limitar seu uso em escala industrial.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). Resolução ANP Nº 16, de 18 de junho de 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural 06/2023. Brasília: n. 154, 2023. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2023/boletim-junho-pdf.pdf>>.

AKINOLA, T. E.; OKO, E.; WANG, M. Study of CO<sub>2</sub> removal in natural gas process using mixture of ionic liquid and MEA through process simulation. **Fuel**, v. 236, p. 135-146, 2019.

ALCHEIKHHAMDON, Y.; HOORFAR, M. Natural gas purification from acid gases using membranes: A review of the history, features, techno-commercial challenges, and process intensification of commercial membranes. **Chemical Engineering and Processing-Process Intensification**, v. 120, p. 105-113, 2017.

ANDERSON, S.; NEWELL, R. Prospects for carbon capture and storage technologies. **Annu. Rev. Environ. Resour.**, v. 29, p. 109-142, 2004.

ASPENTECH. Aspen Plus® Products. Disponível em: < <https://www.aspentech.com/en/products/engineering/aspen-plus>>. Acesso em 18 set. 2023.

BAKER, R. W.; LOKHANDWALA, K. Natural gas processing with membranes: an overview. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, v. 47, n. 7, p. 2109-2121, 2008.

BEN-MANSOUR, R.; HABIB, M.A.; BAMIDELE, O.E.; BASHA, M.; QASEM, N.A.A.; PEEDIKAKKAL, A.; LAOUI, T.; ALI, Ml. Carbon capture by physical adsorption: materials, experimental investigations and numerical modeling and simulations—a review. **Applied Energy**, v. 161, p. 225-255, 2016.

BERSTAD, D.; NEKSÅ, P.; ANANTHARAMAN, R. Low-temperature CO<sub>2</sub> removal from natural gas. **Energy Procedia**, v. 26, p. 41-48, 2012.

BHOWN, A. S.; FREEMAN, B. C. Analysis and status of post-combustion carbon dioxide capture technologies. **Environmental science & technology**, v. 45, n. 20, p. 8624-8632, 2011.

BRUNETTI, A.; SCURA, F.; BARBIERI, G.; DRIOLI, E. Membrane technologies for CO<sub>2</sub> separation. **Journal of Membrane Science**, v. 359, n. 1-2, p. 115-125, 2010.

CHAMBRIARD, Magda. E o Novo Mercado de Gás? **Energia Hoje**, 2020. Disponível em: <<https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/e-o-novo-mercado-de-gas/>>. Acesso em 05 jun. 2023.

CHEN, G.; WANG, T.; ZHANG, G.; LIU, G.; JIN, W. Membrane materials targeting carbon capture and utilization. **Advanced Membranes**, v. 2, p. 100025, 2022.

CERVEIRA, Graziela Salvan. Remoção de CO<sub>2</sub> do biogás por permeação em membranas. 2016. p.154. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

FARAMAWY, S.; ZAKI, T.; SAKR, AA-E. Natural gas origin, composition, and processing: A review. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 34, p. 34-54, 2016.

FARIAS, L. M; SELLITTO, M. A.. Uso da energia ao longo da história: evolução e perspectivas futuras. **Revista Liberato**, v. 12, n. 17, p. 07-16, 2011.

FONT-PALMA, C.; CANN, D.; UDEMU, C. Review of cryogenic carbon capture innovations and their potential applications. **C (Journal of Carbon Research)**, v. 7, n. 3, p. 58, 2021.

GADELHA, Tatiana Salviano. Análise das tecnologias de remoção de CO<sub>2</sub> do gás natural: uma comparação técnico-econômica de absorção, membranas e híbridos. 2013. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2012.

GUTIERREZ, M. B. G. P. S. O setor de gás natural no Brasil: uma comparação com países da OCDE. Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, v. 277, 2022. Disponível em:<  
[https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/11226/1/td\\_2777.pdf](https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/11226/1/td_2777.pdf)>. Acesso em: 03 jul. 2023.

HINKOV, I.; LAMARI, F. D.; LANGLOIS, P.; DICKO, M.; CHILEV, C.; PENTCHEV, I. Carbon dioxide capture by adsorption. **Journal of Chemical Technology and Metallurgy (JCTM)**, v. 51, n. 6, p. 609-626, 2016.

HOUGHTON, J. Global warming. **Reports on progress in physics**, v. 68, n. 6, p. 1343, 2005.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. CO<sub>2</sub> Emissions in 2022. 2023.

IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 184 pp., doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.

KARIMI, M.; SHIZARD, M.; SILVA, J.A.C; RODRIGUES, A.E. Carbon dioxide separation and capture by adsorption: a review. **Environmental Chemistry Letters**, p. 1-44, 2023.

LI, B.; ZHANG, N.; SMITH, R. Simulation and analysis of CO<sub>2</sub> capture process with aqueous monoethanolamine solution. **Applied Energy**, v. 161, p. 707-717, 2016.

LYRA, M. Recursos naturais: gás natural. **Revista Política Hoje**, v. 23, n. 1, p. 149-174, 2014.

MAQSOOD, K.; MULLICK, A.; ALI, A.; KARGUPTA, K.; GANGULY, S. Cryogenic carbon dioxide separation from natural gas: a review based on conventional and novel emerging technologies. **Reviews in Chemical Engineering**, v. 30, n. 5, p. 453-477, 2014.

MARTINS, Paulo Roberto Lemos. Avaliação do processo de absorção de CO<sub>2</sub> com aminas utilizando HYSYS®. 2011. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2011.

MENG, F.; MENG, Y.; JU, T.; HAN, S.; LIN, L.; JIANG, J. Research progress of aqueous amine solution for CO<sub>2</sub> capture: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 168, p. 112902, 2022.

MIRZAEI, S.; SHAMIRI, A.; AROUA, M. K. CO<sub>2</sub> absorption/desorption in aqueous single and novel hybrid solvents of glycerol and monoethanolamine in a pilot-scale packed bed column. **Energy & Fuels**, v. 34, n. 7, p. 8503-8515, 2020.

MONDAL, M. K.; BALSORA, H. K.; VARSHNEY, P. Progress and trends in CO<sub>2</sub> capture/separation technologies: A review. **Energy**, v. 46, n. 1, p. 431-441, 2012.

NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION. **Global Temperature**. 2022. Disponível em: <<https://climate.nasa.gov/vital-signs/global-temperature/>>. Acesso em: 21 jun. 2023.

PRATES, C. P. T.; COSTA, R. C. da; PASTORIZA, F. A. Setor de petróleo e gás natural: perfil dos investimentos. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. 2005.

RAHIMPOUR, M. R.; FARSI, M.; MAKAREM, M. A. **Advances in Carbon Capture: Methods, Technologies, and Applications**. Woodhead Publishing, p. 479-501, 2020.

RIBEIRO, M. G.; HISSE, D.; PRADO, M. L.; SANTOS, T. C. dos; RONCONI, C. M. Tecnologias Sustentáveis de Captura de CO<sub>2</sub>: Uma Breve Revisão. **Revista Virtual de Química**, v. 14, n. 3, 2022.

SANTOS, Andreia Estrela dos. Estudos de absorção de CO<sub>2</sub> com soluções aminadas. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2012.

SILVA, Aryandson. da. Síntese de zeólitas LTA para captura de CO<sub>2</sub>. 2023. Dissertação (Mestrado em Química) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2023.

SONG, C.; LIU, Q.; DENG, S.; LI, H.; KITAMURA, Y. Cryogenic-based CO<sub>2</sub> capture technologies: State-of-the-art developments and current challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 101, p. 265-278, 2019.

SONG, C.; LIU, Q.; JI, N.; DENG, S.; ZHAO, J.; KITAMURA, Y. Natural gas purification by heat pump assisted MEA absorption process. **Applied Energy**, v. 204, p. 353-361, 2017.

SOUZA, Carlos Henrique Ferreira Brasil de. Modelling of reactive absorption for natural gas treatment. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

TAVARES, Denise Trigilio. Análise quantitativa de alcanolaminas e CO<sub>2</sub> no processo de absorção química via espectroscopia no infravermelho. Dissertação (Mestrado em Tecnologia Nuclear – Materiais) – Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, São Paulo, 2015.

WILCOX, J.; HAGHPANAH, R.; RUPP, E.C.; HE, J.; LEE, K. Advancing adsorption and membrane separation processes for the gigaton carbon capture challenge. **Annual review of chemical and biomolecular engineering**, v. 5, p. 479-505, 2014.

## APÊNDICE A – ESPECIFICAÇÕES DOS EQUIPAMENTOS

| Coluna de Absorção     |                                       |
|------------------------|---------------------------------------|
| Parâmetro              | Valor                                 |
| Número de estágios     | 20                                    |
| Pressão (kPa)          | 102 (1° estágio)<br>150 (20° estágio) |
| Altura (m)             | 17                                    |
| Diâmetro (m)           | 1,1                                   |
| Bomba                  |                                       |
| Pressão da saída (kPa) | 115                                   |
| Trocador de calor      |                                       |
| Temperatura (°C)       | 77                                    |
| Pressão (kPa)          | 115                                   |
| Coluna de Dessorção    |                                       |
| Número de estágios     | 15                                    |
| Pressão (kPa)          | 102 (1° estágio)<br>115 (15° estágio) |
| Altura (m)             | 6,1                                   |
| Diâmetro (m)           | 1,0                                   |
| Separador Flash        |                                       |
| Temperatura (°C)       | -161                                  |
| Pressão (kPa)          | 102                                   |