



Monografia de Graduação

Análise experimental da captura de CO₂ em microrreatores utilizando soluções aquosas de monoetanolamina

Antônio Matheus Lima Bezerra

Natal, janeiro de 2025

Antônio Matheus Lima Bezerra

**Análise experimental da captura de CO₂ em microrreatores utilizando
soluções aquosas de monoetanolamina**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Universidade Federal do Rio Grande do Norte -
UFRN, como parte dos requisitos exigidos para
a obtenção do título de Bacharel em Engenharia
Química.

Orientador: Prof. Dr. Domingos Fabiano de
Santana Souza

Coorientador: Dr. Carlos Eduardo de Araújo Pa-
dilha

Natal - RN

2025

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN
Sistema de Bibliotecas - SISBI

Catálogo de Publicação na Fonte. UFRN - Biblioteca Setorial Prof. Horácio Nicolas Solimo - - Engenharia Química -
EQ - CT

Bezerra, Antonio Matheus Lima.

Análise experimental da captura de CO₂ em microrreatores utilizando soluções aquosas de monoetanolamina / Antonio Matheus Lima Bezerra. - Natal: UFRN, 2025.

60f.: il.

Monografia (graduação) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Química. Natal, RN, 2025.

Orientação: Domingos Fabiano de Santana Souza.

Coorientação: Carlos Eduardo de Araújo Padilha.

1. Captura de carbono - monografia. 2. Pós-combustão - monografia. 3. Absorção - monografia. 4. Aminas - monografia. 5. Microrreator - monografia. I. Souza, Domingos Fabiano de Santana. II. Padilha, Carlos Eduardo de Araújo. III. Título.

RN/UF/BSEQ

CDU 661.66

The most obvious characteristic of science is its application, the fact that as a consequence of science one has a power to do things.

(Richard Feynman)

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais pelo apoio incondicional, pela motivação e paciência em todos os momentos.

A minha namorada que tem sido companheira nos momentos de felicidade e de dificuldade que pude enfrentar, sobretudo na realização deste trabalho.

Aos meus caros amigos do ISI-ER, que fizeram parte da minha trajetória.

Ao meu orientador pelos ensinamentos, incentivos e pela autonomia que me deu para a realização deste trabalho.

Ao secretário do Curso de Engenharia Química por seu profissionalismo e por sua serenidade diante de meu “desespero” de fim de jornada.

À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e ao seu Programa de Formação de Recursos Humanos pelo incentivo financeiro que tornou possível a realização deste trabalho.

LIMA BEZERRA, Antônio Matheus – Análise experimental da captura de CO₂ em microrreatores utilizando soluções aquosas de monoetanolamina. Trabalho de Conclusão de Curso, UFRN, Departamento de Engenharia Química. Área de Concentração: Engenharia Química. Linha de Pesquisa: Intensificação de Processos Químicos. 2025, Natal/RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Domingos Fabiano de Santana Souza

Coorientador: Dr. Carlos Eduardo de Araújo Padilha

RESUMO: As preocupações com as mudanças climáticas e o aquecimento global tem levado a esforços globais para atingir as metas de descarbonização propostas através de acordos inter-governamentais e agências de monitoramento do clima mundial. A chave para uma mudança precisa e segura perpassa por um conjunto de novas tecnologias de captura, utilização e armazenamento do CO₂. Este trabalho aponta para um estudo detalhado dessas tecnologias, suas aplicações e implicações no cenário mundial de descarbonização. A seleção da melhor tecnologia de captura passa por uma investigação exaustiva dos métodos e do balanço energético de cada técnica. Os processos de separação de gás, em destaque a captura de carbono por pós-combustão utilizando soluções aquosas de alcanolaminas por absorção, pode ser substancialmente aprimorado usando microssistemas de alto desempenho para gerar um ganho maior na área de superfície disponível para a reação. O presente trabalho busca o estudo do comportamento microfluídico e o desempenho de transferência de massa, no contexto da absorção, na interação gás-líquido de CO₂ em monoetanolamina aquosa em um microssistema. Para isso, foi estudada a absorção de CO₂ em água destilada e em soluções aquosas de monoetanolamina utilizando um microrreator de acrílico com canal de 150 mm de comprimento e 600 µm de diâmetro interno, operando sob diferentes condições de razão volumétrica gás-líquido (0,5-2). Os resultados mostraram que, sem MEA, a eficiência máxima de remoção de CO₂ foi, no máximo, 30%, enquanto para concentrações de MEA acima de 0,5M alcançou-se eficiência de 100%, evidenciando o alto potencial do uso de microssistemas no aprimoramento de processos de captura de carbono.

Palavras-chave: Captura de carbono; Pós-combustão; Absorção; Aminas; Microrreator.

LIMA BEZERRA, Antônio Matheus – Experimental analysis of CO₂ capture in microreactors using aqueous monoethanolamine solutions. Undergraduate Dissertation, UFRN, Department of Chemical Engineering. Concentration Area: Chemical Engineering. Line of Research: Chemical Process Intensification. 2025, Natal/RN, Brazil.

Supervisor: Prof. Dr. Domingos Fabiano de Santana Souza

Co-Supervisor: Dr. Carlos Eduardo de Araújo Padilha

ABSTRACT: The growing concerns about climate change and global warming have driven global efforts to achieve decarbonization goals proposed by intergovernmental agreements and international climate monitoring agencies. The key to a precise and safe transition lies in new technologies for carbon capture, utilization, and storage CO₂. This work presents a detailed study of these technologies, their applications, and their implications for the global decarbonization scenario. The selection of the best capture technology requires an exhaustive investigation of the methods and the energy balance of each technique. Gas separation processes, particularly post-combustion carbon capture using aqueous amine solutions through absorption, can be significantly improved by employing high-performance microsystems that increase the available surface area for reaction. This study investigates the microfluidic behavior and mass transfer performance in the context of CO₂ absorption in aqueous monoethanolamine solutions using a microsystem. To this end, CO₂ absorption in distilled water and aqueous monoethanolamine solutions was studied using an acrylic microreactor with a channel length of 150 mm and an internal diameter of 600 μm, operating under different gas-liquid volumetric ratios (0.5–2). The results showed that, without MEA, the maximum CO₂ removal efficiency was 30%. In contrast, for MEA concentrations above 0.5M, a 100% removal efficiency was achieved, highlighting the high potential of microsystems to enhance carbon capture processes.

Palavras-chave: Carbon capture; Post-combustion; Absorption; Amines; Microreactor.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	2
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1	Emissão de CO ₂ no setor de energia	5
2.1.1	Emissão de CO ₂ no Brasil	5
2.2	Gás Natural	6
2.3	Tecnologias Convencionais para Captura de CO ₂	8
2.3.1	Pré-combustão	9
2.3.2	Pós-combustão	9
2.3.3	Oxi-combustão	10
2.3.4	Recirculação química	10
2.3.5	Captura direto do ar	11
2.3.6	Comparação entre as principais tecnologias de captura de CO ₂	11
2.4	Tecnologias de separação de CO ₂	14
2.4.1	Absorção química	14
2.4.1.1	Tipos e características das aminas mais utilizadas	14
2.4.2	Adsorção	16
2.4.3	Membranas	16
2.4.4	Destilação criogênica	18
2.5	Transporte de CO ₂	19
2.6	Armazenamento geológico de CO ₂	19
2.7	Utilização do CO ₂	20
2.8	Miniaturização dos processos de captura	20
2.8.1	Padrão de escoamento em microssistemas	22
2.8.2	Geometria dos microcanais	23
3	METODOLOGIA	27
3.1	Materiais usados para realização dos experimentos	27
3.1.1	Misturas gasosas usadas para alimentação do microssistema	27
3.1.2	Soluções aquosas de Monoetanolamina	27
3.2	Preparo das misturas gasosas e soluções aquosas	27
3.2.1	Preparo das misturas gasosas usadas para alimentação	27
3.2.2	Preparo das soluções aquosas de MEA	28
3.3	Aparatos e montagem da bancada	29
3.4	Condições experimentais	30
3.5	Software de coleta de dados para MH-Z16	30
3.6	Cálculo eficiência de captura	31

4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	33
4.1	Avaliação da eficiência de remoção de CO₂ em função da razão volumétrica gás/líquido em água destilada	33
4.2	Avaliação da eficiência de remoção de CO₂ em função da razão volumétrica gás/líquido em Monoetanolamina 0,5M	34
4.3	Efeito dos parâmetros sobre as respostas de eficiência de absorção	35
5	CONCLUSÃO	38
	Referências	39
	APÊNDICE A – DADOS DE CALIBRAÇÃO	44
	APÊNDICE B – CÓDIGO INTERFACE DO SENSOR	46

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução das emissões de CO ₂ associadas a fontes fósseis de energia (1990 a 2022)	5
Figura 2 – Emissões de CO ₂ em 2022 por Estado brasileiro	6
Figura 3 – Produção de Gás Natural (MMm ³ /dia)	7
Figura 4 – Diagrama da captura de dióxido de carbono pós-combustão	10
Figura 5 – Esquema do processo de captura de CO ₂ pós-combustão com solução de aminas	15
Figura 6 – Fluxograma do processo de CCU	21
Figura 7 – Mapa do regime de fluxo para diferentes velocidades superficiais de gás e líquido	22
Figura 8 – Estruturas de padrões de escoamento comumente encontrados na literatura .	23
Figura 9 – Diferentes geometrias dos microcanais	24
Figura 10 – Representação da bancada	29
Figura 11 – Programa em Python CO2Collect	31
Figura 12 – Eficiência de Remoção de CO ₂ em Função da Razão G/L (água)	33
Figura 13 – Eficiência de Remoção de CO ₂ em Função da Razão G/L (MEA)	35
Figura 14 – Curva de Calibração da Bomba Seringa push-pull	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 3 – Composição do gás natural em diferentes reservatórios – % mol/mol	8
Tabela 4 – Vantagens e desvantagens de diferentes abordagens de captura de CO ₂	12
Tabela 5 – Tecnologias encontradas e eficiências de captura de carbono.	13
Tabela 6 – Características das aminas mais comuns relatadas na literatura	16
Tabela 7 – Vantagens e desvantagens de aminas selecionadas para a captura de CO ₂	17
Tabela 8 – Comparação das diferentes tecnologias de separação de CO ₂	18
Tabela 9 – Pressões parciais de cada componente nas misturas gasosas	28
Tabela 10 – Soluções de aminas preparadas e suas respectivas concentrações	29
Tabela 11 – Características do Microrreator	30
Tabela 12 – Vazões de Gás e Líquido com Razão <i>G/L</i>	30
Tabela 13 – Eficiência de Remoção de CO ₂ em água	33
Tabela 14 – Eficiência de Remoção de CO ₂ para em Função da Razão <i>G/L</i> (MEA)	34
Tabela 15 – Dados de Calibração da Bomba Seringa	44

LISTA DE ACRÔNIMOS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CCS	<i>Carbon capture and storage</i>
CCU	<i>Carbon capture and utilization</i>
CCUS	<i>Carbon capture, utilization, and storage</i>
DAC	<i>Direct air capture</i>
EOR	<i>Enhanced oil recovery</i>
GEE	Gases de Efeito Estufa
IEA	<i>International Energy Agency</i>
GNL	Gás Natural Liquefeito
MEA	Monoetanolamina
TRL	Technology Readiness Level

LISTA DE SÍMBOLOS

M_i	Concentração molar do componente i em solução (mol/L)
MM	Massa molar do componente i (g/mol)
ρ_i	Densidade do componente i em solução (g/mL)
V_{sol}	Volume total da solução (L)
V_i	Volume do componente i necessário para a solução (L)
P	Pressão do gás (Pa ou bar)
V	Volume do sistema (L)
n	Quantidade de matéria total de gás (mol)
R	Constante dos gases ideais (8,314 J/(mol·K) ou 0,0821 L·bar/(mol·K))
T	Temperatura absoluta (K)
P_j	Pressão parcial do componente j (Pa ou bar)
n_j	Quantidade de matéria do componente j (mol)
x_j	Fração molar do componente j
n_{total}	Quantidade total de matéria de todos os componentes (mol)
P_{total}	Pressão total do sistema (Pa ou bar)
P_{N_2}	Pressão parcial de N_2 (Pa ou bar)
P_{CO_2}	Pressão parcial de CO_2 (Pa ou bar)

CAPÍTULO 1

Introdução

1 INTRODUÇÃO

Devido ao avanço do aquecimento global, ocasionado por efeitos antropogênicos, e à dependência do fornecimento de energia por recursos fósseis, surge a necessidade de medidas que atuem na contramão da emissão de carbono. Concentrações globais de CO₂ na atmosfera aumentaram desde a época pré-industrial de, aproximadamente, 277 partes por milhão (ppm) por volta de 1750 para, aproximadamente, 316 partes por milhão (ppm) em 1958 para aproximadamente 371 ppm em 1999 e acelerando para 426 ppm em junho de 2024 (NOAA, 2024). O Acordo de Paris, tratado internacional sobre mudanças climáticas firmado por 195 países em 2015, determina limites para o crescimento da temperatura global a 1,5 °C em relação aos níveis pré-industriais. Ele também determina a mitigação da emissão de CO₂, principal gás de efeito estufa (GEE), como fator-chave para o desenvolvimento sustentável, o que exigirá um aprimoramento nos métodos para captura e estocagem de carbono (CCS) e também, no contexto recente, de utilização (CCUS). O uso de CO₂ é frequentemente considerado de mãos dadas com o CCS no contexto de mitigação de mudanças climáticas (IEA, 2019). Com isso, os atuais esforços das políticas globais vêm trazendo foco para a neutralidade de carbono (Net Zero). As metas de descarbonização e minimização de GEE visam a redução do aquecimento global, assim como zerar as emissões de dióxido de carbono até 2050.

Segundo o Painel Intergovernamental de Mudança do Clima (IPCC), o setor de petróleo e gás recebe destaque como um dos maiores emissores de dióxido de carbono na indústria mundial durante o processo de extração de petróleo e gás natural (IPCC, 2014, 2022). De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), de 2020 a 2021, em escala global, houve aumento de 0,85% na emissão de dióxido de carbono a partir de gás natural e aproximadamente 1% de aumento a partir do petróleo para produção de energia (IEA, 2021). Visto que, nesse panorama destacado, há a crescente necessidade de descarbonização, a indústria de petróleo e gás necessita de técnicas eficazes de captura e armazenamento de dióxido de carbono (CCS) a fim de alcançar a tão almejada neutralidade de carbono (IPCC, 2022).

O CCS é definido como o processo que consiste na separação de CO₂ de fontes industriais e relacionadas com a energia, transporte para um local de estocagem e isolamento de longo prazo da atmosfera (IPCC, 2005). A partir desta definição, o CCS abrange três estágios básicos: separação de CO₂, transporte e estocagem (Wang et al., 2011).

O uso de CO₂ é um complemento, não uma alternativa, ao armazenamento de CO₂ para as reduções de emissões em larga escala. Não se espera que o uso de CO₂ proporcione reduções de emissões na mesma escala que CCS, mas pode desempenhar um papel no cumprimento das metas climáticas como parte de um conjunto de tecnologias (IEA, 2019). Existem 3 diferentes tipos principais de sistemas de captura de CO₂: pós-combustão, pré-combustão e oxi-combustão (IPCC, 2005; Oh et al., 2016; Li et al., 2016).

A tecnologia ou sistema de captura mais amplamente utilizado e vantajosa em detrimento dos demais é a pós-combustão. Múltiplas tecnologias de separação podem ser usadas

com captura pós-combustão. Algumas dessas tecnologias são: absorção, adsorção, separação por membranas e separação por destilação criogênica (IPCC, 2005). A absorção é a tecnologia de maior maturidade para remoção de CO₂ de correntes gasosas. A adsorção, destilação criogênica e operação em membranas apresentam papel secundário na remoção de dióxido de carbono (Yu et al., 2018). A absorção trata-se da passagem de um soluto da fase gasosa para uma fase líquida após contato íntimo entre elas, garantido por solubilidade e/ou reação iônica. Em plantas industriais, soluções de alcanolaminas são usadas como absorventes de dióxido de carbono. As soluções de alcanolaminas são alimentadas em grandes colunas de recheio no sentido de aumentar a área de contato e melhorar a transferência de massa (Aghel et al., 2019). Entretanto, a ocorrência de inundações e formação de espuma é comum durante a operação de colunas de absorção (Thitakamol e Veawab, 2009). Vale considerar também o custo energético na regeneração dos reagentes e o custo de instalação das colunas de absorção. Logo, existe um interesse tecnológico na melhoria e intensificação desse processo para que seja capaz de tratar o gás natural e biogás e que não ofereçam dificuldades para instalação, operação e manutenção (Ye et al., 2012). Microsistemas têm demonstrado grande potencial na intensificação de processos de captura de CO₂, destacando-se por sua elevada razão área-volume, eficiência energética e escalonabilidade. Estudos recentes também exploram o uso de microrreatores com soluções diluídas de aminas nos quais resultados promissores indicam eficiência superior em condições otimizadas (Ganapathy et al., 2016).

CAPÍTULO 2

Revisão Bibliográfica

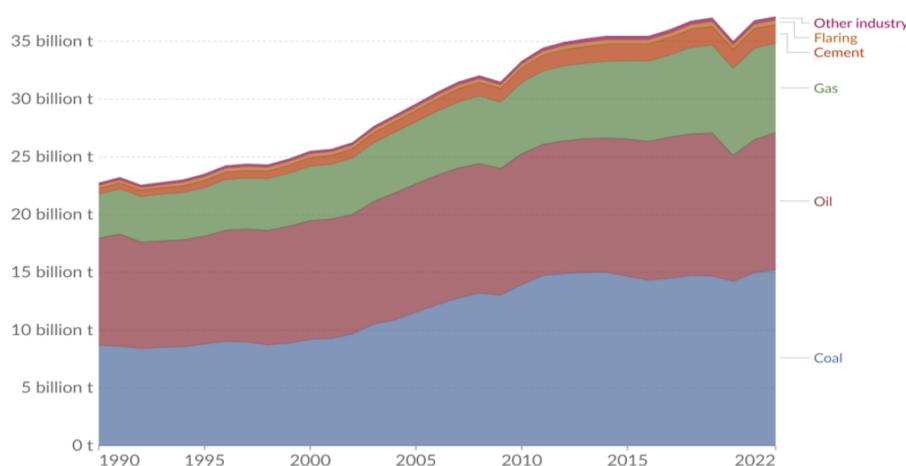
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Emissão de CO₂ no setor de energia

Sabe-se que impacto do aquecimento global devido à emissão de GEEs, sendo o dióxido de carbono o principal, é motivo de preocupação ao redor do mundo. Constantemente, esforços são feitos no sentido de atenuar e, até mesmo, zerar as emissões desses gases que impactam na atmosfera. A ascensão da temperatura média global eventualmente implica na elevação do nível do mar e, se não controlada de forma devida, traz consigo sérios ambientais como a ocorrência de tempestades e inundações ao redor do mundo. Embora esta situação esteja clara e seja preocupante, por outro lado, tem-se o aumento constante da população mundial, o que imediatamente implica no crescimento da demanda por energia. A utilização de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural) é necessária para atender a essa demanda de energia global e isto representa, em contra partida, emissões de CO₂ na atmosfera (IPCC, 2014; Sreedhara et al., 2017).

A Figura 1 mostra a evolução mundial das emissões de dióxido de carbono entre 1990 e 2022 nas cadeias energéticas. Destacam-se as emissões associadas às principais fontes de energia fóssil; o carvão mineral ainda lidera em números de emissões frente as demais.

Figura 1 – Evolução das emissões de CO₂ associadas a fontes fósseis de energia (1990 a 2022)



Fonte: Ritchie et al., 2023.

Segundo a IEA (2021), a pandemia COVID-19 levou a uma redução nas emissões de dióxido de carbono nos primeiros meses de 2020, mas uma forte recuperação foi observada no final do mesmo ano.

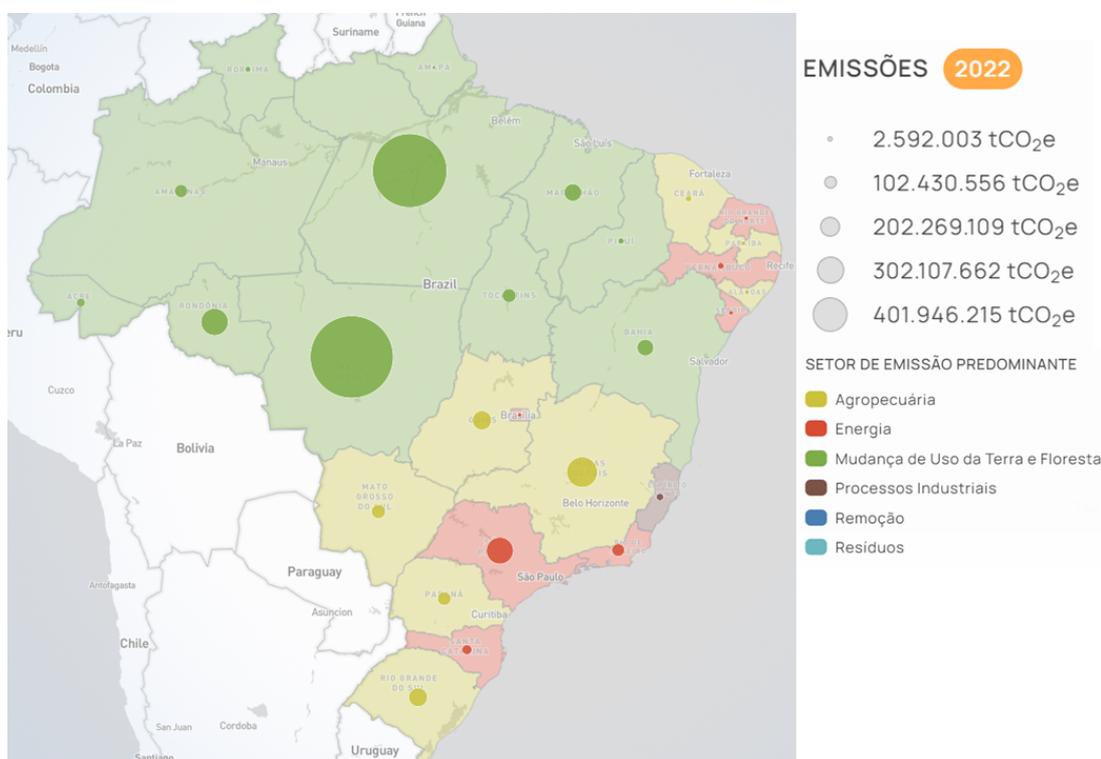
2.1.1 Emissão de CO₂ no Brasil

No Brasil, os dados oficiais de emissões de GEE são divulgados através do Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovações, por meio do Sistema de Registro Nacional de Emissões (SI-

RENE). O relatório das Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa é divulgado em decorrência da Política Nacional sobre a Mudança do Clima, estabelecida por meio da Lei Nº 12.187/2009, que definiu o compromisso nacional voluntário de adoção de ações de mitigação com vistas a reduzir as emissões de gases de efeito estufa do Brasil (BRASIL, 2023).

Por outro lado, de maneira alternativa, o Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG), cuja iniciativa é do Observatório do Clima, divulga mais frequentemente inventários de emissões de GEE para o Brasil. A informação mais recente é para o período 1990-2022. Um aspecto importante nos dados reportados pela SEEG são as elevadas emissões nas regiões Norte e Centro-Oeste, que compreende os Estados do Mato Grosso e Pará, a qual pode ser um reflexo do desmatamento em áreas de floresta protegida (SEEG, 2024).

Figura 2 – Emissões de CO₂ em 2022 por Estado brasileiro



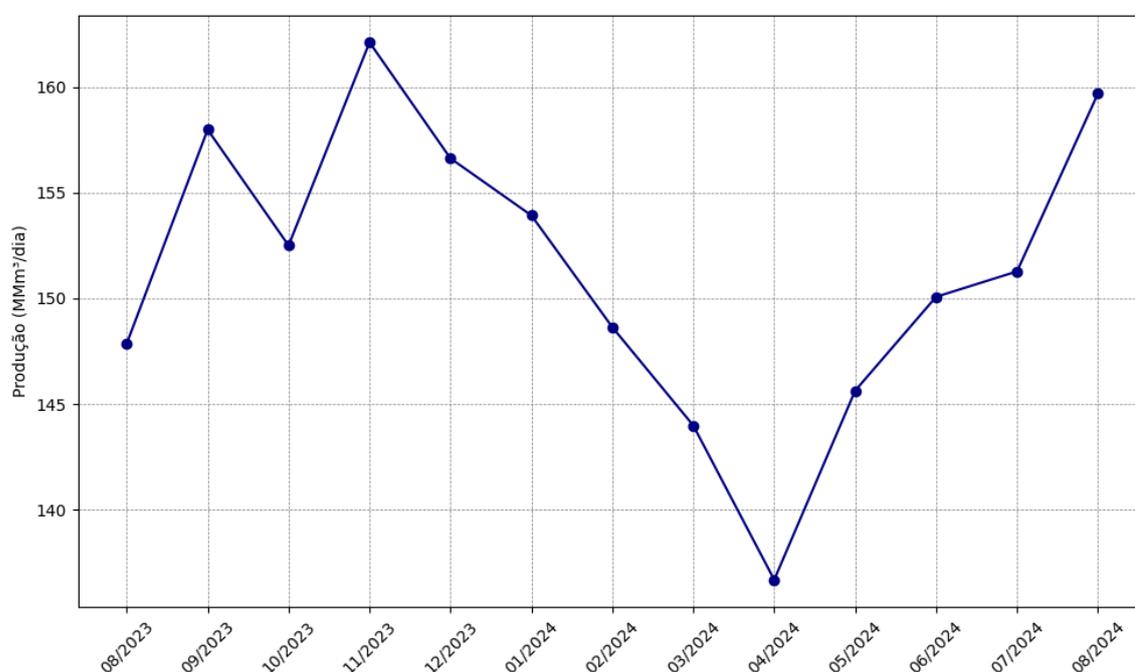
Fonte: SEEG, 2024.

2.2 Gás Natural

Dada a condição corrente de esforços para se atender o aumento da demanda mundial de energia, e, ao mesmo tempo, combater os impactos ambientais ora mencionados, a produção de uma quantidade suficiente de energia, com alta qualidade, viabilidade econômica e sustentabilidade ambiental é a grande preocupação nos dias presentes. Um dos componentes vitais da oferta mundial de energia que satisfaz a essas exigências mencionadas é o gás natural (Shimekit e Mukhtar, 2012).

Segundo o Ministério de Minas e Energia (2024), referente ao período de agosto de 2023 a agosto 2024 (Figura 3), a produção de gás natural, no Brasil, teve um crescimento considerável estando, no dado de agosto de 2024, em 159,7 milhões de m³/dia (aumento de 8% em relação a dezembro de 2023). No ano de 2022, o gás natural foi responsável por 6,1% da matriz energética nacional (EPE, 2023). No Brasil, foi aprovada a Lei do Gás em 2009 (Lei nº 11.909) e que definiu as diretrizes do gás natural por um bom tempo; todavia, as iniciativas para a abertura do mercado, a partir de 2016, convergiram na Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021), que tem o intuito de atrair novos agentes para a cadeia produtiva, aumentar os investimentos, reduzir os preços e garantir maior integração da produção do gás natural com os setores de geração de energia elétrica e industrial (Morais, 2021).

Figura 3 – Produção de Gás Natural (MMm³/dia)



Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2024.

Segundo a Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021), o gás natural é todo hidrocarboneto que permanece em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais.

O gás natural produzido nos poços terá uma faixa diferente de composição dependendo do tipo, profundidade e localização dos reservatórios subterrâneos (poros das rochas sedimentares) e da geologia da área. Na maioria das vezes, o petróleo e o gás natural são encontrados juntos em um reservatório. Quando o gás natural é produzido a partir de poços de petróleo, é classificado como associado ao (dissolvido em) petróleo, quando não, é classificado como não associado (Shimekit e Mukhtar, 2012). A Tabela 3 mostra a composição do gás natural encontrado em reservatórios pelo mundo.

Tabela 3 – Composição do gás natural em diferentes reservatórios – % mol/mol

Componente (% Molar)	Groningen (Países Baixos)	Laeq (França)	Uch (Paquistão)	Uthmaniyah (Arábia Saudita)	Ardjuna (Indonésia)
CH ₄	81,3	69,0	27,3	55,5	65,7
C ₂ H ₆	2,9	3,0	0,7	18,0	8,5
C ₃ H ₈	0,4	0,9	0,3	4,8	14,5
C ₄ H ₁₀	0,1	0,5	-	4,4	5,1
C ₅ ⁺	0,1	0,5	-	2,0	5,1
N ₂	14,3	1,5	25,2	0,2	1,3
H ₂ S	-	15,3	-	1,5	-
CO ₂	0,9	9,3	46,2	8,9	4,1

Fonte: Shimekit & Mukhtar, 2012.

A composição do gás natural e biogás no momento da produção apresenta teor de dióxido de carbono em percentuais >30% e 30-50%, respectivamente. Esses valores não atendem à legislação nº 16 estabelecida em 2008 pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) para o gás natural e a resolução nº 886/2022 para biogás. A remoção de dióxido de carbono deve ser efetiva para que elas alcancem 3% molar para o gás natural e valores de 3% molar para o biogás. Evitar problemas de corrosão de tubulações e tanques é outra motivação para o tratamento dos combustíveis gasosos.

2.3 Tecnologias Convencionais para Captura de CO₂

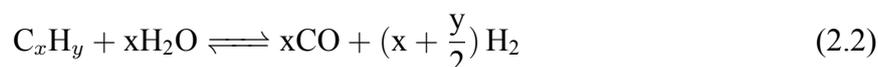
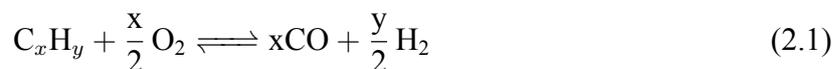
O objetivo da captura de CO₂ é produzir um fluxo concentrado de CO₂ em alta pressão que pode ser prontamente transportado para um local de armazenamento. Embora, a priori, todo o fluxo de gás contendo baixas concentrações de CO₂ possa ser transportado e injetado no subsolo, os custos de energia e outros associados geralmente tornam essa abordagem impraticável. Portanto, é necessário se produzir um fluxo de CO₂ quase puro para transporte e armazenamento. Aplicações que separam CO₂ em grandes plantas industriais, incluindo plantas de tratamento de gás natural e instalações de produção de amônia, já estão em operação hoje. Atualmente, o CO₂ é normalmente removido para purificar outros fluxos de gases industriais. A remoção tem sido usada, em alguns casos, para fins de armazenamento, no entanto, na sua maioria o CO₂ é emitido para a atmosfera – o que acentua ainda mais o efeito estufa. Os processos de captura também têm sido empregados para obter quantidades comercialmente úteis de CO₂ a partir de fluxos de gás de combustão gerados pela queima de carvão ou gás natural. Esse CO₂ capturado pode ser utilizado na indústria alimentícia, indústria de cimento, indústria de petróleo, indústria de amônia, indústria de papel e celulose e indústria siderúrgica (Gautam e Mondal, 2023; IPCC, 2005).

Dependendo do processo ou aplicação da usina em questão, existem cinco abordagens principais para capturar o CO₂ gerado a partir de um combustível fóssil primário (carvão, gás natural ou petróleo), biomassa ou misturas destes combustíveis: pós-combustão, pré-combustão,

oxi-combustão, recirculação química e captura direta do ar (Dergal, 2013; IPCC, 2005; Oh et al., 2016; Li et al., 2016).

2.3.1 Pré-combustão

Neste processo, o combustível (geralmente carvão ou gás natural) é submetido a um pré-tratamento antes da combustão completa. Este processo é extremamente eficiente em termos energéticos, com uma alta taxa de absorção de CO₂. O CO₂ capturado apresenta um alto nível de concentração, em alta pressão e uma temperatura elevada. A combustão de combustíveis fósseis ocorre seja com oxigênio (do ar) ou com vapor d'água. A combustão com oxigênio é uma reação altamente exotérmica conhecida como oxidação parcial, Equação 2.1. Outro fenômeno é governado pela combustão com vapor d'água, que é endotérmica, chamada reforma a vapor, Equação 2.2. Ambas essas reações de combustão liberam monóxido de carbono e gás hidrogênio como produtos. A mistura desses gases é conhecida como gás de síntese, e todo o procedimento é chamado de gaseificação de combustíveis fósseis. Embora a eficiência de captura de CO₂ seja baixa e devido à maior capacidade de processamento de combustíveis, a oxidação parcial é preferida em relação à reforma a vapor pelas indústrias modernas (Gautam e Mondal, 2023; Leung et al., 2014).



Para usinas de carvão, o tratamento preliminar implica um processo de gaseificação conduzido em um gaseificador com um nível reduzido de oxigênio, resultando na formação de um gás de síntese predominantemente composto por CO e H₂, com mínima presença de outros gases poluentes, Equação 2.3. Posteriormente, o gás de síntese é submetido a uma reação de deslocamento do gás com vapor d'água (water gas shift reaction), favorecendo a produção adicional de H₂, enquanto o CO gasoso é convertido em CO₂, Equação 2.4 (Leung et al., 2014).

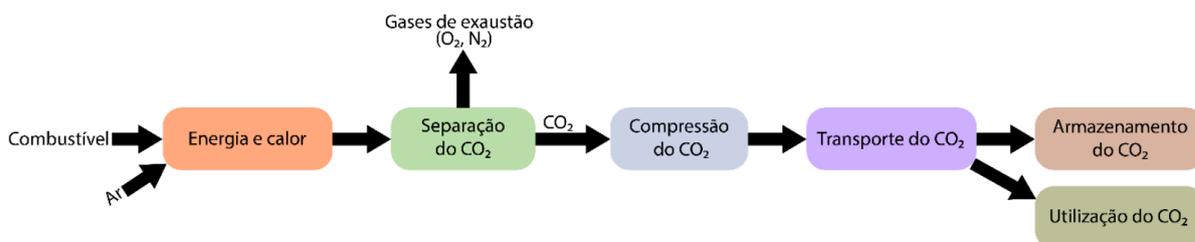


2.3.2 Pós-combustão

Como o nome sugere, esses sistemas capturam CO₂ dos gases de combustão produzidos após a queima de combustíveis fósseis ou outros materiais carbonáceos (como biomassa). As

usinas de energia baseadas em combustão fornecem a maior parte da eletricidade do mundo hoje em dia. Os sistemas de captura pós-combustão representam uma solução técnica e economicamente viável para mitigar as emissões em diversos setores nos quais a redução de carbono pode ser alcançada, embora possa ser dispendiosa no curto prazo. Esses setores incluem não apenas grandes emissores industriais que dependem da queima de combustíveis fósseis, como a geração de energia, siderurgia e produção de cimento, mas também emissores secundários, como incineradores de resíduos e plantas químicas, e até mesmo emissores que poderiam potencialmente gerar emissões negativas, como bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS). A atualização de instalações existentes com unidades de captura pós-combustão pode ser a maneira mais eficiente e econômica de reduzir as emissões na saída sem prejudicar o processo principal, impulsionando assim a transição para setores industriais com emissões líquidas de CO₂ zero (Gautam e Mondal, 2023; Rubin et al., 2012).

Figura 4 – Diagrama da captura de dióxido de carbono pós-combustão



Fonte: Autor, 2024.

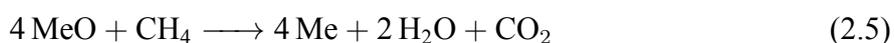
2.3.3 Oxi-combustão

Os sistemas de oxi-combustão usam oxigênio em vez de ar para realizar a queima do combustível primário para produzir um gás de combustão que é principalmente vapor de água e CO₂. A combustão com oxigênio restringe a quantidade de nitrogênio, e apenas seus traços permanecem na corrente de gás de combustão. Isso resulta em um gás de combustão com altas concentrações de CO₂, maior que 80% em volume (Figuerola et al., 2008; Kanniche et al., 2010). Comparada a outras tecnologias de captura, essa técnica está ganhando mais atenção no processo de captura de CO₂ devido à sua maior pureza de CO₂ (eficiência de captura quase 100%) e sua operação econômica. Suas desvantagens são que elas requerem um grande volume de gás oxigênio, uma operação arriscada, é altamente cara e sua comercialização não foi possível até agora.

2.3.4 Recirculação química

No processo de recirculação química, o contato entre o combustível e o ar é evitado usando um transportador sólido de oxigênio (TSO), geralmente um óxido metálico. O transpor-

tador de oxigênio circula entre dois reatores de leito fluidizado interconectados, os reatores de combustível e ar. O combustível injetado no reator de combustível e reage com o TSO, proporcionando a combustão completa e liberando CO_2 e H_2O (Equação 2.5), dessa forma o óxido é reduzido para sua forma metálica – materiais à base de Ni têm sido normalmente usados como transportador de oxigênio para o processo recirculação química devido à sua alta reatividade de redução e à atividade catalítica do Ni metálico reduzido gerado no processo. O transportador de oxigênio reduzido é regenerado no reator de ar com o oxigênio do ar (Equação 2.6). Se a quantidade de oxigênio alimentada no reator de ar for controlada, é possível obter N_2 puro como subproduto do processo (Adáñez-Rubio et al., 2021).



2.3.5 Captura direto do ar

A captura direto do ar (DAC) é um dos processos de captura que vem ganhando muito destaque, todavia é uma abordagem bastante desafiadora. Neste tipo de processo, trata-se de lidar com um fluxo de ar de dióxido de carbono em condições atmosféricas e altamente diluídas a uma concentração no ar de aproximadamente 400 ppm (Modak e Jana, 2019). As tecnologias de DAC podem nos oferecer um papel importante para o futuro, com o objetivo de alcançar a meta mundial pela neutralidade de emissões de carbono até 2050. As técnicas de DAC se dividem em, basicamente, dois processos de captura: uso de solvente líquido e sorbente sólido (McQueen et al., 2021). As principais categorias são: solventes líquidos com alta temperatura de regeneração, sorbentes sólidos com baixa temperatura de regeneração e regeneração por hidratação de sorbentes sólidos (IPCC, 2022). Segundo a IEA (2022), o número de instalações de captura direta do ar de CO_2 tem crescido nos últimos anos chegando a 18 instalações de DAC operando ao redor do mundo com capacidade para capturar quase 0,01 MtCO_2 por ano. Em relação ao atual cenário de negócios da tecnologia DAC, os principais desenvolvedores industriais de DAC são Carbon Engineering (Canadá), Climeworks (Suíça) e Global Thermostat (EUA).

Por se tratar de uma tecnologia inovadora, os desafios para sua implementação são imediatos, de forma que tem se tornado objeto de pesquisas as quais buscam estratégias para sua implementação, levando em consideração custos e o desempenho para torná-la mais acessível.

2.3.6 Comparação entre as principais tecnologias de captura de CO_2

A tecnologia ou sistema de captura mais amplamente utilizada e vantajosa em comparação das outras mencionadas é a pós-combustão. Múltiplas tecnologias de separação podem

ser usadas com captura pós-combustão. Algumas dessas tecnologias são: absorção química, absorção física, adsorção, separação por membrana e separação por destilação criogênica (IPCC, 2005). A absorção é a tecnologia mais usada para remoção de CO₂ de correntes gasosas. A adsorção, criogenia e operação em membranas apresentam papel secundário na remoção de dióxido de carbono (Yu et al., 2018). A absorção trata-se da passagem de um soluto da fase gasosa para uma fase líquida após contato íntimo entre elas, garantido por solubilidade e/ou reação iônica. Em plantas industriais, soluções de alcanolaminas são usadas como absorventes de dióxido de carbono. A Tabela 4 compara os principais tipos de tecnologias de captura de CO₂.

Tabela 4 – Vantagens e desvantagens de diferentes abordagens de captura de CO₂

Processo de captura	Área de aplicação	Vantagens	Desvantagens
Pré-combustão	Plantas de gaseificação de carvão.	Alta concentração de CO ₂ aumenta eficiência de sorção; Tecnologia totalmente desenvolvida.	Condições severas de operação; Altos custos de manutenção e operacionais.
Pós-combustão	Usinas de carvão e gás natural.	Mais madura que as outras; Facilmente adaptada nas plantas existentes.	Baixa concentração de CO ₂ afeta a eficiência de captura.
Oxi-combustão	Usinas de carvão e gás natural.	Concentração muito alta de CO ₂ que aumenta a eficiência de absorção; Requer menor investimento em caldeira e outros equipamentos.	Queda de eficiência e penalidade de energia; Problema de corrosão pode surgir.
Recirculação (combustão)	Química Plantas de gaseificação de carvão.	CO ₂ é o principal produto da combustão, que permanece não misturado com N ₂ , evitando assim a separação de ar intensiva em energia.	O processo ainda está em desenvolvimento e carece de experiência em operação em larga escala adequada.
Captura direta do ar (DAC)	As tecnologias de captura direta do ar (DAC) extraem CO ₂ diretamente da atmosfera em qualquer local.	Reduz diretamente a concentração atmosférica de CO ₂ ; Alta eficiência na remoção de CO ₂ .	A concentração extremamente baixa de CO ₂ (aproximadamente 400 ppm) no ar torna o processo caro e intensivo em energia.

Fonte: Adaptado de Leung et al., 2014; Wang e Song, 2020.

Cachola et al. (2023) conduziram um estudo aprofundado para analisar as principais tecnologias de captura de carbono documentadas na literatura, com o objetivo de identificar as soluções mais aplicáveis e eficientes para cada setor industrial. O estudo enfatiza a diversidade de tecnologias, como a pós-combustão com MEA e a combustão em loop químico, que apresentam variações significativas de eficiência dependendo do setor em que são implementadas. Na Tabela 5, estão resumidas essas tecnologias juntamente com suas respectivas eficiências de captura de carbono, fornecendo uma visão clara das opções disponíveis para reduzir as emissões de CO₂ em setores de alta intensidade de carbono, como siderurgia, cimenteiras, geração de energia e produtos químicos. Essa tabela facilita a compreensão de quais tecnologias podem

oferecer os melhores resultados de mitigação para cada setor específico, auxiliando na seleção estratégica de métodos que contribuem para metas globais de redução de emissões.

Tabela 5 – Tecnologias encontradas e eficiências de captura de carbono.

Setor Industrial	Tecnologia	Eficiência de Captura
Indústria Siderúrgica	Top Gas Recycling (TGR-BF) com MDEA e PZ	65%
	Pós-combustão com MEA	47%
	Recirculação Química (combustão) com cálcio (CaL-LP)	24%
	Fornos Hisarna	20% - 50%
	Pós-combustão com MEA	53,31%
Cimenteiras	Recirculação Química (combustão)	50%
	Recirculação Química (combustão)	85%
	Pós-combustão com MEA	52% - 94%
	Pós-combustão com MDEA	60% - 77%
	Recirculação Química (combustão)	90%
Usinas de Energia	Calcinação térmica solar sem captura de carbono	48%
	Pós-combustão com MEA	80%
	Recirculação Química (combustão)	90%
	Pós-combustão com MDEA	90%
	Recirculação Química (combustão)	90%
Produtos Químicos	Combustão com oxigênio	63%
	Pós-combustão com MEA	85%
Refinarias	Pós-combustão com MEA	50% - 65%
Papel e Celulose	Pós-combustão com MEA	62%

Fonte: Adaptado de Cachola et al., 2023.

2.4 Tecnologias de separação de CO₂

A partir de agora, o intuito será descrever quais as principais tecnologias de separação de CO₂ que podem ser aplicadas para isolá-lo do fluxo de gás de combustão antes do transporte. Tecnologias como absorção, adsorção, destilação criogênica e separação por membranas serão discutidas.

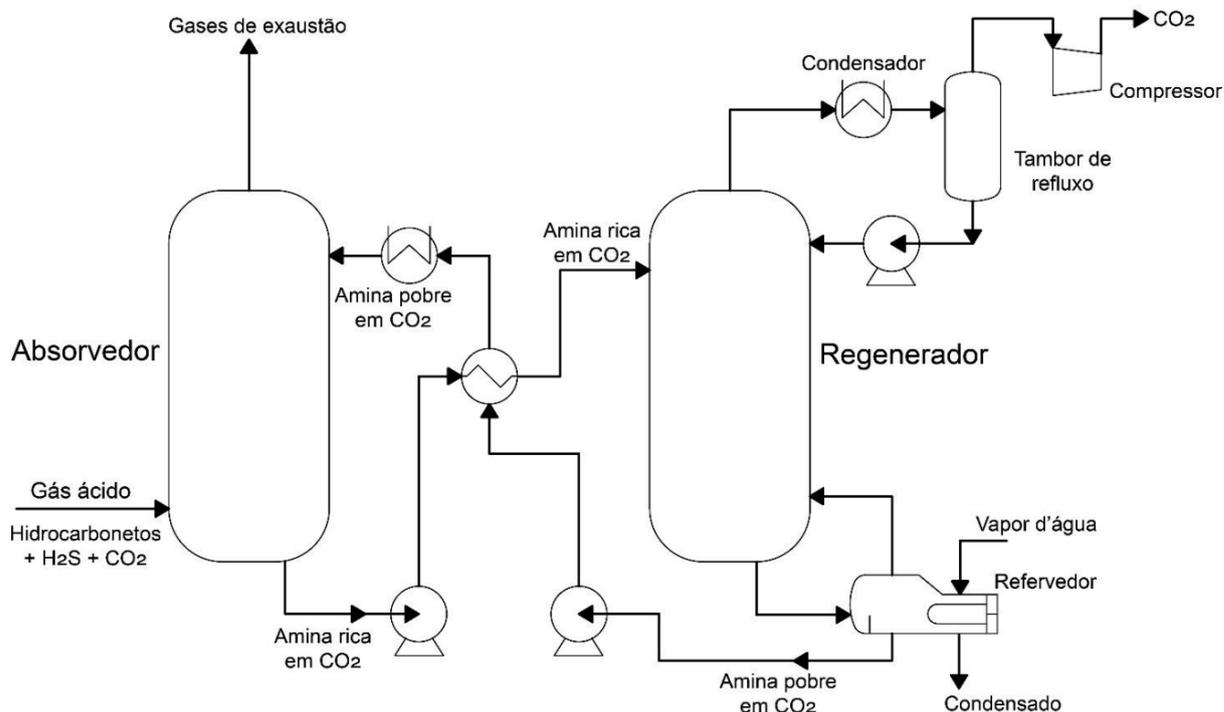
2.4.1 Absorção química

Os processos de absorção química na captura pós-combustão utilizam a natureza reversível da reação química de uma solução aquosa de um solvente alcalino, geralmente uma amina. Um solvente líquido é usado para separar o CO₂ do gás de combustão. O solvente pode ser regenerado por meio de um processo de decapagem ou regenerativo por aquecimento e/ou despressurização. A absorção química é atualmente a mais madura e economicamente viável tecnologia usada para aplicações estacionárias para separação de CO₂ (Technology Readiness Level, TRL=9). Os solventes comumente usados são as soluções aquosas de alcanolaminas, tais como monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), diisopropanolamina (DIPA) e metildietanolamina (MDEA). Dentre esses solventes, o MEA é o mais utilizado porque tem uma taxa de reação mais rápida com o CO₂, fato que permite que a absorção ocorra em uma coluna mais curta. A Figura 5 representa o processo de captura de CO₂ por absorção em solução de aminas (IPCC, 2005; Leung et al., 2014; Pancione et al., 2024; Veawab et al., 2002).

O processo consiste em duas colunas de leito empacotado no qual o gás de combustão (gás ácido) é alimentado na coluna de absorção em que a amina pobre em soluto (CO₂) se torna rica à medida que absorve o gás. A solução rica em soluto é pressurizada por uma bomba e aquecido por um trocador de calor até ser alimentado na torre de regeneração num fluxo contracorrente com o vapor d'água vindo do refulvedor, localizado na base da torre, que irá reagir com a amina rica em dióxido de carbono aumentando continuamente a temperatura da solução e desorvendo o CO₂ que estava em solução com a amina. Este fluxo gasoso de CO₂, que contém quantidades significativas de vapor d'água, é primeiro resfriado para separar a água por condensação e, em seguida, é comprimido, tornando-se prontamente disponível para transporte para armazenamento ou utilização (Meng et al., 2022).

2.4.1.1 Tipos e características das aminas mais utilizadas

A amina é o produto da substituição de um ou mais átomos de hidrogênio em uma molécula de amônia por um grupo hidrocarboneto. As aminas são classificadas como primárias, secundárias, terciárias, impedidas e cíclicas. O grupo amino (–NH₂, –NHR e –NR₂) na estrutura molecular das aminas confere-lhes uma forte basicidade, o que permite que tenham uma taxa de absorção rápida, um alto volume de absorção e uma boa seletividade para o CO₂. As

Figura 5 – Esquema do processo de captura de CO₂ pós-combustão com solução de aminas

Fonte: Autor, 2024.

aminas atualmente em uso comum estão mostradas na Tabela 6. Cada amina tem suas próprias vantagens e desvantagens, atualmente a mais amplamente utilizada é a solução aquosa de MEA a 30% em massa, que possui alta taxa de absorção de CO₂, grande volume de absorção e baixo custo, mas o consumo de energia para regeneração é muito alto, então em muitas pesquisas têm estudado MDEA e outras aminas terciárias com baixo consumo de energia para regeneração e obtendo uma amina mista com alta capacidade de absorção, alta taxa de absorção e baixo consumo de energia para regeneração (Borhani e Wang, 2019; Gautam e Mondal, 2023; Meng et al., 2022).

As aminas primárias, como a MEA, são amplamente utilizadas devido à sua alta reatividade química com o CO₂, sua disponibilidade e baixo custo. No entanto, elas têm algumas limitações, como comportamento corrosivo, instabilidade térmica e alta demanda energética para sua regeneração. As aminas estericamente impedidas oferecem taxas de absorção elevadas e capacidade de absorção, além de resistência à degradação. As aminas terciárias, por sua vez, absorvem CO₂ na presença de água, formando radicais hidroxila. As aminas cíclicas, como a piperazina (PZ), têm estruturas em forma de anel e são conhecidas por sua alta capacidade de absorção de CO₂ e baixa volatilidade. Elas também são mais estáveis em termos químicos e térmicos, sendo usadas em processos de captura de CO₂. Devido às várias propriedades e vantagens de diferentes aminas, mistura de aminas foram propostas para aumentar a eficiência da captura de CO₂ e reduzir o custo de regeneração (Chen et al., 2022; Gautam e Mondal, 2023; Yu et al., 2012).

Tabela 6 – Características das aminas mais comuns relatadas na literatura

Classificação da amina	Amina	Fórmula	Massa molar	Temperatura de ebulição (K)	CAS N°
Primária	MEA	C ₂ H ₇ NO	61,08	443	141-43-5
	DGA	C ₄ H ₁₁ NO ₂	105,14	494,2	929-06-6
	DEA	C ₄ H ₁₁ NO ₂	105,14	544,2	111-42-2
Secundária	DIPA	C ₆ H ₁₅ N	101,19	357	108-18-9
	TEA	C ₆ H ₁₅ NO ₃	149,19	608,6	102-71-6
Terciária	MDEA	C ₁₂ H ₁₇ NO ₂	119,16	520,2	105-59-9
	AMP	C ₄ H ₁₁ NO	89,14	438,7	124-68-5
Impedida	Morfolina	C ₄ H ₉ NO	87,12	402	110-91-8
	PZ	C ₄ H ₁₀ N ₂	86,14	419	110-85-0

Fonte: Aghel et al., 2022; Borhani e Wang, 2019; Gautam e Mondal, 2023.

2.4.2 Adsorção

Ao contrário dos processos de absorção – no qual usa-se a interação gás-líquido para realizar uma captura seletiva do dióxido de carbono –, no processo de captura por adsorção um adsorvente sólido é usado para interagir com as moléculas de CO₂ através de suas superfícies (poros). Grande área superficial, alta seletividade e alta capacidade de regeneração são os principais critérios para a seleção desses adsorventes ou sorventes. Os adsorventes típicos incluem peneiras moleculares, carvão ativado, zeólitas, óxidos de cálcio, hidróxidos duplos lamelares (HDL) e zirconato de lítio (IPCC, 2005; Leung et al., 2014; Miranda et al., 2018).

2.4.3 Membranas

As membranas são tradicionalmente feitas de polímeros não porosos, que têm mostrado uma relação empírica entre permeabilidade e seletividade para muitos pares de gases. As membranas podem ser usadas para permitir apenas a passagem de CO₂, enquanto exclui outros componentes do gás de combustão. O contato da área superficial entre a fase gasosa e líquida é mantida pela membrana e é independente da taxa de fluxo de gás e líquido. A seletividade da partição é determinada principalmente pelo absorvente (solvente). A absorção na fase líquida é determinada seja por partição física ou por uma reação química (IPCC, 2005; Kupgan et al., 2018; Leung et al., 2014).

Tabela 7 – Vantagens e desvantagens de aminas selecionadas para a captura de CO₂

Amina	Vantagens	Desvantagens
MEA	<ul style="list-style-type: none"> - Alta reatividade com CO₂ - Disponibilidade e baixo custo - Alta capacidade de solução - Alta taxa de absorção 	<ul style="list-style-type: none"> - Alta pressão de vapor - Alta corrosividade - Alto uso de energia para regeneração
DEA	<ul style="list-style-type: none"> - Baixa pressão de vapor - Baixa demanda de energia - Baixa corrosividade e menor formação de espuma 	<ul style="list-style-type: none"> - Incapaz de operar em baixas pressões - Produção de ácidos corrosivos na presença de O₂
DIPA	<ul style="list-style-type: none"> - Baixa demanda de vapor para recuperação - Não corrosiva 	<ul style="list-style-type: none"> - Baixa eficiência na absorção de CO₂
TEA	<ul style="list-style-type: none"> - Menor custo devido à baixa demanda de energia 	<ul style="list-style-type: none"> - Taxa de absorção mais baixa comparada à MEA
MDEA	<ul style="list-style-type: none"> - Absorção seletiva de H₂S na presença de CO₂ - Baixa corrosividade 	<ul style="list-style-type: none"> - Baixa taxa de reação com CO₂ - Menores taxas de transferência de massa CO₂-amina comparadas à MEA
AMP	<ul style="list-style-type: none"> - Regeneração fácil em comparação com a MEA - Baixa corrosividade 	<ul style="list-style-type: none"> - Instabilidade do carbamato - A presença de substituintes maiores torna o carbamato instável e propenso a formar bicarbonato
PZ	<ul style="list-style-type: none"> - Alta capacidade de absorção (cerca de 2x maior que a MEA) - Baixa corrosividade 	<ul style="list-style-type: none"> - Concentração limitada para uso

Fonte: Adaptado de Aghel et al., 2022; Borhani e Wang, 2019.

2.4.4 Destilação criogênica

A destilação é uma das tecnologias de separação mais comuns. O processo de destilação criogênica convencional foi proposto por Ryan e Holmes para purificação de gás natural. A destilação criogênica é um processo de separação de gás usando a destilação em temperatura muito baixa e alta pressão, que é semelhante aos processos convencionais de destilação, exceto que neste caso, em vez de líquido, usa-se para separar componentes de uma mistura gasosa (devido aos seus diferentes pontos de ebulição). Para separação de CO₂, o gás de combustão contendo CO₂ é resfriado à temperatura de dessublimação (abaixo de -56,6 °C) e então o CO₂ solidificado é separado de outros gases e comprimido a uma alta pressão de 100–200 atmosferas. A quantidade de CO₂ recuperado pode chegar a 90–95% do gás de combustão. Uma vez que a destilação é conduzida a temperaturas extremamente baixas e alta pressão, é um processo intensivo em energia (Song et al., 2019; Leung et al., 2014).

Tabela 8 – Comparação das diferentes tecnologias de separação de CO₂

Tecnologia	Vantagens	Desvantagens
Absorção Química	<ul style="list-style-type: none"> Alta eficiência de absorção (>90%); Os solventes podem ser regenerados por aquecimento e/ou despressurização; Processo mais maduro para separação de CO₂. 	<ul style="list-style-type: none"> A eficiência de absorção depende da concentração de CO₂; Alta quantidade de calor para regeneração do absorvente.
Adsorção	<ul style="list-style-type: none"> O processo é reversível e o adsorvente pode ser reciclado; Alta eficiência de adsorção (>85%). 	<ul style="list-style-type: none"> Requer adsorvente de alta temperatura; Alta energia necessária para a desorção de CO₂.
Membranas	<ul style="list-style-type: none"> Processo foi adotado para separação de outros gases; Alta eficiência de separação alcançável (>80%). 	<ul style="list-style-type: none"> Os problemas operacionais incluem baixos fluxos e incrustação.
Destilação criogênica	<ul style="list-style-type: none"> Tecnologia madura; Adotada por muitos anos na indústria para recuperação de CO₂. 	<ul style="list-style-type: none"> Apenas viável para CO₂ com concentração muito alta; Deve ser conduzida em temperatura muito baixa; O processo é muito intensivo em termos energéticos.

Fonte: Adaptado de Leung et al., 2014

2.5 Transporte de CO₂

Uma vez que o CO₂ é separado do resto dos componentes do gás de combustão ele precisa ser transportado para o local de armazenamento ou para as instalações industriais que façam sua utilização. Qualquer que seja o destino final escolhido para o CO₂, um sistema de transporte confiável, seguro e economicamente viável é uma chave para qualquer projeto CCS. Dependendo dos volumes envolvidos uma variedade de meios de transporte pode ser utilizada, variando de rodoviário, a navios petroleiros e oleodutos. O CO₂ é transportado em três estados: gás, líquido e sólido. O transporte em escala comercial usa tanques, oleodutos e navios para dióxido de carbono gasoso e líquido. O gás transportado próximo à pressão atmosférica ocupa um volume tão grande que são necessárias instalações muito grandes. Sabe-se que, o gás ocupa menos volume se for comprimido, e, fazendo isso, consegue-se transportá-lo por gasoduto. O volume pode ser ainda mais reduzido por liquefação, solidificação ou hidratação. A liquefação é uma tecnologia estabelecida para o transporte de gases como GLP (gás liquefeito de petróleo) e GNL (gás natural liquefeito) por meio de navios. Esta tecnologia, que já é utilizada, e a experiência existente podem ser transferidas para CO₂. A solidificação requer muito mais energia em comparação com outras opções, e é inferior em termos de custo e ponto de vista energético. Atualmente, cada uma das tecnologias que se mostram comercialmente viáveis já estão em uso para transportar o CO₂ (IPCC, 2005; Leung et al., 2014).

2.6 Armazenamento geológico de CO₂

O CO₂ pode ser armazenado em formações geológicas, como aquíferos salinos que não têm outro uso prático, ou em reservatórios de óleo ou gás que já foram esgotados. Quando o CO₂ é injetado em um reservatório, ele flui através dele, preenchendo o espaço poroso. O objetivo de se injetar CO₂ em campos de petróleo e gás é manter a pressurização nesses poços que aumenta a produtividade deles. Armazenamento de dióxido de carbono em reservatórios esgotados de petróleo e gás é muito promissor em algumas áreas, porque essas estruturas são bem conhecidas e já possuem infraestruturas significativas. No entanto, relativamente poucos reservatórios de hidrocarbonetos estão atualmente esgotados ou próximos do esgotamento e armazenamento de CO₂ terá que ser escalonado para se ajustar ao tempo de disponibilidade do reservatório. O CO₂ fica permanentemente preso no reservatório através de vários mecanismos: aprisionamento estrutural pela vedação, aprisionamento de solubilidade na água do espaço poroso, aprisionamento residual em poros individuais ou em grupos e aprisionamento mineral por reação com as rochas do reservatório para formar minerais. Comumente, o armazenamento geológico é considerado a opção mais viável para o armazenamento das grandes quantidades de CO₂ necessárias para reduzir efetivamente o aquecimento global e a mudança climática. Injetando CO₂ em formações geológicas profundas em locais cuidadosamente selecionados pode-se realizar um armazenamento subterrâneo por longos períodos de tempo: é considerado que 99%

ou mais do CO₂ injetado será retido por 1000 anos (IEA, 2020; IPCC, 2005; Leung et al., 2014).

No Brasil, o campo de Buracica – localizado no estado da Bahia – foi usado para recuperação avançada de petróleo com CO₂ (EOR), com injeção contínua deste desde 1987. A injeção de CO₂ (proveniente de uma fábrica de fertilizantes nas proximidades) foi alternada com água em sete poços para obter uma maior recuperação a partir do reservatório. Para se ter uma ideia de quanto a injeção de CO₂ representou em termos de recuperação adicional, o fator de recuperação final esperado antes da injeção de CO₂ foi de apenas 31,1%, sendo que em maio de 1991, quando começou o projeto de injeção de CO₂, a recuperação do óleo estava em 29,4%. O projeto foi muito bem-sucedido, resultando na produção de petróleo parcialmente sustentada a partir do campo por aproximadamente 20 anos (Dino e Le Gallo, 2009; Ketzer, 2016).

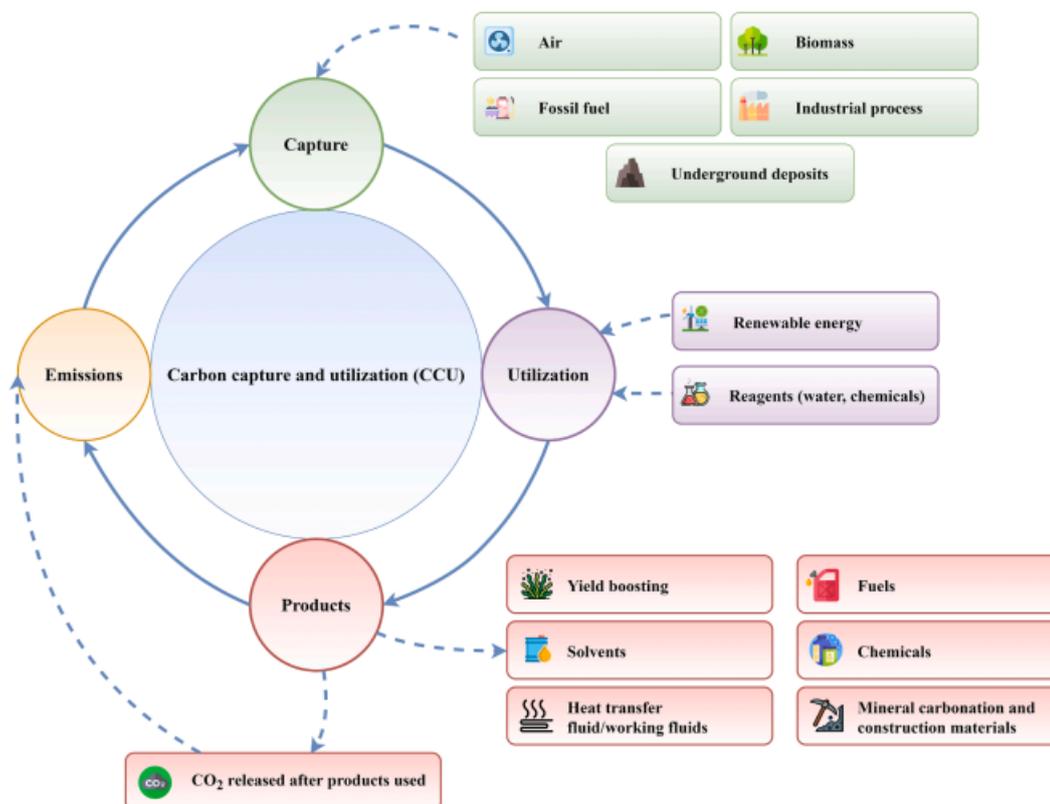
2.7 Utilização do CO₂

Após a captura o CO₂ pode ser estocado ou usado (CCS ou CCU). Enquanto o CCS lida principalmente com a captura de CO₂ para evitar as emissões de CO₂ na atmosfera, as tecnologias CCU visam a transformação do CO₂ em diversos produtos de valor agregado. A utilização de CO₂ em produtos ou serviços não reduz necessariamente as emissões. Quantificar os benefícios climáticos potenciais certamente é um processo complexo e desafiador, exigindo uma abordagem de ciclo de vida. Os benefícios climáticos associados ao uso de CO₂ surgem principalmente do reposicionar esse a um produto ou serviço em detrimento dos que possuem maiores emissões de CO₂ no seu ciclo de vida, como combustíveis fósseis, produtos químicos ou materiais de construção convencionais. O CO₂ pode ser usado como insumo para uma gama de produtos e serviços. As aplicações potenciais para o CO₂ incluem uso direto, onde o CO₂ não é alterado quimicamente (não há conversão) e a transformação do CO₂ em um produto útil (conversão). O CO₂ também pode ser usado em outras áreas, como bebidas gaseificadas, e gases extintores de incêndio (IEA, 2019, 2020; IPCC, 2005; Leung et al., 2014). As tecnologias CCU visam a transformação do CO₂ em diversos produtos de valor agregado, como olefinas, ácido fórmico, dimetiléter (DME), ureia, dimetilcarbonato (DMC), ácido acético, metanol ou gás natural sintético (González-Castaño et al., 2021). A Figura 6 apresenta um fluxograma do CCU.

2.8 Miniaturização dos processos de captura

Ganapathy et al. (2016) investigaram melhorias para a captura do CO₂, pós-combustão, por absorção em soluções de aminas e usando microdispositivos para aumentar a área de superfície disponível para a reação. No estudo, descreve-se os efeitos do projeto dos microdispositivos (incluindo tamanho e diâmetro dos canais) e condições operacionais (velocidade da fase gasosa, velocidade da fase líquida, temperatura e pressão) sobre a eficiência de separação de dióxido de carbono. Observa-se que dispositivos em microescala são cada vez mais adaptados em diversas

Figura 6 – Fluxograma do processo de CCU



Fonte: Dziejarski et al., 2023.

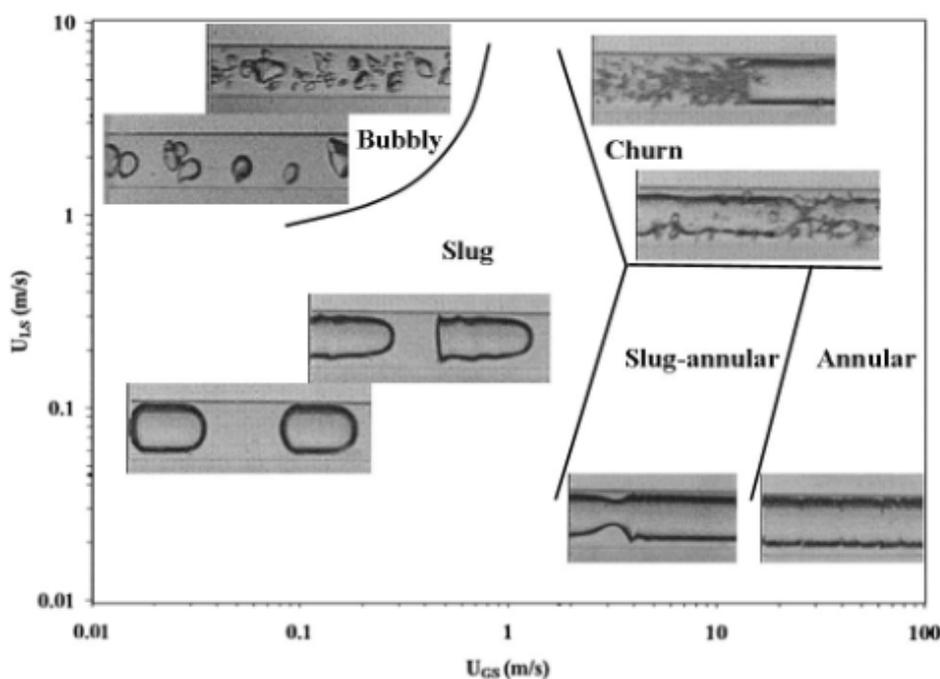
aplicações de engenharia devido à sua capacidade de intensificar processos, melhorar o controle, aumentar a segurança e reduzir o tamanho do processo como um todo. Os microdispositivos são unidades com canais submilimétricos, o que representa elevada razão área-volume (alcançando até 100.000 m²/m³). Esses valores são dezenas de vezes maiores do que contactores convencionais. Em suma, essa abordagem tem como enfoque a substituição de equipamentos grandes, custosos e pouco eficientes energeticamente por plantas mais eficientes. O uso de microdispositivos também apresenta vantagens sobre as tecnologias convencionais para acelerar a produção comercial. O escalonamento de um processo baseado em microdispositivos implica apenas na replicação deles até atingir o volume desejado, o que dispensa qualquer etapa de projeto piloto. Módulos com microdispositivos são ideais para substituir colunas de absorção ou sistemas de membranas em plataformas. Devido ao seu tamanho reduzido, os microdispositivos podem efetuar o tratamento de gás natural em plataformas offshore. Recentemente, o grupo de pesquisa do Laboratório de Energia Alternativa e Fenômenos de Transporte investigou a remoção de dióxido de carbono em um microrreator em forma de Y, empregando soluções diluídas de aminas (Morais et al., 2021). A escolha de aminas diluídas foi motivada em reduzir o consumo desses compostos, assim como minimizar a corrosão nas partes internas dos equipamentos, visando a diminuição dos custos operacionais e de manutenção. Os resultados do estudo indicaram que o microrreator proposto demonstrou notável eficiência, apresentando coeficientes de transferência

de massa elevados (com valores de $K_L a$ atingindo até 253,3 s⁻¹). Adicionalmente, concentrações de monoetanolamina de 0,5 M foram eficazes na completa remoção do dióxido de carbono, especialmente em condições com uma razão volumétrica gás-líquido variando entre 0,73 e 3,65 (m³.m⁻³). Considerando os resultados obtidos, a intenção subsequente constitui a ideia de explorar o potencial dos microrreatores com dosagens ainda mais reduzidas de aminas e razões volumétricas gás-líquido mais elevadas.

2.8.1 Padrão de escoamento em microssistemas

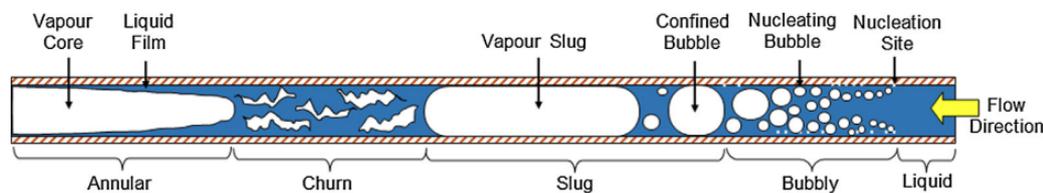
Ao se tratar de microssistemas, é fundamental compreender o regime de fluxo, pois esse influencia significativamente a perda de carga, bem como os fenômenos de transferências de massa e calor. Na literatura, é reportada a existência de cinco tipos de regimes de fluxo: bolha (bubbly), bolha alongada (slug ou Taylor), bolha alongada semi-anular (slug-annular), anular (anular) e agitado (churn), como está descrito na Figura 7, a qual mostra os regimes de escoamento identificados para o fluxo de ar e água, levando em conta diferentes velocidades superficiais de gás (U_G) e líquido (U_L) em um tubo circular com diâmetro de 1 mm. Embora as posições exatas das linhas de transição entre os regimes de escoamento possam variar dependendo do sistema gás-líquido estudado, a disposição e a dimensão das áreas correspondentes a cada regime nesse gráfico são representativas de uma vasta gama de sistemas (Cheng et al., 2023; Sobieszuk et al., 2012). O progresso da estrutura dos regimes de fluxo é mostrado esquematicamente na Figura 8.

Figura 7 – Mapa do regime de fluxo para diferentes velocidades superficiais de gás e líquido



Fonte: Sobieszuk et al., 2012.

Figura 8 – Estruturas de padrões de escoamento comumente encontrados na literatura



Fonte: Al-Zaidi et al., 2019.

Na Figura 8, as baixas velocidades superficiais de gás e líquido correspondem ao fluxo slug, caracterizado por uma alternância de bolhas de gás cilíndricas e slugs de líquido. As bolhas de gás são geralmente mais longas que o diâmetro hidráulico do canal e são separadas das paredes por uma fina camada de líquido. Nesse regime, ocorrem componentes de recirculação nas fases gasosa e líquida, o que melhora a mistura.

Embora taxas de fluxo de gás mais altas aumentem a intensidade das correntes de recirculação dentro das bolhas, a contribuição para a mistura de convecção é limitada, já que a transferência de massa no lado gasoso apresenta resistência baixa. Por outro lado, a resistência predominante ocorre no lado líquido, permitindo que taxas de fluxo de líquido mais elevadas melhorem a eficiência de absorção. Isso se deve ao aumento da mistura convectiva nos slugs de líquido, que renova a concentração da fase líquida próxima à interface gás-líquido, promovendo uma transferência de massa mais eficiente. O comprimento das bolhas e slugs tem um impacto direto no desempenho das aplicações gás-líquido, uma vez que o tamanho do slug líquido, que desempenha um papel importante na taxa de recirculação do líquido, e as frações de volume de gás e líquido afetam diretamente a transferência de calor e massa (Sobieszuk et al., 2012).

2.8.2 Geometria dos microcanais

Métodos de fabricação de microcanais, como fotolitografia, litografia macia e microusinagem, são utilizados para definir a geometria dos microcanais absorvedores (tamanho, forma da seção transversal e tipo de junção), o que influencia significativamente os padrões de fluxo bifásico, essenciais para a absorção química de CO_2 . O diâmetro hidráulico (d_h) dos microcanais geralmente varia de 200 a 1000 μm , com formatos de seção transversal como circular, retangular, quadrada, triangular e trapezoidal. O comprimento do microcanal em estudos laboratoriais é tipicamente inferior a 400 mm para visualização adequada. A forma da seção transversal afeta a distribuição da espessura do filme líquido entre a fase gasosa e a parede, o que influencia a formação e movimento dos slugs. Estudos mostram que uma seção transversal retangular plana fornece um padrão de fluxo mais estável devido ao efeito capilar nas bordas, enquanto o tamanho do microcanal impacta diretamente na dissipação de energia do processo de absorção de CO_2 . A redução do diâmetro hidráulico, por exemplo, aumenta a queda de pressão e intensifica o fluxo de padrão slug em uma faixa maior de velocidades do gás, além de melhorar a taxa de

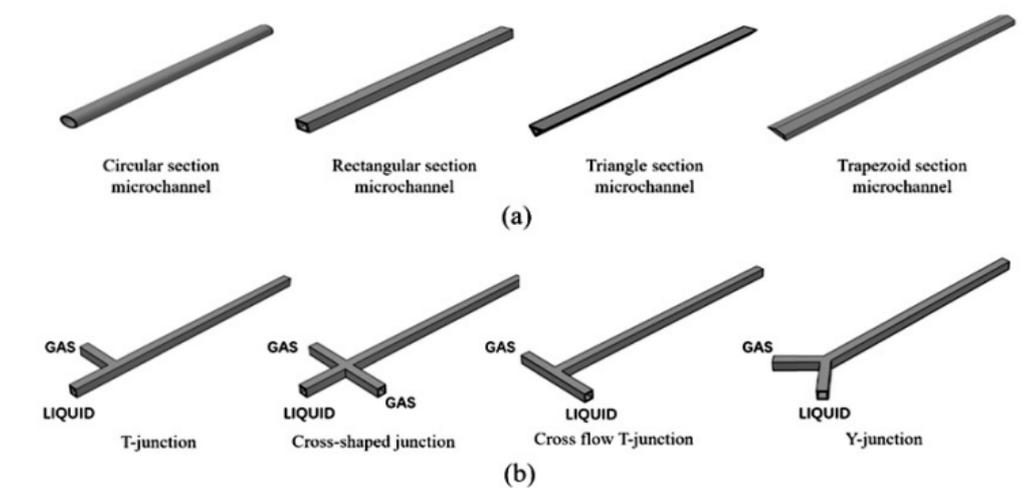
transferência de massa (Cheng et al., 2023).

Diversos pesquisadores relataram que a estrutura da junção (mistura) pode afetar diretamente a geração e o crescimento de bolhas na fase gasosa dentro do microcanal. Os tipos de junção mais utilizados incluem a junção em T, junção em Y e junção cruzada.

Yao et al. (2014) investigaram a absorção física de bolhas de CO₂ em um microrreator de junção em T, com largura de 600 µm, profundidade de 300 µm e comprimento do canal principal de 150 mm. As bolhas foram geradas com uma fração de gás entre 2% e 10% na entrada, utilizando etanol como solvente em concentrações de 10% a 100% em peso. A absorção máxima de gás foi de 10%, obtida na maior concentração de etanol. Os autores propuseram uma metodologia de monitoramento fotográfico on-line para calcular o coeficiente de transferência de massa com base na taxa de absorção das bolhas, utilizando uma câmera de alta velocidade para acompanhar a evolução do tamanho das bolhas ao longo do microrreator.

Os resultados indicaram que a redução no tamanho das bolhas pode ser usada para estimar a transferência de massa. Além disso, verificou-se que as propriedades dos fluidos impactam significativamente a transferência de massa devido à hidrodinâmica do fluxo. Aumentar a concentração de etanol resultou em coeficientes de transferência de massa mais elevados, associados à formação de bolhas menores. A evolução do tamanho das bolhas ao longo do microrreator também forneceu informações sobre a eficiência de remoção de gás, concentração na fase líquida e taxa de absorção, fatores cruciais para o projeto do microrreator e a definição das condições ótimas de operação.

Figura 9 – Diferentes geometrias dos microcanais



Fonte: Cheng et al., 2023.

A Figura 9 apresenta diferentes geometrias de microcanais e configurações de junções, aspectos fundamentais para a otimização da hidrodinâmica e da transferência de massa em microssistemas. As seções transversais, incluindo formatos circular, retangular, triangular e trapezoidal, influenciam diretamente a distribuição do filme líquido, a formação e o movimento de bolhas, bem como os padrões de fluxo bifásico. Por sua vez, as junções, como as em T, Y,

cruzada e fluxo cruzado T, desempenham um papel crítico no controle de bolhas, impactando significativamente a eficiência dos processos de absorção química. A combinação dessas variações geométricas demonstra a versatilidade e o potencial dos microcanais na intensificação e aprimoramento de processos industriais complexos.

CAPÍTULO 3

Metodología

3 METODOLOGIA

Nessa seção serão abordados os materiais e métodos empregados neste estudo.

3.1 Materiais usados para realização dos experimentos

3.1.1 Misturas gasosas usadas para alimentação do microssistema

Na etapa de preparação das misturas gasosas de alimentação foi usado um cilindro de aço-inox com capacidade hidráulica de 1 L e pressão máxima de operação de 120 bar, mangueiras de PU de 4 mm e 6 mm, conexões de aço inox de 1/4", conexões de engate-rápido, válvulas tipo agulha, válvula esfera, válvula de três vias e válvula reguladora de pressão. Manômetros também foram usados para medição de pressões; para medição e controle de vazão foram usados rotâmetros.

3.1.2 Soluções aquosas de Monoetanolamina

As soluções aquosas a base de MEA usadas nos experimentos de absorção de CO₂ em sistemas de microrreação foram preparadas por diluição em água destilada. A solução foi feita com a MEA fornecida pela NEON com pureza P.A. (densidade de 1,018 g/L).

3.2 Preparo das misturas gasosas e soluções aquosas

3.2.1 Preparo das misturas gasosas usadas para alimentação

As misturas gasosas foram preparadas pela introdução de quantidades previamente estabelecidas de cada gás puro (N₂ e CO₂). Inicialmente, os cilindros foram esvaziados e, em seguida, pressurizados com N₂ até atingir uma pressão manométrica definida. Posteriormente, os cilindros foram pressurizados com CO₂ até atingir uma pressão equivalente à concentração desejada.

As misturas de gases foram preparadas com base na Lei de Dalton das pressões parciais, que afirma que, em uma mistura gasosa, a pressão total é a soma das pressões parciais de cada gás componente. Essa lei é expressa pela seguinte dedução:

$$PV = nRT \quad (3.1)$$

$$P_jV = n_jRT \quad (3.2)$$

$$P_j = \frac{n_j RT}{V} \quad (3.3)$$

$$x_j = \frac{n_j}{n_{\text{total}}} \quad (3.4)$$

$$P_{\text{total}} = \sum_j P_j = \sum_j \frac{n_j RT}{V} \quad (3.5)$$

$$P_j = x_j \cdot P_{\text{total}} \quad (3.6)$$

Por isto,

$$P_{\text{total}} = P_{N_2} + P_{CO_2} \quad (3.7)$$

Onde P_{total} representa a pressão total da mistura, enquanto P_{N_2} e P_{CO_2} correspondem às pressões parciais de nitrogênio e dióxido de carbono, respectivamente. Dessa forma, a pressão de cada gás foi ajustada para atingir a concentração desejada na mistura final.

Tabela 9 – Pressões parciais de cada componente nas misturas gasosas

P_{N_2} (bar)	P_{CO_2} (bar)	P_T (bar)
4,0	0,4	4,4

3.2.2 Preparo das soluções aquosas de MEA

A molaridade M_i da solução é dada por:

$$M_i = \frac{n_i}{V_{\text{sol}}} \quad (3.8)$$

Onde n_i é o número de mols do soluto. O número de mols pode ser expresso como:

$$n_i = \frac{m_i}{MM} \quad (3.9)$$

Onde m_i é a massa do soluto e MM é a massa molar do soluto. Sabemos também que a massa do soluto pode ser escrita em função de sua densidade ρ_i e volume V_i :

$$m_i = V_i \cdot \rho_i \quad (3.10)$$

Substituindo as Equações (3.8), (3.9) e (3.10), obtemos:

$$V_i = \frac{M_i \cdot V_{\text{sol}} \cdot MM}{\rho_i} \quad (3.11)$$

O volume total da solução é a soma do volume do soluto e do volume de água destilada:

Tabela 10 – Soluções de aminas preparadas e suas respectivas concentrações

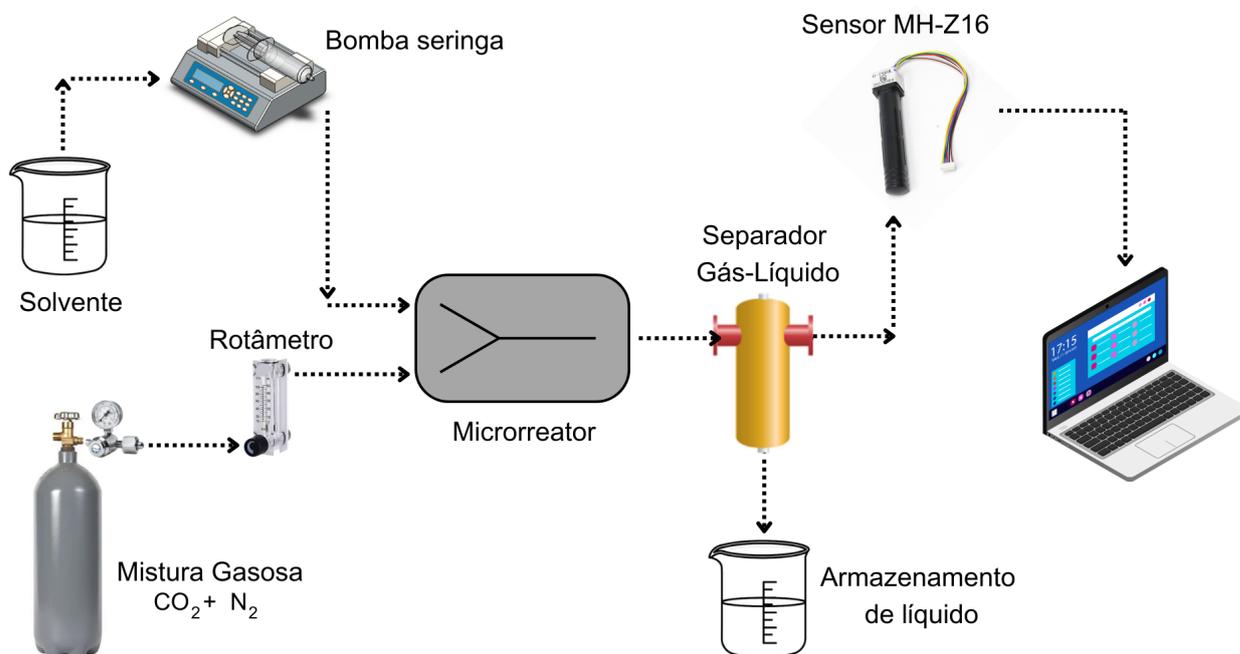
V_{amina} (mL)	V_{H_2O} (mL)	[MEA] (M)	[MEA] (% w/w)
30,2	969,8	0,5	3

$$V_{sol} = V_i + V_{H_2O} \quad (3.12)$$

3.3 Aparatos e montagem da bancada

Um microcanal tipo Y, feito em acrílico, com comprimento de canal de 150 mm e diâmetro interno de 600 μm , fornecido pelo Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis, foi utilizado para absorver CO_2 . A vazão volumétrica do gás de entrada foi ajustado por um rotâmetro. A solução absorvedora foi bombeada para o microcanal de forma contínua através de uma bomba seringa tipo push-pull. O conteúdo residual de CO_2 na saída do microrreator foi analisado a cada segundo por um MH-Z16 CO_2 (Sensor De Gás Infravermelho) com precisão de ± 5 . A Figura 10 representa a banca.

Figura 10 – Representação da bancada



Fonte: Autor, 2024.

Para calcular a área superficial específica do microrreator foi usada a equação 3.13:

$$a_s = \frac{2 \cdot (W + D) \cdot L}{W \cdot D \cdot L} \quad (3.13)$$

Na Tabela 11, estão dispostas as características dimensionais do microrreator usado.

Tabela 11 – Características do Microrreator

Característica	Correspondência
Tipo de Microrreator	Tipo Y
Comprimento (L)	150 mm
Diâmetro (D)	0,6 mm
Profundidade (W)	0,6 mm
Área Superficial Específica	6,67 mm ² /mm ³

3.4 Condições experimentais

A primeira etapa dos experimentos consistiu em definir as vazões de gás e líquido aplicadas, conforme apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 – Vazões de Gás e Líquido com Razão G/L .

Q_L (mL/min)	Q_G (mL/min)	Q_T (mL/min)	Razão G/L
5	10	15	2,0
10	10	20	1,0
20	10	30	0,5

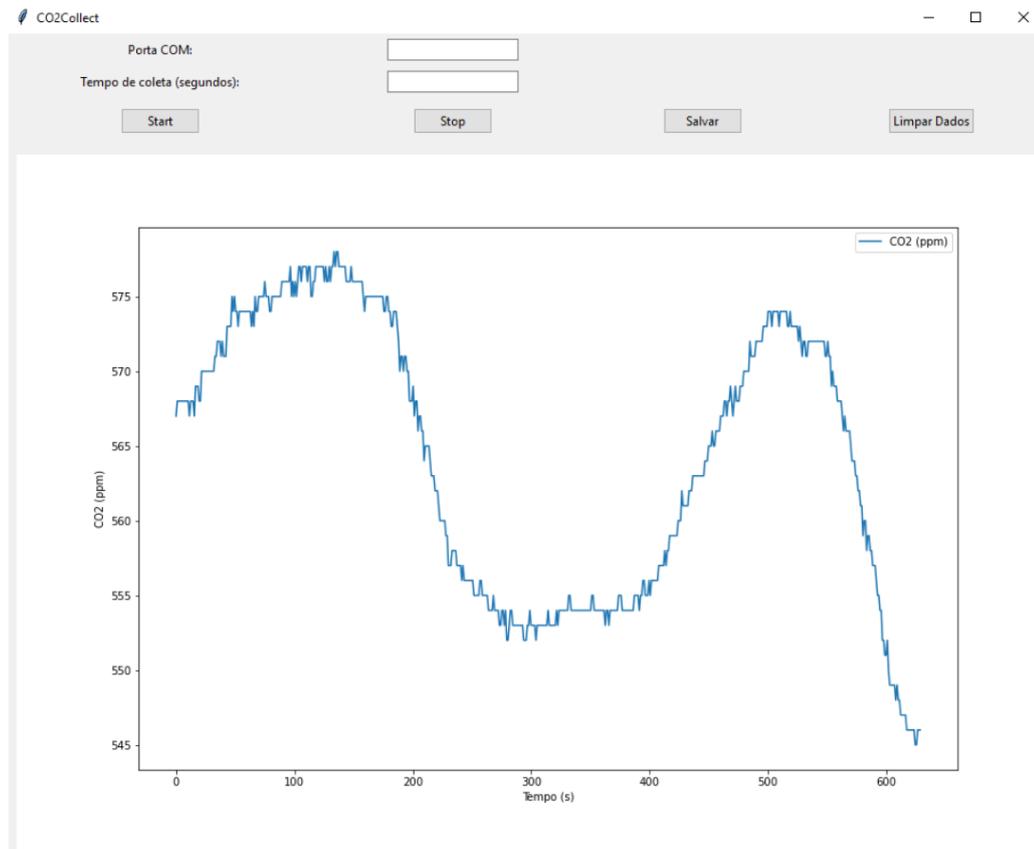
As razões G/L variam de 0,5 a 2, permitindo observar comportamentos distintos em sistemas onde o gás é dominante (razões mais altas) ou o líquido predomina (razões baixas). Variar a vazão de líquido no sistema está atrelado à facilidade de controle experimental, pois a bomba seringa push-pull mostrou uma precisão alta na operação. Essas condições podem simular diferentes cenários industriais, em que a relação gás/líquido afeta a eficiência do processo.

3.5 Software de coleta de dados para MH-Z16

Houve a elaboração de um software, em Python, com objetivo de coleta e análise de dados do sensor MH-Z16. O programa apresenta uma interface gráfica que permite o acompanhamento em tempo real dos dados por meio de um gráfico dinâmico, implementado com a biblioteca matplotlib. Além disso, o software integra ferramentas de comunicação com a placa Arduino Nano, que gerencia a interface entre o computador e o sensor, garantindo a confiabilidade na transmissão e registro dos dados. Essa solução contribuiu significativamente para a análise e visualização de resultados em experimentos de captura microfluídica de CO₂. O programa foi implementado no Laboratório de Energias Alternativa e Fenômenos de Transporte da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (LEAFT/UFRN).

O programa desenvolvido possui uma interface gráfica intuitiva, projetada com a biblioteca tkinter, que permite ao usuário configurar parâmetros como a porta de comunicação serial

Figura 11 – Programa em Python CO2Collect



Fonte: Autor, 2024.

e o tempo de coleta dos dados do sensor MH-Z16. A interface conta com botões para iniciar e parar a coleta, além de funções adicionais como a limpeza de dados e a exportação para arquivos Excel, facilitando o armazenamento e a análise posterior. O código utiliza a biblioteca serial para estabelecer a comunicação com a placa Arduino Nano, que recebe e processa os dados do sensor. Durante a coleta, os dados de concentração de CO₂ (em ppm) são exibidos em um gráfico dinâmico, permitindo o monitoramento em tempo real.

3.6 Cálculo eficiência de captura

A conversão de CO₂, que se baseia na diferença entre as concentrações de entrada e de saída de CO₂ do microsistema, está exposta na equação 3.14.

$$\eta_{CO_2} = \frac{C_{CO_2,in} - C_{CO_2,out}}{C_{CO_2,in}} \times 100 \quad (3.14)$$

Onde:

η_{CO_2} : Eficiência de captura de CO₂ (%)

$C_{CO_2,in}$: Concentração de CO₂ na entrada (ppm)

$C_{CO_2,out}$: Concentração de CO₂ na saída (ppm)

CAPÍTULO 4

Resultados e Discussão

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

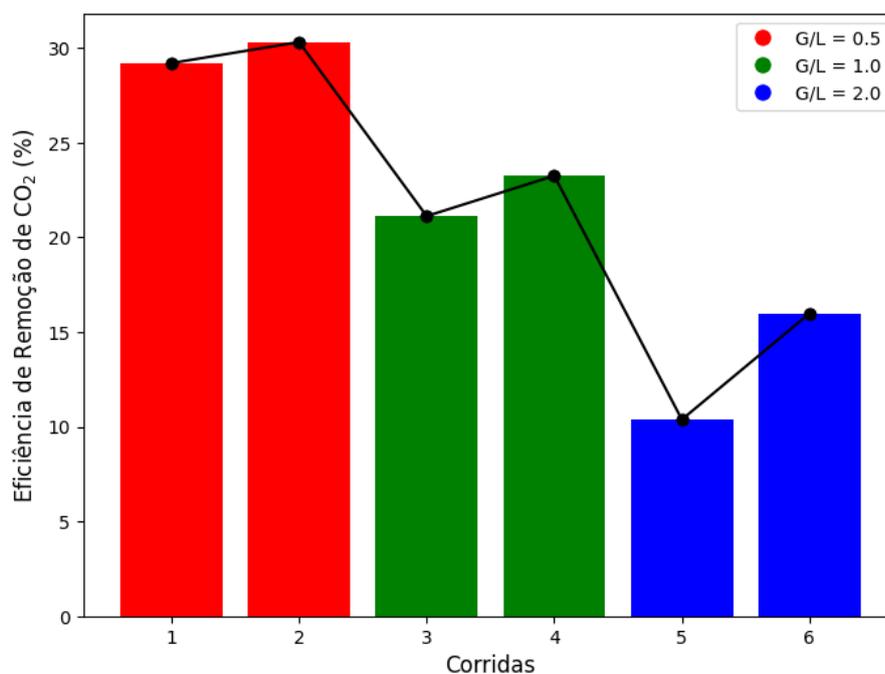
Foram realizados 12 experimentos no total, sendo 6 utilizando água destilada e 6 empregando soluções aquosas de aminas como solvente no processo de absorção para a remoção de CO₂. Esses experimentos foram conduzidos com três diferentes razões G/L, permitindo a avaliação comparativa do desempenho de cada solvente nas condições propostas.

4.1 Avaliação da eficiência de remoção de CO₂ em função da razão volumétrica gás/líquido em água destilada

Tabela 13 – Eficiência de Remoção de CO₂ em água

Corrida	Q _G (mL/min)	Q _L (mL/min)	Eficiência de Remoção de CO ₂ (%)
1	10	20	29,20
2	10	20	30,31
3	10	10	21,12
4	10	10	23,25
5	10	5	10,38
6	10	5	15,98

Figura 12 – Eficiência de Remoção de CO₂ em Função da Razão G/L (água)



Fonte: Autor, 2024.

A Tabela 13 apresenta os resultados das eficiências de remoção de CO₂ em água para diferentes condições de vazão de gás (Q_G) e líquido (Q_L). Observa-se que, para uma vazão

constante de gás de 10 mL/min, a variação da vazão do líquido impacta significativamente a eficiência de remoção. As corridas 1 e 2, realizadas com Q_L de 20 mL/min, apresentaram as maiores eficiências, atingindo valores de 29,20% e 30,31%, respectivamente. Esse comportamento sugere que a maior vazão de líquido favorece o contato entre as fases, otimizando a transferência de massa do CO_2 para o meio aquoso (Aghel et al., 2022). Por outro lado, ao reduzir Q_L para 10 mL/min (corridas 3 e 4), houve uma diminuição expressiva na eficiência, com valores de 21,12% e 23,25%, indicando que a menor vazão reduz a área de interface disponível para a captura do gás. Essa tendência se acentua nas corridas 5 e 6, onde Q_L foi reduzida para 5 mL/min, resultando nas menores eficiências, de 10,38% e 15,98%. Esses resultados reforçam a influência crítica da vazão líquida na eficiência do processo, evidenciando a necessidade de otimização desse parâmetro para maximizar a remoção de CO_2 . Além disso, a variação nos valores observados em condições idênticas (como nas corridas 1 e 2, ou 5 e 6) pode estar associada a fatores experimentais, como flutuações nas condições operacionais ou limitações no controle dos parâmetros.

4.2 Avaliação da eficiência de remoção de CO_2 em função da razão volumétrica gás/líquido em Monoetanolamina 0,5M

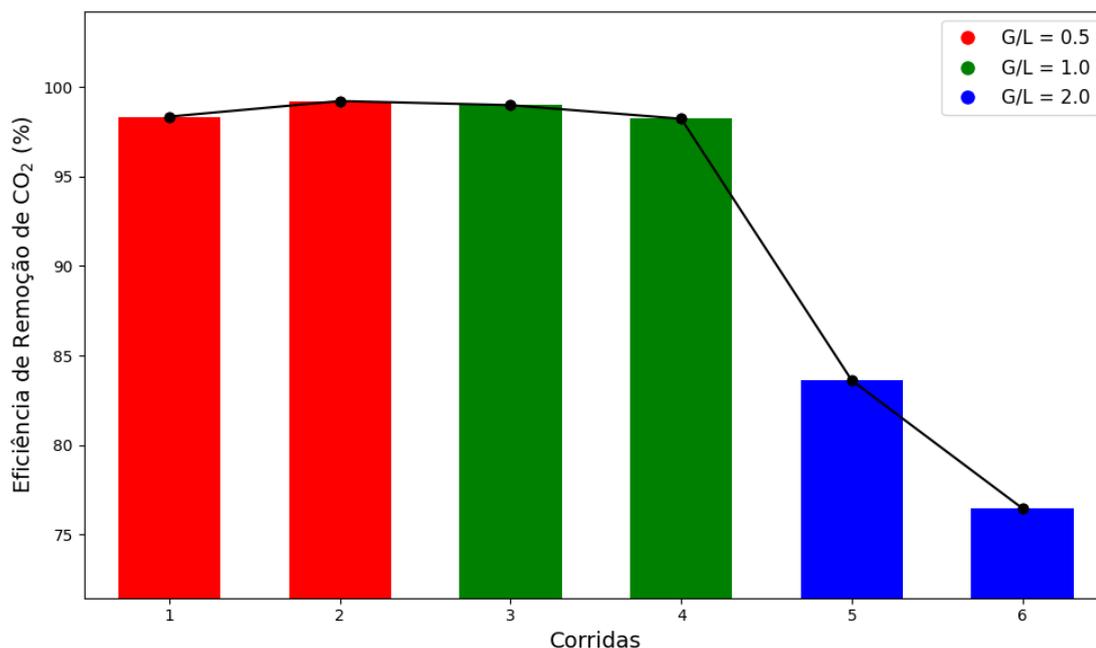
Tabela 14 – Eficiência de Remoção de CO_2 para em Função da Razão G/L (MEA)

Corrida	Q_G (mL/min)	Q_L (mL/min)	Eficiência de Remoção de CO_2 (%)
1	10	20	98,34
2	10	20	99,21
3	10	10	98,98
4	10	10	98,22
5	10	5	83,61
6	10	5	76,47

A Tabela 14 apresenta a eficiência de remoção de CO_2 para diferentes condições de operação, variando as vazões do gás (Q_G) e do líquido (Q_L). Observa-se que as condições de vazão apresentam um impacto significativo na eficiência do processo.

Para as corridas 1 e 2, com $Q_G = 10$ mL/min e $Q_L = 20$ mL/min, a eficiência de remoção de CO_2 foi superior a 98%, com um valor máximo de 99,21%. Esses resultados sugerem que uma maior vazão do líquido favorece o contato entre as duas fases, promovendo a absorção do CO_2 de maneira mais eficiente. Essa alta eficiência pode ser atribuída ao maior volume de líquido disponível para capturar o dióxido de carbono, maximizando as interações entre as fases.

Nas corridas 3 e 4, onde Q_L foi reduzida para 10 mL/min mantendo-se Q_G constante, a eficiência de remoção diminuiu levemente, variando entre 98,22% e 98,98%. A redução na vazão do líquido implica menor área de contato entre as fases, o que pode ter limitado a taxa de

Figura 13 – Eficiência de Remoção de CO₂ em Função da Razão G/L (MEA)

Fonte: Autor, 2024.

transferência de massa, embora o impacto tenha sido pequeno devido à alta eficiência geral do sistema.

Nas corridas 5 e 6, a vazão do líquido foi ainda mais reduzida para 5 mL/min. Nesse cenário, observou-se uma queda acentuada na eficiência, com valores de 83,61% e 76,47%, respectivamente. Isso indica que, para baixas vazões de líquido, o sistema não é capaz de remover o CO₂ de forma satisfatória. Essa queda pode ser explicada pela limitação do volume de líquido disponível para absorção, o que reduz a capacidade total do sistema de captar o dióxido de carbono.

Esses resultados demonstram a importância de otimizar as vazões de gás e líquido no processo de remoção de CO₂. A escolha adequada dos parâmetros operacionais é fundamental para maximizar a eficiência, garantindo um equilíbrio entre o consumo de recursos e o desempenho do sistema. Adicionalmente, variações entre repetições sob as mesmas condições (por exemplo, corridas 1 e 2, ou 3 e 4) podem estar relacionadas a incertezas experimentais ou pequenas flutuações nas condições operacionais, ressaltando a necessidade de replicações e análise estatística para validar os resultados.

4.3 Efeito dos parâmetros sobre as respostas de eficiência de absorção

O efeito dos parâmetros operacionais, especialmente a razão gás/líquido (G/L), sobre a eficiência de captura de CO₂ foi claramente evidenciado nos resultados dos experimentos realizados. A influência da vazão do líquido, em particular, mostrou ser um fator crítico tanto para a eficiência em sistemas com água destilada quanto com MEA. Para sistemas com água

destilada, a variação na eficiência foi caindo à medida que a vazão do líquido diminuía, o que pode ser explicado pela redução da área de interface entre as fases, que prejudica a transferência de massa. Já com MEA, a eficiência de captura se manteve alta, mesmo com uma redução significativa na vazão do líquido, devido à alta capacidade de absorção da amina, porém quando a razão gás/líquido foi de 2, a eficiência de captura de CO₂ caiu significativamente. Isso pode indicar que o tempo de contato entre o gás e o líquido foi insuficiente, limitando a transferência de massa e, conseqüentemente, a eficiência do processo.

Portanto, a escolha adequada da razão gás/líquido e a vazão do líquido são fatores cruciais para a eficiência do processo de absorção de CO₂. A otimização desses parâmetros não apenas melhora a eficiência do processo, mas também pode contribuir para a redução de custos operacionais e o aumento da sustentabilidade de tecnologias de captura de carbono.

CAPÍTULO 5

Conclusão

5 CONCLUSÃO

Este trabalho investigou experimentalmente a remoção de CO₂ atmosférico de uma mistura com nitrogênio em um microcanal tipo Y. Foram utilizadas soluções de água destilada e MEA 0,5M como solventes para a captura de CO₂. O efeito dos parâmetros operacionais, como o tipo de solvente e taxas de fluxo gás/líquido (G/L), foi avaliado experimentalmente. Os resultados experimentais mostraram que, para ambos os solventes, aumentar a vazão de líquido contribuiu para um aumento significativo na eficiência de remoção de CO₂.

Com a água destilada, a eficiência de remoção de CO₂ aumentou consideravelmente com uma maior vazão do líquido, atingindo 30,31% para a razão G/L de 0,5. Já para a Monoetanolamina 0,5M, a eficiência foi ainda mais alta, chegando a 99,21% em condições semelhantes. A maior eficiência de remoção foi alcançada com a MEA 0,5M, com valores que superaram 98% nas condições ideais de operação. Este estudo demonstra a viabilidade do uso de Monoetanolamina (MEA) para a captura de CO₂ em microcanal. Além disso, as condições operacionais identificadas, com uma razão G/L ideal, apresentam um baixo consumo de solvente e uma maior eficiência no processo.

REFERÊNCIAS

- Adánez-Rubio, I., Ruiz, J. A. C., García-Labiano, F., Diego, L. F., Adánez, J. (2021). Use of bio-glycerol for the production of synthesis gas by chemical looping reforming. *Fuel*, 288, 119578. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119578>.
- Aghel, B., Heidaryan, E., Sahraie, S., Mir, S. (2019). Application of the microchannel reactor to carbon dioxide absorption. *Journal of Cleaner Production*, 231, 723–732. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.05.265>.
- Aghel, B., Janati, S., Wongwises, S., Shadloo, M. S. (2022). Review on CO₂ capture by blended amine solutions. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 119, 103715. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103715>.
- Al-Zaidi, A. H., Mahmoud, M. M., Karayiannis, T. G. (2019). Flow boiling of HFE-7100 in microchannels: Experimental study and comparison with correlations. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 140, 100–128. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2019.05.095>.
- Borhani, T. N., Wang, M. (2019). Role of solvents in CO₂ capture processes: The review of selection and design methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 114, 109299. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109299>.
- Cachola, C. da S., Ciotta, M., Santos, A. A. dos, Peyerl, D. (2023). Deploying of the carbon capture technologies for CO₂ emission mitigation in the industrial sectors. *Carbon Capture Science Technology*, 7, 100102. <https://doi.org/10.1016/j.ccst.2023.100102>.
- Chen, G., Chen, G., Peruzzini, M., Zhang, R., Barzagli, F. (2022). Understanding the potential benefits of blended ternary amine systems for CO₂ capture processes through ¹³C NMR speciation study and energy cost analysis. *Separation and Purification Technology*, 291, 120939. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2022.120939>.
- Cheng, H., Fan, Y., Tarlet, D., Luo, L., Fan, Z. (2023). Microfluidic-based chemical absorption technology for CO₂ capture: Mass transfer dynamics, operating factors and performance intensification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 181, 113357. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113357>.
- Dziejarski, B., Krzyżyńska, R., Andersson, K. (2023). Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment. *Fuel*, 342, 127776. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.127776>.
- Figueroa, J. D., Fout, T., Plasynski, S., McIlvried, H., Srivastava, R. D. (2008). Advances in CO₂ capture technology—the US Department of Energy’s Carbon Sequestration Program.

International Journal of Greenhouse Gas Control, 2(1), 9–20. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00094-1](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00094-1).

Ganapathy, H., Steinmayer, S., Shooshtari, A., Dessiatoun, S., Ohadi, M. M., Alshehhi, M. (2016). Process intensification characteristics of a microreactor absorber for enhanced CO₂ capture. *Applied Energy*, 162(1), 416–427. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.010>.

Gautam, A., Mondal, M. K. (2023). Review of recent trends and various techniques for CO₂ capture: Special emphasis on biphasic amine solvents. *Fuel*, 334(Part 1), 126616. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.126616>.

González-Castaño, M., Dorneanu, B., Arellano-García, H. (2021). The reverse water gas shift reaction: a process systems engineering perspective. *Reaction Chemistry Engineering*, 6(6), 954–976.

International Energy Agency. (2019). Putting CO₂ to Use. Paris. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/putting-co2-to-use>>. Acesso em: 23 de jul. de 2023.

International Energy Agency. (2020). Energy Technology Perspectives 2020. Paris. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>>. Acesso em: 24 de jul. de 2023.

International Energy Agency. (2021). After steep drop in early 2020, global carbon dioxide emissions have rebounded strongly. IEA Publications.

International Energy Agency. (2022). Direct Air Capture: A key technology for net zero. IEA Publications. <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture-2022>.

IPCC. (2005). IPCC special report on carbon dioxide capture and storage (Metz, B., Davidson, O., De Coninck, H. C., Loos, M., Meyer, L., Eds.). Cambridge University Press. <https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/>.

IPCC. (2014). Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change: Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Farahani, E., Kadner, S., Seyboth, K., Adler, A., et al., Eds.). Cambridge University Press. <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg3/>.

IPCC. (2022). Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change: Working Group III Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (Shukla, P.R., Skea, J., Slade, R., Al Khourdajie, A., van Diemen, R., McCollum, D., Pathak, M., et al., Eds.). Cambridge University Press. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>.

- Kanniche, M., Gros-Bonnivard, R., Jaud, P., Valle-Marcos, J., Amann, J. M., Bouallou, C. (2010). Pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion in thermal power plants for CO₂ capture. *Applied Thermal Engineering*, 30(1), 53–62. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2009.05.005>.
- Ketzer, J. M. M., et al. (2016). *Atlas brasileiro de captura e armazenamento geológico de CO₂*. Porto Alegre: EDIPUCRS.
- Kupgan, G., et al. (2018). Modeling amorphous microporous polymers for CO₂ capture and separations. *Chemical Reviews*, 118(11), 5488–5538.
- Leung, D. Y., Caramanna, C., Maroto-Valer, M. M. (2014). An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39(1), 426–443. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.093>.
- Li, K., Leigh, W., Feron, P., Yu, H., Tade, M. (2016). Systematic study of aqueous monoethanolamine (MEA)-based CO₂ capture process: Techno-economic assessment of the MEA process and its improvements. *Applied Energy*, 165(1), 648–659. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.109>.
- McQueen, N., Gomes, K. V., McCormick, C., Blumanthal, K., Pisciotta, M., Wilcox, J. (2021). A review of direct air capture (DAC): scaling up commercial technologies and innovating for the future. *Progress in Energy*, 3(3), 032001. <https://doi.org/10.1088/2516-1083/abf1ce>.
- Meng, F., Meng, Y., Ju, T., Han, S., Lin, L., Jiang, J. (2022). Research progress of aqueous amine solution for CO₂ capture: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 168(1), 112902. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112902>.
- Miranda, J. L., et al. (2018). Antropoceno e o CO₂: Processos de Captura e Conversão. *Revista Virtual de Química*, 10(6), 1915–1946.
- Modak, A., Jana, S. (2019). Advancement in porous adsorbents for post-combustion CO₂ capture. *Microporous and Mesoporous Materials*, 276(1), 107–132. <https://doi.org/10.1016/j.micromeso.2018.09.018>.
- Morais, S. N. O. A., Lobo, C. E. S., Padilha, C. E. A., Souza, D. F. S., Souza, J. R., Oliveira, J. A., Ruiz, J. A. C. (2021). Removal of Carbon Dioxide from a Multicomponent Gas Mixture by Absorption Using a Y-Type Microreactor. *Industrial Engineering Chemistry Research*, 60(30), 1590–11599. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.1c01419>.
- Oh, S. Y., Binns, M., Cho, H., Kim, J. K. (2016). Energy minimization of MEA-based CO₂ capture process. *Applied Energy*, 169, 353–362. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.046>.

- Ritchie, H., Rosado, P., Roser, M. (2023). CO₂ and Greenhouse Gas Emissions. *Our World in Data*. <https://ourworldindata.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions>
- Rubin, E. S., Mantripragada, H., Marks, A., Versteeg, P., Kitchin, J. (2012). The outlook for improved carbon capture technology. *Progress in Energy and Combustion Science*, 38(5), 630–671. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2012.03.003>.
- Sobieszuk, P., Aubin, J., Pohorecki, R. (2012). Hydrodynamics and mass transfer in gas-liquid flows in microreactors. *Chemical Engineering Technology*, 35, 1346–1358.
- Song, C., et al. (2019). Cryogenic-based CO₂ capture technologies: State-of-the-art developments and current challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101, 265–278.
- Shimekit, B., Mukhtar, H. (2012). Natural gas purification technologies-major advances for CO₂ separation and future directions. In *Advances in Natural Gas Technology*, IntechOpen. <https://doi.org/10.5772/38656>.
- Sreedhar, I., Nahar, T., Venugopal, A., Srinivas, B. (2017). Carbon capture by absorption – Path covered and ahead. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, 1080–1107.
- Thitakamol, B., Veawab, A. (2009). Foaming model for CO₂ absorption process using aqueous monoethanolamine solutions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 349(1–3), 125–136. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2009.08.006>.
- Veawab, A., Aroonwilas, A., Tontiwachwuthikul, P. (2002). CO₂ absorption performance of aqueous alkanolamines in packed columns. *Fuel Chemistry Division Preprints*, 47(1), 49–50.
- Wang, X., Song, C. (2020). Carbon Capture From Flue Gas and the Atmosphere: A Perspective. *Frontiers in Energy Research*, 8, 560849. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.560849>.
- Yao, C., Dong, Z., Zhao, Y., Chen, G. (2014). The effect of system pressure on gas-liquid slug flow in a microchannel. *AIChE Journal*, 60, 1132–1142. <https://doi.org/10.1002/aic.14306>
- Ye, C., Chen, G., Yuan, Q. (2012). Process characteristics of CO₂ absorption by aqueous monoethanolamine in a microchannel reactor. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 20(1), 111–119.
- Yu, C. H., Huang, C. H., Tan, C. S. (2012). A Review of CO₂ Capture by Absorption and Adsorption. *Aerosol and Air Quality Research*, 12(5), 745–769. <https://doi.org/10.4209/aaqr.2012.05.0132>.
- Yu, L., Kanezashi, M., Nagasawa, H., Tsuru, T. (2018). Role of Amine Type in CO₂ Separation Performance within Amine Functionalized Silica/Organosilica Membranes: A Review. *Applied Sciences*, 8(7). <https://doi.org/10.3390/app8071032>.

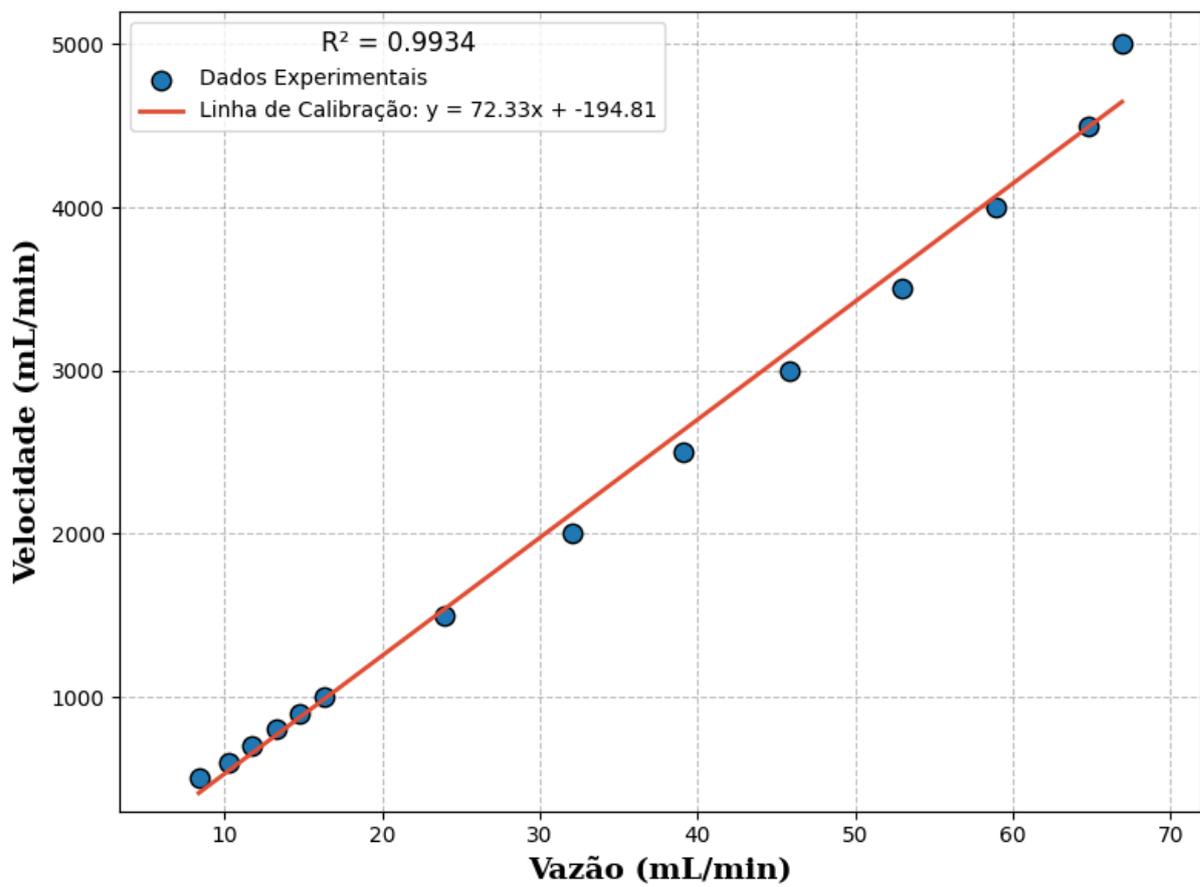
Apêndices

APÊNDICE A – DADOS DE CALIBRAÇÃO

Tabela 15 – Dados de Calibração da Bomba Seringa

Velocidade (mL/min)	Tempo (s)	Massa (g)	Volume (mL)	Vazão (mL/min)	Vazão Média (mL/min)	Desvio Padrão (σ)
5000	60	67,2	67,4	67,4	66,94	0,45
	60	66,3	66,5	66,5		
4500	60	64,8	65,0	65,0	64,84	0,15
	60	64,5	64,7	64,7		
4000	60	59,8	60,0	60,0	58,97	1,00
	60	57,8	58,0	58,0		
3500	60	53,8	54,0	54,0	52,95	1,00
	60	51,8	52,0	52,0		
3000	60	46,0	46,1	46,1	45,83	0,30
	60	45,4	45,5	45,5		
2500	60	39,5	39,6	39,6	39,11	0,50
	60	38,5	38,6	38,6		
2000	60	32,4	32,5	32,5	32,04	0,45
	60	31,5	31,6	31,6		
1500	60	24,2	24,3	24,3	23,97	0,30
	60	23,6	23,7	23,7		
1000	60	16,6	16,6	16,6	16,30	0,35
	60	15,9	15,9	15,9		
900	60	15,1	15,1	15,1	14,79	0,35
	60	14,4	14,4	14,4		
800	60	13,2	13,2	13,2	13,34	0,10
	60	13,4	13,4	13,4		
700	60	11,8	11,8	11,8	11,73	0,10
	60	11,6	11,6	11,6		
600	60	10,5	10,5	10,5	10,23	0,30
	60	9,9	9,9	9,9		
500	60	8,6	8,6	8,6	8,37	0,25
	60	8,1	8,1	8,1		

Figura 14 – Curva de Calibração da Bomba Seringa push-pull



Fonte: Autor, 2024.

APÊNDICE B – CÓDIGO INTERFACE DO SENSOR

Código CO2Collect em Python

```
1 import tkinter as tk
2 from tkinter import ttk, messagebox, filedialog
3 import serial
4 import pandas as pd
5 import time
6 import threading
7 import matplotlib.pyplot as plt
8 from matplotlib.backends.backend_tkagg import FigureCanvasTkAgg
9
10 # Configurações iniciais
11 ser = None
12 is_collecting = False
13 ppm_values = []
14 timestamps = []
15
16 # Função para coletar dados
17 def coletar_dados(port, baudrate, duration):
18     global is_collecting, ppm_values, timestamps
19     ppm_values = []
20     timestamps = []
21     first_valid_time = None
22     start_time = time.time()
23
24     try:
25         ser = serial.Serial(port, baudrate, timeout=1)
26         while time.time() - start_time < duration + 10:
27             line = ser.readline().decode('utf-8').strip()
28             if line.isdigit():
29                 ppm = int(line)
30
31                 if first_valid_time is None:
32                     first_valid_time = time.time()
33
34                 elapsed_time = time.time() - first_valid_time
35                 if elapsed_time >= duration:
36                     break
37
38                 ppm_values.append(ppm)
39                 timestamps.append(elapsed_time)
40
41         # Atualiza o gráfico
42         update_graph(timestamps, ppm_values)
43         time.sleep(0.5)
```

```

44
45     ser.close()
46     is_collecting = False
47 except Exception as e:
48     messagebox.showerror("Erro", f"Ocorreu um erro: {e}")
49     is_collecting = False
50
51 # Função para atualizar o gráfico
52 def update_graph(timestamps, ppm_values):
53     ax.clear()
54     ax.plot(timestamps, ppm_values, label='CO2 (ppm)')
55     ax.set_xlabel('Tempo (s)')
56     ax.set_ylabel('CO2 (ppm)')
57     ax.legend()
58     canvas.draw()
59
60 # Função para iniciar a coleta de dados
61 def start_coleta():
62     global is_collecting
63     if is_collecting:
64         messagebox.showwarning("Aviso", "A coleta já está em andamento.")
65         return
66
67     port = entry_port.get()
68     try:
69         duration = int(entry_duration.get())
70     except ValueError:
71         messagebox.showerror("Erro", "Por favor, insira um valor de tempo válido.")
72         return
73
74     if not port:
75         messagebox.showerror("Erro", "Por favor, insira a porta COM.")
76         return
77
78     is_collecting = True
79     thread = threading.Thread(target=coletar_dados, args=(port, 9600, duration))
80     thread.start()
81
82 # Função para parar a coleta
83 def stop_coleta():
84     global is_collecting
85     if not is_collecting:
86         messagebox.showwarning("Aviso", "A coleta não está em andamento.")
87         return
88     is_collecting = False
89
90 # Função para limpar os dados coletados

```

```

91 def limpar_dados():
92     global ppm_values, timestamps
93     ppm_values = []
94     timestamps = []
95     ax.clear() # Limpa o gráfico
96     canvas.draw() # Atualiza o gráfico
97     messagebox.showinfo("Limpeza", "Dados limpos com sucesso.")
98
99 # Função para salvar o arquivo Excel
100 def salvar_arquivo():
101     if not ppm_values:
102         messagebox.showerror("Erro", "Nenhum dado foi coletado para salvar.")
103         return
104
105     # Abre o diálogo para salvar o arquivo
106     filepath = filedialog.asksaveasfilename(defaultextension=".xlsx",
107     filetypes=[("Excel files", "*.xlsx")])
108     if not filepath:
109         return # Se o usuário cancelar, não faz nada
110
111     # Salva os dados em um DataFrame e exporta para Excel
112     df = pd.DataFrame({'Tempo (s)': timestamps, 'CO2 (ppm)': ppm_values})
113     df.to_excel(filepath, index=False)
114
115     messagebox.showinfo("Sucesso", f"Dados salvos com sucesso em {filepath}")
116
117 # Interface gráfica com tkinter
118 root = tk.Tk()
119 root.title("Coleta de Dados CO2")
120
121 # Definir o tamanho da janela (dobro do tamanho padrão)
122 root.geometry("1000x800")
123
124 # Porta COM
125 ttk.Label(root, text="Porta COM:").grid(column=0, row=0, padx=10, pady=5)
126 entry_port = ttk.Entry(root)
127 entry_port.grid(column=1, row=0, padx=10, pady=5)
128
129 # Tempo de corrida
130 ttk.Label(root, text="Tempo de coleta (segundos):").grid(column=0, r
131 ow=1, padx=10, pady=5)
132 entry_duration = ttk.Entry(root)
133 entry_duration.grid(column=1, row=1, padx=10, pady=5)
134
135 # Botão Start
136 button_start = ttk.Button(root, text="Start", command=start_coleta)
137 button_start.grid(column=0, row=2, padx=10, pady=10)

```

```

138
139 # Botão Stop
140 button_stop = ttk.Button(root, text="Stop", command=stop_coleta)
141 button_stop.grid(column=1, row=2, padx=10, pady=10)
142
143 # Botão Salvar
144 button_save = ttk.Button(root, text="Salvar", command=salvar_arquivo)
145 button_save.grid(column=2, row=2, padx=10, pady=10)
146
147 # Botão Limpar Dados
148 button_clear = ttk.Button(root, text="Limpar Dados", command=limpar_dados)
149 button_clear.grid(column=3, row=2, padx=10, pady=10)
150
151 # Gráfico
152 fig, ax = plt.subplots(figsize=(8, 5))
153 canvas = FigureCanvasTkAgg(fig, master=root)
154 canvas.get_tk_widget().grid(column=0, row=3, columnspan=4,
155 padx=10, pady=10, sticky="nsew")
156
157 # Expansão das colunas e linhas para ocupar mais espaço
158 root.grid_columnconfigure(0, weight=1)
159 root.grid_columnconfigure(1, weight=1)
160 root.grid_columnconfigure(2, weight=1)
161 root.grid_columnconfigure(3, weight=1)
162 root.grid_rowconfigure(3, weight=1)
163
164 root.mainloop()

```