

Thực trạng và thách thức khi triển khai lưu giữ CO₂ trong thành hệ địa chất tại Việt Nam

Nguyễn Khắc Long^{1,2,*}, Trương Văn Từ^{1,2}, Nguyễn Văn Thành^{1,2}, Doãn Thị Trâm¹, Phạm Hồng Sơn³,
Đỗ Minh Cường⁴

¹ Khoa Dầu khí và Năng lượng, Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Việt Nam

² Nhóm nghiên cứu Dầu khí tích hợp, Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Việt Nam

³ Tập đoàn Công nghiệp Năng lượng - Quốc gia Việt Nam, Hà Nội, Việt Nam

⁴ Đại học Kinh tế Quốc dân, Hà Nội, Việt Nam

TÓM TẮT

Trong bối cảnh biến đổi khí hậu và áp lực giảm phát thải khí nhà kính ngày càng gia tăng, công nghệ thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS), đặc biệt là lưu giữ CO₂ trong thành hệ địa chất (GCS) được xem là một giải pháp quan trọng cho các ngành công nghiệp phát thải lớn như điện, xi măng, thép và dầu khí. Tại Việt Nam, công nghệ GCS là một trong những giải pháp quan trọng nhằm thực hiện cam kết đạt phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050. Các nghiên cứu về GCS hiện nay tại Việt Nam mới tập trung vào xác định tiềm năng, triển vọng lưu trữ CO₂ trong một số thành hệ địa chất, đề xuất bản đồ nguồn phát thải và nơi lưu trữ CO₂, một số phức tạp khi lưu giữ CO₂ như tương tác địa hoá học giữa CO₂ và thành hệ. Việc đánh giá tổng quan về thực trạng nghiên cứu hiện nay và những thách thức chính trong triển khai công nghệ GCS tại Việt Nam vẫn chưa được thực hiện. Bài báo phân tích, đánh giá, tổng hợp bức tranh tổng thể về thực trạng nghiên cứu công nghệ GCS tại Việt Nam và các thách thức về kỹ thuật, kinh tế, pháp lý khi triển khai lưu giữ CO₂ trong thành hệ địa chất tại Việt Nam. Từ đó, đề xuất các định hướng phát triển nhằm thúc đẩy công nghệ GCS tại Việt Nam thông qua hoàn thiện cơ chế chính sách, định giá carbon, tăng cường hợp tác quốc tế và phát triển hạ tầng kỹ thuật phục vụ lưu giữ CO₂ bền vững.

Từ khóa: Lưu giữ CO₂; Nguy cơ rò rỉ; Rủi ro địa hóa; Rủi ro địa cơ; Thách thức kinh tế.

1. Giới thiệu

Trong những năm gần đây, quá trình công nghiệp hóa toàn cầu tiếp tục phát triển, dẫn đến việc tiêu thụ năng lượng rất lớn cho sản xuất công nghiệp và các hoạt động của con người. Điều này làm cho nồng độ khí CO₂ trong khí quyển liên tục gia tăng. Lượng phát thải carbon lớn đã gây ra nhiều vấn đề nghiêm trọng về sinh thái và môi trường như hiệu ứng nhà kính, các hiện tượng thời tiết cực đoan, băng tan và mất cân bằng hệ sinh thái (Pandey và nnk., 2022). Do đó, việc kiểm soát nghiêm ngặt lượng phát thải carbon cũng như đẩy nhanh các nỗ lực giảm thiểu và lưu giữ lượng carbon đã phát thải trở thành mục tiêu quan trọng trên toàn cầu.

Nhìn chung, các phương pháp giảm phát thải từ CO₂ có thể được chia thành các nhóm chính: thu giữ và sử dụng carbon (CCU), thu giữ và lưu trữ carbon (CCS) (Lau và nnk., 2021a). CCU bao gồm việc thu giữ lượng CO₂ phát thải và chuyển hóa chúng thành các sản phẩm hóa học hữu ích như bê tông, vật liệu cốt liệu, nhiên liệu, polymer, hóa chất thương mại,... Mặc dù đã đạt được nhiều tiến bộ trong lĩnh vực CCU, phần lớn các hướng sử dụng này đều tiêu tốn nhiều năng lượng và đòi hỏi sử dụng chất xúc tác. Cho đến nay, việc triển khai CCU ở quy mô lớn vẫn cần nhiều nghiên cứu và phát triển hơn nữa do hầu hết các công nghệ hiện có vẫn đang ở giai đoạn thử nghiệm. CCS bao gồm việc thu giữ lượng CO₂ phát thải và lưu trữ chúng trong các tầng chứa dưới lòng đất. Một số nhà nghiên cứu sử dụng thuật ngữ CCUS để bao hàm cả CCU và CCS (Bui và nnk., 2018).

Trong bối cảnh thực hiện mục tiêu “giảm phát thải và lưu giữ carbon”, công nghệ thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) đã trở thành một hướng nghiên cứu trọng điểm. Việc ứng dụng công nghệ này có thể nâng cao khả năng hấp thụ carbon của Trái Đất và đóng vai trò tích cực trong việc giảm thiểu các vấn đề môi trường. Lưu giữ carbon liên quan đến việc lưu trữ khí CO₂ trong các thành hệ địa chất hoặc trong đá, mang lại nhiều tiềm năng và lợi ích đáng kể. Các phương pháp lưu giữ carbon chủ yếu bao gồm lưu giữ

* Tác giả liên hệ

Email: nguyengkhaolong@humg.edu.vn

sinh học, lưu giữ trong đại dương và lưu giữ trong thành hệ địa chất (Sun và nnk., 2023). Trong các loại hình lưu giữ carbon này, lưu giữ carbon trong thành hệ địa chất (GCS) - thông qua việc lưu giữ lượng CO₂ đã được thu giữ vào sâu trong các thành hệ dưới lòng đất - được xem là phương pháp khả thi duy nhất để lưu trữ khối lượng lớn CO₂, góp phần giảm phát thải khí nhà kính (Delerce và nnk., 2021; Fentaw và nnk., 2024). Các hình thức lưu giữ trong thành hệ địa chất bao gồm các tầng chứa nước mặn, các mỏ dầu khí đã khai thác cạn kiệt, công nghệ thu hồi dầu tăng cường bằng bơm ép CO₂ (CO₂-EOR), các vỉa than sâu không thể khai thác, cũng như khoáng hóa carbon tại chỗ và ngoài hiện trường (Albertz và nnk., 2022).

CO₂ từ các nguồn phát thải cố định có thể được thu giữ bằng các công nghệ thu giữ carbon, được tích hợp trong các nhà máy mới hoặc cải tạo các nhà máy hiện có. Lượng CO₂ phát thải từ các nguồn cố định quy mô lớn như nhà máy điện và nhà máy công nghiệp có thể được thu giữ và vận chuyển đến các vị trí phù hợp để lưu trữ lâu dài trong thành hệ địa chất (Lau và nnk., 2021b).

Việc lưu giữ CO₂ trong thành hệ địa chất có thể gặp một số thách thức (Meehan, 2025):

- Thách thức về công nghệ: Bao gồm mức tiêu thụ năng lượng, hiệu suất thu giữ, tính toàn vẹn của quá trình lưu giữ, vận chuyển và cơ sở hạ tầng, cũng như số lượng hạn chế các ứng dụng “sử dụng” CO₂.

- Rủi ro kinh tế và tài chính: Bao gồm việc giảm chi phí đầu tư và vận hành, giải quyết các nghĩa vụ pháp lý dài hạn, sự không chắc chắn của nguồn doanh thu, cũng như các chính sách định giá/đánh thuế carbon.

- Rủi ro pháp lý và chính sách: Bao gồm khả năng thay đổi trong hỗ trợ pháp lý, sự thiếu hụt hoặc không đầy đủ của cơ chế định giá carbon, ưu đãi thuế hoặc trợ cấp, quá trình cấp phép, các yêu cầu giám sát và hành động khắc phục, cũng như các trách nhiệm pháp lý dài hạn.

- Rủi ro môi trường và an toàn: Bao gồm các rủi ro địa chất như đánh giá và giảm thiểu các rủi ro liên quan đến lưu giữ CO₂, chẳng hạn như nguy cơ rò rỉ CO₂ qua nhiều con đường khác nhau, hiện tượng địa chấn thứ sinh và các tương tác trong thành hệ. Đồng thời, cần giảm thiểu các tác động sinh thái của các dự án GCS đối với hệ sinh thái trên mặt và dưới nước, bao gồm ảnh hưởng đến đa dạng sinh học, chất lượng nước và sử dụng đất.

- Rủi ro về nhận thức cộng đồng và xã hội: Bao gồm các vấn đề liên quan đến sự chấp nhận của cộng đồng và các tác động xã hội của dự án.

- Rủi ro trong giai đoạn khởi động và mở rộng quy mô: Bao gồm các khó khăn trong việc triển khai ban đầu và mở rộng quy mô công nghệ GCS.

Việt Nam ngày càng nhận thức rõ vai trò quan trọng của công nghệ thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) như một giải pháp quan trọng nhằm thực hiện cam kết đạt phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050 theo Thỏa thuận Paris về biến đổi khí hậu. Tại Hội nghị COP26, Thủ tướng Việt Nam cam kết đưa phát thải CO₂ ròng của quốc gia về mức “0” vào năm 2050 (Vietnam Briefing, 2021). Cam kết đạt trung hòa carbon của Việt Nam cũng được thể hiện trong Quy hoạch điện VIII năm 2023 và được điều chỉnh vào năm 2025 (Bộ Công thương, 2025). Có thể thấy rằng quá trình giảm phát thải carbon mang tính cấp bách nhằm đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050.

Trong những năm gần đây, nhiều nghiên cứu về việc lưu giữ CO₂ tại Việt Nam đã được thực hiện (ADB, 2013; APEC, 2014; Nguyen và nnk., 2015; Stephen, 2022; Bokka và Lau, 2023; Lau và Tsai, 2024). Các nghiên cứu về GCS này mới tập trung vào xác định tiềm năng, triển vọng lưu trữ CO₂ trong một số thành hệ địa chất như các mỏ dầu khí suy giảm và tầng chứa nước mặn sâu; đề xuất bản đồ nguồn phát thải và nơi lưu trữ CO₂ hoặc phân tích tương tác địa hoá học giữa CO₂ và thành hệ.

Việc đánh giá tổng quan về thực trạng nghiên cứu hiện nay và những thách thức chính trong triển khai công nghệ GCS tại Việt Nam vẫn chưa được thực hiện. Trong bài báo này, nhóm tác giả sẽ tập trung phân tích, đánh giá hiện trạng nghiên cứu, áp dụng và thách thức khi triển khai công nghệ GCS tại Việt Nam.

2. Thực trạng triển khai lưu giữ CO₂ trong thành hệ địa chất tại Việt Nam

Tại Việt Nam, vấn đề giảm phát thải và lưu trữ CO₂ thông qua công nghệ GCS đã được nhiều tác giả nghiên cứu (ADB, 2013; APEC, 2014; Nguyen và nnk., 2015; Stephen, 2022; Bokka và Lau, 2023; Lau và Tsai, 2024). Các nghiên cứu thường tập trung vào xác định tiềm năng lưu trữ CO₂ trong các thành hệ địa chất, xác định sự tương tác địa hoá học giữ CO₂ và thành hệ, cũng như đề xuất bản đồ nguồn phát thải và nơi lưu trữ CO₂ cho Việt Nam.

Hiện nay, tại Việt Nam chưa có dự án GCS thương mại nào đi vào vận hành. Tuy nhiên, nhiều nghiên cứu thử nghiệm và đánh giá khả thi đã cho thấy tiềm năng lớn đối với lưu trữ CO₂ lâu dài trong thành hệ địa chất.

Năm 2004, Mitsubishi Heavy Industries và Vietsovpetro đã hợp tác phát triển dự án GCS thương mại đầu tiên tại châu Á (Vietsovpetro, 2005). Dự án đề xuất thu giữ CO₂ phát thải từ các nhà máy điện tuabin khí chu trình hỗn hợp tại khu công nghiệp Phú Mỹ và vận chuyển thông qua đường ống dài 144 km tới mỏ dầu Bạch Hổ để lưu giữ lâu dài. Sau nhiều thử nghiệm, dự án được kỳ vọng có khả năng thu giữ khoảng

7,7 triệu tấn CO₂ mỗi năm (Mtpa). Tuy nhiên, dự án đã bị đình trệ do không đáp ứng các yêu cầu trong Công ước khung của Liên Hợp Quốc về Biến đổi Khí hậu (UNFCCC).

Năm 2011, nghiên cứu được mở rộng với việc tiến hành thử nghiệm thí điểm thu hồi dầu tăng cường bằng bơm ép CO₂ (CO₂-EOR) và bơm ép khí hydrocacbon tại mỏ dầu Rạng Đông. So với phương pháp bơm ép nước, các thí nghiệm cho thấy hệ số thu hồi dầu tăng gấp 2,2 lần khi bơm ép CO₂ và tăng 1,7 lần khi sử dụng khí hydrocacbon (Uchiyama và nnk., 2012).

Đánh giá về GCS cho Việt Nam lần đầu tiên được đề xuất trong báo cáo của Asian Development Bank (ADB, 2013). ADB đề xuất 8 vị trí lưu trữ CO₂ ngoài khơi thuộc bể Cửu Long. Ba cụm nguồn phát thải CO₂ và một cụm lưu trữ đã được đề xuất nhằm lưu giữ khoảng 19 triệu tấn CO₂. Đây là nghiên cứu đầu tiên về xác lập bản đồ nguồn phát thải - nơi lưu trữ CO₂ được thực hiện tại Việt Nam. Tuy nhiên, nghiên cứu này chưa xét tới khu vực miền Bắc Việt Nam, nơi có mức độ công nghiệp hóa cao.

Báo cáo của Tổ chức Hợp tác kinh tế Châu Á - Thái Bình Dương (APEC, 2014) đã đánh giá lại nghiên cứu của Vietsovpetro (Vietsovpetro, 2005), nhưng chỉ ước tính tiềm năng lưu trữ CO₂-EOR cho một mỏ duy nhất tại bể Cửu Long, đồng thời đưa ra đánh giá về chi phí dự án CO₂-EOR và chi phí phát triển mỏ. Sau đó, Nguyen và nnk. (2015) đã nghiên cứu việc thu giữ CO₂ từ các nhà máy nhiệt điện than và sử dụng lượng CO₂ này cho công nghệ thu hồi dầu tăng cường bằng bơm ép CO₂ (CO₂-EOR). Nhóm tác giả đề xuất xây dựng các nhà máy điện có khả năng sẵn sàng tích hợp công nghệ thu giữ carbon. Tuy nhiên, nghiên cứu này chưa tiến hành đánh giá khả năng lưu trữ CO₂ trong thành hệ địa chất (Nguyen và nnk., 2015).

Nghiên cứu giữa JOGMEC và VPI trong giai đoạn 2007 - 2010 cho thấy việc đầu tư thu hồi CO₂ từ các nhà máy điện, đạm, thép, xi măng khu vực Đông Nam Bộ, vận chuyển ra các mỏ bể Cửu Long để sử dụng tăng thu hồi dầu là có hiệu quả nếu được áp dụng trên toàn bể Cửu Long với ước tính tăng đến 12% sản lượng. Công nghệ CO₂-EOR đã được minh chứng cụ thể thông qua thực nghiệm pilot “CO₂ Huff&Puff” năm 2011 tại mỏ Rạng Đông (Uchiyama và nnk., 2012). Chỉ với 111 tấn CO₂ được bơm vào mỏ, sản lượng khai thác dầu đã tăng từ 950 thùng/ngày lên 1.500 thùng/ngày.

Bên cạnh lĩnh vực năng lượng, công nghệ GCS cũng được nghiên cứu để giảm phát thải carbon cho ngành công nghiệp xi măng - một trong những ngành phát thải CO₂ công nghiệp lớn nhất của Việt Nam. Năm 2023, Bokka và Lau đã đưa ra các nguồn phát thải, nơi lưu trữ CO₂ và dung lượng lưu trữ CO₂ trong các tầng chứa dầu khí cũng như các tầng chứa nước mặn tại Việt Nam (Bokka và Lau, 2023). Trước hết, lượng phát thải CO₂ từ các nhà máy nhiệt điện than và khí, các nhà máy xi măng, nhà máy lọc dầu, cũng như các nhà máy sắt thép được tính toán riêng. Các nguồn phát thải này bao gồm ba mươi sáu nhà máy điện, sáu nhà máy sắt thép, ba nhà máy lọc dầu, sáu nhà máy hóa dầu và mười sáu nhà máy xi măng. Thứ hai, dung lượng lưu trữ CO₂ của các mỏ dầu khí được xác định thông qua phân tích ở cấp độ mỏ, trong khi dung lượng của các tầng chứa nước mặn được xác định ở quy mô bể trầm tích. Thứ ba, các nguồn phát thải CO₂ được liên kết với các nơi lưu trữ phù hợp gần nhất dựa trên khoảng cách ngắn nhất giữa nguồn và nơi lưu trữ. Trong số 36 nhà máy nhiệt điện than được lựa chọn cho nghiên cứu, có 20 nhà máy được đưa vào vận hành sau năm 2015. Điều đó cho thấy các nguồn phát thải này sẽ tiếp tục phát thải ít nhất trong 2 thập kỷ tới. Phần lớn các mỏ dầu được phát triển trong thập niên 1980 hiện đang ở giai đoạn khai thác tận thu. Công nghệ thu hồi dầu tăng cường (CO₂-EOR) hoặc thu hồi khí tăng cường (CO₂-EGR) bằng bơm ép CO₂ qua các giếng khai thác hiện có được áp dụng để kéo dài thời gian khai thác trước khi các mỏ này được sử dụng hoàn toàn cho mục đích lưu giữ CO₂.

Dung lượng lưu trữ CO₂ được tính toán cho các mỏ dầu khí và tầng chứa nước mặn của Việt Nam bao gồm 14 mỏ khí, 25 mỏ dầu và các tầng chứa nước mặn thuộc tám bể trầm tích: Cửu Long, Sông Hồng, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu, Phú Khánh, Tư Chính - Vũng Mây, Hoàng Sa và Trường Sa. Dung lượng lưu trữ CO₂ trung bình trong các mỏ khí đạt khoảng 2,82 tỷ tấn (Gt). Các mỏ dầu của Việt Nam có tổng dung lượng lưu trữ CO₂ trung bình khoảng 0,55 Gt. Tổng dung lượng lưu trữ CO₂ trung bình của các tầng chứa nước mặn đạt khoảng 182,4 Gt. Tổng dung lượng lưu trữ CO₂ trung bình trong các tầng chứa dầu khí cũng như các tầng chứa nước mặn tại Việt Nam đạt 185,77 Gt CO₂, đủ để lưu trữ lượng phát thải CO₂ thải ra từ cả ngành điện và công nghiệp khác trong khoảng 832 năm. Riêng các tầng chứa nước mặn có khả năng lưu trữ lượng phát thải CO₂ của Việt Nam khoảng 0,22 Gt mỗi năm trong 827 năm và chiếm tới 98% tổng dung lượng lưu trữ CO₂ của cả nước (Bokka và Lau, 2023).

Việt Nam chưa áp dụng thuế carbon, công nghệ CO₂-EOR tại bể Cửu Long được xem là giải pháp kinh tế phù hợp nhất cho việc triển khai GCS trong nước, nhờ khu vực này có cụm các mỏ dầu nằm gần bờ biển. Riêng bể Cửu Long được ước tính có tiềm năng CO₂-EOR đạt khoảng 920 triệu thùng dầu (MMbbl)(Kawahara và Atsushi, 2016).

Tổng tiềm năng lưu trữ CO₂ của mỏ Bạch Hổ và Lan Tây sau khi đã khai thác hết dầu khí lên đến 300 triệu tấn (Mt), tương đương 33 tỷ USD với giá CO₂ ở mức 110 USD/tấn (mức giá tối thiểu để nhiệt độ toàn cầu tăng ít hơn 2°C so với thời kỳ tiền công nghiệp theo tư vấn Wood Mackenzie). Khu vực Đông Nam Bộ còn có lợi thế là các nhà máy công nghiệp phát thải nhiều CO₂ như thép, xi măng, phân bón được tập trung

thành từng cụm trong các khu công nghiệp và đều có đường ống dẫn khí thiên nhiên đến để cung cấp nên thuận lợi cho việc thu hồi, hóa lỏng tập trung và vận chuyển CO₂ bằng đường ống (xây mới). Tại khu vực này, PVN đã có đường ống khí Bạch Hồ - Dinh Cố có thể sử dụng vận chuyển CO₂ lỏng đến các giàn khai thác tại bể Cừ Long phục vụ công CO₂-EOR cũng như tăng trữ khi đã khai thác hết dầu khí và trong các tầng chứa nước mặn lân cận (Doãn và nnk., 2024).

Công nghệ GCS được xác định là công nghệ trọng điểm nhằm giảm phát thải CO₂ từ ngành sản xuất xi măng, do có khả năng xử lý lượng CO₂ phát sinh từ cả quá trình nung phân hủy đá vôi và quá trình đốt nhiên liệu hóa thạch để cung cấp nhiệt cho quá trình nung (IEA, 2018). Lau và Tsai đã nghiên cứu vai trò của GCS trong quá trình giảm phát thải carbon của ngành công nghiệp xi măng Việt Nam nhằm hướng tới sản xuất xi măng sạch hơn và bền vững hơn (Lau và Tsai, 2024). Các tác giả đã tiến hành lập bản đồ 68 nguồn phát thải CO₂ liên quan đến ngành xi măng tại Việt Nam và liên kết chúng với các nơi lưu trữ CO₂ trong thành hệ địa chất như các mỏ dầu khí hoặc các tầng chứa nước mặn ngoài khơi, sử dụng bốn mô hình phát triển dự án khác nhau. Kết quả nghiên cứu đã xác định bốn dự án GCS tiên phong, trong đó lượng phát thải CO₂ từ hai mươi bảy nhà máy xi măng được liên kết với các nơi lưu trữ CO₂ ngoài khơi gần đó. Hai dự án nằm ở miền Bắc Việt Nam, một dự án ở miền Trung và một dự án ở miền Nam. Trong dự án GCS tại miền Nam Việt Nam, lượng CO₂ phát thải từ tỉnh Kiên Giang được vận chuyển và lưu trữ tại mỏ khí ngoài khơi bể Malay - Thổ Chu. Trong ba dự án còn lại, CO₂ được vận chuyển tới các tầng chứa nước mặn ven bờ thuộc bể Sông Hồng. Với tỷ lệ thu giữ CO₂ đạt 90%, bốn dự án này có khả năng giảm phát thải khoảng 50 triệu tấn CO₂ mỗi năm (Mtpa), tương đương 46% lượng phát thải CO₂ từ ngành xi măng hoặc khoảng 15% tổng lượng phát thải CO₂ của Việt Nam. Điều này góp phần giúp ngành sản xuất xi măng của Việt Nam trở nên sạch hơn và bền vững hơn.

Các kết quả nghiên cứu cho thấy, công nghệ lưu giữ CO₂ trong thành hệ địa chất (GCS) được xem là một giải pháp quan trọng cho các ngành công nghiệp phát thải lớn như điện, xi măng, thép và dầu khí. Các bể trầm tích ngoài khơi như Cừ Long, Malay - Thổ Chu và Sông Hồng có tiềm năng lưu trữ CO₂ rất lớn, đặc biệt trong các mỏ dầu khí suy giảm và tầng chứa nước mặn sâu. Tổng dung lượng lưu trữ CO₂ ước tính đạt khoảng 185,77 Gt, đủ để lưu giữ lượng phát thải CO₂ cố định của Việt Nam trong nhiều thế kỷ.

Mặc dù có nhiều triển vọng tích cực, việc triển khai GCS quy mô lớn tại Việt Nam vẫn đang đối mặt với nhiều rào cản như khung pháp lý còn hạn chế, chi phí đầu tư cơ sở hạ tầng cao, những bất định liên quan đến trách nhiệm pháp lý dài hạn và thiếu các dự án quy mô thương mại. Tuy nhiên, các hoạt động nghiên cứu và hợp tác quốc tế đang phát triển giúp nâng cao mức độ sẵn sàng của Việt Nam cho việc triển khai GCS trong tương lai, như một phần của chiến lược giảm phát thải carbon dài hạn. Các đề xuất về điểm kết nối nguồn phát thải với nơi lưu giữ trên phạm vi toàn quốc là cơ sở có ý nghĩa trong cho việc triển khai công nghệ GCS trong thời gian tới.

3. Thách thức kỹ thuật khi lưu giữ CO₂ trong thành hệ địa chất

3.1. Địa điểm và tính toàn vẹn của CO₂ lưu giữ trong thành hệ

Lưu trữ CO₂ trong thành hệ địa chất là một giải pháp hiệu quả nhằm giải quyết các vấn đề môi trường và giảm thiểu hiện tượng nóng lên toàn cầu. Việc xác định địa điểm lưu giữ và tính toàn vẹn của CO₂ lưu giữ trong thành hệ đóng vai trò quan trọng quyết định tới sự thành công của dự án GCS.

Lưu giữ trong thành hệ địa chất bao gồm nhiều địa điểm lưu trữ CO₂ khác nhau như các tầng chứa khí mê-tan trong than, các tầng chứa nước mặn, đá bazan, các mỏ dầu khí và các bể trầm tích (Askarova và nnk., 2023). Phần lớn các dự án GCS gần đây tại Mỹ thường kết hợp với mục tiêu tăng cường thu hồi dầu (EOR), trong khi các dự án đang lên kế hoạch hướng đến lưu trữ trong các tầng chứa nước mặn (Meehan, 2025). Nguyên nhân chính là do các tầng chứa nước mặn có tiềm năng thể tích rất lớn cho lưu trữ CO₂ địa chất (Albertz và nnk., 2022). Ngoài ra, các tầng chứa này thường không phù hợp để cung cấp nước sinh hoạt do có độ khoáng hóa cao, đồng thời có độ rỗng và độ thấm thích hợp cho quá trình bơm ép và lưu giữ CO₂ (De Silva và nnk., 2015).

Các mỏ dầu khí cạn kiệt có đặc điểm địa cấu trúc địa chất thuận lợi, nguồn dữ liệu phong phú, áp suất đã suy giảm sau quá trình khai thác, độ rỗng và độ thấm của tầng chứa phù hợp cho quá trình lưu giữ CO₂. Tầng chứa được bao quanh bởi các lớp đá chắn ổn định, không thấm, giúp cách ly và hạn chế nguy cơ rò rỉ CO₂. Ngoài ra, với cơ sở hạ tầng sẵn có, các mỏ dầu khí trở thành địa điểm thích hợp cho các dự án GCS (Hawkes và nnk., 2005; Sun và nnk., 2020; Hamza và nnk., 2021).

Tuy nhiên, khi bơm ép CO₂ vào các mỏ dầu khí đã suy giảm mà áp suất tầng chứa thấp hơn áp suất tới hạn của CO₂, lượng CO₂ được bơm ép có thể tồn tại ở trạng thái hơi làm cho áp suất tầng chứa tăng lên. Trong những trường hợp như vậy, CO₂ được bơm ép sẽ nhanh chóng lan tới ranh giới tầng chứa và gây ra các thách thức kỹ thuật như mất kiểm soát dòng chảy CO₂, gây quá áp cục bộ, tăng nguy cơ rò rỉ và ảnh hưởng tới tính toàn vẹn của CO₂ lưu trữ trong thành hệ.

Ngoài ra, các mỏ dầu đã khai thác cạn kiệt có số lượng lớn các giếng khoan vào tầng chứa, trong đó mỗi giếng đều có thể trở thành một con đường rò rỉ tiềm tàng. Trong mỏ có thể chứa nhiều giếng đã bị bịt lấp, nhưng các phương pháp bịt lấp này - mặc dù phù hợp vào thời điểm thực hiện - có thể không đáp ứng được các yêu cầu nghiêm ngặt của ứng dụng GCS (Meehan, 2025).

Các tầng chứa nước mặn sâu được xem là một trong những thành tạo địa chất triển vọng nhất cho lưu giữ carbon nhờ tiềm năng lưu trữ rất lớn và khả năng ổn định lâu dài (Khoi và nnk., 2025).

Không giống như các mỏ dầu khí hiện hữu có nhiều dữ liệu từ các giếng khoan, phần lớn các tầng chứa nước mặn vẫn chưa được đặc tính hoá đầy đủ về mặt địa chất, địa vật lý, địa cơ học và kỹ thuật. Ngoài ra, không gian rỗng trong các tầng chứa nước mặn vốn đã chứa đầy nước - một loại chất lưu có độ nén rất thấp. Nếu không khai thác một lượng nước rất lớn từ tầng chứa đồng thời với quá trình bơm ép CO₂, áp suất tầng chứa (và ứng suất hiệu dụng) sẽ gia tăng, tạo ra nguy cơ phát sinh các vi địa chấn cũng như khả năng CO₂ thoát ra ngoài thông qua các đứt gãy hoặc khe nứt tự nhiên (Zoback và Gorelick, 2012). Do các tầng chứa nước mặn có thể chưa được đánh giá và mô tả đầy đủ, quá trình lan truyền của dòng CO₂ có thể không phù hợp với các dự đoán ban đầu, dẫn đến nguy cơ không đảm bảo khả năng lưu giữ lâu dài hoặc dung lượng lưu trữ thực tế thấp hơn nhiều so với các ước tính ban đầu.

Để đảm bảo tính toàn vẹn của CO₂ lưu giữ trong thành hệ, trước khi bắt đầu quá trình bơm ép CO₂, các thông số kiểm soát như dung tích lưu giữ, khả năng truyền dẫn, áp suất bơm ép giới hạn,... cần được xác định từ các dữ liệu địa chất liên quan thành hệ lưu giữ CO₂ (Askarova và nnk., 2023). Để xác định mức độ phù hợp của từng thành hệ, cần tiến hành đánh giá các thông tin liên quan đến các tiêu chí áp dụng của thành hệ cụ thể đó. Các thông tin này bao gồm nhưng không giới hạn ở các yếu tố sau (Bachu, 2003):

- Khả năng phù hợp về mặt vật lý/địa tầng học (sự hiện diện của đá chắn, dữ liệu địa vật lý giếng khoan và điều kiện tổng thể của tầng chứa);
- Điều kiện cơ học của các thành hệ chứa;
- Tiềm năng lưu giữ, đặc tính của thành hệ chứa;
- Các tương tác hóa lý giữa CO₂-đá-chất lưu ở từng giai đoạn của quá trình GCS.

Ngoài ra, cần tiến hành nghiên cứu đầy đủ tính không đồng nhất hoặc đồng nhất trong phân bố kích thước lỗ rỗng và độ thấm của thành hệ giúp dự báo sự di chuyển của dòng CO₂ trong thành hệ. Việc nghiên cứu không đầy đủ có thể làm giảm ước tính dung lượng lưu trữ và làm gia tăng nguy cơ rò rỉ, đặc biệt tại các khu vực không ổn định của tầng chứa.

3.2. Rò rỉ CO₂ và các rủi ro môi trường

Việc đánh giá và giảm thiểu các rủi ro rò rỉ CO₂ giúp đảm bảo tính toàn vẹn của CO₂ khi lưu giữ trong thành hệ địa chất đồng thời giúp bảo vệ môi trường và sức khỏe con người.

Nếu CO₂ được bơm ép vào thành hệ địa chất ở trạng thái siêu tới hạn sẽ làm gia tăng áp suất lỗ rỗng và ứng suất trong thành hệ, từ đó có thể gây ra hoạt động địa chấn thứ sinh và sự di chuyển của CO₂ dọc theo các đứt gãy hoặc khe nứt. Những thành hệ này thường không được đặc tính hoá chi tiết như các mỏ dầu khí có nhiều giếng khoan, do đó tính không đồng nhất của thành hệ có thể dẫn đến sự di chuyển của dòng CO₂ khác với dự đoán ban đầu và/hoặc di chuyển sang các tầng khác (Meehan, 2025).

Vấn đề rò rỉ CO₂ có thể được chia thành: rò rỉ địa chất, rò rỉ địa cơ học, rò rỉ kỹ thuật và các dạng rò rỉ khác. Rò rỉ CO₂ do yếu tố địa chất hay rò rỉ địa cơ học liên quan đến các con đường tự nhiên như khe nứt và đứt gãy trong các thành tạo địa chất, trong khi rò rỉ CO₂ do yếu tố kỹ thuật phát sinh từ sự cô lập mất tính toàn vẹn của các cấu trúc lưu giữ như giếng khoan và quá trình bơm ép. Các dạng rò rỉ khác như rò rỉ từ các thiết bị bề mặt hoặc do hoạt động địa chấn, tất cả đều có thể dẫn đến mất khả năng lưu giữ CO₂ trong thành hệ (Hawkes và nnk., 2005; Espinoza và nnk., 2011; Zulqarnain và nnk., 2017; Ajayi và nnk., 2019; Fentaw và nnk., 2024). Các rò rỉ này có thể xảy ra cả trong giai đoạn bơm ép và trong quá trình lưu giữ CO₂.

Rò rỉ CO₂ có thể xuất phát từ nhiều nguyên nhân khác nhau (Askarova và nnk., 2023):

- Rò rỉ địa cơ học: do hiện tượng quá áp trong tầng chứa dẫn đến hình thành các khe nứt trong đá chắn, nứt vỡ thủy lực vượt ra ngoài tầng chứa hoặc kích hoạt các đứt gãy và khe nứt có sẵn;
- Rò rỉ do mất tính toàn vẹn giếng khoan: bao gồm rò rỉ vành xuyên, suy giảm chất lượng xi măng và ăn mòn hoặc hư hỏng ống chống;
- Rò rỉ từ các công trình bề mặt và rò rỉ do địa chấn thứ sinh.

Con đường rò rỉ CO₂ phổ biến nhất là thông qua giếng khoan, vì vậy giếng khoan thường được xem là đối tượng chính khi đánh giá rủi ro rò rỉ. Các yếu tố chủ yếu có thể gây rò rỉ bao gồm áp suất, nhiệt độ và các phản ứng địa hóa; tuy nhiên, công tác trám xi măng kém chất lượng được xem là nguyên nhân có khả năng cao nhất gây rò rỉ CO₂ trong quá trình bơm ép và lưu trữ xung quanh khu vực giếng khoan (Gholami và nnk., 2021).

Các rủi ro liên quan đến rò rỉ CO₂ bao gồm sự thoát khí từ thành hệ lưu giữ lên các thành hệ địa chất phía trên hoặc ra khí quyển, với những hậu quả khác nhau tùy thuộc vào đặc điểm của dòng rò rỉ và loại thành hệ địa chất phía trên (Loizzo và nnk., 2010; Tanaka và nnk., 2011; Li và Liu, 2016).

Do đó, các biện pháp quản lý rủi ro như giám sát bằng nhiều loại thiết bị khác nhau, xây dựng phương án ứng phó khẩn cấp và kế hoạch khắc phục sự cố là cần thiết trong quá trình lập kế hoạch lưu giữ CO₂ (Ajayi và nnk., 2019; Patil và nnk., 2021). Rò rỉ CO₂ trong quá trình lưu trữ có thể được hạn chế bằng cách xem xét đầy đủ các đặc điểm địa chất, sự biến đổi ứng suất tại chỗ và tính không đồng nhất cơ học của tầng chứa (Fentaw và nnk., 2024). Việc phát hiện rò rỉ có thể được thực hiện hiệu quả thông qua theo dõi sự thay đổi pH, khi vùng có pH thấp mở rộng dần theo quá trình bơm ép CO₂ liên tục. Quan sát các biến đổi pH này cho phép theo dõi sự di chuyển của CO₂, từ đó cung cấp cảnh báo sớm về nguy cơ rò rỉ CO₂ (Li và nnk., 2019). Sau khi phát hiện rò rỉ trong quá trình giám sát, bước tiếp theo là kiểm soát sự di chuyển của CO₂.

Cần hiểu rõ và giảm thiểu các tác động sinh thái tiềm tàng của các dự án GCS đối với các hệ sinh thái trên cạn và dưới nước, bao gồm ảnh hưởng đến đa dạng sinh học, chất lượng nước và sử dụng đất (Meehan, 2025). Các mô phỏng số cho thấy CO₂ lưu trữ trong các vỉa than có xu hướng rò rỉ lên các tầng phía trên và xuất lộ ở bề mặt trong một số điều kiện nhất định, từ đó có thể gây ra các tác động tiêu cực như ô nhiễm nước ngầm nông (Pashin và nnk., 2015). Rò rỉ CO₂ cũng có thể làm ô nhiễm nguồn nước ngọt (Feng và nnk., 2023). Vì vậy, việc giám sát tính toàn vẹn của giếng khoan trong suốt toàn bộ quá trình GCS là hết sức quan trọng.

3.3. Cải tạo cơ sở hạ tầng và tính phức tạp kỹ thuật

Việc tích hợp và cải tạo các cơ sở dầu khí ngoài khơi hiện có, bao gồm các công trình khai thác, đường ống và giếng khoan, để phục vụ cho quá trình bơm ép CO₂ là một nhiệm vụ kỹ thuật phức tạp, đòi hỏi các giải pháp kỹ thuật chuyên biệt, đặc biệt đối với các dự án tăng cường thu hồi dầu bằng bơm ép CO₂ (CO₂-EOR). Mạng lưới đường ống và thiết bị ngoài khơi hiện có có thể được tái sử dụng cho hoạt động vận chuyển CO₂ và triển khai GCS tại các mỏ ngoài khơi phục vụ lưu giữ CO₂.

Tiềm năng CO₂-EOR và CO₂-EGR trong các mỏ dầu khí của Việt Nam rất lớn. Trong đó, mỏ dầu ngoài khơi Bạch Hổ có tiềm năng CO₂-EOR lớn nhất, đạt khoảng 480 triệu thùng dầu (MMbbl), phù hợp để phát triển các dự án CO₂-EOR. Tiếp theo là mỏ Cá Ngừ Vàng với tiềm năng khoảng 114 MMbbl. Các mỏ dầu khác có tiềm năng CO₂-EOR nhỏ hơn, khoảng 20 MMbbl. Với các mỏ khí, tiềm năng CO₂-EGR của mỏ Kèn Bầu (khi được phát triển) dự kiến khoảng 34 MMbbl condensate và lưu trữ khoảng 535 triệu tấn CO₂. Với mỏ Sư Tử Trắng và Hải Thạch/Mộc Tinh, tiềm năng thu hồi condensate nhỏ hơn, lần lượt khoảng 26 MMbbl và 15 MMbbl.

Việt Nam hiện có hệ thống đường ống phát triển kết nối các thành phố phía Nam Việt Nam với các mỏ ngoài khơi thuộc các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn và Malay - Thổ Chu. Hệ thống đường ống và các thiết bị hiện có có thể được tận dụng và chuyển đổi mục đích sử dụng cho các hoạt động thu giữ và lưu giữ carbon (GCS) trong tương lai. Lượng CO₂ phát thải từ các khu công nghiệp phía Nam có thể được vận chuyển thông qua các đường ống này tới các mỏ dầu hoặc khí gần nhất (Bokka và Lau, 2023).

Lau và Tsai (2024) đề xuất CO₂ thu giữ từ 27 nhà máy xi măng tại Việt Nam có thể được vận chuyển thông qua sự kết hợp giữa các đường ống mới và hiện có tới các mỏ dầu khí ngoài khơi để phục vụ CO₂-EGR và lưu trữ lâu dài. Quá trình bơm ép CO₂ dự kiến sẽ giúp gia tăng sản lượng condensate thêm khoảng 2,1 triệu thùng (MMbbl) đồng thời đạt dung lượng lưu trữ CO₂ khoảng 32852 Mt. Đối với mỗi dự án GCS, cần xác định số lượng giếng bơm ép CO₂, vị trí bơm ép và lựa chọn giếng lộ thiên lắp đặt trên giàn khai thác hay giếng với đầu giếng ngầm dưới biển. Với khối lượng CO₂ cần lưu giữ rất lớn, mỗi giếng bơm ép dự kiến sẽ có khả năng tiếp nhận từ một đến vài triệu tấn CO₂ mỗi năm. Các đầu giếng ngầm dưới biển có thể sẽ được ưu tiên nhằm giảm nhu cầu xây dựng các giàn khai thác ngoài khơi mới. Tuy nhiên, việc bảo dưỡng và sửa chữa các giếng ngầm dưới biển sẽ khó khăn và tốn kém hơn so với các giếng lộ thiên (Lau và Tsai, 2024).

Trong dự án GCS khu vực phía Nam, các giàn ngoài khơi hiện hữu có thể được tận dụng cho hoạt động bơm ép CO₂. Do bể Sông Hồng nằm gần bờ biển, việc xây dựng tuyến đường ống CO₂ mới kết nối các cụm GCS khu vực miền Bắc và miền Trung Việt Nam tới các vị trí ngoài khơi phục vụ bơm ép CO₂ được đánh giá là không quá khó khăn. Phần tốn kém nhất của các dự án này có thể là việc cải tạo và lắp đặt thiết bị thu giữ CO₂ tại các nhà máy xi măng. Phương pháp thu giữ CO₂ sau quá trình đốt được xem là giải pháp đơn giản nhất để triển khai. Nếu các nhà máy xi măng nằm gần nhau, việc xây dựng một nhà máy thu giữ carbon tập trung có thể mang lại hiệu quả kinh tế cao hơn so với việc lắp đặt hệ thống thu giữ CO₂ riêng lẻ cho từng nhà máy xi măng (Lau và nnk., 2021b). Do mỗi dự án GCS đều áp dụng mô hình cụm, mỗi cụm GCS có thể tích hợp thêm các cơ sở phát thải CO₂ khác như nhà máy nhiệt điện than, nhà máy lọc dầu hoặc nhà máy thép (Lau và Tsai, 2024).

Một trong những phức tạp kỹ thuật của việc bơm ép CO₂ là nguy cơ gây ăn mòn và suy giảm chất lượng của ống khai thác, ống chống và các vật liệu làm kín trong giếng khoan khi cải tạo và sử dụng các cơ sở hạ tầng sẵn có cho việc lưu giữ CO₂. Các dung dịch chứa CO₂ có tính axit, dẫn đến hiện tượng ăn mòn nghiêm trọng đối với hệ thống đường ống (Koornneef và nnk., 2010). Mức độ ăn mòn phụ thuộc vào áp suất riêng phần của CO₂, nhiệt độ, độ mặn, hàm lượng am, trạng thái pha và độ pH (Bai và nnk., 2015). Trong điều kiện áp suất CO₂ cao và không có lớp bảo vệ FeCO₃, tốc độ ăn mòn có thể đạt tới 20 mm/năm (Choi và nnk., 2013). Vì vậy, hiện tượng ăn mòn là một trở ngại nghiêm trọng đối với việc bơm ép CO₂ ổn định và an toàn cơ sở hạ tầng phục vụ GCS.

Tính toàn vẹn bên trong của giếng khoan cũng là một thách thức lớn khi triển khai lưu giữ CO₂, quá trình bơm ép phải đảm bảo rằng dòng chất lưu bơm ép không thể thông với bất kỳ thành hệ địa chất nào khác. Ống chống phải được lựa chọn sao cho có khả năng chịu được các loại chất lưu và ứng suất dự kiến trong giếng khoan và tầng chứa. Đối với CO₂, sự hiện diện của nước có thể dẫn đến hình thành axit cacbonic và làm gia tăng hiện tượng ăn mòn. Điều này đặc biệt nghiêm trọng nếu CO₂ bơm ép còn chứa hơi ẩm hoặc khi ống chống nằm trong môi trường bão hòa nước, vì cả hai trường hợp đều có thể thúc đẩy quá trình ăn mòn.

Trong trường hợp dòng CO₂ còn chứa nước, lượng nước dư có thể phản ứng với CO₂ tạo thành axit cacbonic, gây ra hiện tượng ăn mòn đồng đều và ăn mòn cục bộ, đặc biệt đối với các loại ống chống bằng thép carbon. Bên dưới packer, sự hiện diện của nước via hoặc chất lưu tồn dư cũng có thể làm gia tăng ăn mòn, đặc biệt tại các khu vực mà lớp xi măng không bám dính hoàn toàn. Nếu hàm lượng ẩm dự kiến cao hoặc việc ống chống tiếp xúc với nước là không thể tránh khỏi, các hướng dẫn kỹ thuật khuyến nghị sử dụng các hợp kim chống ăn mòn như hợp kim chứa crôm.

CO₂ có thể rò rỉ, thoát khỏi thành hệ lưu giữ thông qua lớp xi măng bị hư hỏng hoặc các khe hở giữa ống chống và xi măng, ảnh hưởng tới tính toàn vẹn bên ngoài của giếng khoan (Fentaw và nnk., 2024). Vì vậy, cần lựa chọn loại xi măng tương thích với các loại chất lưu dự kiến xuất hiện trong suốt vòng đời vận hành của giếng. Phản ứng giữa CO₂ và xi măng Portland có thể gây ảnh hưởng bất lợi; tuy nhiên, trong giai đoạn đầu, các phản ứng này cũng có thể tạo thành canxi cacbonat, giúp tăng cường độ bền của xi măng và làm giảm độ thấm (Malki và nnk., 2025).

Để quá trình tích hợp và cải tạo các cơ sở dầu khí ngoài khơi phục vụ công nghệ GCS, cần hạn chế nguy cơ ăn mòn hệ thống đường ống, thiết bị lòng giếng, đảm bảo tính toàn vẹn bên trong và bên ngoài giếng đảm bảo hiệu quả của quá trình lưu giữ CO₂.

3.4. Áp suất thành hệ địa chất và các vấn đề địa cơ học/địa hóa học

Trong quá trình bơm ép và lưu giữ CO₂ trong thành hệ, cần xem xét đầy đủ các vấn đề liên quan như kiểm soát áp suất bơm ép trong thành hệ, điều chỉnh các mối tương quan CO₂-đá và CO₂-chất lưu, đặc tính địa cơ học, địa hóa học của thành hệ. Việc xem xét và kiểm soát các vấn đề này giúp đảm bảo tính hiệu quả của dự án GCS.

Sự gia tăng áp suất lỗ rỗng do quá trình bơm ép CO₂ có thể làm thay đổi trường ứng suất trong tầng chứa, kích hoạt các khe nứt tồn tại sẵn, gây biến đổi hóa học và tạo ra các tương tác giữa đá chắn với chất lưu chứa CO₂. Những rủi ro này có thể bao gồm phá hủy đá chắn, mất tính toàn vẹn giếng khoan, rò rỉ CO₂, ô nhiễm nước ngầm và nước tầng chứa do CO₂ hòa tan, tái hoạt động không mong muốn của các đứt gãy, địa chấn thứ sinh, biến dạng tầng chứa, kết tủa các khoáng vật không mong muốn (Fentaw và nnk., 2024).

Khả năng kín của đá chắn chịu ảnh hưởng bởi nhiều yếu tố như độ rỗng, độ thấm, thành phần khoáng vật, cấu trúc lỗ rỗng và các tính chất cơ học của đá chắn. Để duy trì khả năng lưu giữ CO₂ trong thời gian dài, đá chắn tại địa điểm lưu trữ cần có độ thấm thấp, độ rỗng thấp và áp suất mao dẫn xâm nhập cao. Điều này giúp CO₂ được giữ lại nhờ lực mao dẫn bên trong các lỗ rỗng của đá (Espinoza và Santamarina, 2017). Ngoài ra, quá trình hòa tan nhanh các khoáng cacbonat trong quá trình lưu giữ CO₂ (GCS) cũng cần được xem xét, vì hiện tượng này có thể gây ăn mòn đá chắn, dẫn đến rò rỉ và làm suy giảm khả năng lưu giữ CO₂ (Khan và nnk., 2024).

Khi nghiên cứu các tương tác giữa CO₂-đá và CO₂-chất lưu, cần xem xét nhiều thông số khác nhau tùy thuộc vào cơ chế lưu giữ dự kiến và đối tượng lưu trữ CO₂ được đề xuất, trong trường hợp này là loại tầng chứa (Prakash và nnk., 2019; Yekeen và nnk., 2020). Phần lớn các thông số này chịu ảnh hưởng bởi các tương tác địa hóa giữa chất lưu trong tầng chứa và đá xung quanh, bao gồm sự hòa tan của CO₂ vào thành hệ, làm thay đổi nồng độ ion hydro (pH) và do đó điều chỉnh tốc độ các phản ứng hóa học. Mặc dù trong ngắn hạn các tác động này có thể làm tăng độ rỗng và độ thấm, từ đó cải thiện khả năng bơm ép của giếng, nhiều nghiên cứu cho thấy về lâu dài chúng có thể dẫn đến gia tăng áp suất tầng chứa và làm suy giảm tính ổn định của đá chắn, có khả năng gây tái hoạt động các đứt gãy và làm tăng nguy cơ rò rỉ CO₂ (Castaneda - Herrera và nnk., 2018). Vì lý do đó, tất cả các thông số trong hệ đá-chất lưu-CO₂ cần được nghiên cứu một cách đồng thời.

Tính thấm ướt cũng là một thông số quan trọng cần được theo dõi khi đánh giá sự thay đổi tính chất đá do các tương tác giữa CO₂-chất lưu-đá trong các mỏ dầu khí suy giảm và các tầng đá phiến sét (Chiquet và nnk., 2007). Áp suất mao dẫn cũng đóng vai trò then chốt đối với động học lưu trữ và bơm ép CO₂ ở trạng thái siêu tới hạn.

Lưu giữ CO₂ trong các vỉa than là một phương pháp hiệu quả nhằm giảm phát thải carbon, tuy nhiên các dự án liên quan đã gặp nhiều khó khăn trong việc duy trì quá trình bơm ép CO₂ liên tục, cho thấy cần có sự hiểu biết toàn diện hơn về cơ chế lưu giữ CO₂ trong than. Các tương tác lâu dài giữa CO₂-nước-đá có thể làm suy yếu tính toàn vẹn của vỉa than và đá chắn, đồng thời làm giảm khả năng hấp phụ của than, từ đó làm gia tăng nguy cơ rò rỉ CO₂ (Liu và nnk., 2025).

Trong quá trình lưu trữ CO₂ vào các tầng chứa nước mặn sâu, CO₂ được bơm ép sẽ dần hòa tan vào nước vỉa và tương tác với các pha khác nhau trong tầng chứa theo thời gian. Các phản ứng địa hóa này ảnh hưởng đến các tính chất của tầng chứa trong quá trình bơm ép CO₂, chẳng hạn như hòa tan/kết tủa khoáng vật, biến đổi pH và thay đổi độ rỗng cũng như độ thấm (Xu và nnk., 2004). Kết quả mô phỏng số về lưu giữ CO₂ trong tầng cát kết tại mỏ X ở miền Nam Việt Nam cho thấy đã xảy ra nhiều biến đổi địa hóa đáng kể trong tầng chứa nước mặn sau khi bơm ép CO₂, đặc biệt tại khu vực cận đáy giếng. Quá trình bơm ép CO₂ gây ra sự thay đổi thành phần khoáng vật và sự phân bố của các thành phần hòa tan trong nước vỉa. Quá trình hòa tan/kết tủa khoáng vật giải phóng các cation và ion HCO₃⁻, làm tăng pH, trong khi sự hòa tan của các khoáng silicat lại góp phần gây axit hóa môi trường. Những phản ứng này dẫn đến sự gia tăng độ thấm và độ rỗng, từ đó ảnh hưởng đến hiệu quả lưu trữ CO₂. Đồng thời, quá trình hòa tan/kết tủa khoáng vật gần giếng khoan cũng ảnh hưởng đến hiệu quả bơm ép (Khoi và nnk., 2025).

Kiểm soát địa cơ học phản ánh tình trạng tính toàn vẹn của giếng khoan và thành hệ trong quá trình lựa chọn địa điểm, quá trình bơm ép CO₂ cũng như trong giai đoạn lưu giữ lâu dài (Hawkes và nnk., 2005). Để đánh giá tác động lâu dài của việc lưu giữ CO₂, cần xem xét tính toàn vẹn và khả năng chịu áp suất của đá chắn. Ngoài ra, các tính chất thạch học và địa cơ học quan trọng như cường độ nén đơn trục, mô đun Young, độ rỗng và độ thấm cũng cần được đánh giá đầy đủ.

3.5. Kiểm tra và giám sát vận hành dự án GCS

Mỗi dự án GCS có thể kéo dài hàng chục năm, nên kiểm tra và giám sát hậu vận hành là vấn đề cốt lõi. Tuy nhiên Việt Nam vẫn chưa có hệ thống kiểm tra, giám sát, xác minh và pháp lý rõ ràng cho công nghệ này. Việc thiếu các quy định và kỹ thuật được thiết lập đầy đủ cho hoạt động giám sát liên tục, dài hạn tại các địa điểm lưu trữ vẫn là một thách thức lớn đối với các dự án GCS.

Kiểm tra, giám sát là một thành phần thiết yếu của các dự án CCS ngoài khơi nhằm đảm bảo quá trình lưu giữ CO₂ được thực hiện an toàn và ổn định. Hoạt động này cho phép phát hiện nhanh chóng và quản lý hiệu quả bất kỳ sự rò rỉ CO₂ nào từ địa điểm lưu trữ. Giám sát đóng vai trò quan trọng cả trong và sau quá trình bơm ép CO₂, đặc biệt trong việc theo dõi sự di chuyển của CO₂ bên trong và phía trên tầng chứa, đồng thời cung cấp cảnh báo sớm đối với các hiện tượng rò rỉ CO₂ ngoài dự kiến. Ngoài ra, giám sát không chỉ nhằm phát hiện sự di chuyển hoặc rò rỉ CO₂ mà còn để đánh giá các tác động bất lợi tiềm tàng đối với môi trường biển (Jung và Moh, 2025).

Kiểm soát thạch học bao gồm việc theo dõi sự thay đổi độ rỗng và độ thấm của đá chứa mục tiêu trong và sau quá trình bơm ép CO₂, cả trong ngắn hạn lẫn dài hạn (Askarova và nnk., 2023).

Mô hình hóa cũng hỗ trợ đáng kể cho công tác giám sát vì có thể mô phỏng nhiều kịch bản rò rỉ khác nhau. Đồng thời, các số liệu đo đạc thực tế ngoài hiện trường cung cấp các dữ liệu đầu vào quan trọng để hiệu chỉnh mô hình, từ đó đánh giá mức độ rủi ro và tác động liên quan đến từng giếng khoan. Tuy nhiên, quá trình mô hình hóa đòi hỏi nhiều giả định trong từng kịch bản, đặc biệt đối với các giếng khoan cũ thường thiếu dữ liệu cần thiết để mô phỏng chính xác các mô hình rò rỉ CO₂.

Việc đánh giá và giám sát tính toàn vẹn dài hạn của giếng khoan phục vụ dự án GCS cũng được đề cập trong nhiều nghiên cứu (Hawkes và nnk., 2005; Patil và nnk., 2021). Các công nghệ đề xuất bao gồm khai thác dữ liệu, phân tích dựa trên nhiễu năng lượng tự do, công nghệ quản lý hiệu suất và rủi ro, hệ thống kỹ thuật dự đoán CO₂ tự nhiên, đánh giá tính toàn vẹn giếng khoan trong phòng thí nghiệm và nhiều phương pháp khác.

4. Thách thức về yếu tố kinh tế và pháp lý với các dự án lưu giữ CO₂

Rào cản đối với việc triển khai công nghệ GCS tại Việt Nam không chỉ nằm ở các vấn đề kỹ thuật mà còn liên quan chặt chẽ đến các thách thức về thể chế, chính sách và tài chính.

Công nghệ GCS đòi hỏi nguồn vốn đầu tư ban đầu rất lớn, bao gồm chi phí cho hệ thống thu giữ, vận chuyển và lưu trữ CO₂. Điều này khiến GCS khó cạnh tranh với các nguồn năng lượng truyền thống và trở thành rào cản lớn đối với việc triển khai trên diện rộng (Meehan, 2025). Sự không chắc chắn liên quan đến các cơ chế định giá carbon hoặc các chính sách khuyến khích tài chính có thể làm giảm động lực đầu tư

vào các dự án GCS và ảnh hưởng đến tính khả thi kinh tế của chúng. Việc duy trì vận hành, giám sát và khắc phục sự cố trong suốt vòng đời dự án làm gia tăng đáng kể chi phí vận hành.

Hiện nay, Việt Nam chưa có khung pháp lý chuyên biệt cho GCS, đặc biệt liên quan đến quyền sử dụng không gian dưới lòng đất, cơ chế quản lý lưu trữ CO₂ lâu dài, phân loại CO₂ như một loại chất thải hay tài nguyên, cũng như trách nhiệm pháp lý trong trường hợp xảy ra rò rỉ. Việc chưa làm rõ trách nhiệm pháp lý khi xảy ra sự cố rò rỉ CO₂ là một trở ngại lớn đối với triển khai thương mại GCS.

Mặc dù Việt Nam đã cam kết đạt phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050, các cơ chế hỗ trợ kinh tế cho GCS như định giá carbon, tín chỉ carbon, ưu đãi thuế và trợ cấp đầu tư vẫn chưa được xây dựng đầy đủ và đồng bộ. Sự thiếu hụt này làm hạn chế tính hấp dẫn kinh tế và khả năng thương mại hóa của các dự án CCS.

Một trong những thách thức lớn của các dự án CCS là yêu cầu hợp tác và chia sẻ kiến thức giữa nhiều ngành công nghiệp vốn ít có truyền thống phối hợp với nhau. Đơn cử, để giảm phát thải carbon trong ngành xi măng tại Việt Nam, cần có sự liên kết giữa ngành sản xuất xi măng, công nghệ thu giữ carbon, vận chuyển CO₂ bằng đường ống và ngành dầu khí thượng nguồn phục vụ lưu trữ CO₂ trong các thành hệ địa chất (Lau và Tsai, 2024). Việc tích hợp chuyên môn và công nghệ từ các lĩnh vực công nghiệp khác nhau nhằm giải quyết bài toán giảm phát thải cho ngành xi măng Việt Nam là một nhiệm vụ rất phức tạp.

Tuy còn tồn tại nhiều rào cản, các nghiên cứu hiện nay cho thấy các mỏ dầu khí ngoài khơi đã suy giảm của Việt Nam có tiềm năng lớn cho lưu trữ CO₂ với dung lượng đáng kể nếu các thách thức kỹ thuật, tài chính và pháp lý nói trên được giải quyết hiệu quả.

5. Định hướng phát triển và khuyến nghị

Để thúc đẩy triển khai CCS tại Việt Nam, cần đồng bộ các giải pháp kỹ thuật, kinh tế và pháp lý. Về kỹ thuật, cần tăng cường đánh giá đặc điểm địa chất các bể trầm tích tiềm năng, nâng cao công nghệ giám sát và kiểm soát rò rỉ CO₂, đồng thời tận dụng hạ tầng dầu khí hiện hữu nhằm giảm chi phí đầu tư. Về kinh tế, cần xây dựng cơ chế định giá carbon, phát triển thị trường carbon và ban hành các chính sách ưu đãi tài chính nhằm nâng cao tính khả thi thương mại của các dự án CCS. Về pháp lý, cần hoàn thiện khung pháp lý chuyên biệt cho hoạt động lưu trữ CO₂, bao gồm quy định về cấp phép, trách nhiệm pháp lý dài hạn, giám sát sau bơm ép và quyền sử dụng không gian địa chất dưới lòng đất. Đồng thời, cần tăng cường hợp tác quốc tế, chuyển giao công nghệ và đào tạo nguồn nhân lực phục vụ phát triển CCS bền vững tại Việt Nam.

6. Kết luận

Việt Nam có tiềm năng đáng kể trong triển khai công nghệ thu giữ và lưu trữ CO₂ trong các thành hệ địa chất, đặc biệt tại các mỏ dầu khí suy giảm và các tầng chứa nước mặn sâu ngoài khơi tại bể Cửu Long, Malay - Thổ Chu và Sông Hồng. Tổng dung lượng lưu trữ CO₂ ước tính đạt khoảng 185,77 Gt, đủ để lưu giữ lượng phát thải CO₂ cố định của Việt Nam trong nhiều thế kỷ. Các nghiên cứu về thí điểm CO₂-EOR tại mỏ Rạng Đông và đề xuất kết nối nguồn phát thải với nơi lưu giữ đã bước đầu chứng minh tính khả thi của GCS tại Việt Nam.

Tuy nhiên, việc phát triển GCS ở quy mô thương mại vẫn đang đối mặt với nhiều thách thức về địa điểm lưu giữ CO₂, đặc trưng địa chất tầng chứa, tính toán vận giếng khoan, rủi ro rò rỉ CO₂, chi phí đầu tư cao và sự thiếu hoàn thiện của khung pháp lý và cơ chế hỗ trợ kinh tế. Do đó, để GCS trở thành một giải pháp khả thi phục vụ mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính và đạt phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050, Việt Nam cần đẩy mạnh nghiên cứu địa chất, địa cơ học, địa hoá học, phương pháp và cơ chế lưu giữ CO₂, hoàn thiện cơ chế chính sách, phát triển hạ tầng vận chuyển và lưu giữ CO₂, đồng thời tăng cường hợp tác quốc tế và chuyển giao công nghệ.

Tài liệu tham khảo

- ADB, 2013. *Prospects for Carbon Capture and Storage in Southeast Asia*.
- Ajayi, T., Gomes, J.S. and Bera, A., 2019. A review of CO₂ storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. *Petroleum Science*, 16(5), pp.1028-1063. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0340-8>.
- Albertz, M., A. Stewart, S. and Goteti, R., 2022. Frontiers | Perspectives on geologic carbon storage. *Front. Energy Res*, 10. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.1071735>.
- APEC, 2014. *Feasibility of accelerating the deployment of carbon capture, utilization and storage in developing APEC economies*. APEC energy working group.
- Askarova, A., Mukhametdinova, A., Markovic, S., Khayrullina, G., Afanasev, P., Popov, E. and Mukhina, E., 2023. An Overview of Geological CO₂ Sequestration in Oil and Gas Reservoirs. *Energies*, 16(6), p.2821. <https://doi.org/10.3390/en16062821>.

- Bachu, S., 2003. Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change. *Environmental Geology*, 44(3), pp.277-289. <https://doi.org/10.1007/s00254-003-0762-9>.
- Bai, M., Sun, J., Song, K., Li, L. and Qiao, Z., 2015. Well completion and integrity evaluation for CO₂ injection wells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, pp.556-564. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.022>.
- ss, 2025. *Chính thức phê duyệt Quy hoạch điện VIII điều chỉnh*. <https://moit.gov.vn/tin-tuc/phat-trien-nang-luong/chinh-thuc-phe-duyet-quy-hoach-dien-viii-dieu-chinh.html>.
- Bokka, H.K. and Lau, H.C., 2023. Decarbonising Vietnam's power and industry sectors by carbon capture and storage. *Energy*, 262, p.125361. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125361>.
- Bui, M., Adjiman, C.S., Bardow, A., Anthony, E.J., Boston, A., Brown, S., Fennell, P.S., Fuss, S., Galindo, A., Hackett, L.A., Hallett, J.P., Herzog, H.J., Jackson, G., Kemper, J., Krevor, S., Maitland, G.C., Matuszewski, M., Metcalfe, I.S., Petit, C., Puxty, G., Reimer, J., Reiner, D.M., Rubin, E.S., Scott, S.A., Shah, N., Smit, B., Trusler, J.P.M., Webley, P., Wilcox, J. and Dowell, N.M., 2018. Carbon capture and storage (CCS): the way forward. *Energy & Environmental Science*, 11(5), pp.1062-1176. <https://doi.org/10.1039/C7EE02342A>.
- Castaneda-Herrera, C., Stevens, G. and Haese, R., 2018. Review of CO₂ Leakage Mitigation and Remediation Technologies. pp.327-337. <https://doi.org/10.1002/9781119118657.ch16>.
- Chiquet, P., Broseta, D. and Thibeau, S., 2007. Wettability alteration of caprock minerals by carbon dioxide. *Geofluids*, 7, pp.112-122.
- Choi, Y.-S., Young, D., Nešić, S. and Gray, L.G.S., 2013. Wellbore integrity and corrosion of carbon steel in CO₂ geologic storage environments: A literature review. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 16, pp.S70-S77. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.12.028>.
- De Silva, G.P.D., Ranjith, P.G. and Perera, M.S.A., 2015. Geochemical aspects of CO₂ sequestration in deep saline aquifers: A review. *Fuel*, 155, pp.128-143. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.03.045>.
- Delerce, S., Marieni, C. and Oelkers, E.H., 2021. *Carbonate geochemistry and its role in geologic carbon storage*.
- Doãn, T.T., Nguyễn, V.T., Nguyễn, K.L. and Trần, V.Q., 2024. Định hướng triển khai thu giữ và lưu trữ CO₂ tại Việt Nam. *Hội nghị toàn quốc khoa học trái đất và tài nguyên với phát triển bền vững (ERSD 2024)*.
- Espinoza, D.N., Kim, S.H. and Santamarina, J.C., 2011. CO₂ geological storage - Geotechnical implications. *KSCE Journal of Civil Engineering*, 15(4), pp.707-719. <https://doi.org/10.1007/s12205-011-0011-9>.
- Espinoza, D.N. and Santamarina, J.C., 2017. CO₂ breakthrough-Caprock sealing efficiency and integrity for carbon geological storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 66, pp.218-229. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.09.019>.
- Feng, Y., Yan, W., Zhang, L. and Wang, Y., 2023. Corrosion in CO₂ Geological Utilization and Storage. In: L. Zhang, ed. *Corrosion in CO₂ Capture, Transportation, Geological Utilization and Storage: Causes and Mitigation Strategies*. Singapore: Springer Nature. pp.47-79. https://doi.org/10.1007/978-981-99-2392-2_4.
- Fentaw, J.W., Emadi, H., Hussain, A., Fernandez, D.M. and Thiyagarajan, S.R., 2024. Geochemistry in Geological CO₂ Sequestration: A Comprehensive Review. *Energies*, 17(19), pp.1-35.
- Gholami, R., Raza, A. and Iglaier, S., 2021. Leakage risk assessment of a CO₂ storage site: A review. *Earth-Science Reviews*, 223, p.103849. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2021.103849>.
- Hamza, A., Hussein, I.A., Al-Marri, M.J., Mahmoud, M., Shawabkeh, R. and Aparicio, S., 2021. CO₂ enhanced gas recovery and sequestration in depleted gas reservoirs: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, p.107685. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107685>.
- Hawkes, C.D., McLellan, P.J. and Bachu, S., 2005. Geomechanical Factors Affecting Geological Storage of CO₂ in Depleted Oil and Gas Reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 44(10). <https://doi.org/10.2118/05-10-05>.
- IEA, 2018. *Technology Roadmap - Low-Carbon Transition in the Cement Industry - Analysis*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-low-carbon-transition-in-the-cement-industry>
- Jung, D. and Moh, Y., 2025. Offshore CO₂ Sequestration and the Protection of the Marine Environment: Opportunities and Challenges in South Korea. *Asian Journal of International Law*, 15(2), pp.356-373. <https://doi.org/10.1017/S2044251325000050>.
- Kawahara, Y. and Atsushi, H., (2016). *Offshore CO₂-EOR pilot project in Vietnam*. JX Nippon oil & gas exploration corporation.

- Khan, M.N., Siddiqui, S. and Thakur, G.C., 2024. Recent Advances in Geochemical and Mineralogical Studies on CO₂-Brine-Rock Interaction for CO₂ Sequestration: Laboratory and Simulation Studies. *Energies*, 17(13), p.3346. <https://doi.org/10.3390/en17133346>.
- Khoi, L.E.N., Trong, B.V. and Cao, M.L., 2025. The effects of geochemical reactions on CO₂ sequestration in deep saline aquifers. *Inżynieria Mineralna*, 2(1). <https://doi.org/10.29227/IM-2025-01-02-008>.
- Koornneef, J., Spruijt, M., Molag, M., Ramírez, A., Turkenburg, W. and Faaij, A., 2010. Quantitative risk assessment of CO₂ transport by pipelines-A review of uncertainties and their impacts. *Journal of Hazardous Materials*, 177(1), pp.12-27. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2009.11.068>.
- Lau, H.C., Ramakrishna, S., Zhang, K. and Radhamani, A.V., 2021a. The Role of Carbon Capture and Storage in the Energy Transition. *Energy & Fuels*, 35(9), pp.7364-7386. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c00032>.
- Lau, H.C., Ramakrishna, S., Zhang, K. and Hameed, M.Z.S., 2021b. A Decarbonization Roadmap for Singapore and Its Energy Policy Implications. *Energies*, 14(20), p.6455. <https://doi.org/10.3390/en14206455>.
- Lau, H.C. and Tsai, S.C., 2024. Toward Cleaner and More Sustainable Cement Production in Vietnam via Carbon Capture and Storage. *Sustainability*, 16(2), pp.1-21.
- Li, D., Ren, S. and Rui, H., 2019. CO₂ Leakage Behaviors in Typical Caprock-Aquifer System during Geological Storage Process. *ACS Omega*, 4(18), pp.17874-17879. <https://doi.org/10.1021/acsomega.9b02738>.
- Li, Q. and Liu, G., 2016. Risk Assessment of the Geological Storage of CO₂: A Review. In: V. Vishal and T.N. Singh, eds. *Geologic Carbon Sequestration: Understanding Reservoir Behavior*. Cham: Springer International Publishing. pp.249-284. https://doi.org/10.1007/978-3-319-27019-7_13.
- Liu, X., Zhang, B., Fu, X., Lu, J., Huang, M. and Zeng, F. (Bill), 2025. Potential, Efficiency, and Leakage Risk of CO₂ Sequestration in Coal: A Review. *Processes*, 13(6), p.1680. <https://doi.org/10.3390/pr13061680>.
- Loizzo, M., Lecampion, B., Bérard, T., Harichandran, A. and Jammes, L., 2010. Reusing O&G-Depleted Reservoirs for CO₂ Storage: Pros and Cons. *SPE Projects, Facilities & Construction*, 5(03), pp.166-172. <https://doi.org/10.2118/124317-PA>.
- Malki, M.L., Heimerl, J., Ma, Z., Chen, B., Van Wijk, J. and Mehana, M., 2025. Assessing the feasibility of retrofitting legacy wells for CO₂ geological sequestration. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 144, p.104389. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2025.104389>.
- Meehan, D.N., 2025. Risks and Challenges in CO₂ Capture, Use, Transportation, and Storage. *Sustainability*, 17(17), p.7871. <https://doi.org/10.3390/su17177871>.
- Nguyen-Trinh, H.A. and Ha-Duong, M., 2015. Perspective of CO₂ capture & storage (CCS) development in Vietnam: Results from expert interviews. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 37, pp.220-227. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.03.019>.
- Pandey, G., Poothia, T. and Kumar, A., 2022. Hydrate based carbon capture and sequestration (HBCCS): An innovative approach towards decarbonization. *Applied Energy*, 326, p.119900. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119900>.
- Pashin, J.C., Clark, P.E., McIntyre-Redden, M.R., Carroll, R.E., Esposito, R.A., Oudinot, A.Y. and Koperna, G.J., 2015. SECARB CO₂ injection test in mature coalbed methane reservoirs of the Black Warrior Basin, Blue Creek Field, Alabama. *International Journal of Coal Geology*, 144-145, pp.71-87. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.04.003>.
- Patil, P.A., Chidambaram, P., Bin Ebining Amir, M.S., Tiwari, P.K., Das, D.P., Picha, M.S., B A Hamid, M.K. and Tewari, R.D., 2021. FEP Based Model Development for Assessing Well Integrity Risk Related to CO₂ Storage in Central Luconia Gas Fields in Sarawak. In: *International Petroleum Technology Conference*. Virtual: IPTC. p.D071S027R003. <https://doi.org/10.2523/IPTC-21472-MS>.
- Prakash, R., Kana Nguene, P., Seers, T.D., Noshadravan, A. and Abedi, S., 2019. Chemo-Mechanical Investigation of CO₂-Fluid-Rock Interaction in CO₂ Storage and CO₂-EOR Processes in Unconventional Reservoirs. *53rd U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. OnePetro.
- Stephen, B.H., 2022. *CCUS potential in Vietnam*. gasworld. <https://www.gasworld.com/feature/ccus-potential-in-vietnam/2093602.article>
- Sun, Q., Ampomah, W., Kutsienyo, E.J., Appold, M., Adu-Gyamfi, B., Dai, Z. and Soltanian, M.R., 2020. Assessment of CO₂ trapping mechanisms in partially depleted oil-bearing sands. *Fuel*, 278, p.118356. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118356>.
- Sun, X., Shang, A., Wu, P., Liu, T. and Li, Y., 2023. A Review of CO₂ Marine Geological Sequestration. *Processes*, 11(7), p.2206. <https://doi.org/10.3390/pr11072206>.

- Tanaka, A., Sakamoto, Y. and Komai, T., 2011. Development of risk assessment tool for CO₂ geological storage. *Energy Procedia*, 4, pp.4178-4184. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.364>.
- Uchiyama, T., Fujita, Y., Ueda, Y., Nishizaki, A., Okabe, H., Takagi, S., Mitsuishi, H., Kawahara, Y., Huy, L., Trung, P.N., Trung, N.H., Van Toan, N. and Hoan, N.N., 2012. Evaluation of a Vietnam Offshore CO₂ Huff 'n' Puff Test. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA.
- Vietnam Briefing, 2021. COP26: Vietnam's Commitment to Reducing Emissions. *Vietnam Briefing News*. <https://www.vietnam-briefing.com/news/cop26-climate-change-vietnams-commitment-reducing-emissions.html/>
- Vietsovetro, 2005. *The White Tiger Oil Field Carbon Capture and Storage (CCS) project in Vietnam*. <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/pnm/byref/NM0167>.
- Xu, T., Apps, J.A. and Pruess, K., 2004. Numerical simulation of CO₂ disposal by mineral trapping in deep aquifers. *Applied Geochemistry*, 19(6), pp.917-936. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2003.11.003>.
- Yekeen, N., Padmanabhan, E., Sevo, T.A., Kanesen, K.A. and Okunade, O.A., 2020. Wettability of rock/CO₂/brine systems: A critical review of influencing parameters and recent advances. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 88, pp.1-28. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2020.03.021>.
- Zoback, M.D. and Gorelick, S.M., 2012. Earthquake triggering and large-scale geologic storage of carbon dioxide. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 109(26), pp.10164-10168. <https://doi.org/10.1073/pnas.1202473109>.
- Zulqarnain, M., Zeidouni, M. and Hughes, R.G., 2017. Risk Based Approach to Identify the Leakage Potential of Wells in Depleted Oil and Gas Fields for CO₂ Geological Sequestration. *Carbon Management Technology Conference*. Houston, Texas, USA. <https://dx.doi.org/10.7122/486032-MS>

ABSTRACT

Current status and challenges of implementing geological CO₂ sequestration in Vietnam

Nguyen Khac Long^{1,2}, Truong Van Tu^{1,2}, Nguyen Van Thanh^{1,2}, Doan Thi Tram¹, Pham Hong Son³,
Do Minh Cuong⁴

¹ Faculty of Petroleum and Energy, Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam

² Integrated Petroleum Engineering Group, Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam

³ PetroVietnam, Hanoi, Vietnam

⁴ National Economics University, Hanoi, Vietnam

In the context of climate change and increasing pressure to reduce greenhouse gas emissions, carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies, particularly geological CO₂ sequestration (GCS) are considered an important solution for high-emission industries such as power generation, cement, steel, and oil and gas. In Vietnam, GCS is regarded as one of the key technologies for achieving the country's commitment to net-zero emissions by 2050. Current GCS research in Vietnam has mainly focused on assessing the potential and prospects for CO₂ storage in several geological formations, developing maps of CO₂ emission sources and storage sites, and investigating certain challenges associated with CO₂ storage, such as geochemical interactions between CO₂ and geological formations. However, a comprehensive assessment of the current state of research and the major challenges involved in implementing GCS technology in Vietnam has not yet been conducted. This paper analyzes, evaluates, and synthesizes the overall status of GCS research in Vietnam, as well as the technical, economic, and regulatory challenges associated with implementing geological CO₂ storage in the country. Based on this assessment, it proposes strategic directions to promote the development of GCS in Vietnam through improvements in policy and regulatory frameworks, carbon pricing mechanisms, enhanced international cooperation, and the development of technical infrastructure to support sustainable CO₂ storage.

Keywords: Carbon Sequestration; Leakage Risk; Geochemical Risks; Geomechanical Risks; Economic Challenges.