

# THU HỒI, SỬ DỤNG VÀ LƯU TRỮ CO<sub>2</sub> (CCUS) TRONG THĂM DÒ KHAI THÁC DẦU KHÍ

**Nguyễn Anh Đức, Nguyễn Thị Thủy Tiên, Nguyễn Trung Khương, Đặng Thanh Tùng, Nguyễn Hương Chi**

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: ducna@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2023.01-02>

## Tóm tắt

Thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) có thể đóng góp lớn vào việc giảm phát thải, giúp các nước đạt mục tiêu phát thải ròng bằng 0. Trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí, CO<sub>2</sub> được sử dụng để gia tăng thu hồi dầu (CO<sub>2</sub>-EOR), có thể giúp tăng sản lượng dầu trong giai đoạn cuối của vòng đời vỉa chứa, vượt qua khả năng đạt được bằng các phương pháp thu hồi thông thường. Bài báo khái quát về hiện trạng các dự án CCUS trên thế giới và đưa ra đề xuất về phương hướng thực hiện CCUS trong thăm dò khai thác dầu khí ở Việt Nam.

**Từ khóa:** Thu hồi, sử dụng và lưu trữ CO<sub>2</sub> (CCUS), tăng cường thu hồi dầu (EOR), bơm ép CO<sub>2</sub>, thăm dò khai thác dầu khí.

## 1. Giới thiệu

Thu giữ, sử dụng và lưu trữ CO<sub>2</sub> (carbon capture utilisation and storage - CCUS) là công nghệ liên quan đến việc thu hồi CO<sub>2</sub> từ các nguồn phát thải lớn, bao gồm các nhà máy điện và các cơ sở công nghiệp sử dụng nhiên liệu hóa thạch hoặc sinh khối để làm nhiên liệu, qua đó làm giảm tác động tới quá trình biến đổi khí hậu. Ngoài ra, CO<sub>2</sub> cũng có thể được thu hồi trực tiếp từ khí quyển. CO<sub>2</sub> sau khi thu hồi, nếu không được sử dụng tại chỗ sẽ được nén và vận chuyển đến nơi sử dụng carbon hoặc được bơm vào lòng đất (các mỏ dầu khí đã cạn kiệt, các tầng nước ngầm khoáng hóa, các tầng chứa muối và các vỉa than không thể khai thác) để lưu trữ vĩnh viễn.

Ngành công nghiệp dầu khí áp dụng CCUS sớm nhất từ những năm 1970, sử dụng các kỹ thuật như: tách CO<sub>2</sub> khỏi khí tự nhiên trước khi vận chuyển bằng đường ống, bơm ép CO<sub>2</sub> vào các thành tạo địa chất để giảm cường độ phát thải hoặc bơm ép CO<sub>2</sub> vào các tầng chứa để gia tăng thu hồi dầu. Một số quá trình trong công nghiệp dầu khí tạo ra các dòng CO<sub>2</sub> có nồng độ cao, vì vậy thu giữ và lưu trữ dễ dàng và hiệu quả. Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) ước tính hơn 700 triệu tấn khí thải CO<sub>2</sub> từ các hoạt động khai thác dầu khí có thể tránh được bằng cách sử dụng CCUS và hơn 250 triệu tấn có thể được thu giữ với chi phí dưới 50 USD/tấn [1].

Lĩnh vực chế biến khí có tiềm năng áp dụng CCUS với chi phí thấp. Ngày nay, 11 trong số 21 cơ sở CCUS quy mô lớn (thu giữ ít nhất 0,8 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm đối với nhà máy điện chạy bằng than và 0,4 triệu tấn/năm đối với các cơ sở công nghiệp khác) đang hoạt động trên toàn thế giới kết hợp với các nhà máy khí tự nhiên, thu giữ khoảng 21,5 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm [1, 2].

CCUS có thể giúp thương mại hóa các mỏ khí CO<sub>2</sub> cao trước đây chưa khai thác được. Đầu năm 2020, Petronas, JOGMEC và JX NOEX đã công bố thỏa thuận hợp tác đánh giá khả năng sử dụng CCS để phát triển một số mỏ khí CO<sub>2</sub> cao ở Malaysia.

Sử dụng CO<sub>2</sub> để gia tăng thu hồi dầu (CO<sub>2</sub>-EOR) đã được sử dụng trong nhiều thập kỷ. CO<sub>2</sub> được tái bơm ép vào tầng chứa để lưu trữ vĩnh viễn dưới lòng đất. Hiện nay, 15 trong số 21 cơ sở CCUS quy mô lớn đang hoạt động sử dụng EOR làm phương thức lưu trữ CO<sub>2</sub> vĩnh viễn. CO<sub>2</sub> còn được sử dụng trong các lĩnh vực khác như: sản xuất ethanol, lọc hóa dầu, sản xuất hydrogen, thực phẩm và đồ uống, xử lý nước và nhà kính...

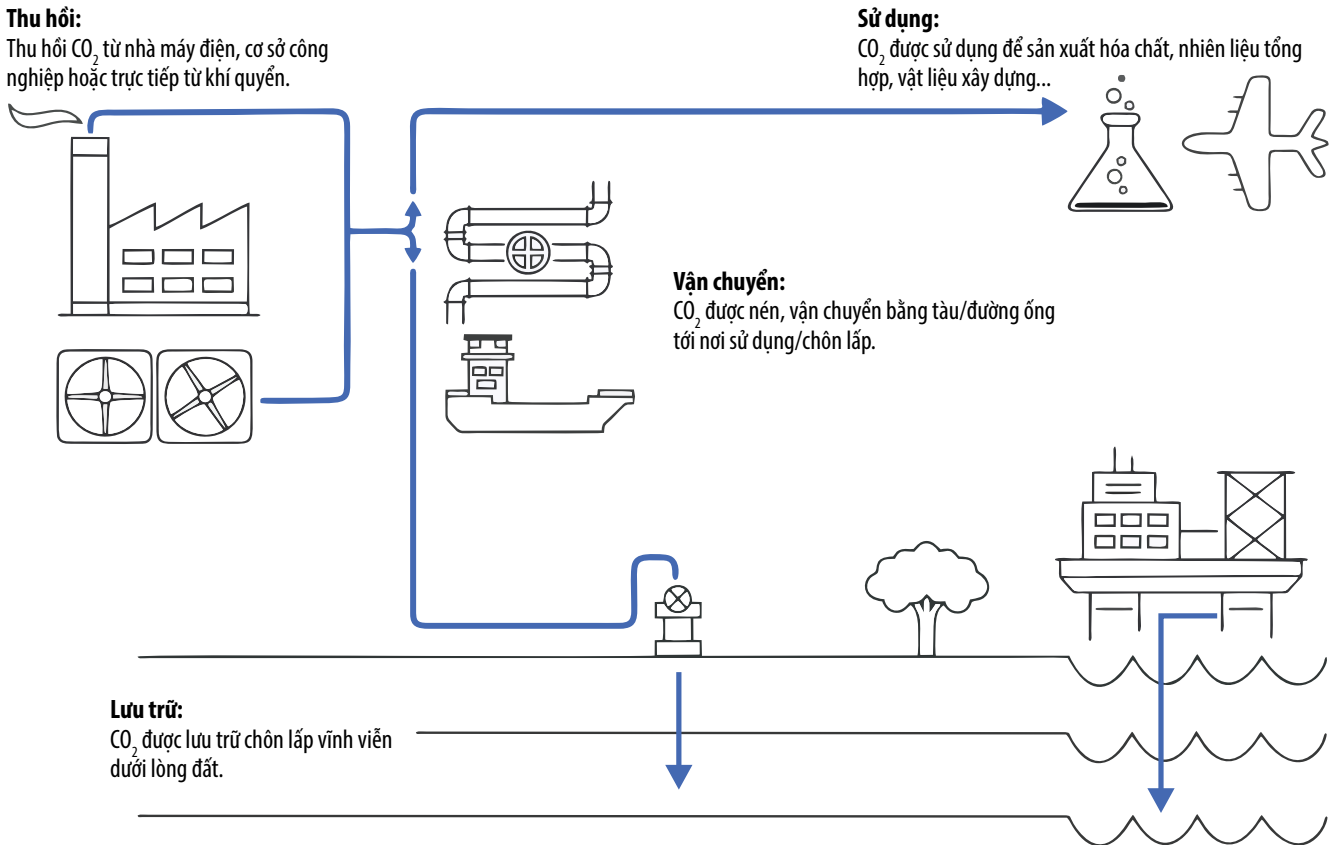
## 2. Tiềm năng thực hiện CCUS trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí

CCUS là một trong số ít các giải pháp để khử carbon trong ngành công nghiệp nặng và mở ra các cơ hội kinh tế mới liên quan đến sản xuất hydrogen hoặc sản xuất ammonia ít carbon; giảm lượng khí thải của chuỗi cung ứng khí đốt tự nhiên. CCUS đóng góp vào việc giảm phát



Ngày nhận bài: 1/4/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 4 - 15/4/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/11/2023.



**Hình 1.** Sơ đồ công nghệ CCUS [3].

thải ở các khu vực trong Kịch bản phát triển bền vững. Trong đó, Mỹ (quốc gia hàng đầu về CCUS hiện nay), châu Âu và Trung Quốc chiếm khoảng 2/3 CCUS đang hoạt động tính theo khả năng thu giữ CO<sub>2</sub> và gần 90% công suất đang được xây dựng hoặc theo kế hoạch. Về con số tuyệt đối, Trung Quốc đóng góp lớn nhất, chiếm khoảng 1/4 tổng lượng CO<sub>2</sub> ước tính được thu giữ tích lũy đến năm 2070 trên toàn thế giới [3].

Sự quan tâm đến CCUS ở Đông Nam Á ngày càng tăng theo xu hướng quốc tế. Tại Đông Nam Á, ít nhất 7 dự án tiềm năng đã được xác định và đang trong giai đoạn đầu phát triển ở Indonesia, Malaysia, Singapore và Timor-Leste. Mạng lưới CCUS châu Á được thành lập vào tháng 6/2021 với mục tiêu tạo điều kiện hợp tác và triển khai CCUS trong khu vực. IEA ước tính tiềm năng lưu trữ khoảng 170 Gt CO<sub>2</sub> ở khu vực Đông Nam Á, chủ yếu trong các tầng chứa nước khoáng hóa, các mỏ dầu khí cạn kiệt [4].

Bơm ép CO<sub>2</sub> vào các mỏ dầu làm tăng áp suất tầng chứa và cải thiện tính lưu động của dầu để tăng cường thu hồi (CO<sub>2</sub>-EOR) là công nghệ thương mại đã được áp dụng từ những năm 1970. Mỹ đang tiếp tục chiếm ưu thế trong ngành công nghiệp CO<sub>2</sub>-EOR, bởi cơ sở hạ tầng đường ống rộng khắp khoảng 8.000 km. Hiện nay, từ 0,3 - 0,6

tấn CO<sub>2</sub> được đưa vào quy trình EOR trên mỗi thùng dầu được sản xuất tại Mỹ. Các quốc gia khác áp dụng CO<sub>2</sub>-EOR, nhưng ở quy mô nhỏ hơn như: Brazil, Canada, Trung Quốc và Thổ Nhĩ Kỳ [3].

Trên toàn cầu, ước tính có khoảng 190 - 430 tỷ thùng dầu có thể thu hồi về mặt kỹ thuật bằng CO<sub>2</sub>-EOR đòi hỏi phải bơm từ 60 - 390 tỷ tấn CO<sub>2</sub>, so với tổng lượng phát thải CO<sub>2</sub> liên quan đến năng lượng khoảng 33 tỷ tấn vào năm 2019 [3]. Việc triển khai rộng rãi các dự án CO<sub>2</sub>-EOR đang gặp trở ngại về vốn đầu tư lớn, điều kiện địa chất, thiếu cơ sở hạ tầng vận chuyển và hạn chế nguồn CO<sub>2</sub> giá rẻ, đáng tin cậy gần các mỏ dầu. Mô hình của IEA cho thấy tiết kiệm phát thải ròng từ CO<sub>2</sub>-EOR lên tới 0,5 - 1,5 tấn CO<sub>2</sub> trên mỗi tấn dầu được khai thác do bơm ép, tùy thuộc vào dự án và loại dầu [3].

**3. Sử dụng CO<sub>2</sub> trong thăm dò khai thác dầu khí**

CO<sub>2</sub> có thể sử dụng trực tiếp hay gián tiếp cho các sản phẩm và dịch vụ. Tiêu thụ CO<sub>2</sub> toàn cầu đạt khoảng 230 triệu tấn/năm, trong đó công nghiệp phân bón sử dụng 125 triệu tấn/năm, tiếp theo là công nghiệp dầu khí khoảng 70 - 80 triệu tấn/năm để thực hiện các dự án nâng cao thu hồi dầu (EOR) [3].

Những năm gần đây, việc kết hợp sử dụng hiệu quả

cao CO<sub>2</sub> và lưu trữ địa chất đã thu hút sự quan tâm lớn của nhiều quốc gia. CO<sub>2</sub> đã và đang đóng vai trò quan trọng trong phát triển mỏ dầu khí, đặc biệt là trong EOR. Bơm ép trộn lẫn CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> miscible flooding), bơm ép không trộn lẫn CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> immiscible flooding), bơm ép CO<sub>2</sub> giếng đơn (CO<sub>2</sub> single well huff and puff), bơm ép bọt CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> foam flooding), nứt vỡ vỉa sử dụng bọt CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> foam fracturing), khoan sử dụng CO<sub>2</sub> siêu tới hạn (supercritical CO<sub>2</sub> drilling), khai thác khí đá phiến, khí than, băng cháy bằng cách thay thế CO<sub>2</sub> và các công nghệ khác đã và đang được tiếp tục nghiên cứu.

Trong suốt vòng đời của tầng chứa/mỏ, việc khai thác dầu thường trải qua 3 giai đoạn: sơ cấp, thứ cấp, tam cấp. Thu hồi dầu bằng cơ chế (áp suất) tự nhiên của tầng chứa (thu hồi sơ cấp) ít khi vượt quá 20% lượng dầu tại chỗ ban đầu (OOIP). Các phương pháp thu hồi thứ cấp thường làm tăng thêm vài % thu hồi. Đóng góp của EOR vào sản lượng dầu có thể là rất lớn: gia tăng 1% của hệ số thu hồi sẽ kéo theo sự gia tăng trữ lượng dầu toàn cầu lên 70 tỷ thùng. Các phương thức EOR chính gồm: bơm ép khí, thu hồi nhiệt và các phương pháp hóa học. Bơm CO<sub>2</sub> vào các tầng chứa dầu để cải thiện việc thu hồi dầu ở quy mô thương mại đã được thực hiện từ gần nửa thế kỷ trước và được áp dụng nhiều hơn kể từ sau năm 2002, do kết quả của Nghị định thư Kyoto và việc áp thuế carbon.

Nâng cao thu hồi dầu bằng cách sử dụng CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-EOR) có thể tăng sản lượng dầu trong giai đoạn cuối của vòng đời vỉa, vượt qua khả năng đạt được bằng các phương pháp thu hồi thông thường. So với các phương pháp thu hồi tam cấp khác, CO<sub>2</sub> có khả năng xâm nhập vào các vùng trước đây chưa bị nước xâm nhập và giải phóng dầu bị mắc kẹt không được đẩy ra bằng các phương pháp truyền thống. EOR có thể đạt được bằng cách sử dụng bơm ép CO<sub>2</sub> thông qua dịch chuyển trộn lẫn (miscible displacement) hoặc không trộn lẫn (immiscible displacement), tùy thuộc vào áp suất, nhiệt độ tầng chứa và đặc tính của dầu. Các dự án CO<sub>2</sub>-EOR đang hoạt động chủ

yếu dựa trên quá trình CO<sub>2</sub> trộn lẫn. Tuy nhiên, lo ngại đối với dịch chuyển trộn lẫn CO<sub>2</sub> là hiện tượng kết tủa asphalt có thể làm tắc tầng chứa, giảm khả năng thu hồi dầu nếu một lượng CO<sub>2</sub> vừa đủ được hòa tan vào dầu thô [5].

Khí CO<sub>2</sub> được bơm vào vỉa khi thực hiện EOR thường có độ tinh khiết từ 95 - 99% (thể tích). CO<sub>2</sub> được nén, làm khô và làm mát, trước khi được vận chuyển và bơm vào vỉa tại các giếng bơm ép bố trí xung quanh giếng khai thác. Quá trình bơm ép nước - khí xen kẽ (WAG), trong đó bơm ép nước và CO<sub>2</sub> luân phiên được sử dụng phổ biến nhất (Hình 2).

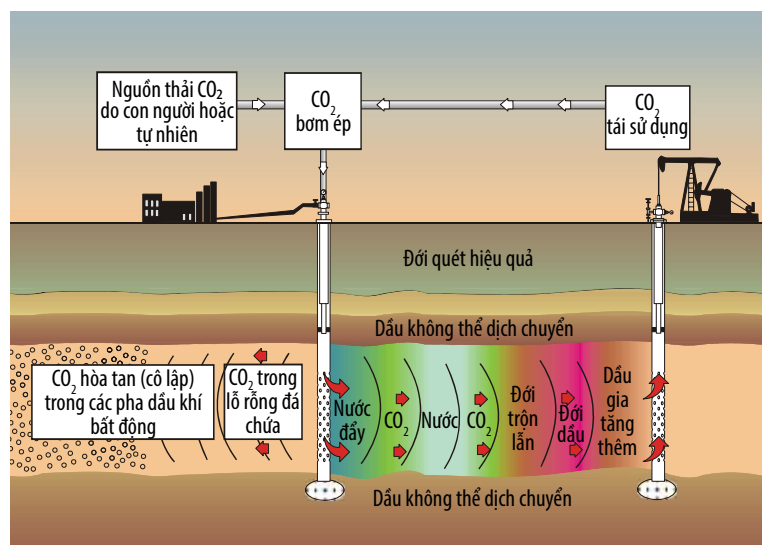
Một phần CO<sub>2</sub> được bơm vào (30 - 70%) trở lại cùng với dầu khai thác và thường được tách, nén, bơm lại vào tầng chứa. CO<sub>2</sub> còn lại sẽ được lưu trữ vĩnh viễn trong tầng chứa [5]. Việc cung cấp CO<sub>2</sub> phải được đảm bảo trong toàn bộ vòng đời của dự án, thường từ 10 - 30 năm. Tốc độ dòng CO<sub>2</sub> bơm ép thay đổi theo thời gian, trong trường hợp cung cấp CO<sub>2</sub> liên tục, phải có hệ thống chứa CO<sub>2</sub> tạm thời tại giàn trong khi chờ bơm xuống vỉa.

Theo số liệu của Global CCS Institute [7], trong số 27 dự án CCS thương mại đang hoạt động, có 22 dự án CO<sub>2</sub>-EOR và chủ yếu là các dự án trên đất liền. Chỉ có 1 dự án CO<sub>2</sub>-EOR ngoài khơi được thực hiện tại mỏ dầu Lula của Petrobras (Brazil) với trữ lượng 15 tỷ thùng quy dầu ở khu vực nước sâu (2 km), công suất bơm ép 3 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm từ năm 2013 vào tầng chứa carbonate dưới muối, sâu 5 - 7 km dưới mặt nước biển.

#### 4. Một số dự án CCUS của các công ty dầu khí thế giới

Từ năm 2009, IEA đã dự báo lộ trình triển khai khoảng 100 dự án CCS quy mô lớn trong giai đoạn 2010 - 2020 để đáp ứng các mục tiêu khí hậu toàn cầu, lưu trữ khoảng 300 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm vào năm 2020 [8]. Việc triển khai CCUS đã tăng gấp 3 lần trong thập kỷ qua, tuy nhiên vẫn không đạt yêu cầu đặt ra với công suất thực tế hiện nay chỉ khoảng 40 triệu tấn/năm (đạt 13% so với mục tiêu đề ra).

Hiện nay, có 26 cơ sở CCUS trên khắp thế giới, chủ yếu tập trung ở Mỹ (chiếm 50%) do



Hình 2. Sơ đồ thực hiện gia tăng thu hồi dầu bằng bơm ép nước - khí CO<sub>2</sub> luân phiên [6].

Mỹ sẵn có mạng lưới đường ống CO<sub>2</sub> rộng khắp, nhu cầu sử dụng CO<sub>2</sub> cho EOR cùng với các chính sách hỗ trợ cho các dự án CCUS. Trong thập kỷ qua, các cơ sở CCUS đã được đưa vào hoạt động tại Australia, Brazil, Canada, Trung Quốc, Saudi Arabia và UAE.

Đầu tư vào CCUS cũng thấp hơn so với các công nghệ năng lượng sạch khác, chỉ chiếm dưới 0,5% tổng vốn đầu tư toàn cầu hàng năm vào các công nghệ hiệu quả và năng lượng sạch. Theo thống kê từ năm 2010 đến nay, có khoảng 15 tỷ USD vốn đầu tư vào 15 dự án CCUS quy mô lớn đã được đưa vào vận hành. Nguyên nhân khiến CCUS không phát triển nhanh, bao gồm: i) Không triển khai theo kế hoạch do các cân nhắc thương mại và thiếu chính sách hỗ trợ nhất quán; ii) Chi phí lắp đặt cơ sở hạ tầng cao và khó khăn trong việc tích hợp các yếu tố khác nhau của chuỗi cung ứng CO<sub>2</sub>, rủi ro kỹ thuật liên quan đến việc lắp đặt hoặc mở rộng các cơ sở CCUS, các vấn đề đảm bảo tài chính; iii) Sự phản đối của công chúng đối với việc lưu trữ, đặc biệt là lưu trữ trên bờ, các dự án ở châu Âu. CCUS thường bị coi là công nghệ hỗ trợ nhiên liệu hóa thạch cạnh tranh với năng lượng tái tạo.

Ngành công nghiệp dầu khí đã đi đầu trong việc phát triển và triển khai các công nghệ CCUS với tổng công suất khoảng 32 triệu tấn/năm (80% tổng công suất thu hồi CO<sub>2</sub> toàn cầu gần 40 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm), trong đó công suất thu hồi CO<sub>2</sub> từ các nhà máy xử lý khí chiếm khoảng 27,5 triệu tấn/năm, các nhà máy lọc dầu, hóa chất phân đạm chiếm khoảng gần 5 triệu tấn/năm [9].

Trong số các doanh nghiệp dầu khí thế giới đầu tư và phát triển CCUS, tiêu biểu phải kể đến các công ty dầu khí Mỹ như: ExxonMobil, Chevron và Occidental Petroleum. ExxonMobil có hơn 30 năm kinh nghiệm trong công nghệ CCS và là công ty đầu tiên thu hồi được hơn 120 triệu tấn CO<sub>2</sub> (khoảng 40% tổng lượng CO<sub>2</sub> thu hồi toàn cầu tính từ năm 1990 đến nay). ExxonMobil đang sở hữu khoảng 1/5 công suất thu giữ CO<sub>2</sub> toàn cầu, thu hồi khoảng 9 triệu tấn CO<sub>2</sub> vào năm 2020 (23% lượng CO<sub>2</sub> thu hồi toàn cầu) [10]. Chevron đang tham gia vào 2 dự án CCS lớn nhất thế giới tại Quest (Canada) và Gorgon (Australia) với tổng công suất 5,2 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm. Occidental Petroleum hiện đang sở hữu 2 nhà máy tại Mỹ với tổng công suất 6,3 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm. Các công ty dầu khí lớn khác trên thế giới sở hữu nhà máy thu hồi CO<sub>2</sub> như Petrobras là 4,6 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm, Qatar Petroleum - 2,1 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm, Equinor - 1,7 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm [2]. Các công ty dầu khí lớn trên thế giới đều đặt chỉ tiêu tăng công suất CCUS để theo đuổi mục tiêu phát thải ròng vào năm 2050. ENI đặt mục tiêu tăng công suất CCUS đạt 7 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm

vào năm 2030 và 50 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm vào năm 2050 [11]. Shell đặt mục tiêu tăng công suất CCUS đạt 25 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm vào năm 2035 [12]. TotalEnergies đặt mục tiêu tăng công suất CCUS đạt 5 - 10 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm vào năm 2030 [13]. Repsol đặt mục tiêu tăng công suất CCUS đạt 1,3 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm vào năm 2030 [14].

Trong tương lai, ngành công nghiệp dầu khí vẫn đóng vai trò quan trọng và lớn hơn trong phát triển công nghệ CCUS nếu có các cơ chế, chính sách khuyến khích đầu tư CCUS, với các lợi thế rõ rệt: i) nguồn phát thải CO<sub>2</sub> trong hoạt động dầu khí (các nhà máy lọc hóa dầu, xử lý khí, hóa chất, phân đạm) tập trung nên tương đối dễ dàng và hiệu quả để thu hồi; ii) ngành dầu khí sử dụng CO<sub>2</sub>, hiện chủ yếu để bơm vào lòng đất như giải pháp nâng cao thu hồi dầu (EOR) cũng như trong tương lai có thể sử dụng CO<sub>2</sub> để sản xuất phân đạm, nhiên liệu tổng hợp, hóa chất, vật liệu; iii) ngành dầu khí có thế mạnh về công nghệ bơm ép CO<sub>2</sub> vào lòng đất và tận dụng được cơ sở hạ tầng vận chuyển, bơm ép và các mỏ dầu khí cạn kiệt để lưu trữ CO<sub>2</sub>.

Theo IEA [4], khu vực Đông Nam Á đã có chuyển động tích cực về CCUS, cụ thể là từ xây dựng chiến lược, đầu tư các dự án, nghiên cứu và đổi mới sáng tạo đến việc hỗ trợ tài chính cho các dự án CCUS.

Về chiến lược, mạng lưới CCUS châu Á được thành lập để hỗ trợ hợp tác trong phát triển và triển khai CCUS (tháng 6/2021). Các Bộ trưởng ASEAN tuyên bố chung về Năng lượng lấy CCUS làm công nghệ chìa khóa xử lý khí thải từ than đá (tháng 11/2020). Kế hoạch hành động ASEAN về hợp tác năng lượng (APAEC) cung cấp định hướng chính sách tổng quát cho triển khai CCUS trong khu vực (tháng 11/2020).

Nhiều dự án trong khu vực đã được ký kết biên bản ghi nhớ, thỏa thuận thực hiện. Eni và Santos ký Biên bản ghi nhớ MOU để đánh giá việc tái sử dụng khí đốt ở các công trình Bayu-Undan ngoài khơi Timor-Leste cũng như các cơ hội CCUS ở Darwin, Australia (tháng 5/2021). Mitsubishi với JOGMEC, PAU và Học viện Công nghệ Bandung bắt đầu nghiên cứu dự án sản xuất ammonia (NH<sub>3</sub>) ít phát thải ở Indonesia (tháng 3/2021). ExxonMobil công bố Trung tâm CCS, với kế hoạch thu giữ CO<sub>2</sub> thải ra từ các cơ sở sản xuất của Singapore để lưu trữ trong vùng (tháng 2/2021). Petronas đang triển khai CCUS tại cơ sở khí đốt Kasawari ở Malaysia, với việc bơm ép vào một mỏ khí đã cạn kiệt vào năm 2025, với mục tiêu đạt được phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 (tháng 2/2021). Các công ty năng lượng và vận tải biển của Australia và Nhật Bản ký Biên bản ghi nhớ để xem xét Dự án lưu trữ DeepC Storage,



1 trung tâm CCUS ở miền Bắc Australia có thể lưu trữ CO<sub>2</sub> trong khu vực (tháng 12/2020). J-POWER và Japan NUS Co., hợp tác với PT Pertamina đang nghiên cứu dự án trình diễn (Demonstration project) lưu trữ đến 300.000 tấn CO<sub>2</sub>/năm tại mỏ khí đốt Gundih ở Trung Java, Indonesia (tháng 9/2020). Repsol SA chỉ ra trong Kế hoạch bền vững năm 2020 (2020 Sustainability Plan) cho Indonesia rằng họ sẽ thực hiện nghiên cứu một dự án CCUS quy mô lớn trong Lô Sakakemang phát triển khí đốt tự nhiên của Repsol ở Nam Sumatra. Petronas đã ký Biên bản ghi nhớ với JOGMEC và JX NOEX của Nhật Bản vào tháng 3/2020 để nghiên cứu phát triển các mỏ khí có CO<sub>2</sub> cao ở Malaysia cùng với CCUS và khả năng xuất khẩu hydrogen sản xuất từ khí tự nhiên sang Nhật Bản [4].

Về nghiên cứu và đổi mới sáng tạo, Singapore thành lập Sáng kiến tài trợ cho nghiên cứu năng lượng carbon thấp trị giá 49 triệu SGD (37 triệu USD) cho các dự án RD&D trong công nghệ năng lượng carbon thấp như hydrogen và CCUS (tháng 10/2020). Trung tâm dữ liệu Keppel, Chevron, Pan-United và Surbana Jurong, với sự hỗ trợ của Quỹ Nghiên cứu Quốc gia Singapore, đã ký MOU để phát triển quy trình khử carbon đầu cuối và hệ thống thu giữ carbon đầu tiên ở Singapore (tháng 7/2020). Ở Indonesia, Trung tâm quốc gia ITB về chất lượng xuất sắc cho CCU và CCS (ITB National Centre of Excellence for CCU and CCS) được thành lập năm 2017 với sự hỗ trợ của ADB.

Việc phát triển và triển khai CCUS ở khu vực Đông Nam Á cũng nhận được chính sách hỗ trợ tài chính. Chương trình cơ chế tín dụng chung (JCM - Joint Crediting Mechanism) của Nhật Bản hỗ trợ nghiên cứu khả thi cho Dự án Gundih CCUS và mỏ Sukowati ở Indonesia (2020). Quỹ CCS của ADB hỗ trợ nghiên cứu khả thi cập nhật cho dự án Gundih CCS, bao gồm đánh giá rủi ro, quản lý dự án, xây dựng các khuôn khổ pháp lý và quy định CCUS ở Indonesia (năm 2019). Báo cáo chung năm 2019 về tài chính khí hậu của các Ngân hàng Phát triển Đa phương (Joint Report on Multilateral Development Banks' Climate Finance) xác nhận CCS đủ điều kiện để phân loại là tài chính giảm nhẹ ảnh hưởng đến khí hậu. GIC (Quỹ tài sản có chủ quyền Singapore) đã đầu tư chiến lược vào Storegga (Vương quốc Anh), doanh nghiệp tiên phong trong công nghệ phát thải thấp bao gồm dự án Acorn CCUS.

Nghiên cứu của Nan Wang [15] đánh giá thống kê 263 dự án CCUS được thực hiện trong giai đoạn 1995 - 2018 cho thấy quy mô công suất tăng thêm 1 triệu CO<sub>2</sub>/năm làm tăng nguy cơ thất bại của dự án CCUS lên gần 50%. Các cơ chế hỗ trợ hiện tại chưa đủ để giảm thiểu rủi ro liên quan đến việc nâng cấp quy mô dự án. Nâng cấp dẫn

dẫn, tăng cường hỗ trợ chính sách, đồng thời xây dựng thị trường thông qua định giá carbon, kết hợp đồng thời đổi mới công nghệ, thể chế, đầu tư và chiến lược triển khai sẽ giúp khắc phục sự mất cân bằng giữa rủi ro và lợi nhuận của các dự án CCUS [15]. CCUS đang nằm ngoài tầm với của các công ty tư nhân. Sự hỗ trợ của chính phủ các nước là rất quan trọng để thực hiện các dự án CCUS, bao gồm: i) hỗ trợ tài chính; ii) ưu đãi thuế; iii) cơ sở hạ tầng (cấp nước, đường ống dẫn CO<sub>2</sub>, cơ sở xử lý...).

Các dự án CO<sub>2</sub>-EOR ngoài khơi có thể đắt đỏ vì những lý do sau: i) sự cần thiết phải xử lý, hiệu chỉnh, nâng cấp hệ thống trang thiết bị ở các giếng để thực hiện bơm ép EOR; các công trình ngoài khơi thường có khoảng không gian và trọng lượng rất hạn chế, các vật liệu được sử dụng trong các hệ thống xử lý hiện có thường không phù hợp với các dòng CO<sub>2</sub> cao; ii) thiếu nguồn cung cấp CO<sub>2</sub> đầy đủ và kịp thời; iii) lượng dầu thu hồi gia tăng không đủ để bù đắp các chi phí bổ sung. Việc phát triển CO<sub>2</sub>-EOR trên 1 mỏ dầu lớn ngoài khơi trong giai đoạn phát triển cuối đời mỏ có nhiều trở ngại đáng kể như: i) chi phí đầu tư lớn liên quan đến việc chuyển đổi và điều chỉnh các cơ sở hạ tầng/giàn khoan; ii) thiếu cơ sở hạ tầng để cung cấp và xử lý đủ lượng CO<sub>2</sub>; iii) cạnh tranh với các lựa chọn khác hấp dẫn hơn, chẳng hạn như bơm ép khí khác, bơm ép hóa chất...

Về cơ chế, chính sách, việc triển khai CCUS phụ thuộc rất nhiều vào sự hỗ trợ của chính phủ. Các dự án CCUS hiện nay chủ yếu được hưởng lợi từ hình thức hỗ trợ. Nguồn tài trợ đóng một vai trò đặc biệt quan trọng trong các dự án kể từ năm 2010, với 8 trong số 15 dự án nhận được khoản tài trợ từ khoảng 55 - 840 triệu USD. Bảy dự án đã được tiếp cận hỗ trợ dưới hình thức tín dụng thuế hoặc trợ cấp, bao gồm các dự án của Mỹ được phát triển từ năm 2009, có thể tiếp cận khoản tín dụng thuế ban đầu là 20 USD/tấn CO<sub>2</sub> lưu trữ và 10 USD/tấn CO<sub>2</sub> sử dụng trong EOR [3]. Thuế carbon (thuế CO<sub>2</sub> đối với khai thác dầu khí ngoài khơi được áp dụng từ năm 1991) đã hỗ trợ cho 2 dự án CCUS ở Na Uy (yêu cầu thu hồi CO<sub>2</sub> khỏi khí tự nhiên) [9]. Thực tế, có thể cần phải kết hợp nhiều biện pháp bao gồm tài trợ vốn trực tiếp, tín dụng thuế, cơ chế định giá carbon, trợ cấp hoạt động, các yêu cầu quy định và mua sắm công các sản phẩm carbon thấp cho các nhà máy được trang bị CCUS, hỗ trợ đổi mới, phát triển và thương mại hóa các công nghệ mới.

Hiện nay, không có khung chính sách CCUS chung, việc lựa chọn hoặc kết hợp các công cụ thích hợp cho mỗi quốc gia phụ thuộc vào điều kiện thị trường, các yếu tố thể chế, mục tiêu giảm phát thải, nguồn năng lượng trong nước, tính sẵn có và chi phí của các phương pháp để cắt

giảm lượng khí thải. Sự phù hợp của công cụ chính sách cũng khác nhau tùy theo ứng dụng CCUS, chính sách cần được điều chỉnh cho phù hợp với giai đoạn phát triển công nghệ CCUS trong từng lĩnh vực hoặc ứng dụng đang được triển khai.

Tại Mỹ, biện pháp kích thích đầu tư CCUS đáng kể đã đưa ra vào năm 2018 với luật mở rộng và nâng cao tín dụng thuế 45Q. Theo luật này, sẽ cung cấp tới 50 USD cho mỗi tấn CO<sub>2</sub> được lưu trữ vĩnh viễn trong các thành tạo địa chất và 35 USD cho mỗi tấn CO<sub>2</sub> được sử dụng cho EOR hoặc các mục đích công nghiệp khác [16].

Ở khu vực châu Âu chỉ có 2 dự án CCUS đang hoạt động nhưng có rất nhiều dự án được quy hoạch tập trung xung quanh các cụm công nghiệp với cơ sở hạ tầng lưu trữ CO<sub>2</sub> dùng chung với các nguồn thu hồi CO<sub>2</sub> từ các nhà máy công nghiệp. Kết hợp giữa tài trợ không hoàn lại, tài trợ trực tiếp của chính phủ với các thỏa thuận chia sẻ rủi ro và hỗ trợ hoạt động là các biện pháp chính hiện đang được áp dụng để hỗ trợ việc mở rộng CCUS.

Ở các quốc gia hoặc khu vực có các doanh nghiệp nhà nước lớn như Trung Quốc và Trung Đông, chính phủ hỗ trợ phát triển CCUS giai đoạn đầu, các doanh nghiệp nhà nước áp dụng CCUS được hỗ trợ thông qua các chính sách mua sắm.

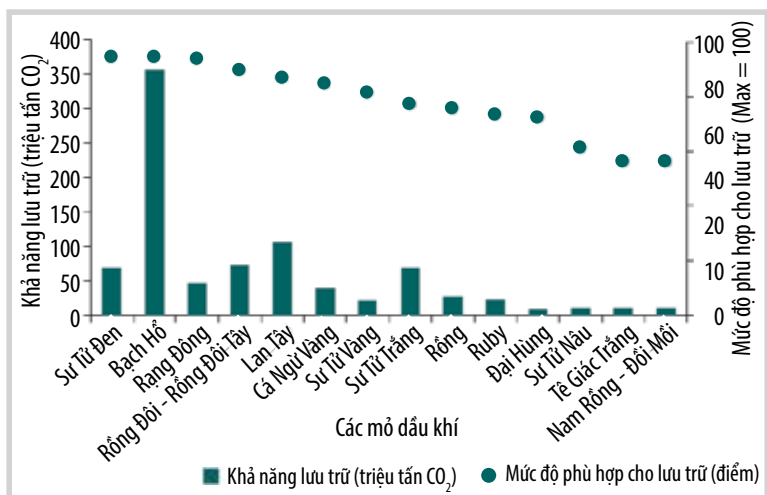
**5. Triển vọng thực hiện CCUS trong thăm dò khai thác dầu khí ở Việt Nam**

Mặc dù công nghệ CCUS chưa được tập trung phát triển, tuy nhiên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã có một số dự án nghiên cứu, thử nghiệm liên quan đến triển khai công nghệ CCUS. Nghiên cứu đầy đủ nhất hiện có về tiềm năng thực hiện CCS ở Việt Nam do Ngân hàng Phát triển châu Á (ADB) tài trợ được thực hiện bởi Viện Năng lượng và Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) trong giai đoạn 2010 - 2012. Tổng tiềm năng lưu trữ lý thuyết ước tính cho các tầng chứa nước khoáng hóa (saline aquifers), các mỏ dầu khí và tầng cường thu hồi khí methane (ECBM) ở tầng than là khoảng 12 gigaton (Gt) CO<sub>2</sub>, trong đó các tầng chứa nước khoáng hóa có tiềm năng lớn nhất

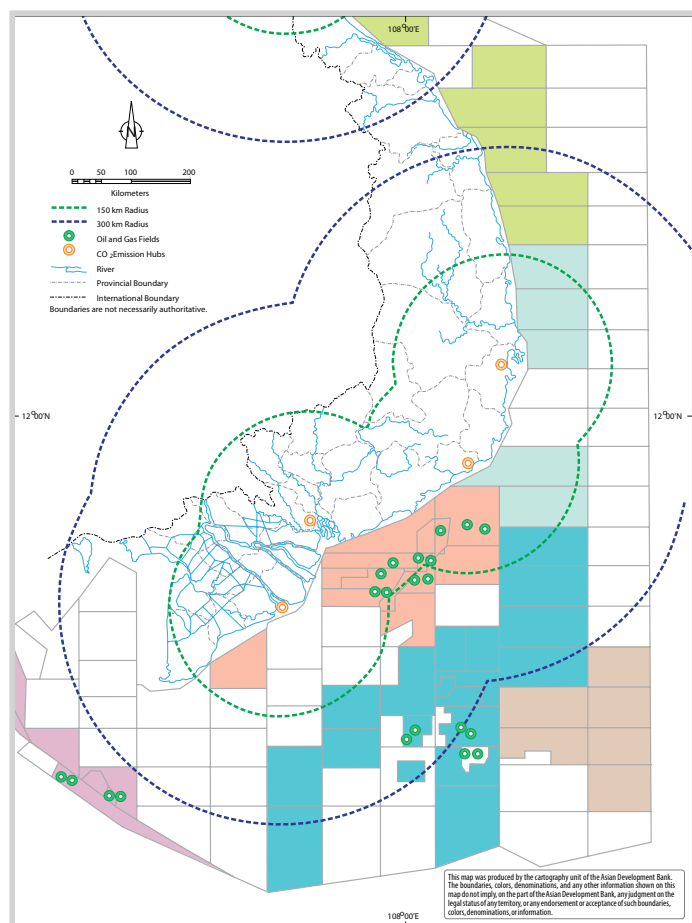
khoảng hơn 10 Gt [17]. Đối tượng tầng chứa nước khoáng hóa mặc dù có tiềm năng lưu trữ CO<sub>2</sub> cao hơn các mỏ dầu khí, nhưng hiện chưa có nhiều nghiên cứu, đánh giá cũng như thông tin về các dự án CCS/CCUS trong đối tượng này trên thế giới.

Tổng cộng có 34 mỏ dầu khí ở ngoài khơi Việt Nam đã được đánh giá tiềm năng lưu trữ CO<sub>2</sub>. Nếu chỉ xét đến các mỏ có tiềm năng lưu trữ lớn hơn 10 triệu tấn CO<sub>2</sub> thì khả năng lưu trữ hiệu quả của các mỏ dầu khí ở 4 bể trầm tích đang có mỏ khai thác của Việt Nam (Cửu Long, Malay - Thổ Chu, Nam Côn Sơn, Sông Hồng) là 1,15 Gt CO<sub>2</sub>, với mỏ lớn nhất là hơn 300 triệu tấn CO<sub>2</sub>. Khả năng lưu trữ này sẽ khả dụng khi các mỏ cạn kiệt hoặc khi thực hiện CO<sub>2</sub>-EOR. Các mỏ dầu và khí đốt là lựa chọn lưu trữ hàng đầu vì khả năng giúp bù đắp chi phí lưu trữ khi sản lượng dầu và khí đốt tăng lên. Ngoài ra, cơ sở hạ tầng khai thác dầu khí hiện có cũng có thể được sử dụng để vận chuyển CO<sub>2</sub>. 10 địa điểm lưu trữ được xếp hạng hàng đầu có sức chứa từ 23 - 357 triệu tấn CO<sub>2</sub>. Dựa trên các nguồn phát thải 2 - 5 triệu tấn hàng năm trong vòng 20 năm, sản lượng tích lũy sẽ là từ 40 - 100 triệu tấn CO<sub>2</sub>. Khu vực miền Nam Việt Nam là lựa chọn tốt nhất. Các mỏ dầu và khí có triển vọng nhất nằm trong bể Cửu Long, cách nhiều nguồn phát thải CO<sub>2</sub> trong vòng 150 km (Hình 4). Các địa điểm có khả năng lưu trữ tốt nhất ở bể Cửu Long là các mỏ Bạch Hổ, Sư Tử Đen, Rạng Đông, Cá Ngừ Vàng, Sư Tử Vàng, Sư Tử Trắng, Rồng. Các nguồn phát thải lớn ở miền Nam Việt Nam là các nhà máy nhiệt điện chạy bằng than hoặc khí và nằm trong phạm vi 300 km từ mỏ dầu hoặc khí (Hình 4), hầu hết đều nằm trong phạm vi 150 km từ các mỏ dầu khí ở bể Cửu Long. Các trung tâm phát thải CO<sub>2</sub> sẽ là nhà máy điện khí tự nhiên và các nhà máy điện than. Các nguồn CO<sub>2</sub> tinh khiết từ các nhà máy xử lý khí lớn hơn có thể có trong tương lai khi các mỏ khí CO<sub>2</sub> cao được phát triển và đưa vào khai thác.

Khu vực phía Bắc Việt Nam có nhiều khu công nghiệp, nhà máy có phát thải CO<sub>2</sub> đáng kể, nhưng hiện chỉ có một số mỏ nhỏ đang khai thác, chưa phù hợp để thực hiện các dự án CCUS. Khu vực miền Trung có một số khu công



Hình 3. Xếp hạng các mỏ dầu khí theo khả năng và mức độ phù hợp lưu trữ CO<sub>2</sub> [17].



**Hình 4.** Vòng tròn bán kính 150 km và 300 km xung quanh các nguồn phát thải CO<sub>2</sub> ở miền Trung và Nam Việt Nam [17].

nghiệp lớn như ở Dung Quất (Quảng Ngãi), hiện ExxonMobil cùng các đối tác đang phát triển mỏ khí Cá Voi Xanh ngoài khơi. Nghiên cứu, đánh giá để triển khai CCS/CCUS cũng như tiềm năng sử dụng CO<sub>2</sub> để sản xuất phân bón, nhiên liệu tổng hợp, hóa chất, vật liệu ở miền Trung cần được tiếp tục.

Từ tháng 10/2008 - 3/2010, Petrovietnam cùng JOGMEC, JX NOEX đã hợp tác thực hiện “Nghiên cứu khả thi áp dụng gia tăng thu hồi dầu sử dụng CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-EOR) tại mỏ dầu Rạng Đông (Lô 15-2)”. Giai đoạn I thực hiện các thí nghiệm chuyên sâu trong phòng thí nghiệm và nghiên cứu mô phỏng. Bơm ép CO<sub>2</sub> ước tính góp phần nâng cao sản lượng thêm hơn 32 triệu thùng dầu với chi phí khoảng 1 tỷ USD cho tách CO<sub>2</sub>, thu hồi, vận chuyển và sửa đổi cơ sở hạ tầng khai thác hiện có. Điều này cho thấy khó có thể áp dụng CO<sub>2</sub>-EOR cho mỏ Rạng Đông ở quy mô nhỏ trong điều kiện của năm 2010 (giá dầu, các điều kiện thực tế và điều khoản của PSC...). Do đó, thử nghiệm bơm ép CO<sub>2</sub> giếng đơn (CO<sub>2</sub> Huff n Puff pilot test) được thiết kế để đánh giá tính khả thi về mặt kỹ thuật của CO<sub>2</sub>-EOR và chuẩn bị ứng dụng tại mỏ trong tương lai [18].

Ngày 15/2/2011, Petrovietnam, JOGMEC và JVPC đã ký Thỏa thuận nghiên cứu chung để thực hiện thử nghiệm bơm

CO<sub>2</sub> ở giếng N-02P vào tầng chứa dầu Miocene dưới, mỏ Rạng Đông, Lô 15-2, bể Cửu Long. Đây là thử nghiệm CO<sub>2</sub>-EOR ứng dụng đầu tiên ở 1 mỏ ngoài khơi ở khu vực Đông Nam Á. Thử nghiệm tăng cường thu hồi dầu bằng bơm ép CO<sub>2</sub> giếng đơn (CO<sub>2</sub>-EOR Huff n Puff pilot test) từ ngày 19/5 - 6/6/2011 đã đạt kết quả tích cực, gia tăng sản lượng khai thác dầu từ 950 thùng/ngày lên 1.500 thùng/ngày [18]. JOGMEC khuyến nghị tiến hành nghiên cứu sơ bộ thiết kế thử nghiệm mở rộng vào năm 2012. Tuy nhiên, Đề án này chưa khả thi về mặt kinh tế do chi phí thu hồi và vận chuyển CO<sub>2</sub> từ đất liền đến vị trí giếng bơm quá cao và chi phí đầu tư trang thiết bị quá lớn, nên các đề xuất tiếp theo không được thực hiện. Kết quả nghiên cứu của Đề án cho thấy nếu có thể kết hợp thu hồi và sử dụng CO<sub>2</sub> đồng thời tại nhiều mỏ dầu có thể giảm được chi phí.

Việc nghiên cứu, triển khai CCUS, CO<sub>2</sub>-EOR tại Việt Nam gặp trở ngại chính là vốn đầu tư cao, thiếu cơ sở hạ tầng thu gom, vận chuyển, hạn chế về nguồn CO<sub>2</sub> giá rẻ và đáng tin cậy gần các mỏ dầu. Mặc dù Chính phủ đã đưa CCUS vào danh mục công nghệ cao được ưu tiên phát triển (ban hành kèm theo Quyết định số 38/2020/QĐ-TTg ngày 30/12/2020), nhưng Việt Nam chưa có cơ chế, chính sách cụ thể để hỗ trợ, khuyến khích phát triển công nghệ này. Chi phí xây dựng dự án CCUS rất tốn kém do đó gần như không có hiệu quả nếu không có cơ chế chính sách hỗ trợ của Chính phủ. Trong bối cảnh nguồn lực hạn chế, quy định về thủ tục/hiệu quả đầu tư còn nhiều vướng mắc, doanh nghiệp Việt Nam khó có thể tập trung đầu tư triển khai các dự án CCUS.

Petrovietnam có lợi thế nhất định trong việc triển khai CCUS trong tương lai khi Việt Nam có cơ chế, chính sách hỗ trợ. Nguồn phát thải CO<sub>2</sub> trong chuỗi hoạt động dầu khí có tính tập trung, tương đối dễ dàng và hiệu quả trong việc thu hồi (các nhà máy lọc hóa dầu, xử lý khí, điện, đạm), thuận lợi khi xây dựng hệ thống CCUS quy mô lớn. Một số mỏ, cụm mỏ khí lớn có CO<sub>2</sub> tương đối cao đang được chuẩn bị phát triển như Cá Voi Xanh, Kim Long - Ác Quỷ - Cá Voi..., nhưng với các tiến bộ của công nghệ sử dụng CO<sub>2</sub> trong tương lai đây là các nguồn cung CO<sub>2</sub> khá lớn. Petrovietnam có thể mạnh sử dụng, tái chế CO<sub>2</sub> như: sử dụng CO<sub>2</sub> cho nâng cao hệ số thu hồi dầu, sản xuất đạm, nhiên liệu tổng hợp, hóa chất, vật liệu... Các mỏ dầu khí sắp cận kề có thể tận dụng làm các cơ sở lưu trữ, chôn lấp CO<sub>2</sub> đồng thời có thể tận dụng

các hạ tầng đường ống thu gom hiện tại để vận chuyển CO<sub>2</sub>. Ngoài ra, công nghệ bơm ép CO<sub>2</sub> vào tầng chứa, vận chuyển CO<sub>2</sub> bằng tàu thủy là thế mạnh của Petrovietnam. Các kỹ thuật, công nghệ tìm kiếm các đối tượng địa chất để lưu trữ CO<sub>2</sub> (tầng chứa khoáng hóa, than...) tương tự như công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí. Các giải pháp/chương trình giảm thiểu, thích ứng với biến đổi khí hậu đã và đang được xây dựng, cần được cụ thể hóa trong Chiến lược phát triển của Petrovietnam [16].

## 6. Kết luận và đề xuất

Để thúc đẩy phát triển công nghệ thu giữ, sử dụng và lưu trữ CO<sub>2</sub> (CCUS), Việt Nam cần cập nhật các nghiên cứu đánh giá tiềm năng lưu trữ địa chất CO<sub>2</sub> của các mỏ dầu khí khai thác cạn kiệt; mở rộng nghiên cứu đánh giá tiềm năng lưu trữ địa chất CO<sub>2</sub> trên lãnh thổ Việt Nam bao gồm cả các đối tượng địa chất khác như các bể chứa than (ở Quảng Ninh, Thái Nguyên...), các bể trầm tích trên đất liền (An Châu, Tú Lệ...), các tầng chứa nước khoáng hóa. Đối với công nghệ CO<sub>2</sub>-EOR, Petrovietnam cần cập nhật các nghiên cứu, đánh giá, triển khai bơm ép CO<sub>2</sub> để tăng cường thu hồi dầu ở các mỏ dầu đã được khai thác gần cạn kiệt nhằm tăng sản lượng nhất là các mỏ ở bể Cửu Long như Bạch Hổ, Rạng Đông, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng; xem xét lại các kiến nghị của JOGMEC sau khi kết thúc giai đoạn II (Huff n Puff pilot test) ở mỏ Rạng Đông trong tình hình hiện tại với các điều kiện mới về giá dầu, giá khí, chi phí thu gom, vận chuyển, mua/bán quota CO<sub>2</sub>, cam kết của Việt Nam về giảm phát thải tại COP26...; đánh giá khả năng thực hiện CO<sub>2</sub>-EOR cho cụm một số mỏ để tăng hiệu quả dự án.

Bên cạnh đó, Petrovietnam cần nghiên cứu, đánh giá khả năng tận dụng cơ sở hạ tầng đường ống thu gom khí để vận chuyển lưu trữ CO<sub>2</sub>; tăng cường nghiên cứu, đánh giá tiềm năng sử dụng CO<sub>2</sub> để sản xuất phân bón, hóa chất, nhiên liệu tổng hợp nhằm gia tăng chuỗi giá trị dầu khí, đặc biệt đối với các dự án có nguồn khí với hàm lượng CO<sub>2</sub> cao như Cá Voi Xanh, Kim Long - Ác Quỷ - Cá Voi, Kèn Bầu, A15, Sư Tử Biển...; đẩy mạnh hợp tác, nghiên cứu các công nghệ thu giữ, sử dụng, lưu trữ CO<sub>2</sub> với các đối tác nước ngoài, trong đó xem xét tiềm năng hợp tác sử dụng chung cơ sở lưu trữ ngoài khơi. Petrovietnam cũng cần tập trung đánh giá tác động việc áp dụng giá CO<sub>2</sub>/triển khai lắp đặt hệ thống thu hồi, lưu trữ CO<sub>2</sub> đối với các nhà máy, công trình, hoạt động sản xuất kinh doanh của Petrovietnam; xem xét bổ sung tiêu chí bảo vệ môi trường, chi phí phát thải CO<sub>2</sub> vào nội dung đánh giá các dự án đầu tư của Petrovietnam, bao gồm cả các dự án trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí.

Việt Nam cần tập trung xây dựng chính sách, hoàn thiện khung pháp lý nhằm ứng phó với biến đổi khí hậu, trong đó có chính sách hỗ trợ phát triển CCUS. Liên quan trực tiếp đến CCUS, cần xây dựng bản đồ lưu trữ CO<sub>2</sub> trên toàn bộ lãnh thổ Việt Nam; khuyến khích, tài trợ công tác nghiên cứu, phát triển công nghệ CCUS nói chung và CCUS trong thăm dò khai thác dầu khí nói riêng; mở rộng hợp tác với các tổ chức quốc tế, đặc biệt tìm kiếm/tiếp cận với các chương trình hỗ trợ của các tổ chức nước ngoài thông qua tài trợ các dự án nghiên cứu, triển khai và đào tạo về CCUS. Bên cạnh đó, cần xây dựng các tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật liên quan đến thu hồi, vận chuyển, lưu trữ an toàn; cập nhật và cải thiện chính sách quản lý về môi trường nói chung và phát thải CO<sub>2</sub> nói riêng; bổ sung tiêu chí bảo vệ môi trường, chi phí phát thải CO<sub>2</sub> vào các quy định pháp luật liên quan đến đầu tư dự án; xây dựng quy trình quan trắc/giám sát việc triển khai công nghệ CCUS; xây dựng hệ thống kinh doanh khí phát thải, đánh thuế phí, định giá carbon; xây dựng cơ chế hỗ trợ phát triển hạ tầng vận chuyển và lưu trữ carbon, hỗ trợ chi phí hoạt động cho các loại hình thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon.

## Tài liệu tham khảo

- [1] Guloren Turan, "CCS: Applications and opportunities for the oil and gas industry", Global CCS Institute, 5/2020. [Online]. Available: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2020/05/Brief-CCS-in-OAG-3.pdf>.
- [2] Global CCS Institute, "Global status of CCS 2021: CCUS accelerating to net zero", 2021. [Online]. Available: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/10/2021-Global-Status-of-CCS-Report-Global-CCS-Institute.pdf>.
- [3] IEA, "CCUS in clean energy transitions", 9/2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>.
- [4] IEA, "Carbon capture, utilisation and storage: The opportunity in Southeast Asia", 6/2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-the-opportunity-in-southeast-asia>.
- [5] Maria Andrei, Michela De Simoni, Alberto Delbianco, Piero Cazzani, and Laura Zanibelli, "Enhanced oil recovery with CO<sub>2</sub> capture and sequestration", 2010. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/21403705>.



- [6] Advanced Resources International and Melzer Consulting, "Optimization of CO<sub>2</sub> storage in CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery projects", 30/11/2010. [Online]. Available: [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/47992/1006-optimization-of-co2-storage-in-co2-enhanced-oil-re.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/47992/1006-optimization-of-co2-storage-in-co2-enhanced-oil-re.pdf).
- [7] David Kearns, Hary Liu, and Chris Consoli, "Technology readiness and costs of CCS", Global CCS Institute, 3/2021. [Online]. Available: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Technology-Readiness-and-Costs-for-CCS-2021-1.pdf>.
- [8] IEA, "Technology roadmap: Carbon capture and storage", 2009. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6fb1a978-4fa3-4ab0-8ef4-7d18cc9c1880/CCSRoadmap2009.pdf>.
- [9] Global CCS Institute, "The global status of CCS 2020: Targeting climate change".
- [10] ExxonMobil, "Carbon capture and storage". [Online]. Available: <https://corporate.exxonmobil.com/climate-solutions/carbon-capture-and-storage>.
- [11] Eni, "Eni for 2020 - Carbon neutrality by 2050", 12/5/2021. [Online]. Available: <https://www.eni.com/assets/documents/eng/just-transition/2020/Eni-for-2020-Carbon-neutrality-by-2050.pdf>.
- [12] Shell, "Shell energy transition strategy 2021", 2021.
- [13] TotalEnergies, "Our 2030 targets towards carbon neutrality in 2050", 2021.
- [14] Repsol, "Repsol increases its targets for renewable generation and emission reductions", 5/10/2021. [Online]. Available: [https://www.repsol.com/content/dam/repsol-corporate/en\\_gb/sala-de-prensa/documentos-sala-de-prensa/pr05102021-repsol-increases-its-targets-for-renewable-generation-and-emission-reductions.pdf](https://www.repsol.com/content/dam/repsol-corporate/en_gb/sala-de-prensa/documentos-sala-de-prensa/pr05102021-repsol-increases-its-targets-for-renewable-generation-and-emission-reductions.pdf).
- [15] Nan Wang, Keigo Akimoto, and Gregory F. Nemet, "What went wrong? Learning from three decades of carbon capture, utilization and sequestration (CCUS) pilot and demonstration projects", *Energy Policy*, Vol. 158, 2021. DOI: 10.1016/j.enpol.2021.112546.
- [16] Nguyễn Trung Khuong, "Công nghệ thu hồi, lưu trữ và sử dụng carbon (CCUS) trong xu hướng chuyển dịch năng lượng sạch", Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, 2021.
- [17] ADB, Global CCS Institute, and Department of Energy & Climate Change, "Prospects for carbon capture and storage in Southeast Asia", 9/2013. [Online]. Available: <https://www.adb.org/sites/default/files/publication/31122/carbon-capture-storage-southeast-asia.pdf>.
- [18] JOGMEC, "CO<sub>2</sub>-EOR Huff 'n' Pub pilot test in Block 15-1, offshore Vietnam", 2/2012.

## CARBON CAPTURE, UTILISATION AND STORAGE (CCUS) IN HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

**Nguyen Anh Duc, Nguyen Thi Thuy Tien, Nguyen Trung Khuong, Dang Thanh Tung, Nguyen Huong Chi**

Vietnam Oil and Gas Group

Email: ducna@pvn.vn

### Summary

Carbon capture, utilisation and storage (CCUS) can make a big contribution to emission reductions and help many countries to achieve net zero emission goal. The oil industry is the largest consumer of CO<sub>2</sub> from external sources. In oil and gas exploration and production, using CO<sub>2</sub> to enhance oil recovery (CO<sub>2</sub>-EOR) has been applied for decades and can improve oil production in the later stages of the reservoir, beyond achievable by conventional recovery methods.

The article summarises the current implementation status of CCUS projects in the world as well as in Vietnam and gives some recommendations on the CCUS implementation in oil and gas exploration and production in Vietnam.

**Key words:** Carbon capture, utilisation and storage (CCUS), enhanced of oil recovery (EOR), CO<sub>2</sub> injection.