



Latin American Journal of Energy Research – Lajer (2022) v. 9, n. 2, pp. 18–35  
<https://doi.org/10.21712/lajer.2022.v9.n2.p18-35>

## Captura e armazenamento de carbono associados à recuperação avançada de óleo: uma revisão

### *Carbon capture and storage associated with enhanced oil recovery: a review*

Nathalia Barbosa Coelho<sup>1,\*</sup>, Ana Paula Meneguelo<sup>2</sup>, Gisele de Lorena Diniz Chaves<sup>3</sup>,

<sup>1</sup> Aluna de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus São Mateus, ES, Brasil

<sup>2</sup> Professora do Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus São Mateus, ES, Brasil

<sup>3</sup> Professora do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas, Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, SC, Brasil

\*Autor para correspondência, E-mail: [nathalia.b.coelho@edu.ufes.br](mailto:nathalia.b.coelho@edu.ufes.br)

Received: 06 November 2022 | Accepted: 25 November 2022 | Published online: 24 December 2022

**Resumo:** Muito se discute a respeito da mitigação das mudanças climáticas em todo o mundo. No entanto, o fornecimento sustentável de energia e materiais ainda não é realidade, visto o crescimento acelerado da demanda energética, que intensifica consideravelmente a emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE). Neste intuito, dentre as tecnologias que podem ser aliadas à redução da emissão de GEE tem-se a captura e armazenamento geológico de dióxido de carbono - CCS (*Carbon Capture and Storage*). Além de reduzir as emissões de GEE, um projeto de CCS pode ser aplicado na produção de petróleo para melhorar o desempenho de um poço no processo de Recuperação Avançada de Petróleo - EOR (*Enhanced Oil Recovery*). O objetivo deste artigo é revisar os conceitos e tecnologias relacionados à Captura e Armazenamento de Carbono e à Recuperação Avançada de Petróleo, a partir de uma revisão sistemática da literatura, estruturando e classificando os artigos selecionados. Para isso, foi aplicada a técnica SYSMAP (*Scientometric and Systematic Yielding Mapping Process*) visando estruturar as principais etapas da revisão. Além disso, foi utilizado o método *Science Mapping*, para identificar os trabalhos de maior impacto na área de interesse, através do *software R Studio*, *Bibliometrix* e de Indicadores Internacionais propostos pela Capes. Evidenciou-se que a abordagem técnica foi a mais empregada, seguida da econômica e, por fim, a ambiental. Foram identificadas algumas limitações e propostas de estudos futuros. Desta forma, a contribuição deste artigo envolve identificar os estudos mais relevantes na área e, por meio da análise estruturada, apresentar o estado da arte orientando pesquisas futuras.

Palavras chave: captura e armazenamento de carbono, recuperação avançada de óleo, indústria petrolífera, CO<sub>2</sub>-EOR, CCS-EOR.

**Abstract:** The mitigation of climate change is a trend topic studied and discussed around the world. However, the sustainable supply of energy and materials is not a reality, given the accelerated growth of energy demand, which considerably intensifies the emission of Greenhouse Gases (GHG). In this sense, among the technologies that can be allied to reduce GHG emissions is the capture and geological storage of carbon dioxide - CCS (*Carbon Capture and Storage*). In addition to reducing GHG emissions, a CCS project can be applied in oil production to improve well performance in the Enhanced Oil Recovery (EOR) process. The objective of this paper is to review the concepts and technologies related to Carbon Capture and Storage and Enhanced Oil Recovery, from a systematic literature review, structuring and classifying the selected papers. To this end, the SYSMAP (*Scientometric and Systematic Yielding Mapping Process*) technique was applied to structure the main stages of the review. In addition, the Science Mapping method was used to identify the works with the greatest impact in the area of interest, through the R Studio software, Bibliometrix and International Indicators proposed by Capes. It was evident that the technical approach was the most employed, followed by the economic approach, and finally the environmental approach. Some limitations and proposals for future studies were identified. Thus, the contribution of this paper involves

*identifying the most relevant studies in the area and, through structured analysis, presenting the state of the art guiding future research.*

*Keywords: carbon capture and storage, enhanced oil recovery, oil industry, CO<sub>2</sub>-EOR, CCS-EOR.*

## 1. Introdução

Um dos maiores desafios hoje em todo o mundo ainda é a redução das mudanças climáticas. Contudo, o fornecimento sustentável de energia e materiais é um panorama ainda utópico, uma vez que o que se percebe é o crescimento acelerado da demanda energética, o que intensifica consideravelmente a emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE). Este aumento acentua o efeito estufa e tem relação direta com o adensamento e disseminação de doenças, aumento do nível médio dos mares e com intensos fenômenos meteorológicos (PIRES et al., 2011).

No Brasil, as principais fontes de emissão estão correlacionadas com o uso da terra (46%), especificamente o desmatamento, a agropecuária (27%), o setor de energia (18%), processos industriais (5%) e a geração de resíduos (OBSERVATÓRIO DO CLIMA, 2021). As Contribuições Nacionalmente Determinadas pelo Brasil no Acordo de Paris, em 2015, estipulam uma redução das emissões líquidas em 37% até 2025 e em 43% até 2030, em relação à 2005, o que equivale a um limite máximo de 1,3 GtCO<sub>2</sub>e. Segundo o 9º Relatório do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG), publicado em outubro de 2021, o país emitiu 9,5% a mais de gases de efeito estufa em 2020, quando comparado ao ano anterior. O total de emissões brutas atingiu 2,16 bilhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (GtCO<sub>2</sub>e), contra 1,97 bilhão de toneladas em 2019. Considerando as emissões globais, o Brasil está em quinto lugar entre os maiores poluidores, com cerca de 3,2% do total mundial ficando atrás apenas de China, EUA, Rússia e Índia. Além disso, as emissões *per capita* do Brasil são maiores que a média mundial de 6,7 toneladas brutas, chegando a cerca de 10,2 toneladas no ano de 2020 (Observatório do Clima, 2021).

Diante deste cenário, as questões ambientais demandam maior atenção. Neste intuito, a busca por novas tecnologias pode ser uma importante aliada na mitigação da emissão de GEE. Uma destas inovações é conhecida por captura e armazenamento geológico de dióxido de carbono – CCS (*Carbon Capture and Storage*). Neste método, o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), produzido pela queima de hidrocarbonetos e responsável por cerca de 60% do efeito-estufa, cuja permanência na atmosfera é de pelo menos centena de anos, é capturado de fontes industriais e injetado em formações geológicas, evitando sua liberação para a atmosfera.

Além de reduzir as emissões de GEE, um projeto de CCS pode ser aplicado na produção de petróleo para melhorar o desempenho de um poço no processo de Recuperação Avançada de Petróleo – EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Esta tecnologia pode ainda gerar as Reduções Certificadas de Emissões (RCE), conhecidos por Créditos de Carbono, possibilitando o comércio dessas reduções e contribuindo para o retorno econômico dos projetos de CCS (DE CONINCK E BENSON, 2014). Alguns artigos já abordaram uma revisão de literatura sobre CCS. González-Díaz e outros (2017), Pollak e outros (2011), Sun e outros (2021) e van Alphen e outros (2009) apresentaram revisões muito específicas em termos de localização, focando em países, ou muito abrangentes sobre CCS. Adu e outros (2018), por outro lado, descreveu o estado da arte para o CCS-EOR. Para além do que já foi publicado, o objetivo deste artigo é revisar os conceitos e tecnologias relacionados à Captura e Armazenamento de Carbono e à Recuperação Avançada de Petróleo, analisando os estudos mais recentes e buscando estruturá-los e classificá-los de acordo com o escopo, os dados, os métodos de pesquisa, a abordagem do estudo, além das características da viabilidade de cada trabalho. Em vista disso, este artigo identifica os estudos mais relevantes na área e, por meio da análise estruturada, apresenta o estado da arte sobre o tema. Portanto, para além de descrever os artigos encontrados, este artigo contribui ao analisar a literatura e identificar lacunas, orientando pesquisas futuras.

## 2. Metodologia de revisão

Segundo Egger e outros (2001), revisões sistemáticas permitem uma avaliação mais objetiva do tema trabalhado, o que pode ajudar a resolver incertezas quando a pesquisa original, revisões clássicas e comentários editoriais discordam. Identificar e filtrar os estudos relevantes, avaliando cada um de acordo com critérios predefinidos é o que distingue uma revisão sistemática de uma revisão tradicional (Jesson et al., 2011).

Para realizar a revisão sistemática da literatura neste trabalho foi utilizado o método SYSMAP (*Scientometric and Systematic Yielding Mapping Process*) no intuito de estruturar as principais etapas desse

processo. Combinando análise cientométrica e de conteúdo, esse modelo considera que o pesquisador não tem conhecimento sobre o tema ou busca identificar detalhes específicos sobre determinado aspecto ou contexto (Vaz e Maldonado, 2017).

Na primeira fase, as palavras-chave “carbon capture and storage”, “enhanced oil recovery” e “carbon dioxide or emission” foram buscadas nas bases de dados *Web of Science* e *Scopus* no dia 11 de março de 2022, sem restrição de tempo e restringindo a busca somente para artigos. A partir desta busca, foram obtidos 90 resultados na *Scopus* e 55 na *Web of Science*. Na etapa de filtragem, em que os artigos duplicados foram removidos, obteve-se 94 artigos. Após a determinação desta amostra, foi feita a importação de dados (título, resumo, autores, palavras-chave, revista, referências e número de citações) para todos os artigos. Para o gerenciamento das referências bibliográficas e análise bibliométrica foi utilizado o método *Science Mapping*, que permite, entre outros itens, identificar os trabalhos de maior impacto em qualquer área de pesquisa, utilizando ferramentas livres, para obter um panorama sobre o estado de desenvolvimento das práticas e do conhecimento científico sobre qualquer tema de investigação através da automação com o *software R Studio*, *Bibliometrix* e Indicadores Internacionais propostos pela Capes.

Os 94 artigos científicos analisados foram publicados entre 2006 e 2022, conforme apresentado na Figura 1a. Apesar das oscilações, percebe-se um crescimento no número de publicações ao longo dos anos, principalmente entre 2015 e 2020.

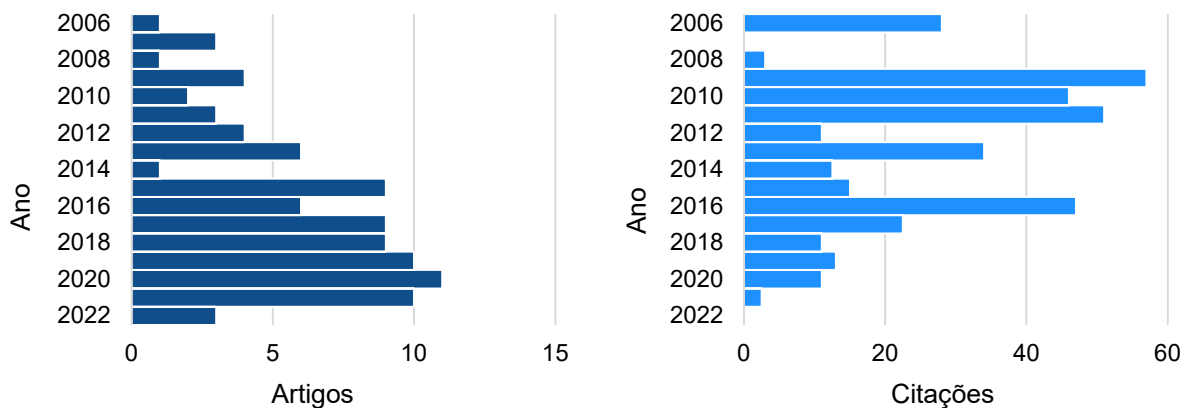


Figura 1. (a) Distribuição das publicações por ano; (b) Média total de citações das publicações por ano.

Na análise foi destacado que os artigos receberam um total de 3219 citações por ano desde 2006. A Figura 1b mostra a média total destas citações por ano e indica que os artigos publicados nos períodos entre 2008 e 2011 e em 2016 são os mais utilizados como referência.

Na Tabela 1 estão relacionados os 10 artigos mais citados entre 2006 e 2022, com número de citações em ordem decrescente. O artigo mais citado foi publicado em 2016, demonstrando sua representatividade no tema em relação ao tempo de publicação. Destaca-se também que um autor, Calin-Cristian Cormos, tem dois artigos entre os 10 mais citados.

Na Figura 2, estão relacionadas as revistas mais relevantes entre as publicações selecionadas, com destaque para a *Internacional Journal of Greenhouse Gas Control* (FI: 3,738), *Applied Energy* (FI: 9,746), *Energy* (FI: 7,147), *Energy conversion and Management* (FI: 9,709), *Environmental Science and Technology* (FI: 9,028), *Journal of Petroleum Science and Engineering* (FI: 4,346), *Scientific Reports* (FI: 4,379), *Energy and Fuels* (FI: 3,605), *Energy Policy* (FI: 6,142), *Fuel* (FI: 6,609), *Internacional Journal of Hydrogen Energy* (FI: 5,816), *Journal of Environmental Management* (FI: 6,789), *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* (FI: 3,583), Revista Brasileira de Geofísica (FI: não informado). O Fator de impacto (FI) é a principal métrica que classifica as publicações científicas segundo o número de citações recebidas (Kumar, 2018). Segundo Garfield (2003), apesar de qualidade ser um parâmetro relativo, vários estudos demonstram que os periódicos com melhor qualidade, percebidas por entrevistas ou questionários com cientistas, também estão entre as de maior impacto dentro de sua categoria ou especialidade específica. Os valores de FI utilizados neste trabalho são referentes ao ano de 2020 e publicados em 2021. Portanto, a partir da Figura 2, percebe-se que o periódico com maior FI, *Applied Energy*, apresenta 7 artigos publicados, seguido de *Energy conversion and Management* e *Environmental Science and Technology*, ambos com 3 artigos sobre o tema. Já o periódico que possui mais artigos publicados nesta temática, possui um FI três vezes inferior ao desses periódicos de mais destaque.

Tabela 1. Os 10 Artigos mais citados de 2006 a 2022.

Autores	Título	Ano	Número de citações
Dai et al.	CO <sub>2</sub> accounting and risk analysis for CO <sub>2</sub> sequestration at enhanced oil recovery sites	2016	164
Hammond et al.	Techno-economic appraisal of fossil-fuelled power generation systems with carbon dioxide capture and storage	2011	138
Chalmers et al.	Flexible operation of coal fired power plants with postcombustion capture of carbon dioxide	2009	109
Barker et al.	Internal corrosion of carbon steel pipelines for dense-phase CO <sub>2</sub> transport in carbon capture and storage ccs a review	2017	88
Godec et al.	Opportunities for using anthropogenic CO <sub>2</sub> for enhanced oil recovery and CO <sub>2</sub> storage	2013	83
Cormos	Assessment of hydrogen and electricity coproduction schemes based on gasification process with carbon capture and storage	2009	80
Bachu	Identification of oil reservoirs suitable for CO <sub>2</sub> -EOR and CO <sub>2</sub> storage CCUS using reserves databases with application to Alberta Canada	2016	76
van Alphen et al.	The performance of the Norwegian carbon dioxide capture and storage innovation system	2009	70
Li et al.	Diffusion coefficients of supercritical CO <sub>2</sub> in oil-saturated cores under low permeability reservoir conditions	2016	65
Cormos	Evaluation of iron based chemical looping for hydrogen and electricity co-production by gasification process with carbon capture and storage	2010	65

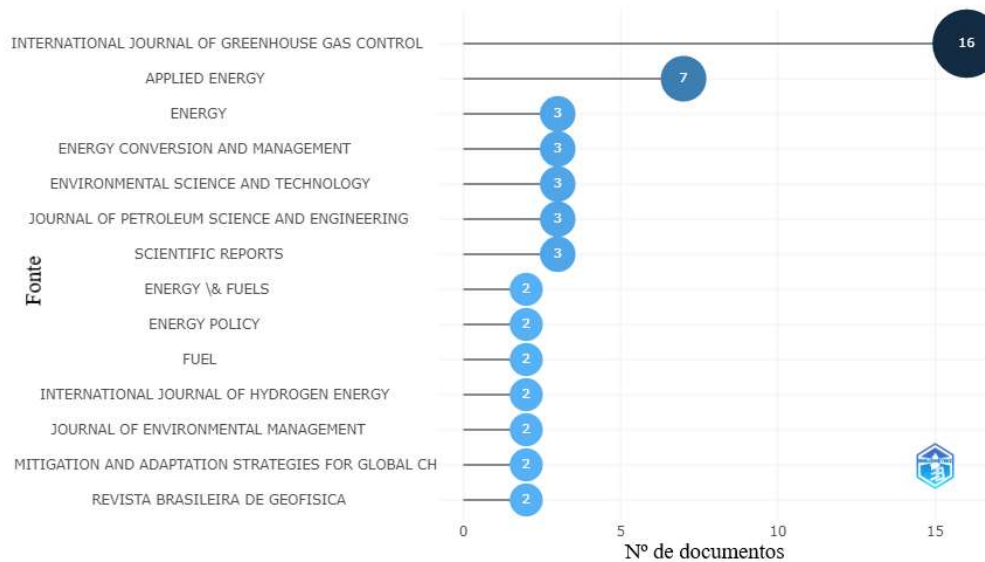


Figura 2. Distribuição das publicações por revistas mais relevantes.

Com relação aos autores com maior número de publicações na área, a Figura 3 evidencia que Xian Zhang é o autor mais relevante neste contexto, com 4 documentos publicados, todos em co-produção com outros autores. Entre os 10 nomes relacionados, Calin-Cristian Cormos é o único autor que apresenta publicação sem parcerias, cujo destaque deve ser dado visto que elas também são mencionadas entre os 10 documentos mais citados dentro da amostra analisada. Nesse sentido também foi observado que todos os artigos mencionados possuem financiamento em suas pesquisas, promovido por programas de instituições nacionais, como Fundação Nacional de Ciências Naturais da China e a Conselho Nacional de Pesquisa Universitária da Romênia.

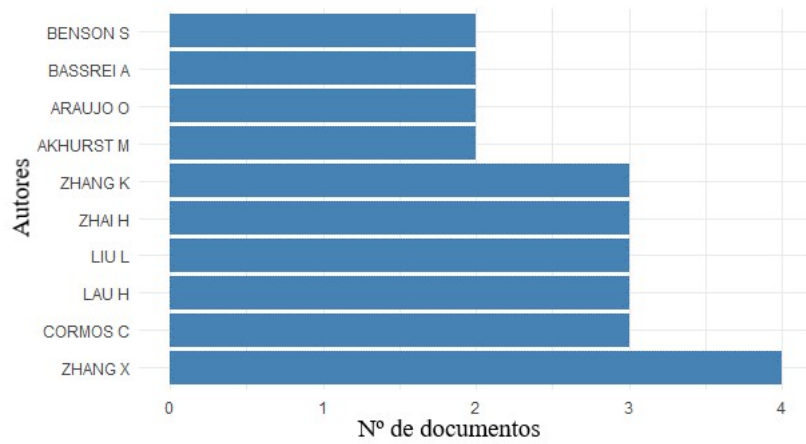


Figura 3. Os 10 autores mais produtivos.

Foi também analisada a participação de cada país nas publicações. Na Figura 4 estão identificados os países que apresentam algum artigo publicado na área de estudo deste trabalho. A variação na coloração do mapa indica que em azul escuro estão os países com maior número de publicações e o tom mais claro, menor número. A cor cinza sugere ausência de publicações. Os números da produção científica dos países mais expressivos podem ser observados na Tabela 2. A China é o país com maior frequência na participação dos artigos publicados (63 artigos), seguido dos Estados Unidos (50 artigos), Reino Unido (23 artigos) e Brasil (13 artigos). No entanto, apesar da China ter a maior quantidade de documentos publicados, pode-se perceber que analisando somente as regiões, as produções estão concentradas na Europa, seguida da América do Norte.

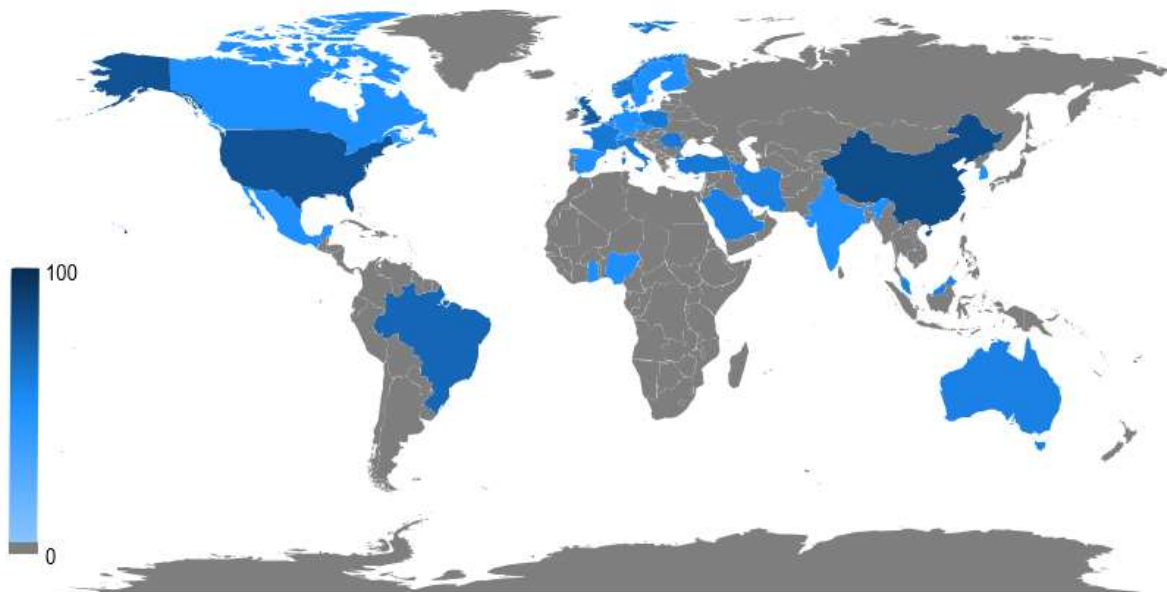


Figura 4. Distribuição das publicações por país.

Tabela 2. Países que mais participaram das publicações da amostra.

Região	Frequência
China	63
USA	50
UK	23
Brasil	13
Noruega	10
Espanha	10
Turquia	8
Holanda	7
Polônia	5
Romênia	5

A Figura 5 apresenta os países mais produtivos relacionando o número de artigos com as produções independentes do país ou em parceria com outros países. Nota-se que o número de documentos produzidos por um único país é bem mais expressivo que os desenvolvidos em colaboração com outros países e que o Brasil, a Romênia, Turquia, Filipinas e Singapura só apresentam publicações de autores da mesma nacionalidade. Um estudo de um único país significa que nele são utilizados dados empíricos exclusivamente de um país e não é definido por metodologia (podem ser qualitativos ou quantitativos, históricos ou contemporâneos, idiográficos ou teóricos), nem pelo tamanho da amostra (podem ser estudos de um único caso a nível de país ou maiores, utilizando dados subnacionais, administrativos ou individuais) (PEPINSKI, 2019). Mesmo assim, estudos sugerem que o crédito total dado pela comunidade científica aos autores de um trabalho em conjunto é, em média, maior do que o atribuído à autoria única, além de o número de co-autores parecer estar fortemente correlacionado com o impacto de um trabalho e com um número alto de citações (Katz e Martin, 1997). Entretanto, aqui ressaltam-se os trabalhos de Calin-Cristian Cormos que publicou artigos sem parcerias, ou seja, de um mesmo país, mas dois deles estão na lista dos dez mais citados.

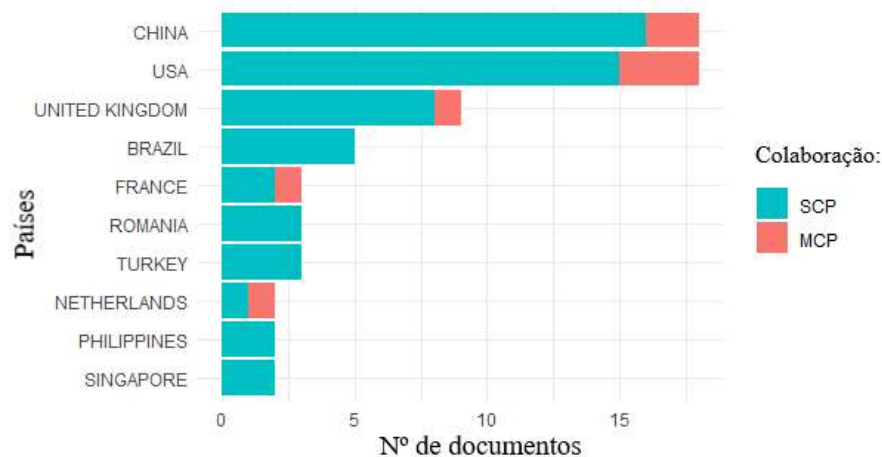


Figura 5. Países mais produtivos (SCP: Produção de um país; MCP: Produção de vários países).

Na Figura 6 estão apresentadas as 30 palavras-chave mais recorrentes nos artigos analisados. Quanto maior a palavra no diagrama, mais vezes ela aparece entre os documentos selecionados. A figura apresentada indica coerência com o tema estudado, uma vez que expõe com mais intensidade os termos utilizados na busca realizada nas bases de dados, além de palavras relacionadas à aplicação do método CCS na indústria petrolífera e seu uso para mitigação climática. Além disso, são observadas as palavras “China” e “United States”, que representam os países que mais publicaram na área de interesse desta pesquisa, “economic analysis” e “cost benefit analysis”, que demonstram certa recorrência no estudo da viabilidade econômica de projetos CCS e as palavras “coal-fired power plant” e “fossil fuel power plant”, que indicam a participação de outros setores industriais (como usinas de energia à carvão) além do petrolífero, principalmente no processo de captura de CO<sub>2</sub>.

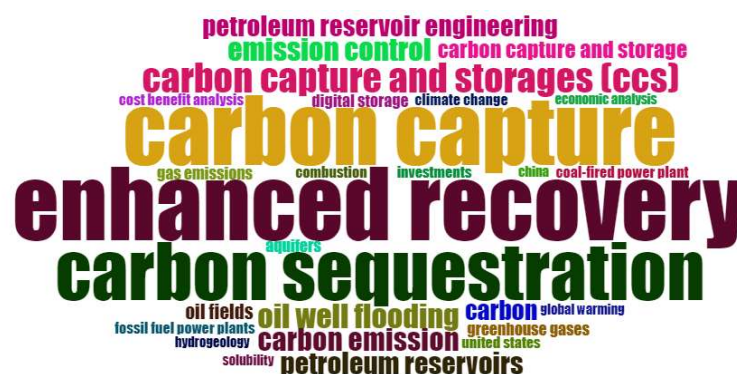


Figura 6: Palavras-chave mais utilizadas.

Após a leitura dos títulos e resumos de todos os artigos, foram selecionados aqueles mais relevantes e alinhados ao tema de interesse, resultando em 59 trabalhos. Deste portfólio, a revisão sistemática consistiu na leitura completa de cada um dos artigos buscando informações relativas ao escopo dos estudos, aos

dados, aos métodos de pesquisa, a abordagem do estudo, bem como a viabilidade das propostas, de acordo com a Tabela 3.

Tabela 3. Principais classificações do estudo.

Escopo	Dados	Abordagem	Método	Viabilidade
CCS	Quantitativo	Conceitual	Estudo de caso	Técnica
EOR	Qualitativo	Matemática	Caso experimental	Econômica
CCS-EOR	Revisão	Não aplicável	Caso teórico	Ambiental
CO <sub>2</sub> -EOR	-	-	Não aplicável	Não aplicável

A partir dessa classificação, notou-se que CCS foi o tema mais abordado, com 35 trabalhos (59%), seguido por CO<sub>2</sub>-EOR (29%) e CCS-EOR (12%), como apresentado na Figura 7a. Portanto, 41% dos artigos encontrados abordam as duas temáticas centrais deste estudo: tanto as questões de impactos ambientais quanto aquelas envolvidas na recuperação de óleo. Nesta classificação, nenhum dos artigos apresentou temática exclusivamente para EOR, o que é justificável pelo próprio recorte da pesquisa em termos de palavras-chave de busca.

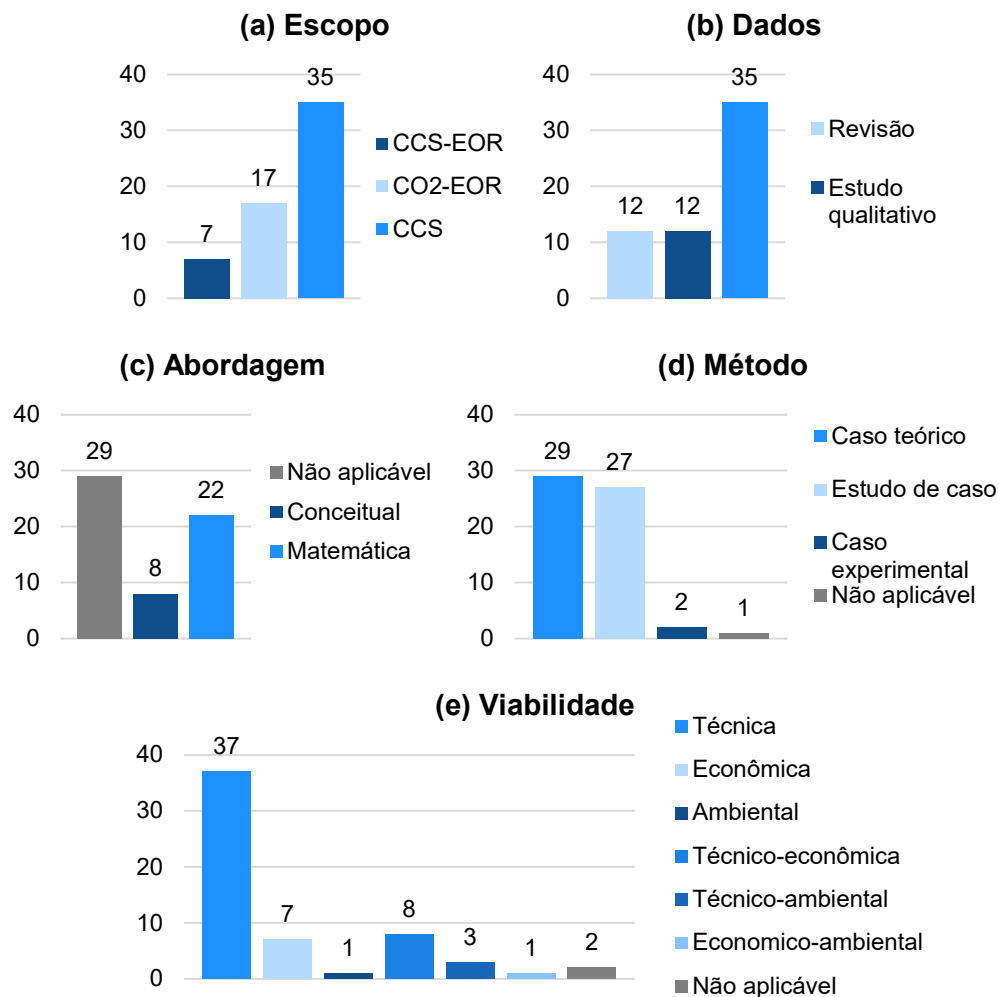


Figura 7. Frequência (a) do escopo dos trabalhos; (b) dos dados do desenvolvimento; (c) da abordagem utilizada; (d) dos métodos de desenvolvimento; (e) da característica da viabilidade apresentada nos artigos.

Como mostrado na Figura 7b, entre os trabalhos da amostra, 59% dos artigos são de estudos quantitativos e 24 documentos são igualmente divididos entre trabalhos de revisão e estudos qualitativos. Dentre os 12 artigos de revisão, nenhum abordou algum tipo de modelagem, assim como a maior parte da amostra (49%), como apontado na Figura 7c. Os estudos qualitativos e quantitativos que não estão relacionados a modelagem (17 artigos) utilizam metodologias que abrangem a aplicação de equações matemáticas ou mesmo a descrição das etapas de desenvolvimento de análises técnicas (53%), econômicas (29%), técnico-ambientais (1 artigo), técnico-econômicas (1 artigo) e econômico-ambientais (1 artigo).

Além disso, destes 17 trabalhos, 59% são estudos de caso e 41% são casos teóricos, ou seja, utilizam dados da literatura.

A classificação também permitiu observar que os dados utilizados nos artigos estão basicamente divididos em casos teóricos (49%) e estudos de caso (46%), como apresentado na Figura 7d. Nesta categoria, foram identificados apenas 2 casos experimentais, em que foram feitas análises principalmente técnicas a respeito de projetos CCS, e somente 1 trabalho não utiliza dados no seu desenvolvimento, por se tratar de um artigo de revisão.

Com relação à natureza da viabilidade abordada em cada trabalho, 37 artigos tratam somente da viabilidade técnica da aplicação de projetos CCS e 12% discutem apenas a viabilidade econômica e apresentam em sua maioria, caráter quantitativo. Dentro da amostra analisada, somente Hammond e outros (2011) apresenta exclusivamente uma análise ambiental. Além disso, como apontado na Figura 7e, dois artigos não abordam a questão da viabilidade. Estes trabalhos são classificados como revisão, assim como o único artigo que discute exclusivamente a viabilidade ambiental. Foi observado também que alguns trabalhos apresentam mais de uma classificação, sendo caracterizados como técnico-econômicos (8 artigos), técnico-ambientais, representados por 3 casos teóricos, e econômico-ambientais, um estudo de caso de caráter qualitativo.

A seleção dos artigos para leitura integral e análise sistemática considerou-se, inicialmente, os 24 artigos que abordam as duas temáticas centrais deste estudo: CO<sub>2</sub>-EOR e CCS-EOR. Além disso, visando selecionar os trabalhos mais relevantes envolvendo CSS, foi utilizado o método *Ordinatio* (Pagani et al., 2015) para identificar a importância de cada artigo dentro desta classificação. A metodologia de seleção, *Methodi Ordinatio*, emprega a equação *Index Ordinatio (InOrdinatio)* para classificar os artigos, com objetivo de escolher e classificá-los de acordo com sua relevância científica, levando em conta o fator de impacto da revista na qual o artigo foi publicado, o número de citações e o ano de publicação (Pagani et al., 2015). Assim, a etapa de leitura envolve não somente os artigos com temática específica, mas também os trabalhos mais relevantes para a ciência sobre CCS, sendo acrescentados aos artigos que focam na temática central. Entre os 35 artigos classificados utilizando esta escala, os que apresentam maior valor do *InOrdinatio* foram dispostos em um gráfico de Pareto, gerado para auxiliar a escolha dos artigos com temática CCS mais relevantes da amostra. A partir da Figura 8 pôde-se observar que os 11 trabalhos com maior Índice *Ordinatio* correspondem a 60% da escala total apresentada. Dessa forma, os artigos de Hammond e outros (2011), Barker e outros (2017), van Alphen e outros (2009), Cormos (2009), Cormos (2010), Tyne et al. (2021), Stork et al. (2015), Pollak et al. (2011), Hu & Zhai (2017), Wang et al. (2020), Agrali et al. (2018), Pilorgé et al. (2020), Carminhati et al. (2019), Zhong et al. (2019), Dias et al. (2019), Zhang et al. (2019), Vitoonkijvanich et al...., Gough & Shackley..., Lau et al. (2021), Giordano et al. (2017), Liu et al. (2016), Melara et al. (2020), Sun et al. (2021), Owebor et al. (2022), Zhang et al. (2022), Zhang et al. (2022), Wildgust et al. (2019), Farhat & Benson (2013), Gruson et al. (2015), Zeng et al. (2013), Li & Qin (2017) e Momeni et al. (2012) foram incluídos na seleção dos documentos para leitura integral e revisão sistemática da literatura, devido à sua relevância nos estudos sobre CCS.

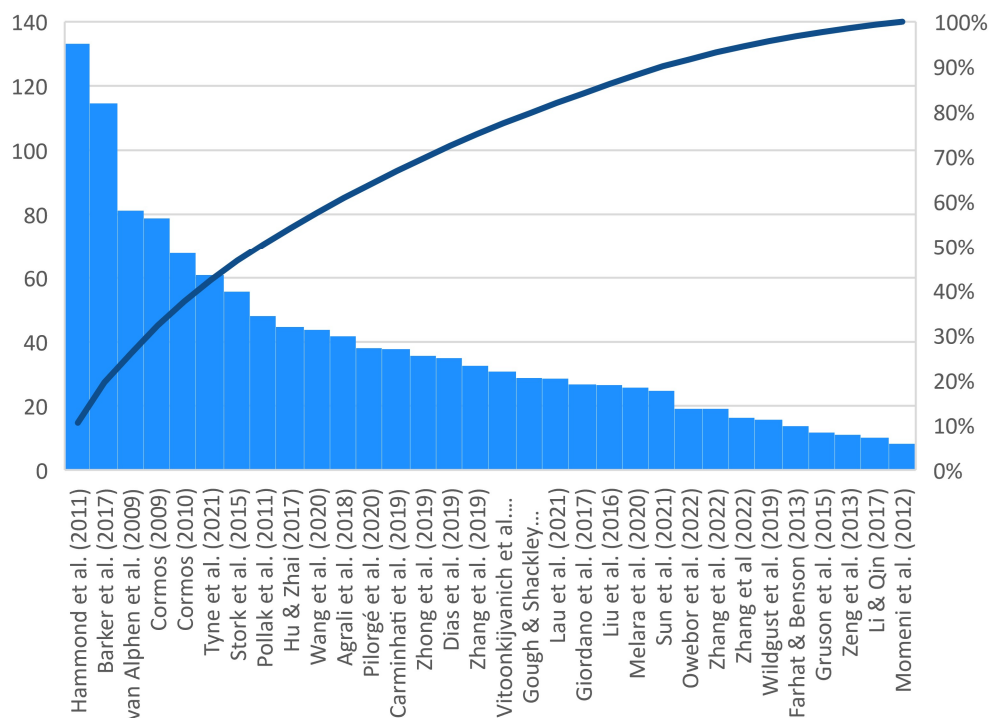


Figura 8: Distribuição com base na classificação *InOrdinatio* dos artigos com tema CCS.



Por fim, da amostra final utilizada na análise sistemática, a China é o país que apresenta mais artigos publicados, seguida dos Estados Unidos, assim como observado na busca original. Além disso, foi notado que quase todos os trabalhos da análise têm algum financiamento externo, geralmente de instituições nacionais de incentivo a pesquisa, representados em sua maioria pela Fundação Nacional de Ciência Natural da China (7 artigos). Alguns trabalhos (7 documentos) não informam se tiveram apoio financeiro. As únicas pesquisas do portfólio final que possuem suporte de empresas do setor de óleo e gás são Drexler e outros (2020), Yañez e outros (2020) e Adu e outros (2018), apoiados pela Shell Brasil em parceria com a ANP (Agência Nacional de Petróleo), pela Ecopetrol S.A e pela PetroChina, respectivamente.

### 3. Análise do portfólio de artigos

A análise dos 35 trabalhos consiste na classificação de cada um de acordo com os objetivos, metodologia de pesquisa, abordagem da modelagem, benefícios, limitações e futuras linhas de pesquisa. Para avaliar a transformação através da gaseificação de carvão simultaneamente com a captura e armazenamento de carbono, do ponto de vista técnico, Cormos (2009) utilizou alguns fatores críticos. Foram adotados critérios de seleção de combustível, escolha do reator de gaseificação, integração de calor e energia, análise de flexibilidade, captura e armazenamento de carbono, especificações de qualidade de H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> considerando o uso de hidrogênio no setor de transporte (células combustíveis) e armazenamento de dióxido de carbono em formação geológica ou uso para Recuperação Avançada de Petróleo. Apesar de não fazer referência a trabalhos futuros, o artigo discute formas de melhorias futuras para a metodologia aplicada.

Van Alphen e outros (2009) utilizaram a abordagem das Funções dos Sistemas de Inovação para identificar questões políticas-chave que precisam ser abordadas a fim de prolongar a posição de liderança internacional da Noruega no desenvolvimento da tecnologia de CCS. Os resultados fornecem uma compreensão dos impedimentos atuais no sistema de inovação CCS e enfatizam a necessidade de iniciativas políticas para a atividade empresarial e a formação de mercado, para melhorar o desempenho do sistema. Porém, o artigo não inclui um estudo ambiental na análise política para o desenvolvimento da CCS, o que agregaria ao trabalho.

Cormos (2010) analisou a aplicação potencial da técnica de *looping* químico para o processo de gaseificação para gerar vetores de energia descarbonizada (potência, hidrogênio), propondo uma metodologia integrada para avaliar, do ponto de vista técnico, os conceitos de usinas de co-produção de hidrogênio e eletricidade com base no processo de gaseificação de carvão com serragem, com captura de carbono, baseado no sistema de *looping* químico de ferro. A partir disso, forneceu uma avaliação detalhada de um sistema de *looping* químico, usando óxidos de ferro como um de oxigênio, em conjunto com um processo de co-gaseificação de carvão e biomassa com captura e armazenamento de carbono. No entanto, apesar de mencionar uma discussão econômica no trabalho, esta não é apresentada ao longo do artigo.

Hammond e outros (2011) revisaram os conceitos do processo de CCS, considerando os três estágios básicos: captura, secagem e compressão de CO<sub>2</sub> de usinas elétricas, transporte de CO<sub>2</sub> e armazenamento geológico por centenas a milhares de anos. Os resultados mostram que a captura de CO<sub>2</sub> pode reduzir as emissões em mais de 90%. O custo médio de armazenamento para as opções de CCS do Reino Unido foi de £1,2/tCO<sub>2</sub> para campos de gás esgotados e um retorno financeiro de £3,2/tCO<sub>2</sub> para a EOR, o que poderia compensar a maioria dos custos de transporte. Porém, segundo os autores, os resultados divergem quando comparados com a literatura.

Pollak e outros (2011) revisaram o desenvolvimento das políticas de armazenamento geológico tanto a nível federal quanto estadual nos EUA, incluindo pesquisas originais sobre o desenvolvimento das políticas estaduais, aplicando também a teoria do modelo de coalizão de defesa (MCD). No trabalho são destacados três pontos mais relevantes: as coalizões descritas não são definidas por um problema político; as duas coalizões no subsistema de políticas não diferem em sua preferência sobre como um problema deve ser resolvido, mas sim em suas crenças sobre o propósito primário de uma atividade; e o subsistema de políticas de armazenamento geológico foi criado quando a coalizão climática se interessou por uma atividade que antes estava completamente no domínio da coalizão energética. O artigo não apresenta em detalhes a metodologia da análise feita, mas tem a intenção de incluir em seus trabalhos futuros uma análise mais detalhada da rede de membros da coalizão.

Sahin e outros (2012) fizeram uma revisão geral do conceito CO<sub>2</sub>-EOR e seu potencial na Turquia. Um estudo de caso para a aplicação de CO<sub>2</sub>-EOR no campo Bati Raman foi apresentado como um "benchmark", o conhecimento obtido a partir desta aplicação foi revisto e uma rede conceitual transnacional de CO<sub>2</sub>, ao longo de todos os principais campos de petróleo e gás natural no Oriente Médio, foi proposta e discutida. Segundo os autores, tendo observado a injeção de CO<sub>2</sub> como uma excelente escolha para casos

de reservatórios carbonáticos através da experiência de Bati Raman, pode-se estender a ideia da rede de CO<sub>2</sub> da Europa continental para o gigantesco campo de gás natural *South Pars*, de propriedade conjunta do Qatar e do Irã. No entanto, a análise econômica apresentada não é detalhada ao longo do artigo.

Godec e outros (2013) demonstram que o CO<sub>2</sub>-EOR oferece grande potencial de armazenamento de CO<sub>2</sub> e poderia acomodar uma grande parte deste gás capturado de instalações industriais nos próximos 30 anos. Além disso, os autores pontuam que o CO<sub>2</sub>-EOR precisa do CCS, uma vez que sua implementação futura com grande alcance dependerá do fornecimento de CO<sub>2</sub> de fontes industriais. O trabalho responde principalmente às questões acerca do potencial de CO<sub>2</sub>-EOR nos EUA e globalmente, quanto CO<sub>2</sub>-EOR poderia resultar do armazenamento de CO<sub>2</sub>, eficiência do armazenamento durante as operações de recuperação avançada, e quem se beneficiará mais com a captura e armazenamento de carbono (CCS) com CO<sub>2</sub>-EOR. Entretanto, o artigo não apresenta detalhes da metodologia utilizada no trabalho.

Stork e outros (2015) descreveram um extenso estudo sismológico utilizando uma gama de técnicas, baseando-se principalmente em dados de um único geofone de três componentes. Apesar das limitações do conjunto de dados microssísmicos do estudo, do pequeno número de instrumentos e do período de monitoramento restrito, o trabalho mostra que informações úteis podem ser obtidas dos dados para ajudar a regular os parâmetros de injeção e, assim, a resposta do local de injeção de CO<sub>2</sub>. O estudo é feito para um cenário bastante específico com limitações no conjunto de dados microssísmicos, pequeno número de instrumentos e período de monitoramento restrito.

Tapia e outros (2015) desenvolveram um programa linear inteiro misto (MILP) usando a analogia do problema do empacotamento em faixas. Um estudo de caso é apresentado para ilustrar o modelo. O modelo que minimiza o CO<sub>2</sub> fornecido para atender às exigências de fluxo das operações EOR e maximiza o lucro total com base em créditos de CO<sub>2</sub>, recuperação de petróleo e custos para a infraestrutura dos dutos, com um gasoduto e oleodutos individuais para cada reservatório. No entanto, o projeto e a programação das operações EOR para múltiplos reservatórios de petróleo não foram feitos. Trabalhos futuros incluem a extensão do modelo atual para considerar as incertezas nos parâmetros tais como como preços de petróleo e carbono, rendimento de petróleo e capacidade de armazenamento e para considerar múltiplas fontes de CO<sub>2</sub> com vários esquemas de alocação de lucros.

Bachu e outros (2016) fizeram uma revisão dos critérios para uma rápida identificação de reservatórios de petróleo adequados para CO<sub>2</sub>-EOR em qualquer jurisdição usando informações geralmente disponíveis em bancos de dados públicos, bem como metodologias para estimar a produção de óleo incremental e o armazenamento de CO<sub>2</sub> associado a CO<sub>2</sub>-EOR, e para a correspondência fonte-campo, ilustrando esses métodos para Alberta, Canadá. A metodologia apresentada para o mapeamento de reservatórios de petróleo para CCUS (CO<sub>2</sub>-EOR e armazenamento de CO<sub>2</sub>) pode ser aplicada a qualquer região do mundo, possivelmente com alguns ajustes em relação a alguns valores limiares e coeficientes de ponderação para classificação de reservatórios.

Barker e outros (2016) discutem a experiência mundial atual ao lidar com CO<sub>2</sub> de fase densa e as composições antropogênicas esperadas das diferentes técnicas de combustão atualmente disponíveis. São resumidas também as primeiras experiências de laboratório e de campo relacionadas ao transporte natural de CO<sub>2</sub> em fase densa para fins de recuperação de petróleo (EOR), além dos esforços de pesquisa mais recentes que se concentram na identificação do papel das impurezas antropogênicas nos processos de degradação.

Dai e outros (2016) fizeram simulações Monte Carlo multiescala integradas de fluxo e transporte de CO<sub>2</sub>-óleo/gás-água em reservatórios, acoplando a ferramenta PSUADE de quantificação de incerteza, a ferramenta GEOST de modelagem geoestatística modificada da Biblioteca de Software Geoestatístico, e o simulador de reservatório multifásico SENSOR. Além disso, é desenvolvido um modelo econômico para calcular a rentabilidade da recuperação de petróleo com aumento de CO<sub>2</sub> para a *Farnsworth Unit* (FWU). No entanto, apesar de informar a quantidade de simulações lucrativas, o artigo não indica quais.

Tapia e outros (2016) desenvolveram um modelo de programação linear inteira mista (MILP) para tratar de questões de alocação e programação de CO<sub>2</sub> para operações EOR. Além disso, uma abordagem de otimização discreta no tempo é desenvolvida para considerar tanto o desconto econômico quanto o esgotamento do reservatório. A metodologia é ilustrada através de dois estudos de caso. A solução do modelo fornece o melhor plano para cada operação EOR a fim de otimizar a alocação de CO<sub>2</sub>; a determinação da programação otimizada das operações e a alocação de CO<sub>2</sub> maximizam a rentabilidade geral do sistema. O trabalho tem foco na viabilidade técnica da tecnologia de CCS, porém não apresenta um estudo econômico, que completaria a análise. Trabalhos futuros incluem a extensão do modelo a casos com múltiplas fontes de CO<sub>2</sub>, e considerar outros aspectos das operações EOR, tais como incertezas nos preços do petróleo, capacidade de armazenamento de reservatório e rendimentos de petróleo, que podem

ser medidos via simulação de Monte Carlo ou análise de sensibilidade. Além disso, a modelagem física detalhada do comportamento do reservatório também pode ser incorporada, bem como considerações tecno-econômicas para um projeto detalhado. Outros aspectos como distribuição geográfica e a aceitação pública também podem ser incluídos em futuras variantes do modelo.

Bender e Akin (2017) investigaram a injeção de gás de combustão num campo maduro de óleo localizado na Turquia, onde CO<sub>2</sub>-EOR havia sido aplicado entre 2003 e 2012. Para isso foi construído um modelo de simulação de composição em 3D após uma caracterização detalhada do fluido. A partir do modelo foi feito um estudo da capacidade de armazenamento do campo petrolífero, assim como foi identificada a contribuição da injeção de gás de combustão bruto e injeção de CO<sub>2</sub> para a recuperação de óleo. Além disso, foram investigados os efeitos do tipo de gás injetado, a solubilidade do gás e os parâmetros operacionais no armazenamento e na recuperação.

González-Díaz e outros (2017) identificaram novas usinas na zona de inclusão no México e analisaram quais usinas existentes poderiam ser modernizadas e quais novas usinas poderiam ser projetadas para estarem "prontas para a captura de carbono". Além disso, a distância e os volumes de CO<sub>2</sub> foram estimados. De modo geral, o trabalho fornece uma visão do potencial de incorporação da captura de CO<sub>2</sub> no grande número de usinas elétricas alimentadas a gás, além de uma estimativa para as emissões de CO<sub>2</sub> dessas novas centrais elétricas a gás natural. Como o trabalho é complementar a outro estudo, algumas etapas não são detalhadas no artigo. Trabalhos futuros incluem um estudo de viabilidade técnica para avaliar se nove centrais elétricas localizadas na zona de inclusão poderiam ser construídas como CCUS ou se poderiam ser equipadas com CCUS de forma rentável.

Hu e Zhai (2017) fizeram uma abordagem sistemática para quantificar a variação e a incerteza no custo da captura e armazenamento de carbono para novas usinas elétricas a carvão pulverizado na China. No estudo é empregada uma ferramenta de modelagem tecno-econômica para avaliar o custo da CCS baseada em aminas para as usinas chinesas a carvão. A partir dos resultados do estudo são apresentados o papel das estratégias econômicas e as políticas para facilitar a implantação da tecnologia de CCS. Esse é um estudo cujos resultados não podem simplesmente ser comparados a informações de custos de várias fontes por causa das diferenças em seus métodos de custeio e suposições de parâmetros.

Kolster e outros (2017) simularam a implantação de projetos CCS para determinar as condições que resultariam na aplicação deste método em escala de gigatonelada, através do desenvolvimento de um modelo de fonte aberta de investimento iterativo em CCS com CO<sub>2</sub>-EOR (MIICE), que leva em conta a dinâmica tecno-econômica de projetos CCS e CO<sub>2</sub>-EOR assumindo vários campos petrolíferos bem caracterizados. No estudo são discutidos quais avanços tecnológicos, econômicos e regulatórios são necessários para que o CO<sub>2</sub>-EOR acelere a implantação de CCS em escala de gigatoneladas, além da abordagem dinâmica de avaliação de CCS aliada ao CO<sub>2</sub>-EOR, em que os custos e os fluxos de receita mudam ao longo do tempo como resultado da mudança de preços e da experiência acumulada. O modelo desenvolvido no trabalho é limitado aos parâmetros do estudo. Trabalhos futuros incluem aprofundar o modelo e acrescentar cenários com custos de várias tecnologias de captura de carbono ou avanços tecnológicos (novos solventes, por exemplo); adicionar parâmetros regionais, o que pode afetar fortemente a extensão de uma rede de transporte e o desenvolvimento da infraestrutura; e ampliar o modelo para incluir parcerias entre empresas e governo, por exemplo, com requisitos mais ou menos rigorosos sobre seus retornos e o risco que associam a tal investimento.

Adu e outros (2018) fornecem uma visão geral e uma análise das questões relacionadas aos projetos e tecnologias de CCS, avaliação dos riscos e custos, bem como as estruturas políticas, legais e regulamentares relevantes para os projetos CCS e os principais países com implantação dessa tecnologia. Além disso, é feita uma discussão dos sistemas de utilização e armazenamento de carbono da China (CCUS). O trabalho ajuda a aprimorar o desenvolvimento do setor petrolífero e serve como uma oportunidade de aprendizado para a melhoria da tecnologia CCS.

Ağralı e outros (2018) desenvolveram um modelo de programação misto que decide sobre as capacidades das unidades de captura de carbono, se for ótimo instalá-las; a rede de transporte que precisa ser construída para transportar o gás capturado; e a localização dos locais de armazenamento, se for decidido construí-los. Isso foi feito implementando o modelo do Sistema Geral de Modelagem Algébrica (GAMS) utilizando dados associados a duas centrais elétricas a carvão localizadas em diferentes regiões da Turquia. Segundo os autores, desde que estejam disponíveis os dados necessários do modelo, tais como as emissões de CO<sub>2</sub> para o processo particular de interesse, os dados de custos para os métodos CCS/CCU escolhidos, e preços de carbono atualizados, o modelo pode ser aplicado a qualquer indústria. No entanto, o estudo é feito para uma quantidade limitada de dados.

Da Silva e outros (2018) desenvolveram e aplicaram uma metodologia para projetar uma rede otimizada de etanol de cana para BECCS-CO<sub>2</sub> (bioenergia com captura e armazenamento de carbono) junto com dois conceitos alternativos: um considerando uma rede intermodal de transporte rodoviário e dutoviário e outro com um sistema de múltiplos *hubs*. O estudo apresenta uma metodologia que estima os custos de redução da captura e transporte de CO<sub>2</sub> das destilarias de etanol para campos de petróleo no Brasil e que foi desenvolvida para ser aplicável em outros estudos que abordam diferentes regiões ou locais, especialmente no que diz respeito à comparação entre oleodutos e transporte rodoviário para fontes de CO<sub>2</sub>. Porém, como o transporte rodoviário envolve um alto consumo de diesel, o que leva a emissões de gases de efeito estufa (GHG), elas devem ser quantificadas num estudo mais detalhado para uma maior coerência da operação.

Jiang e outros (2018) empregaram a avaliação do ciclo de vida para quantificar as emissões de CO<sub>2</sub> de sistemas CCS-EOR para analisar as emissões líquidas de CO<sub>2</sub>, incluindo a captura de carbono, transporte, EOR, *downstream* e consumo. O modelo analisa o ciclo de vida das emissões de CO<sub>2</sub> de usinas de ciclo combinado de gaseificação integrada (IGCC) com CCS, usinas de carvão pulverizado com CCS, e usinas de oxí-combustível com CCS, enquanto usam tecnologias de fracionamento, refrigeração, Ryan-Holmes, e membrana no processo EOR. No entanto, existem incertezas sobre o ciclo de vida das emissões e sobre as tecnologias de captura e reciclagem de CO<sub>2</sub> nos campos de petróleo apresentadas no estudo. Trabalhos futuros envolvem pesquisas para validar os resultados, incluindo testes de campo com várias fontes de emissão de CO<sub>2</sub> e considerando diferentes tecnologias.

Peck e outros (2018) apresentam uma integração de dados de desempenho de reservatórios do mundo real, estudos de simulação numérica e modelos estatísticos para desenvolver fatores representativos de eficiência de armazenamento de CO<sub>2</sub> para operações de CO<sub>2</sub>-EOR em reservatórios clássicos e carbonáticos. A partir do estudo são adquiridas informações estatísticas úteis que podem ser usadas para quantificar as estimativas de recursos de armazenamento de CO<sub>2</sub> associadas ao CO<sub>2</sub>-EOR e a incerteza inerente a essas estimativas.

Turk e outros (2018) examinaram a intensidade do impacto potencial do CCS-EOR e as emissões de gases de efeito estufa no Reino Unido até 2035. Depois disso, avaliaram o tamanho e o número de projetos CCS suportados pela recuperação avançada de petróleo necessários para satisfazer as projeções de capacidade de CCS projetadas pelo Departamento do Ambiente e Alterações Climáticas do Reino Unido (*Department of Environment and Climate Change - DECC*), as metas de descarbonização de eletricidade e as metas de armazenamento de CO<sub>2</sub> pela *Element Energy*. No estudo é fornecida uma perspectiva única, de estimativas da Análise do Ciclo de Vida (*Life Cycle Analysis - LCA*) da rede de eletricidade e *downstream* para reduzir as emissões da rede no Reino Unido via CCS-EOR. Porém falta uma análise de ciclo de vida completo, com extensão da eletricidade ao petróleo.

Roefs e outros (2019) avaliaram a sustentabilidade ambiental e econômica de projetos CO<sub>2</sub>-EOR *offshore* na região do Mar do Norte. Isto é feito explorando quatro cenários diferentes para CO<sub>2</sub>-EOR e CCS, determinando o impacto ambiental e econômico de cada um. Além disso, é determinado o Valor Presente Líquido para cada cenário. Segundo os autores, este é o primeiro estudo que avalia a combinação de fatores econômicos e impacto ambiental do CO<sub>2</sub>-EOR e CCS na região do Mar do Norte. A partir desse estudo, as autoridades podem usar os resultados para apoiar o desenvolvimento de mecanismos econômicos para investimentos compartilhados em instalações de captura de CO<sub>2</sub> e para obrigar tanto os produtores de petróleo quanto as grandes empresas emissoras de CO<sub>2</sub> a armazenar este gás em campos de petróleo esgotados. Uma questão que não foi abordada no estudo é o efeito da eliminação gradual da produção doméstica de petróleo, cenário que forçaria a importação de petróleo ou a produção de energia alternativa. Também não foi feita uma comparação de diferentes fontes de CO<sub>2</sub>, custos e locais de injeção com os métodos propostos.

Drexler e outros (2020) investigaram a alteração da molhabilidade por injeção de água carbonatada (*Carbonated Water Injection - CWI*) em uma rocha análoga a um reservatório do Pré-sal, e suas consequências no fluxo de óleo. A rocha foi caracterizada por análise petrofísica de rotina e ressonância magnética nuclear; a microtomografia computadorizada foi utilizada para reconstruir o volume de poros; e foi avaliada a molhabilidade pela medição do ângulo de contato, antes e depois da CWI, nas condições de reservatório. No trabalho é feita a análise do efeito separado da alteração da molhabilidade no fluxo imiscível no meio poroso, aplicando medições experimentais de molhabilidade em simulações de fluxo em escala de poros para EOR em sistemas carbonatados complexos, análogos aos reservatórios do Pré-sal. O estudo é feito para um tipo de rocha específico e não pode simplesmente ser aplicado para outros cenários. Não está evidente o tema de CCS.

Farajzadeh e outros (2020) utilizaram exemplos piloto de CO<sub>2</sub>-EOR em combinação com o método Koval modificado para gerar uma estimativa do histórico esperado da produção de petróleo. Além disso, foram identificados os principais esforços que devem ser considerados para o armazenamento de CO<sub>2</sub>, o fator de recuperação desses processos foi estimado, e foram identificados os principais parâmetros que contribuem para um fator de recuperação positivo. A partir do estudo é estabelecido um método para a análise do armazenamento de CO<sub>2</sub> através da EOR a partir de uma perspectiva de equilíbrio termodinâmico.

Guo e outros (2020) propuseram um novo modelo em relação a projetos CCS-EOR para avaliar sistematicamente o caminho de desenvolvimento da CSS e o processo de utilização para EOR. Ao considerar a fonte de captura de CO<sub>2</sub> e o processo de utilização EOR, o modelo de custo-benefício do sistema integrado é estabelecido, e o caminho de captura/injeção de CO<sub>2</sub> da CCS/EOR é otimizado. O modelo ajuda a analisar o investimento em CCS e o processo de captura de carbono a partir da perspectiva de todo o projeto, e fornece uma referência viável para projetos práticos de tomada de decisão de engenharia em larga escala. No entanto, segundo os autores, as suposições sobre os módulos de interação entre CCS e EOR precisam ser melhoradas. Além disso, para a descrição do modelo EOR, é necessário buscar métodos mais generalizados e mais detalhados, a fim de se obter a estimativa precisa do sistema, fatores a serem considerados em trabalhos futuros.

Thorne e outros (2020) desenvolveram um sistema EOR conceitual baseado numa usina de oxí-combustível localizada na Polônia, que atuou como fonte de CO<sub>2</sub>, combinada a um campo petrolífero localizado na Plataforma Continental Norueguesa. Uma avaliação de ciclo de vida foi utilizada posteriormente para estimar indicadores de emissões ambientais. O artigo apresenta os resultados da modelagem técnica e da LCA e os compara com um sistema de referência que compreende a produção convencional de eletricidade e petróleo. Isto proporciona uma avaliação parcial do potencial de implementação de sistemas de CO<sub>2</sub>-EOR na Europa.

Wang e outros (2020) avaliaram a relação entre a fonte de menor custo e as oportunidades de desenvolvimento de clusters para CCS na China sob a restrição de 2°C, determinada no Acordo de Paris, considerando as centrais elétricas a carvão existentes que têm acesso à CCS e fazendo uma triagem preliminar das centrais elétricas adequadas para a readaptação da CCS. Os resultados do estudo podem servir de base para a adoção da CCS em grande escala para o governo e as empresas de energia. Além disso, o modelo proposto também poderá ajudar a selecionar as centrais elétricas alimentadas a carvão que necessitam de uma adaptação prévia da CCS e, como as oportunidades de desenvolvimento de clusters de transporte foram exploradas pela primeira vez no setor energético da China, esta é uma perspectiva de investigação inovadora e consistente com o mais recente desenvolvimento da CCS. No entanto, o trabalho apresenta incertezas e limitações nos resultados, referentes principalmente a dois aspectos: incerteza no desenvolvimento da tecnologia de captura de CO<sub>2</sub>; e do potencial de armazenamento de CO<sub>2</sub> e do risco ambiental.

Yañez e outros (2020) apresentam um processo de correspondência entre fontes, incluindo potenciais de captura de CO<sub>2</sub> em fontes industriais de petróleo, cimento, geração de energia e bioetanol, bem como do armazenamento de CO<sub>2</sub> em campos petrolíferos adequados para EOR. No estudo é fornecida uma estimativa do potencial tecno-econômico dos projetos integrados CCS-EOR para reduzir as emissões de GEE. No entanto, nenhuma análise futura das emissões de CO<sub>2</sub> de fontes industriais foi incluída, o que pode afetar a estimativa do volume de captura e modificar os potenciais de armazenamento de CO<sub>2</sub> e recuperação de óleo.

Zhu e outros (2020) estabeleceram um modelo baseado em cenários reais para avaliar as decisões da opção de abandono para projetos de captura e armazenamento de carbono (CCS-EOR) sob condições do mercado de petróleo e incertezas geológicas. O modelo pode ser uma ferramenta válida para explorar mecanismos de cooperação adequados para promover a implantação em larga escala de projetos CCS-EOR entre as partes interessadas. Segundo os autores, outras questões precisam ser discutidas com a ajuda da teoria das opções reais, por exemplo: a suposição do mecanismo de preços de CO<sub>2</sub> neste estudo serve para a situação sob monopólio, que geralmente existe no estágio inicial da CCS-EOR. Além disso, não foram consideradas opções para suspender a operação e atrasar os investimentos na EOR. Trabalhos futuros incluem fazer uma correspondência entre fontes, além de uma gestão mais detalhada da operação na implantação em larga escala da CCS-EOR.

Cho e outros (2021) desenvolveram um modelo de simulação integrada de um processo de injeção alternada de água e gás (WAG) que co-injeta dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e metano (CH<sub>4</sub>)-CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub> para danos de formação causados pela deposição de asfalto em um reservatório de petróleo. Os mecanismos de precipitação e deposição de asfalto são examinados por modelagem de fluidos e simulação composicional, respectivamente. A modelagem de fluidos é realizada a partir dos dados experimentais

Burke Oil 1, o óleo mais pesado ( $^{\circ}$ API 19) entre o conjunto de Burke Oils, utilizados como dados de referência no trabalho. No estudo é analisada a influência da adição de  $\text{CH}_4$  no fluxo de gás de injeção em termos de maior recuperação de petróleo (EOR) e captura e armazenamento de carbono (CCS). No entanto, o estudo não fornece os aspectos do modelo que seriam relevantes para sua aplicação em campo. Trabalhos futuros estão relacionados a uma avaliação econômica com condições operacionais otimizadas que considere parâmetros tais como preço do petróleo, créditos fiscais de carbono e quantidade de  $\text{CH}_4$ .

Fan e outros (2021) identificaram a capacidade de armazenamento geológico e as emissões de  $\text{CO}_2$  da China a nível de cidades, investigando o potencial de redução de emissões, analisando a contribuição do armazenamento geológico *in situ* para a redução das emissões de  $\text{CO}_2$  e identificando as cidades prioritárias adequadas para conduzir o armazenamento geológico de  $\text{CO}_2$ . No trabalho foram determinadas oportunidades de desenvolvimento a curto prazo da CCS e um caminho para se estabelecer uma cidade de baixo carbono, proporcionando uma perspectiva diferente para enriquecer a combinação de políticas de CCS e uma referência benéfica para outros países do mundo. Porém, na análise do potencial de redução de emissão de  $\text{CO}_2$  de tecnologias CCS, fatores como capacidade de injeção, densidade populacional e montanhas e rios poderiam ser levados em consideração, para um resultado mais realista.

Santos e outros (2021) desenvolveram um modelo de dinâmica de sistema das interações entre a demanda de  $\text{CO}_2$ -EOR para sustentar a produção de petróleo, o modelo de metas de produção, e os preços de carbono necessários para acelerar a adoção do  $\text{CO}_2$ -EOR com CCS. Os resultados podem ser úteis para os formuladores de políticas que pretendem compreender o potencial de adoção de  $\text{CO}_2$ -EOR com CCS em nível nacional e avaliar opções de políticas para um roteiro abrangente de redução de emissões de gases de efeito estufa. Porém, no estudo existem incertezas tanto sobre o ciclo de vida das emissões apresentadas quanto sobre as tecnologias de captura e reciclagem de  $\text{CO}_2$  nos campos de petróleo.

Tyne e outros (2021) apresentaram análises de gás nobre, isótopo estável, isótopo aglomerado e sequenciamento genético de comunidades microbianas que podem degradar hidrocarbonetos, de um projeto de  $\text{CO}_2$ -EOR no Campo Olla (Louisiana, EUA). Estudos integrados como este podem se mostrar essenciais para monitorar efetivamente o armazenamento de  $\text{CO}_2$  e os processos biogeoquímicos que resultam disso.

Cormos (2009), Bachu e outros (2016), Barker e outros (2016), Bender e Akin (2017), Peck e outros (2018), Farajzadeh e outros (2020), Thorne e outros (2020) e Tyne e outros (2021), em seus trabalhos, fizeram uma análise somente técnica, mas um estudo econômico poderia avaliar a aplicabilidade das tecnologias para realidades distintas, complementando a análise de viabilidade. Muitos projetos têm viabilidade técnica, mas, sem a viabilidade econômica, sua implantação na prática fica comprometida.

#### 4. Considerações finais

Esse artigo identifica os estudos mais relevantes na área de Captura e Armazenamento de Carbono combinados com a Recuperação Avançada de Petróleo e, por meio da análise estruturada, apresenta o estado da arte para orientar pesquisas futuras.

Grande parte dos artigos utilizados para esta revisão tem caráter técnico, utilizando métodos de simulação, de pareamento, envolvendo as etapas de captura, transporte ou armazenamento de  $\text{CO}_2$ , ou até mesmo avaliando o comportamento desse gás quando injetado em formações ou em operações EOR. Ou seja, verifica-se que em termos metodológicos, a abordagem técnica foi bastante explorada, indicando aquelas mais adequadas para diferentes características. Dentre os trabalhos analisados também foram identificadas análises de natureza econômica e ambiental, combinadas ou não. Vários trabalhos apontam a importância da análise econômica predominantemente para a verificação da viabilidade dos projetos, mas nem todos os artigos incluíram esta visão. Já a avaliação ambiental foi menos presente nos artigos avaliados, o que aponta a necessidade de maior aprofundamento da questão. Entretanto, nenhum artigo analisado integrou as três abordagens de análise, o que evidencia a carência de estudos integrativos. Alguns apresentam ainda pontos referentes aos aspectos legais da implementação das tecnologias CCS. Ainda que com menor frequência dentro da amostra estudada, as últimas áreas mencionadas também têm grande relevância na disseminação de operações CCS-EOR na indústria petrolífera.

Percebe-se que muitos trabalhos apresentam limitações e necessitam de melhorias para os modelos. Alguns estudos são feitos para um conjunto limitado de dados e num curto espaço de tempo com o objetivo de idealizar situações reais, considerando a extensão para uma maior escala somente em trabalhos futuros. Na análise também foi identificado que é muito comum que sejam abordados os aspectos relacionados à CCS de forma isolada, deixando os estudos de certa forma, incompletos no sentido prático. Nesse sentido, foi observada uma frequente abordagem de um ponto de vista especificamente técnico, que sem um estudo econômico pode afetar a execução dos projetos. Muitos estudos evidenciam que o projeto técnico depende,

entre outros fatores, do fornecimento de CO<sub>2</sub> e suas propriedades, das características da formação geológica onde se pretende armazenar o gás, dos meios pelos quais o CO<sub>2</sub> será transportado e da distância entre as fontes e os campos de óleo. Todos estes fatores são específicos dos locais estudados. Portanto, existe um amplo campo de estudos envolvendo aplicação do CCS-EOR principalmente ao considerar especificidades locais ou regionais.

Verifica-se também, que muitos estudos foram realizados considerando a realidade dos países abordados nos artigos, principalmente China, Estados Unidos e Reino Unido, responsáveis pela maior parte dos projetos analisados. Os trabalhos que abrangem o cenário brasileiro também abordam aspectos técnicos específicos, no entanto, apresentam metodologias que podem ser aplicadas a estudos que tratam de outras regiões. Para envolver outras realidades, será necessário desenvolver e adaptar os projetos de acordo com as características e localizações com que se deseja trabalhar. Além disso, não foi encontrado um estudo que relacionasse a influência dos critérios que afetam ambientalmente e economicamente os projetos de forma a generalizar as análises. Ou seja, somente diagnósticos específicos para os casos de interesse.

Ainda que cada trabalho tenha uma proposta particular, para que a implementação das tecnologias CCS seja feita numa proporção maior, é interessante que várias áreas de estudo sejam contempladas, de forma a tornar os trabalhos mais completos em concordância com as aplicações reais.

## Agradecimentos

As autoras agradecem o apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a Financiadora de Estudos e Projetos (Finep) e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCTI.

## Referências bibliográficas

- Adu, E, Zhang, Y e Liu, D (2019) Current situation of carbon dioxide capture, storage, and enhanced oil recovery in the oil and gas industry. *The Canadian Journal of Chemical Engineering* [online]. **97**(5), 1048–1076. <<https://doi.org/10.1002/cjce.23393>>
- Ağralı, S, Üçtuğ, FG e Türkmen, BA (2018) An optimization model for carbon capture & storage/utilization vs. carbon trading: A case study of fossil-fired power plants in Turkey. *Journal of Environmental Management* [online]. **215**, 305–315. <<https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.03.054>>
- Bachu, S (2016) Identification of oil reservoirs suitable for CO<sub>2</sub>-EOR and CO<sub>2</sub> storage (CCUS) using reserves databases, with application to Alberta, Canada. *International Journal of Greenhouse Gas Control* [online]. **44**, 152–165. <<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.11.013>>
- Barker, R, Hua, Y e Neville, A (2016) Internal corrosion of carbon steel pipelines for dense-phase CO<sub>2</sub> transport in carbon capture and storage (CCS) – a review. *International Materials Reviews* [online]. **62**(1), 1–31. <<https://doi.org/10.1080/09506608.2016.1176306>>
- Bender, S e Akin, S (2017) Flue gas injection for EOR and sequestration: case study. *Journal of Petroleum Science and Engineering* [online]. **157**, 1033–1045. <<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.07.044>>
- Cho, J, Min, B, Kwon, S, Park, G e Lee, KS (2021) Compositional modeling with formation damage to investigate the effects of CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub> water alternating gas (WAG) on performance of coupled enhanced oil recovery and geological carbon storage. *Journal of Petroleum Science and Engineering* [online]. **205**, 108795. <<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108795>>
- Cormos, C-C (2009) Assessment of hydrogen and electricity co-production schemes based on gasification process with carbon capture and storage. *International Journal of Hydrogen Energy* [online]. **34**(15), 6065–6077. <<http://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.05.054>>
- Cormos, C-C (2010) Evaluation of iron based chemical looping for hydrogen and electricity co-production by gasification process with carbon capture and storage. *International Journal of Hydrogen Energy* [online]. **35**(6), 2278–2289. <<http://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.01.033>>
- da Silva, FTF, Carvalho, FM, Corrêa, JLG, Merschmann, PRdC, Tagomori, IS, Szklo, A e Schaeffer, R (2018) CO<sub>2</sub> capture in ethanol distilleries in Brazil: Designing the optimum carbon transportation network

- by integrating hubs, pipelines and trucks. *International Journal of Greenhouse Gas Control* [online]. **71**, 168–183. <<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.02.018>>
- de Coninck, H e Benson, SM (2014) Carbon Dioxide Capture and Storage: Issues and Prospects. *Annual Review of Environment and Resources* [online]. **39**(1), 243–270. <[10.1146/annurev-environ-032112-095222](https://doi.org/10.1146/annurev-environ-032112-095222)>
- Dai, Z, Viswanathan, H, Middleton, R, Pan, F, Ampomah, W, Yang, C, Jia, W, Xiao, T, Lee, S-Y, McPherson, B, Balch, R, Grigg, R e White, M (2016) CO<sub>2</sub> Accounting and Risk Analysis for CO<sub>2</sub> Sequestration at Enhanced Oil Recovery Sites. *Environmental Science & Technology* [online]. **50**(14), 7546–7554. <<https://doi.org/10.1021/acs.est.6b01744>>
- Drexler, S, Hoerlle, F, Godoy, W, Boyd, A e Couto, P (2020) Wettability Alteration by Carbonated Brine Injection and Its Impact on Pore-Scale Multiphase Flow for Carbon Capture and Storage and Enhanced Oil Recovery in a Carbonate Reservoir. *Applied Sciences* [online]. **10**(18), 6496. <<https://doi.org/10.3390/app10186496>>
- Egger, M, Smith, GD e O'Rourke, K (2001) Introduction: Rationale, Potentials, and Promise of Systematic Reviews. In: *Systematic Reviews in Health Care* [online]. London, UK: BMJ Publishing Group. pp. 1–19. <[10.1002/9780470693926.ch1](https://doi.org/10.1002/9780470693926.ch1)>
- Fan, J-L, Wei, S, Shen, S, Xu, M e Zhang, X (2021) Geological storage potential of CO<sub>2</sub> emissions for China's coal-fired power plants: A city-level analysis. *International Journal of Greenhouse Gas Control* [online]. **106**, 103278. <<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103278>>
- Farajzadeh, R, Eftekhari, AA, Dafnomilis, G, Lake, LW e Bruining, J (2020) On the sustainability of CO<sub>2</sub> storage through CO<sub>2</sub> – Enhanced oil recovery. *Applied Energy* [online]. **261**, 114467. <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114467>>
- Garfield, E (2003) The meaning of the Impact Factor. *International Journal of Clinical and Health Psychology* [online]. **3**(2), 363–369. <<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=33730210>>
- Godec, ML, Kuuskraa, VA e Dipietro, P (2013) Opportunities for Using Anthropogenic CO<sub>2</sub> for Enhanced Oil Recovery and CO<sub>2</sub> Storage. *Energy & Fuels* [online]. **27**(8), 4183–4189. <<https://doi.org/10.1021/ef302040u>>
- González-Díaz, A, González-Díaz, MO, Alcaráz-Calderón, AM, Gibbins, J e Lucquiaud, M (2017) Priority projects for the implementation of CCS power generation with enhanced oil recovery in Mexico. *International Journal of Greenhouse Gas Control* [online]. **64**, 119–125. <<https://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.07.006>>
- Guo, J.-X, Huang, C., Wang, J-L e Meng, X-Y (2020) Integrated operation for the planning of CO<sub>2</sub> capture path in CCS-EOR project. *Journal of Petroleum Science and Engineering* [online]. **186**, 106720. <<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106720>>
- Hammond, GP, Akwe, SSO e Williams, S (2011) Techno-economic appraisal of fossil-fuelled power generation systems with carbon dioxide capture and storage. *Energy* [online]. **36**(2), 975–984. <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.12.012>>
- Hu, B e Zhai, H (2017) The cost of carbon capture and storage for coal-fired power plants in China. *International Journal of Greenhouse Gas Control* [online]. **65**, 23–31. <<https://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.08.009>>
- Jesson, J, Matheson, L e M Lacey, F (2011) *Doing Your Literature Review Traditional And Systematic Techniques*. Sage Publications (CA).
- Jiang, Y, Lei, Y, Yang, Y e Wang, F (2018) Life Cycle CO<sub>2</sub> Emission Estimation of CCS-EOR System Using Different CO<sub>2</sub> Sources. *Polish Journal of Environmental Studies* [online]. **27**(6), 2573–2583. <<https://doi.org/10.15244/pjoes/80897>>
- Katz, JS e Martin, BR (1997) What is research collaboration? *Research Policy* [online]. **26**(1), 1–18. <[10.1016/s0048-7333\(96\)00917-1](https://doi.org/10.1016/s0048-7333(96)00917-1)>
- Kolster, C, Masnadi, MS, Krevor, S, Mac Dowell, N e Brandt, AR (2017) CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery: a catalyst for gigatonne-scale carbon capture and storage deployment? *Energy & Environmental Science* [online]. **10**(12), 2594–2608. <<https://doi.org/10.1039/c7ee02102j>>



- Kumar, A (2018) Is “Impact” the “Factor” that matters...? (Part I). *Journal of Indian Society of Periodontology* [online]. **22**(2), 95. <10.4103/jisp.jisp\_195\_18>
- Observatório do Clima (2021) Análise das emissões brasileiras de Gases de Efeito Estufa e suas implicações para as metas climáticas no Brasil SEEG 9 [online]. Disponível em: [https://seeg-br.s3.amazonaws.com/Documentos%20Analiticos/SEEG\\_9/OC\\_03\\_relatorio\\_2021\\_FINAL.pdf](https://seeg-br.s3.amazonaws.com/Documentos%20Analiticos/SEEG_9/OC_03_relatorio_2021_FINAL.pdf)
- Pagani, RN, Kovaleski, JL e Resende, LM (2015) Methodi Ordinatio: a proposed methodology to select and rank relevant scientific papers encompassing the impact factor, number of citation, and year of publication. *Scientometrics* [online]. **105**(3), 2109–2135. <10.1007/s11192-015-1744-x>
- Peck, WD, Azzolina, NA, Ge, J, Bosshart, NW, Burton-Kelly, ME, Gorecki, CD, Gorz, AJ, Ayash, SC, Nakles, DV e Melzer, LS (2018) Quantifying CO<sub>2</sub> storage efficiency factors in hydrocarbon reservoirs: A detailed look at CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery. *International Journal of Greenhouse Gas Control* [online]. **69**, 41–51. <<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.12.005>>
- Pepinsky, TB (2019) The Return of the Single-Country Study. *Annual Review of Political Science* [online]. **22**(1), 187–203. <10.1146/annurev-polisci-051017-113314>
- Pires, JCM, Martins, FG, Alvim-Ferraz, MCM e Simões, M (2011) Recent developments on carbon capture and storage: An overview. *Chemical Engineering Research and Design* [online]. **89**(9), 1446–1460. <10.1016/j.cherd.2011.01.028>
- Pollak, M, Phillips, SJ e Vajjhala, S (2011) Carbon capture and storage policy in the United States: A new coalition endeavors to change existing policy. *Global Environmental Change* [online]. **21**(2), 313–323. <<https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2011.01.009>>
- Roefs, P, Moretti, M, Welkenhuysen, K, Piessens, K e Compennolle, T (2019) CO<sub>2</sub>-enhanced oil recovery and CO<sub>2</sub> capture and storage: An environmental economic trade-off analysis. *Journal of Environmental Management* [online]. **239**, 167–177. <<https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2019.03.007>>
- Sahin, S, Kalfa, U e Celebioglu, D (2012) Unique CO<sub>2</sub>-Injection Experience in the Bati Raman Field May Lead to a Proposal of EOR/Sequestration CO<sub>2</sub> Network in the Middle East. *SPE Economics & Management* [online]. **4**(01), 42–50. <<https://doi.org/10.2118/139616-pa>>
- Santos, R, Sgouridis, S e Alhajaj, A (2021) Potential of CO<sub>2</sub>-enhanced oil recovery coupled with carbon capture and storage in mitigating greenhouse gas emissions in the UAE. *International Journal of Greenhouse Gas Control* [online]. **111**, 103485. <<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103485>>
- Stork, AL, Verdon, JP e Kendall, JM (2015) The microseismic response at the In Salah Carbon Capture and Storage (CCS) site. *International Journal of Greenhouse Gas Control* [online]. **32**, 159–171. <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.11.014>>
- Tapia, JFD, Lee, J-Y, Ooi, REH, Foo, DCY e Tan, RR (2015) Design and Scheduling of CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery with Geological Sequestration Operations as a Strip Packing Problem. *Chemical Engineering Transactions* [online]. **45**, 1615–1620. <<https://doi.org/10.3303/CET1545270>>
- Tapia, JFD, Lee, J-Y., Ooi, REH, Foo, DCY e Tan, RR (2016) Optimal CO<sub>2</sub> allocation and scheduling in enhanced oil recovery (EOR) operations. *Applied Energy* [online]. **184**, 337–345. <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.09.093>>
- Thorne, RJ, Sundseth, K, Bouman, E, Czarnowska, L, Mathisen, A, Skagestad, R, Stanek, W, Pacyna, JM e Pacyna, EG (2020) Technical and environmental viability of a European CO<sub>2</sub> EOR system. *International Journal of Greenhouse Gas Control* [online]. **92**, 102857. <<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102857>>
- Turk, JK, Reay, DS e Haszeldine, RS (2018) UK grid electricity carbon intensity can be reduced by enhanced oil recovery with CO<sub>2</sub> sequestration. *Carbon Management* [online]. **9**(2), 115–126. <<https://doi.org/10.1080/17583004.2018.1435959>>
- Tyne, RL, Barry, PH, Lawson, M, Byrne, DJ, Warr, O, Xie, H, Hillemonds, DJ, Formolo, M, Summers, ZM, Skinner, B, Eiler, JM e Ballentine, CJ (2021) Rapid microbial methanogenesis during CO<sub>2</sub> storage in hydrocarbon reservoirs. *Nature* [online]. **600**(7890), 670–674. <<https://doi.org/10.1038/s41586-021-04153-3>>

van Alphen, K, van Ruijven, J, Kasa, S, Hekkert, M e Turkenburg, W (2009) The performance of the Norwegian carbon dioxide, capture and storage innovation system. *Energy Policy* [online]. **37**(1), 43–55. <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.07.029>>

Vaz, C e Maldonado, M (2017) Revisão de literatura estruturada: proposta do modelo SYSMAP (Scientometric and sYStematic yielding Mapping Process. 9 de setembro. Disponível em: [https://www.researchgate.net/profile/Caroline-Vaz-3/publication/319533945\\_Revisao\\_de\\_Literatura\\_Estruturada\\_proposta\\_do\\_modelo\\_SYSMAP\\_Scientometric\\_and\\_Systematic\\_yielding\\_Mapping\\_Process/links/59b46606f7e9b3743523fa6/Revisao-de-Literatura-Estruturada-proposta-do-modelo-SYSMAP-Scientometric-and-Systematic-yielding-Mapping-Process.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Caroline-Vaz-3/publication/319533945_Revisao_de_Literatura_Estruturada_proposta_do_modelo_SYSMAP_Scientometric_and_Systematic_yielding_Mapping_Process/links/59b46606f7e9b3743523fa6/Revisao-de-Literatura-Estruturada-proposta-do-modelo-SYSMAP-Scientometric-and-Systematic-yielding-Mapping-Process.pdf)

Yáñez, E, Ramírez, A, Núñez-López, V, Castillo, E e Faaij, A (2020) Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry. *International Journal of Greenhouse Gas Control* [online]. **94**, 102938. <<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102938>>

Zhu, L, Yao, X e Zhang, X (2020) Evaluation of cooperative mitigation: captured carbon dioxide for enhanced oil recovery. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* [online]. **25**(7), 1261–1285. <<https://doi.org/10.1007/s11027-019-09906-0>>