

Tecnologias de captura, transporte, sequestro e armazenamento de CO₂: implicações para o uso de energia sustentável

Tecnologías de captura, transporte, secuestro y almacenamiento de CO₂: implicaciones para el uso sostenible de la energía

Deisy Tellez Burgos ¹, Larissa Silva da Silveira ^{2,3}, Vando Gomes ^{2,3}, Raúl Salinas Silva ⁴,
Stefanny Camacho Galindo ⁴, José Leão de Luna ^{2,5}, Emanuele Dutra Valente Duarte ²

¹ Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia.

² LOTEP Laboratorio de Operações e Tecnologias Energéticas Aplicadas na Indústria do Petróleo, Faculty of Petroleum Engineering, Federal University of Pará, Salinópolis, Brazil.
Correo: larissa.silveira@salinopolis.ufpa.br

³ HIDROLAB Laboratório de Hidráulica Ambiental, Faculty of Coastal and Ocean Engineering, Federal University of Pará, Salinópolis, Brazil.

⁴ Fundación de educación Superior San José.


⁵ LSED Laboratório de Sedimentologia, Faculty of Petroleum Engineering, Federal University of Pará, Salinópolis, Brazil. Correo: joselluna@ufpa.br

Recibido: 02 de mayo, 2022. **Aceptado:** 02 de mayo, 2022. **Versión final:** 30 junio, 2022.

Resumen

Com o aumento da necessidade energética acompanhando o crescimento da população mundial tem-se tornado maior a preocupação com poluição, aquecimento global e queimadas. Essa preocupação incentiva investimentos e pesquisas no âmbito do desenvolvimento sustentável, sendo a geração de dióxido de carbono uma das maiores problemáticas na indústria de energia, com a queimada de combustíveis fósseis e seu forte impacto no aquecimento global. O dióxido de carbono é um gás que participa do efeito estufa e tem contribuído para o aumento da temperatura global, aumento no nível do mar e diminuição das geleiras. Para reduzir as emissões de CO₂ na atmosfera estão sendo utilizadas tecnologias de captura, transporte, sequestro e armazenamento de dióxido de carbono. Este trabalho busca fazer uma revisão dos tipos dessas tecnologias, analisar sua aplicabilidade e esclarecer os principais conceitos.

Palabras clave: Dióxido de carbono, Captura, Transporte, Sequestro, Armazenamento, Emissões de CO₂.

Como citar: Tellez, D., Silva, L., Gomez, V., Salinas, R., Camacho, S., Leão, J., & Valente, E. (2022). Tecnologias de captura, transporte, sequestro e armazenamento de CO₂: implicações para o uso de energia sustentável. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 20(1), 31–44. <https://doi.org/10.18273/revfue.v20n1-2022004> 

Con el aumento de la demanda de energía que acompaña al crecimiento de la población mundial, se incrementa la preocupación por la contaminación, el calentamiento global y los incendios. Esta cuestión anima inversiones e investigación en el ámbito del desarrollo sostenible, enfocando los recursos al control de la generación de dióxido de carbono, que se presenta como uno de los mayores problemas de la industria energética y su fuerte impacto en el calentamiento global.

El dióxido de carbono es un gas que participa en el efecto invernadero y ha contribuido al aumento de la temperatura global, al aumento del nivel del mar y a la disminución de glaciares. Para reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera se están utilizando tecnologías de captura, transporte, secuestro y almacenamiento de dióxido de carbono. Este trabajo busca revisar los tipos de tecnologías, analizar su aplicabilidad y aclarar los conceptos principales. De igual manera, busca presentar los antecedentes y nuevas tendencias en cuanto a reducciones de CO₂

Abstract

As the increase in energy needs accompanies the growth of the world population, the concern about pollution, global warming, and fires becomes greater. This concern stimulates investments and research not in the field of sustainable development, with the generation of carbon dioxide being one of the biggest problems in the energy sector, with the burning of fossil fuels and its strong impact on global warming. Carbon dioxide is a gas that participates in the effect of the stove and contributes to the rise in global temperature, the acceleration in sea levels, and the reduction of glaciers. To reduce CO₂ emissions into the atmosphere, technologies are being used to capture, transport, sequester and store carbon dioxide. This work seeks to review two types of technologies, analyze their applicability and clarify the main concepts.

Keywords: Carbon dioxide, capture, transport, sequestration, storage, CO₂ emissions.

1. Introdução

O dióxido de carbono (CO₂) é um gás incolor e inodoro a temperaturas e pressões atmosféricas. Relativamente não tóxico, não combustível, mais pesado do que o ar e é solúvel em água ((NIH), 2005). Embora o dióxido de carbono seja encontrado principalmente na forma gasosa, ele também tem forma sólida e líquida (Ozturk, et al., 2017). Normalmente é encontrado no ar e na atmosfera, é produzido pela queima de compostos orgânicos e combustíveis fósseis, pelos processos de respiração e decomposição, por atividade vulcânica e é absorvida por plantas durante a fotossíntese (Chemists, 2010). O dióxido de carbono é um gás que “prende” o calor do sol, é um gás de efeito estufa que gera aquecimento na terra e aumenta a mudança climática sendo um grande risco enfrentado pela humanidade (Anderson, Hawkins, & Jones, 2016) porque CO₂ é emitido, principalmente, de 3 setores: transporte, terciário (doméstico e serviços) e o setor elétrico (Morales, Hernán; Torres, Cristian; Muñoz, Cristian M.;, 2008). O efeito estufa ocorre porque os gases atmosféricos absorvem a radiação infravermelha de saída, o que aumenta a temperatura. Por sua vez, o CO₂ é essencialmente atribuído como principal fator causador do efeito estufa, pois é o gás antropogênico mais importante do processo (painel intergovernamental sobre mudanças climáticas, 2007) (Cassio, H. Z., Bravo, C. O., & Machado, N. F. (2015).

Assim, o crescimento das indústrias no planeta, juntamente com a urbanização, aumentou significativamente a concentração atmosférica global de gases antropogênicos de efeito estufa, como o CO₂, gerando um aumento do aquecimento global e das mudanças climáticas (Yoro & Daramola, 2020). Esses fenômenos produzem mudanças constantes devido a uma variedade de fatores, como mudanças na órbita da Terra, mudanças na intensidade do Sol, mudanças nas correntes oceânicas, emissões vulcânicas e mudanças nas concentrações de gases de efeito estufa (Georgios & Christodoulides, 2008).

2. Captura (CCS)

A Captura (CCS) é um processo que envolve a separação de CO₂ industrial e fontes relacionadas à energia, transporte para um local de armazenamento e isolamento a longo prazo na atmosfera (Change, 2005). Possui aplicação em usinas e instalações industriais e envolve a separação, compressão e transporte de CO₂, e seu armazenamento em um local geológico (por exemplo, um aquífero salino, um reservatório de petróleo e/ou gás) (Cannone, Lanzini, & Santarelli, 2021). Existem diferentes tipos de sistemas de captura de CO₂: pós-combustão, pré-combustão e oxí-combustão e sua seleção depende de fatores importantes como a concentração de CO₂ no gás, a pressão do fluxo de gás e o tipo de combustível (Mohammad, Isaifan, Weldu, Rahman, & Al-Ghamdi, 2020).

2.1 Captura de CO₂ por tecnologias pré-combustão

A captura de CO₂ por pré-combustão tem sido usada principalmente no contexto de usinas a partir de gaseificação, onde é necessário limitar as emissões de CO₂. Projetos de plantas foram desenvolvidos para converter gás produzido a partir da gaseificação ou “gás de síntese” em hidrogênio e CO₂ e para remover o CO₂ do fluxo de gás de síntese antes da combustão de gás rico em hidrogênio na turbina a gás (Instituto, 2012).

No processamento do gás natural, reforma do gás natural e gaseificação, a captura final de CO₂ é alcançada porque a quantidade de ar ou oxigênio (O₂) disponível dentro do gaseificador é cuidadosamente controlada para que apenas uma parte do combustível seja completamente queimada (Osman, Hefny, Abdel Maksoud, Elgarahy, & Rooney, 2020). Este processo de oxidação parcial fornece o calor necessário para quebrar quimicamente o combustível e produzir gás de síntese (Rao & Phadke, 2017), que é composto de hidrogênio (H₂), monóxido de carbono (CO) e quantidades menores de outros componentes gasosos (Kumar, Viswandham, Gupta, & Kumar, 2013).

O gás de síntese é processado em um reator de deslocamento de gás-água (WGS), que converte CO em CO₂ e aumenta as concentrações molares de CO₂ e H₂ para aproximadamente 40% e 55%, respectivamente, em gás de síntese. Neste ponto, o CO₂ tem uma alta pressão parcial, o que melhora significativamente a força motriz para vários tipos de tecnologias de separação e captura (Kumar, Viswandham, Gupta, & Kumar, 2013).

A eficiência das usinas de captura por pré-combustão é baixa devido às perdas de energia causadas pela conversão de combustível fóssil em gás sintético, a demanda por vapor/oxigênio para a conversão de combustível e reações de evaporação da água, somadas aos requisitos de energia na produção de oxigênio e compressão de CO₂, oxigênio e combustível (Morales, Hernán; Torres, Cristian; Muñoz, Cristian M; 2008).

2.2 Tecnologia de combustão de captura de CO₂ (oxi-combustão)

A combustão de oxi-combustão é uma das principais tecnologias consideradas para a captura de CO₂ de usinas com CCS (Stanger, et al., 2015) porque fornece maior remoção de CO₂ e menor emissão de poluentes (Hou, Chiang, & Lin, 2020). O uso de

oxi-combustão (combustível fóssil queimado com oxigênio quase puro e gás fluido reciclado ou CO₂ ou água/vapor) para produzir um gás de combustão composto essencialmente de CO₂ e água, tem potencial como meio de remover CO₂ relacionado à combustão (Dillon, et al., 2005). Assim, esta tecnologia consiste em remover toda ou grande parte do N₂ do ar oxidante antes de sua introdução usando oxigênio de pureza variável como uma corrente oxidante fresca ao invés de ar (Yoon, Ahn, Choi, & Kim, 2016), mas essa corrente não pode ser usada diretamente na combustão, uma vez que as temperaturas de chama obtidas estariam bem acima dos limites toleráveis para os materiais que compõem o recinto onde o processo ocorre (Smart, Lu, Yan, & Riley, 2010). Para evitar esse problema, é utilizada uma corrente de ar temperada que recircula os gases de combustão para misturar com o oxidante fresco e reduzir a temperatura facilitando a transferência de calor. Com este procedimento, uma corrente que é constituída quase exclusivamente por CO₂ e H₂O é diretamente alcançada na saída da planta de combustão, da qual o H₂O pode ser facilmente eliminado por condensação (Lockwood, 2014). Neste caso, o tratamento de separação deve ser realizado previamente na corrente de ar para obter O₂ puro, geralmente utilizando técnicas criogênicas (Angel, Camara, & Conama, 2020).

Os três componentes importantes das tecnologias de oxi-combustão são a produção de oxigênio, a caldeira de oxi-combustão e a unidade de purificação e compressão de CO₂ (Zheng, 2011).

A eficiência da combustão de oxi-combustão pode ser melhorada reduzindo o custo de oxigênio fornecido ao sistema e aumentando a eficiência do sistema global. Os sistemas comerciais de produção de oxigênio são tipicamente criogênicos; no entanto, há pesquisas significativas sobre as membranas de transporte de oxigênio (OTMs) e tecnologias de combustão de bucle químico (CLC) (Ekman, Zitelman, Huston, & Indrakanti, 2018) (Zhang, K., & Lau, H. C. (2022).

Sistemas de oxi-combustão podem ser projetados em configurações de caldeiras de baixa ou alta temperatura. Os projetos de baixa temperatura têm uma temperatura de chama semelhante à da combustão convencional (~3000°F), enquanto em projetos de alta temperatura eles excedem 4500°F (Laboratório Nacional de Tecnologia de Energia, 2018). Os projetos de baixa temperatura são adequados para aplicações novas ou modernizadas e usam a reciclagem de gases de combustão e projetos de alta temperatura, que são

preferíveis para novas construções de usinas, baseiam-se em aproveitar a maior transferência de calor radiante para reduzir o tamanho e o custo da caldeira. Além disso, a combustão de oxí-combustão pressurizada também reduz o tamanho do equipamento, diminui o vazamento de ar e tem maior transferência de calor (Ekman, Zitelman, Huston, & Indrakanti, 2018).

Bucle químico: A combustão de bucle químico (CLC) é uma tecnologia de combustão em duas etapas para a geração de energia e calor com CO₂ utilizando combustíveis gasosos ou combustíveis sólidos e líquidos (Li, et al., 2017) evitando a separação do gás separando o processo de combustão em duas zonas de reação diferentes, o reator de ar e o reator de combustível, de modo que o combustível e o ar de combustão sejam mantidos separados. Nesses sistemas de combustão, o oxigênio é introduzido no sistema pelo ciclo de redução-oxidação de um transportador de oxigênio. O portador de oxigênio é geralmente um composto sólido à base de metal, que não está envolvido em reações. Para um processo típico de CLC, a combustão é dividida em reações de oxidação e redução separadas em múltiplos reatores. O óxido metálico fornece oxigênio para a combustão e é reduzido pelo combustível do reator de combustível, que funciona a uma temperatura elevada (Departamento de Energia dos EUA, 2018).

Um portador de oxigênio sólido, tipicamente um óxido de metal, circula entre os dois reatores, transportando oxigênio do ar de combustão para o combustível. A transportadora é oxidada pelo ar de combustão no reator de ar e reduzida no reator pelo combustível (Kohan, 2000). O processo produz dois fluxos diferentes de gases de escape: o fluxo de gases de escape do reator de ar é composto por N₂ e excesso de O₂ enquanto o fluxo de gases de escape do reator de combustível contém produtos de combustão (CO₂, água) e sem combustível gasoso queimado. Um CO₂ altamente concentrado pode ficar corrente depois de condensar a água. Uma variante desta tecnologia, baseada em laços de cálcio, também pode ser aplicada a CO₂ pós-queimado (Ekman, Zitelman, Huston, & Indrakanti, 2018) (Jia, Bao, Zeliang Chen, and Chenggang Xian).

A eficiência numa central de combustão de oxí-combustão é reduzida pelas necessidades energéticas da produção de oxigênio e da compressão de CO₂. Ainda assim, o desempenho das turbinas pode ser positivamente afetado pela utilização do oxigênio como meio de combustão (Morales, Hernán; Torres, Cristian; Muñoz, Cristian M.; 2008).

2.3 Captura de CO₂ por tecnologias de pós-combustão

O princípio da captura por pós-combustão é a separação do CO₂ dos gases de combustão (Sood & Vyas, 2017). Num sistema típico de produção de energia a carvão, o combustível é queimado com ar numa caldeira para produzir vapor; o vapor conduz uma turbina para gerar eletricidade. O escape da caldeira, ou gás de chaminé, é constituído principalmente por N₂ e CO₂ (Grupo Pandey, Kumar, Tomar, & Kumar, 2010).

A unidade de captura de pós-queimado foi concebida para ser colocada após os sistemas tradicionais de purificação, de modo a que os poluentes em gases de escape como NO_x, SO_x e partículas possam ser reduzidos a um nível muito baixo antes do processo de captura de CO₂. Muitos processos de pós-combustão são feitos através de processos como absorção química, adsorção, separação de membranas, tecnologia Ca-Looping e fração criogénica, entre outros. (Wang, Zhao, Otto, Robinnius, & Stolten, 2017).

De todas as tecnologias de pós-combustão acima mencionadas, a absorção química é até agora considerada a mais adequada e a mais possível para ser implementada num futuro próximo. Embora muitos solventes sejam testados para o processo de absorção química, a mono-etanolamina (MEA) é, sem dúvida, o solvente mais difundido (Wang, Zhao, Otto, Robinnius, & Stolten, 2017).

Absorção: Este sistema é utilizado principalmente nas indústrias química e petrolífera. A lavagem de solventes envolve a utilização de um solvente químico que reage com CO₂ no gás de combustão e se regenera a uma temperatura mais elevada, produzindo um fluxo de CO₂ purificado adequado para compressão e armazenamento (Freguia & Rochelle, 2003). Os gases de escape são arrefecidos primeiro, depois tratados para remover partículas e outras impurezas antes de serem introduzidos na coluna de absorção, onde o solvente de amina absorve CO₂ por reação química. A solução rica em CO₂ é alimentada numa coluna de separação onde a temperatura é aumentada (até aproximadamente 120°C) para libertar o CO₂. O CO₂ libertado é comprimido e a solução absorvente regenerada é reciclada para a coluna de separação (Grupo Pandey, Kumar, Tomar, & Kumar, 2010).

Adsorção: A adsorção é um processo físico que envolve a ligação de um gás ou líquido a uma superfície sólida. O adsorvente é regenerado aplicando calor (adsorção de temperatura, TSA) ou redução da pressão (adsorção

de oscilação da pressão, PSA) (Wang, et al., 2011). Os adsorventes que poderiam ser aplicados à captura de CO₂ incluem carvão ativado, alumina, óxidos metálicos e zeólitas (Zhao, Cui, Ma, & Li, 2007). Os atuais sistemas de adsorção podem não ser adequados para aplicação em gases de combustão provenientes do tratamento das centrais elétricas em larga escala. Nesta escala, a baixa capacidade de adsorção da maioria dos adsorventes disponíveis pode colocar desafios. Além disso, os fluxos de gás de fluxo a tratar devem ter elevadas concentrações de CO₂ devido à seletividade geralmente baixa da maioria dos adsorventes disponíveis (Zhao, Cui, Ma, & Li, 2007).

Criogenia: Este processo utiliza um princípio de separação baseado no arrefecimento e condensação. Este método é aplicado à captura de CO₂ onde o fluxo de gás contém altas concentrações de CO₂. Atualmente, não se aplica a fluxos de CO₂ mais diluídos, como os encontrados em centrais típicas de produção de energia. Esta técnica também requer quantidades significativas de energia para a separação (Grupo Pandey, Kumar, Tomar, & Kumar, 2010).

Membranas: O funcionamento das membranas baseia-se nas diferentes interações físicas ou químicas entre os gases e o material da membrana, de forma a permitir que um componente passe pela membrana mais rapidamente do que o outro (Xu, et al., 2019). Os módulos de membrana podem ser utilizados como unidades convencionais de separação da membrana ou como coluna de absorção de gás; no primeiro caso, a remoção de CO₂ é conseguida devido à seletividade intrínseca da membrana entre CO₂ e outros gases envolvidos, enquanto no segundo caso, a remoção de CO₂ é efetuada por absorção de gás, em que as membranas, normalmente micro porosas, hidrofóbicas e não seletivas, são utilizadas como interface fixa para a transferência de CO₂ (Cygan, Jaschik, Wojdyla, & Tanczyk, 2020). Este método de separação de gás usando uma membrana é relativamente novo e a seletividade é geralmente baixa enquanto o consumo de energia é elevado. (Grupo Pandey, Kumar, Tomar, & Kumar, 2010).

A eficiência é diminuída pelo processo de captura de CO₂, principalmente devido às exigências de energia e à compressão subsequente do gás (Morales, Hernán; Torres, Cristian; Muñoz, Cristian M., 2008). No entanto, o desenvolvimento de um protocolo de síntese robusto e reproduzível para a síntese de membranas altamente seletivas, (especialmente membranas inorgânicas) para a separação do hidrogénio a um custo de exploração relativamente barato continua a ser um desafio (Daramola, Aransiola, & Ojumu, 2012).

A absorção é a tecnologia mais utilizada para o tratamento do gás. A adsorção é a segunda tecnologia mais utilizada e torna-se mais consistente nos anos 70. Nos anos noventa, a taxa de dotação aumentou em comparação com a absorção, mas este valor é quase o dobro ao longo dos anos. As membranas começaram a ser exigidas nos anos noventa e são atribuídas à procura de processos de captura mais eficientes em condições de funcionamento. As tecnologias criogênicas começaram nos anos 80 e tiveram um crescimento muito lento, mas tem vindo a aumentar. (Quintella, et al., 2011).

3. Tecnologias de transporte

O transporte é uma componente essencial do processo CCS. As centrais elétricas e industriais onde o CO₂ é capturado estão geralmente localizadas a grandes distâncias dos locais de armazenamento, exigindo o transporte de CO₂ do ponto de captura para o local de armazenamento. (Mazzocchi, De Guido, Bosio, Arato, & Pellegrini, 2013). Para fins de transporte, a mistura de CO₂ deve ter elevados níveis de densidade e pureza, pelo que a exigência de transporte também pode influenciar o tipo de tecnologia de captura a escolher e o estado em que é transportada (gás, líquido ou sólido). O transporte à escala comercial utiliza tanques, oleodutos e navios para dióxido de carbono líquido e gasoso. (Saldivar Esparza, Cabrera Robles, & Reta Hernandez, 2017).

O gás transportado perto da pressão atmosférica ocupa um grande volume, pelo que são necessárias instalações extensas. Quando o gás é comprimido, ocupa menos volume para ser transportado por gasoduto. O volume pode ser ainda reduzido através da liquefação, solidificação ou hidratação. A liquefação é uma tecnologia estabelecida para o transporte de gás por navio como GPL (Change, 2005).

3.1 Transporte de CO₂ por gasodutos

Hoje em dia, os oleodutos funcionam como uma tecnologia de mercados maduros. Em geral, o CO₂ gasoso é comprimido a uma pressão superior a 8 MPa, a fim de evitar regimes de fluxo em duas fases e aumentar a densidade de CO₂, facilitando e tornando o seu transporte mais barato (Morales, Hernán; Torres, Cristian; Muñoz, Cristian M., 2008). Os gasodutos são, e provavelmente continuarão sendo, o método mais comum de transporte de grandes quantidades de CO₂ envolvidos no CCS. (Global CCS Institute, 2015).

Dependendo das propriedades termodinâmicas, o CO₂ pode ser transportado na fase de gás, em estado líquido ou em condições supercríticas (Wojnarowski, et al., 2019). É geralmente desejável transportar CO₂ em fase supercrítica ou densa porque há uma combinação de uma densidade relativamente alta e uma viscosidade relativamente baixa neste estado (Kang, Seo, Chang, Kang, & Huh, 2015). Por esta razão, os tubos de CO₂ funcionam com linhas de alta pressão que variam entre 86 e 200 bar e com temperaturas ambientes que variam entre 4 e 38 °C (Seevam, Race, & Downie, 2010).

Os principais requisitos na confecção de um tubo para CO₂ são: A pressão máxima admissível de funcionamento (MAOP) porque diz respeito à integridade do tubo e é geralmente estabelecida por códigos de concessão, regulamentos e considerações. A pressão mínima de funcionamento definida para evitar duas fases. O comprimento do tubo é regido pela rota escolhida entre a fonte de CO₂ e o sumidouro de CO₂, que normalmente é ditado não só pela topologia e pela economia, mas também por regulamentos baseados em considerações de saúde e segurança. E as temperaturas de funcionamento (para além das temperaturas de descarga do compressor) são geralmente determinadas pela temperatura ambiente. Esta é uma variável de exploração importante porque afeta significativamente as propriedades de transporte de CO₂ em termos de densidade, compressão e perdas de carga estática. Estas propriedades e parâmetros mudam com a presença de impurezas (Seevam, Race, & Downie, 2010).

A rede de gasodutos mais desenvolvida para o transporte de dióxido de carbono está localizada nos Estados Unidos. Os primeiros gasodutos foram construídos nos EUA nos anos 70. Atualmente, o comprimento total dos tubos que transportam CO₂ em todo o mundo é superior a 6500 km. Milhões de toneladas de CO₂ por ano são transportadas através da rede de gasodutos (Wojnarowski, et al., 2019) (Hernández, L. A. B., & Castellanos, E. A. S. 2017).

3.1.1 Transporte de CO₂ por gasoduto em estado gasoso

A maior parte do CO₂ está na fase supercrítica; antes de entrar nos tubos, tem de estrangular e pressionar a pressão para satisfazer os requisitos do tubo. Do mesmo modo, quando a pressão de CO₂ é aumentada, é necessário controlar a pressão para evitar que o CO₂ passe para o estado supercrítico. O gasoduto de transporte de gás tem uma menor pressão de

funcionamento e uma maior segurança operacional. Para o gás comprimível, o transporte de gás é adequado para diferentes rendimentos, mas o diâmetro da tubagem de gás de CO₂ é maior e o seu investimento é maior, pelo que é adequado para gasodutos de curto desempenho e de curta distância e para CO₂ a partir de uma fonte de fase de gás, e é mais adequado para área densamente povoada em comparação com o transporte supercrítico (Wang, Chen, & Li, 2019).

3.1.2 Transporte de CO₂ por tubo em fase líquida

O dióxido de carbono em fase líquida é de maior densidade em comparação com o estado supercrítico ou no estado gasoso, isto juntamente com uma ligeira compressibilidade do chumbo líquido de CO₂ às menores quedas de pressão ao longo do tubo de modo a que seja possível transportar CO₂ líquido a distâncias relativamente longas com diâmetros de tubos menores em comparação com outras formas de transporte. Como resultado, quantidades muito maiores de CO₂ podem ser transportadas eficientemente (Wlodek & Lawsko, 2013).

3.1.3 Transporte de CO₂ por tubo em fase supercrítica

A condição mais eficiente para a transmissão de CO₂ por tubos a distâncias mais longas é quando o CO₂ está em fase densa, ou seja, em regimes líquidos ou supercríticos. Isto deve-se à menor queda de atrito ao longo do gasoduto por unidade de massa de CO₂ em comparação com a transmissão de CO₂ como gás ou como uma combinação de duas fases de líquido e gás (Eldevik, Graver, Tobergsen, & Saugerud, 2009).

3.2. Transporte por barco

O CO₂ também é transportado em navios. Para o transporte econômico em larga escala de CO₂ por navio, o CO₂ deve ser transportado semi-pressurizado ou a uma pressão próxima do ponto triplo (Aspelund, Sandvik, Krogstad, & De Koeijer, 2004) para tal, o dióxido de carbono é capturado em terra e transportado por um sistema que inclui armazenamento temporário em terra e uma instalação de carregamento. O transporte de CO₂ por navio tem várias semelhanças com o transporte de gás de petróleo liquefeito (GPL) (Coleman, David; Davison, John; Hendriks, Chris; Ozaki, Masahiko, 2013).

3.2.1 Sistema de liquefação

A liquefação de CO₂ é um passo intermédio para o armazenamento ou transporte por navio. Pode ser liquefeito no ponto triplo (5,18 bar, -56,5 °C) e ponto crítico (73,8 bar, 31,1 °C), deve ser determinado um único ponto (Kang, Seo, Chang, Kang, & Huh, 2015). Dois processos são sugeridos: o método tradicional baseia-se no arrefecimento externo; o método alternativo é um processo de arrefecimento integrado. No processo de arrefecimento externo, é selecionada a refrigeração tradicional baseada em amoníaco. No processo de arrefecimento interno, a liquefação é conseguida por compressão, arrefecimento e expansão de CO₂ (Øi, et al., 2016). O CO₂ fornecido é liquefeito através de processos de desidratação e refrigeração (Wetenhall, et al., 2014), nos quais são utilizados líquidos refrigerantes como amoníaco e hidrocarbonetos leves (Lee, Choi, Lee, & Lee, 2017).

3.2.2 Sistema de injeção

Um dos problemas no envio de CO₂ é a eliminação do armazenamento temporário no local de captura de CO₂. Para eliminar o armazenamento temporário no local de armazenagem, o CO₂ deve poder ser injetado diretamente no armazenamento subterrâneo do navio. A injeção direta de CO₂ do navio é considerada tecnicamente viável com as atuais tecnologias de transporte e, em seguida, o terminal temporário pode ser removido na cadeia CCS (Yoo, Lee, Rhee, Na, & Park, 2011).

O CO₂ capturado no sistema de captura é liquefeito pelo sistema de liquefação. O CO₂ liquefeito é mantido no depósito de armazenamento temporário até que o navio de CO₂ chegue para o carregamento. O CO₂ armazenado é descarregado no navio CO₂ e o navio de CO₂ navega para o local de armazenamento offshore. (Kang, Seo, Chang, Kang, & Huh, 2015) Finalmente, o CO₂ é injetado no depósito pelo sistema de injeção.

O transporte de CO₂ por navio poderia ser mais económico, especialmente se esse gás tiver de ser transportado a longos ou ultramarinos. O CO₂ pode ser transportado em navios-cisternas comerciais de grande escala (normalmente a uma pressão de 1,4 a 1,7 MPa e numa faixa de temperatura de -25 e -30°C), a capacidade típica de um destes armazéns é de 850 a 1400 toneladas de CO₂. Para carregar um navio com mais CO₂, o gás é convertido em líquido por pressurização ou uma combinação de pressurização e arrefecimento (Kumar, Viswandham, Gupta, & Kumar, 2013). As

propriedades do CO₂ liquefeito são semelhantes às dos gases de petróleo liquefeitos e a tecnologia poderia ser expandida para acomodar grandes meios de transporte de CO₂ se a procura desses sistemas se concretizar. Os caminhões e os carros-cisterna também são opções viáveis porque poderiam transportar CO₂ a uma temperatura de -20°C e a uma pressão de 2 MPa. No entanto, são dispendiosos em comparação com os gasodutos e os navios, exceto em escalas reduzidas e dificilmente serão úteis para os transportes em grande escala (Syed, Fahad Iqbal, et al., 2022).

4. Sequestro de CO₂

O sequestro de carbono descreve os processos pelos quais o CO₂ é removido da atmosfera ou desviado das fontes de emissão e armazenado no oceano, ambientes terrestres (vegetação, solos e sedimentos) e formações geológicas (Gomes J. F., 2013). Antes do início das emissões de CO₂ causadas pelo homem, os processos naturais que compõem o “ciclo de carbono” global mantiveram um equilíbrio estreito entre a absorção de CO₂ e a sua libertação para a atmosfera. No entanto, os mecanismos de remoção de CO₂ existentes conhecidos como sumidouros CO₂ são insuficientes para compensar o ritmo acelerado das emissões relacionadas com as atividades humanas. (Sundquist, et al., 2008).

4.1 Sequestro biológico de CO₂

Envolve sequestrar carbono em biomassa viva ou morta. Pode ser feito em terra (Fowless, 2007) ou no oceano. A premissa básica é que o carbono ligado aos corpos dos organismos, vivos ou mortos, é efetivamente sequestrado da atmosfera. (Sheps, Max, Osegovic, Tatro, & Brazel, 2009). O sequestro biológico reduz os efeitos das emissões removendo o carbono diretamente da atmosfera através da fotossíntese e sequestrando-o sob a forma de solos ricos em matéria orgânica, que podem ser usados para cultivar mais biomassa. (Elbakidze & McCarl, 2007). Uma certa quantidade da biomassa resultante afunda sequestrando CO₂ nas águas profundas do oceano. (Elbakidze & McCarl, 2007)(Toro, Gustavo Maya, et al., 2018).

4.2 Sequestro oceânico

Os oceanos contêm cerca de 50 vezes mais CO₂ do que a atmosfera e cerca de 19 vezes mais do que a biosfera terrestre e capturaram mais de 90 por cento do excesso de calor preso por gases com efeito de estufa

(Feely, et al., 2004) e 30 por cento deste é armazenado em profundidades superiores a 700 metros e não na atmosfera (Causse, Mokhnacheva, & Camus, 2016). Portanto, os oceanos mantêm a promessa de sequestrar o carbono porque absorvem grande parte do carbono emitido pela atividade humana (Preuss, 2001)(Vidal, E., & Fontalvo, C. (2018).

No entanto, os oceanos estão em perigo devido ao rápido aumento das emissões e concentrações atmosféricas de CO₂ causadas pelas ações humanas e são ainda agravados pela poluição do mercúrio das centrais a carvão, acidificação e desoxigenação (Marchetti, 1997). O fitoplâncton, que desempenha um papel crítico no sequestro de carbono, por exemplo, está a desaparecer rapidamente devido a estas alterações ambientais (Buesseler, Andrews, Pike, & Charette, 2004).

4.3 Sequestro mineral de CO₂

Alguns minerais, como rochas ultramáficas ricas em magnésio (peridotites, serpentinas, gabbros, entre outros), podem reagir espontaneamente com CO₂ e formar carbonatos, os quais são compostos geralmente estáveis, e a única dificuldade destes esquemas é dominar a cinética das reações (Birat, 2010). Uma conversão química para um estado termodinamicamente mais baixo resulta na formação de carbonatos a partir de silicatos e é conhecida como intempéries geológicas. Na natureza, este é um processo muito lento, mas termodinamicamente, o CO₂ pode ligar-se como carbonato. Em muitos casos, estes carbonatos dissolvem-se em água, mas alguns, como os carbonatos de magnésio ou de cálcio, são notavelmente estáveis como sólidos. (Lackner & Miller, 2010).

Assim, as limitações da mineralização de CO₂ residem no campo da cinética do processo químico para as fases de carbonatação e pré-processamento. Para um processo em larga escala, é essencial evitar a entrada excessiva de energia, tendo em conta que, em princípio, um processo devidamente otimizado deve funcionar com requisitos de entrada de energia zero ou negativos, desde que o calor libertado durante a fase de carbonatação seja maximizado. (Zevenhoven & Fagerlund, 2010).

4.4 Sequestro geológico de CO₂

O sequestro geológico de carbono é um método para garantir dióxido de carbono em formações geológicas

profundas para impedir a sua libertação para a atmosfera e contribuir para o aquecimento global como um gás de efeito estufa. (Morrissey & Duncan, 2011). A localização e grande dimensão destes aquíferos salinos profundos fazem deles um local de armazenamento adequado, uma vez que com o tempo a quantidade de CO₂ que é produzida é suscetível de aumentar. (Arora, Kumar Saran, Kumar, & Yadav, 2019). Nos campos petrolíferos a injeção de CO₂ é utilizada para melhorar a taxa de produção e tem o benefício de o CO₂ ser capturado no subsolo no processo, tornando-o sequestro de CO₂. (Arora, Kumar Saran, Kumar, & Yadav, 2019).

O sequestro geológico é a tecnologia de sequestro mais utilizada porque o CO₂ está armazenado em estruturas geológicas subterrâneas, tais como aquíferos salinos, depósitos de petróleo e gás empobrecidos e camas de carvão iminentes. (Ajayi, Salgado Gomes, & Bera, 2019)(Thanh, Hung Vo, et al.,2022).

5. Armazenamento de CO₂

O armazenamento geológico de CO₂ é considerado uma das formas mais eficazes de mitigar as alterações climáticas, capturando CO₂ de grandes fontes e armazenando-o indefinidamente no subsolo (Wang, Xu, Tian, & Wang, 2016). A seleção de um local geológico adequado para armazenamento de CO₂ depende de muitos parâmetros, incluindo as propriedades físicas do CO₂ e a sua mudança de fase em diferentes condições de pressão e temperatura. Durante a injeção em formações geológicas localizadas a profundidades superiores a 800 m, muitas vezes aparece como um fluido supercrítico devido ao aumento significativo da pressão e da temperatura. (Raza, Gholami, Rezaee, Rasouli e Rabiei, Aspectos significativos da captura e armazenamento de carbono – Uma revisão, 2019). Os locais de armazenamento comuns incluem depósitos de petróleo e gás esgotados, aquíferos de arenito salinos, leitos de carvão profundos e não minados, e oceanos (Xie, et al., 2014).

5.1 Armazenamento de CO₂ em veias profundas de carvão

A adsorção é o principal mecanismo de armazenamento em costuras de carvão de alta pressão, é principalmente armazenado como um adsorbato na superfície interna do carvão microporoso (Shi & Durucan, 2005). O CO₂ pode ser injetado em camas de carvão profundas para recuperar metano que está preso na estrutura porosa das costuras de carvão. Este processo, denominado

cama de carvão reforçado com CO₂ (CO₂-ECBM), permite que o CO₂ seja armazenado na fração vazia disponível, removendo o metano preso nas costuras de carvão (Leung, Caramanna, & Maroto Valer, 2014) (Shabani, Babak, et al., 2022).

5.2 Armazenamento de CO₂ em cavernas ou domos de sal

A rocha salgada serve como um geomaterial estratégico para o processo de confinamento da corrente de gás com alto teor de CO₂ (Da Costa et al., 2019), porque o sal rupestre tem porosidade insignificante em comparação com outros geomateriais, garantindo uma excelente vedação para a maioria dos fluidos e gases (Da Costa, et al., 2012). Cavernas de sal são construídas em cúpulas de sal naturais espessas, subterrâneas. A utilização para armazenamento de gás é formada com um processo de lixiviação bombeando água quente para dissolver o sal e removendo a salmoura resultante através de um único poço, que depois serve para injeção e extração de gás. (Shi, J Q; Durucan, S, 2005).

5.3 Armazenamento de CO₂ em Aquíferos salinos profundos

Os aquíferos salinos profundos são amplamente distribuídos, têm grande espessura e capacidade de armazenamento. (Kharaka, et al., 2009). Assim, têm um elevado potencial e são considerados locais eficazes para o armazenamento geológico de CO₂ (Wang, Ren, Hu, & Feng, 2017). A injeção em larga escala de CO₂ em aquíferos salinos induz uma variedade de processos físicos e químicos agregados, incluindo o fluxo de fluidos multifásicos, o transporte de soluto e as reações químicas entre a formação de fluidos e minerais (Wang, Ren, Shaobin, & Di, 2015) (Al-Yaseri, Ahmed, et al. 2022) (Castro, Oscar Leonardo Acevedo, et al. 2013).

5.4 Armazenamento de CO₂ em depósitos ativos ou esgotados de petróleo e gás

Os campos de petróleo e gás esgotados são talvez um dos candidatos mais promissores para projetos de armazenamento devido às suas características, integridade comprovada do armazenamento e condições subterrâneas (Raza, y otros, CO₂ storage in depleted gas reservoirs: A study on the effect of residual gas saturation, 2018). Este tipo de armazenamento tem certas vantagens em relação aos acima mencionados porque os reservatórios de petróleo e gás têm uma

grande quantidade de equipamentos existentes instalados na superfície e no subsolo, que poderiam ser reutilizados para armazenamento de CO₂ com apenas uma pequena modificação e também a qualidade e integridade do selo de foga são garantidos e têm sido amplamente caracterizados durante o processo de exploração e produção (Orlic, 2009). Além disso, são mais favoráveis para o CCS devido a uma maior recuperação final e compressibilidade do gás, uma maior capacidade de armazenamento por poro. (Gilfillan, et al., 2009).

6. Agradecimentos

Agradecimentos ao Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq)

Referências

- (NIH), N. L. (16 de Marzo de 2005). *PubChem*. Obtenido de PubChem: <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Carbon-dioxide>
- Ajayi, T., Salgado Gomes, J., & Bera, A. (2019). A review of CO₂ storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. *Petroleum Science*, 1028-1063.
- Anderson, T. R., Hawkins, E., & Jones, P. D. (2016). CO₂, the greenhouse effect and global warming: from the pioneering work of Arrhenius and Callendar to today's Earth System Models. *Endeavour*, 178-187.
- Al-Yaseri, A., Yekeen, N., Al-Mukainah, H. S., Kakati, A., Alfarge, D., & Myers, M. (2022). CO₂ storage capacity and integrity depend on CO₂-carbonate rock interaction rock-wettability impact on CO₂-Carbonate rock interaction and the attendant effects on CO₂ storage in carbonate reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 104664.
- Angel, Camara, A., & Conama, F. (2020). *Captura y almacenamiento de CO₂*. Madrid : Fundación Conama.
- Arora, V., Kumar Saran, R., Kumar , R., & Yadav, S. (2019). Separation and sequestration of CO₂ in geological formations. *Materials Science for Energy Technologies*, 647-657.

- Aspelund, A., Sandvik, T. E., Krogstad, H., & De Koeijer, D. (2004). Liquefaction of captured CO₂ for ship-based transport. *Elsevier*, 2545-2549.
- Birat, J. P. (2010). Carbon dioxide (CO₂) capture and storage technology in the iron and steel industry. *Woodhead Publishing Series in Energy*, 492-521.
- Buesseler, K. O., Andrews, J. E., Pike, S. M., & Charette, M. A. (2004). The effects of iron fertilization on carbon sequestration in the southern ocean. *Science*, 414-417.
- Cannone, S. F., Lanzini, A., & Santarelli, M. (2021). A Review on CO₂ Capture Technologies with Focus on CO₂-Enhanced Methane Recovery from Hydrates. *Energies*, 32.
- Castro, O. L. A., Jaramillo, J. E., & Blanco, H. A. (2013). Estimación de emisiones de gei (CO₂ y CH₄) generadas durante el transporte de gas natural en Colombia, aplicando metodología IPCC. *Fuentes: El reventón energético*, 11(2), 4.
- Cassio, H. Z., Bravo, C. O., & Machado, N. F. (2015). Biofuel production from thermocatalytic processing of vegetable oils: a review.
- Causse, C., Mokhnacheva, D., & Camus, G. (2016). Ocean, Environment, Climate Change and Human Migration. *Ocean and Climate Scientific Notes*, 66-71.
- Change, I. P. (2005). *Carbon Dioxide Capture and Storage*. Cambridge: Cambridge University.
- Chemists, J. (2010). What is carbon dioxide and how is it discovered? *Chemical Business*, 49-51.
- Coleman, David; Davison, John; Hendriks, Chris; Ozaki, Masahiko. (2013). *Transport of CO₂*. Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC.
- Cygan, A., Jaschik, J., Wojdyla, A., & Tanczyk, M. (2020). The Separative Performance of Modules with Polymeric Membranes for a Hybrid Adsorptive/Membrane Process of CO₂ Capture from Flue Gas. *Membranes (Basel)*, 17.
- Da Costa, A. M., Amaral, C. S., Poiate, E., Pereira, A., Gattas, M., Martha, L. F., & Roehl, D. (2012). *Underground storage of natural gas and CO₂ in salt caverns*. London: Harmonising Rock Engineering and the Environment.
- Da Costa, A. M., Costa, P. V., Miranda, A. C., Goulart, M. B., Udebhulu, O. D., Ebecken, N. F., . . . Breda, A. (2019). Caverna de sal experimental en aguas ultraprofundas en alta mar y evaluación del diseño de pozos para la reducción de CO₂. *Revista internacional de ciencia y tecnología mineras*, 641-656.
- Daramola, M. O., Aransiola, E. F., & Ojumu, T. V. (2012). Potential applications of zeolite membranes in reaction coupling separation processes. *Scopus*, 2101-2136.
- Dillon, D. J., Panesar, R. S., Wall, R. A., Allam, R. J., White, V., Gibbins, J., & Hainees, M. R. (2005). XY-Combustion processes for CO₂ capture from advanced supercritical PF and NGCC power plant. *Elsevier*, 9.
- Ekmann, J., Zitelman, K., Huston, J., & Indrakanti, P. (2018). *Carbon Capture, Utilization, and Sequestration: Technology and Policy Status and Opportunities*. Washington: National Association of Regulatory Utility Commissioners.
- Elbakidze, L., & McCarl, B. (2007). Sequestration offsets versus direct emission reductions: Consideration of environmental co-effects. *Ecological Economics*, 564-571.
- Eldevik, F., Graver, B., Tøbergesen, L. E., & Saugerud, O. T. (2009). Development of a Guideline for Safe, Reliable and Cost Efficient Transmission of CO₂ in Pipelines. *Elsevier*, 7.
- Feely, R. A., Sabine, C. L., Berelson, W., Kleypas, J., Fabry, V. J., & Millero, F. (2004). Impact of anthropogenic CO₂ on the CaCO₃ system in the oceans. *Science*, 362-366.
- Fowless, M. (2007). Black carbon sequestration as an alternative to bioenergy. *Biomass and Bioenergy*, 427-432.
- Freguia, S., & Rochelle, G. (2003). Modeling of CO₂ capture by aqueous monoethanolamine. *AIChE Journal*, 1676-1686.
- Georgios, A. F., & Christodoulides, P. (2008). *Environment International*. *Elsevier*, 13.
- Gilfillan, S., Lollar, B., Holland, G., Blagburn, D., Stevens, S., Schoell, M., . . . Lacrampe Couloume, G. (2009). Solubility trapping in formation water as dominant CO₂ sink in natural gas. *Nature*, 614-618.

- Global CCS Intitute. (2015). *Transporting CO2*. Melbourne: Global Carbon Capture and Storage Institute .
- Gomes , J. F. (2013). Captura y secuestro de dióxido de carbono: Una descripción general integrada de las tecnologías disponibles. *Nova Science Publishers Inc*.
- Gomes, J. F. (2013). *Carbon Dioxide Capture and Sequestration: an Integrated Overview of Available Technologies*. New York : Nova Science Publishers, Inc.
- Hernández, L. A. B., & Castellanos, E. A. S. (2017). Evaluación de procesos necesarios para captación y/o almacenamiento de CO2 como una medida de reducción al impacto ambiental.
- Hou, S., Chiang, C.-Y., & Lin, T.-h. (2020). Oxy-Fuel Combustion Characteristics of Pulverized. *Applied Sciences*, 1-17.
- Institute, G. C. (2012). *CO2 Capture Technologies*. Global CCS Intitute.
- Intergovernmental panel on climate change. (2007). *the physical science basis, Summary for policymakers*. The Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Jia, B., Chen, Z., & Xian, C. (2022). Investigations of CO2 storage capacity and flow behavior in shale formation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109659.
- Kang , K., Seo, Y., Chang, D., Kang, S. G., & Huh, C. (2015). Estimation of CO2 Transport Costs in South Korea Using a Techno-Economic Model. *Energy*, 22.
- Kharaka , Y., Thordsen , J., Hovorka, S., Seay, N., Cole, D., Phelps, T., & Knauss , K. (2009). Potential environmental issues of CO2 storage in deep saline aquifers: geochemical. *Appl Geochem*, 1106-1112.
- Kohan, A. L. (2000). Combustión, quemadores, controles y sistemas de seguridad de llama. Proceso básico de combustión. En A. Kohan, *Manual de calderas: Principios operativos de mantenimiento, construccion, instalacion, reparacion, seguridad, requerimientos y normativas* (págs. 409-474). Madrid: McGraw-Hill Interamericana de España S.A.U.
- Kumar, S. K., Viswandham, M., Gupta, A. S., & Kumar, S. G. (2013). A review of pre-combustion CO2 captura in IGCC. *International Journal of Research in Engineering and Technology*, 7.
- Lackner , K. S., & Miller, B. G. (2010). Eliminating CO2 Emissions from Coal-Fired Power Plants. *Generating Electricity in a Carbon-Constrained World*, 127-173.
- Lee, S., choi, G., Lee, C., & Lee, J. M. (2017). Optimal design and operating condition of boil-off CO2 re-liquefaction process, considering seawater temperature variation and compressor discharge temperature limit. *Scopus*, 29-45.
- Leung, D. Y., Caramanna , G., & Maroto Valer , M. (2014). An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 426-443.
- Li, J., Zhang, H., Gao, Z., Fu, J., Ao, W., & Dai, J. (2017). CO2 Capture with Chemical Looping Combustion of Gaseous Fuels: An Overview. *Energy Fuels*, 3475-3524.
- Li, Z., Su, Y., Li, L., Hao, Y., Wang, W., Meng, Y., & Zhao, A. (2022). Evaluation of CO2 storage of water alternating gas flooding using experimental and numerical simulation methods. *Fuel*, 311, 122489.
- Lockwood, T. (2014). *Developments in oxyfuel combustion*. London: IEA Clean Coal Centre.
- Marchetti, C. (1997). On geoengineering and the CO2 problem. *Climatic Change*, 59-68.
- Mazzoccoli , M., De Guido, G., Bosio, B., Arato, E., & Pellegrini, L. A. (2013). CO2-mixture Properties for Pipeline Transportation in the CCS Process. *AIDIC The italian Association of Chemical Engineering*, 6.
- Medina Valtierra , J. (2020). La Dieta del Dióxido de Carbono (CO2). *Conciencia Tecnológica*, 50-53.
- Mohammad, M., Isaifan, R. J., Weldu, Y. W., Rahman, M. A., & Al-Ghamdi, S. G. (2020). Progress on carbon dioxide capture, storage and utilisation. *International Journal of Global Warming*, 124-144.
- Morales, Hernán; Torres, Cristian; Muñoz, Cristian M.; (2008). *Tecnologías de captura y secuestro de CO2*. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile .
- Morrissey, E. A., & Duncan, D. W. (2011). *The Concept of Geologic Carbon Sequestration*. Reston: Science for a changing world .

- National Energy Technology Laboratory. (2018). *Review-Oxy-Combustion*. National Energy Technology Laboratory.
- Øi, L. E., Eldrup, N., Adhikari, U., Bentsen, M. H., Badalge, J. L., & Yang, S. (2016). Simulation and cost comparison of CO₂liquefaction. *Energy procedia*, 500-510.
- Orlic, B. (2009). . Geomechanical effects of CO₂ storage in depleted gas reservoirs in the Netherlands: Inferences. *Energia procedia*, 1727-1733.
- Osman, A. I., Hefny, M., Abdel Maksoud, M. I., Elgarahy, A. M., & Rooney, D. W. (2020). Recent advances in carbon capture storage and utilisation technologies: a review. *Environmental Chemistry Letters*, 797-849.
- Ozturk, M., Panuganti, S., Gong, K., Cox, K., Vargas, F., & Chapman, W. G. (2017). Modeling natural gas-carbon dioxide system for solid-liquid-vapor phase behavior. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 738-746.
- Pandey , S. N., Kumar grupta, S., Tomar, A., & Kumar , A. (2010). Post combustion carbon capture technology. *National Conference on Eco friendly Manufacturing for Sustainable Development* (pág. 9). India: University Mathura.
- Preuss, P. (1 de Febrero de 2001). *Science beat*. Obtenido de Science beat: <https://www2.lbl.gov/Science-Articles/Archive/sea-carb-bish.html>
- Quintella, C. M., Hatimondi, S. A., Musse Santana , A. P., Miyazaki, S. F., SilvaCerqueira, G., & De Araujo Moreira , A. (2011). CO₂ capture technologies: An overview with technology assessment based on patents and articles. *Energy Procedia* , 2050-2057.
- Rao, A., & Phadke, P. (2017). CO₂ Capture and Storage in Coal Gasification Projects. *Earth and Environmental Science*.
- Raza, A., Gholami, R., Rezaee, R., Bing, C., Nagarajan, R., & Hamid, M. (2018). CO₂ storage in depleted gas reservoirs: A study on the effect of residual gas saturation. *Petroleum*, 95-107.
- Raza, A., Gholami, R., Rezaee, R., Rasouli, V., & Rabiei, M. (2019). Significant aspects of carbon capture and storage – A review. *Petroleum*, 335-340.
- Shabani, B., Lu, P., Kammer, R., & Zhu, C. (2022). Effects of Hydrogeological Heterogeneity on CO₂ Migration and Mineral Trapping: 3D Reactive Transport Modeling of Geological CO₂ Storage in the Mt. Simon Sandstone, Indiana, USA. *Energies*, 15(6), 2171.
- Syed, F. I., Muther, T., Van, V. P., Dahaghi, A. K., & Negahban, S. (2022). Numerical trend analysis for factors affecting EOR performance and CO₂ storage in tight oil reservoirs. *Fuel*, 316, 123370.
- Saldivar Esparza, S., Cabrera Robles, J. S., & Reta Hernandez, M. (2017). Tecnologías de captura y almacenamiento de dióxido de carbono. *Revista de ciencias Naturales y agropecuarias*, 13.
- Seevam, P. N., Race, J. M., & Downie, M. J. (2010). Developments and Innovation in Carbon Dioxide (CO₂) Capture and Storage Technolog. En M. M. Maroto Valer , *Developments and Innovation in Carbon Dioxide (CO₂) Capture and Storage Technology* (pág. 6). Cambridge : CRC Press, Woodhead Publishing Limited.
- Sheps, K. M., Max, M. D., Osegovic, J. P., Tatro, S. R., & Brazel , L. A. (2009). A case for deep-ocean CO₂ sequestration. *Energy Procedia*, 4961-4968.
- Shi, J Q; Durucan, S. (2005). CO₂ Storage in Caverns and Mines. *Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles*, 569-571.
- Shi, J. Q., & Durucan, S. (2005). CO₂ Storage in Deep Unminable Coal Seams. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, V*, 547-558.
- Sifat , N. S., & Haseli, Y. (2019). A Critical Review of CO₂ Capture Technologies and Prospects for Clean Power Generation. *Energies*, 34.
- Smart, J., Lu, G., Yan, Y., & Riley, G. (2010). Characterisation of an oxy-coal flame through digital imaging. *Combustion and Flame*, 1132-1139.
- Sood, A., & Vyas, S. (2017). Carbon Capture and Sequestration- A Review. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2nd International Conference on Green Energy Technology* . Roma: IOP Publishing Ltd.

- Stanger, R., Wall, T., Spörl, R., Paneru, M., Grathwohl, S., Weidmann, M., . . . Santos, S. (2015). Combustión de oxicomcombustible para la captura de CO₂ en centrales eléctricas. *Elsevier*, 70.
- Sundquist, E., Burruss, R., Faulkner, S., Gleason, R., Harden, J., Kharaka, Y., . . . Waldrop, M. (2008). *Carbon Sequestration to Mitigate Climate Change*. Reston: Science for a changing world (USGS).
- Thanh, H. V., Yasin, Q., Al-Mudhafar, W. J., & Lee, K. K. (2022). Knowledge-based machine learning techniques for accurate prediction of CO₂ storage performance in underground saline aquifers. *Applied Energy*, 314, 118985.
- Toro, G. M., Herrera, J. J., Orrego, J. A., Rojas, F., Rueda, M. F., & Manrique, E. J. (2018). Effect of ionic composition in water: oil interactions in adjusted brine chemistry waterflooding: preliminary results. *Fuentes: El reventón energético*, 16(2), 73-82.
- U.S Department of Energy. (2018). *Chemical Looping Combustion*. National Energy Technology Laboratory. Obtenido de National Energy Technology Laboratory: <https://netl.doe.gov/node/7478>
- Wang, M., Lawai, A., Stephenson, P., Sidders, J., Ramshaw, C., & Yeung, H. (2011). Post-combustion CO₂ Capture with Chemical Absorption: A State-of-the-art Review. *Elsevier*, 1609-1624.
- Wang, H., Chen, J., & Li, Q. (2019). A Review of Pipeline Transportation Technology of Carbon Dioxide. *The electrochemical Society*, 7.
- Wang, K., Xu, T., Tian, H., & Wang, F. (2016). Impacts of mineralogical compositions on different trapping. *Acta Geotechnica*, 1167-1188.
- Wang, Y., Ren, J., Hu, S., & Feng, D. (2017). Global Sensitivity Analysis to Assess Salt Precipitation for CO₂ Geological Storage in Deep Saline Aquifers. *Hidawi*, 16.
- Wang, Y., Ren, J., Shaobin, H., & Di, F. (2015). *CO₂ Storage in Deep Saline Aquifers*. 299-332: Novel Materials for Carbon Dioxide Mitigation Technology.
- Wang, Y., Zhao, L., Otto, A., Robinnus, M., & Stolten, D. (2017). A Review of Post-combustion CO₂ Capture Technologies from Coal-fired Power Plants. *Elsevier*, 16.
- Wetenhall, B., Aghajani, H., Chalmers, H., Benson, S., Ferrari, M. C., Li, J., . . . Davison, J. (2014). Impact of CO₂ impurity on CO₂ compression, liquefaction and transportation. *Energy Procedia*, 2764-2778.
- Wlodek, T., & Lawsco, L. (2013). Application of pipelines made with thermoflex technology for natural gas and carbon dioxide transportation. *AGH Drilling, oil, gas*, 29.
- Wojnarowski, P., Czarnota, R., Wlodek, T., Janiga, D., Stopa, J., & Kosowski, P. (2019). The Possibility of CO₂ Pipeline Transport for Enhanced Oil Recovery Project in Poland. *AGH University of Science and Technology*, 5.
- Xie, H., Li, X., Fang, Z., Wang, Y., Li, Q., Shi, L., . . . Hou, Z. (2014). Carbon geological utilization and storage in China. *Acta Geotech*, 7-27.
- Xu, J., Wang, Z., Qiao, Z., Wu, H., Dong, S., Zhao, S., & Wang, J. (2019). Post-combustion CO₂ capture with membrane process: Practical membrane performance and appropriate pressure. *Journal of Membrane Science*, 195-213.
- Yoo, B.-Y., Lee, S.-G., Rhee, K.-P., Na, H.-S., & Park, J.-M. (2011). New CCS system integration with CO₂ carrier and liquefaction process. *Elsevier*, 2308-2314.
- Yoon, S., Ahn, J., Choi, B., & Kim, T. (2016). Effect of Carbon Capture Using Pre-combustion Technology on the Performance of Gas Turbine Combined Cycle. *Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society*, 571-580.
- Yoro, K., & Daramola, M. O. (2020). CO₂ emission sources, greenhouse gases, and the global warming effect. En K. O. Yoro, & M. O. Daramola, *Advances in Carbon Capture* (págs. 3-28). Woodhead Publishing.
- Vidal, E., & Fontalvo, C. (2018). Alternativa para la generación de gas natural sintético a partir de una fuente de energía renovable mediante tecnología "Power to Gas" en Colombia. *Fuentes: El reventón energético*, 16(1), 71-79.

- Zhang, K., & Lau, H. C. (2022). Utilization of a high-temperature depleted gas condensate reservoir for CO₂ storage and geothermal heat mining: A case study of the Arun gas reservoir in Indonesia. *Journal of Cleaner Production*, 343, 131006.
- Zevenhoven, R., & Fagerlund, J. (2010). Mineralisation of carbon dioxide (CO₂). Woodhead Publishing Series in Energy, 433-462.
- Zhao, Z., Cui, X., Ma, J., & Li, R. (2007). Adsorption of carbon dioxide on alkali-modified zeolite. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 22.
- Zheng, L. (2011). Overview of oxy-fuel combustion technology for carbon dioxide (CO₂) capture. Woodhead Publishing Series in Energy, 1-13.