DầuKhí

KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO

PETROVIETNAM

ĐẶC SAN CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM ■ SỐ 1/2023

Dầu Khí
KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP
TS. Lê Xuân Huyên

PHÓ TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP
TS. Lê Mạnh Hùng
ThS. Lê Ngọc Sơn

BAN BIÊN TẬP
TS. Trịnh Xuân Cường
TS. Nguyễn Anh Đức
ThS. Vũ Đào Minh
ThS. Trần Thái Ninh
ThS. Dương Mạnh Sơn
PGS.TS. Lê Văn Sỹ
KS. Lê Hồng Thái
ThS. Bùi Minh Tiến
ThS. Nguyễn Văn Tuấn

BAN TRỊ SỰ
ThS. Lê Văn Khoa
ThS. Nguyễn Thị Việt Hà
ThS. Nguyễn Trung Đạt

TỔ CHỨC THỰC HIỆN
Viện Dầu khí Việt Nam

BAN TRỊ SỰ
Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội
*Tel: 024-37727108 | 0982288671 * Fax: 024-37844156 * Email: tcdk@pvn.vn*

Giấy phép xuất bản số 12/GP - XBĐS cấp ngày 10/01/2023 của Cục Báo chí, Bộ Thông tin và Truyền thông

CÔNG NGHỆ THU HỒI, SỬ DỤNG VÀ LƯU TRỮ CO_2

4. Lưu trữ CO_2 trong các thành tạo địa chất và đánh giá tiềm năng lưu trữ CO_2 ở Việt Nam

17. Thu hồi, sử dụng và lưu trữ CO_2 (CCUS) trong thăm dò khai thác dầu khí

26. Vận dụng các nguyên lý điện ly kết hợp với cân bằng pha và hóa keo cho công tác xử lý acid để khôi phục lưu lượng giếng khai thác

32. Xác định chiều cao cột dầu bằng phương pháp minh giải áp suất dư tại mỏ Tê Giác Trắng: Kinh nghiệm để phát triển mỏ dầu có dạng tầng chứa là các vỉa dầu phân lớp mỏng và xen kẹp

39. Các giải pháp vận chuyển dầu nhiều paraffin và thiết kế xây dựng để phát triển các mỏ dầu khí nhỏ, mỏ cận biên ngoài khơi Lô 09-1

47. Kết quả tìm kiếm thăm dò dầu khí giai đoạn 2011 - 2022 và một số giải pháp tăng cường thu hút đầu tư vào các lô mở trên thềm lục địa Việt Nam

52. Xây dựng mô hình lắng đọng trầm tích phụ tập D3, tuổi Oligocene muộn khu vực phía Tây Nam bể Cửu Long

CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG

61. Chuyển dịch năng lượng thế kỷ XXI: Một vài suy nghĩ về định hướng phát triển ngành Dầu khí Việt Nam

70. Đánh giá tiềm năng và cơ hội phát triển điện gió ngoài khơi của Việt Nam và đề xuất với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

81. Giải pháp tích hợp năng lượng của Vương quốc Anh và bài học kinh nghiệm cho Việt Nam

CO_2 sequestration in geological formations and assessment of CO_2 storage potential in Vietnam 4

Carbon capture, utilisation and storage (CCUS) in hydrocarbon exploration and production 17

Applying principles of electrolysis, phase balance and colloidisation to acid treatment for oil well flow restoration 26

Determining oil column height by excess pressure interpretation for Te Giac Trang field: A case study for developing oil fields of stacked and thinly laminated hydrocarbon bearing reservoirs 32

Paraffin crude oil transport solutions and construction design for developing offshore marginal oil and gas fields, Block 09-1.....39

Oil and gas exploration in 2011 - 2022 and some solutions to attract investment into open blocks, offshore Vietnam 47

Sedimentation model of D3 sub-sequence, Late Oligocene in the southwest of the Cuu Long basin 52

Energy Transition in the 21st Century: Reflecting on the development direction of the Vietnamese oil and gas industry 61

Assessment of potential and offshore wind power development of Vietnam and recommendations to Petrovietnam 70

UK offshore energy integration and lessons learned for Vietnam 81

Trong 62 năm thực hiện mong ước của Chủ tịch Hồ Chí Minh "xây dựng được những khu công nghiệp dầu khí mạnh", Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã từng bước xây dựng được ngành công nghiệp dầu khí hoàn chỉnh, đồng bộ từ tìm kiếm, thăm dò, khai thác, chế biến dầu khí, công nghiệp khí, công nghiệp điện và dịch vụ dầu khí, góp phần quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, khẳng định chủ quyền, quyền chủ quyền và quyền tài phán của Việt Nam trên Biển Đông.

Đề án cơ cấu lại Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn đến hết năm 2025 xác định mục tiêu xây dựng và phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thành Tập đoàn công nghiệp năng lượng hàng đầu đất nước, khu vực, phù hợp với xu thế phát triển mới, cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ tư, chuyển đổi xanh, chuyển đổi số, chuyển đổi năng lượng mới; có vị trí và vai trò nòng cốt trong việc bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia... Đây là mục tiêu rất thách thức trong bối cảnh kinh tế toàn cầu khó khăn hơn so với dự báo, tình hình địa chính trị diễn biến phức tạp, thị trường năng lượng biến động mạnh, xu hướng chuyển dịch năng lượng, chính sách của quốc gia và quốc tế đối với biến đổi khí hậu.

Trong số này, Đặc san Dầu khí - Khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo tập trung giới thiệu các kết quả nghiên cứu khoa học, phát triển, ứng dụng, thử nghiệm, chuyển giao công nghệ và đổi mới sáng tạo của ngành Dầu khí Việt Nam. Trong đó, các công nghệ mới trong xu hướng chuyển dịch năng lượng rút ngắn thời gian nghiên cứu phát triển, tạo ra các đột phá chiến lược, góp phần đưa khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo trở thành động lực chính thúc đẩy tăng trưởng, nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả và năng lực cạnh tranh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Ban Biên tập hy vọng với góc nhìn của các chuyên gia, nhà khoa học về phương pháp hoạch định chiến lược, các giải pháp về quản lý, quản trị, công nghệ sẽ giúp ngành dầu khí vừa tiếp tục khẳng định vai trò của dầu khí truyền thống, vừa chuyển dịch năng lượng, giữ vai trò tiên phong trong đổi mới, sáng tạo, đầu tư, trở thành bệ đỡ cho chuỗi giá trị các ngành công nghiệp mới phát triển như: điện gió ngoài khơi, hydrogen/ammonia xanh, thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCS/CCUS)...

TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP
Phó Tổng giám đốc
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

TS. Lê Xuân Huyên

DầuKhí
KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

LƯU TRỮ CO_2 TRONG CÁC THÀNH TẠO ĐỊA CHẤT VÀ ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG LƯU TRỮ CO_2 Ở VIỆT NAM

Nguyễn Quang Tuấn, Bùi Huy Hoàng, Đỗ Mạnh Toàn, Nguyễn Hoàng Anh
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: tuannq@vpi.pvn.vn
https://doi.org/10.47800/PVSI.2023.01-01

Tóm tắt

Trong số các biện pháp giảm phát thải, việc lưu trữ CO_2 trong các thành tạo địa chất (CCS) đã và đang trở thành phương pháp được quan tâm. CCS bao gồm 4 giai đoạn: thu giữ, vận chuyển, lưu trữ và theo dõi CO_2 dưới lòng đất để đảm bảo lưu trữ an toàn và lâu dài. Các cơ chế để lưu trữ CO_2 trong các địa tầng dưới sâu bao gồm cơ chế vật lý và hóa học/địa hóa. Đối tượng lưu trữ CO_2 phù hợp là các mỏ dầu khí cạn kiệt, các tầng chứa nước mặn, tầng đá basalt hoặc vỉa than không thể khai thác bằng phương pháp thông thường. Bài báo cập nhật hiện trạng nghiên cứu và triển khai CCS trên thế giới, khu vực Đông Nam Á và ở Việt Nam, đồng thời giới thiệu kết quả nghiên cứu về tiềm năng lưu trữ CO_2 ở Việt Nam.

Từ khóa: Lưu trữ CO_2, thành tạo địa chất.

1. Giới thiệu

Biến đổi khí hậu đang là vấn đề thu hút sự quan tâm của các quốc gia trên thế giới, trong đó có Việt Nam. Hậu quả của biến đổi khí hậu là tình trạng nóng lên toàn cầu, băng tan ở 2 cực khiến nước biển dâng với tốc độ ngày càng cao, thiên tai ngày càng gia tăng cả về tần suất lẫn cường độ... Theo Ủy ban Liên chính phủ về Biến đổi Khí hậu (Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC), CO_2 chiếm tới 60% nguyên nhân của sự nóng lên toàn cầu. Nồng độ CO_2 trong khí quyển đã tăng 28%, từ 288 ppm lên 366 ppm trong giai đoạn 1850 – 1998, và hiện nay nồng độ CO_2 tăng khoảng 10% trong chu kỳ 20 năm [1]. Vì thế, giảm thiểu và loại bỏ CO_2 đã trở thành mục tiêu chính nhằm giảm phát thải khí nhà kính, dưới các hình thức như: giảm phát thải CO_2, hoặc thu giữ và chuyển hóa CO_2 thành các hợp chất hữu ích (CCU), hoặc thu giữ và lưu trữ CO_2 (trong các tầng địa chất sâu dưới lòng đất an toàn và lâu dài). CCU bao gồm việc thu giữ CO_2 và chuyển đổi thành các dạng vật chất như bê tông, vật liệu tổng hợp, nhiên liệu, polymer, hóa học thực phẩm... [2]. Mặc dù đã có tiến bộ trong CCU, nhưng các lộ trình sử dụng đều tốn nhiều năng lượng, giá thành cao hoặc thị trường quy mô nhỏ. Cho đến nay, việc triển khai CCU trên quy mô lớn vẫn cần nghiên cứu và phát triển đáng kể vì các công nghệ chủ yếu vẫn đang trong giai đoạn thử nghiệm [3].

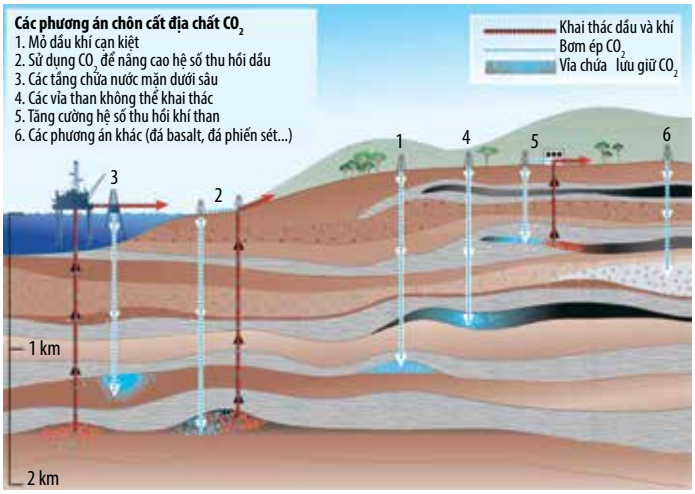
Ngày nhận bài: 29/12/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 29/12/2022 - 14/2/2023. Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/11/2023.

Ngược lại, với công nghệ hiện tại, việc phân tách CO_2 từ các nguồn phát thải khác nhau có khả năng thực hiện ở quy mô lớn, việc lưu trữ CO_2 trong các thành tạo địa chất được cho là an toàn và đã được áp dụng ở nhiều nơi trên thế giới. Do vậy, đây là phương pháp có triển vọng cho việc giảm thiểu lượng khí thải CO_2. Một số nhà nghiên cứu sử dụng thuật ngữ CCUS để bao gồm cả CCU và CCS [2].

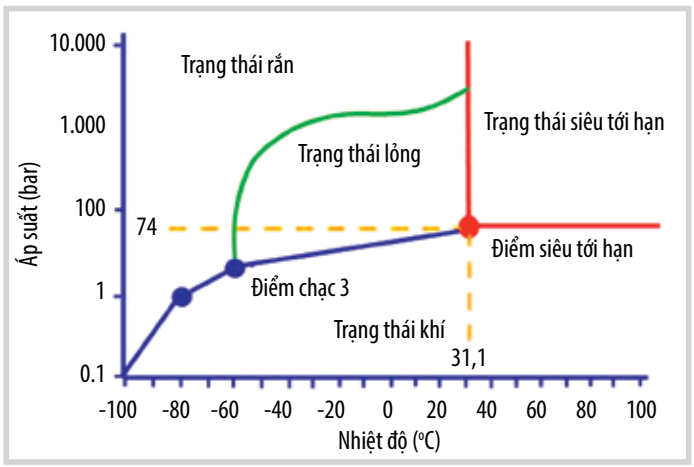
Quá trình CCS bao gồm 4 giai đoạn chính [4]: (i) Giai đoạn thu giữ: thu giữ CO_2 từ các nguồn khác nhau, khử nước, lọc tạp chất và nén CO_2; (ii) Giai đoạn vận chuyển: vận chuyển CO_2 bằng xe bồn, đường ống hoặc tàu biển đến địa điểm lưu trữ phù hợp; (iii) Giai đoạn lưu trữ: bơm ép CO_2 vào tầng chứa dưới lòng đất để lưu trữ an toàn và lâu dài; (iv) Giai đoạn đo lường, giám sát và theo dõi để đảm bảo việc lưu trữ được an toàn và lâu dài dưới lòng đất (hàng nghìn đến hàng triệu năm). Địa điểm lưu trữ CO_2 phù hợp là các thành tạo/cấu trúc địa chất dưới sâu như: các mỏ dầu, mỏ khí cạn kiệt, các vỉa than sâu không thể khai thác, các vỉa sét giàu vật chất hữu cơ, các tầng nước mặn sâu, các tầng đá basalt… [5] (Hình 1). Các đối tượng này đã và đang được chú trọng đầu tư nghiên cứu và triển khai nhiều dự án trên khắp thế giới, cho phép con người tiếp tục sử dụng nguyên liệu hóa thạch (dầu, khí, than) trong lúc tìm kiếm nguồn năng lượng sạch

có khả năng tái tạo thay thế cũng như cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng [6].

Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) ước tính đến năm 2050, để giảm phát thải ròng CO_2 về 0, cần thu giữ khoảng 7,6 tỷ tấn CO_2 mỗi năm, trong đó 95% tổng lượng CO_2 thu được vào năm 2050 cần được lưu trữ địa chất vĩnh viễn, 5% sẽ được sử dụng để tạo ra các nguyên liệu tổng hợp hoặc tạo ra các sản phẩm khác. Hiện tại, khối lượng CO_2 lưu trữ trên toàn thế giới chỉ đạt khoảng 43 triệu tấn/năm [7]. Ở Việt Nam, Chính phủ đã phê duyệt Thỏa thuận Paris về biến đổi khí hậu ngày 31/10/2016. Đồng thời với việc phê duyệt Thỏa thuận, Việt Nam đã ban hành Kế hoạch thực hiện Thỏa thuận Paris và là 1 trong những nước đang phát triển đầu tiên thực hiện được việc này. Tại Hội nghị COP26, Thủ tướng Chính phủ Việt Nam đã cùng 148 quốc gia cam kết đưa phát thải ròng về "0" vào năm 2050. Để thực hiện các cam kết tại COP26, theo ước tính sơ bộ, Việt Nam cần phải thu giữ khoảng 300 triệu tấn CO_2 mỗi năm vào 2050 [8], trong đó lưu trữ CO_2 trong các thành tạo địa chất sẽ có đóng góp quan trọng để đạt được mục tiêu này. Bài báo tập trung vào cơ chế lưu giữ CO_2 trong các thành tạo địa chất, các quá trình vật lý và hóa học liên quan, hiện trạng nghiên cứu và triển khai các dự án lưu trữ CO_2 trên thế giới và Việt Nam.



Hình 1. *Các phương án khác nhau để lưu trữ lâu dài CO_2 trong các thành tạo địa chất.*



Hình 2. *Giản đồ pha của CO_2 phụ thuộc nhiệt độ và áp suất.*

2. Các cơ chế lưu trữ dài hạn CO_2 trong các thành tạo địa chất

Tại điều kiện khí quyển bình thường, khí CO_2 rất bền về mặt nhiệt động học và nặng hơn không khí. Tại nhiệt độ (T) lớn hơn 31,18°C và áp suất (P) lớn hơn 73,8 bar (hay 1.057 psi) CO_2 đạt tới trạng thái "siêu tới hạn" [9] (Hình 2). Ở trạng thái này, mật độ CO_2 như chất lỏng, có thể lấp đầy các thể tích rỗng, nhưng có độ nhớt như chất khí. Ưu điểm khi ở trạng thái này là thể tích cần lưu trữ nhỏ hơn rất nhiều so với lưu trữ CO_2 ở điều kiện áp suất tiêu chuẩn. Dưới lòng đất, điều kiện nhiệt độ và áp suất đủ để CO_2 có thể tồn tại ở trạng thái siêu tới hạn là từ độ sâu tương đương khoảng 800 m trở lên. Ở độ sâu này mật độ CO_2 có thể dao động trong khoảng 320 - 700 kg/m^3 tùy thuộc vào gradient địa nhiệt, áp suất thủy tĩnh và độ mặn của nước. CO_2 siêu tới hạn có mật độ thấp hơn nước thành hệ khoảng 30 - 40% trong cùng điều kiện, do vậy CO_2 sẽ có xu hướng di chuyển lên trên bằng lực nổi (buoyancy) cho đến khi bị giữ lại bằng các cơ chế bẫy khác nhau [9]. Như vậy, yêu cầu đầu tiên để lưu trữ hiệu quả là CO_2 phải ở trạng thái "siêu tới hạn", và độ sâu để đạt trạng thái này ít nhất là từ 800 m trở lên tùy thuộc vào các điều kiện địa chất khác nhau.

Các đối tượng dưới sâu có tiềm năng chứa CO_2 được xem xét đầu tiên là đá trầm tích. Đá trầm tích được tạo bởi sự tích tụ và gắn kết của các mảnh vụn đá, khoáng vật kết tinh và vật chất hữu cơ trong quá trình trầm tích và thành đá. Trong đá đã gắn kết tồn tại các khoảng trống (lỗ rỗng) giữa các hạt vụn (trong trường hợp đá trầm tích vụn), lỗ rỗng trong hạt và hang hốc (trường hợp đá carbonate), hoặc khe nứt do kiến tạo, dập vỡ. Các khoảng trống này thường được chiếm giữ bởi chất lưu (chủ yếu là nước và đôi khi là dầu và khí) [10]. Khi được bơm vào các lỗ rỗng hay khe nứt của một thành tạo địa chất có độ thấm, CO_2 có thể thay thế chất lưu có từ trước, hoặc hòa tan, trộn lẫn với chất lưu, hoặc phản ứng hóa học với các khoáng vật trong đá vây quanh, hoặc kết hợp tất cả các quá trình này. Có thể chia thành 2 cơ chế lưu trữ CO_2 là vật lý và hóa học/địa hóa (Hình 3) [5].

2.1. Cơ chế bẫy vật lý

2.1.1. Bẫy cấu trúc và bẫy địa tầng

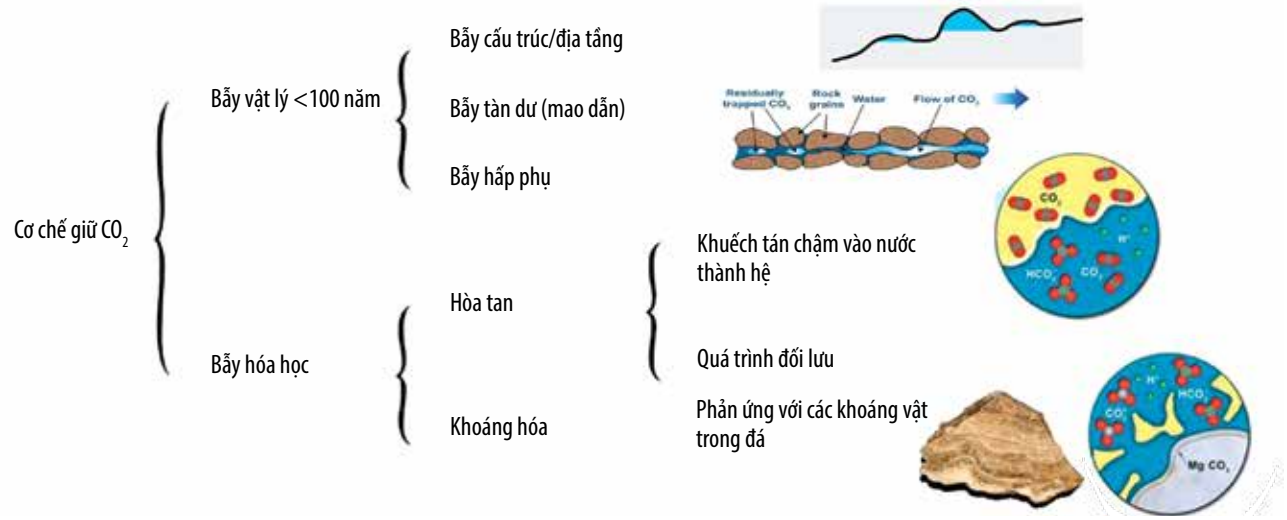
Trong và sau quá trình bơm ép CO_2 xuống vỉa chứa, CO_2 có xu hướng dịch chuyển lên trên và dịch chuyển ngang, đi theo những nơi có độ rỗng và độ thấm tốt do lực nổi của CO_2. Lực nổi này gây ra bởi tỷ trọng của CO_2 ở trạng thái siêu tới hạn thấp hơn tỷ trọng của nước thành hệ. Bẫy cấu trúc chứa CO_2 là một cấu trúc địa chất có khả năng chứa và khép kín, nghĩa là nằm bên dưới một tầng chắn, có thể cả chắn nóc và chắn sườn (chắn đứt gãy). Tầng chắn gồm các loại đá có độ rỗng và độ thấm rất thấp để ngăn CO_2 đi qua và di thoát lên trên như đá sét, đá anhydrite, đá muối, đá phấn, hay đá carbonate thềm. Các bẫy cấu trúc hình thành do các quá trình kiến tạo như uốn nếp, đứt gãy, xoay khối cấu trúc, lớp phủ trên địa hình tàn dư… Còn bẫy địa tầng thành tạo do sự vát mỏng thạch học của đá chứa, xuất phát từ sự thay đổi tướng và môi trường trầm tích theo chiều thẳng đứng lẫn chiều ngang [11]. Cả 2 loại bẫy địa tầng này đều phù hợp để lưu trữ CO_2 lâu dài.

2.1.2. Bẫy tàn dư (mao dẫn)

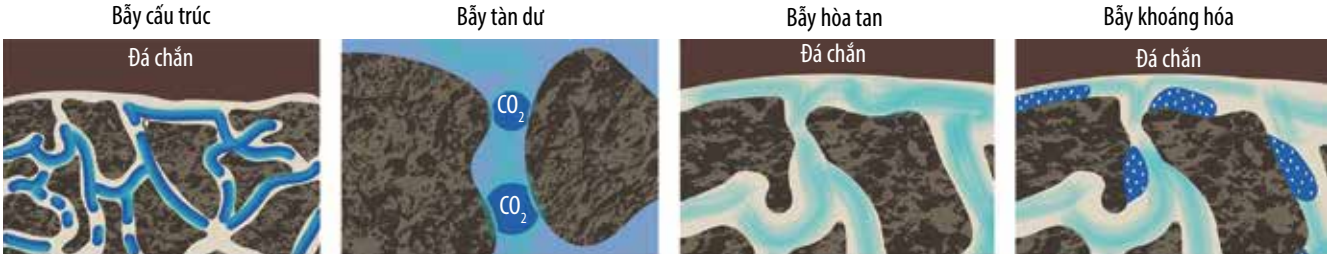
Trong quá trình di chuyển của CO_2 trong các vỉa chứa, một lượng CO_2 có thể bị giữ lại trong các lỗ rỗng và không thể tiếp tục di chuyển (Hình 4). Nguyên nhân là do sức căng bề mặt giữa CO_2 và nước thành hệ trong lỗ rỗng gây ra lực mao dẫn cao hơn so với lực nổi của CO_2, có tác dụng ngăn chặn sự di chuyển của CO_2. Hiện tượng này thường gặp trong các đá có lực mao dẫn không đồng nhất. Các nghiên cứu gần đây cho thấy bẫy tàn dư là cơ chế hiệu quả để giữ CO_2 dưới lòng đất trong thời gian dài và ở quy mô lớn so với các cơ chế bẫy khác [13]. Khi dòng CO_2 di chuyển ra xa khỏi vùng áp suất cao tại giếng bơm ép, bẫy tàn dư trở nên đặc biệt quan trọng, giữ CO_2 lại từng ít một dọc theo đường đi. Mặc dù xảy ra ở cấp độ vi mô, nhưng tổng lượng CO_2 bị giữ lại bởi cơ chế này trở nên đáng kể ở quy mô vỉa chứa khi vỉa có độ dày hàng chục mét và trên diện tích hàng trăm km^2 [11].

2.1.3. Bẫy dạng hấp phụ

Bẫy dạng hấp phụ là cơ chế giữ CO_2 quan trọng đối với các vỉa than hoặc sét kết có hàm lượng vật chất hữu cơ cao. Vì than có ái lực hấp phụ với CO_2 cao hơn so với CH_4 [14], nên khi được bơm vào các vỉa than hoặc đá sét có chứa methane (CH_4), CO_2 sẽ thay thế khí CH_4 bị giữ lại về mặt hóa học do bị hấp phụ (hoặc bám dính) trên bề mặt than/vật chất hữu cơ. CH_4 được giải phóng ra và có thể khai thác lên.



Hình 3. *Tổng hợp các cơ chế lưu giữ CO_2 trong các địa tầng địa chất sâu [5].*



Hình 4. *Cơ chế lưu trữ CO_2 trong bẫy địa tầng trong và sau khi bơm ép xuống vỉa chứa [12].*

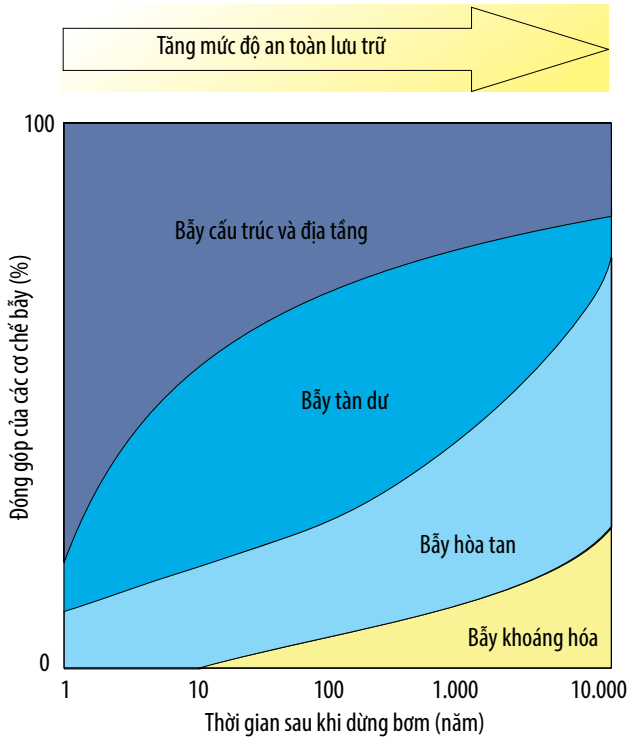
2.2. Bẫy hóa học

2.2.1. Bẫy hòa tan

CO_2 dưới lòng đất theo thời gian có thể trải qua một chuỗi các tương tác hóa học với đá và nước ngầm để làm tăng khả năng và hiệu quả lưu trữ. CO_2 có thể hòa tan trong nước ngầm (Hình 4), mức độ hòa tan phụ thuộc vào nhiều yếu tố, chủ yếu là áp suất, nhiệt độ và độ mặn của nước thành hệ. Mức độ hòa tan tăng khi áp suất tăng (theo độ sâu) nhưng giảm khi nhiệt độ và độ mặn tăng. Lợi ích chủ yếu của bẫy hòa tan là CO_2 hòa tan với nước và không còn tồn tại 2 pha riêng rẽ, vì vậy loại bỏ lực nổi làm CO_2 di chuyển lên trên bề mặt, giảm rủi ro CO_2 bị thất thoát. Nhiều nhà nghiên cứu cho rằng khi hòa tan, tỷ trọng của "CO_2 + nước" sẽ cao hơn so với "CO_2 chưa hòa tan", do vậy "CO_2 + nước" sẽ lại bị chìm dần xuống dưới trong khi CO_2 ở pha riêng rẽ nhẹ hơn vẫn tiếp tục nổi lên từ giếng bơm ép, kết quả là tạo ra dòng đối lưu CO_2 trong vỉa chứa [5].

2.2.2. Bẫy khoáng hóa

Cơ chế bẫy này xảy ra khi CO_2 hòa tan trong nước muối thành hệ phản ứng với các khoáng chất trong đá và trong nước vỉa tạo thành các khoáng vật carbonate bền vững (Hình 4). Cụ thể, CO_2 hòa tan trong nước tạo thành acid carbonic yếu (H_2CO_3), sau đó phản ứng với khoáng vật trong đá tạo thành ion bicarbonate (HCO_3) và kết hợp với các cation khác nhau tùy thuộc vào thành phần của đá. Ví dụ, magnesium (Mg) trong đá chứa kết hợp với CO_3 trong nước để tạo ra khoáng chất $MgCO_3$ trên bề mặt hạt vụn. Quá trình phản ứng và khoáng hóa được cho là xảy ra chậm chạp, có thể từ vài chục năm tới 1.000 năm hay lâu hơn. Tuy nhiên, tính ưu việt của cơ chế bẫy này là khả năng lưu trữ CO_2 vĩnh viễn và an toàn hơn rất nhiều so với các cơ chế lưu trữ khác đã trình bày ở trên [11].



Hình 5. *Sự an toàn theo thời gian của các bẫy lưu trữ CO_2. Mức độ an toàn lưu trữ CO_2 phụ thuộc vào sự kết hợp của các cơ chế bẫy vật lý và địa hóa. Theo thời gian, bẫy hòa tan và bẫy khoáng hóa sẽ gia tăng sự đóng góp trong việc lưu trữ CO_2 lâu dài và an toàn.*

Ở giai đoạn đầu của quá trình bơm ép xuống các vỉa chứa dưới lòng đất, CO_2 ở trạng thái siêu tới hạn sẽ bị giữ lại bên dưới các tầng chắn có độ thấm thấp theo cơ chế bẫy cấu trúc/địa tầng và bẫy tàn dư. Theo thời gian, CO_2 hòa tan dần vào thành hệ nước theo cơ chế bẫy hòa tan, CO_2 cũng có thể phản ứng trực tiếp hoặc gián tiếp với các khoáng chất và chất hữu cơ trong các đá chứa tạo thành khoáng vật bền vững - bẫy khoáng hóa (Hình 5) [15]. Hiệu quả của việc lưu trữ địa chất phụ thuộc vào sự kết hợp của các cơ chế bẫy vật lý và hóa học, và liên quan trực tiếp đến đặc điểm của các thành tạo đá chứa. Phương pháp và vị trí lưu trữ hiệu quả nhất là những nơi CO_2 không thể di động mà bị giữ lại dưới tầng chắn có độ thấm thấp hoặc được chuyển đổi về mặt hóa học thành khoáng vật rắn, hoặc được hấp phụ trên bề mặt của than hoặc kết hợp giữa cơ chế bẫy vật lý và hóa học [10].

3. Các đối tượng địa chất phù hợp để lưu trữ CO_2

Một địa điểm lưu trữ địa chất CO_2 phải có thể tích chứa phù hợp và khả năng bơm ép phù hợp với nguồn cung CO_2, có các tầng chắn tốt và ổn định về mặt địa chất (không có động đất, núi lửa, đứt gãy hoạt động,... làm phá hủy tầng chứa và tầng chắn) để tránh các ảnh hưởng xấu đến tính toàn vẹn của địa điểm lưu trữ. Các đối tượng địa chất phù hợp để lưu trữ CO_2 trong thời gian dài đã được nghiên cứu và thử nghiệm, cũng như phát triển ở quy mô công nghiệp ở nhiều nơi trên thế giới gồm [16]:

- Các mỏ dầu và khí cạn kiệt hoặc đang khai thác mà qua đó có thể tăng cường hệ số thu hồi dầu và khí (CO_2 - EOR và CO_2 - EGR) (Hình 1);
- Các tầng chứa nước mặn dưới sâu (Hình 1);
- Các tầng đá basalt (Hình 1);
- Các vỉa than sâu không thể khai thác và hoặc tăng cường thu hồi khí CH_4, hay các tầng sét giàu vật chất hữu cơ (Hình 1).

3.1. Các mỏ dầu khí cạn kiệt và tăng cường hệ số thu hồi (CO_2 - EOR, CO_2 - EGR)

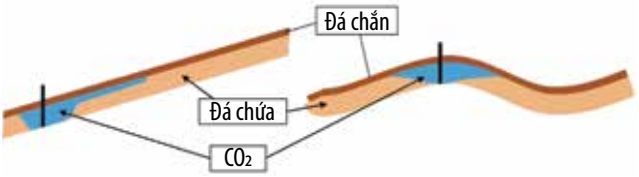
Hiện nay, các mỏ chứa khí và dầu đã cạn kiệt hoặc đang khai thác là đối tượng lựa chọn hàng đầu để lưu trữ CO_2 bởi nhiều lý do: (1) Dầu và khí đã được tích tụ trong các bẫy (cấu trúc và/hoặc bẫy địa tầng) không thể thoát ra được trong thời gian rất dài (hàng triệu năm), vì vậy các bẫy này đã được chứng minh về tính toàn vẹn và đảm bảo an toàn cho lưu trữ CO_2; (2) Các đặc điểm địa chất và đặc điểm đá chứa, tính chất vỉa chứa, đặc điểm đá chắn, chất lưu… của các mỏ dầu khí đã được nghiên cứu và mô tả đầy đủ trong quá trình khai thác dầu khí, bao gồm cả thể tích chứa; (3) Các mô hình địa chất, mô hình khai thác sẵn có để dự báo sự di chuyển, cũng như của hydrocarbon trong bẫy; (4) Cơ sở hạ tầng và giếng khai thác sẵn có trong khu vực mỏ có thể chuyển đổi và sử dụng cho các hoạt động lưu trữ CO_2; và (5) Nếu các mỏ dầu khí vẫn còn đang khai thác, thì quá trình bơm ép CO_2 có thể được kết hợp làm tăng khả năng thu hồi dầu hoặc khí.

Đối với các mỏ dầu khí đang ở giai đoạn suy giảm khai thác: Trong số các biện pháp để nâng cao hệ số thu hồi, CO_2 được coi là lựa chọn phù hợp nhất vì có thể làm giảm độ nhớt của dầu, giảm sức căng bề mặt giữa dầu và nước, làm tăng khả năng dịch chuyển của dầu về giếng khai thác và cũng rẻ hơn so với khí tự nhiên hóa lỏng. Ngoài ra, CO_2 - EOR, và CO_2 - EGR có một điểm thuận lợi nữa là mang lại lợi ích về mặt kinh tế, có thể bù đắp chi phí lưu trữ CO_2.

Nhược điểm của tầng chứa dầu khí cạn kiệt là thường có áp suất thấp (suy giảm trong quá trình khai thác), có thể dẫn tới hiệu ứng làm lạnh Joule-Thomson, làm giảm nhiệt độ tầng chứa, hình thành hydrate, làm đông cứng phần nước dư và làm hỏng giếng bơm, đặc biệt khi CO_2 lạnh được bơm xuống. Do vậy, cần bơm CO_2 có nhiệt độ cao hoặc tốc độ dòng bơm cao. Nhược điểm thứ hai là thể tích lưu giữ thường nhỏ hơn nhiều lần so với đối tượng tầng chứa nước mặn sâu do bị giới hạn trong cấu trúc khép kín của mỏ.

3.2. Các tầng chứa nước mặn sâu

Các tầng chứa nước mặn sâu là các lớp đá trầm tích có độ rỗng, độ thấm tốt và bão hòa với nước mặn (nước muối). Những thành tạo này có thể được tìm thấy trong các bể trầm tích trên bờ và ngoài biển, thường là các đá cát kết, hay đá carbonate. Tầng ngậm nước này thường nhiễm mặn và không phù hợp cho các mục đích sử dụng trong công nghiệp, nông nghiệp và sinh hoạt [21]. CO_2 siêu tới hạn được bơm vào vỉa chứa và được giữ lại an toàn



Hình 6. *Sơ đồ mô tả sự khác nhau giữa lưu trữ CO_2 trong tầng chứa nước mặn sâu (hình bên trái) và mỏ cạn kiệt (hình bên phải). Ở bên trái, CO_2 có thể di chuyển bên dưới tầng chắn để thoát lên trên, cơ chế bẫy mao dẫn là cơ chế chính giữ CO_2 lâu dài. Hình bên phải là một cấu trúc khép kín dạng nếp lồi cơ chế giữ CO_2 chính là bẫy cấu trúc/địa tầng [23].*

dưới lòng đất thông qua các cơ chế bẫy vật lý và bẫy hóa học. Khi được bơm ép xuống tầng chứa, CO_2 nhẹ hơn nước mặn và có xu hướng dịch chuyển lên trên nóc của tầng chứa và dịch chuyển ngang ra khỏi tầng chứa. Do đó, vẫn cần thiết phải có các tầng chắn địa phương và tầng chắn mang tính khu vực nằm trên các tập đá chứa để ngăn CO_2 tiếp tục di chuyển lên trên và rò rỉ khỏi mặt đất [21]. Việc lựa chọn vị trí địa chất để lưu trữ CO_2 trong tầng chứa nước mặn sâu phải đáp ứng 3 điều kiện cơ bản: sức chứa, khả năng bơm ép và sự toàn vẹn để ngăn không cho CO_2 bị rò rỉ lên mặt đất. Yêu cầu về sức chứa để đảm bảo rằng vị trí được lựa chọn có đủ độ rỗng và diện tích lớn để lưu được trữ lượng CO_2 lớn và trong thời gian dài. Khả năng bơm ép phải đảm bảo bơm ép xuống thể tích CO_2 ổn định và lâu dài phù hợp với nguồn cung cấp CO_2.

Điểm thuận lợi của đối tượng tầng chứa nước mặn sâu là có quy mô và diện tích phân bố lớn hơn rất nhiều so với các mỏ dầu khí cạn kiện, hay vỉa than không thể khai thác, do vậy có ưu thế rất lớn về khả năng lưu trữ [22]. Tuy nhiên nhược điểm của đối tượng này là khó kiểm soát sự di chuyển và sự ổn định của CO_2 so với lưu trữ trong mỏ cạn kiệt, do quy mô của các tầng chứa lớn và tính không khép kín. Do vậy, cần giám sát cẩn thận và lâu dài động thái của CO_2 sau khi bơm ép [22]. Hơn nữa mức độ tài liệu về địa chất, địa vật lý và đặc điểm đá chứa, chắn, mô hình địa chất không đầy đủ so với các mỏ cạn kiệt, đòi hỏi nhiều thời gian và nhiều nghiên cứu hơn khi tiến hành lựa chọn vị trí và đối tượng để lưu trữ. Cơ sở hạ tầng, giếng khoan bơm ép, thiết bị bề mặt, hay đường ống vận chuyển cũng không đầy đủ cũng làm gia tăng chi phí và tốn kém hơn so với các mỏ đã cạn kiệt.

Lưu giữ CO_2 trong các vỉa dầu và khí có rất nhiều điểm tương đồng với lưu trữ CO_2 trong tầng chứa nước mặn sâu do cấu tầng đá chứa, đá chắn và nước vỉa có mặt trong cả 2 trường hợp. Hình 6 mô tả sự giống nhau và khác nhau giữa 2 đối tượng lưu trữ này.

3.3. Đá basalt

Đá basalt hình thành do các hoạt động phun trào núi

lửa. Trên đất liền và vùng vỏ lục địa, đá basalt phát triển rộng khắp ở các tỉnh basalt lũ như ở khu vực Tây Nguyên - Nam Trung Bộ Việt Nam. Basalt cũng là thành phần chính của vỏ đại dương vùng biển và đại dương nước sâu do hoạt động phun trào dọc theo sống núi đại dương. Các thành hệ phun trào basalt thường gồm nhiều tập (nhiều đợt) phun trào mà phần trên cùng và dưới cùng của các tập này có thể là các lớp basalt dạng bọt có độ rỗng và độ thấm tốt [17] có thể dùng để lưu trữ CO_2. Thành phần khoáng vật của đá basalt rất phù hợp để lưu trữ vĩnh viễn CO_2 do đá basalt chứa 45 - 85% các khoáng vật mafic, chủ yếu là pyroxene và olivine. Các khoáng vật này chứa magnesium, sắt và calcium, có khả năng phản ứng với CO_2 hình thành nên các khoáng vật carbonate bền vững ở thể rắn [18] (Hình 7). Phương trình phản ứng giữa các khoáng vật này với CO_2 có thể diễn ra như sau:

$$Mg_2SiO_4 + 2CO_2 = 2MgCO_3 + SiO_2$$
$$FORSTERITE \quad MAGNESITE \ QUARTZ$$

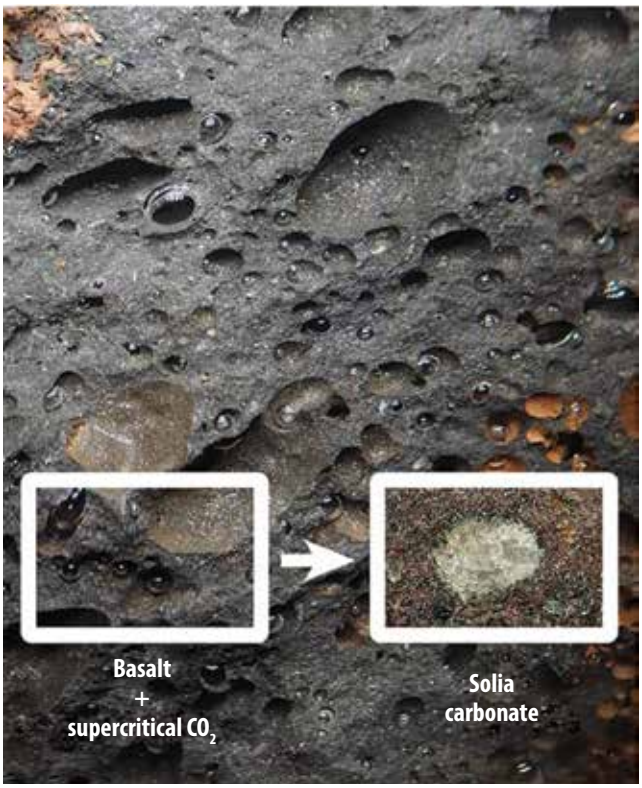
và

$$CaAl_2Si_2O_8 + CO_2 + 2H_2O = CaCO_3 + Al_2Si_2O_5(OH)_4$$
$$ANORTHITE \quad CALCITE \quad KAOLINITE$$

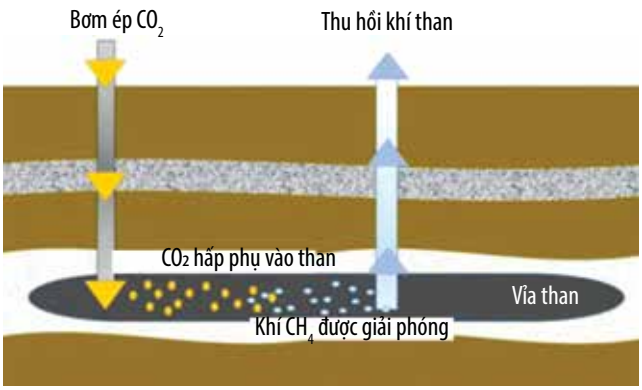
CO_2 có thể được bơm trực tiếp, hoặc hòa với nước trước khi bơm vào tầng chứa basalt. Phương pháp bơm CO_2 hòa tan với nước có ưu điểm là khi CO_2 đã hòa tan thì không còn ở dạng khí, do đó yêu cầu về tầng chắn không khắt khe bằng phương pháp bơm CO_2 tinh khiết. Ngoài ra, quá trình hòa tan CO_2 trong nước cũng thúc đẩy nhanh tốc độ phản ứng hóa học giữa CO_2 với khoáng vật mafic trong basalt, do đó tăng hiệu quả lưu trữ vĩnh viễn [19]. Nhược điểm của phương pháp này là cần lượng nước lớn, chiếm khoảng 95% hỗn hợp "nước + CO_2", do đó chỉ khả thi khi gần các nguồn nước lớn như biển, hồ lớn, hoặc sông. Ngoài ra, đối với đối tượng basalt biển sâu (> 2.700 m), CO_2 còn có thể hình thành hydrate trong điều kiện nhiệt độ và áp suất thích hợp, giúp lưu trữ vĩnh viễn ở dạng rắn [20]. Tuy vậy, ý tưởng này còn ở giai đoạn sơ khai, chưa khả thi do điều kiện công nghệ và chi phí.

3.4. Các vỉa than không thể khai thác và các tầng sét giàu vật chất hữu cơ

Các vỉa than được coi là không thể khai thác được do các yếu tố địa chất, công nghệ và kinh tế (thường là quá sâu, quá mỏng hoặc vỉa không liên tục) [10]. Các vỉa than thường chứa các loại khí, đặc biệt là khí CH_4. Khí được giữ dưới dạng hấp phụ trong các lỗ hổng trên bề mặt than và trong những khe nứt nẻ của vỉa than. Khi được bơm vào các vỉa than, CO_2 sẽ hấp phụ (hoặc bám dính) và thay thế CH_4 trong than; CH_4 được giải phóng ra và sau đó có thể sẽ được thu hồi như là chất khí tự do. Do vậy, các vỉa than có chứa hàm lượng CH_4 cao có thể được khai thác cùng với việc bơm ép CO_2 vào vỉa trong quy trình được gọi là tăng cường khai thác khí than (ECBM) (Hình 8). Với kỹ thuật này, hệ số thu hồi CH_4 có thể đạt tới 90%, thậm chí là lớn hơn [14]. Cơ chế bẫy này cho phép lưu trữ CO_2 ổn định vĩnh viễn. Tuy nhiên, để lưu trữ được CO_2, vỉa than phải có đủ độ thấm để bơm ép CO_2, và khác với lưu trữ CO_2 trong các tầng sâu chứa nước mặn hoặc trong mỏ dầu khí, mật độ lưu trữ, hay khả năng lưu trữ CO_2 trong than lớn nhất là ở độ sâu dưới 600 - 1.500 m, khi CO_2 ở trong pha khí, không phải pha siêu tới hạn. Một điểm thuận lợi của ECBM là



Hình 7. *Kết hạch carbonate hình thành trong quá trình lưu trữ CO_2 trong tầng basalt dạng bọt. Nguồn: Pacific Institute for Climate Solution (PICS).*



Hình 8. *Nguyên lý của quá trình nâng cao hệ số thu hồi CH_4 trong các vỉa than và lưu trữ CO_2 [14].*

mang lại hiệu quả kinh tế từ việc khai thác khí CH_4 để bù đắp chi phí lưu trữ CO_2.

4. Theo dõi và giám sát động thái của CO_2 trong và sau quá trình bơm ép

Cần phải áp dụng các biện pháp kỹ thuật đối với các đối tượng lưu trữ và địa điểm lưu trữ CO_2 để giám sát động thái di chuyển của CO_2 dưới lòng đất. Công việc này cần được tiến hành thường xuyên và liên tục ngay trong và sau quá trình CO_2 được bơm ép vào vỉa chứa. Việc giám sát thường xuyên giúp bổ sung thêm các tài liệu, nhằm hiệu chỉnh và chính xác hóa các mô hình dự báo, đồng thời đưa ra cảnh báo sớm ngăn chặn sự rò rỉ của CO_2 nếu có. Trong trường hợp nếu CO_2 bị rò rỉ, cần chuẩn bị sẵn sàng các biện pháp khắc phục để có thể phản ứng nhanh, tránh các tác động với con người và môi trường bên trên địa điểm lưu trữ. Các dự án lưu trữ CO_2 trên thế giới hiện tại đang áp dụng kết hợp các phương pháp giám sát để theo dõi sự di chuyển của CO_2 và đánh giá rủi ro rò rỉ. Dựa trên tính chất của các phương pháp giám sát có thể chia thành các nhóm sau:

Các phương pháp giám sát địa vật lý bao gồm [24]:

- Phương pháp địa chấn: Đo địa chấn 2D, 3D trên cùng một khu vực ở những thời điểm khác nhau (4D) để xác định những thay đổi về trở kháng âm học do sự có mặt của CO_2 từ đó xác định phân bố và sự di chuyển của CO_2 (Hình 9).

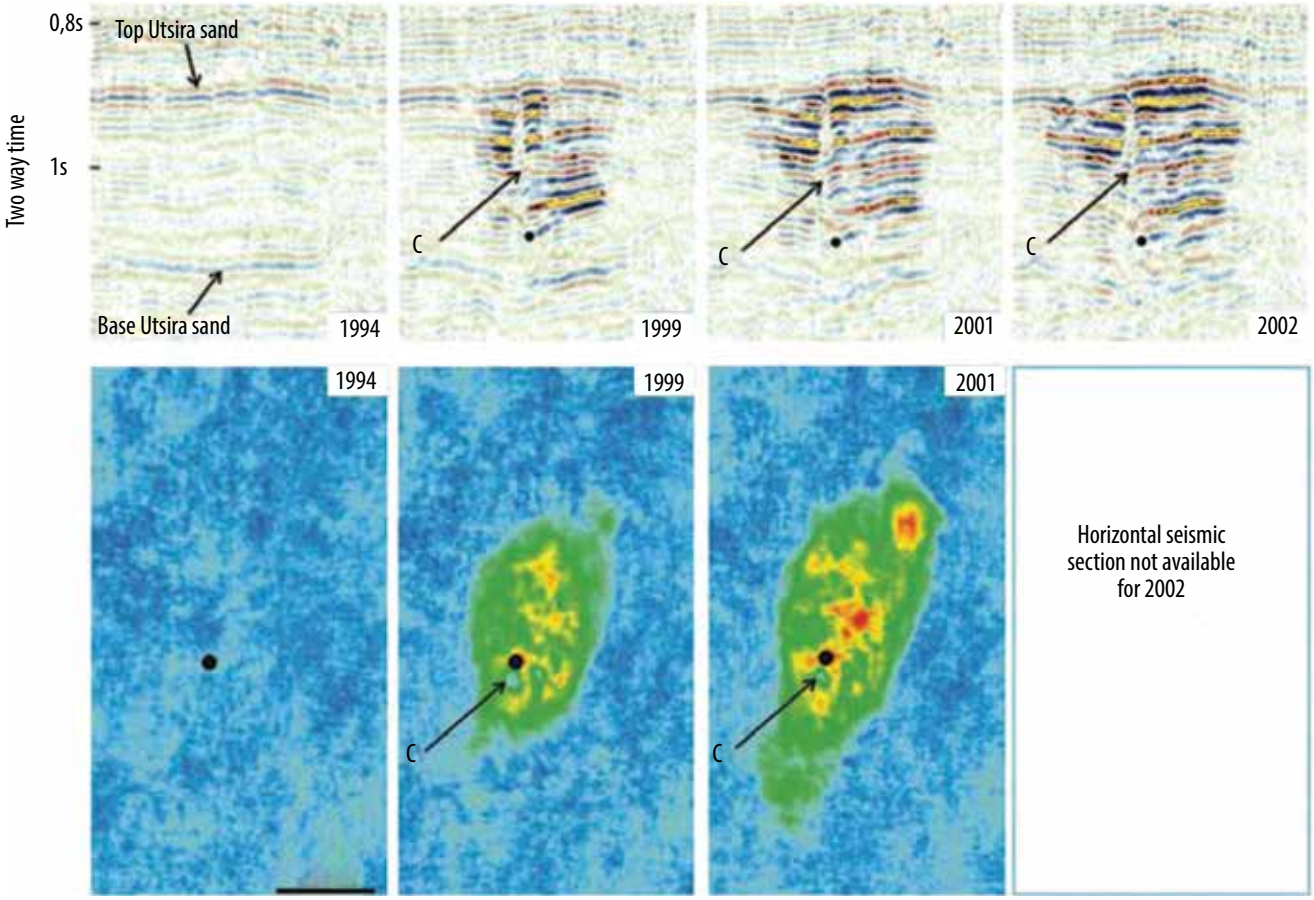
- Đo điện từ (electromagnetic imaging): Xác định sự suy giảm độ dẫn điện ở những khu vực có CO_2 trong lỗ rỗng của đá.

- Đo trọng lực để xác định sự suy giảm mật độ của đá khi có CO_2 do tỷ trọng của CO_2 nhẹ hơn nước thành hệ.

- Đo địa vật lý giếng khoan cung cấp thông tin hữu ích về các đặc tính của giếng và chất lưu trong vỉa chứa, xây dựng bản đồ bão hòa CO_2, hay thông tin về sự ăn mòn ống chống thành giếng khoan.

Hiện tại, phương pháp địa chấn đã được sử dụng rộng rãi nhất và hiệu quả nhất trong việc theo dõi sự di chuyển của CO_2.

Các phương pháp giám sát địa hóa và hóa học gồm các phương pháp phân tích mẫu chất lỏng thu được từ giếng quan sát bằng cách phân tích sự thay đổi thành phần nước mặn hoặc sự di chuyển của các chất đánh dấu tự nhiên/nhân tạo được bơm vào vỉa [24].



Hình 9. *Mặt cắt địa chấn và lát cắt đẳng thời qua khu vực lưu trữ CO_2 ở mỏ Sleipner, Biển Bắc [24].*

Nếu phân chia việc theo dõi và giám sát động thái của CO_2 trong và sau quá trình bơm ép theo không gian và đối tượng giám sát, có thể phân chia như sau: giám sát trong không khí, giám sát gần bề mặt và giám sát dưới vỉa chứa [5].

- Giám sát CO_2 trong không khí: Các công cụ giám sát thường được đặt ở những nơi khí dễ bị rò rỉ để tăng khả năng phát hiện CO_2. Các công cụ được sử dụng phổ biến là cảm biến quang học, máy dò không khí và hiệp phương sai xoáy (eddy covariance). Các hệ thống khác dùng để đo nồng độ CO_2 trong không khí gồm máy đếm CO_2, hệ thống phát hiện rò rỉ tiên tiến như hệ thống laser và LIDAR [5].

- Giám sát CO_2 gần bề mặt: Nếu CO_2 bị rò rỉ lên gần mặt đất sẽ tạo thành các bong bóng khí thoát ra từ các vị trí xung yếu như đứt gãy hoặc gần các giếng đã đóng. Giám sát CO_2 ở gần bề mặt rất quan trọng, có thể cung cấp thông tin về việc rò rỉ dưới lòng đất và đồng thời ngăn chặn rò rỉ vào khí quyển nếu được phát hiện kịp thời. Một số kỹ thuật có thể được sử dụng như radar khẩu độ tổng hợp giao thoa kế (InSAR), máy đo độ nghiêng, địa chấn thời gian thực [5].

- Giám sát CO_2 dưới vỉa chứa: Mục tiêu là để theo dõi chuyển động của chùm khí CO_2 được bơm ép vào vỉa; xác định phạm vi và ranh giới của CO_2; theo dõi những thay đổi áp suất trong vỉa chứa. Nhiều công nghệ giám sát có thể được sử dụng để theo dõi động thái của CO_2, việc lựa chọn sử dụng công nghệ nào phụ thuộc vào lượng thông tin yêu cầu phải có, chi phí bỏ ra và thời gian thu nhận thông tin. Các phương pháp địa chấn 3D thường được sử dụng để đánh giá sự phân bố của đứt gãy, đặc điểm các cấu trúc sâu. Địa chấn 4D cung cấp dữ liệu theo thời gian thực được sử dụng để theo dõi sự dịch chuyển của khí CO_2 được bơm vào. Có thể sử dụng địa chấn 2D để giảm bớt chi phí nếu thực hiện giám sát trong thời gian dài. Nhược điểm của các phương pháp địa chấn 2D là không có khả năng theo dõi chuyển động của chùm CO_2 trong các thành tạo có cấu trúc phức tạp. Phương pháp địa chấn dọc giếng khoan (VSP) và địa chấn giếng khoan - giếng khoan cũng có thể được sử dụng để cung cấp thông tin về rò rỉ và đường di chuyển của CO_2 [5].

Việc lựa chọn công cụ giám sát nào ở mỗi địa điểm lưu trữ CO_2 phụ thuộc vào bản chất địa chất của khu vực đó. Ở những khu vực phức tạp về mặt địa chất, việc giám sát và công cụ giám sát sẽ phức tạp hơn. Những thông tin có sẵn trên một địa điểm lưu trữ cũng ảnh hưởng đến việc lựa chọn kỹ thuật giám sát. Các mỏ dầu và khí đã cạn kiệt đã được chứng minh về khả năng chứa và tính toàn vẹn sẽ giúp cho việc giám sát dễ dàng hơn khi bơm CO_2 vào vỉa chứa.

5. Hiện trạng nghiên cứu và triển khai lưu trữ CO_2 trên thế giới

Việc bơm ép CO_2 để nâng cao hệ số thu hồi dầu khí (CO_2-EOR và CO_2-EGR) được thực hiện ở Mỹ trong bối cảnh khủng hoảng dầu mỏ những năm 70 của thế kỷ XX đã đóng góp những kinh nghiệm quý giá trong đánh giá khả năng lưu trữ CO_2 [25]. CO_2-EOR và CO_2-EGR sau đó cũng được áp dụng ở các quốc gia sản xuất dầu khác như Trung Quốc, Saudi Arabia và Brazil trong những năm 2000 và 2010. Biến đổi khí hậu là vấn đề đã làm thay đổi trọng tâm của CCUS. Dự án lưu trữ CO_2 quy mô lớn đầu tiên trên thế giới đã được Statoil thực hiện vào năm 1996 tại mỏ khí Sleipner ở Biển Bắc (Na Uy) [10]. Vào cuối thập kỷ 90, các chương trình nghiên cứu về thu hồi và lưu trữ CO_2 đã được thực hiện ở Mỹ, Canada, Nhật Bản, Australia và châu Âu. Một số công ty dầu khí bắt đầu quan tâm đến việc lưu trữ địa chất CO_2 như một biện pháp khả thi cho việc phát triển các mỏ khí đốt có hàm lượng CO_2 tự nhiên cao như ở Natuna (Indonesia), Salah (Angeria) và Gordon (Australia). Các doanh nghiệp khai thác than, sản xuất điện và các lĩnh vực công nghiệp khó giảm phát thải CO_2 cũng bắt đầu nghiên cứu việc thu hồi và lưu trữ địa chất CO_2 để đáp ứng tiêu chuẩn ngày càng cao về giảm phát thải trong ngành công nghiệp này.

Mỹ đang dẫn đầu về công nghệ và số lượng các dự án lưu trữ địa chất CO_2 (144 dự án tính đến cuối năm 2022) [11]. Các bang của Mỹ đều đã có số liệu cụ thể về khả năng lưu trữ CO_2 trong phạm vi của bang. Ở châu Âu, Hội đồng Nghị viện châu Âu đã có chỉ thị và văn bản hướng dẫn cụ thể về vấn đề thu hồi và lưu trữ CO_2. Dự án số hiệu SES6-518318 hoàn thành từ năm 2009 là dự án lớn mang tính tổng thể, nghiên cứu khả năng lưu trữ địa chất CO_2 trên toàn bộ lãnh thổ châu Âu. Dự án đã đánh giá tiềm năng lưu trữ CO_2 trong các bể trầm tích của 25 nước châu Âu, đối tượng lưu trữ là các tầng nước mặn sâu, các mỏ dầu khí cạn kiệt và mỏ than [26]. Ở Nam bán cầu, dự án thử nghiệm lưu trữ CO_2 đầu tiên được Australia tiến hành năm 2009 đã bơm và lưu trữ 65.000 tấn CO_2 xuống một mỏ khí tự nhiên cạn kiệt ở phía Tây Victoria ở độ sâu 2.100 m. Khí CO_2 được thu gom từ mỏ khí Bathurst có hàm lượng CO_2 cao, sau đó vận chuyển bằng đường ống đến bơm ép xuống mỏ Naylor cách đó 2 km. Giai đoạn thứ 2 của dự án cũng rất thành công trong việc đánh giá khả năng lưu giữ CO_2 trong các thành tạo nước mặn sâu ở khu vực này [27].

Theo Viện Nghiên cứu CCS toàn cầu (GCCSI), tính đến tháng 9/2022, trên thế giới có 196 dự án lưu trữ CO_2 đã được công bố (bao gồm dự án đã, đang hoạt động, đang trong các giai đoạn phát triển), trong đó riêng năm 2022 có thêm 61 dự án mới được công bố (Hình 10) [11]. Hiện tại, trên toàn cầu có 30 dự án CCS đang hoạt động với khả năng thu giữ và lưu trữ khoảng 43 triệu tấn CO_2/năm; có 11 dự án đang xây dựng và 153 dự án đang trong các giai đoạn phát triển. Tổng khả năng lưu giữ CO_2 của tất cả các dự án đã công bố khoảng 244 triệu tấn CO_2/năm. Tính riêng với các dự án đang lên kế hoạch phát triển, tiềm năng lưu trữ dự kiến tăng mạnh từ 49,4 triệu tấn CO_2/năm vào năm 2021 lên 97,6 triệu tấn CO_2/năm vào năm 2022. Theo mức tăng trưởng về số lượng dự án mới, Mỹ đang dẫn đầu với 34 dự án mới, sau đó là các quốc gia khác gồm Canada (19 dự án mới), Vương quốc Anh (13), Na Uy (8) và Australia, Hà Lan và Iceland (mỗi nước 6 dự án mới).

Ở Đông Nam Á, các nước trong khu vực đã và đang rất quan tâm đến vấn đề lưu trữ địa chất CO_2, đưa lĩnh vực này thành nhiệm vụ ưu tiên phát triển và tầm nhìn xa trong tương lai, cụ thể:

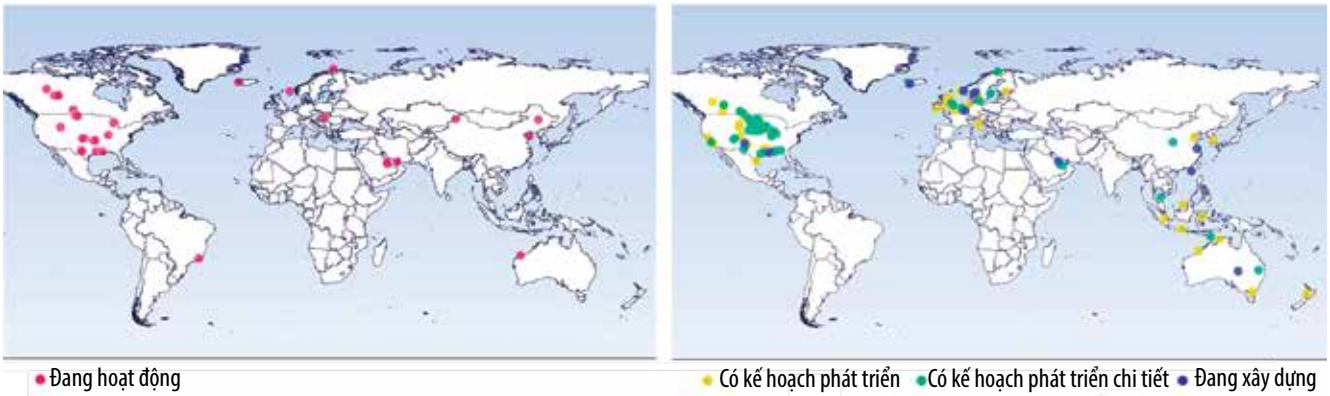
Tại Malaysia, Petronas đã tuyên bố tầm nhìn quốc gia là trở thành trung tâm lưu trữ CO_2 ngoài khơi vào cuối thập kỷ này. Dự án CCS lớn nhất hiện nay của Malaysia là Kasawari CCS nằm ở ngoài khơi Sarawak. Dự án có nguồn khí CO_2 từ mỏ Kasawari Ph2 có hàm lượng CO_2 cao. Mục tiêu của dự án là lưu trữ 4,5 triệu tấn CO_2 mỗi năm, bắt đầu từ năm 2025 vận chuyển khí qua đường ống dài 135 km tới mỏ cạn kiệt M1 [11].

Indonesia là nước đi đầu trong việc triển khai các dự án CCS ở khu vực Đông Nam Á. Giống như Malaysia, tầm nhìn rộng lớn đối với CCS của Indonesia đang mở ra cơ hội để quốc gia này trở thành một trung tâm lưu trữ CO_2 trong khu vực. Chính phủ Indonesia đang tiến hành xây dựng hành lang chính sách và các quy định thuận lợi cho các công ty khai thác dầu khí nước ngoài triển khai các dự án liên quan đến CCS. Cuối năm 2021, cơ quan quản lý dầu khí Indonesia, SKK Migas, đã phê duyệt việc mở rộng dự án Tangguh LNG và phát triển dự án Vorwata CCUS. Dự án này dự kiến hoàn thành vào năm 2026 - 2027, sẽ bơm tới 4 triệu tấn CO_2/năm xuống mỏ để gia tăng thu hồi khí tự nhiên và lưu trữ CO_2. Repsol đang triển khai dự án Sakekamang CCS, dự kiến khởi động vào năm 2027, ước tính có thể bơm ép 2,5 triệu tấn/năm [11].

Tại Thái Lan, PTTEP đã công bố dự án CCS đầu tiên của Thái Lan đặt tại mỏ khí đốt ngoài khơi Arthit, dự kiến sẽ bắt đầu hoạt động vào năm 2026. PTTEP cũng đã ký Biên bản ghi nhớ với JGC Holdings và INPEX của Nhật Bản về "Sáng kiến thu hồi và lưu trữ carbon Thái Lan", đây là nghiên cứu khả thi về tiềm năng triển khai CCS trong ngành dầu khí, các ngành công nghiệp khó giảm thiểu khí CO_2 và sản xuất điện [11].

Tại Singapore, Shell và ExxonMobil có nhà máy lọc hóa dầu ở Singapore, đang nghiên cứu trở thành trung tâm CCS của khu vực (CCS hub) để thu giữ CO_2 và vận chuyển đến địa điểm lưu trữ gần đó. Việc thu giữ CO_2 có thể mở rộng sang lĩnh vực hóa dầu, nhiên liệu sinh học, lọc dầu và hydrogen xanh [11].

Tại Trung Quốc, dự án CCUS tích hợp có công suất 1 triệu tấn/năm đầu tiên của Trung Quốc do SINOPEC phát triển, đã đi vào hoạt động vào cuối tháng 8/2022. CO_2 thu được từ Nhà máy hóa dầu Qilu được vận chuyển đến mỏ dầu Shengli để sử dụng cho việc tăng cường thu hồi dầu. Huaneng (1 trong 5 doanh nghiệp phát điện nhà nước lớn nhất ở Trung Quốc) đã bắt đầu xây dựng dự án CCUS điện đốt than 1,5 triệu tấn/năm ở bể trầm tích Ordos, đây có thể là dự án CCUS điện than lớn nhất thế giới. CNOOC đang khởi động địa điểm lưu trữ CO_2 ngoài khơi đầu tiên của



Hình 10. *Sơ đồ vị trí các dự án CCS trên thế giới trong giai đoạn đang hoạt động (operational), phát triển sớm (early development), đang lên kế hoạch phát triển (advanced development) và đang xây dựng (in construction) [11].*

Trung Quốc ở cửa sông Châu Giang. Một số doanh nghiệp tư nhân (như Guanghui và Hengli) đã công bố triển khai các dự án CCUS ở Trung Quốc [11].

Qua vài thập kỷ, từ ý tưởng ít được quan tâm, đến nay việc lưu trữ địa chất CO_2 đã phát triển và được thừa nhận là biện pháp giảm thiểu khí thải CO_2 quan trọng, lý do là: (1) Nhiều dự án đã được thực hiện thành công ở cấp độ thử nghiệm (pilot), trình diễn (demonstration) và thương mại; (2) Mức độ tin cậy về công nghệ trong các khâu của dự án đã tăng lên đáng kể, làm tăng mức độ an toàn của việc lưu trữ CO_2 trong các đối tượng địa chất; (3) Có sự đồng thuận cao trên thế giới về sự cần thiết phải giảm thiểu khí CO_2 gây hiệu ứng nhà kính.

6. Nghiên cứu, triển khai thu hồi và lưu trữ CO_2 ở Việt Nam

Ở Việt Nam, nghiên cứu cơ bản về thu hồi và lưu trữ CO_2 cấp độ quốc gia vẫn chưa được triển khai đồng bộ. Từ năm 2009, Cục Địa chất và Khoáng sản Việt Nam đã phối hợp với Cơ quan Nghiên cứu Mỏ - Địa chất (BRGM) của Pháp triển khai nghiên cứu "Khả năng lưu trữ khí CO_2 tại Việt Nam đến đâu?" và đã báo cáo kết quả nghiên cứu tại Kỳ họp thứ 8 Diễn đàn kinh tế - tài chính Việt - Pháp tổ chức tại Quảng Ninh từ ngày 16 - 18/11/2009. Nghiên cứu này đã sơ bộ dự báo bể than Quảng Ninh, miền võng Hà Nội và bể Sông Hồng (phần ngoài khơi) phù hợp để tìm kiếm các thành tạo và cấu trúc địa chất cho lưu trữ CO_2 trong các đối tượng là các tầng chứa nước mặn sâu, các mỏ dầu và khí cạn kiệt và các vỉa than không khai thác được. Báo cáo dừng lại ở mức đánh giá sơ bộ tính khả thi cho việc lưu trữ CO_2 trong các đối tượng địa chất và đề xuất với Nhà nước sự cần thiết tiến hành các nghiên cứu chi tiết hơn [10].

Cũng trong năm 2009, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)/ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã phối hợp với Tổng công ty Dầu khí và Kim loại Nhật Bản (JOGMEC) và Công ty Thăm dò Dầu khí Nippon (NOEX) tiến hành dự án tiền khả thi "Nghiên cứu khả năng sử dụng CO_2 nhằm tăng cường thu hồi dầu ngoài khơi Việt Nam, góp phần giảm thiểu thay đổi khí hậu toàn cầu". Giai đoạn I của dự án (nghiên cứu mô hình, mô phỏng và nghiên cứu khả thi) tiến hành từ năm 2009. Giai đoạn II được tiến hành trong năm 2011, VPI cùng JVPC triển khai tiếp chương trình thử nghiệm bơm CO_2 vào giếng N-02P, tầng Miocene dưới, mỏ Rạng Đông, thuộc Lô 15-2. Kết quả nghiên cứu cho thấy việc sử dụng CO_2 để tăng cường thu hồi dầu cho 1 mỏ chưa khả thi về mặt kinh tế do chi phí thu gom và vận chuyển CO_2 đến vị trí giếng bơm quá cao và cần đầu tư trang thiết bị quá lớn. Tuy nhiên, nếu kết hợp thu gom và sử dụng CO_2 đồng thời tại nhiều mỏ dầu thì có thể giảm được chi phí [28].

Năm 2013, Ngân hàng Phát triển Châu Á (ADB) đã lập báo cáo "Triển vọng thu hồi và lưu trữ carbon ở Đông Nam Á" cho 4 quốc gia là Indonesia, Philippines, Thái Lan và Việt Nam. Đối với Việt Nam, báo cáo đã tính toán tiềm năng lưu trữ CO_2 trong đối tượng là tầng chứa nước mặn sâu, cụ thể trong các bể Sông Hồng, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu và Tư Chính - Vũng Mây, và đưa ra ước tính tổng khả năng lưu trữ lý thuyết trong các tầng chứa nước mặn sâu là khoảng 10,4 tỷ tấn CO_2. Tuy nhiên báo cáo chỉ tập trung đánh giá các tầng nước mặn sâu liên quan đến bẫy cấu trúc và bẫy địa tầng và trong các play liên quan đến dầu khí, dẫn đến kết quả tính tiềm năng là khá khiêm tốn, trong đó Sông Hồng và Phú Khánh có khả năng lưu trữ lớn nhất với khoảng 2,5 tỷ tấn CO_2. Tiềm năng lưu trữ cũng được tính toán cho đối tượng là các vỉa than ở khu vực Miền Võng Hà Nội vào khoảng 0,5 tỷ tấn. Các tập vỉa than được tính toán nằm ở độ sâu từ 300 - 1.500 m. Với đối tượng mỏ dầu khí cạn kiệt, sau khi sàng lọc 34 mỏ, lựa chọn các mỏ có tiềm năng lưu trữ trên 10 triệu tấn, tổng tiềm năng chứa của các mỏ ở 4 bể Cửu Long, Malay - Thổ Chu, Nam Côn Sơn và Sông Hồng là 1,15 tỷ tấn CO_2. Mỏ lớn nhất có khả năng lưu trữ khoảng 357 triệu tấn ở bể Cửu Long. Nếu tính riêng bể Cửu Long, có 11 mỏ cạn kiệt với tổng tiềm năng khoảng 692 triệu tấn. Báo cáo cũng kiến nghị cần tiến hành một dự án bơm ép thử nghiệm, ưu tiên ở bể Cửu Long. Đây là nghiên cứu đầu tiên đưa ra các con số ước tính tiềm năng lưu trữ CO_2 ở Việt Nam, tuy nhiên các tài liệu đầu vào sử dụng để tính toán rất hạn chế và từ nhiều nguồn khác nhau, do vậy nhóm tác giả cho rằng, kết quả tính toán được chỉ mang tính chất tham khảo và chưa đánh giá hết tiềm năng của các bể trầm tích ở Việt Nam.

Năm 2015, trong khuôn khổ Chương trình khoa học và công nghệ cấp Nhà nước "Khoa học và công nghệ phục vụ chương trình mục tiêu Quốc gia ứng phó với biến đổi khí hậu", Viện Khoa học Địa chất và Khoáng sản đã thực hiện "Nghiên cứu cơ sở khoa học và thực tiễn, đề xuất giải pháp công nghệ lưu trữ CO_2 trong các hệ tầng, cấu trúc địa chất ở miền Bắc Việt Nam" [10]. Kết quả nghiên cứu cho thấy, trong số các trũng trầm tích trên lãnh thổ miền Bắc Việt Nam bao gồm cả đất liền và ngoài khơi, trũng An Châu, Miền Võng Hà Nội và bể Sông Hồng ngoài khơi vịnh Bắc Bộ là các vị trí rất thích hợp để lưu trữ địa chất CO_2. Các trũng khác trên lục địa phân bố ở các vùng núi xa xôi và điều kiện địa chất phức tạp không thích hợp cho lưu trữ

CO_2. Theo tính toán, khu vực Miền Võng Hà Nội có tiềm năng lưu trữ lý thuyết vào khoảng 11,921 tỷ tấn CO_2, trũng An Châu khoảng 2,131 tỷ tấn CO_2 trong các địa tầng sâu. Báo cáo cũng đã xây dựng mô hình mô phỏng và đánh giá khả năng tiến hành dự án thử nghiệm đối với mỏ khí cạn kiệt Tiền Hải C, với tổng khối tiềm năng lưu trữ khoảng 5 tỷ bộ khối (Bscf), lưu lượng bơm ép tối đa 1,5 triệu bộ khối/ngày đêm. Với việc xây dựng mô hình địa chất và mô phỏng bơm ép, nhóm tác giả đánh giá kết quả của nghiên cứu là một nguồn tham khảo quan trọng khi tiến hành dự án thử nghiệm bơm ép CO_2 tại mỏ Tiền Hải.

Năm 2021, nhằm mục đích lựa chọn địa điểm thích hợp lưu trữ CO_2 từ nguồn phát thải ở Singapore, NUS và ExxonMobil đã tiến hành nghiên cứu đánh giá tiềm năng lưu trữ CO_2 trong các mỏ cạn kiệt và tầng chứa nước mặn sâu ở khu vực Đông Nam Á. Theo tính toán, ở Việt Nam, tiềm năng chứa trong 5 mỏ cạn kiệt (Lan Tây, Rạng Đông, Bạch Hổ, Ruby và Lan Đỏ?) trong 2 phương án "thận trọng" và "lạc quan" lần lượt là 182 triệu tấn và 239 triệu tấn. Tổng tiềm năng của các tầng chứa nước mặn sâu ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn trong 2 phương án này là 11 tỷ tấn và 23 tỷ tấn [29]. Tương tự như các nghiên cứu trước, theo nhóm tác giả, do nguồn tài liệu đầu vào cho tính toán là chưa đầy đủ, nên kết quả nghiên cứu chưa đánh giá hết tiềm năng lưu trữ CO_2 trong các đối tượng địa chất ở Việt Nam.

Tháng 3/2022, OGCI (Oil and Gas Climate Initiative) và GCCSI (Viện CCS toàn cầu) công bố báo cáo thống kê tiềm năng lưu trữ CO_2 của các nước trên thế giới (lần thứ 3), trong đó có Việt Nam. Kết quả thống kê dựa trên tổng hợp các báo cáo/nghiên cứu đã công bố trước đó của CRC (2010), ADB (2013) và Thanh Võ (2019) để đưa ra con số tiềm năng lưu trữ cận thương mại là 0,924 tỷ tấn (mỏ cạn kiệt), tiềm năng chưa phát hiện là 20,826 tỷ tấn (tầng chứa nước mặn sâu). Kết quả thống kê này là tổng của 28 vị trí lưu trữ ở quy mô khu vực và địa phương, nằm tại 7 bể trầm tích. Trong đó, 9 vị trí là tầng chứa nước mặn sâu, 19 liên quan đến dầu khí. Tuy nhiên, báo cáo không đề cập vị trí, địa điểm cụ thể do vậy con số đưa ra chỉ mang tính chất tham khảo [30].

Nghiên cứu của Harsha K.B. và Hon C.L. công bố trên Energy mới đây liên quan đến giảm phát thải ở Việt Nam bằng thu giữ và lưu trữ CO_2. Dựa trên các số liệu địa chất của 7 bể trầm tích (Sông Hồng, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu, Cửu Long, Tư Chính - Vũng Mây, Hoàng Sa - Trường Sa, Phú Khánh), của 8 mỏ khí có OGIP >1 Tcf và 25 mỏ dầu ở các bể Sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn và Malay - Thổ Chu để tính toán tổng tiềm năng lưu trữ CO_2 ở Việt Nam vào khoảng 186 tỷ tấn, đủ để lưu trữ lượng CO_2 trung bình là 224 triệu tấn/năm trong 831 năm. Trong đó, 182 tỷ tấn (98%) từ các tầng chứa nước mặn sâu, 2,8 tỷ tấn (1,5%) từ các mỏ khí cạn kiệt (trong tương lai) và 0,5 tỷ tấn (0,3%) từ các mỏ dầu cạn kiệt. Ngoài ra, việc kết hợp CO_2-EOR và CO_2-EGR ở 39 mỏ dầu và khí ở Việt Nam có thể mang lại thêm lần lượt 1.058 triệu thùng dầu từ các mỏ dầu và 94,5 triệu thùng dầu quy đổi từ các mỏ khí [2].

Các kết quả nghiên cứu và tính toán trên cho thấy bức tranh về tiềm năng lưu trữ CO_2 trong các thành tạo địa chất ở các bể trầm tích trên thềm lục địa Việt Nam. Tuy nhiên, việc triển khai các dự án thu hồi và lưu trữ CO_2 ở Việt Nam vẫn đang đối mặt với nhiều thách thức như chi phí đầu tư lớn, cần sự hỗ trợ từ các đối tác quốc tế, vấn đề liên quan đến pháp lý và quản lý môi trường... Do đó, cần cân nhắc và phân tích kỹ lưỡng để đảm bảo tính bền vững và hiệu quả trong việc giảm thiểu tác động của khí thải nhà kính đến môi trường và khí hậu.

7. Kết luận

Bài báo đã giới thiệu khái quát về lưu trữ địa chất CO_2, bao gồm những vấn đề liên quan đến các đối tượng địa chất phù hợp để lưu trữ, các cơ chế bẫy và giữ CO_2 trong vỉa chứa trong thời gian lâu dài và vĩnh viễn; các biện pháp nhằm theo dõi và giám sát động thái của CO_2 trong và sau quá trình bơm ép xuống vỉa chứa nhằm phòng ngừa và ngăn chặn khả năng CO_2 bị rò rỉ lên mặt đất. Sự phát triển của ngành công nghiệp lưu trữ CO_2 trên thế giới cho thấy vai trò quan trọng của giải pháp này đối với vấn đề giảm phát thải CO_2, giảm hiệu ứng nhà kính và chống biến đổi khí hậu toàn cầu.

Đối với Việt Nam, mặc dù thiếu các số liệu chi tiết liên quan đến đặc điểm địa chất các tầng chứa và tầng chắn tiềm năng (là đặc thù trong ngành dầu khí), nhưng kết quả tính toán cho thấy tiềm năng lưu trữ CO_2 trong các bể trầm tích ở Việt Nam cho đối tượng tầng chứa nước mặn sâu và mỏ cạn kiệt là rất đáng kể, tập trung ở các bể Sông Hồng, Cửu Long và Nam Côn Sơn. Với tổng lượng phát thải CO_2 ở hiện tại và trong tương lai từ các ngành công nghiệp ở Việt Nam, việc triển khai các dự án thử nghiệm và dự án lưu trữ CO_2 quy mô công nghiệp ở Việt Nam là hoàn toàn khả thi. Để các dự án này thành công đòi hỏi các bước triển khai đồng bộ từ việc lựa chọn và đánh giá các nguồn phát thải, phương án vận chuyển và kho chứa thu gom CO_2, đến việc đánh giá chi tiết các vị trí và đối tượng địa chất phù hợp để lưu trữ CO_2. Các công việc này cần được thực hiện theo từng giai đoạn từ tổng quan đến chi tiết, từ lựa chọn đánh giá ở quy mô quốc gia, quy mô bể trầm tích, quy mô đối tượng chứa, đánh giá đặc điểm

các vị trí lưu trữ, đánh giá tính khả thi của các vị trí và dự án cụ thể, kết hợp với đánh giá hiệu quả kinh tế và các hiệu ứng mang lại.

Tài liệu tham khảo

[1] Intergouvernemental Panel on Climate Change, *Climate change 2007: The physical science basis*. Cambridge University, 2007.

[2] Harsha Kumar Bokka and Hon Chung Lau, "Decarbonising Vietnam's power and industry sectors by carbon capture and storage", *Energy*, Vol. 262. DOI: 10.1016/j.energy.2022.125361.

[3] Mai Bui, Claire S. Adjiman, André Bardow, Edward J. Anthony, Andy Boston, Solomon Brown, Paul S. Fennell, Sabine Fuss, Amparo Galindo, Leigh A. Hackett, Jason P. Hallett, Howard J Herzog, George Jackson, Jasmin Kemper, Samuel Krevor, Geoffrey C. Maitland, Michael Matuszewski, Ian S. Metcalfe, Camille Petit, Graeme Puxty, Jeffrey Reimer, David M. Reiner, Edward S. Rubin, Stuart A. Scott, Nilay Shah, Berend Smit, JP Martin Trusler, Paul Webley, Jennifer Wilcox, and Niall Mac Dowell, "Carbon capture and storage (CCS): The way forward", *Energy Environmental Science*, Vol. 11, No. 5, pp. 1062 - 1176, 2018. DOI: 10.1039/C7EE02342A.

[4] Asian Development Bank (ADB), "Prospects for carbon capture and storage in Southeast Asia", 2013. [Online]. Available: https://www.adb.org/sites/default/files/publication/31122/carbon-capture-storage-southeast-asia.pdf.

[5] Temitope Ajayi, Jorge Salgado Gomes, and Achinta Bera, "A review of CO_2 storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches", *Petroleum Science*, Vol. 16, No. 5, pp. 1028 - 1063. DOI: 10.1007/s12182-019-0340-8.

[6] Monitor Scientific LLC, *Natural and industrial analogues for geological storage of carbon dioxide*. Sallie Greenberg, Illinois State Geological Survey, USA, 2009.

[7] IEA, "Net zero by 2050 - A roadmap for the global energy sector", 2021. [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050.

[8] Bộ Tài nguyên và Môi trường, *"Báo cáo kỹ thuật phục vụ xây dựng chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050"*, 2022.

[9] Stefan Bachu, "Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO_2 in geological media in response to climate change", Environment *Geology*, Vol. 44, No. 3, pp. 277 - 289, 2003. DOI: 10.1007/s00254-003-0762-9.

[10] Hồ Hữu Hiếu, *"Nghiên cứu cơ sở khoa học và thực tiễn, đề xuất giải pháp công nghệ cất giữ CO_2 trong các hệ tầng, cấu trúc địa chất ở miền Bắc Việt Nam"*, Viện Khoa học Địa chất và Khoáng sản, 2015.

[11] Global CCS institute, *"Global status of CCS 2022"*, 2022.

[12] Global CCS institute, *"Global status of CCS 2021"*, 2021.

[13] Arshad Raza, Reza Rezaee, Raoof Gholami, Chua Han Bing, Ramasamy Nagarajan, and Mohamed Ali Hamid, "A screening criterion for selection of suitable CO_2 storage sites", *Journal of Natural Gas Science and Enginnering*, Vol. 28, pp. 317 - 327, 2016. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.11.053.

[14] Curt M. White, Duane H. Smith, Kenneth L. Jones, Angela L. Goodman, Sinisha A. Jikich, Robert B. LaCount, Stephen B. DuBose, Ekrem Ozdemir, Badie I. Morsi , and Karl T. Schroeder, "Sequestration of carbon dioxide in coal with enhanced coalbed methane recovery a review", *Energy Fuels*, Vol. 19, No. 3, pp. 659 - 724, 2005. DOI: 10.1021/ef040047w.

[15] Mojgan Hadi Mosleh, Majid Sedighi, Masoud Babaei, and Matthew Turner, "Geological sequestration of carbon dioxide", *Managing Global Warming*. Elsevier, 2019, pp. 487 - 500. DOI: 10.1016/B978-0-12-814104-5.00016-8.

[16] Mohammed D. Aminu, Seyed Ali Nabavi, Christopher A. Rochelle, and Vasilije Manovic, "A review of developments in carbon dioxide storage", *Applied Energy*, Vol. 208, pp. 1389 - 1419, 2017. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.09.015.

[17] Dork L. Sahagian, Alexander A. Proussevitch, and William D. Carlson, "Analysis of vesicular basalts and lava emplacement processes for application as a paleobarometer/paleoaltimeter", *Journal of Geology*, Vol. 110, No. 6, pp. 671 - 685, 2002. DO: 10.1086/342627.

[18] Arshad Raza, Guenther Glatz, Raoof Gholami, Mohamed Mahmoud, and Saad Alafnan, "Carbon mineralization and geological storage of CO_2 in basalt: Mechanisms and technical challenges", *Earth-Science Reviews*, Vol. 229, 2022. DOI: 10.1016/j.earscirev.2022.104036.

[19] Sandra Ó. Snæbjörnsdóttir, Frauke Wiese,

Thrainn Fridriksson, Halldór Ármansson, Gunnlaugur M. Einarsson, and Sigurdur R. Gislason, "CO_2 storage potential of basaltic rocks in Iceland and the oceanic ridges", *Energy Procedia*, Vol. 63, pp. 4585 - 4600, 2014. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.11.491.

[20] David Goldberg and Angela L. Slagle, "A global assessment of deep-sea basalt sites for carbon sequestration", *Energy Procedia*, Vol. 1, No. 1, pp. 3675 - 3682, 2009. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.02.165.

[21] Gokhan Aydin, Izzet Karakurt, and Kerim Aydiner, "Evaluation of geologic storage options of CO_2: Applicability, cost, storage capacity and safety", *Energy Policy*, Vol. 38, No. 9, pp. 5072 - 5080, 2010. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.04.035.

[22] J. Kaldi, *"Reservoirs, seals, traps and other key issues for geological storage of CO_2"*, 2009.

[23] Stefan Bachu, "Review of CO_2 storage efficiency in deep saline aquifers", *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 40, pp. 188 - 202, 2015. DOI: 10.1016/j.ijggc.2015.01.007.

[24] Sally M. Benson and David R. Cole, "CO_2 sequestration in deep sedimentary formations", *Elements*, Vol. 4, No. 5, pp. 325 - 331, 2008. DOI: 10.2113/gselements.4.5.325.

[25] S. Kimura, *"Study on the potential for the promotion of carbon dioxide capture, utilisation, and storage in ASEAN countries"*.

[26] Thomas Vangkilde-Pedersen, Karen Lyng Anthonsen, Nikki Smith, Karen Kirk, Filipneele, Bertvan der Meer, YannLe Gallo, DanBossie-Codreanu, Adam Wojcicki, Yves-Michel Le Nindre, Chris Hendriks, Finn Dalhoff, and Niels Peter Christensen "Assessing European capacity for geological storage of carbon dioxide-the EU GeoCapacity project", *Energy Procedia*, Vol. 1, No. 1, pp. 2663 - 2670, 2009. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.02.034.

[27] Peta Ashworth, Shelley Rodriguez, and Alice Miller, *"Case study of the CO_2 CRC otway project"*, CSIRO, 2010.

[28] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, "Nghiên cứu khả năng sử dụng CO_2 nhằm tăng cường thu hồi dầu ngoài khơi Việt Nam, góp phần giảm thiểu thay đổi khí hậu toàn cầu", *Diễn đàn Kinh tế - Tài chính Việt - Pháp lần thứ 8, Quảng Ninh, 2009*.

[29] E. Li, et. al, *"Carbon capture and storage prospects in ASEAN"*, 2021.

[30] Shelagh Baines, Chris Consoli, Alison Davies, Rachael Jennings, Elle Lashko, Joey Minervini, and Angus Wright, "CO_2 storage resource catalogue - Cycle 3 report", 2022. [Online]. Available: https://www.ogci.com/wp-content/uploads/2022/03/CSRC_Cycle_3_Main_Report_Final.pdf.

CO_2 SEQUESTRATION IN GEOLOGICAL FORMATIONS AND ASSESSMENT OF CO_2 STORAGE POTENTIAL IN VIETNAM

Nguyen Quang Tuan, Bui Huy Hoang, Do Manh Toan, Nguyen Hoang Anh
Vietnam Petroleum Institute
Email: tuannq@vpi.pvn.vn

Summary

Climate change is causing many negative impacts on the earth and humans. Among the methods to reduce CO_2 emissions from human activities into the atmosphere, CO_2 capture and sequestration in geological formations (CCS) has become an effective one. CCS includes four stages: capture, transport, storage, and monitoring of CO_2 underground to ensure safe and long-term storage. The mechanisms for storing CO_2 include physical and chemical/geochemical. Suitable objects for CO_2 storage are depleted oil and gas fields, deep saline aquifers, basalt formations, or coal seams that cannot be extracted by conventional methods. The article provides an update on the status of research and implementation of CCS globally, in the Southeast Asian region and Vietnam specifically, and summarises the findings of various studies on the potential for geological storage of CO_2 in Vietnam.

Key words: CO_2 storage, geological formation.

DầuKhí
KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

THU HỒI, SỬ DỤNG VÀ LƯU TRỮ CO_2 (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_2 được sử dụng để gia tăng thu hồi dầu (CO_2-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_2 (CCUS), tăng cường thu hồi dầu (EOR), bơm ép CO_2, thăm dò khai thác dầu khí.

1. Giới thiệu

Thu giữ, sử dụng và lưu trữ CO_2 (carbon capture utilisation and storage - CCUS) là công nghệ liên quan đến việc thu hồi CO_2 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_2 cũng có thể được thu hồi trực tiếp từ khí quyển. CO_2 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_2 khỏi khí tự nhiên trước khi vận chuyển bằng đường ống, bơm ép CO_2 vào các thành tạo địa chất để giảm cường độ phát thải hoặc bơm ép CO_2 vào các tầng chứa để gia tăng thu hồi dầu. Một số quá trình trong công nghiệp dầu khí tạo ra các dòng CO_2 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_2 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].

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.

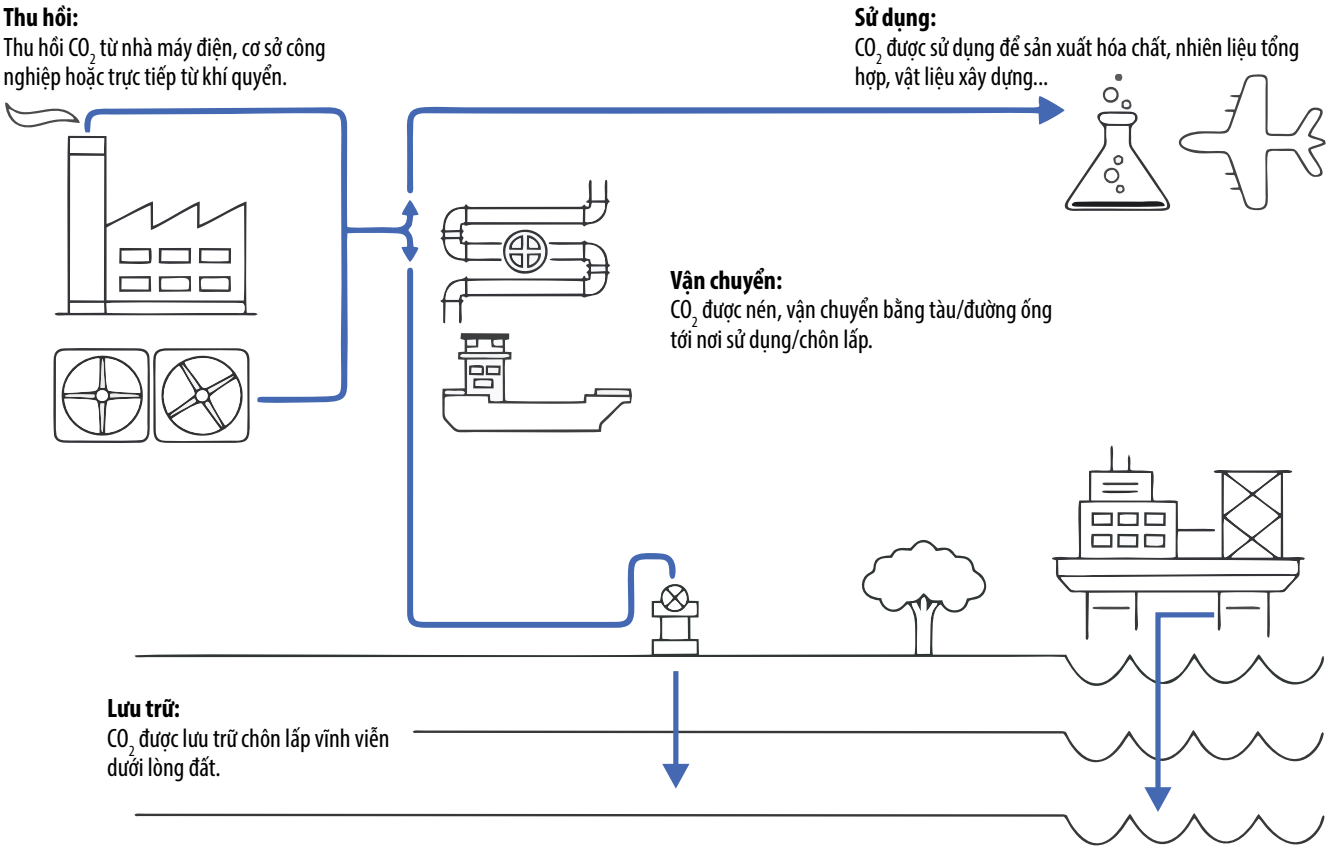
Lĩnh vực chế biến khí có tiềm năng áp dụng CCUS với chi phí thấp. Ngày nay, 11 trong số 21 cơ sở CCUS quy mô lớn (thu giữ ít nhất 0,8 triệu tấn CO_2/năm đối với nhà máy điện chạy bằng than và 0,4 triệu tấn/năm đối với các cơ sở công nghiệp khác) đang hoạt động trên toàn thế giới kết hợp với các nhà máy khí tự nhiên, thu giữ khoảng 21,5 triệu tấn CO_2/năm [1, 2].

CCUS có thể giúp thương mại hóa các mỏ khí CO_2 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_2 cao ở Malaysia.

Sử dụng CO_2 để gia tăng thu hồi dầu (CO_2-EOR) đã được sử dụng trong nhiều thập kỷ. CO_2 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_2 vĩnh viễn. CO_2 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



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_2 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_2 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, là dấu mốc quan trọng và cơ hội để nâng cao CCUS trong khu vực. IEA ước tính tiềm năng lưu trữ khoảng 170 Gt CO_2 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_2 vào các mỏ dầu làm tăng áp suất tầng chứa và cải thiện tính lưu động của dầu để tăng cường thu hồi (CO_2-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_2-EOR, bởi cơ sở hạ tầng đường ống rộng khắp khoảng 8.000 km. Hiện nay, từ 0,3 - 0,6 tấn CO_2 được đưa vào quy trình EOR trên mỗi thùng dầu được sản xuất tại Mỹ. Các quốc gia khác áp dụng CO_2-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_2-EOR đòi hỏi phải bơm từ 60 - 390 tỷ tấn CO_2, so với tổng lượng phát thải CO_2 liên quan đến năng lượng khoảng 33 tỷ tấn vào năm 2019 [3]. Việc triển khai rộng rãi các dự án CO_2-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_2 giá rẻ, đáng tin cậy gần các mỏ dầu. Mô hình của IEA cho thấy tiết kiệm phát thải ròng từ CO_2-EOR lên tới 0,5 - 1,5 tấn CO_2 trên mỗi tấn dầu được khai thác do bơm ép, tùy thuộc vào dự án và loại dầu [3].

3. Sử dụng CO_2 trong thăm dò khai thác dầu khí

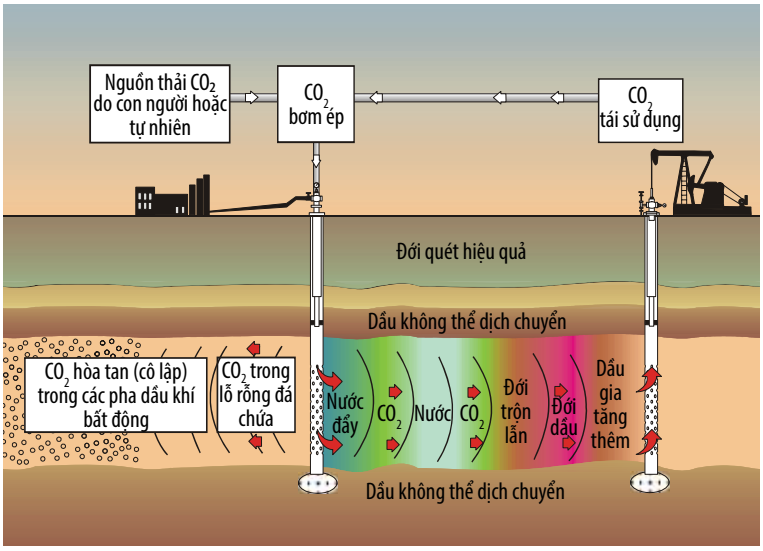
CO_2 có thể sử dụng trực tiếp hay gián tiếp cho các sản phẩm và dịch vụ. Tiêu thụ CO_2 toàn cầu đạt khoảng 230 triệu tấn/năm, trong đó công nghiệp phân bón sử dụng 125 triệu tấn/năm, tiếp theo là công nghiệp dầu khí khoảng 70 - 80 triệu tấn/năm để thực hiện các dự án nâng cao thu hồi dầu (EOR) [3].

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

cao CO_2 và lưu trữ địa chất đã thu hút sự quan tâm lớn của nhiều quốc gia. CO_2 đã và đang đóng vai trò quan trọng trong phát triển mỏ dầu khí, đặc biệt là trong EOR. Bơm ép trộn lẫn CO_2 (CO_2 miscible flooding), bơm ép không trộn lẫn CO_2 (CO_2 immiscible flooding), bơm ép CO_2 giếng đơn (CO_2 single well huff and puff), bơm ép bọt CO_2 (CO_2 foam flooding), nứt vỡ vỉa sử dụng bọt CO_2 (CO_2 foam fracturing), khoan sử dụng CO_2 siêu tới hạn (supercritical CO_2 drilling), khai thác khí đá phiến, khí than, băng cháy bằng cách thay thế CO_2 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_2 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_2 (CO_2-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_2 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_2 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_2-EOR đang hoạt động chủ



Hình 2. *Sơ đồ thực hiện gia tăng thu hồi dầu bằng bơm ép nước - khí CO_2 luân phiên [6].*

yếu dựa trên quá trình CO_2 trộn lẫn. Tuy nhiên, lo ngại đối với dịch chuyển trộn lẫn CO_2 là hiện tượng kết tủa asphalt có thể làm tắc tầng chứa, giảm khả năng thu hồi dầu nếu một lượng CO_2 vừa đủ được hòa tan vào dầu thô [5].

Khí CO_2 được bơm vào vỉa khi thực hiện EOR thường có độ tinh khiết từ 95 - 99% (thể tích). CO_2 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_2 luân phiên được sử dụng phổ biến nhất (Hình 2).

Một phần CO_2 được bơm vào (30 - 70%) trở lại cùng với dầu khai thác và thường được tách, nén, bơm lại vào tầng chứa. CO_2 còn lại sẽ được lưu trữ vĩnh viễn trong tầng chứa [5]. Việc cung cấp CO_2 phải được đảm bảo trong toàn bộ vòng đời của dự án, thường từ 10 - 30 năm. Tốc độ dòng CO_2 bơm ép thay đổi theo thời gian, trong trường hợp cung cấp CO_2 liên tục, phải có hệ thống chứa CO_2 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_2-EOR và chủ yếu là các dự án trên đất liền. Chỉ có 1 dự án CO_2-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_2/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_2/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

Mỹ sẵn có mạng lưới đường ống CO_2 rộng khắp, nhu cầu sử dụng CO_2 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_2, 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_2 toàn cầu gần 40 triệu tấn CO_2/năm), trong đó công suất thu hồi CO_2 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_2 (khoảng 40% tổng lượng CO_2 thu hồi toàn cầu tính từ năm 1990 đến nay). ExxonMobil đang sở hữu khoảng 1/5 công suất thu giữ CO_2 toàn cầu, thu hồi khoảng 9 triệu tấn CO_2 vào năm 2020 (23% lượng CO_2 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_2/năm. Occidental Petroleum hiện đang sở hữu 2 nhà máy tại Mỹ với tổng công suất 6,3 triệu tấn CO_2/năm. Các công ty dầu khí lớn khác trên thế giới sở hữu nhà máy thu hồi CO_2 như Petrobras là 4,6 triệu tấn CO_2/năm, Qatar Petroleum - 2,1 triệu tấn CO_2/năm, Equinor - 1,7 triệu tấn CO_2/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_2/năm vào năm 2030 và 50 triệu tấn CO_2/năm vào năm 2050 [11]. Shell đặt mục tiêu tăng công suất CCUS đạt 25 triệu tấn CO_2/năm vào năm 2035 [12]. TotalEnergies đặt mục tiêu tăng công suất CCUS đạt 5 - 10 triệu tấn CO_2/năm vào năm 2030 [13]. Repsol đặt mục tiêu tăng công suất CCUS đạt 1,3 triệu tấn CO_2/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_2 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_2, 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_2 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_2 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_2.

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_3) ít phát thải ở Indonesia (tháng 3/2021). ExxonMobil công bố Trung tâm CCS, với kế hoạch thu giữ CO_2 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_2 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_2/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_2 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_2/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 dần dần, 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_2, cơ sở xử lý…).

Các dự án CO_2-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_2 cao; ii) thiếu nguồn cung cấp CO_2 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_2-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_2; 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_2 lưu trữ và 10 USD/tấn CO_2 sử dụng trong EOR [3]. Thuế carbon (thuế CO_2 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_2 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.

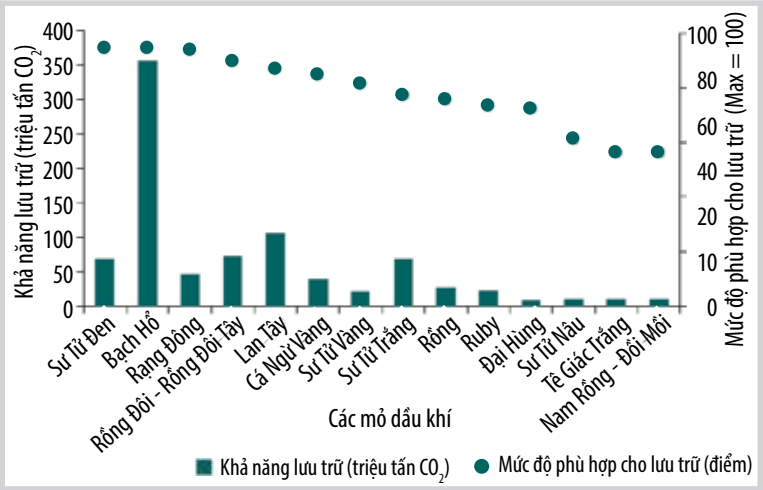
Tại Mỹ, biện pháp kích thích đầu tư CCUS đáng kể đã đưa ra vào năm 2018 với luật mở rộng và nâng cao tín dụng thuế 45Q. Theo luật này, sẽ cung cấp tới 50 USD cho mỗi tấn CO_2 được lưu trữ vĩnh viễn trong các thành tạo địa chất và 35 USD cho mỗi tấn CO_2 được sử dụng cho EOR hoặc các mục đích công nghiệp 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_2 dùng chung với các nguồn thu hồi CO_2 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 tăng cường thu hồi khí methane (ECBM) ở tầng than là khoảng 12 gigaton (Gt) CO_2, trong đó các tầng chứa nước khoáng hóa có tiềm năng lớn nhất

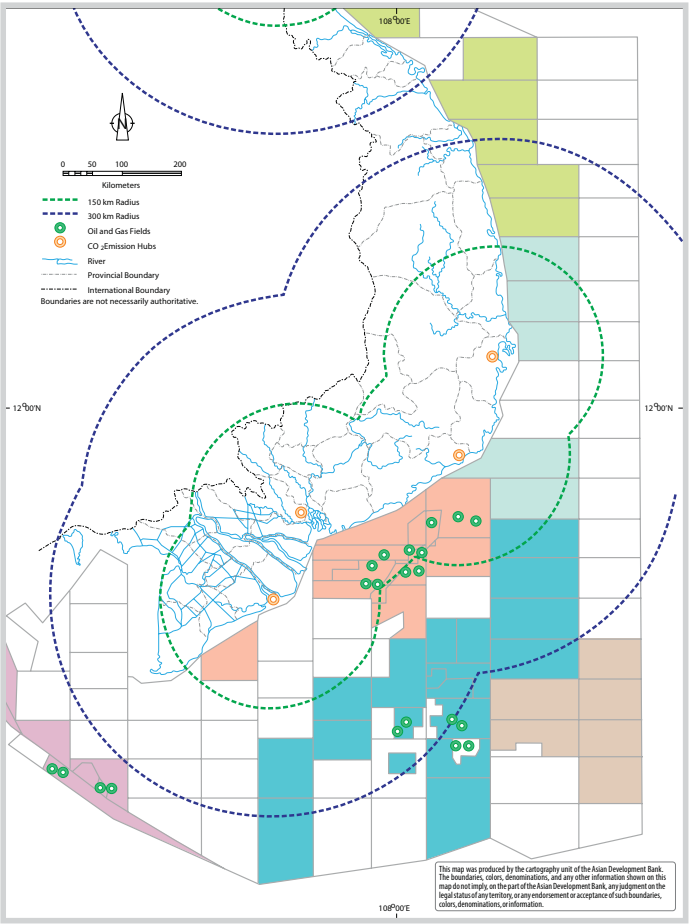


Hình 3. *Xếp hạng các mỏ dầu khí theo khả năng và mức độ phù hợp lưu trữ CO_2 [17].*

khoảng hơn 10 Gt [17]. Đối tượng tầng chứa nước khoáng hóa mặc dù có tiềm năng lưu trữ CO_2 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_2. Nếu chỉ xét đến các mỏ có tiềm năng lưu trữ lớn hơn 10 triệu tấn CO_2 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_2, với mỏ lớn nhất là hơn 300 triệu tấn CO_2. Khả năng lưu trữ này sẽ khả dụng khi các mỏ cạn kiệt hoặc khi thực hiện CO_2-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_2. 10 địa điểm lưu trữ được xếp hạng hàng đầu có sức chứa từ 23 - 357 triệu tấn CO_2. 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_2. 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_2 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_2 sẽ là nhà máy điện khí tự nhiên và các nhà máy điện than. Các nguồn CO_2 tinh khiết từ các nhà máy xử lý khí lớn hơn có thể có trong tương lai khi các mỏ khí CO_2 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_2 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 4. *Vòng tròn bán kính 150 km và 300 km xung quanh các nguồn phát thải CO_2 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_2 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_2 (CO_2-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_2 ước tính góp phần nâng cao sản lượng thêm hơn 32 triệu thùng dầu với chi phí khoảng 1 tỷ USD cho tách CO_2, 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_2-EOR cho mỏ Rạng Đông ở quy mô mỏ 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_2 giếng đơn (CO_2 Huff n Puff pilot test) được thiết kế để đánh giá tính khả thi về mặt kỹ thuật của CO_2-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_2 ở giếng N-02P vào tầng chứa dầu Miocence dưới, mỏ Rạng Đông, Lô 15-2, bể Cửu Long. Đây là thử nghiệm CO_2-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_2 giếng đơn (CO_2-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_2 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_2 đồng thời tại nhiều mỏ dầu có thể giảm được chi phí.

Việc nghiên cứu, triển khai CCUS, CO_2-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_2 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_2 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_2 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_2 trong tương lai đây là các nguồn cung CO_2 khá lớn. Petrovietnam có thế mạnh sử dụng, tái chế CO_2 như: sử dụng CO_2 cho nâng cao hệ số thu hồi dầu, sản xuất đạm, nhiên liệu tổng hợp, hóa chất, vật liệu... Các mỏ dầu khí sắp cạn kiện có thể tận dụng làm các cơ sở lưu trữ, chôn lấp CO_2 đồng thời có thể tận dụng

các hạ tầng đường ống thu gom hiện tại để vận chuyển CO_2. Ngoài ra, công nghệ bơm ép CO_2 vào tầng chứa, vận chuyển CO_2 bằng tàu thủy là thế mạnh của Petrovietnam. Các kỹ thuật, công nghệ tìm kiếm các đối tượng địa chất để lưu trữ CO_2 (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_2 (CCUS), Việt Nam cần cập nhật các nghiên cứu đánh giá tiềm năng lưu trữ địa chất CO_2 của các mỏ dầu khí khi khai thác cạn kiệt; mở rộng nghiên cứu đánh giá tiềm năng lưu trữ địa chất CO_2 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_2-EOR, Petrovietnam cần cập nhật các nghiên cứu, đánh giá, triển khai bơm ép CO_2 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_2, cam kết của Việt Nam về giảm phát thải tại COP26…; đánh giá khả năng thực hiện CO_2-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_2; tăng cường nghiên cứu, đánh giá tiềm năng sử dụng CO_2 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_2 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_2 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_2/triển khai lắp đặt hệ thống thu hồi, lưu trữ CO_2 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_2 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_2 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_2 nói riêng; bổ sung tiêu chí bảo vệ môi trường, chi phí phát thải CO_2 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_2 capture and sequestration", 2010. [Online]. Available: https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/21403705.

[6] Advanced Resources International and Melzer Consulting, "Optimization of CO_2 storage in CO_2 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.

[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.

[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 Khương, *"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_2-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_2 from external sources. In oil and gas exploration and production, using CO_2 to enhance oil recovery (CO_2-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_2 injection.

DầuKhí
KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

VẬN DỤNG CÁC NGUYÊN LÝ ĐIỆN LY KẾT HỢP VỚI CÂN BẰNG PHA VÀ HÓA KEO CHO CÔNG TÁC XỬ LÝ ACID ĐỂ KHÔI PHỤC LƯU LƯỢNG GIẾNG KHAI THÁC

Trần Hồng Nam, Nguyễn Hoàng Đức, Nguyễn Hải An, Phùng Văn Hải, Nguyễn Xuân Lộc
Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí
Email: annh1@pvep.com.vn
https://doi.org/10.47800/PVSI.2023.01-03

Tóm tắt

Xử lý acid là phương pháp phổ biến để xử lý nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng, giúp phục hồi năng suất của giếng sau thời gian khai thác. Tuy nhiên, công nghệ này cũng tiềm ẩn rủi ro, có thể gây hỏng giếng bởi dễ phát sinh các phản ứng hóa lý hoặc hóa học thứ cấp do lựa chọn không chính xác thành phần và hàm lượng acid. Các phản ứng hóa lý diễn ra trong vỉa chứa chủ yếu là phản ứng điện ly thuận - nghịch nên cần kiểm soát chiều phản ứng theo hướng có lợi.

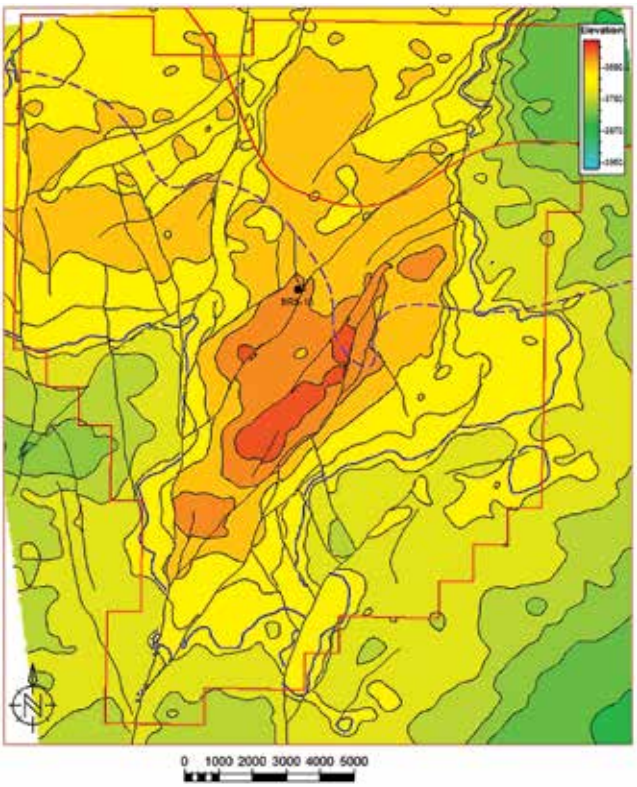
Bài báo giới thiệu việc vận dụng các nguyên lý về cân bằng pha, hóa keo và điện ly để có thể lựa chọn chính xác hệ acid tương thích với thành phần đất đá, chất lưu trong vỉa chứa, đồng thời hạn chế tối đa các phản ứng phụ có thể tạo ra kết tủa hay nhũ tương/chất keo làm bít nhét, phá hủy vỉa. Giải pháp này đã được áp dụng thành công cho giếng khai thác BRS-13 và BRS-18, mỏ Bir Seba, Lô 433a & 416b, Algeria.

Từ khóa: Xử lý acid, cân bằng pha, hóa keo, xử lý cận đáy giếng, khôi phục khai thác, mỏ Bir Seba.

1. Giới thiệu

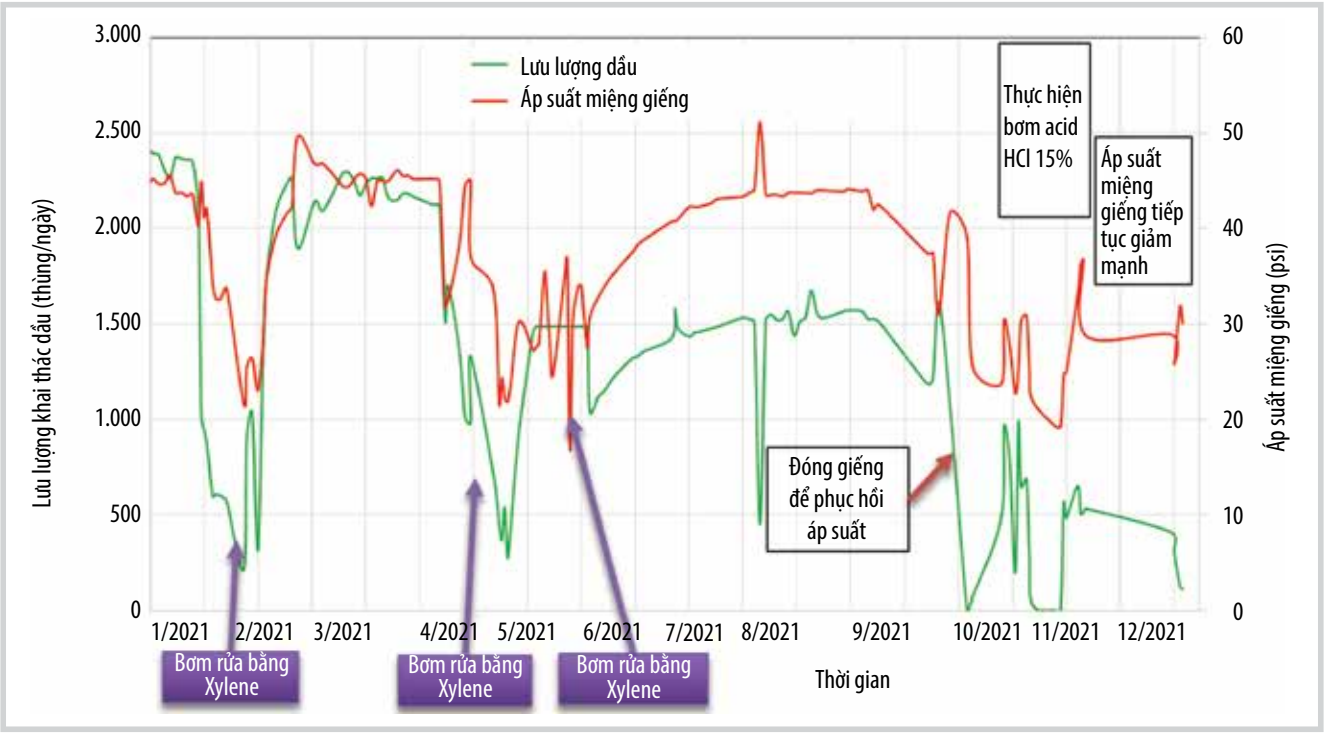
Mỏ Bir Seba nằm trong vùng Touggourt Algeria, sa mạc Sahara, cách thủ đô Alger khoảng 550 km về phía Đông Nam và cách mỏ Hassi Messaoud khoảng 100 km về phía Đông Bắc [1]. Mỏ được khai thác từ tháng 8/2015, lưu lượng hiện tại đạt khoảng 18.000 thùng dầu/ngày theo cơ chế giảm áp tự nhiên (chưa có sự hỗ trợ của nước bơm ép hoặc hệ thống gas lift) với tổng số 16 giếng khai thác từ đối tượng cát kết tầng Hamra. Tổng trữ lượng dầu thu hồi ước đạt khoảng 8% trữ lượng dầu tại chỗ, tương đương 30% so với tổng lượng dầu có thể thu hồi. Bản đồ đẳng sâu nóc tầng Hamra và sơ đồ vị trí các giếng được thể hiện như Hình 1.

BRS-13 là giếng khai thác chủ lực nằm ở khu vực trung tâm mỏ Bir Seba, có lưu lượng khai thác dầu ban đầu khoảng 2.000 thùng/ngày. Tuy nhiên đến cuối tháng 4/2021, lưu lượng khai thác suy giảm đột ngột xuống còn 700 thùng/ngày. Sau khoảng thời gian đóng giếng cho



Hình 1. *Bản đồ đẳng sâu nóc tầng Hamra và sơ đồ vị trí giếng [2].*

Ngày nhận bài: 1/2/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 1 - 28/2/2023.
Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/11/2023.



Hình 2. *Động thái khai thác giếng BRS-13 và các đợt can thiệp giếng [2].*

chiến dịch bảo dưỡng toàn mỏ vào cuối tháng 10/2021, giếng có biểu hiện lưu lượng không ổn định và dừng hẳn (Hình 2) khai thác dẫn tới sản lượng khai thác toàn mỏ luôn ở mức thấp hơn thiết kế của hệ thống, ảnh hưởng lớn đến hiệu quả kinh tế của dự án. Nhà điều hành đã thực hiện các biện pháp can thiệp giếng như: bơm rửa muối lòng giếng, gọi dòng bằng nitro, xử lý vùng cận đáy giếng bằng bơm dung dịch HCl nồng độ 15% nhằm đưa giếng cho dòng trở lại, nhưng kết quả đều không đạt kỳ vọng. Việc tìm ra giải pháp khôi phục khai thác cho giếng BRS-13 có ý nghĩa rất lớn trong việc đảm bảo kế hoạch sản lượng, duy trì được quỹ giếng theo đúng chiến lược phát triển mỏ.

2. Phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng bằng acid

2.1. Nguyên lý cơ bản của phản ứng điện ly

Trong các giải pháp công nghệ xử lý nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng thì phương pháp acid là phổ biến nhất, giúp phục hồi năng suất của giếng sau thời gian khai thác [2]. Tuy nhiên, công nghệ này cũng tiềm ẩn rủi ro khi lựa chọn không chính xác thành phần và hàm lượng acid làm phát sinh các phản ứng phụ, có thể gây hỏng giếng. Các phản ứng hóa lý diễn ra trong vỉa chứa chủ yếu là phản ứng điện ly 2 chiều. Bằng cách nắm vững và vận dụng các nguyên lý về cân bằng pha, hóa keo và điện ly, có thể lựa chọn chính xác hệ acid tương thích với thành phần đất đá, chất lưu trong vỉa chứa, thúc đẩy được chiều phản ứng hóa học như mong muốn, hạn chế tối đa các phản ứng phụ, tránh tạo ra các kết tủa hay nhũ tương/chất keo làm bít nhét phá hủy vỉa.

Các hỗn hợp acid chủ yếu được sử dụng để xử lý vùng cận đáy giếng là dung dịch acid muối (thành phần chủ yếu là HCl) và acid sét (thành phần chính là HF). Dung dịch acid muối có tác dụng hòa tan thành phần carbonate của đá chứa, các lắng đọng muối vô cơ, hòa tan một phần sét đá chứa và sét gây bồi lắng nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng. Còn acid sét hòa tan vật liệu nhiễm bẩn vô cơ có chứa các khoáng sét SiO_2 [3, 4]. Các phương trình phản ứng phổ biến giữa các acid HCl, HF và khoáng vật trong vỉa như sau:

$$CaCO_3 + 2HCl \rightarrow CaCl_2 + CO_2^{\uparrow} + H_2O \quad (1)$$

$$CaMg(CO_3)_2 + 4HCl \rightarrow CaCl_2 + MgCl_2 + 2CO_2^{\uparrow} + 2H_2O \quad (2)$$

$$SiO_2 + 4HF \leftrightarrow SiF_4 + 2H_2O \quad (3)$$

$$SiF_4 + 2F^- \leftrightarrow SiF_6^{2-} \quad (4)$$

$$SiF_6^{2-} + H_2O \leftrightarrow H_4SiO_4 + 4HF + 2F^- \quad (5)$$

$$Al_3 + 3F^- \leftrightarrow AlF_3 \quad (6)$$

$$Al_3 + 3OH^- \leftrightarrow Al(OH)_3 \quad (7)$$

Các phương trình hóa học (3), (4), (5), (6), (7) là phương trình điện ly 2 chiều. Chiều phản ứng sẽ phụ thuộc vào nồng độ các chất tham gia phản ứng, điều kiện nhiệt độ, áp suất diễn ra phản ứng. Nếu không chú ý đến đặc điểm thạch học của vỉa chứa cũng như điều kiện thủy động lực

thì khi bơm acid với nồng độ không thích hợp sẽ gây ra chiều phản ứng ngược hoặc phản ứng phụ không mong muốn như phương trình (8), (9), tạo ra các kết tủa thứ cấp (AlF_3, $Al(OH)_3$, $CaSiF_6$, Na_2SiF_6, hoặc hình thành nhũ tương...) [5].

$$2Na^{+} + SiF_6^{2-} \rightarrow Na_2SiF_6 \quad (8)$$

$$Ca^{2+} + SiF_6^{2-} \rightarrow CaSiF_6 \quad (9)$$

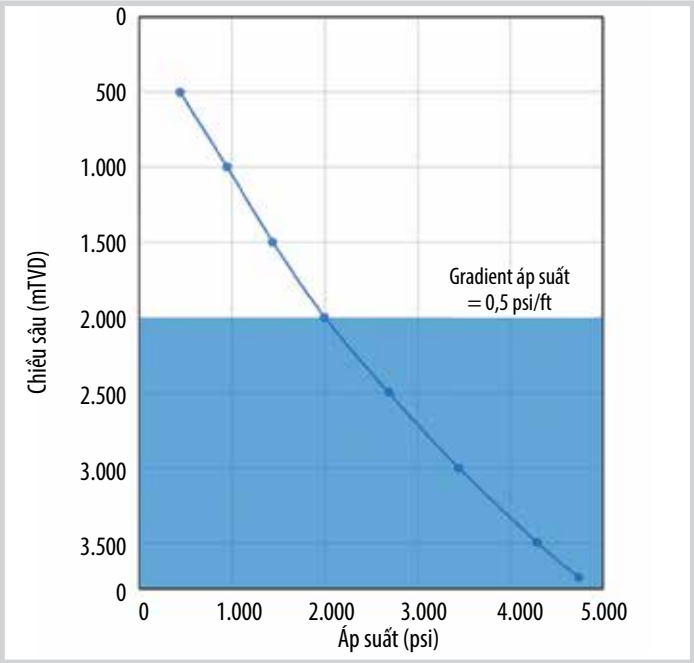
2.2. Xác định các vấn đề ảnh hưởng tới khả năng cho dòng của giếng

2.2.1. Cụm nước cục bộ (water blockage)

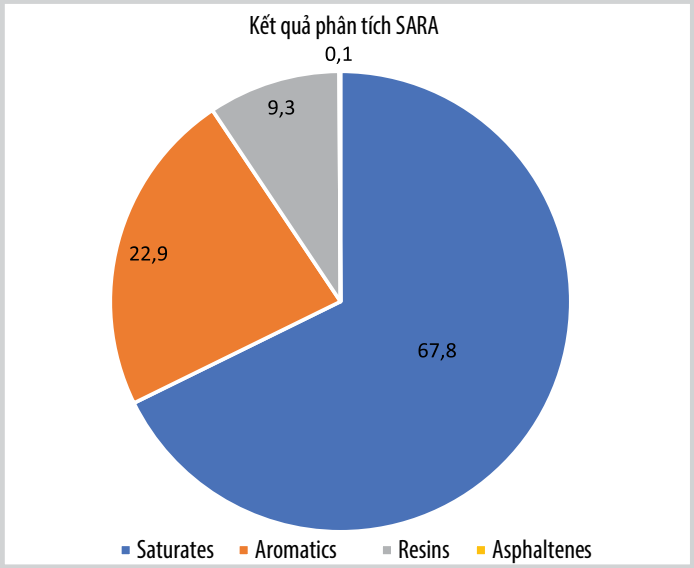
Kết quả khảo sát gradient áp suất tĩnh trong điều kiện ổn định (Hình 3) cho thấy có cột nước xuất hiện từ độ sâu 2.000 m xuống đáy giếng. Từ việc phân tích số liệu khai thác (mỏ chưa tiến hành bơm ép nước, giếng BRS-13 nằm ở khu vực trung tâm, cách xa ranh giới dầu nước, kết quả phân tích hàm lượng nước...) có thể đây là nước kỹ thuật (tích tụ từ những lần dùng nước kỹ thuật bơm rửa muối trong lòng giếng). Do giếng bị đóng trong chiến dịch đóng mỏ để bảo dưỡng thiết bị (tuần cuối tháng 10/2021), kết hợp với áp suất vỉa bị suy giảm sau khoảng thời gian dài khai thác nên đã gây ra hiện tượng tích tụ lỏng (liquid loading). Đây là nguyên nhân chính dẫn tới sự xuất hiện của cột nước, sau đó nước xâm nhập ngược vào vỉa, tạo thành các cụm nước cục bộ trong vùng lân cận đáy giếng làm suy giảm nghiêm trọng độ thấm hiệu dụng của dầu.

2.2.2. Xuất hiện hỗn hợp keo asphaltene (sludge)

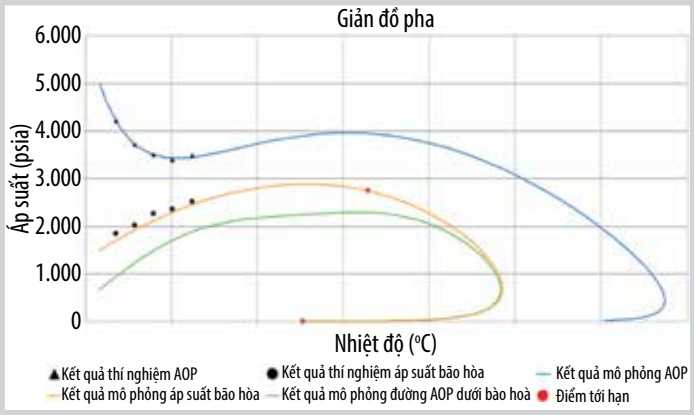
Nhóm tác giả đã sử dụng phương trình trạng thái CPA EOS [4] kết hợp với nguyên lý cân bằng pha để dự báo khả năng mất ổn định của hệ chất lưu. Kết quả cho thấy chất lưu ở mỏ Bir Seba có chứa nhiều thành phần hydrocarbon no (lên tới 67%) dễ tạo asphaltene (Hình 4 và Bảng 1) [6]. Tại điều kiện vỉa ban đầu, chất lưu vỉa ở trạng thái cân bằng 1 pha (dầu). Tuy nhiên, sau khoảng 7 năm khai thác, áp suất vỉa suy giảm mạnh (từ 8.000 psi xuống còn 5.000 psi) dẫn tới áp suất động ở đáy giếng lúc khai thác giảm xuống dưới giá trị áp suất tạo asphaltene (4.800 psi), chất lưu bị phá vỡ trạng thái cân bằng pha ban đầu, có sự xuất hiện của pha mới (pha rắn) là asphaltene (Hình 5) trong ống khai thác. Khi bơm rửa cặn vô cơ bằng HCl nồng độ cao (nhà điều hành đã bơm HCl với nồng độ 15%), nếu gặp asphaltene sẽ tạo thành hỗn hợp keo. Để kiểm chứng vấn đề này, nhóm tác



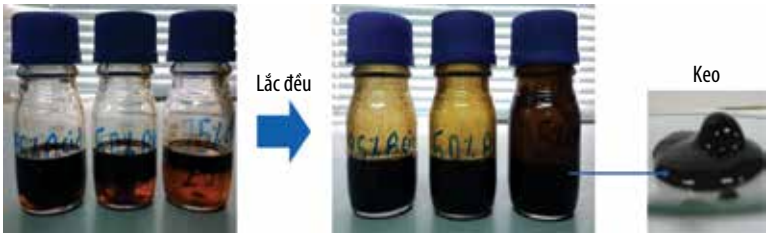
Hình 3. *Kết quả khảo sát áp suất tĩnh của giếng BRS-13 [2].*



Hình 4. *Kết quả phân tích SARA (saturates, asphaltenes, resins and aromatics) mẫu dầu mỏ Bir Seba [2].*



Hình 5. *Mô phỏng dự báo điều kiện thành tạo asphaltene bằng phương trình trạng thái EOS [7].*



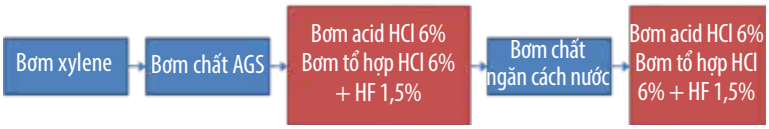
Hình 6. *Kết quả thí nghiệm tương tác dầu với HCl 15% [2].*

Bảng 1. *Kết quả phân tích thí nghiệm áp suất tạo asphaltene*

Nhiệt độ (°C)	Áp suất tạo asphaltene (psia)
124	3.490
101	3.400
79	3.500
57	3.720
35	4.220

Bảng 2. *Kết quả phục hồi độ thấm bằng tổ hợp acid*

Mẫu lõi	Độ thấm ban đầu (mD)	Độ thấm sau khi phục hồi (mD)	Gia tăng độ thấm (%)
#1	7,4	10,5	142
#2	3,0	6,3	210
#3	9,5	13,0	137



Hình 7. *Quy trình xử lý vùng cận đáy giếng BRS-13 bằng tổ hợp acid HCl 6% + HF 1,5%.*

giả đã tiến hành thí nghiệm, kết quả cho thấy khi HCl có nồng độ cao hơn 6% sẽ tương tác với asphaltene trong dầu vỉa tạo thành hỗn hợp keo hoặc nhũ tương (Hình 6) gây bít nhét vỉa, dẫn tới giếng mất khả năng khai thác.

3. Kết quả xử lý và động thái khai thác giếng

3.1. Nghiên cứu và đề xuất hướng xử lý

Trên cơ sở xác định được nguyên nhân giếng BRS-13 không cho dòng, nhóm tác giả đã tiến hành thí nghiệm trên mẫu lõi và mẫu chất lưu của vỉa để tìm tổ hợp thành phần acid với nồng độ dung dịch thích hợp cho việc xử lý vùng cận đáy giếng bị nhiễm bẩn do dùng dung dịch nặng $CaBr_2$. Kết quả phân tích thành phần thạch học cho thấy đối tượng đá chứa tầng Hamra có thành phần thạch anh (quartz) chiếm tới 95 - 97%, ngoài ra còn có khoáng vật như calcite, dolomite, barite, halite, kaolinite... Do vậy, cần điều chỉnh giảm nồng độ HCl và sử dụng thêm HF để hòa tan thạch anh theo phương trình (3), (4), (5). Nhóm tác giả đã tiến hành nghiên cứu tối ưu dựa trên phân tích thí nghiệm và kết quả cho thấy, tổ hợp acid HCl 6% + HF 1,5% có thể cải thiện rất tốt độ thấm của vỉa, đạt từ 137 - 210% so với độ thấm ban đầu của mẫu lõi (Bảng 2).

Dựa trên kết quả phân tích này, nhóm tác giả đã thiết kế chương trình xử lý để khôi phục khai thác giếng BRS-13 như sau:

- Sử dụng xylene hoạt tính để hòa tan cặn asphaltene trong giếng, đồng thời làm giảm sức căng bề mặt dầu - nước và làm giảm sự bám dính bề mặt các hạt cặn.

- Sử dụng hợp chất hoạt tính bề mặt AGS (tên thương mại) để làm giảm độ thấm hiệu dụng của nước, ngăn không cho nước xâm nhập vào vỉa.

- Bơm HCl 6% để rửa các hợp chất, phòng ngừa gây kết tủa với HF.

- Bơm tổ hợp HCl 6% + HF 1,5% để xử lý vùng nhiễm bẩn.

- Bơm chất ngăn cách nước.

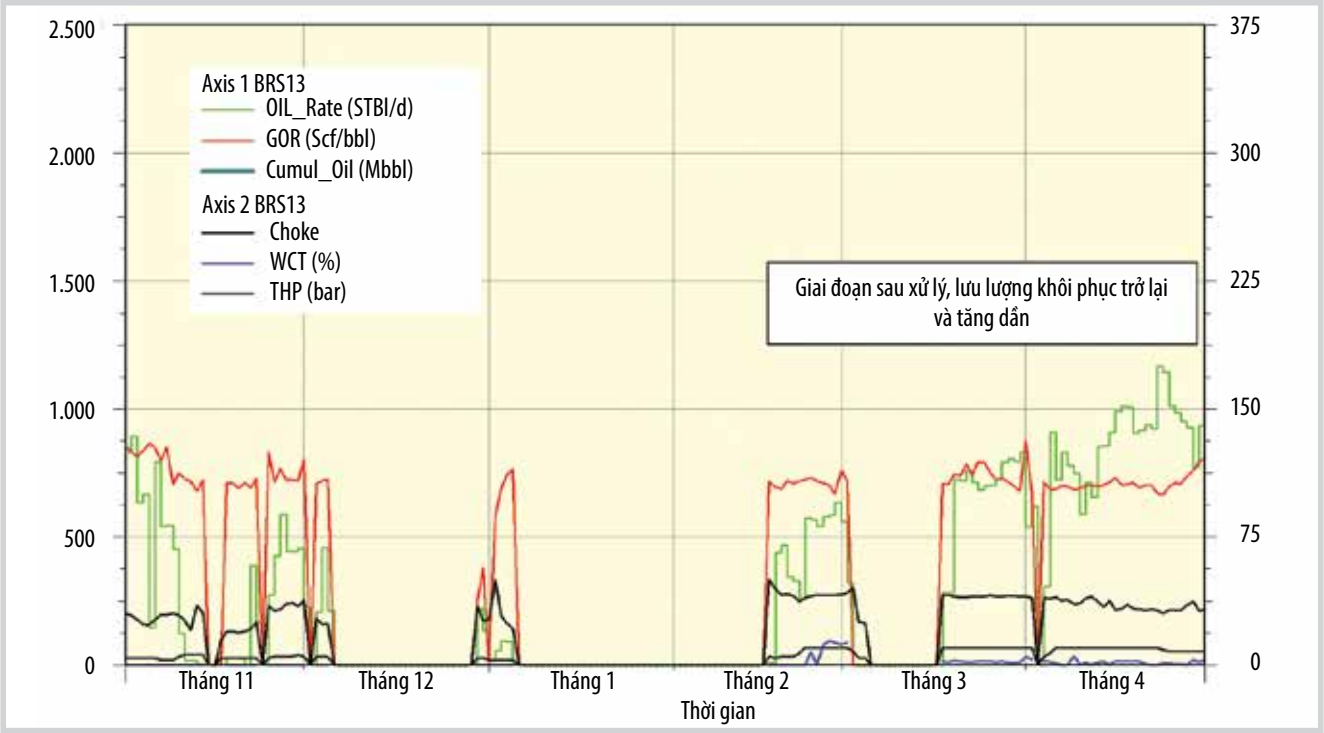
- Bơm lại tổ hợp HCl 6% + HF 1,5% để xử lý vùng nhiễm bẩn.

3.2. Kết quả xử lý và động thái khai thác giếng BRS-13

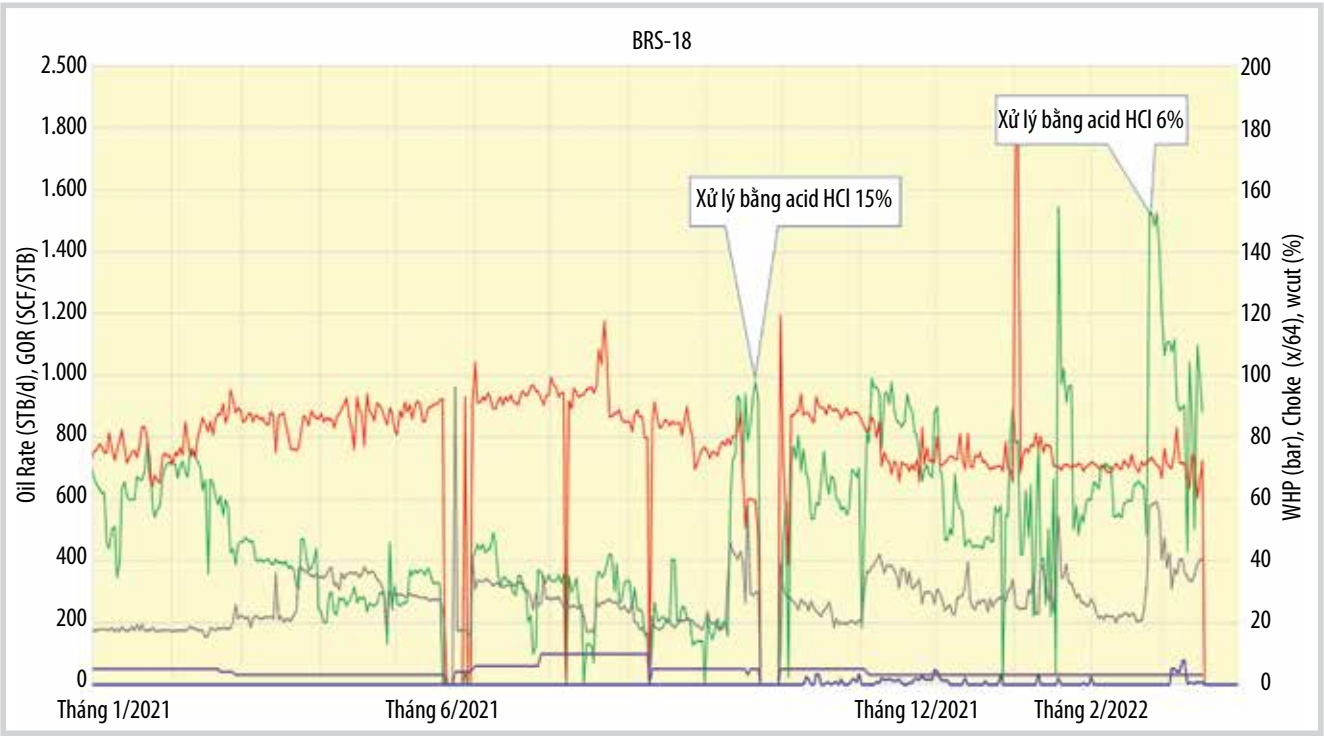
Sau khi điều chỉnh nồng độ acid, tiến hành bổ sung thêm một số thành phần như xylene hoạt tính bề mặt, chất AGS, giếng BRS-13 đã được xử lý làm sạch nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng và cho dòng trở lại. Kết quả phân tích số liệu khai thác cho thấy giếng đã làm việc trở lại và khôi phục dòng chảy như thời điểm trước khi bị nhiễm bẩn (~ 1.000 thùng/ngày) (Hình 8). Ngoài ra, giếng vẫn duy trì ổn định động thái khai thác đến thời điểm hiện tại, góp phần đảm bảo sản lượng khai thác mỏ theo hạn ngạch hàng tháng nước chủ nhà đã giao.

3.3. Áp dụng mở rộng cho giếng BRS-18

Giếng BRS-18 đang bị lắng đọng cặn mạnh với chu kỳ lắng đọng hiện khoảng 4 - 5 tháng. Nếu không có các biện pháp xử lý vùng cận đáy giếng thì lưu lượng giếng sẽ bị giảm mạnh, gần như không khai thác được. Lần gần đây nhất, giếng đã được xử lý vùng cận đáy giếng bằng HCl 15% vào tháng 9/2021, cho kết quả gia tăng lưu lượng thêm 500 thùng/ngày. Trên cơ sở kết quả đạt được khi xử lý cho giếng BRS-13, nhóm tác giả đã áp dụng mở rộng cho giếng BRS-18 bằng việc sử dụng tổ



Hình 8. *Kết quả xử lý acid giếng BRS-13 [2].*



Hình 9. *Kết quả xử lý acid giếng BRS-18 [2].*

hợp acid HCl + HF với nồng độ và quy trình đã thực hiện cho giếng BRS-13. Kết quả cho thấy bằng giải pháp này đã gia tăng đáng kể hiệu quả xử lý, tăng lưu lượng khai thác thêm 1.000 thùng/ngày (hiệu quả gấp đôi lần xử lý trước). Kết quả và động thái khai thác của giếng BRS-18 được thể hiện trong Hình 9.

4. Kết luận

Trên cơ sở đánh giá kết quả thí nghiệm các mẫu chất lưu, phân tích động thái khai thác các giếng và điều chỉnh chương trình xử lý acid cho vùng cận đáy giếng, nhóm tác giả đã khôi phục khai thác thành công cho các giếng BRS-13 và BRS-18. Hiệu quả của giải pháp này gồm:

- Vận dụng các quy luật về cân bằng pha để dự đoán sự hình thành và có mặt của asphaltene trong điều kiện khai thác hiện tại, là tiền đề quan trọng cho việc xác định rõ nguyên nhân không thành công ở các lần xử lý trước.

- Giảm rủi ro kỹ thuật và cung cấp chính xác các thông số quan trọng cho công tác xử lý acid như thành phần tổ hợp acid, nồng độ, trình tự thực hiện các bước... để tránh được các phản ứng phụ không mong muốn, giảm thiểu nguy cơ làm tăng mức độ nhiễm bẩn của giếng, và phục hồi khai thác cho các giếng.

- Khôi phục và đưa giếng BRS-13 vào khai thác trở lại với khả năng cho dòng gần như không giảm so với thời điểm khai thác bình thường; giúp đảm bảo quỹ giếng hoạt động, giảm bớt áp lực cho các giếng còn lại. Gia tăng gấp đôi hiệu quả xử lý acid cho giếng BRS-18 so với lần thực hiện trước đó, giúp lưu lượng khai thác của giếng tăng thêm 1.000 thùng/ngày.

Tài liệu tham khảo

[1] Đỗ Duy Khoản, Ngô Hữu Hải, Vũ Minh Đức, Vũ Hồng Cường, và Lưu Thanh Hảo, "Hiện tượng lắng đọng muối trong quá trình khai thác và các giải pháp xử lý mỏ Bir Seba, lô 433a & 416b, Algeria", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 37 - 43, 2017.

[2] GBRS và các đối tác *"Hội thảo về công tác can thiệp giếng và xử lý acid mỏ Bir Seba, Algeria"*. Tháng 2/2022.

[3] Harry O. McLeod, "Matrix acidizing", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 36, No. 12, pp. 2055 - 2069, 1984. DOI: 10.2118/13752-PA.

[4] C.F. Smith and A.R. Hendrickson, "Hydrofluoric acid stimulation of sandstone reservoirs", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 17, No. 2, pp. 215 - 222, 1965. DOI: 10.2118/980-PA.

[5] H. Perthuis, E. Touboul E and Piot B, "Acid reactions and damage removal in sandstones: A model for selecting the acid formulation", *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, USA, 8 - 10 February 1989*. DOI: 10.2118/18469-MS.

[6] Tianguang Fan, Jianxin Wang and Jill S. Buckley, "Evaluating crude oils by SARA analysis", *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13 - 17 April 2002*. DOI: 10.2118/75228-MS.

[7] Dounya Behnous, André Palma, Noureddine Zeraibi, and João A.P. Coutinho, "Modeling asphaltene precipitation in Algerian oilfields with the CPA EoS", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 190, pp. 1 - 11, 2020. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107115.

APPLYING PRINCIPLES OF ELECTROLYSIS, PHASE BALANCE AND COLLOIDISATION TO ACID TREATMENT FOR OIL WELL FLOW RESTORATION

Tran Hong Nam, Nguyen Hoang Duc, Nguyen Hai An, Phung Van Hai, Nguyen Xuan Loc
Petrovietnam Exploration Production Corporation
Email: annh1@pvep.com.vn

Summary

Acidising is a common method to treat near-wellbore contamination, helping to restore its productivity of oil wells after a period of exploitation. However, this technology also has potential risks of well damages caused by unwanted secondary physicochemical or chemical reactions due to incorrect selection of acid package and concentration. Most physicochemical reactions in the reservoir are bidirectionally electrolytic, thus, monitoring the reaction in the desirable direction is extremely important.

The article introduces the application of the principles of phase balance, colloidisation and electrolysis to accurately select a package of acids compatible with the composition of soil, rock and fluid in the reservoir, iminimising side effects creating precipitates or emulsions/ colloids that clog and destroy the reservoir. The solution has been successfully applied to production wells BRS-13 & 18, BRS oil field, Block 433a & 416b, Algeria.

Key words: Acidizing, phase balance, colloidisation, near-wellbore treatment, restoration of oil well, Bir Seba field.

DầuKhí
KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

XÁC ĐỊNH CHIỀU CAO CỘT DẦU BẰNG PHƯƠNG PHÁP MINH GIẢI ÁP SUẤT DƯ TẠI MỎ TÊ GIÁC TRẮNG: KINH NGHIỆM ĐỂ PHÁT TRIỂN MỎ DẦU CÓ DẠNG TẦNG CHỨA LÀ CÁC VỈA DẦU PHÂN LỚP MỎNG VÀ XEN KẸP

Hoàng Ngọc Đông[1], Bùi Hữu Phước[1], Nguyễn Ngọc Sơn[1], Lê Minh Hải[1], Lê Trung Tâm[2], Nguyễn Hùng Cứ[2], Phạm Văn Tuấn[3]
[1]Công ty Liên doanh Điều hành chung Hoàng Long (Hoang Long JOC)
[2]Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)
[3]Trường Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội
Email: bhphuoc@hlhvjoc.com.vn
https://doi.org/10.47800/PVSI.2023.01-04

Tóm tắt

Mỏ Tê Giác Trắng ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam thuộc Lô 16-1, bể Cửu Long, là đối tượng chứa dầu rất đặc biệt với tập hợp các vỉa dầu mỏng xếp chồng lên nhau, có đặc điểm địa chất phức tạp, các thân dầu không liên tục, tập trung thành từng cụm nhỏ phân tách nhau bởi các đứt gãy kiến tạo… đã tạo nhiều thách thức cho quá trình tính toán trữ lượng, thiết kế lựa chọn vị trí giếng khai thác và quyết định chiến lược mở vỉa.

Bài báo giới thiệu phương pháp xác định chính xác chiều cao cột dầu, ranh giới nước tự do của từng vỉa chứa tại mỏ Tê Giác Trắng, là thông số quan trọng trong thiết kế giếng, tính toán trữ lượng dầu khí tại chỗ và là cơ sở để xây dựng kịch bản phát triển mỏ. Kết quả khai thác cho thấy hệ số thu hồi dầu hiện tại của mỏ Tê Giác Trắng đạt 32% và dự kiến đến cuối đời mỏ có thể đạt 40 - 50% với phương pháp khai thác tự phun và gaslift hỗ trợ. Đây là hướng đi mới cho việc phát triển các mỏ có điều kiện địa chất tương tự như mỏ Tê Giác Trắng với tầng chứa dầu khí là tập hợp các vỉa phân lớp mỏng, cát sét xen kẹp và có điện trở suất thấp.

Từ khóa: Ranh giới dầu nước, chiều cao cột dầu, vị trí giếng khoan, mỏ Tê Giác Trắng.

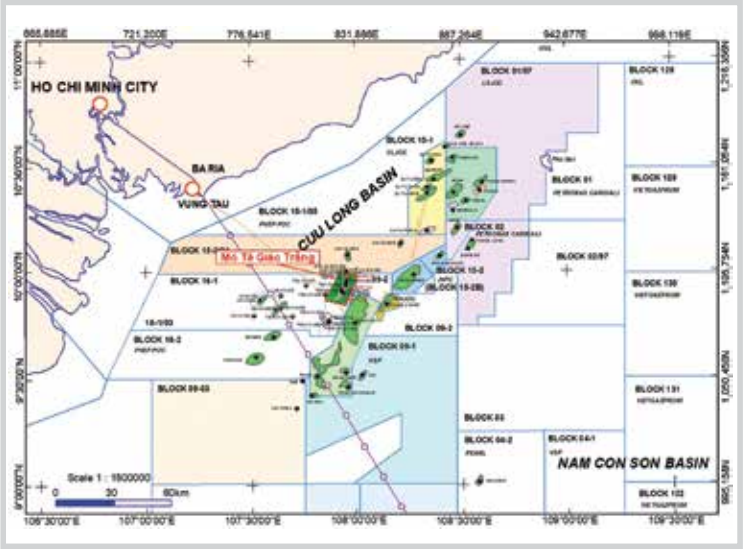
1. Giới thiệu

Tại Việt Nam, dầu khí được khai thác chủ yếu từ đối tượng đá móng granitoid nứt nẻ trước Cenozoic, tiếp theo là từ trầm tích Miocene dưới và Oligocene. Là đối tượng khai thác dầu khí chính, mặc dù có đặc tính thấm tốt nhất của bể Cửu Long nhưng các vỉa chứa dầu Miocene dưới thuộc hệ tầng Bạch Hổ và Oligocene trên có đặc điểm là phân lớp mỏng với điện trở suất thấp và đang chiếm tỷ trọng lớn ở một số mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng, Rồng… Điều này đã gây khó khăn cho việc nhận định, đánh giá vỉa chứa phục vụ cho công tác phát triển và quản lý mỏ.

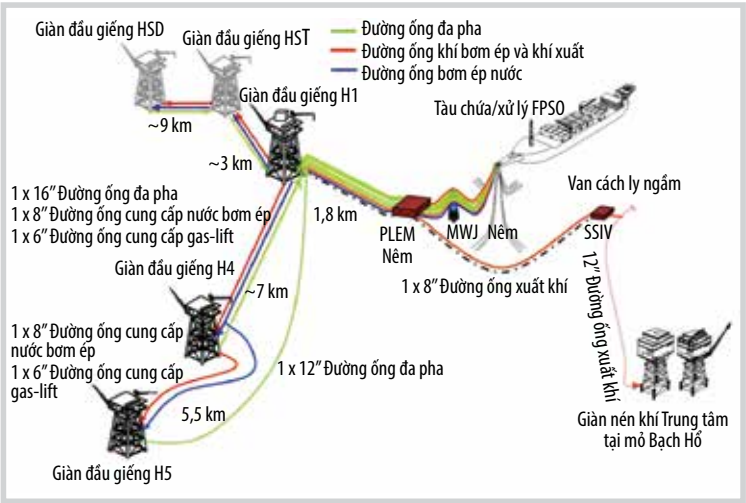
Mỏ Tê Giác Trắng thuộc Lô 16-1, bể Cửu Long ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam (Hình 1), có phát hiện dầu khí vào năm 2002. Dòng dầu đầu tiên được khai thác vào năm 2011 từ cụm giàn đầu giếng H1-WHP. Đến tháng 7/2012, cụm giàn đầu giếng H4-WHP được kết nối vào hệ thống khai thác chung; cụm giàn đầu giếng H5-WHP được kết nối vào tháng 5/2015. Ngoài ra, 2 giàn đầu giếng của 2 mỏ Hải Sư Trắng và Hải Sư Đen lân cận được kết nối vào mỏ Tê Giác Trắng tại H1-WHP vào tháng 5/2013. Toàn bộ dầu của 3 mỏ được chuyển về tàu FPSO để xử lý, lưu chứa trước khi xuất bán. Khí được chuyển sang giàn khí nén trung tâm Bạch Hổ CCP (Hình 2). Sản lượng khai thác đỉnh của mỏ Tê Giác Trắng đạt 55.000 thùng/ngày từ 2 đối tượng chính là Oligocene trên C hệ tầng Trà Tân và Miocene dưới hệ tầng Bạch Hổ. Mỏ Tê Giác Trắng thuộc Lô 16-1 đang được khai thác với lưu lượng khá ổn định khoảng 15.000 thùng/ngày.

Kết quả khai thác cho thấy hệ số thu hồi dầu của mỏ Tê Giác Trắng hiện nay là 32% và dự kiến đến cuối đời mỏ có thể đạt 40 - 50% với phương pháp khai thác tự phun và gaslift hỗ trợ. Thực tế này chứng minh công tác hoạch định kịch bản phát triển mỏ đã có hướng đi đúng đắn, phù hợp với điều kiện địa chất tại mỏ Tê Giác Trắng và

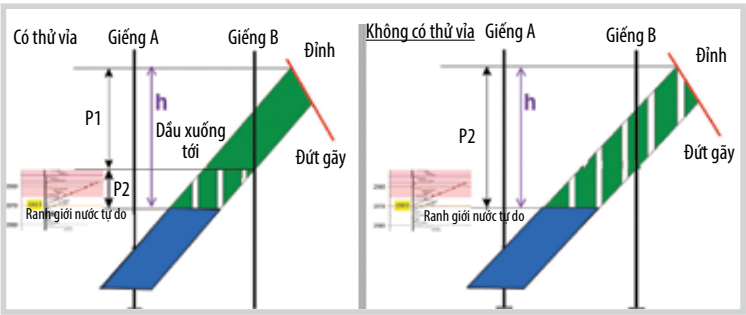
Ngày nhận bài: 13/3/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 13 - 31/3/2023. Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/11/2023.



Hình 1. *Bản đồ vị trí mỏ Tê Giác Trắng.*



Hình 2. *Hệ thống thiết bị khai thác bề mặt mỏ Tê Giác Trắng.*



Hình 3. *Chiều cao cột dầu xác định bằng áp suất dư và phân cấp trữ lượng.*

đang mở ra tiền đề mới, hướng đi mới cho việc phát triển các mỏ có điều kiện địa chất tương tự với tầng chứa dầu khí là tập hợp các vỉa phân lớp mỏng, cát sét xen kẹp và có điện trở suất thấp [1, 2]. Một trong những thông số đầu vào rất quan trọng cho việc tính toán tham số vỉa chứa, phân cấp trữ lượng phục vụ tính toán trữ lượng dầu khí tại chỗ, thiết kế giếng khoan, xác định chế độ thủy động lực học và chiến lược bắn mở vỉa là xác định chiều cao cột dầu hay ranh giới dầu nước tại mỏ Tê Giác Trắng. Do vậy, yêu cầu cấp thiết đặt ra là phải xác định chính xác và có độ tin cậy cao ranh giới dầu nước, chiều cao cột dầu.

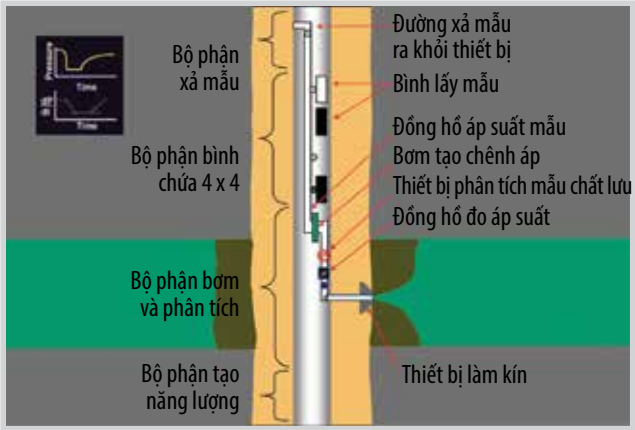
2. Chiều cao cột dầu và phương pháp xác định

Chiều cao cột dầu được định nghĩa là chiều cao tuyệt đối tính từ ranh giới nước tự do (free water level, FWL) đến nóc của vỉa chứa. Nhóm tác giả sử dụng phương pháp minh giải áp suất dư (excess pressure) để xác định chiều cao cột dầu [3]. Đây là phương pháp xác định ranh giới dầu nước có độ chính xác cao, phù hợp cho đối tượng vỉa chứa dầu phân lớp mỏng, dạng cát sét xen kẹp, gồm nhiều thân dầu xếp chồng lên nhau với nhiều ranh giới dầu nước và có điện trở suất thấp. Theo Hình 3, chiều cao cột dầu còn có mối liên hệ chặt chẽ với phân cấp trữ lượng và đây cũng là điểm khác biệt khi mỏ Tê Giác Trắng sử dụng ranh giới dầu nước trùng với phân cấp trữ lượng 2P để thiết kế giếng và tính toán trữ lượng dầu khí tại chỗ - cơ sở để xây dựng kịch bản phát triển mỏ.

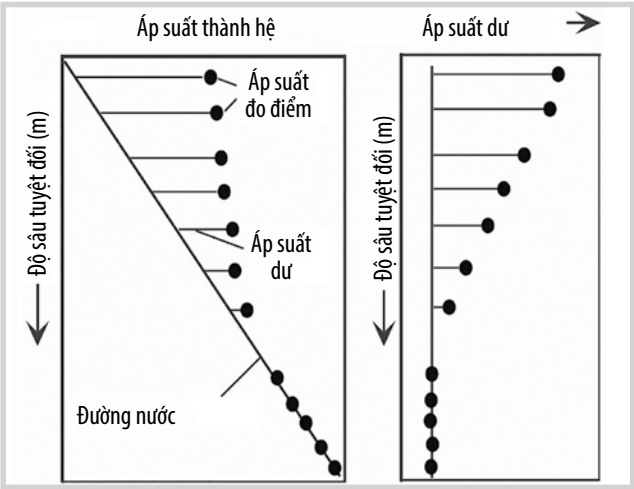
3. Phương pháp xác định chiều cao cột dầu

Áp suất thành hệ được thu thập và dùng cho nghiên cứu này được đo bằng hệ thiết bị RCI/MDT của Baker Hughes và Schlumberger. Áp suất này được đo trong thân trần ngay khi vừa khoan xong và rửa giếng. Thiết bị đầu dò được áp sát vào thành hệ xuyên qua lớp mùn khoan (Hình 4). Một lượng nhỏ chất lưu sẽ được rút ra khỏi thành hệ nhờ chênh áp (ΔP). Áp suất sau đó sẽ phục hồi khi chất lưu từ thành hệ chảy vào thiết bị đo (buildup) [4]. Do thể tích chất lưu lấy từ thành hệ thường rất nhỏ (khoảng vài cc) nên áp suất cân bằng lại rất nhanh, chỉ sau vài phút. Các giá trị đo áp suất thành hệ được coi là hợp lệ khi áp suất phục hồi ổn định ở giai đoạn cuối trước khi kết thúc đo đạc và sự chênh lệch áp suất theo thời gian là nhỏ hơn 0,01 psi. Với một điểm đo áp suất thì các thông tin của thành hệ nhận được bao gồm: áp suất thành hệ, nhiệt độ, độ linh động của chất lưu (độ thấm thành hệ/độ nhớt của chất lưu) được tính toán bằng sự kết hợp giữa chênh áp - phục hồi áp suất và lưu lượng lớn nhất [5].

Cách biểu diễn để xác định ranh giới dầu nước là sử dụng biểu đồ quan hệ áp suất tuyệt đối hay áp suất dư và độ sâu tuyệt đối.



Hình 4. *Sơ đồ thiết bị đo áp suất thành hệ. Nguồn: Baker Hughes.*



Hình 5. *Chuyển đổi đồ thị áp suất thường sang áp suất dư.*

4. Áp suất dư và phương pháp xây dựng biểu đồ áp suất dư

Áp suất dư được tính từ việc mặc định giá trị mật độ chất lưu, chiều sâu điểm đo áp suất thành hệ. Áp suất dư là sự khác biệt giữa áp suất đo đạc với áp suất tính bằng tỷ trọng của chất lưu tính từ điểm chuẩn tới điểm đo đạc. Công thức biểu thị mối quan hệ này như sau (Hubbert, 1956):

$$Áp\ suất\ dư = 0{,}4335\ \rho z + Pm\ (ft, g/cm^3, psi)$$

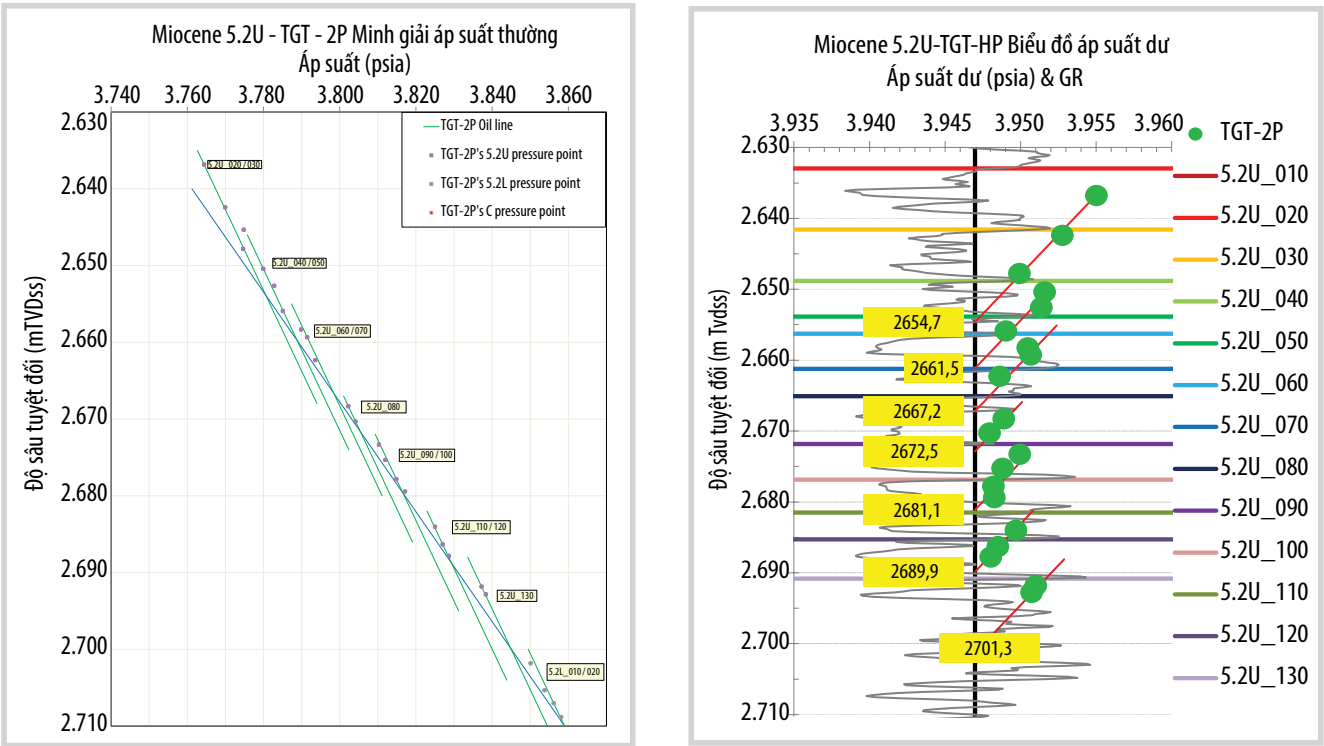
Trong đó:

P_m: Áp suất đo được tại độ sâu tương đối z tương ứng tính từ điểm mốc;

ρ: Mật độ chất lưu tại điều kiện vỉa chứa hay là gradient áp suất.

Các đồ thị áp suất dư được xây dựng bởi giá trị mật độ xác định và giá trị áp suất dư tại tương ứng các điểm độ sâu. Áp suất dư tại các vỉa nước là bằng nhau tương ứng với các độ sâu khác nhau. Hình 5 là chuyển đổi trục tọa độ từ áp suất thành hệ thường thành áp suất dư.

Vỉa chứa nước được chọn làm vỉa chuẩn là vỉa cát sạch, có độ bão hòa nước 100% - là vỉa có đường nước chuẩn đi qua với mật độ nước mặc định là khoảng 1 g/cm^3 tùy vào nồng độ khoáng hóa nước vỉa [6].



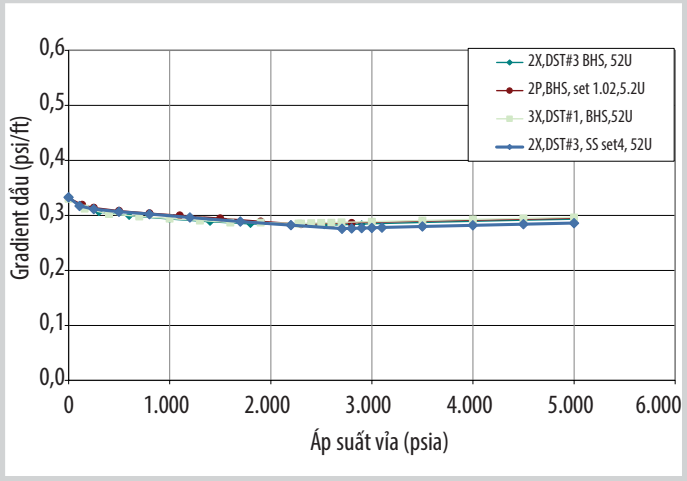
Hình 6. *So sánh ranh giới dầu nước xác định bằng minh giải áp suất thường và áp suất dư.*

Biểu đồ áp suất - độ sâu truyền thống rất khó để phân biệt mực nước tự do (nơi áp suất mao dẫn bằng không) và ranh giới dầu - nước (độ sâu có dầu lưu động thấp nhất). Tuy nhiên, các ranh giới trên đều có thể được nhận diện nhờ sử dụng biểu đồ áp suất dư. Điểm giao giữa đường biểu diễn của nước và dầu chính là mực nước tự do (FWL) bởi vì tại độ sâu này, áp suất của dầu và nước là bằng nhau.

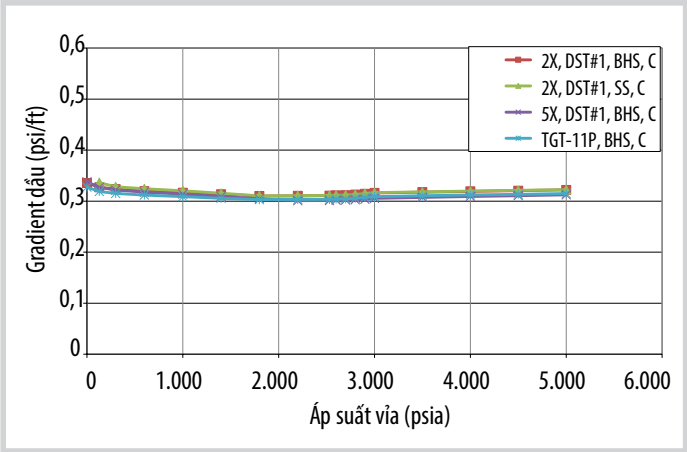
Một trong những thông số quan trọng cho tính toán áp suất dư là gradient của dầu. Tại khu vực nghiên cứu, gradient của dầu được phân tích từ mẫu sâu và được chuyển hóa về điều kiện vỉa như Hình 7 và 8.

Dựa trên biểu đồ mật độ dầu theo PVT cho đối tượng tầng chứa là Miocene dưới thì gradient của dầu ở các cấp áp suất khác nhau có sự biến thiên rất nhỏ, dao động trong khoảng 0,28 - 0,29 psi/ft và gradient của dầu ở điều kiện vỉa là 0,283 psi/ft @ 3.500 psi.

Theo Hình 8, tầng chứa Oligocene có gradient của dầu khoảng 0,3 - 0,32 psi/ft và gradient của dầu ở điều kiện vỉa là 0,31 psi/ft @ 4.000 psi.



Hình 7. *Biểu đồ gradient của dầu theo áp suất, tầng Miocene dưới.*



Hình 8. *Đồ thị gradient của dầu theo áp suất, tầng Oligocene.*

Gradient của nước là yếu tố quan trọng để tính áp suất dư. Gradient của nước phụ thuộc vào thành phần và độ khoáng hóa của nước vỉa. Nước vỉa của đối tượng nghiên cứu được lấy từ quá trình thử vỉa và giai đoạn khai thác khi lưu lượng nước vỉa cao, các thành phần của nước vỉa được phân tích và đối sánh với nhau. Nồng độ khoáng hóa của nước vỉa cho tầng chứa Miocene dao động trong khoảng 25.000 - 30.000 ppm; tầng chứa Oligocene có nồng độ khoáng hóa nhạt hơn, khoảng 22.000 - 24.000 ppm. Mật độ nước vỉa được đo trực tiếp tại bề mặt cho đối tượng Miocene dưới dao động trong khoảng 1,011 - 1,025 g/cm^3 (0,437 psi/ft @ 3.500 psi) và mật độ của nước đối tượng Oligocene là 1,006 - 1,01 g/cm^3 (0,438 psi/ft @ 4.000 psi) tương ứng với nhiệt độ đáy từ 100 - 125^{o}C [7].

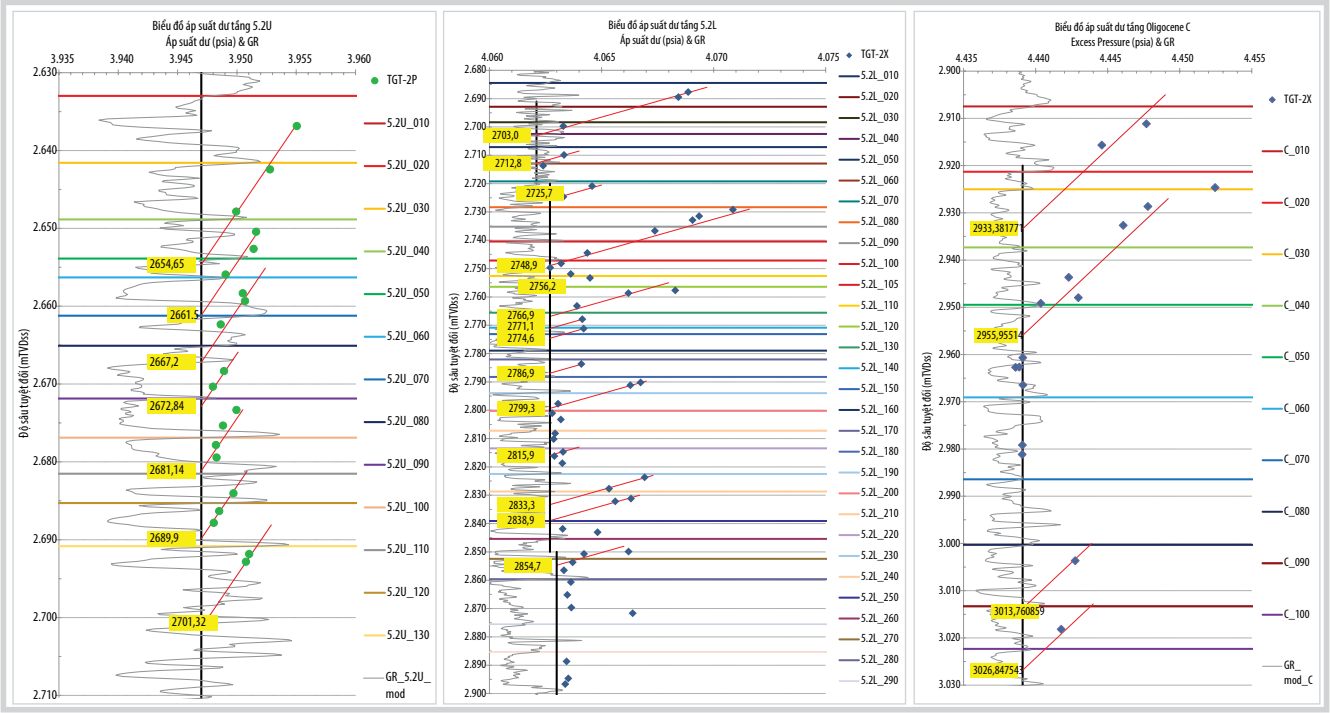
Mặt chuẩn cho tầng chứa Miocene dưới của đối tượng nghiên cứu được lấy từ 1 giếng trung tâm của mỏ với độ sâu tại vỉa chứa nước và cố định cho toàn bộ quá trình tính áp suất dư, chiều cao từ mặt chuẩn đến các điểm tính áp suất dư z là chiều sâu thẳng đứng.

Mỏ Tê Giác Trắng được chia thành nhiều tích tụ ở các khu vực khác nhau. Trong bài viết này khu vực B được lựa chọn là khu vực đại diện để tính ranh giới dầu nước, chiều cao cột dầu.

5. Chiều cao cột dầu khu vực B của mỏ

Tầng Miocene được phân chia thành 2 phụ tầng 5.2U và 5.2L do có ranh giới áp suất tồn tại giữa 2 tầng. Tầng 5.2U phát hiện có 7 ranh giới nước tự do khác nhau và chiều cao cột dầu (h) khác nhau; có duy nhất 1 đường nước cho toàn bộ tầng chứa này với hệ thống nước đáy chung; chiều cao cột dầu trung bình là 21 m. Tầng 5.2L phát hiện có 13 ranh giới nước tự do khác nhau và chiều cao cột dầu giữa các vỉa chứa cũng khác nhau, chiều cao cột dầu trung bình khoảng 13 m.

Tầng Oligocene C phát hiện có 4 ranh giới nước tự do. Các vỉa chứa C20-30-40 có thể gộp được với nhau do cùng ranh giới nước tự do, chiều cao cột dầu của vỉa này khá lớn, khoảng 36 m, các vỉa còn lại có chiều cao 12 - 24 m.



Hình 9. *Biểu đồ ranh giới nước tự do xác định dựa trên áp suất dư của khu vực B.*

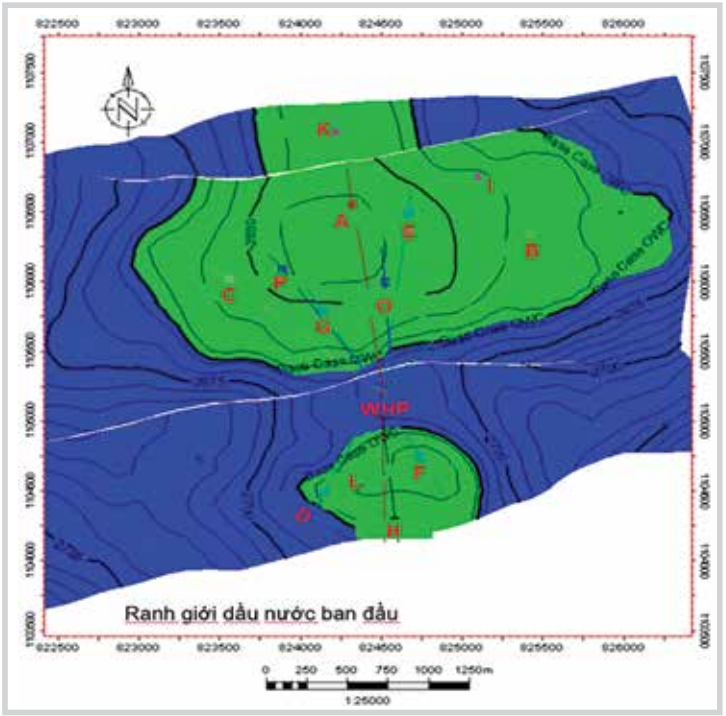
6. Thiết kế lựa chọn vị trí giếng khoan khai thác

Ranh giới nước tự do sẽ được tính là giao điểm của đường xu thế dầu và đường xu thế nước. Chiều cao cột dầu sẽ được tính là chiều cao từ ranh giới nước tự do đến nóc vỉa.

Ranh giới nước tự do được xác định dựa trên minh giải áp suất dư kể cả khi giếng khoan ở vị trí đỉnh cấu tạo và không đi qua ranh giới nước tự do với sai số nhỏ, độ chính xác và tin cậy cao nên được sử dụng để phục vụ công tác đánh giá trữ lượng dầu tại chỗ, xây dựng mô hình phát triển mỏ với ranh giới dưới thân dầu lấy trùng với độ sâu nước tự do. Kết quả xác định ranh giới nước tự do đã giảm được sai số tính trữ lượng dầu tại chỗ, phục vụ thiết kế mạng lưới giếng khai thác và dùng để dự báo sản lượng khai thác.

Ngoài ra ranh giới nước tự do cũng được xác định dựa trên tài liệu địa vật lý giếng khoan. Tuy nhiên, ranh giới nước tự do chỉ được xác định nếu giếng khoan qua ranh giới nước tự do hay khoan ở rìa cấu tạo. Do vậy, việc xác định ranh giới nước tự do cho các vỉa dầu không nằm dọc theo thân giếng khoan là hạn chế của tài liệu log.

Trong quá trình khai thác, thử vỉa, việc khảo sát mặt cắt dòng giếng bằng tổ hợp PLT cũng sẽ xác định tương đối được đóng góp của nước vỉa,



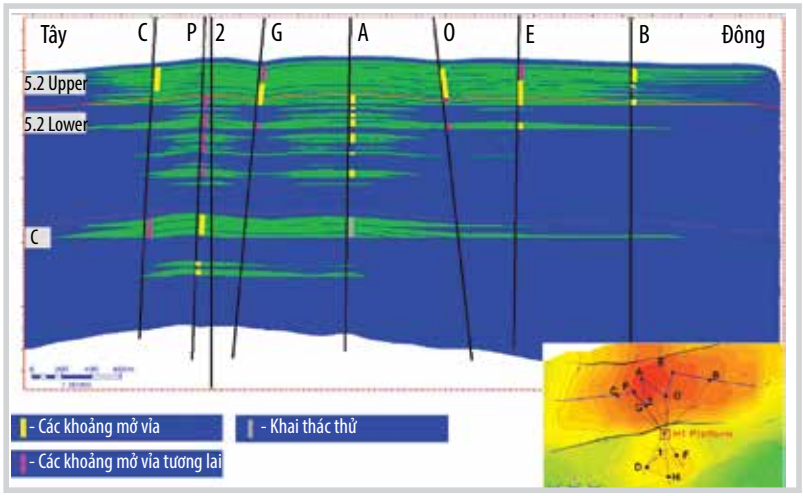
Hình 10. *Bản đồ ranh giới dầu nước của một tầng sản phẩm đại diện (5.2U-050).*

tuy nhiên để xác định ranh giới nước tự do cũng rất hạn chế vì không đánh giá được chiều cao nón nước, cũng như chiều cao đới chuyển tiếp.

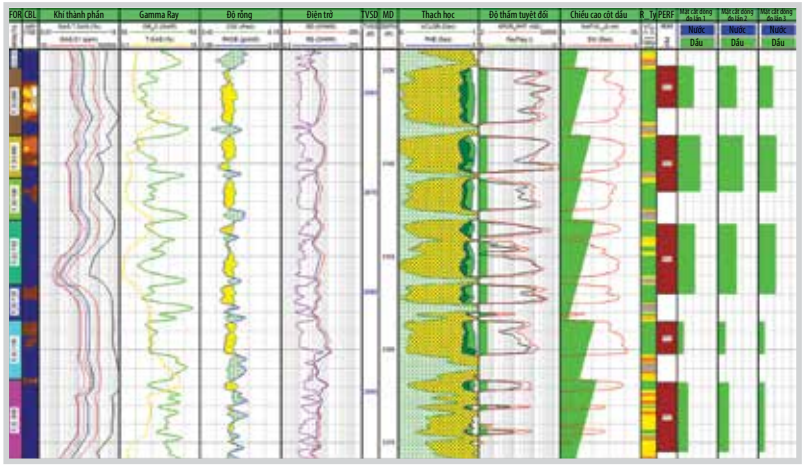
Thiết kế giếng dựa trên ranh giới dầu nước được tối ưu cho tất cả các tầng với thân giếng khoan phải đi trong vỉa dầu và cách xa ranh giới dầu nước. Mạng lưới giếng phải được phân bố hợp lý để tối ưu thu hồi và giảm thiểu dầu sót trong diện tích thân dầu được thiết

kế khai thác. Các thiết kế giếng khai thác từ A đến L (Hình 10) đều nằm trên ranh giới dầu nước và đi qua các thân dầu cấp 2P.

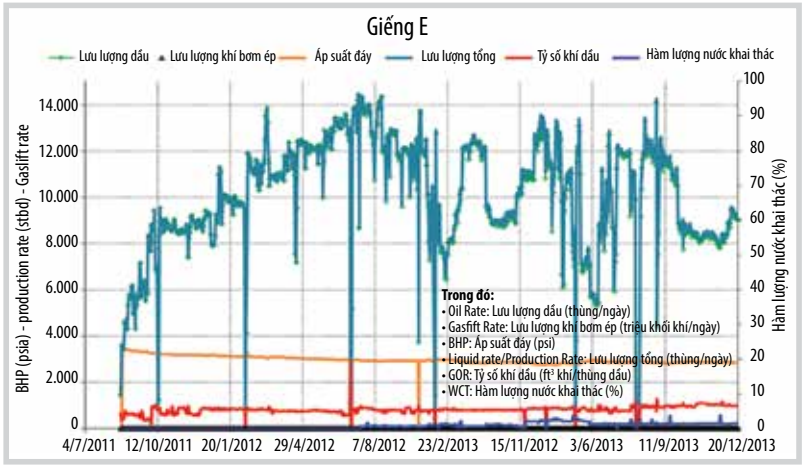
Mặt cắt đứng của các giếng khoan dự kiến qua thân dầu cấp 2P thể hiện ở Hình 11. Các giếng khoan được thiết kế cắt qua các thân dầu với ranh giới dầu nước được bắt gặp chủ yếu ở rìa của cấu tạo; các giếng tại vị trí đỉnh cấu tạo không gặp ranh giới dầu nước tại đáy các vỉa chứa dầu.



Hình 11. *Mặt cắt Tây sang Đông đi qua vị trí các giếng khai thác được thiết kế.*



Hình 12. *Sơ đồ lựa chọn khoảng mở vỉa của giếng E (PH1).*



Hình 13. *Động thái khai thác thực tế sau khi mở vỉa PH1 của giếng khoan E.*

Giếng khoan C và B được thiết kế nằm ở rìa của cấu tạo để đảm bảo tối đa thu hồi dầu, tăng hệ số quét và làm giảm hiện tượng ngập nước theo xu thế lưỡi nước của các giếng ở gần đỉnh cấu tạo.

Những nơi có chiều cao cột dầu lớn thường có độ thấm và độ rỗng tốt. Chiều cao cột dầu tại đối tượng này được kiểm chứng bằng kết quả thử vỉa trong giai đoạn thăm dò.

7. Chiến lược bắn mở vỉa tại mỏ Tê Giác Trắng

Đáy của các khoảng mở vỉa phải nằm trên ranh giới dầu nước ít nhất 5 m để tránh hiện tượng ngập nước sớm. Các khoảng mở vỉa phải cách nhau tối thiểu là 3 m, trong trường hợp nước ngập sớm có thể áp dụng các biện pháp ngăn cách nước bằng cơ khí, miếng vá ống khai thác.

Cân bằng khai thác giữa các tầng bằng cách mở vỉa so le, tránh hiện tượng mất cân bằng áp suất của các vỉa khai thác gây ra hiện tượng chảy chéo trong quá trình khai thác.

Các vỉa có cùng chế độ thủy động lực học như cùng ranh giới dầu nước, cùng hệ thống nước đáy, tính chất dầu và đặc trưng vỉa chứa được phép khai thác chung dòng cùng thời điểm.

Với chiến lược mở vỉa khai thác như trên thì giếng E là một giếng khoan khai thác đại diện cho dạng phân lớp mỏng xen kẹp và có nhiều ranh giới dầu nước với các vỉa dầu được xếp chồng lên nhau. Động thái khai thác của giếng thể hiện tương đối ổn định với sản lượng đỉnh của giếng có những lúc lên đến 14,3 nghìn thùng dầu/ngày và không có biểu hiện nước trong 2 năm đầu tiên. Đây là bài học kinh nghiệm quý cho việc áp dụng chiều cao cột dầu phục vụ lựa chọn vị trí giếng khoan và thiết kế mở vỉa.

Giếng khoan E được bắt đầu khai thác vào tháng 8/2011 với sản lượng khi bắt đầu mở vỉa là 1,8 nghìn thùng dầu/ngày và sản lượng đạt đỉnh là khoảng 14 nghìn thùng

dầu/ngày với áp suất đáy tương đối cao, khoảng 2.900 - 3.300 psi; giếng không có nước trong 2 năm khai thác đầu tiên với tỷ số khí dầu (GOR) ổn định ở 800 - 900 scf/stb.

8. Kết luận

Đối với mỏ có tầng chứa đặc biệt gồm nhiều vỉa mỏng xen kẹp, việc xác định ranh giới dầu nước hay chiều cao cột dầu đã góp phần quan trọng trong công tác tính toán trữ lượng, lựa chọn vị trí giếng khoan và lựa chọn các khoảng mở vỉa khai thác trong giai đoạn phát triển mỏ. Những bài học kinh nghiệm từ mỏ Tê Giác Trắng đã làm phong phú thêm các phương án phát triển mỏ có dạng bao gồm nhiều vỉa dầu mỏng với các ranh giới dầu nước khác nhau được xếp chồng lên nhau.

Tài liệu tham khảo

[1] Cu Xuan Bao, Pham Thi Thuy, Bui Huu Phuoc, and Nguyen Quan Phong, "Evaluation of water saturation in the low resistivity reservoir of Te Giac Trang Field, Block 16-1, Cuu Long basin, offshore Vietnam", *Petrovietnam Journal*, Vol. 6, pp. 20 - 23, 2014.

[2] Pierre Berger et al, *Peter Goode, Detecting hydrocarbon in the low resistivity, low pay low contrast environment*. Schlumberger, 1992.

[3] Alton Brown, "Improved interpretation of wireline pressure data", *AAPG Bulletin*, Vol. 87, No. 2, pp. 295 - 311, 2003.

[4] Schlumberger, *Well test interpretation*.

[5] Peter Goode, *Well testing*. Schlumberger, 1992.

[6] Tarek Ahmed and Paul D. McKinney, *Advanced reservoir engineering*. Gulf Professional Publishing, 2005.

[7] Djebbar Tiab and Erle C. Donaldson, *Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf Professional Publishing, 2004.

[8] Schlumberger, *"Introduction to well testing"*, 1998.

[9] Schlumberger, *"Well log interpretation principle and application"*, 2002.

DETERMINING OIL COLUMN HEIGHT BY EXCESS PRESSURE INTERPRETATION FOR TE GIAC TRANG FIELD: A CASE STUDY FOR DEVELOPING OIL FIELDS OF STACKED AND THINLY LAMINATED HYDROCARBON BEARING RESERVOIRS

Hoang Ngoc Dong[1], Bui Huu Phuoc[1], Nguyen Ngoc Son[1], Le Minh Hai [1], Le Trung Tam[2], Nguyen Hung Cu[2], Pham Van Tuan[3]
[1]Hoang Long Joint Operating Company
[2]Petrovietnam Exploration Production Corporation
[3]Hanoi University of Mining and Geology
Email: bhphuoc@hlhvjoc.com.vn

Summary

The Te Giac Trang field located offshore Vietnam's continental shelf in Block 16-1, Cuu Long basin, is a special hydrocarbon accumulation of thinly stacked oil layers with complex geological features, discontinuous hydrocarbon bearing reservoirs separated into different oil pools by tectonic faults, etc., which caused significant challenges toward the estimation of initial oil reserve in-place, production wells design, and perforation strategy.

This paper introduces a method to accurately determine the height of the oil column, the free water level of each reservoir at Te Giac Trang field, which are important parameters in well design, reserve estimation of oil and gas in-place and for field development plan. Accumulated production shows that the current oil recovery rate of Te Giac Trang field is 32% and expected to reach 40 - 50% by the end of the field life by natural and gas-lift production. This is a new direction to develop fields featuring similar geological characteristics as Te Giac Trang: hydrocarbon bearing reservoir consisting of thinly laminated, alternating clay and sand layers with low resistivity.

Key words: Oil water contact, hydrocarbon column, well location, Te Giac Trang field.

DầuKhí
KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

CÁC GIẢI PHÁP VẬN CHUYỂN DẦU NHIỀU PARAFFIN VÀ THIẾT KẾ XÂY DỰNG ĐỂ PHÁT TRIỂN CÁC MỎ DẦU KHÍ NHỎ, MỎ CẬN BIÊN NGOÀI KHƠI LÔ 09-1

Trần Quốc Thắng, Lê Việt Dũng, Lê Đăng Tâm, Tống Cảnh Sơn, Bùi Trọng Hân, Chu Văn Lương, Phan Đức Tuấn, Phan Trần Hải Long
Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
Email: sontc.rd@gmail.com
https://doi.org/10.47800/PVSI.2023.01-05

Tóm tắt

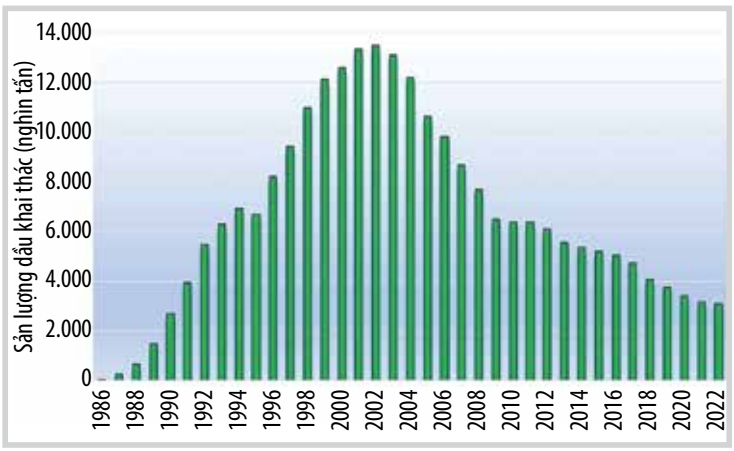
Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã nghiên cứu phát triển các giải pháp công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống, đồng thời tiến hành nghiên cứu, thực hiện các giải pháp thiết kế, xây dựng mỏ với chi phí thấp nhất để đưa các mỏ dầu có trữ lượng thu hồi nhỏ vào khai thác. Bài báo trình bày một số giải pháp công nghệ vận chuyển dầu các mỏ kết nối và thiết kế, xây dựng mỏ để đưa các phát hiện dầu khí nhỏ, cận biên Lô 09-1, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam vào khai thác, tận thu tài nguyên cho đất nước.

Từ khóa: Mỏ nhỏ, mỏ cận biên, mỏ kết nối, thiết kế, xây dựng.

1. Mở đầu

Các mỏ dầu khí Bạch Hổ và Rồng, Lô 09-1, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam lần lượt được Vietsovpetro đưa vào khai thác năm 1986 và 1994. Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt đỉnh, khoảng 13 triệu tấn/năm trong giai đoạn 2001 - 2003, sau đó giảm dần. Đến năm 2008, sản lượng khai thác của Vietsovpetro giảm xuống mức 8 triệu tấn/năm (trung bình giảm khoảng 1 triệu tấn/năm, Hình 1).

Để duy trì sản lượng khai thác tại các mỏ ở Lô 09-1, Vietsovpetro đã triển khai các giải pháp kỹ thuật công nghệ [1] như: xử lý khơi thông vùng cận đáy giếng, nứt vỉa thủy lực… Bên cạnh đó, công tác tìm kiếm, thăm dò, phát hiện các mỏ mới cũng được tăng cường. Kết quả, đã phát hiện được các khu vực và cấu tạo mới có triển vọng dầu khí, song trữ lượng thu hồi chỉ ở mức vừa và nhỏ.



Hình 1. *Sản lượng khai thác dầu hàng năm Lô 09-1.*

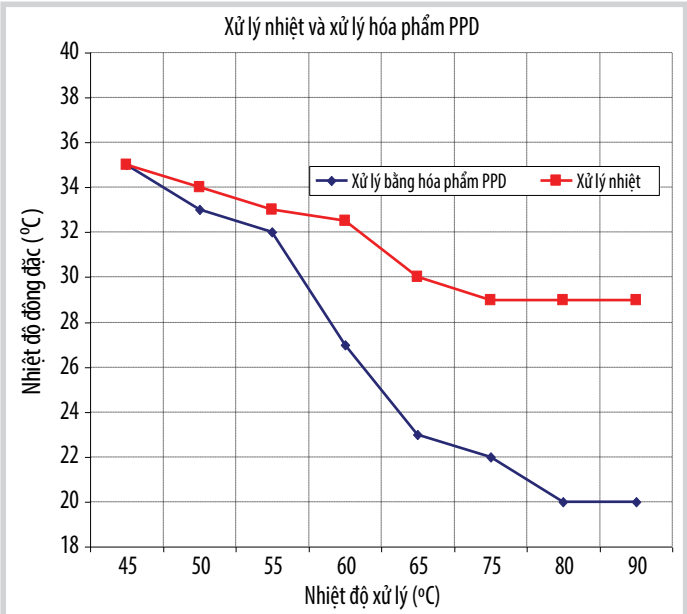
Ngày nhận bài: 28/3/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 29/3 - 3/4/2023
Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/11/2023.

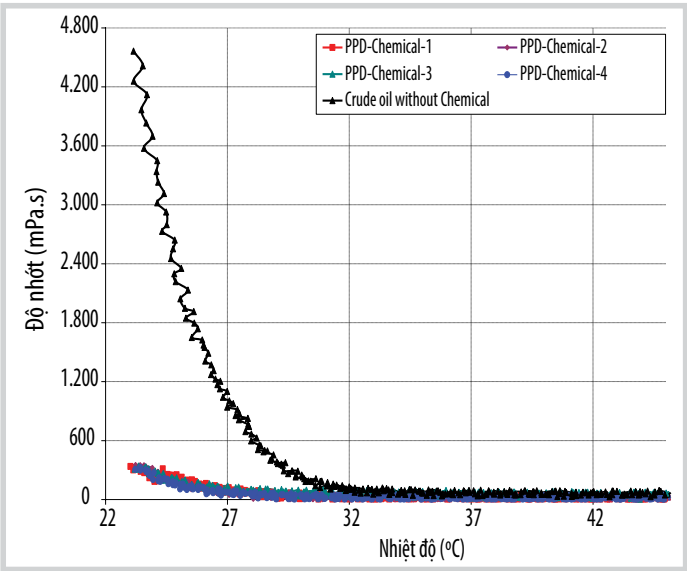
Để phát triển các phát hiện dầu khí này, Vietsovpetro đã áp dụng nhiều giải pháp công nghệ, trong đó có giải pháp kết nối với mỏ dầu hiện hữu bên cạnh đã có cơ sở hạ tầng hoàn chỉnh và dư thừa công suất xử lý, cụ thể là mỏ Bạch Hổ và Rồng, Lô 09-1. Đến nay, Vietsovpetro đã đưa được 5 mỏ nhỏ, cận biên tại Lô 09-1 vào khai thác hiệu quả, bằng cách kết nối với mỏ Bạch Hổ và Rồng như mỏ Cá Ngừ Vàng, Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu Trắng, Thỏ Trắng và Cá Tầm. Nhằm phát triển giải pháp công nghệ kết nối mỏ, tăng cường hiệu quả sản xuất kinh doanh, Vietsovpetro tiếp tục tìm kiếm các phát hiện dầu khí mới, lân cận Lô 09-1, để đưa vào khai thác, góp phần duy trì ổn định sản lượng khai thác dầu khí.

2. Phát triển các giải pháp nâng cao khả năng xử lý và vận chuyển dầu các mỏ kết nối

Theo nghiên cứu của Nguyễn Thúc Kháng và nnk [2], để vận chuyển dầu có hàm lượng paraffin cao khai thác ở các mỏ Bạch Hổ và Rồng, Lô 09-1,

Vietsovpetro đã sử dụng các giải pháp xử lý dầu truyền thống như: gia nhiệt đến nhiệt độ cao hơn nhiệt độ kết tinh paraffin, xử lý dầu bằng hóa phẩm chuyên dụng giảm nhiệt độ đông đặc (PPD), pha loãng dầu với dung môi, vận chuyển dầu đã tách khí, vận chuyển dầu bão hòa khí hay cùng với nước. Các giải pháp này đã được sử dụng rất thành công, góp phần không nhỏ vào hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh của Vietsovpetro. Đến thời kỳ khai thác các mỏ dầu khí nhỏ, mỏ cận biên, việc sử dụng đơn thuần 1 hoặc 2 giải pháp xử lý dầu nêu trên không thể giải quyết được vấn đề vận chuyển dầu và khí các mỏ kết nối bằng đường ống, vì lưu lượng sản phẩm khai thác ở các mỏ này thấp, nhiệt độ dầu không cao (45 - 55°C). Trong khi đó, dầu khai thác ở các mỏ nhỏ này gần giống với dầu khai thác ở mỏ Rồng, thuộc loại dầu nhiều paraffin (19 - 36% khối lượng), độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao (29 - 36°C),





Hình 2 và 3. *Các biểu đồ của dầu khi xử lý nhiệt và xử lý nhiệt kết hợp với hóa phẩm PPD.*

khoảng cách vận chuyển đến trung tâm xử lý lại xa, gây ra rất nhiều thách thức [3]. Để giải quyết bài toán này, Vietsovpetro đã nghiên cứu và phát triển các giải pháp công nghệ vận chuyển dầu các mỏ kết nối bằng cách sử dụng linh hoạt, đồng thời nhiều giải pháp thu gom và xử lý dầu.

2.1. Giải pháp gia nhiệt cao hơn nhiệt độ kết tinh paraffin kết hợp xử lý bằng hóa phẩm PPD để vận chuyển dầu các mỏ kết nối

Các công trình khoa học đã công bố [2, 3] cho thấy, dầu nhiều paraffin khai thác ở các mỏ của Vietsovpetro có nhiệt độ đông đặc cao nhất khi dầu được gia nhiệt lại đến 45 - 50°C và thấp nhất khi gia nhiệt đến 80 - 90°C. Một trong các giải pháp vận chuyển dầu truyền thống bằng đường ống là gia nhiệt cho dầu, để nhiệt độ của dầu trong đường ống luôn duy trì ở mức cao hơn nhiệt độ kết tinh paraffin. Tuy nhiên, trong quá trình vận chuyển, lắng đọng paraffin hình thành bên trong ống là không tránh khỏi. Sau một thời gian dài vận hành, lớp paraffin sẽ càng lớn và bền vững, làm áp suất vận chuyển dầu gia tăng, có thể làm tắc nghẽn và phải dừng vận hành đường ống để làm sạch lớp paraffin. Bên cạnh đó, theo thời gian, lắng đọng paraffin sẽ bám chắc trong đường ống rất khó xử lý. Để giải quyết vấn đề này, đảm bảo an toàn khi vận chuyển và tăng khả năng làm sạch lớp paraffin bên trong đường ống, dầu sau khi gia nhiệt cần được xử lý bằng hóa phẩm PPD. Sau khi xử lý, tính lưu biến của dầu sẽ được cải thiện rất nhiều, những tinh thể paraffin hình thành trong dầu sẽ ở trạng thái rời rạc, không bền vững, lắng đọng paraffin sẽ dễ dàng được làm sạch. Hình 2 và 3 là các biểu đồ của dầu được xử lý nhiệt và xử lý nhiệt kết hợp với hóa phẩm PPD.

Vietsovpetro đã sử dụng thành công giải pháp này từ năm 1994, khi khu vực trung tâm mỏ Rồng được đưa vào khai thác sớm. Tại mỏ Rồng, Vietsovpetro xây dựng 1 giàn cố định RP-1, thực hiện khai thác dầu và tách khí đồng hành. Để đưa mỏ này vào khai thác, cần phải vận chuyển sản phẩm sang mỏ Bạch Hổ bằng đường ống để tàng chứa trên tàu chứa dầu FSO. Như vậy, đường ống kết nối mỏ Rồng với Bạch Hổ đã được xây dựng: RP-1 (mỏ Rồng) → PLEM (FSO-3) → RC-1 → BT-7 → CTP-2 (mỏ Bạch Hổ), dài 34 km. Tại thời điểm đó, do vật tư thiếu thốn, nên đường ống xây dựng kết nối 2 mỏ được tận dụng từ các loại đường ống khác nhau với nhiều cấp đường kính, 426 x 16 mm, 325 x

16 mm và 219 x 12 mm và không được bọc cách nhiệt. Kết quả nghiên cứu tính chất dầu các giếng thăm dò tại RP-1 cho thấy, dầu ở đây là loại dầu nhiều paraffin, nhiệt độ sản phẩm ở miệng giếng là 50 - 55°C (thấp hơn nhiệt độ kết tinh paraffin). Tính toán nhiệt thủy động lực đường ống vận chuyển dầu này cho thấy [3], khi đi vào đường ống ngầm dưới đáy biển khoảng 1 - 2 km, nhiệt độ dầu đã gần bằng nhiệt độ của nước biển ở vùng cận đáy (khoảng 22 - 25°C), thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu. Để đảm bảo khả năng vận chuyển dầu sang mỏ Bạch Hổ, Vietsovpetro đã thiết kế và lắp đặt trên RP-1 bộ thiết bị gia nhiệt cho dầu đến 80°C và tiến hành xử lý bằng hóa phẩm PPD. Kết quả cho thấy, sau khi xử lý, nhiệt độ đông đặc của dầu giảm nhiều và còn ở mức 18 - 20°C, thấp hơn so với nhiệt độ của nước biển ở vùng cận đáy, tính lưu biến của dầu cũng tăng lên khoảng 10 lần so với dầu chưa xử lý PPD. Với việc sử dụng đồng thời giải pháp gia nhiệt kết hợp và hóa phẩm PPD để xử lý dầu RP-1, Vietsovpetro đã vận chuyển thành công dầu từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ bằng đường ống, đánh dấu lần đầu tiên thực hiện vận chuyển dầu liên mỏ đi xa bằng đường ống ngầm.

2.2. Giải pháp vận chuyển sản phẩm mỏ kết nối bằng cách vận chuyển dầu bão hòa khí, sau khi đã xử lý nhiệt và hóa phẩm PPD

Trong thiết kế và xây dựng các mỏ nhỏ, mỏ cận biên, để tiết giảm chi phí, thông thường các công trình biển xây dựng các giàn nhẹ (BK/RC) hay giàn đầu giếng với thiết bị đặt trên đó nhỏ gọn và tối thiểu. Như vậy, sản phẩm khai thác của các giàn BK/RC ở các mỏ nhỏ này được vận chuyển đến các giàn của mỏ kết nối sẽ không dùng máy bơm, mà sử dụng nguồn năng lượng vỉa của giếng dầu. Các nghiên cứu [4] cho thấy, vận chuyển dầu ở dạng cấu trúc này có nhiều thách thức do lượng khí đồng hành tách ra trong quá trình vận chuyển khá lớn. Kết quả là tổn hao áp suất vận chuyển rất cao, áp suất miệng giếng sẽ không đủ để đẩy sản phẩm đến mỏ kết nối, sản lượng khai thác của giếng bị giảm trầm trọng, thậm chí có thể không cho sản phẩm. Để giải quyết vấn đề này, Vietsovpetro đã lắp đặt thiết bị tách khí sơ bộ (UPOG) trên các giàn BK/RC của mỏ nhỏ. Thiết bị UPOG thực hiện tách khí của sản phẩm trên BK/RC, sau đó chuyển vào đường ống để vận chuyển đến mỏ kết nối. Như vậy, dòng sản phẩm trong đường ống sẽ ở dạng 1 pha, tổn hao áp suất vận chuyển dầu bằng đường ống sẽ giảm đáng kể, khả năng đưa dầu từ mỏ nhỏ đến mỏ kết nối được nâng cao.

Công nghệ thu gom, vận chuyển sản phẩm giếng khoan sử dụng UPOG có thể thực hiện ở chế độ tách khí một phần hay toàn bộ. Ở cả 2 trường hợp này, khí tách ra sẽ được vận chuyển theo một đường ống riêng biệt đến nơi thu gom, đường ống thứ hai thực hiện vận chuyển hỗn hợp lỏng khí với hàm lượng khí thấp (tách không hoàn toàn), hoặc dầu bão hòa khí (tách toàn phần). Áp suất trong UPOG được giữ ở mức cao để đảm bảo thu gom khí và vận chuyển sản phẩm từ các giàn BK/RC đến trung tâm xử lý của mỏ kết nối. Với chế độ tách khí toàn phần, dầu bão hòa khí sẽ đi vào đường ống với áp suất bão hòa dầu $P_s(t_d)$, bằng áp suất trong UPOG. Quá trình dịch chuyển trong đường ống, nhiệt độ dầu sẽ giảm, dẫn đến giảm cân bằng áp suất bão hòa đến giá trị $\Delta P_s(t)$. Bằng cách sử dụng chương trình phần mềm, thay đổi áp suất bão hòa của dầu tại các điều kiện làm việc của đường ống sẽ được xác định:

$$\Delta P_s(t) = P_s(t_d) - P_s(t_c)$$

Trong đó: $P_s(t_d)$, $P_s(t_c)$: Áp suất bão hòa của dầu;

t_d, t_c: Nhiệt độ ban đầu và nhiệt độ cuối.

Với kết quả giảm nhiệt độ, sự thay đổi áp suất bão hòa của dầu ΔP_s có thể đạt vài barg. Nếu các tổn thất thủy lực vận chuyển thấp hơn hiệu số áp suất bão hòa của dầu $\Delta P < \Delta P_s$ thì trong đường ống sẽ thực hiện vận chuyển dầu bão hòa khí.

Công nghệ thu gom sản phẩm giếng sử dụng UPOG sẽ làm giảm áp suất trong hệ thống thu gom và vận chuyển, nghĩa là thực hiện vận chuyển sản phẩm giếng ở điều kiện 1 pha (pha lỏng). Áp suất tách khí trong UPOG càng cao, thì hiệu quả của giải pháp càng lớn. Thực tế cho thấy, mức độ bão hòa khí, tức là khí hòa tan trong dầu ở các áp suất khác nhau, tính chất lưu biến của dầu bão hòa khí cũng sẽ khác nhau. Mức độ bão hòa khí ở các áp suất khác nhau được đánh giá bằng lượng khí hòa tan hay thể tích chênh lệch lượng khí tách ra trong quá trình tách từ áp suất bão hòa đến áp suất khí quyển và ở điều kiện nhiệt độ trong UPOG (tức là nhiệt độ thực tế trước khi dầu và khí vào đường ống ngầm). Lượng khí hòa tan trong dầu ở áp suất P và nhiệt độ T được xác định bằng hiệu số lượng khí tách ra tại điều kiện áp suất khí quyển P_o và nhiệt độ T [$GK(P_o,T)$] và lượng khí tách ra ở điều kiện áp suất P và nhiệt độ T ($GK(P,T)$) theo công thức:

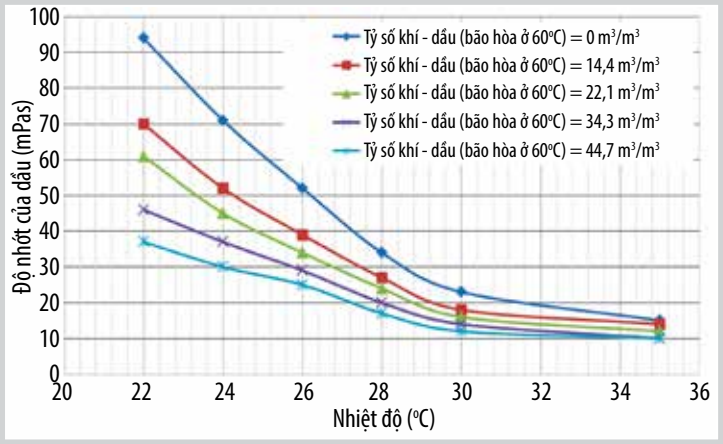
$$G(P,T) = GK(P_o, T) - GK(P,T)$$

Trong đó:

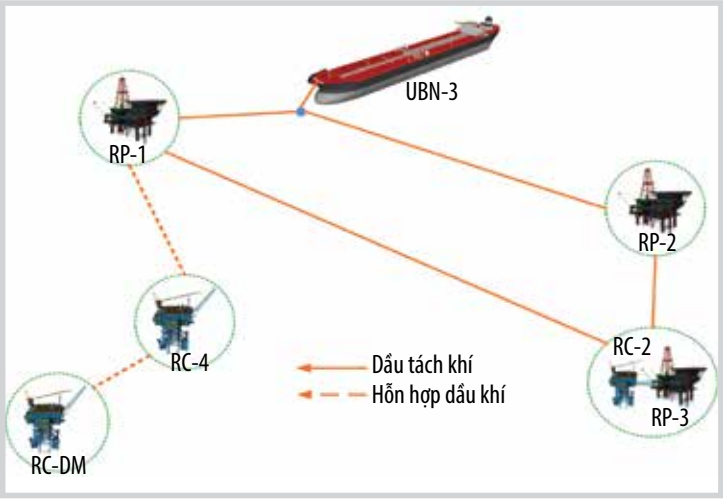
P: Áp suất (Pa);

P_o: Áp suất khí quyển (Pa);

T: Nhiệt độ (°C);



Hình 4. *Sự thay đổi tính chất lưu biến của dầu bão hòa khí.*



Hình 5. *Sơ đồ vận chuyển dầu bão hòa khí mỏ hợp nhất Nam Rồng - Đồi Mồi.*

G(P, T): Tỷ số khí dầu (m^3/m^3);

GK(P_o, T): Lượng khí tách ra ở nhiệt độ T và áp suất khí quyển P_o (m^3/m^3);

GK(P, T): Lượng khí tách ra ở điều kiện nhiệt độ T và áp suất P (m^3/m^3).

Khí bão hòa có tác động tích cực lên tính chất lưu biến của dầu nhiều paraffin (Hình 4). Với sự gia tăng lượng khí hòa tan trong dầu, độ nhớt và ứng suất trượt động của dầu giảm đi rõ rệt, đặc biệt ở khoảng nhiệt độ thấp. Kết quả này cho thấy giải pháp vận chuyển dầu bão hòa khí sẽ cho phép vận chuyển an toàn dầu đi xa đến các mỏ kết nối.

Để đảm bảo khả năng vận chuyển sản phẩm giếng ở điều kiện nhiệt độ dầu trong đường ống thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu, Vietsovpetro kết hợp với giải pháp sử dụng hóa phẩm PPD để xử lý. Như vậy, kết hợp giữa phương pháp xử lý dầu bằng nhiệt và hóa phẩm PPD, đồng thời vận chuyển dầu bão hòa khí ở áp suất nhất định, sẽ cho phép vận chuyển dầu nhiều paraffin đi xa, từ mỏ nhỏ đến mỏ kết nối. Ở các mỏ nhỏ, mỏ cận biên Lô 09-1, kết nối với Bạch Hổ và Rồng, Vietsovpetro sử dụng công nghệ địa nhiệt để xử lý dầu, nghĩa là hóa phẩm PPD được bơm xuống giếng ở độ sâu khoảng 2.500 - 2.800 m, nơi có nhiệt độ cao hơn 70°C. Với giải pháp này, sẽ không phải lắp đặt thêm thiết bị gia nhiệt trên các BK/RC tại các mỏ nhỏ, tiết giảm được chi phí cho phát triển và xây dựng các mỏ dầu khí nhỏ, mỏ cận biên trong hệ thống kết nối mỏ.

Năm 2009, Vietsovpetro cùng Công ty Liên doanh Việt-Nga-Nhật (VRJ) đưa mỏ hợp nhất Nam Rồng - Đồi Mồi (RC-4 và RC-ĐM) có trữ lượng thấp vào khai thác, bằng cách kết nối với giàn RP-1 mỏ Rồng (Hình 5). Phương pháp địa nhiệt và hóa phẩm PPD được sử dụng để xử lý dầu và vận chuyển dầu bão hòa khí từ RC-4, RC-ĐM đến RP-1.

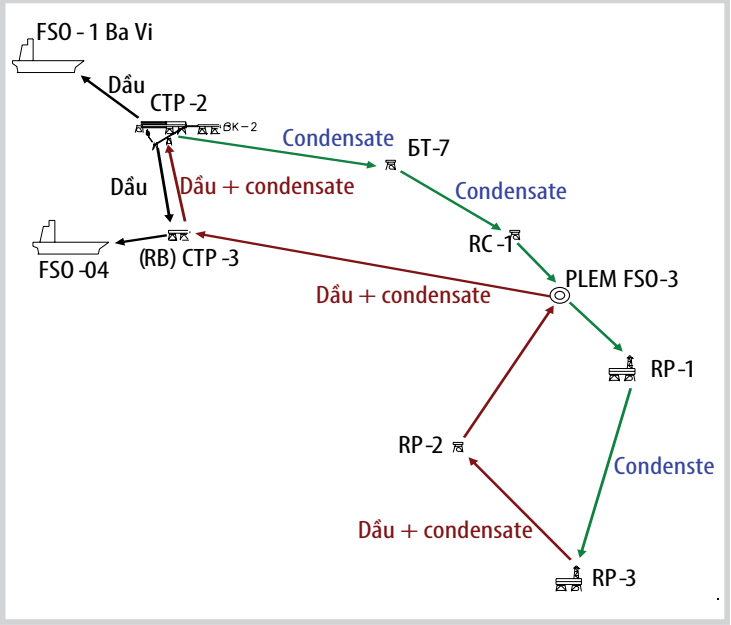
Giải pháp này đã được áp dụng rất hiệu quả để vận chuyển không những sản phẩm mỏ kết nối Nam Rồng - Đồi Mồi từ năm 2009 đến nay, mà còn sử dụng ở các mỏ Gấu Trắng, Thỏ Trắng và Cá Tầm kết nối với Bạch Hổ và Rồng. Vận chuyển sản phẩm đến mỏ kết nối bằng giải pháp vận chuyển dầu bão hòa khí sau khi đã xử lý nhiệt và hóa phẩm PPD sẽ được Vietsovpetro sử dụng để vận chuyển dầu từ các mỏ nhỏ, mỏ cận biên Lô 09-1 trong tương lai.

2.3. Giải pháp hòa trộn condensate với dầu nhiều paraffin đã xử lý hóa phẩm PPD để vận chuyển đến mỏ kết nối

Lưu lượng sản phẩm các mỏ dầu khí vừa và nhỏ kết nối với các mỏ hiện hữu thường khá nhỏ, vì vậy, vận tốc dịch chuyển của chất lưu trong đường ống cũng thấp, trong khi phải vận chuyển đi xa bằng đường ống, nên vấn đề lắng đọng paraffin bên trong đường ống là không tránh khỏi. Với những đường ống vận chuyển dài (hơn 45 - 50 km), việc xử lý dầu bằng hóa phẩm PPD kết hợp với vận chuyển dầu bão hòa khí vẫn chưa đảm bảo được vận hành an toàn đường ống. Trong trường hợp này, thường phải sử dụng hệ thống máy bơm để vận chuyển. Để vận chuyển sản phẩm giếng đi xa an toàn bằng đường ống, có thể xem xét khả năng sử dụng thêm giải pháp xử lý dầu hỗ trợ, như dùng dung môi/condensate hòa trộn với dầu đã xử lý, làm tăng thêm tính linh động của chất lưu. Kết quả nghiên cứu tại phòng thí nghiệm [5] cho thấy, nếu sử dụng condensate ở mức 5 - 10% thể tích, hòa trộn với dầu nhiều paraffin đã xử lý hóa phẩm PPD, nhiệt độ đông

Bảng 1. *Tính lưu biến của dầu hòa trộn condensate.*

Nhiệt độ đo (°C)	Tính lưu biến của dầu RP-3 hòa tan với condensate ở các hàm lượng					
	0%		5%		10%	
	Ứng suất trượt động (Pa)	Độ nhớt dẻo (mPa.s)	Ứng suất trượt động (Pa)	Độ nhớt dẻo (mPa.s)	Ứng suất trượt động (Pa)	Độ nhớt dẻo (mPa.s)
35	0	12	0	9	0	6
30	0,01	21	0	13	0	6,5
28	0,03	33	0,01	19,3	0	7,0
26	0,08	35	0,04	21,5	0,01	7,6
24	0,20	46	0,09	27,4	0,035	9,0
22	0,55	82	0,14	38,6	0,056	15,0
$T_{đđ}$ (°C)	20 - 21		18		16 - 17	



Hình 7. *Vận chuyển dầu và condensate mỏ Rồng.*

đặc của hỗn hợp sẽ giảm thêm 3 - 5°C và tính linh động tăng thêm nhiều lần (Hình 6).

Năm 1996, khu vực Đông Nam Rồng (RC-2), mỏ Rồng, được đưa vào khai thác và sản phẩm được vận chuyển đến RP-1 bằng đường ống RC-2 → RP-1 để tách khí, rồi bơm đến mỏ Bạch Hổ. Sau đó, Vietsovpetro đã xây dựng thêm giàn cố định RP-3, RP-2 và hình thành tuyến đường ống thứ 2 kết nối RP-3 với CTP-2. Như vậy, từ RP-3 (mỏ Rồng) đến CTP-2 (mỏ Bạch Hổ) có 2 tuyến ống: tuyến thứ nhất là RP-3 → RP-1 → PLEM (FSO-3) → RC-1 → BT-7 → CTP-2 dài 52 km và tuyến thứ 2 là RP-3 → RP-2 → PLEM (FSO-3) → CTP-2 dài 42 km, bọc cách nhiệt. Việc vận chuyển dầu liên mỏ từ Bạch Hổ sang Rồng, hay từ Rồng đến Bạch Hổ được cải thiện đáng kể. Tuy nhiên, trong trường hợp vận chuyển từ mỏ Rồng sang Bạch Hổ bằng 2 tuyến ống này với lưu lượng khai thác của RP-3 ở mức 2.000 - 2.500 m^3/ngày, thì vận tốc trung bình của dòng chất lưu trong ống 426 x 16 mm là 0,2 - 0,3 m/giây và trong tuyến ống 325 x 16 mm là 0,4 - 0,5 m/giây. Ở lưu lượng vận chuyển này, thời gian di chuyển của dầu trong đường ống sẽ khá dài, tổn hao nhiệt cao nên lắng đọng paraffin sẽ gia tăng nhanh chóng.

Năm 2007, khi thực hiện vận chuyển dầu từ giàn RP-3 mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ, Vietsovpetro đã sử dụng giải pháp hòa trộn condensate với dầu này để vận chuyển đến CTP-2 theo tuyến ống RP-3 → RP-2 → PLEM (FSO-3) → CTP-2 với quãng đường dài 42 km. Condensate thu hồi ở giàn nén khí mỏ Bạch Hổ, cạnh CTP-2 được vận chuyển đến RP-3 theo tuyến ống CTP-2 → BT-7 → RC-1 → PLEM (FSO-3) → RP-1 → RP-3 (Hình 7) và ngược lại. Sau 3 tháng vận hành, đã thực hiện an toàn vận chuyển dầu từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ bằng cả 2 tuyến đường ống kết nối trên, chứng minh được khả năng vận chuyển dầu liên mỏ qua đường ống dài trên 42 - 52 km bằng cách sử dụng condensate hòa trộn với dầu đã xử lý hóa phẩm PPD. Thành công này cho phép Vietsovpetro linh hoạt hơn trong công tác điều hành vận chuyển dầu giữa các mỏ kết nối.

3. Các giải pháp thiết kế và xây dựng để khai thác dầu và khí mỏ nhỏ, mỏ cận biên

Vietsovpetro khai thác dầu khí từ năm 1986. Thiết kế và xây dựng mỏ ban đầu được Viện VNIPImorneftegas Moscow, Liên bang Nga thực hiện. Theo đó, tại mỏ Bạch Hổ xây dựng các giàn cố định (MSP/RP), giàn công nghệ trung tâm (CTP) và tàu chứa dầu (FSO). Kết cấu của các giàn MSP gồm phần chân đế và thượng tầng. Chân đế được gia cố bằng 16 cọc chính đóng qua các ống trụ và 32 cọc phụ. Kết cấu thượng tầng gồm các khối module độc lập chứa đầy đủ các thiết bị công nghệ cần thiết phục vụ khoan và khai thác dầu khí, đảm bảo vận hành tổ hợp 16 giếng khoan.

Định hướng thiết kế và xây dựng mỏ Bạch Hổ được Vietsovpetro thay đổi từ năm 1989, sau khi dầu được phát hiện và khai thác ở tầng móng, nơi có áp suất vỉa rất lớn (400 bargs), lưu lượng chất lỏng của giếng đến hơn 1.000 tấn/ngày và nhiệt độ miệng giếng khoảng 100°C. Để tận dụng nguồn năng lượng vỉa của giếng dầu, công nghệ vận chuyển sản phẩm giếng được thực hiện theo giải pháp vận chuyển hỗn hợp dầu và khí. Như vậy, định hướng thiết kế và xây dựng mỏ có thay đổi so với ban đầu, trong đó:

Hình 8. *Loại giàn cố định (MSP/RP).*

Hình 9. *Tàu chứa dầu FSO ngoài khơi.*

Hình 10. *Giàn nhẹ truyền thống (BK/RC).*

Hình 11. *Giàn công nghệ trung tâm (CTP).*

- Các giàn nhẹ đơn giản (BK) được xây dựng;
- Xây dựng giàn công nghệ trung tâm (CTP);

Các giàn BK (Hình 10) chỉ thực hiện khai thác, thu gom và đo lưu lượng giếng. Sản phẩm khai thác từ BK ở dạng hỗn hợp dầu và khí được vận chuyển đến giàn CTP (Hình 11) để xử lý tách khí và nước. Giàn BK thiết kế với số lượng 6 - 9 giếng, có thể đến 12 giếng, với công suất xử lý sơ bộ dầu khoảng 6.000 tấn/ngày, gồm khối chân đế nặng 1.050 tấn, cọc - 1.100 tấn, thượng tầng khoảng 1.200 tấn, cần xả khí khoảng 26 tấn và sân bay trực thăng - 90 tấn. Trên khối thượng tầng của BK được trang bị một số hệ thống chính sau:

+ Thiết bị đầu giếng, hệ thống điều khiển;

+ Cụm van thu gom dầu khí;

+ Hệ thống phân phối khí gaslift, nước bơm ép vỉa;

+ Bình tách khí sơ bộ (UPOG);

+ Hệ thống đo dầu, khí;

+ Khu vực đường ống để vận chuyển, trung chuyển dầu khí, gaslift, nước ép vỉa;

+ Hệ thống điều khiển, điện, hệ thống cứu hỏa, thiết bị cứu sinh.

Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt đỉnh trong giai đoạn 2001 - 2003, sau đó giảm với tốc độ khá nhanh. Để duy trì sản lượng, Vietsovpetro đã tích cực nghiên cứu nhiều giải pháp để đưa các khu vực phát hiện mới, triển vọng vào khai thác. Tuy nhiên, rất khó khăn về hiệu quả kinh tế, do trữ lượng thu hồi dầu khí các phát hiện này quá thấp. Với mục đích tiết giảm tối đa chi phí phát triển mỏ, Vietsopetro đã nghiên cứu tự thực hiện thiết kế công nghệ và xây dựng mỏ để nhanh đưa các phát hiện này vào khai thác.

4. Phát triển giải pháp thiết kế và xây dựng để khai thác dầu và khí mỏ nhỏ, mỏ cận biên

Với việc áp dụng giải pháp thu gom, xử lý, vận chuyển dầu đến mỏ kết nối và thiết kế xây dựng giàn nhẹ BK truyền thống tại các mỏ nhỏ, Vietsovpetro đã góp phần đưa mỏ Cá Ngừ Vàng của Hoàn Vũ JOC vào khai thác năm 2008 bằng cách kết nối với mỏ Bạch Hổ nhờ tuyến đường ống dài 25 km [6]. Tại mỏ Cá Ngừ Vàng, giàn nhẹ BK-CNV được thiết kế và xây dựng, sản phẩm khai thác được vận chuyển ở dạng hỗn hợp dầu và khí đến CTP-3 mỏ Bạch Hổ.

Đến nay, Vietsovpetro đã đưa thêm 4 mỏ dầu có trữ lượng nhỏ lân cận Lô 09-1 vào khai thác hiệu quả nhờ giải pháp kết nối với mỏ Bạch Hổ, Rồng với thiết kế xây dựng các giàn nhẹ BK tại các mỏ này, đó là:

+ Ở mỏ hợp nhất Nam Rồng - Đồi Mồi đã xây dựng 2 giàn nhẹ RC4 và RC-ĐM, sản phẩm khai thác được vận chuyển đến giàn RP-1 mỏ Rồng ở dạng dầu bão hòa khí bằng tuyến ống RC-DM → RC4 → RP-1;

+ Tại mỏ Gấu Trắng xây dựng giàn nhẹ GTC-1, sản phẩm khai được vận chuyển đến BK-16, sau đó đến CTP-3 mỏ Bạch Hổ ở dạng dầu bão hòa khí;

+ Tại mỏ Thỏ Trắng xây dựng 2 giàn nhẹ ThTC-1 và ThTC-2, sản phẩm khai thác được vận chuyển ở dạng hỗn hợp dầu và khí đến MSP-6 và MSP-8, phía Bắc mỏ Bạch Hổ;

+ Tại mỏ Cá Tầm, Lô 09-3/12, xây dựng 2 giàn nhẹ CTC-1 và CTC-2, sản phẩm được vận chuyển ở dạng dầu bão hòa khí đến giàn RP-2 mỏ Rồng. Trong thời gian tới, tại mỏ này sẽ tiếp tục lắp đặt thêm giàn nhẹ CTC-3.

Toàn bộ các giàn nhẹ BK ở các mỏ nhỏ trên được thiết kế tiêu chuẩn, truyền thống, giống như các BK đã thiết kế và xây dựng tại mỏ Bạch Hổ và Rồng, Lô 09-1.

Nhiều phát hiện dầu khí mới ở thềm lục địa Việt Nam gần đây, đều có trữ lượng dầu khí thu hồi nhỏ hoặc rất nhỏ. Nếu đưa vào khai thác bằng việc thiết kế và xây dựng giàn BK truyền thống sẽ mang lại hiệu quả kinh tế thấp, thậm chí không thể đưa vào khai thác. Với mục đích đưa các cấu

tạo tiềm năng nói trên vào khai thác, một trong những yêu cầu đầu tiên là nâng cao hiệu quả kinh tế trong phát triển các mỏ dầu khí nhỏ, mỏ cận biên, tối ưu hóa thiết kế và xây dựng các công trình dầu khí với tiêu chí tiết giảm tối đa chi phí đầu tư (CAPEX), chi phí vận hành (OPEX) và chi phí thu dọn mỏ (ABEX). Các phương án kỹ thuật và giải pháp công nghệ áp dụng để phát triển các mỏ nhỏ, mỏ cận biên đã được Vietsovpetro nghiên cứu có các ưu điểm chính sau:

+ Giảm tối đa chi phí đầu tư;

+ Thời gian xây dựng, lắp đặt nhanh và có khả năng tái sử dụng;

+ Giảm thiểu chi phí thu dọn mỏ;

+ Tối đa sử dụng các công nghệ đã được kiểm chứng tại Vietsovpetro trong quá trình phát triển và vận hành mỏ.

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu và kinh nghiệm thực tế ở Lô 09-1, Vietsovpetro đã đề xuất các giải pháp thiết kế và xây dựng mỏ nhằm tiết kiệm chi phí [7], đưa các phát hiện dầu khí nhỏ, lân cận Lô 09-1 vào khai thác hiệu quả. Trong đó, tự nghiên cứu thiết kế, phát triển và xây dựng các giàn nhẹ BK, như:

+ Thiết kế và xây dựng dạng giàn BK truyền thống, có 9 - 12 giếng khoan, thành các BK trung tâm (BKT) với công suất dao động 2.000 - 6.000 tấn lỏng/ngày, có khả năng thực hiện tiếp nhận và xử lý sơ bộ sản phẩm khai thác đến từ các giàn BK khác, trước khi chuyển đến giàn CTP. Giàn BKT sẽ là nơi trung chuyển các hệ thống phụ trợ, như gaslift, nước ép vỉa, hệ thống điện đến các giàn BK khác. Sau khi tách khí sơ bộ và xử lý hóa phẩm PPD, sản phẩm mỏ nhỏ sẽ được vận chuyển ở dạng bão hòa khí bằng năng lượng vỉa đến giàn MSP hoặc CTP để xử lý;

+ Nghiên cứu thiết kế và xây dựng loại giàn BK kết nối, bên cạnh giàn BKT hoặc MSP hiện hữu. Loại giàn BK sẽ là loại giàn không người, các hệ thống công nghệ phụ trợ trên giàn được kết nối với BKT hoặc MSP thông qua cầu dẫn. Mô hình giàn nhẹ này sẽ giúp giảm chi phí xây dựng và vận hành;

+ Thiết kế, xây dựng loại giàn BK mini không người, có kết cấu nhẹ, hệ thống công nghệ tối giản với chi phí xây dựng và vận hành ít nhất, không có hệ thống thiết bị xử lý sơ bộ, số giếng trên loại BK này khoảng 4 - 6 giếng. Kết cấu giàn BK mini (Hình 12 - 14), gồm khối chân đế, khối thượng tầng và có hoặc không có sân bay trực thăng. Thiết kế chân đế có thể dạng 1 chân hoặc 3 chân, thay cho dạng 4 chân của BK truyền thống. Chân đế loại BK này là dạng móng cọc hút thay thế cho cọc thép đóng sâu vào lòng đất truyền thống. Các hệ thống chính trên BK mini, gồm: Thu gom sản phẩm giếng, phân phối khí gaslift, phân phối nước ép vỉa, bơm hóa phẩm, xả lỏng, đo sản phẩm giếng, khí điều khiển. Sản phẩm khai thác trên BK mini sau khi qua bộ đo được chuyển đến BKT để xử lý tách khí sơ bộ, sau đó đến MSP gần nhất và đến CTP để xử lý thương phẩm trước khi vận chuyển đến FSO để tàng chứa.

Công tác tự nghiên cứu, thiết kế và xây dựng của Vietsovpetro đã giảm 20 - 30% chi phí đầu tư các giàn BK mini so với các giàn BK truyền thống. Đây là cơ sở để Vietsovpetro đưa các phát hiện dầu khí có trữ lượng thu hồi nhỏ, lân cận mỏ Bạch Hổ và Rồng Lô 09-1 vào khai thác trong thời gian gần đây.

5. Kết luận

- Việc nghiên cứu sáng tạo các giải pháp công nghệ để vận chuyển an toàn dầu thô có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống ngầm ngoài khơi cho phép phát triển các phát hiện dầu khí có trữ lượng nhỏ, lân cận Lô 09-1 bằng cách kết nối với mỏ Bạch Hổ và Rồng đã có cơ sở hạ tầng hoàn chỉnh;

- Sử dụng linh hoạt đồng thời nhiều giải pháp công nghệ xử lý dầu nhiều paraffin sẽ nâng cao hiệu quả vận chuyển sản phẩm giếng bằng đường ống ngầm từ các mỏ kết nối có khoảng cách xa đến các giàn công nghệ trung tâm;

- Kết quả tự nghiên cứu, thiết kế và xây dựng các dạng BK trung tâm, BK kết nối, BK mini giúp tiết giảm tối đa chi phí xây dựng và vận hành mỏ, là cơ sở để Vietsovpetro tiếp tục đưa các mỏ nhỏ, cận biên vào khai thác, duy trì sản lượng khai thác dầu khí, đồng thời góp phần tận thu nguồn tài nguyên cho đất nước.

Tài liệu tham khảo

[1] Từ Thanh Nghĩa, Nguyễn Thúc Kháng, Lê Việt Hải, Dương Danh Lam, Nguyễn Quốc Dũng, Nguyễn Văn Trung và Phan Đức Tuấn, *Công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng các mỏ dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh, 2016.

[2] Nguyễn Thúc Kháng, Từ Thành Nghĩa, Tống Cảnh Sơn, Phạm Bá Hiển, Phạm Thành Vinh và Nguyễn Hoài Vũ, *Công nghệ xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin ở thềm lục địa Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2016.

[3] Từ Thành Nghĩa, Phạm Bá Hiển, Phạm Xuân Sơn, Tống Cảnh Sơn, Nguyễn Hoài Vũ, Ngô Thường San,

Nguyễn Văn Minh, và Nguyễn Thúc Kháng, "Những khó khăn, thách thức của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 20 - 25, 2015.

[4] Nguyen Thuc Khang, Ha Van Bich, Tong Canh Son, Le Dinh Hoe, "Transporting oil and gas mixture in gathering system at White Tiger oil field", *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 9 - 11 September 2003*.

[5] Tống Cảnh Sơn, Lê Đình Hòe, và Lê Đăng Tâm, "Sử dụng condensate để vận chuyển dầu RP-3 mỏ Rồng đến CTP-2 mỏ Bạch Hổ bằng đường ống", *Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học công nghệ "Viện Dầu khí Việt Nam: 30 năm phát triển và hội nhập"*, Quyển 1, trang 668 - 677, 2008.

[6] Phùng Đình Thực, Tống Cảnh Sơn, Lê Đình Hòe, và Ngô Hữu Hải, "Kết nối mỏ Cá Ngừ Vàng với mỏ Bạch Hổ, kinh nghiệm kết nối mỏ nhỏ với cơ sở hạ tầng các mỏ hiện hữu", *Tạp chí Dầu khí*, Số 2, trang 28 - 32, 2016.

[7] Cao Tùng Sơn, Lê Việt Dũng, Bùi Trọng Hân, Lê Hữu Toàn, và Lê Vũ Quân, "Giải pháp thiết kế xây dựng công trình phục vụ khai thác các mỏ nhỏ và mỏ cận biên", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 55 - 60, 2015.

PARAFFIN CRUDE OIL TRANSPORT SOLUTIONS AND CONSTRUCTION DESIGN FOR DEVELOPING OFFSHORE MARGINAL OIL AND GAS FIELDS, BLOCK 09-1

Tran Quoc Thang, Le Viet Dung, Le Dang Tam, Tong Canh Son, Bui Trong Han, Chu Van Luong, Phan Duc Tuan, Phan Tran Hai Long
Vietsovpetro
Email: sontc.rd@gmail.com

Summary

The Vietnam - Russia Joint Venture "Vietsovpetro" has conducted several solutions for paraffin crude transportation through long-distance pipeline and self-studied for designing and constructing fields with small recoverable reserve at lowest possible cost to put them into production.

In this paper, technological solutions for oil transportation from tie-in oil fields will be presented to analyse possibly applicable methods. Moreover, the field design and construction are also delivered to bring the marginal and small oil and gas discoveries of Block 09-1 into exploitation, making full use of the natural resources for the country.

Key words: Small field, marginal fields, tie-in oil field, design, construction.

DầuKhí
KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

KẾT QUẢ TÌM KIẾM THĂM DÒ DẦU KHÍ GIAI ĐOẠN 2011 - 2022 VÀ MỘT SỐ GIẢI PHÁP THU HÚT ĐẦU TƯ VÀO CÁC LÔ MỞ TRÊN THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Hoàng Anh Tuấn[1], Trịnh Xuân Cường[1], Nguyễn Văn Khương[1], Nguyễn Lĩnh Thái[1]
Trịnh Huy Hùng[1], Nguyễn Trung Hiếu[2], Nguyễn Quang Tuấn[2]
[1]Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
[2]Viện Dầu khí Việt Nam
Email: tuanha03@pvn.vn
https://doi.org/10.47800/PVSI.2023.01-06

Tóm tắt

Đến 30/6/2023, trên thềm lục địa Việt Nam có hơn 80 lô dầu khí mở và hoàn trả diện tích (lô mở). Tiềm năng dầu khí có thể thu hồi từ các mỏ và lô mở của Việt Nam dự báo còn lại khoảng 1,5 - 2 tỷ m^3 dầu quy đổi, trong đó dầu và condensate chiếm khoảng 30%, khí chiếm khoảng 70%.

Trên cơ sở kết quả tìm kiếm thăm dò dầu khí giai đoạn 2011 - 2022, kết hợp với những điều chỉnh tích cực của Luật Dầu khí (Luật số 12/2022/QH15 được Quốc hội nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam khóa XV, kỳ họp lần thứ 4 thông qua ngày 14/11/2022, có hiệu lực thi hành từ ngày 1/7/2023), nhóm tác giả đề xuất một số giải pháp nhằm tăng cường thu hút đầu tư vào các lô mở trên thềm lục địa Việt Nam thời gian tiếp theo.

Từ khóa: Tìm kiếm thăm dò dầu khí, tiềm năng dầu khí, lô mở, hợp đồng chia sản phẩm, Luật Dầu khí.

1. Giới thiệu

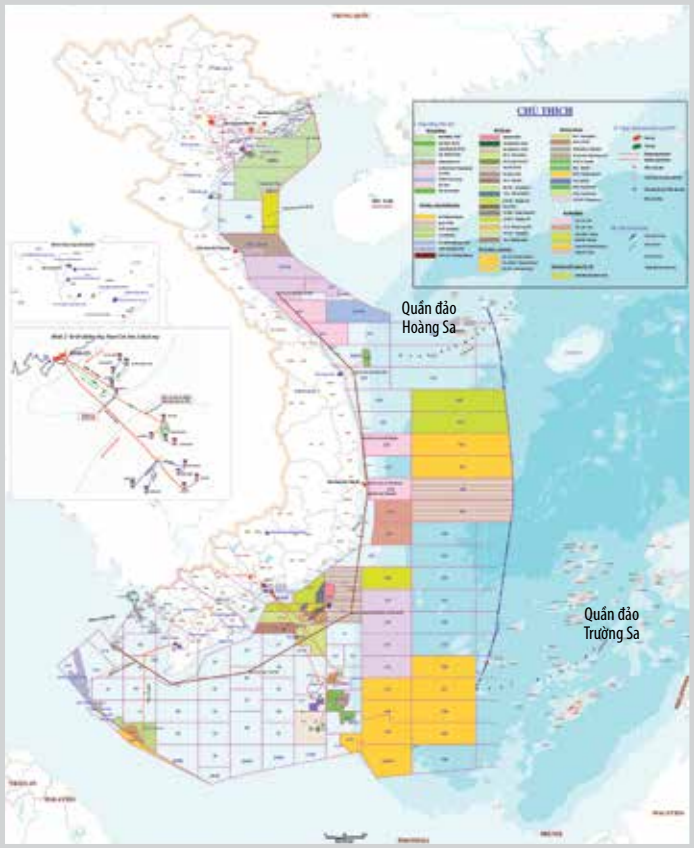
Tổng trữ lượng dầu khí đã phát hiện tại Việt Nam ước tính đến ngày 31/12/2022 đạt 1,56 tỷ m^3 dầu quy đổi; trong đó, dầu và condensate chiếm khoảng 766 triệu m^3, tương đương 48%; khí chiếm khoảng 800 tỷ m^3, tương đương 52%. Tiềm năng dầu khí có thể thu hồi từ các bể trầm tích còn lại dự báo khoảng 1,5 - 2 tỷ m^3 dầu quy đổi (dầu và condensate chiếm khoảng 30%; khí chiếm khoảng 70%), trong đó khoảng 50% phân bố ở các khu vực nước sâu, xa bờ, điều kiện thi công thực địa khó khăn, phức tạp [1].

Giai đoạn 2011 - 2022, trong số 24 hợp đồng dầu khí (PSC) được ký mới trên thềm lục địa Việt Nam có 21 PSC được ký trong giai đoạn 2011 - 2015 [2]. Số lượng PSC ký mới trong từng giai đoạn phản ánh sự quan tâm và mức độ đầu tư của các công ty/nhà thầu dầu khí vào lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam.

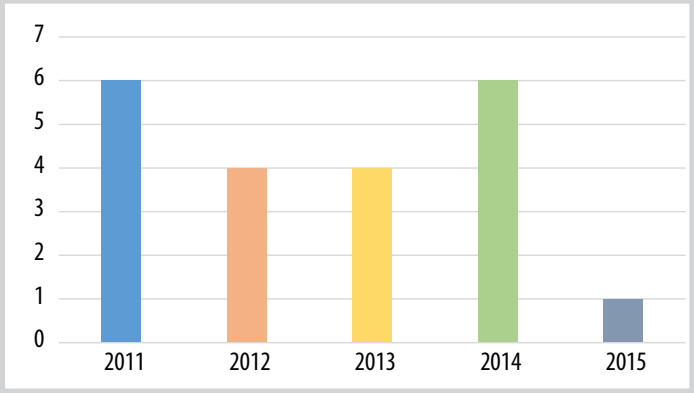
Ngày nhận bài: 25/4/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 25/4 - 29/6/2023. Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/11/2023.

Trong giai đoạn 2011 - 2015, trung bình mỗi năm có 4 PSC được ký mới, tập trung ở khu vực có tiềm năng cao như các bể Sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn cho đến khu vực nước sâu, xa bờ ở các bể Tư Chính - Vũng Mây, Phú Khánh hay bể trầm tích cổ (bể Mesozoic Phú Quốc).

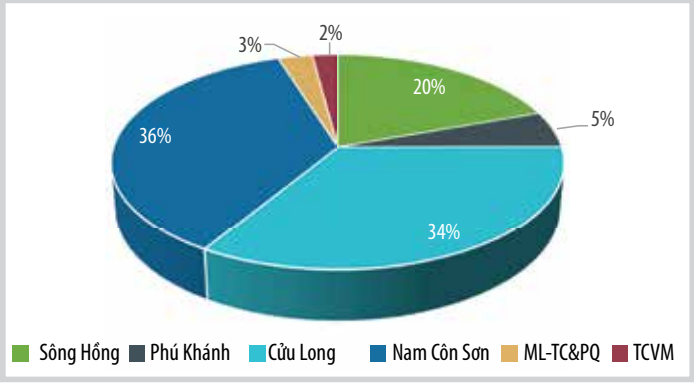
Trong giai đoạn 2016 - 2022, hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí tại Việt Nam gặp nhiều bất lợi do giá dầu suy giảm ở mức thấp kéo dài, ảnh hưởng tiêu cực của đại dịch Covid-19 hay cơ chế chính sách chưa thực sự khuyến khích các nhà đầu tư..., và chỉ có 3 PSC được ký mới. Luật Dầu khí mới ban hành - Luật số 12/2022/QH15, được Quốc hội thông qua ngày 14/11/2022, có hiệu lực thi hành kể từ ngày 01/7/2023 (sau đây gọi tắt là Luật Dầu khí năm 2022) được nhận định có nhiều quy định sửa đổi phù hợp với tình hình thực tế triển khai các hoạt động dầu khí tại Việt Nam. Việc vận dụng linh hoạt các điểm thay đổi tích cực của Luật Dầu khí, kết hợp với các giải pháp đồng bộ về khoa học - công nghệ và cơ chế - chính sách được kỳ vọng sẽ thúc đẩy các hoạt động đầu tư vào lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, đặc biệt trong bối cảnh nhiều PSC sắp hết hạn, một số mỏ dầu khí đang ở giai đoạn suy giảm và các mỏ phát hiện mới chủ yếu là mỏ nhỏ, cận biên.



Hình 1. *Bản đồ các lô dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam. [3]*



Hình 2. *Số lượng PSC đã ký trên thềm lục địa Việt Nam trong giai đoạn 2011 - 2015 [2].*



Hình 3. *Chi phí thăm dò - thẩm lượng trong giai đoạn 2011 - 2015 chia theo từng bể trầm tích [5].*

2. Kết quả tìm kiếm thăm dò dầu khí và ký mới PSC tại Việt Nam

Đến thời điểm 30/6/2023, trên thềm lục địa Việt Nam có trên 50 PSC đang còn hiệu lực với gần một nửa đang trong giai đoạn tìm kiếm thăm dò, còn lại ở giai đoạn khai thác hoặc chuẩn bị đưa vào phát triển khai thác. Số lượng các lô dầu khí mở và hoàn trả diện tích là trên 80 lô (Hình 1) [3].

Giai đoạn 2011 - 2015, có 21 PSC được ký mới trên thềm lục địa Việt Nam (Hình 2) [2]. Hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí trong giai đoạn này được đẩy mạnh với trên 50.000 km tuyến địa chấn 2D và khoảng 35.000 km^2 địa chấn 3D được khảo sát; gần 130 giếng khoan thăm dò - thẩm lượng được triển khai thi công. Tổng số có 24 phát hiện dầu khí mới, trong đó có nhiều phát hiện quan trọng như Cá Voi Xanh, Gấu Trắng, Thỏ Trắng, cụm Kình Ngư, Sao Vàng - Đại Nguyệt, Cá Tầm, Cá Kiếm Đen... Gia tăng trữ lượng trong giai đoạn này đạt khoảng 190 triệu tấn dầu quy đổi, với hệ số bù (gia tăng trữ lượng/sản lượng khai thác) trung bình đạt 1,5 lần [5].

Có thể thấy trong giai đoạn này, hoạt động tìm kiếm thăm dò được các công ty/nhà thầu dầu khí chú trọng với chi phí đầu tư cho thăm dò - thẩm lượng cả giai đoạn lên đến 4,5 tỷ USD, cao nhất là năm 2014 đạt trên 1 tỷ USD (Hình 3) [5].

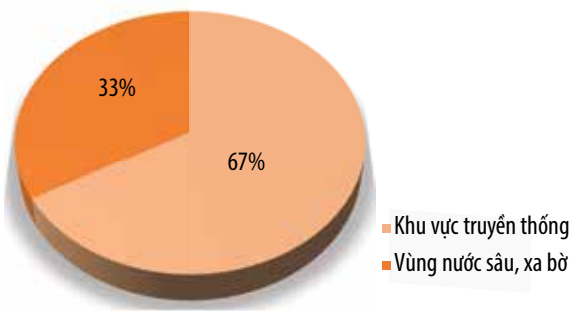
Hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí được thúc đẩy nhờ chính sách khuyến khích đầu tư của nước chủ nhà. Đặc biệt, việc tổ chức vòng đấu thầu năm 2011 đã mở ra cơ hội cho các công ty/nhà thầu tiếp cận tài liệu để xem xét, đánh giá và đề xuất ký PSC [1]. Với 7 PSC được ký mới ở khu vực nước sâu, xa bờ (chiếm 33% các PSC đã ký trong giai đoạn 2011 - 2015) cho thấy sự thay đổi quan điểm của các nhà thầu về đầu tư dự án mới cho các khu vực có chi phí thăm dò lớn, rủi ro cao, nhưng các phát hiện dự báo quy mô lớn và tiềm năng dầu khí cao (Hình 4) [5].

Cùng với việc giá dầu duy trì ở mức cao (xấp xỉ 100 USD/thùng), công tác đầu tư vào hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí được đẩy mạnh, các phát hiện dầu khí có trữ lượng nhỏ hoặc trung bình cũng được xem xét, đưa vào phát triển, do đáp ứng được chỉ tiêu kinh tế tại thời điểm này.

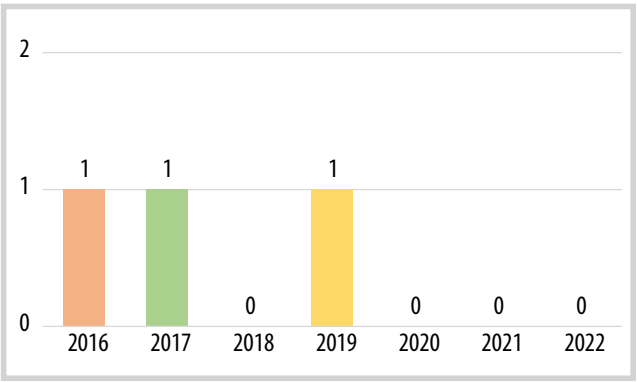
Trong giai đoạn 2016 - 2022, hoạt động tìm kiếm

thăm dò và khai thác dầu khí suy giảm mạnh so với giai đoạn trước đó. Mục tiêu gia tăng trữ lượng và mở rộng vùng hoạt động tìm kiếm thăm dò chưa đạt yêu cầu, chỉ có 3 PSC được ký mới trong cả giai đoạn (Hình 5).

Trên toàn thềm lục địa Việt Nam chỉ thu nổ được 25.000 km tuyến địa chấn 2D và gần 7.000 km² địa chấn 3D; thi công được 80 giếng thăm dò - thẩm lượng. Tổng số có 7 phát hiện dầu khí mới, tiêu biểu là các phát hiện Phong Lan Dại, Kèn Bầu, Thổ Tinh Nam và Cá Trích. Gia tăng trữ lượng trong giai đoạn này chưa đủ bù cho sản lượng khai thác, đặt ra thách thức rất lớn trong việc đảm bảo mục tiêu duy trì sản lượng khai thác trong giai đoạn 2021 - 2025.



Hình 4. *Số lượng PSC ký mới trên thềm lục địa Việt Nam trong giai đoạn 2011 - 2015 [5].*

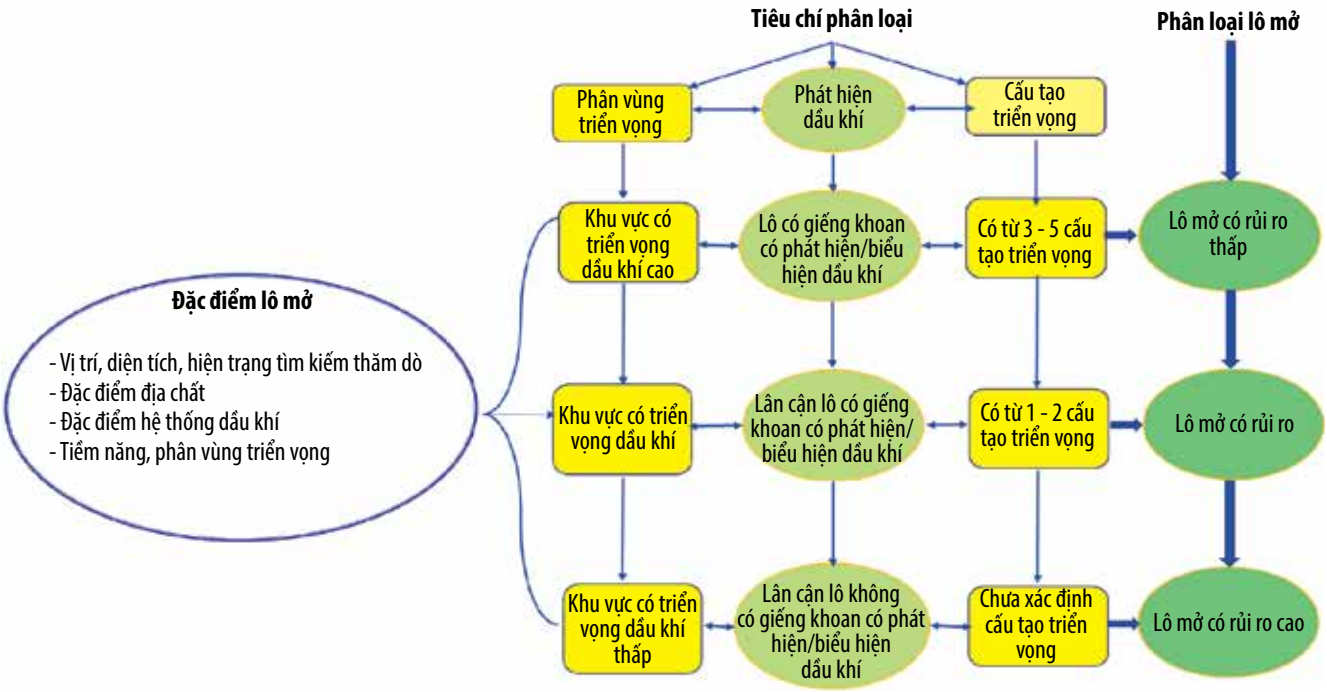


Hình 5. *Số lượng PSC đã ký trên thềm lục địa Việt Nam trong giai đoạn 2016 - 2022 [2].*

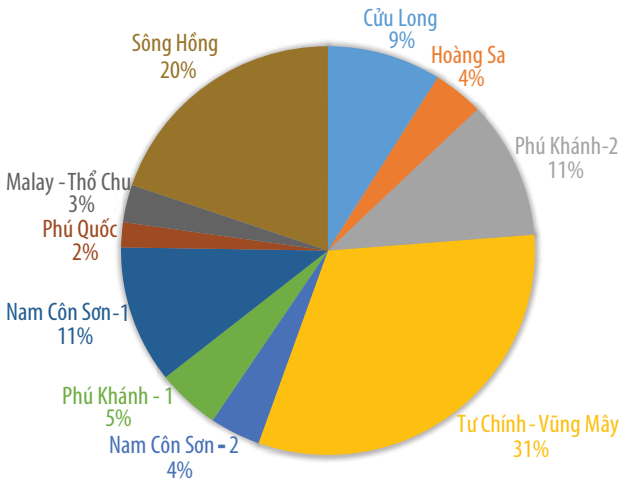
3. Phân loại và đánh giá tiềm năng dầu khí các lô mở

Đối với hơn 80 lô dầu khí mở trên thềm lục địa Việt Nam hiện nay, mức độ rủi ro tìm kiếm thăm dò của từng lô được phân loại dựa trên các tiêu chí tổng hợp về vị trí địa lý, đặc điểm cấu trúc địa chất, hệ thống dầu khí, tiềm năng dầu khí, phân vùng triển vọng và hạ tầng cơ sở hiện có (Hình 6).

Theo tài liệu cập nhật, tiềm năng dầu khí có thể thu hồi tập trung ở 4 bể trầm tích chính Cửu Long, Nam Côn Sơn, Tư Chính - Vũng Mây và Sông Hồng; trong đó dầu chiếm khoảng 30%, khí chiếm khoảng 70%; khu vực nước sâu, xa bờ, khu vực gặp khó khăn khi triển khai thực địa,... chiếm hơn 50% (Hình 7) [1]. Thời gian qua, các nhà thầu dầu khí đã tìm hiểu, tham khảo tài liệu các lô mở, nhưng số lượng các lô/nhóm lô mở được quan tâm rất hạn chế do điều kiện ưu đãi chưa hấp dẫn. Vì vậy, công tác kêu gọi đầu tư vào các lô mở gặp thách thức lớn, cần có các giải pháp khuyến khích để thúc đẩy đầu tư, ký mới các PSC thời gian tiếp theo.



Hình 6. *Phân loại các lô mở [6].*



Hình 7. *Tiềm năng dầu khí của các lô dầu khí mở phân chia theo bể trầm tích [5].*

4. Triển vọng thu hút đầu tư vào các lô mở dưới tác động của Luật Dầu khí mới

Trước thực trạng suy giảm đầu tư cho công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí, cùng với sự sụt giảm của số lượng PSC ký mới trong giai đoạn 2016 - 2022, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang nghiên cứu, triển khai các giải pháp để đẩy mạnh thu hút đầu tư vào lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí nhằm gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác.

Luật Dầu khí năm 2022 được đánh giá có nhiều quy định phù hợp với tình hình thực tế triển khai các hoạt động dầu khí tại Việt Nam, kỳ vọng sẽ góp phần thúc đẩy các hoạt động đầu tư vào lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí. Luật Dầu khí được điều chỉnh trên cơ sở đảm bảo lợi ích hài hòa giữa nhà đầu tư và nước chủ nhà, phù hợp với xu thế chung của thế giới và tiềm năng dầu khí của Việt Nam, cũng như bối cảnh nhiều PSC sắp hết hạn, nhiều mỏ dầu khí đang ở giai đoạn suy giảm/cạn kiệt và các mỏ đã phát hiện chủ yếu là mỏ nhỏ, cận biên.

Căn cứ tiềm năng dầu khí và điều kiện cụ thể của các lô mở ở từng khu vực, cần thiết xây dựng và triển khai kế hoạch đấu thầu rộng rãi các lô mở trên thềm lục địa Việt Nam, với những đề xuất ưu đãi, tạo thuận lợi cho các nhà đầu tư theo các quy định của Luật Dầu khí năm 2022. Theo đó:

- Các lô, mỏ dầu khí được hưởng chính sách ưu đãi đầu tư đặc biệt (Khoản 3, Điều 54) có mức thuế suất thu nhập doanh nghiệp áp dụng là 25% (Luật Thuế thu nhập doanh nghiệp hiện hành chưa quy định mức thuế suất này), thuế xuất khẩu dầu thô là 5% (nằm trong khung thuế suất xuất khẩu theo quy định) và mức thu hồi chi phí tối đa 80% sản lượng dầu, khí khai thác được trong năm;

- Thời hạn của các PSC cũng thay đổi theo hướng có lợi hơn cho nhà đầu tư: đối với lô dầu khí trong danh mục các lô dầu khí được hưởng chính sách ưu đãi đầu tư và ưu đãi đầu tư đặc biệt, thời hạn hợp đồng dầu khí điều chỉnh không quá 35 năm (Luật trước đây quy định là 25 năm), trong đó giai đoạn tìm kiếm thăm dò dầu khí kéo dài không quá 10 năm; các PSC có thể được gia hạn nhưng không quá 5 năm (Luật trước đây quy định là 2 năm) và giai đoạn tìm kiếm thăm dò dầu khí có thể được gia hạn nhưng không quá 5 năm trên cơ sở chấp thuận của Bộ Công Thương;

- Thời gian gia hạn của giai đoạn tìm kiếm thăm dò dầu khí, thời gian giữ lại diện tích phát hiện khí đã được tuyên bố phát hiện thương mại và thời gian tạm dừng thực hiện một số quyền và nghĩa vụ trong hợp đồng dầu khí trong trường hợp bất khả kháng hoặc vì lý do quốc phòng, an ninh không tính vào thời hạn hợp đồng dầu khí (Điều 31, Luật Dầu khí năm 2022) [4].

5. Kết luận và kiến nghị

Trong giai đoạn từ năm 2011 đến nay, công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam đã đạt được kết quả đáng khích lệ. Tổng trữ lượng dầu khí đã phát hiện tại Việt Nam đến cuối năm 2022 ước đạt 1,56 tỷ m^3 dầu quy đổi (trong đó, dầu và condensate chiếm 48%; khí chiếm 52%). Tiềm năng có thể thu hồi từ các bể trầm tích còn lại dự báo khoảng 1,5 - 2 tỷ m^3 dầu quy đổi (dầu và condensate chiếm khoảng 30%; khí chiếm khoảng 70%). Kết quả tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí đã góp phần quan trọng vào việc hoàn thành các mục tiêu, chiến lược phát triển của Petrovietnam, cũng như đảm bảo sự phát triển ổn định về kinh tế - chính trị - xã hội, an ninh năng lượng và khẳng định chủ quyền biển đảo của quốc gia.

Đã có 24 hợp đồng dầu khí được ký mới trên toàn thềm lục địa Việt Nam trong giai đoạn từ năm 2011 đến tháng 6/2023. Tuy nhiên, việc không có PSC ký mới trong những năm gần đây đặt ra thách thức lớn cho việc đảm bảo mục tiêu gia tăng trữ lượng và duy trì sản lượng khai thác trong nước trong thời gian tiếp theo.

Để đẩy mạnh hoạt động thăm dò khai thác dầu khí nói chung và thu hút đầu tư vào các lô mở, ký mới PSC trên thềm lục địa Việt Nam nói riêng, cần triển khai đồng bộ các giải pháp về kỹ thuật - công nghệ và các giải pháp khác về cơ chế - chính sách (ưu đãi đầu tư/ưu đãi đầu tư đặc biệt) cho các khu vực có tiềm năng hạn chế, rủi ro thăm dò cao, chi phí đầu tư lớn. Theo đó, cần tập trung vào một số giải pháp cụ thể:

- Khẩn trương triển khai chương trình nghiên cứu điều tra cơ bản về dầu khí theo quy định của Luật Dầu khí năm 2022 để định hướng hoạt động tìm kiếm thăm dò cho các khu vực triển vọng dầu khí tại Việt Nam;

- Khuyến khích các nhà đầu tư xây dựng phương án gia hạn/ký mới đối với các PSC sắp hết hạn và đẩy mạnh thăm dò mở rộng/tận thăm dò tại các khu vực đang triển khai các hoạt động phát triển khai thác nhằm tận dụng cơ sở hạ tầng hiện có, sẵn sàng đưa các phát hiện mới vào phát triển;

- Lựa chọn một số lô/nhóm lô mở đủ tiêu chuẩn hưởng chính sách "ưu đãi đầu tư" hoặc "ưu đãi đầu tư đặc biệt" đưa vào vòng đấu thầu các lô mở trong thời gian sớm nhất để khẩn trương lựa chọn được nhà đầu tư ký PSC mới trên thềm lục địa Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

[1] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, *"Hội nghị thăm dò khai thác dầu khí năm 2023"*, 2023.

[2] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, *"Tổng hợp thông tin các hợp đồng chia sản phẩm dầu khí giai đoạn 2011 - 2022"*, 2022.

[3] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, *"Báo cáo tình hình hoàn trả và điều chỉnh diện tích các lô Hợp đồng Dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam đến 31/12/2022"*, 2023.

[4] Quốc hội, *"Luật Dầu khí"*, Luật số 12/2022/QH15 ngày 14/11/2022.

[5] Nguyễn Thanh Tùng, *"Báo cáo tổng kết, đánh giá công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam giai đoạn 2011 - 2015 và phương hướng tìm kiếm thăm dò tiếp theo"*, Viện Dầu khí Việt Nam, 2018.

[6] Viện Dầu khí Việt Nam, *"Đánh giá tiềm năng dầu khí các lô mở có triển vọng trên thềm lục địa Việt Nam, thời điểm đến 31/12/2021"*, Kỳ họp lần III, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, 2022.

OIL AND GAS EXPLORATION IN 2011 - 2022 AND SOME SOLUTIONS TO ATTRACT INVESTMENT INTO OPEN BLOCKS, OFFSHORE VIETNAM

Hoang Anh Tuan[1], Trinh Xuan Cuong[1], Nguyen Van Khuong[1], Nguyen Linh Thai[1]
Trinh Huy Hung[1], Nguyen Trung Hieu[2], Nguyen Quang Tuan[2]
[1]Vietnam Oil and Gas Group
[2]Vietnam Petroleum Institute
Email: tuanha03@pvn.vn

Summary

As of June 30, 2023, there are more than 80 open blocks (including relinquished areas) on the continental shelf of Vietnam. The remaining hydrocarbon potential of Vietnam is about 1.5 - 2 billion barrels of oil equivalent, of which 30% is oil and 70% is gas.

The paper gives a review of oil and gas exploration in the period 2011 - 2022 and suggests some solutions to attract investment into open blocks, offshore Vietnam, in the future based on favorable conditions pursuant to the Law on Petroleum (Law No. 12/2022/QH15 was passed by Legislature XV of the National Assembly of the Socialist Republic of Vietnam at its 4th session on 14 November 2022 and takes effect from 01 July 2023).

Key words: Exploration and production, hydrocarbon potential, open blocks, Production Sharing Contract (PSC), Law on Petroleum.

DầuKhí
KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

XÂY DỰNG MÔ HÌNH LẮNG ĐỌNG TRẦM TÍCH PHỤ TẬP D3, TUỔI OLIGOCENE MUỘN KHU VỰC PHÍA TÂY NAM BỂ CỬU LONG

Phạm Hải Đăng, Vũ Minh Tuấn, Nguyễn Đình Chức, Trần Đại Thắng, Đặng Vũ Khởi, Ngô Kiều Oanh
Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí
Email: dangph@pvep.com.vn
https://doi.org/10.47800/PVSI.2023.01-07

Tóm tắt

Trong giai đoạn Oligocene muộn, vào thời gian thành tạo trầm tích phụ tập D3, khu vực rìa phía Tây Nam bể Cửu Long có môi trường lắng đọng trầm tích vũng vịnh, trầm tích dưới mặt nước hồ. Nguồn vật liệu cung cấp cho khu vực nghiên cứu được các sông suối chảy qua vùng trầm tích lục địa ở phía Tây, phía Bắc vận chuyển đến. Từ kết quả nghiên cứu tài liệu địa chất - địa vật lý trong khu vực, mô hình trầm tích cho đối tượng trầm tích phụ tập D3 được đề xuất. Trong mô hình này, khu vực nghiên cứu nằm ở gần vùng trung tâm trầm tích của bể Cửu Long với một số delta nhỏ hình thành ở rìa phía Tây bể và một dải delta ngầm lớn kéo dài theo hướng Đông Bắc - Tây Nam. Kết quả thử vỉa của giếng khoan thăm dò khoan qua dải delta này cho thấy vẫn có tiềm năng để tiếp tục thăm dò đối tượng Oligocene D trong khu vực này.

Từ khóa: Môi trường trầm tích, Oligocene muộn, tách giãn, tướng trầm tích, thạch học, delta ngầm.

1. Giới thiệu

Trong khu vực nghiên cứu, trầm tích Oligocene D đã gặp ở các giếng khoan có thể được chia thành 3 phụ tập có đặc điểm trầm tích khác biệt rõ ràng: dưới cùng là phụ tập D1 trội cát tương ứng với thời kỳ mực nước thấp, phát triển lấp đầy trũng/địa hào có trước; phủ lên trên D1 là phụ tập D2 trội sét tương ứng với thời kỳ nước sâu, bình ổn trong một thời gian dài; trên cùng là phụ tập D3 trội cát tương ứng với thời kỳ mực nước thấp, trầm tích phát triển mạnh ra phía bể.

Trước năm 2020, kết quả khoan trong khu vực nghiên cứu cho thấy đối tượng cát kết Oligocene D ít tiềm năng do chỉ cho dòng dầu yếu ở một số ít giếng khoan. Năm 2020, giếng khoan B-1X khoan thăm dò cấu tạo B đã gặp tập cát dày gần 100 m trong phụ tập D3 có biểu hiện dầu khí khá tốt. Kết quả thử vỉa ở phần trên của tập cát kết này cho dòng tự nhiên, lưu lượng ổn định trên 3.000 thùng dầu/ngày. Kết quả này đã khẳng định đối tượng Oligocene D, đặc biệt là phụ tập D3 trong khu vực nghiên cứu vẫn có tiềm năng cho công tác tìm kiếm thăm dò. Nghiên cứu này được triển khai để đánh giá đặc điểm môi trường trầm tích nhằm dự báo phân bố đá chứa trong phụ tập D3 phục vụ cho công tác tìm kiếm thăm dò (Hình 1).

Ngày nhận bài: 22/5/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 15/8 - 7/9/2023. Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/11/2023.

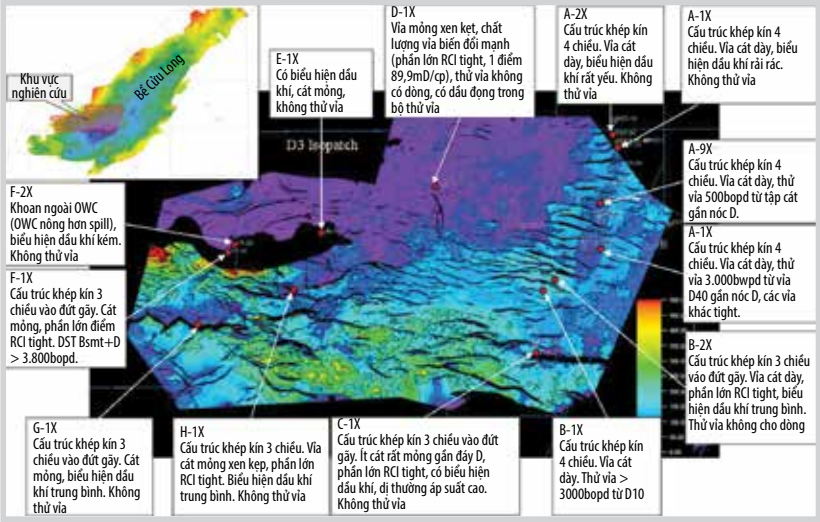
2. Cơ sở dữ liệu và phương pháp nghiên cứu

2.1. Cơ sở dữ liệu

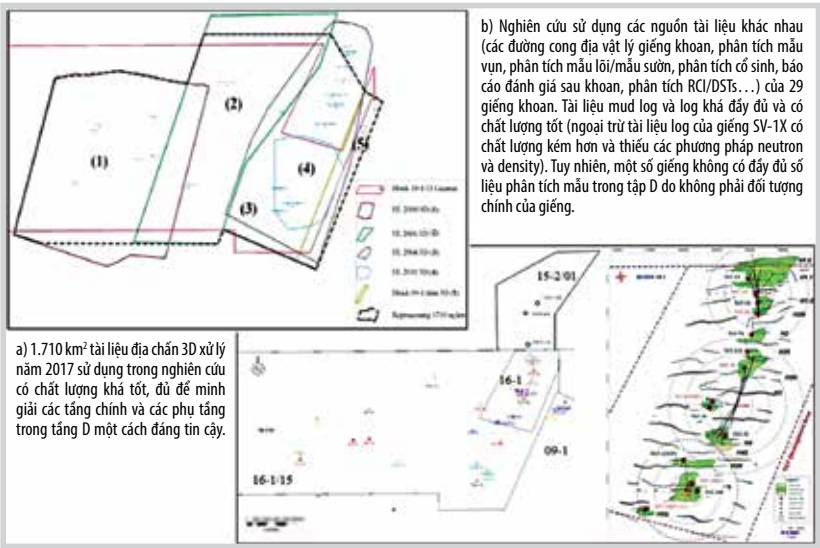
Nhóm tác giả đã sử dụng dữ liệu gồm 1.710 km^2 tài liệu địa chấn 3D (Hình 2), các loại tài liệu giếng khoan (địa vật lý giếng khoan, phân tích mẫu, kết quả đo và phân tích áp suất), tài liệu địa chất khu vực, các báo cáo đánh giá và nghiên cứu về địa chất dầu khí trong khu vực.

2.2. Phương pháp nghiên cứu

Để giải quyết nhiệm vụ luận giải môi trường lắng đọng trầm tích, nghiên cứu này áp dụng phương thức tiếp cận tổng hợp sử dụng các phương pháp nghiên cứu địa chất - địa vật lý nhằm hỗ trợ và đối sánh lẫn nhau. Cách tiếp cận này có thể giảm rủi ro khi sử dụng đơn lẻ từng phương pháp. Các phương pháp địa vật lý bao gồm: phân tích địa chấn địa tầng phân tập xác định đặc điểm của trường sóng địa chấn (thời gian, tốc độ truyền sóng, tần số, biên độ, năng lượng truyền sóng, kiến trúc phản xạ...) liên quan đến các đặc điểm địa chất (cấu trúc phân lớp, tướng/môi trường trầm tích...) [1 - 5]; phân

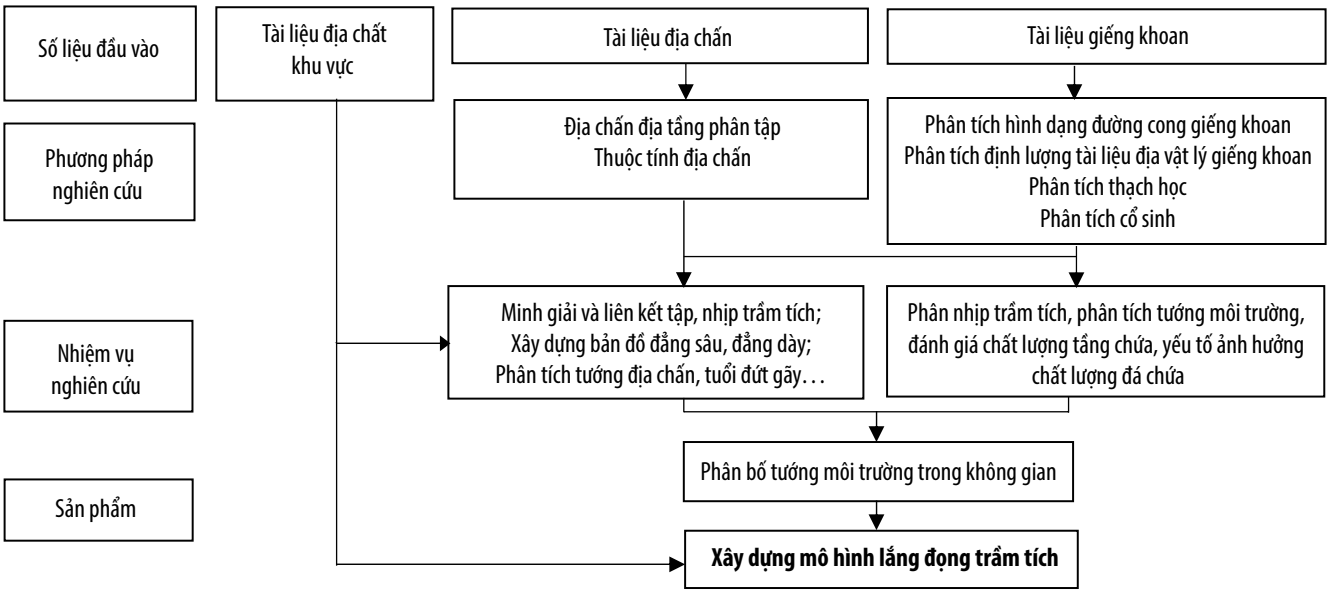


Hình 1. *Vị trí khu vực nghiên cứu và kết quả khoan trong tập Oligocene D. Nguồn: PVEP.*



Hình 2. *Cơ sở dữ liệu sử dụng cho nghiên cứu: a) Sơ đồ các khối tài liệu địa chấn 3D; b) Sơ đồ vị trí các giếng khoan khu vực nghiên cứu.*

tích thuộc tính địa chấn liên quan đến các tính chất của trường sóng địa chấn xác định được từ số liệu địa chấn (biên độ, tần số, pha, cường độ phản xạ, năng lượng…) và các kết quả biến đổi chúng (trên miền tần số hay trở kháng âm học) nhằm khai thác triệt để lượng thông tin về đối tượng địa chất quan tâm [3, 6 - 8]; phân tích định tính và định lượng tài liệu địa vật lý giếng khoan cho phép phân chia tỉ mỉ lát cắt địa chất và cung cấp nhiều thông tin giá trị về thành phần thạch học, tướng đá, môi trường cũng như các đặc trưng của tầng chứa [3, 5, 9, 10]. Các phương pháp nghiên cứu địa chất bao gồm: phân tích tài liệu thạch học cho phép phân chia thành các tập, các tầng có đặc điểm thạch học trầm tích khác nhau theo màu sắc, kiến trúc, cấu tạo, thành phần khoáng vật, thành phần xi măng, khoáng vật sét, khoáng vật phụ, mức độ biến đổi thứ sinh [11]; phân tích cổ sinh nhằm xác định tuổi địa chất và môi trường lắng đọng trầm tích [12, 13]. Các phương pháp nghiên cứu này được áp dụng đồng thời và linh hoạt (Hình 3) để xây dựng mô hình lắng đọng trầm tích của đối tượng nghiên cứu với độ tin cậy cao nhất.



Hình 3. *Chu trình nghiên cứu.*

3. Đặc điểm địa chất khu vực thời kỳ Oligocene

3.1. Bối cảnh kiến tạo

Khu vực nghiên cứu nằm ở phía Tây Nam của bể Cửu Long. Trong giai đoạn Oligocene (thời gian thành tạo các trầm tích E, D và C) đã xảy ra những hoạt động kiến tạo chính như sau:

Oligocene sớm (E_3^1): Bể Cửu Long tách giãn theo phương Tây Bắc - Đông Nam. Thời kỳ này lắng đọng trầm tích của tập E. Các đứt gãy có phương Đông Bắc - Tây Nam. Trũng trung tâm của bể phát triển kéo dài theo phương của hệ thống đứt gãy. Vị trí trũng sâu nhất nằm về phía Đông Bắc khu vực nghiên cứu. Cuối Oligocene sớm - đầu Oligocene muộn hoạt động nén ép mạnh xảy ra tạo bất chỉnh hợp với di chỉ là mặt bất chỉnh hợp góc quan sát được giữa tầng E và D ở vùng rìa bể. Vùng trũng trung tâm bể vẫn tồn tại và bảo tồn hình dạng kéo dài hướng Đông Bắc - Tây Nam.

Oligocene muộn (E_3^2) là thời kỳ lắng đọng trầm tích D và C. Vào đầu thời gian thành tạo trầm tích tập D, bể tách giãn theo hướng Bắc - Nam nhưng trũng trung tâm bể vẫn kế thừa của thời kỳ trước, bằng chứng là trũng trung tâm trong thời kỳ D và thời kỳ E không thay đổi vị trí và hướng (Hình 4). Cuối thời kỳ lắng đọng trầm tích tập D chuyển sang giai đoạn thành tạo trầm tích tập C, một trung tâm trầm tích mới kéo dài theo hướng Đông - Tây hình thành ở phía Nam khu vực nghiên cứu do hoạt động mạnh của hệ thống đứt gãy tách giãn Đông - Tây ở đây. Đến cuối Oligocene muộn, quá trình nén ép kiến tạo diễn ra mạnh làm các trầm tích Oligocene bị nâng lên tạo bất chỉnh hợp khu vực trên nóc tập C. Đi kèm với đó là các cấu trúc đặc trưng dạng hình hoa dương hoặc các dạng nếp lồi xen kẽ nếp lõm.

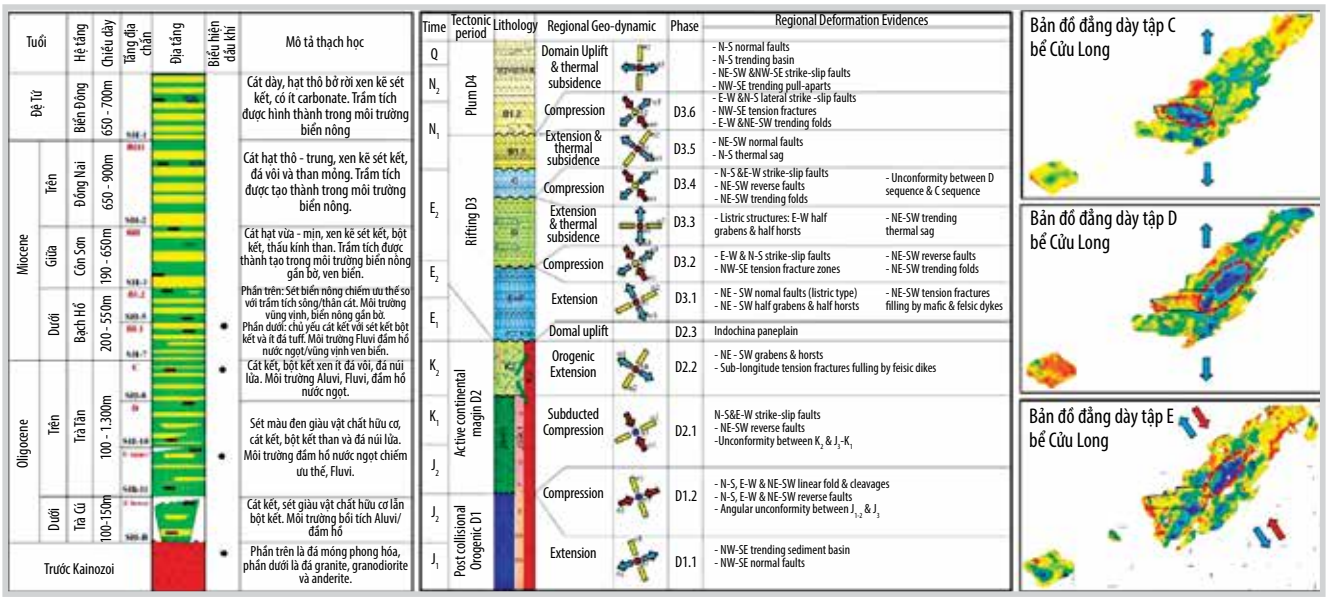
Trên Hình 4, thời kỳ thành tạo trầm tích tập E và tập C, hướng trục của trung tâm trầm tích đều vuông góc với hướng ứng suất tách giãn kiến tạo khu vực. Tuy nhiên, trong thời kỳ thành tạo tập D, hướng trục của trung tâm trầm tích nằm chéo góc so với hướng ứng suất tách giãn cho thấy trong thời gian này đã xảy ra quá trình chuyển tiếp. Nghiên cứu của nhóm tác giả đã chỉ ra rằng: (i) trong thời kỳ đầu (hình thành các phụ tập D1 và D2), trung tâm bể vẫn kế thừa từ thời kỳ trước với bằng chứng là trung tâm trầm tích trong thời kỳ này vẫn trùng khớp với trung tâm trầm tích trong E; (ii) trong thời kỳ sau (hình thành phụ tập D3), trung tâm trầm tích của bể mới bắt đầu có sự dịch chuyển về phía Nam (Hình 6).

3.2. Đặc điểm địa tầng của tập D

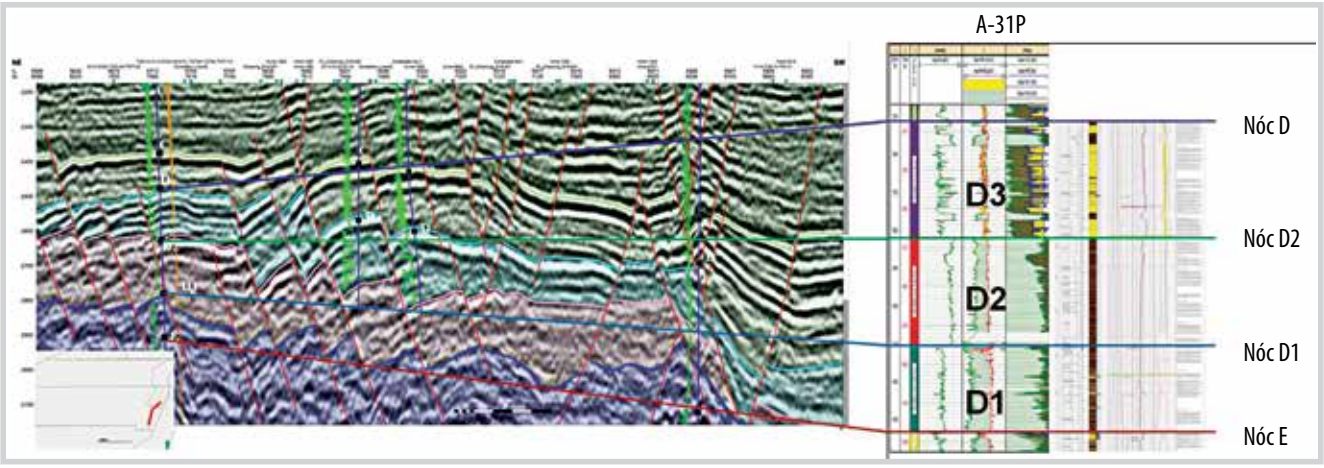
Trong khu vực nghiên cứu, có thể quan sát thấy tập D bao gồm 3 phụ tập khác biệt (Hình 5):

Phụ tập D dưới (D1): gặp trong giếng khoan A-1X, A-31P và C-1X. Thành phần thạch học bao gồm các tập sét dày, giàu vật chất hữu cơ, màu nâu đen, đen nâu, xen kẹp trong chúng là các tập bột kết rất mỏng màu xám nhạt, xám xanh và cát kết màu nâu nhạt hình thành trong môi trường đầm hồ nước ngọt và đồng bằng bồi tích.

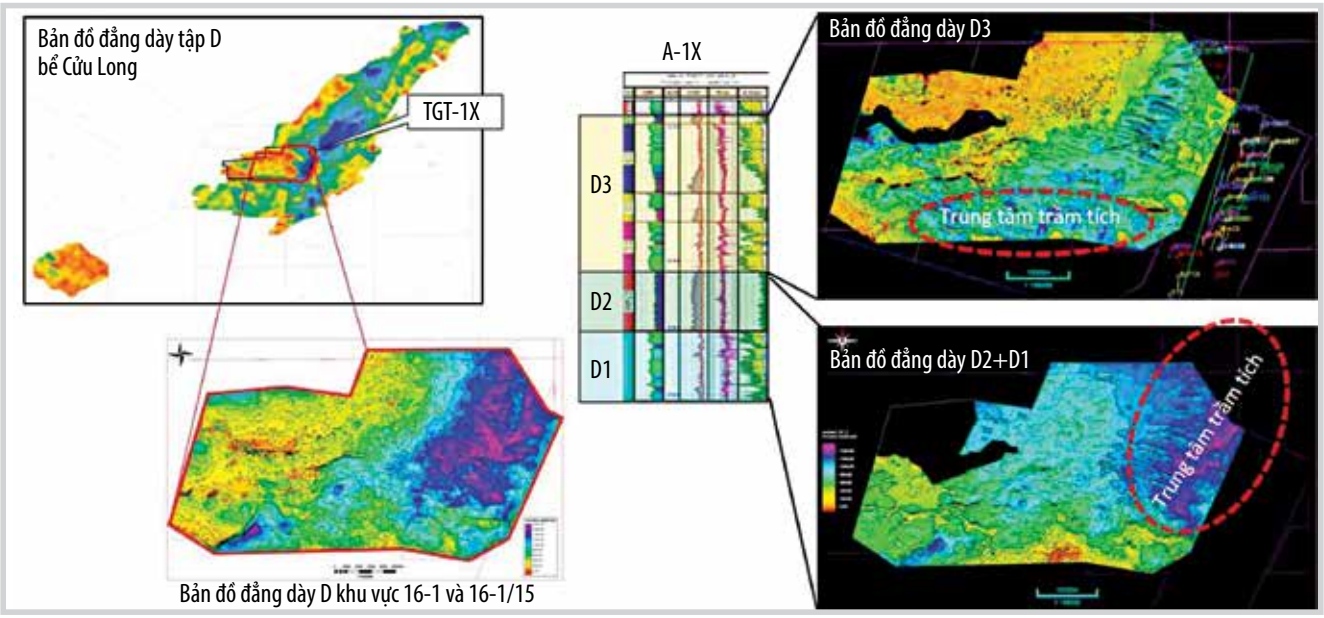
Phụ tập D giữa (D2): gặp ở giếng khoan A-1X, A-31P. Thành phần thạch học chủ yếu là sét kết rất giàu vật chất hữu cơ màu đen, nâu đen với một ít lớp mỏng bột kết và



Hình 4. *a) Cột địa tầng tổng hợp; b) Các pha kiến tạo và c) Hoạt động kiến tạo bể Cửu Long thời kỳ Oligocene.*



Hình 5. *Phân chia các phụ tập trầm tích D1, D2 và D3 trên tài liệu giếng khoan và địa chấn.*



Hình 6. *Biến đổi hình thái bể Cửu Long thời kỳ Oligocene muộn, thành tạo trầm tích tập D.*

cát kết xen kẹp hình thành trong môi trường đầm hồ nước ngọt.

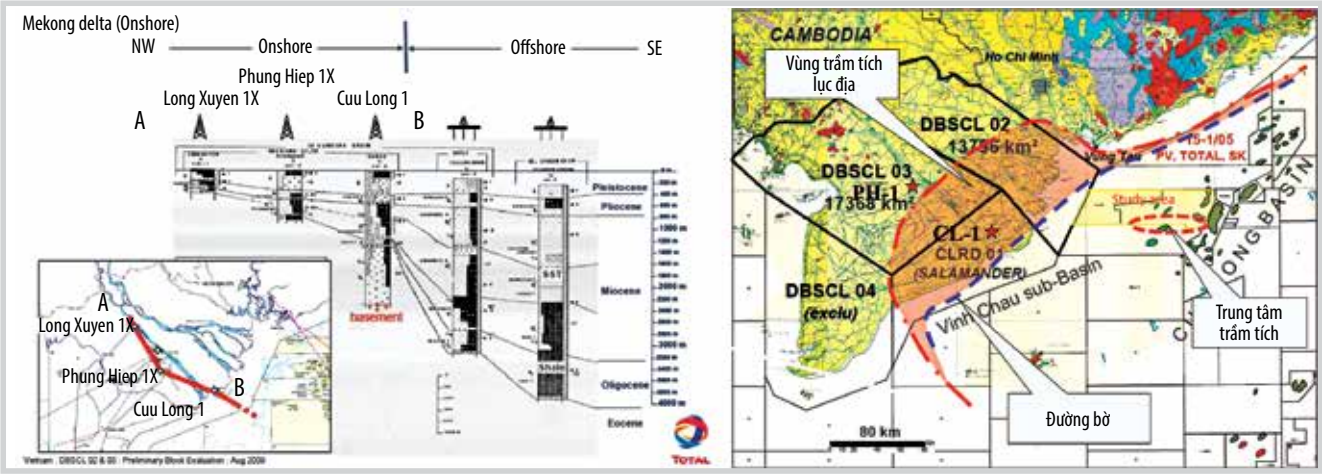
Phụ tập D trên (D3): gặp ở nhiều giếng khoan trong khu vực. Thành phần thạch học chủ yếu gồm cát kết phân lớp dày xen với các tập sét kết/bột kết dày màu nâu, nâu đen, chứa vật chất hữu cơ hoặc than hình thành trong môi trường đầm hồ nước ngọt.

4. Môi trường trầm tích của phụ tập D3 trong khu vực nghiên cứu

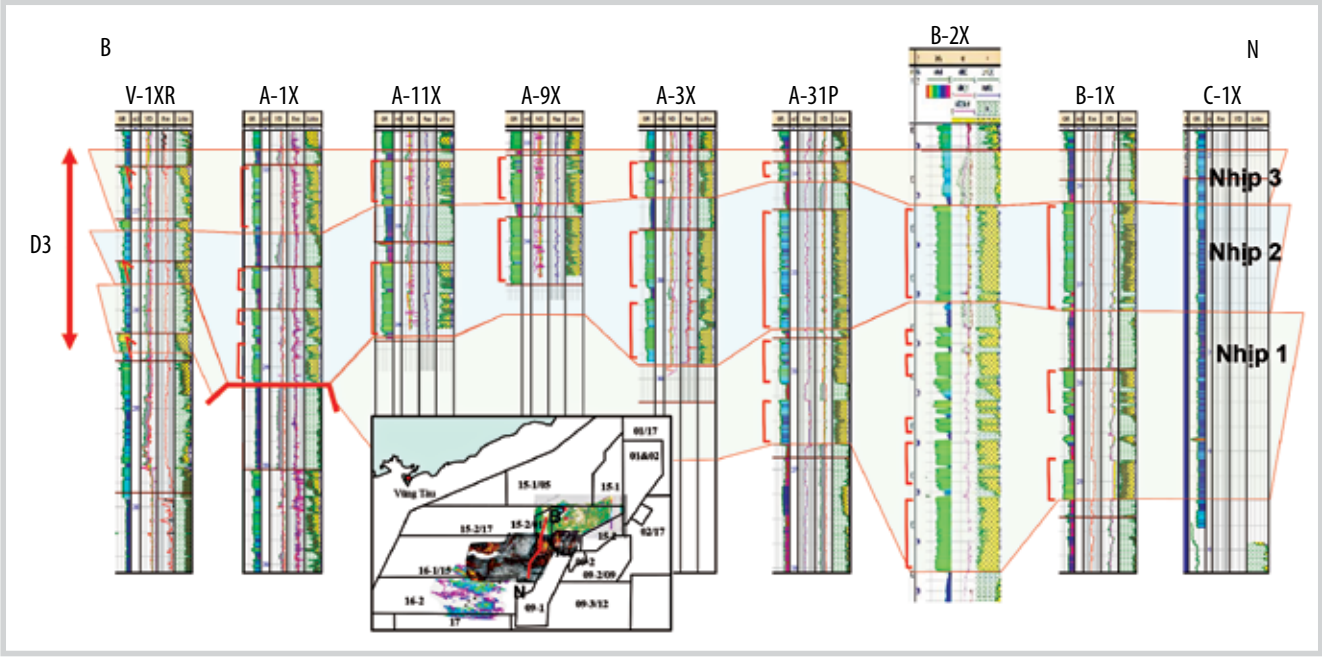
Trầm tích phụ tập D3 thời kỳ xảy ra sự dịch chuyển trung tâm trầm tích bể từ phía Đông Bắc về phía Nam khu vực nghiên cứu. Sự dịch chuyển này gây ra bởi tách giãn khu vực theo hướng Bắc - Nam đến lúc này mới bắt đầu tác động đến phía Nam bể Cửu Long gây ra một loạt các đứt gãy thuận và listric lớn (quan sát được gần giếng C-1X trong Hình 5) hình thành trung tâm trầm tích mới kéo dài theo hướng Đông - Tây nằm ở rìa Nam khu vực nghiên cứu (Hình 6).

Gần với đường bờ hiện tại, trên lục địa đã gặp tập trầm tích Oligocene tại giếng khoan Cửu Long-1. Tập trầm tích này có dạng thô dần lên trên với phần dưới là các tập cuội kết không đồng đều xen kẽ cát kết thạch anh hạt thô sáng màu và bột kết nâu xám rắn chắc và phần trên là cuội, sỏi kết tròn nhẵn gắn kết tốt, xen kẽ cát kết và bột kết mỏng màu xám. Dạng trầm tích này đặc trưng cho trầm tích lục địa, đầu nguồn sông/suối có năng lượng rất cao. Như vậy, đường bờ cổ vào cuối Oligocene phải nằm ở phía Đông vị trí giếng này và khu vực nghiên cứu nằm tương đối gần với đường bờ cổ này (Hình 7).

Môi trường hồ nước ngọt trong Oligocene muộn được xác định bằng sự phân bố của phức hệ hóa thạch



Hình 7. *Vị trí khu vực nghiên cứu so với đường bờ cổ cuối Oligocene (đường bờ xác định dựa trên tài liệu phân bố của trầm tích Oligocene về phía Tây. Nguồn: Total, 2009.*

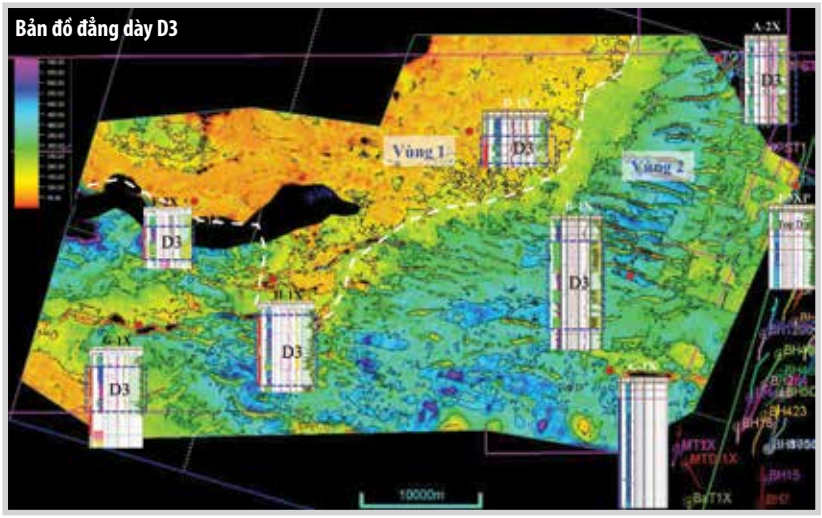


Hình 8. *Mặt cắt liên kết tập trầm tích phụ tập D3 qua các giếng khoan.*

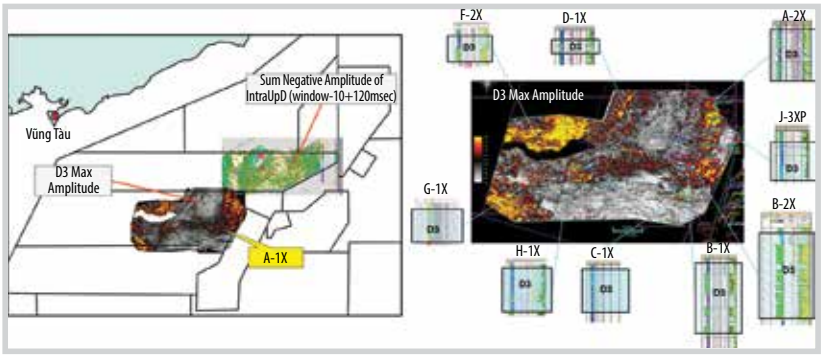
bào tử phấn hoa và tướng hữu cơ. Tỷ lệ các nhóm tảo nước ngọt *Bosediania, Pediastrum, Botryococcus* có sự dao động giữa các tập trầm tích và sự biến đổi của vật chất hữu cơ cho thấy sự dao động lên xuống của mực nước trong hồ. Tổng hàm lượng hữu cơ trong trầm tích cao, thành phần sapropel thay đổi và có xu thế tăng dần cho thấy môi trường biến động thay đổi liên tục từ đầm lầy ven hồ, hồ nước nông tới hồ nước sâu.

Trên bản đồ đẳng dày phụ tập D3, có thể quan sát thấy 2 vùng tương đối khác biệt. Vùng 1 nằm ở phía Tây có chiều dày trầm tích nhỏ tương ứng với khu vực nước nông gần bờ. Vùng 2 là một dải trầm tích dày kéo dài từ mỏ A xuống phát hiện B, có phân bố dạng quạt mở rộng từ phát hiện B xuống phía Nam đến vùng trầm tích dày nhất tương ứng với trung tâm trầm tích trong thời kỳ D3, rìa phía Đông của vùng này có chiều dày trầm tích mỏng hơn. Kết quả giếng khoan cho thấy có sự biến đổi hình dạng đường cong GR tương ứng với 3 vùng này (Hình 8 và 9). Ở vùng 1, phụ tập D3 gồm các tập cát mỏng và mịn dần lên trên có GR dạng chuông, phủ bởi một tập sét dày bên trên, thể hiện hình ảnh của kiểu delta bị thoái hóa (D-1X, F-2X, G-1X). Dọc theo dải trầm tích dày, hẹp ở vùng 2, phụ tập D3 bao gồm các tập cát dày có GR dạng khối xen kẹp với những tập sét khá dày (A-2X, B-1X) đặc trưng cho cát hình thành trong môi trường dòng chảy, gián đoạn bởi những khoảng thời gian mực nước bình ổn. Ở rìa Nam và Đông của vùng 2, phụ tập D3 chứa sét đặc trưng cho môi trường nước sâu, khá xa bờ (Hình 8 và 9).

Việc xác định đường bờ cổ kết hợp với kết quả phân tích cổ sinh và phân tích chiều dày trầm tích cho phép



Hình 9. *So sánh phân bố các tướng log với cổ địa hình của tập D3 trong khu vực nghiên cứu. Nguồn: PVEP.*



Hình 10. *Phân bố của dị thường biên độ địa chấn cực đại trong khu vực nghiên cứu và lân cận. Nguồn: PVEP.*

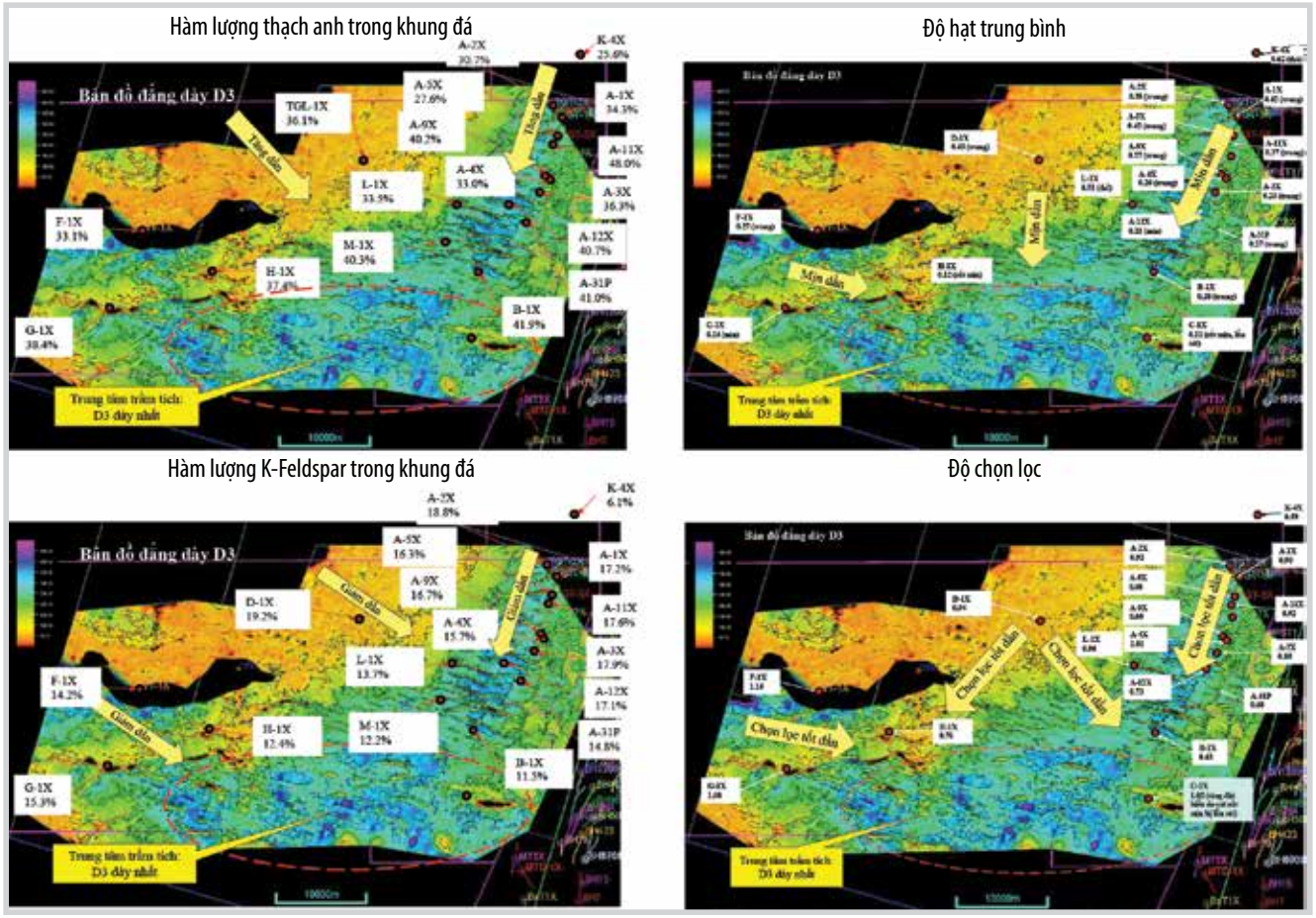
đánh giá môi trường trầm tích trong thời gian thành tạo trầm tích của khu vực nghiên cứu ở thời kỳ Oligocene muộn, qua đó giúp cho việc xác định tướng trầm tích của đối tượng nghiên cứu.

Để đánh giá sự phát triển của các dạng trầm tích quan sát được ở trên trong không gian, nhóm tác giả sử dụng thuộc tính biên độ địa chấn cực đại được chạy theo thể tích của phụ tập D3 (từ nóc tập D3 đến nóc tập D2). Liên kết với tài liệu giếng khoan cho thấy những vùng có biên độ địa chấn cao tương ứng với cột thạch học trong phụ tập D3 gồm các tập cát, sét dày xen kẽ, những vùng có biên độ thấp tương ứng với các phân lớp cát, sét mỏng hoặc trội sét (Hình 10). Khi ghép bản đồ biên độ trong khu vực nghiên cứu với bản đồ biên độ của khu vực lân cận ở phía Bắc vùng nghiên cứu, có thể quan sát thấy một dải dị thường biên độ mạnh tương ứng với thạch học cát sét dày xen kẽ kéo dài theo hướng Bắc - Nam và đi xuống vùng 2 trong khu vực nghiên cứu và kết thúc ở gần rìa Nam của khu vực nơi có biên độ thấp tương ứng với vùng trội sét ở trung tâm trầm tích (Hình 10). Dị thường biên độ rất cao ở vùng 1 là do biên độ mạnh của móng và volcanic trong tầng E ảnh hưởng lên trầm tích D rất mỏng ở vùng này.

Ở các giếng khoan trong khu vực, màu sắc của sét trong phụ tập D3 được mô tả trên mẫu mùn có sự biến đổi từ vị trí này sang vị trí khác. Sét ở vùng 1 và đầu phía Bắc của vùng 2 chủ yếu có màu nâu và vàng, cho thấy điều kiện trầm tích có tính oxy hóa (nước nông, gần bờ). Đi về phía trung tâm trầm tích ở phía Nam của vùng 2, sét trở nên sẫm màu, cho thấy điều kiện trầm tích chuyển sang dạng khử (nước sâu, yên tĩnh, xa bờ). Sang rìa phía Đông của vùng 2, nằm ngoài phạm vi của diện tích địa chấn, ở giếng J-3XP, sét cũng có màu sẫm.

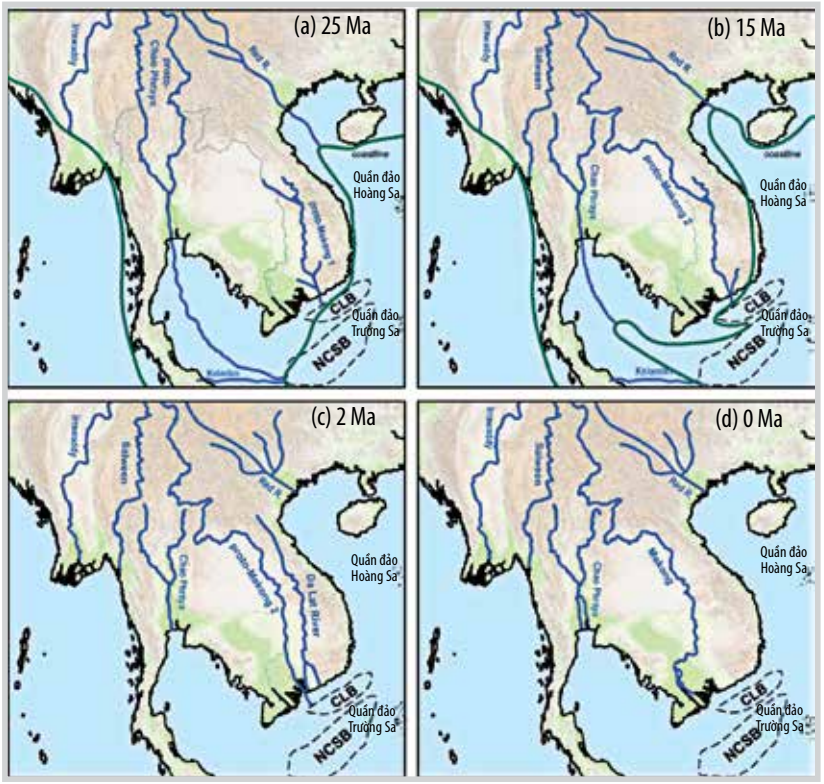
Xu hướng biến đổi của các yếu tố kiến trúc của cát kết phụ tập D3 cũng quan sát được trên tài liệu phân tích thạch học lát mỏng các mẫu giếng khoan trong khu vực (Hình 11). Dọc theo các giếng khoan trong dải dị thường biên độ cao ở vùng 2, từ phía Bắc xuống phía Nam, độ hạt trung bình của cát phụ tập D3 có xu hướng giảm dần cùng với xu hướng độ chọn lọc tốt dần. Tại giếng K-4X ở đầu phía Bắc của dải dị thường biên độ, nằm ngoài khu vực nghiên cứu, phụ tập D3 chứa cát hạt thô (trung bình 0,62 mm). Dọc theo dải dị thường, độ hạt giảm dần, phụ tập D3 chứa cát hạt trung (khoảng 0,4 mm ở các giếng phía Bắc mỏ A, khoảng 0,2 - 0,3 mm ở các giếng phía Nam mỏ A và ở B-1X). Xuống đến giếng C-1X, toàn bộ phần trên D (bao gồm cả phụ tập D2 và D3) chứa sét và chỉ còn một vài lớp cát mỏng hạt rất mịn xen kẹp ở phần dưới với độ hạt còn 0,11 mm. Ở vùng 1, độ hạt của cát phụ tập D3 cũng có xu hướng giảm dần về phía trung tâm trầm tích. Ở đây, cát có độ hạt trung bình (0,27 mm ở F-1X và 0,4 mm ở D-1X). Về phía trung tâm trầm tích, độ hạt giảm còn 0,24 mm ở G-1X và 0,12 mm ở H-1X. Ở vùng 1, độ chọn lọc cũng có xu thế tốt dần về phía trung tâm trầm tích. Sự biến đổi hàm lượng thạch anh (khoáng vật bền vững) và K-feldspar (khoáng vật yếu) trong khung đá của cát kết phụ tập D3 cũng có thể quan sát được với xu hướng hàm lượng thạch anh tăng dần, hàm lượng K-feldspar giảm dần từ phía Bắc xuống phía Nam và từ phía vùng 1 sang phía Đông.

Sử dụng thuộc tính biên độ địa chấn kết hợp với các phân tích tính chất thạch học (màu sắc sét, độ chọn lọc, thành phần khoáng vật…) giúp cho việc xác định hình thái địa chất và phân bố trong không gian của đối tượng địa chất, qua

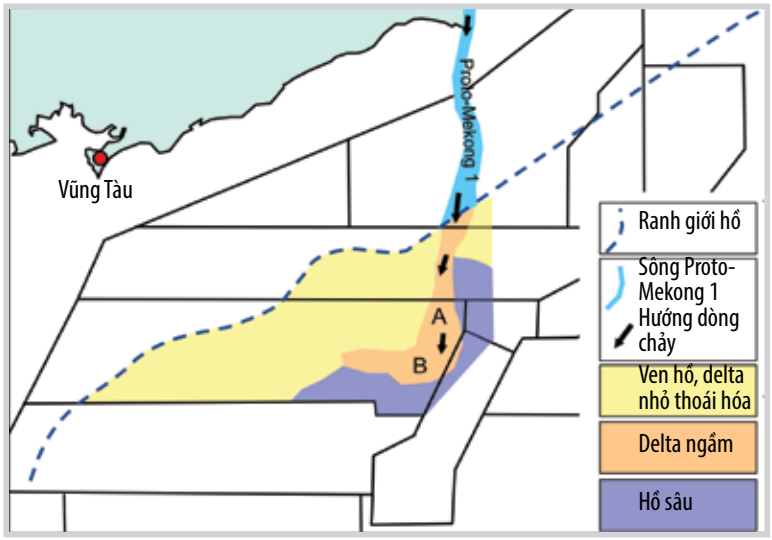


Hình 11. *Phân bố đặc điểm thạch học của phụ tập D3 trong khu vực nghiên cứu.*

đó cho phép dự đoán hướng vận chuyển vật liệu, tướng/môi trường trầm tích của đối tượng nghiên cứu. Từ các phân tích ở trên cho thấy tập trầm tích phụ tập D3 trong vùng nghiên cứu lắng đọng trong điều kiện trung tâm trầm tích mới được hình thành ở phía Nam dưới tác động của tách giãn khu vực theo phương Bắc - Nam. Khu vực này nằm giữa đường bờ ở phía Bắc, phía Tây và tiếp giáp với trũng trung tâm trầm tích ở phía Nam và phía Đông. Theo nghiên cứu của H. Tim Breitfeld và cộng sự [14], sông Proto-Mekong 1 chảy từ lục địa tương ứng với đới Đà Lạt hiện nay theo hướng Bắc - Nam, vận chuyển trầm tích cung cấp cho bể Cửu Long trong thời kỳ Oligocene muộn (Hình 12). Kết hợp với vị trí và hướng phát triển của dải dị thường biên độ trong khu vực nghiên cứu và lân cận, có khả năng con sông này chính là nguồn vận chuyển và cung cấp vật liệu để hình thành dải trội



Hình 12. *Lịch sử phát triển của sông Mekong từ cuối Oligocene đến hiện tại [14].*



Hình 13. *Mô hình trầm tích thời kỳ thành tạo trầm tích phụ tập D3 trong khu vực nghiên cứu. Ranh giới phân chia đới delta ngầm và đới ven bờ được xây dựng dựa trên các bản đồ thuộc tính địa chấn.*

cát này. Trầm tích cát ở vùng 1 có chế độ năng lượng cao, trầm tích khá gần nguồn với độ hạt trung bình và độ chọn lọc kém, có thể được hình thành trong những delta nhỏ, chỉ phát triển trong thời gian ngắn và thoái hóa nhanh (bị phủ bởi tập sét hồ khá dày). Vùng trung tâm trầm tích ở phía Nam và phía Đông vùng 2 có chế độ năng lượng thấp nhất khu vực với thành phần thạch học chủ yếu là sét.

Sau khi tổng hợp các thông tin địa chất - địa vật lý và tham khảo, đối sánh với các nghiên cứu trong khu vực và trên thế giới, mô hình trầm tích delta ngầm được lựa chọn áp dụng vào khu vực nghiên cứu ở thời kỳ D3 (Hình 12) với lịch sử phát triển như sau:

- Đầu thời kỳ D3, phía Nam hồ sụt lún mạnh, đáy hồ trũng dần về phía Nam. Nguồn cung cấp vật liệu theo sông Proto-Mekong cung cấp vật liệu vào hồ, hình thành dải delta ngầm A-B trội cát. Đến cuối khu vực mỏ A, do tác động tạo sụt bậc của các đứt gãy thuận và listric hướng Đông - Tây lớn ở phía Nam khu vực nghiên cứu, delta này chảy tràn theo phương vĩ tuyến hình thành nên vùng thùy delta bao phủ khu vực phát hiện B và kéo sang phía Tây delta này kết thúc trong vùng hồ sâu ở phía Nam và phía Đông khu vực.

- Phía Tây khu vực nghiên cứu nằm ở vùng nước nông ven bờ, có những delta nhỏ của những con sông/suối nhỏ địa phương. Những con sông này bị tiêu biến vào cuối thời kỳ D khi hồ mở rộng tạo ra một tập sét nóc tập D phủ lên toàn bộ khu vực nghiên cứu.

- Phía Nam và phía Đông khu vực nghiên cứu là vùng trung tâm hồ, nước sâu, yên tĩnh trong toàn bộ thời kỳ D3.

5. Kết luận

Tổng hợp các thông tin có được từ tài liệu địa chấn, địa vật lý giếng khoan và các tài liệu giếng khoan khác, nhóm tác giả đưa ra những nhận định như sau về môi trường trầm tích trong thời kỳ lắng đọng trầm tích của phụ tập D3:

- Trầm tích phụ tập D3 hình thành trong thời kỳ có sự dịch chuyển trung tâm trầm tích của bể từ phía Đông Bắc về phía Nam khu vực nghiên cứu do hoạt động đứt gãy tách giãn hoạt động mạnh ở rìa Nam khu vực.

- Dải trầm tích trội cát kéo dài từ mỏ A xuống phát hiện B trong khu vực nghiên cứu là một dải delta ngầm là sản phẩm của sông Proto-Mekong 1 khi chảy từ phía Bắc xuống phía Nam và vận chuyển trầm tích vào bể Cửu Long vào cuối Oligocene.

- Phía Tây của dải delta này là vùng trầm tích ven bờ với những delta nhỏ, phát triển trong thời gian ngắn và thoái hóa nhanh vào cuối thời kỳ D.

- Vùng trũng phụ tập D3 trung tâm trầm tích nằm ở phía Nam và phía Đông của khu vực nghiên cứu với trầm tích phụ tập D3 chủ yếu là sét.

Tài liệu tham khảo

[1] Mai Thanh Tân, "Chương 15: Cơ sở địa tầng phân tập", *Thăm dò địa chấn*. Nhà xuất bản Giao thông Vận tải, 2011, trang 345 - 392.

[2] G.T. Bertram and N.J. Milton, "Chapter 3: Seismic stratigraphy", *Sequence stratigraphy*. Wiley, 1996. DOI: 10.1002/9781444313710.ch3.

[3] Mai Thanh Tân, "Chương 16: Phân tích tài liệu địa chấn", *Thăm dò địa chấn*. Nhà xuất bản Giao thông Vận tải, 2011, trang 393 - 506.

[4] Octavian Catuneanu, *Principles of sequence stratigraphy*. Elsevier, 2006.

[5] K.J. Myers and J.J. Milton, "Chapter 2: Concepts and principles of sequence stratigraphy", *Sequence Stratigraphy*. Wiley, 1996. DOI: 10.1002/9781444313710.ch2.

[6] Satinder Chopra and Kurt J. Marfurt, "Seismic attributes - A historical perspective", *Geophysics*, Vol. 70, No. 5, 2005. DOI: 10.1190/1.2098670.

[7] Satinder Chopra and Kurt J. Marfurt, "Seismic attributes - A promising aid for geologic prediction", *CSEG RECORDED*, Vol. 31, pp. 110 - 121, 2006.

[8] Satinder Chopra and Kurt J. Marfurt, "Merging and future trends in seismic attributes", *The Leading Edge*, Vol. 27, No. 3, pp. 298 - 318, 2008. DOI: 10.1190/1.2896620.

[9] Adeel Nazeer, Shabeer Ahmed Abbasi, Sarfraz Hussain Solangi, "Sedimentary facies interpretation of Gamma Ray (GR) log as basic well logs in Central and Lower Indus basin of Pakistan", *Geodesy and Geodynamics*, Vol. 7, No. 6, pp. 432 - 443, 2016. DOI: 10.1016/j.geog.2016.06.006.

[10] Malcolm Rider, *The geological interpretation of well logs, 2nd edition*. Rider-French Consulting, 1996.

[11] Trần Nghi, Trầm tích luận trong địa chất biển và dầu khí. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Hà Nội, 2010, trang 81 - 309.

[12] Andrew S. Cohen, "Chapter 5: The biological environment of lake", *Paleolimnology - The history and evolution of lake system*. Oxford Academic, 2003, pp. 96 - 126. DOI: 10.1093/oso/9780195133530.003.0009.

[13] Robert J. Morley, "Chapter 3: Geological time framework, paleoecological and paleoclimate definitions", *Origin and evolution of tropical rain forests*. Wiley, 2000, pp. 44 - 51.

[14] H. Tim Breitfeld, Juliane Hennig-Breitfeld, Marcelle BouDagher-Fadel, William J. Schmidt, Kevin Meyer, Jeff Reinprecht, Terrence Lukie, Trinh Xuan Cuong, Robert Hall, Nils Kollert, Amy Gough, and Rafika Ismail, "Provenance of Oligocene-Miocene sedimentary rocks in the Cuu Long and Nam Con Son basins, Vietnam and early history of the Mekong River", *International Journal of Earth Sciences*, No. 111, pp. 1773 - 1804, 2022. DOI:10.1007/s00531-022-02214-0.

SEDIMENTATION MODEL OF D3 SUB-SEQUENCE, LATE OLIGOCENE IN THE SOUTHWEST OF THE CUU LONG BASIN

Pham Hai Dang, Vu Minh Tuan, Nguyen Dinh Chuc, Tran Dai Thang, Dang Vu Khoi, Ngo Kieu Oanh
Petrovietnam Exploration Production Corporation
Email: dangph@pvep.com.vn

Summary

The study area is located on the southwest edge of the Cuu Long basin. During the late Oligocene (D3), sedimentary enviroment was lacustrine/lake. Material supplies were transported from the west and north by rivers flowing through the continental sedimentary areas. From the results of geological and geophysical analysis, a sediment model for D3 is proposed. In this model, the study area is located near the sedimentary center of Cuu Long basin with several small deltas forming on the western edge of the basin and a large submarine delta extending in the NE - SW direction. The positive reservoir test results at some exploration wells in this delta show that there is potential for the Oligocene D in the area to be further explored.
Key words: Sedimentary environment; late Oligocene; rift; sedimentary facies; petrography; underwater delta.

Key words: Sedimentary environment, Late Oligocene, Rift, Sedimentary facies, Petrography, Underwater Delta.

DầuKhí
KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG THẾ KỶ XXI: MỘT VÀI SUY NGHĨ VỀ ĐỊNH HƯỚNG PHÁT TRIỂN NGÀNH DẦU KHÍ VIỆT NAM

Phan Ngọc Trung[1,2], Nguyễn Hồng Minh[1,2]
[1]Viện Dầu khí Việt Nam
[2]Hội Dầu khí Việt Nam
Email: nguyenhongminh@vpi.pvn.vn
https://doi.org/10.47800/PVSI.2023.01-08

Tóm tắt

Trong xu thế chuyển dịch năng lượng, các nền kinh tế đều phải chuyển dịch sang phát triển xanh, kinh tế tuần hoàn, carbon thấp. Ngành công nghiệp dầu khí thế giới cũng đang định hình lại chiến lược phát triển theo xu thế chuyển dịch năng lượng, giảm phát thải, phát triển năng lượng tái tạo, tái cơ cấu hoạt động sang những lĩnh vực carbon thấp hơn.

Đề án cơ cấu lại Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) giai đoạn đến hết năm 2025 xác định mục tiêu xây dựng và phát triển Petrovietnam thành Tập đoàn công nghiệp năng lượng hàng đầu đất nước, khu vực, phù hợp với xu thế phát triển mới, cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ tư, chuyển đổi xanh, chuyển đổi số, chuyển đổi năng lượng; có vị trí và vai trò nòng cốt trong việc bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia…

Bài viết phân tích cơ hội và thách thức của ngành Dầu khí Việt Nam trong quá trình chuyển dịch năng lượng, đề xuất các giải pháp "quan sát, chuẩn bị và chớp thời cơ" trong điều kiện công nghệ chưa hoàn thiện, thiếu vốn đầu tư, chính sách, khung pháp lý còn thiếu. Nhiệm vụ quan trọng đối với ngành Dầu khí hiện nay là vừa tiếp tục phát huy vai trò của dầu khí truyền thống (với nguyên tắc tìm cách tiếp cận mới, phương pháp mới, hiệu quả hơn đối với những đối tượng quen thuộc; nghiên cứu, tìm kiếm những đối tượng mới; quản trị rủi ro tốt và áp dụng các công nghệ tiên tiến) vừa chuyển dịch năng lượng, giữ vai trò tiên phong trong đổi mới, sáng tạo, đầu tư, trở thành bệ đỡ cho chuỗi giá trị các ngành công nghiệp mới phát triển như điện gió ngoài khơi, hydrogen/ammonia xanh, CCUS...

Từ khóa: Chuyển dịch năng lượng, CCUS, hydrogen, điện gió ngoài khơi.

1. Giới thiệu

Biến đổi khí hậu đã và đang làm thay đổi tư duy, cách thức sản xuất và tiêu dùng, tổ chức và vận hành cuộc sống, xã hội... Nhiều khái niệm mới xuất hiện: kinh tế xanh, tăng trưởng xanh, kinh tế tuần hoàn, chuyển dịch năng lượng, bản chất là sống thân thiện hơn với môi trường, sử dụng ít và hiệu quả hơn tài nguyên thiên nhiên, phát thải ít hơn và phát triển bền vững hơn.

Chuyển dịch năng lượng trong bối cảnh biến đổi khí hậu là chưa từng có, vì thế tạm gọi là "Chuyển dịch năng lượng thế kỷ XXI". Trong bối cảnh như vậy, các nhà khoa học đã lên tiếng; các chính phủ hợp tác, cam kết; các tổ chức quốc tế liên tục kêu gọi hành động.

Khoa học đã chứng minh biến đổi khí hậu khiến gia tăng nhiệt độ toàn cầu, nước biển dâng, các biểu hiện thời tiết cực đoan và acid hóa đại dương. Những mô hình khí hậu được mô phỏng trên máy tính cho thấy, nếu không cắt giảm đáng kể khí thải nhà kính, thì sẽ không ngăn chặn được việc tăng nhiệt độ toàn cầu.

Trong khi các luận điểm trên được các nhà khoa học đồng thuận thì còn nhiều ý kiến về các giải pháp giảm phát thải và không phải lúc nào cũng thống nhất vì các giải pháp rất đa dạng, và không giải pháp nào là "hoàn hảo". Mỗi nước, mỗi khu vực lại có điều kiện tự nhiên, kinh tế, xã hội khác nhau nên không có giải pháp nào là "cây đũa thần" cho tất cả. Bên cạnh đó, công nghệ cho quá trình chuyển dịch năng lượng chủ yếu còn đang trong giai đoạn hoàn thiện, chưa trưởng thành, giá thành cao, gây sức ép lên nền kinh tế, do đó còn thiếu sức thuyết phục.

Chính phủ các nước tranh luận, thương lượng, tuy còn nhiều mâu thuẫn nhưng cũng thống nhất ký kết một số văn bản. Tại các diễn đàn về biến đổi khí hậu của Liên

Ngày nhận bài: 2/11/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 2 - 28/11/2023. Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/11/2023.

hợp quốc thường xảy ra tranh luận giữa 2 bên: i) các nước đang phát triển cáo buộc các nước giàu đã phát thải phần lớn lượng khí nhà kính trong nhiều thập niên để có được nền kinh tế phát triển như ngày nay, vì thế phải có trách nhiệm bồi thường cho những tổn thất và thiệt hại mà biến đổi khí hậu gây ra cho nhóm các nước đang phát triển và kém phát triển; ii) các nước giàu thì lo ngại đối mặt với các yêu cầu bồi thường có tính ràng buộc về mặt pháp lý và thực sự cũng phải giải quyết nhiều vấn đề nội tại, trước khi có thể "hào phóng" giúp đỡ các nước nghèo hơn. Đến năm 2022, tại COP27, Quỹ Tổn thất và Thiệt hại (Loss and Damage Fund) giúp các quốc gia dễ bị tổn thương đối phó với các thảm họa do biến đổi khí hậu mới được thành lập và Chủ tịch COP27 gọi đây là "một thành tựu lịch sử" sau 27 năm đàm phán [1].

Năm 1992, tại Rio de Janeiro, lần đầu tiên diễn ra Hội nghị Thượng đỉnh Trái đất với việc ký kết Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC). Sau đó, các bên tham gia Công ước gặp mặt hằng năm, trong khuôn khổ của Hội nghị Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (gọi tắt là Conference of Parties - COP), để đánh giá tiến trình ứng phó với biến đổi khí hậu. Năm 1997, tại Hội nghị này ở Nhật Bản, Nghị định thư Kyoto (Kyoto Protocol) được ký kết. Khi Nghị định thư Kyoto hết hạn, năm 2015, các nước lại ký tiếp thỏa thuận mới, gọi là Thỏa thuận Paris. Thỏa thuận này đặt ra mục tiêu "giữ nhiệt độ toàn cầu không tăng quá 2°C và nỗ lực giới hạn mức tăng ở 1,5°C" thông qua việc các quốc gia đệ trình báo cáo Đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC), coi đây là cam kết có tính ràng buộc.

Mặc dù, cam kết của nhiều quốc gia khá mạnh mẽ, nhưng các tổ chức quốc tế vẫn đồng thanh kêu gọi rằng hành động như vậy là chưa đủ. Tổng thư ký Liên hợp quốc trong phát biểu ngày 20/9/2023 đã bày tỏ sự thất vọng về việc Hội nghị G20 không đạt được đồng thuận trong ứng phó biến đổi khí hậu và kêu gọi các bên cần làm nhiều hơn nữa, bằng cách tôn trọng nguyên tắc chung là trách nhiệm khác nhau [2]. Báo cáo AR6 của IPCC cho thấy rủi ro biến đổi khí hậu tiếp tục tăng, khoảng cách giữa cam kết và chính sách thực tế vẫn còn và các nỗ lực hiện tại chưa đủ [3]. IEA khi giới thiệu về Báo cáo Net-zero by 2050, đã khẳng định "cam kết của các chính phủ, kể cả khi được thực thi 100%, cũng chưa đủ để đưa phát thải ròng ngành năng lượng về 0 và giúp giữ tăng nhiệt độ toàn cầu dưới 1,5°C [4].

Trên nền tảng các thỏa thuận đã nêu, tuy còn nhiều tranh cãi, bất đồng, nhưng đã hiện rõ xu thế đang hình thành "luật chơi mới" dựa trên cơ chế, tiêu chuẩn hạn chế tính cạnh tranh của các sản phẩm có mức độ phát thải cao. Ví dụ, như Cơ chế điều chỉnh carbon xuyên biên giới (CBAM) của châu Âu. Theo đó, CBAM sẽ áp thuế carbon cho hàng nhập khẩu dựa trên cường độ phát thải khí nhà kính của quy trình sản xuất. Dự kiến cơ chế này sẽ được thử nghiệm từ năm 2023 đến hết năm 2024 và đi vào hoạt động từ năm 2025. Sau châu Âu, Mỹ sẽ là thị trường tiếp theo ban hành cơ chế điều chỉnh carbon xuyên biên giới, áp đặt lên các nhà nhập khẩu, dựa trên Đạo luật Cạnh tranh Sạch, bắt đầu từ năm 2024. Đạo luật sẽ đặt ra thuế carbon đối với hàng nhập khẩu sử dụng nhiều năng lượng. Canada cũng đang xem xét một cơ chế tương tự gọi là Điều chỉnh carbon xuyên biên giới (Border Carbon Adjustment - BCA). Luật chơi mới còn được thể hiện thông qua các tiêu chuẩn hàng hóa, trong đó có vấn đề phát thải, giống như hàng rào kỹ thuật, làm hạn chế tính cạnh tranh của những sản phẩm, dịch vụ có cường độ phát thải cao. Khí được chứng nhận (Certified gas) hay Khí từ nguồn có trách nhiệm (Responsibly Sourced Gas-RSG) là những ví dụ phân biệt hàng hóa liên quan đến mức độ phát thải. Nhiều tổ chức phi chính phủ, hiệp hội nghề nghiệp đang tích cực quảng bá cho xu hướng tiêu dùng xanh, ủng hộ những sản phẩm thân thiện với môi trường. Cộng đồng đầu tư "xanh" đã gây sức ép đòi hỏi các doanh nghiệp phải giảm phát thải, tích cực đầu tư cho phát triển xanh.

Luật chơi mới còn liên quan đến việc các định chế tài chính và tổ chức tín dụng quốc tế sẽ ngừng tài trợ cho các dự án khai thác và sử dụng nhiên liệu hóa thạch. Trong xu thế này, các nền kinh tế đều phải chuyển dịch sang phát triển xanh, kinh tế tuần hoàn, carbon thấp. Ngành công nghiệp dầu khí thế giới cũng phải định hình lại chiến lược phát triển theo xu thế chuyển dịch năng lượng, giảm phát thải, phát triển năng lượng tái tạo, tái cơ cấu hoạt động sang những lĩnh vực carbon thấp hơn.

Tuy nhiên, trên thực tế các nước phát triển cũng không quá vội chuyển dịch ngay trên lãnh thổ của mình và nếu có giúp đỡ các nước đang phát triển thì cũng rất hạn chế và nhiều khi chỉ mang tính khuyến khích, thử nghiệm như: Quỹ "Tổn thất và Thiệt hại", hay các thỏa thuận Quan hệ đối tác chuyển dịch năng lượng công bằng (JETP) thể hiện điều đó. Trong gói tài chính 20 tỷ USD cho Indonesia chỉ có 153,8 triệu USD là viện trợ không hoàn lại, còn lại là các khoản vay. Trong khi đó, Indonesia xác định 400 dự án ưu tiên, cần tối thiểu 67,4 tỷ USD. Việt Nam được cam kết gói tài chính 15,5 tỷ USD cho khoảng 400 dự án, trong đó 321,5 triệu USD là tài trợ, 2,7 tỷ USD là vay ưu đãi, còn lại vay theo giá thị trường.

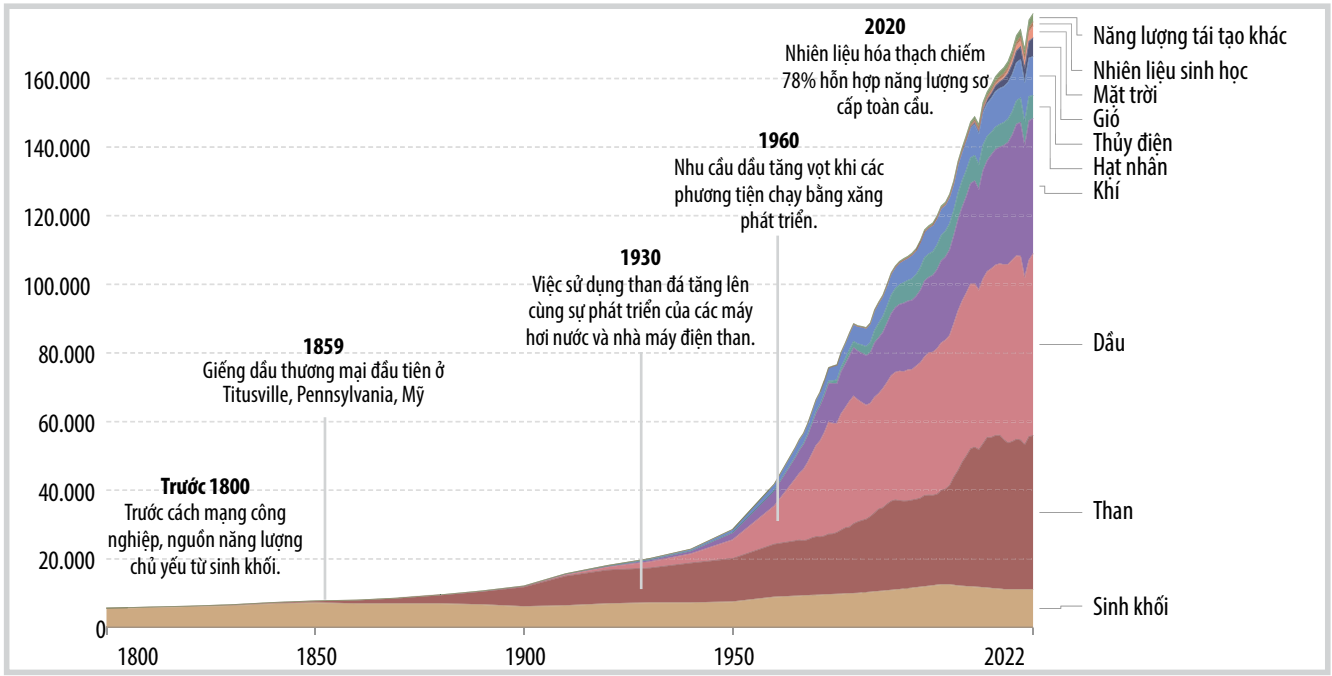
Hội nghị lần thứ 28 các bên tham gia Công ước khung của Liên Hiệp Quốc về biến đổi khí hậu (COP28) đã phải kéo dài do tranh cãi quanh vấn đề chuyển dần khỏi nhiên liệu hóa thạch. Mặc dù đạt được đồng thuận mang tính biểu tượng trong tuyên bố chung, nhiều nhà hoạt động khí hậu vẫn cho là kết quả đáng thất vọng: các nước phát triển mới "xuống tiền" chưa đến 300 triệu USD cho Quỹ Tổn thất và Thiệt hại, trong khi các nước thống nhất cần 100 tỷ USD/ 1 năm. [5].

Vì các lý do pháp lý, kinh tế, chính trị và đạo đức, Việt Nam và ngành Dầu khí đều nhận thức được phải tuân theo xu thế nói trên. Tuy nhiên, cần phải thấy, điều kiện của các nước đang phát triển, trong đó có Việt Nam, là nguồn lực công nghệ, con người, tài chính và cả đất đai, tài nguyên đều hạn hẹp trong khi khung pháp lý và hệ thống cơ chế, chính sách còn chưa bắt kịp các xu thế phát triển mới. Từ đây, bài toán lớn đặt ra là, với Việt Nam, quá trình chuyển dịch năng lượng nên lựa chọn hướng đi và cách thức như thế nào?

2. Chuyển dịch năng lượng thế kỷ XXI

Lịch sử đã chứng kiến nhiều lần chuyển dịch năng lượng. Trước cách mạng công nghiệp, nguồn năng lượng chủ yếu là sinh khối. Những năm đầu thế kỷ XX, cùng với sự phát minh ra động cơ hơi nước và nhà máy điện than, than mới được sử dụng rộng rãi. Giếng dầu thương mại đầu tiên được khoan từ năm 1859, nhưng phải đến 1 thế kỷ sau, vào những năm 1960, khi các phương tiện dùng động cơ đốt trong phát triển, kỷ nguyên dầu khí thực sự mới bắt đầu. Năng lượng tái tạo được biết đến từ rất lâu và gần đây năng lượng gió, mặt trời đã hiện hữu rõ nét trong đời sống con người (Hình 1). Tuy nhiên, kỷ nguyên năng lượng tái tạo thực sự, khi năng lượng sạch chiếm tỷ trọng chi phối trong cơ cấu năng lượng sơ cấp toàn cầu, thì phải kiên nhẫn chờ hàng thập kỷ tới. Như vậy, đặc tính cố hữu của chuyển dịch năng lượng là xã hội "chuyển dịch" sang dạng năng lượng mới một cách từ từ; năng lượng cũ không thể bị thay thế ngay lập tức và vẫn còn chỗ đứng trong kỷ nguyên mới. Bằng chứng là hiện nay, mặc dù dầu khí đóng vai trò năng lượng chiến lược, nhưng nhu cầu than và sinh khối vẫn rất lớn. Theo kịch bản Cam kết (APS) và lý tưởng Net Zero (NZE) của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), đỉnh cung cầu dầu khí thế giới vẫn còn ở phía trước và cho đến năm 2050 vẫn chiếm tỷ trọng khoảng 25 - 60% so với hiện nay (Hình 2 - 6). Diễn đạt theo cách khác là sản lượng vẫn còn ở mức khoảng 40 - 60% so với hiện nay [4]. Vì vậy, dù trong kỷ nguyên năng lượng tái tạo, dầu khí truyền thống vẫn tiếp tục đóng vai trò quan trọng trong cung cấp cả năng lượng lẫn nguyên liệu cho các ngành công nghiệp.

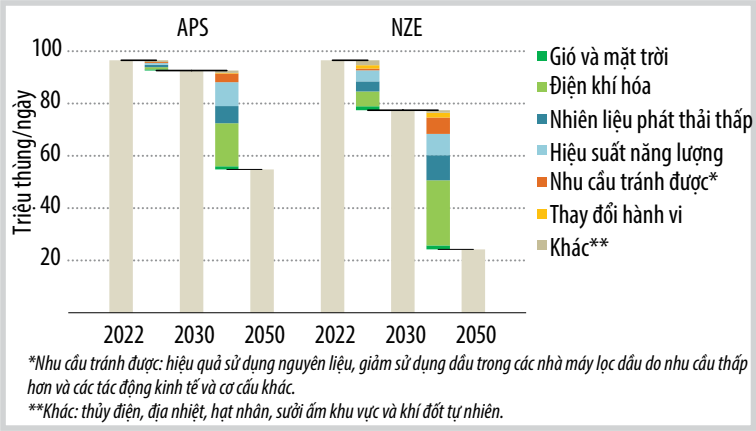
Thế giới đang tập trung nghiên cứu các giải pháp chuyển dịch năng lượng, đặc biệt là phát triển năng lượng tái tạo, lưới điện thông minh, hydrogen xanh và ammonia xanh, CCUS… Tuy nhiên, cần thấy rằng để phát triển mỗi giải pháp quan trọng như điện gió ngoài khơi, hydrogen, CCUS… sẽ giống như xây dựng một ngành công nghiệp mới. Và ngành công nghiệp mới sẽ đòi hỏi đồng bộ cả chính sách, khung pháp lý, hạ tầng kỹ thuật, chuỗi cung ứng, nguồn nhân lực, năng lực kỹ thuật



Hình 1. *Cơ cấu và tổng tiêu thụ năng lượng sơ cấp [6].*

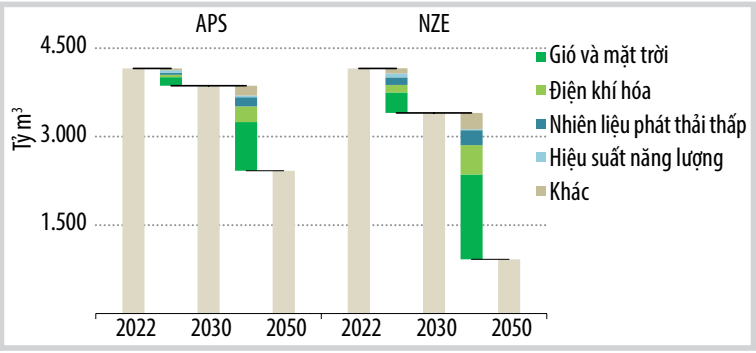
và quản lý mới. Đồng thời, sẽ phát sinh vấn đề tích hợp các thành tố mới vào hệ thống năng lượng hiện có, nhu cầu giải quyết các vấn đề môi trường mới. Báo cáo của GIZ cho thấy "giảm sâu hoặc giảm hoàn toàn phát thải carbon từ hệ thống năng lượng đòi hỏi thay đổi mang tính hệ thống". Giải quyết những vấn đề mới và mang tính hệ thống như vậy đòi hỏi sự chuẩn bị kỹ lưỡng về mọi mặt, trong đó khoa học - công nghệ đóng vai trò rất quan trọng.

Một vấn đề nữa là giải pháp chuyển dịch năng lượng vô cùng đa dạng và mỗi quốc gia, vùng lãnh thổ lại áp dụng gói giải pháp khác nhau, tùy thuộc vào điều kiện tự nhiên, kinh tế, chính trị, xã hội... Trong khi Bhutan chỉ cần phát triển năng lượng tái tạo là đã đưa phát thải ròng về "0" thì Trung Quốc, mặc dù được coi đi đầu trong nhiều giải pháp phát triển xanh, nhưng vẫn là nước phát thải hàng đầu thế giới. Như vậy, ngay cả việc lựa chọn giải pháp nào, con đường đi nào

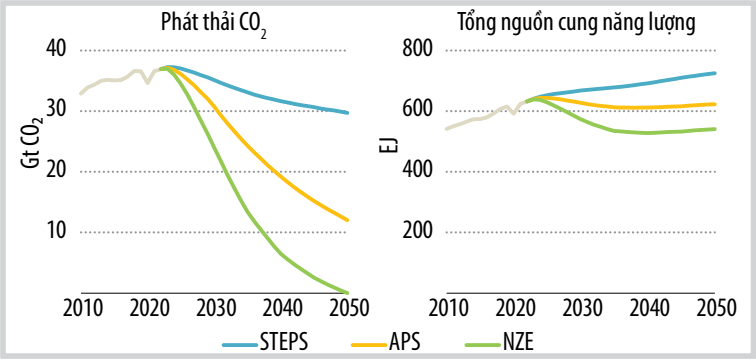


*Nhu cầu tránh được: hiệu quả sử dụng nguyên liệu, giảm sử dụng dầu trong các nhà máy lọc dầu do nhu cầu thấp hơn và các tác động kinh tế và cơ cấu khác.
**Khác: thủy điện, địa nhiệt, hạt nhân, sưởi ấm khu vực và khí đốt tự nhiên.

Hình 2. *Suy giảm nhu cầu dầu theo kịch bản APS và NZE của IEA [8].*



Hình 3. *Suy giảm nhu cầu khí tự nhiên theo kịch bản APS và NZE của IEA [8].*



Hình 4. *Phát thải CO_2 và tổng nguồn cung năng lượng theo các kịch bản của IEA [8].*

cho phát triển xanh, Việt Nam cần phân tích kỹ kinh nghiệm của nước ngoài, nghiên cứu cẩn trọng để tìm ra phương án phù hợp nhất.

Tăng trưởng xanh, chuyển dịch năng lượng, sống sạch hơn cần vốn đầu tư, cần chi phí. Hội nghị COP27 đã nhấn mạnh thế giới cần phải đầu tư 4.000 tỷ USD/năm vào lĩnh vực năng lượng tái tạo để đạt được mức phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 và 4.000 - 6.000 tỷ USD/năm cho quá trình chuyển đổi sang nền kinh tế carbon thấp [1].

Bà Carolyn Turk, Giám đốc Quốc gia Ngân hàng Thế giới tại Việt Nam cho biết Việt Nam mỗi năm cần khoảng 12 - 14 tỷ USD cho quá trình chuyển dịch năng lượng [9]. Báo cáo của GIZ nêu rõ "giảm phát thải carbon cần các khoản chi tiêu lớn của khu vực công và tư" [7].

Thị trường carbon, cho dù được thiết kế thế nào, cũng đều vận hành dựa trên chi phí doanh nghiệp. Chi phí này dù hạch toán thế nào cuối cùng cũng sẽ được tính vào giá thành sản phẩm và xã hội hay người dùng phải chịu. Mọi chính sách khuyến khích, hỗ trợ của Chính phủ, như giá FIT mua năng lượng, tín dụng thuế, hỗ trợ chuyển đổi xe điện, tín dụng xanh… bản chất đều là chi phí xã hội.

Các tổ chức quốc tế quảng bá là ngành năng lượng tái tạo, hydrogen xanh, các ngành công nghiệp ít carbon khác sẽ tạo ra nhiều việc làm mới. Tuy nhiên, phải thấy rõ một số ngành truyền thống sẽ giảm lao động và số lao động dôi dư sẽ phải được đào tạo lại để tiếp cận với các ngành mới, tất nhiên cũng bằng chi phí xã hội.

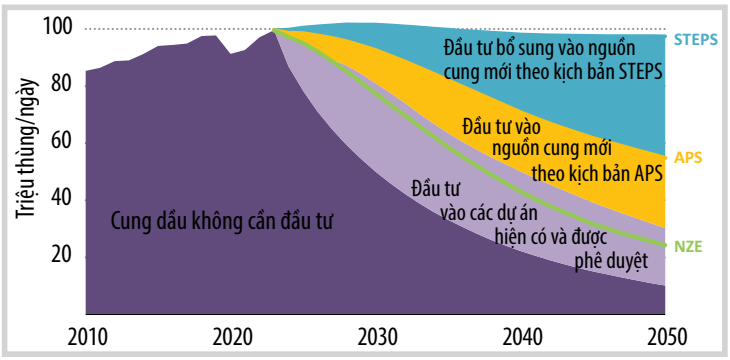
Một số nhà khoa học đã lên tiếng cảnh báo mặt trái và khó khăn của chuyển dịch năng lượng thế kỷ XXI. Đó là năng lượng tái tạo cần diện tích lớn đất đai, mặt biển và không dễ tìm trong điều kiện đất chật, người đông như hiện nay. Nguồn năng lượng tái tạo thường ở vị trí xa khu dân cư, cần xây dựng đường truyền tải dài, chưa kể tính thất thường của năng lượng sạch làm cho vấn đề xây dựng và cân bằng mạng lưới trở nên phức tạp và tốn kém hơn rất nhiều. Hiện tại, có đến 2.000 GW điện sạch ở Mỹ, 176 GW ở Anh chưa được kết nối vào mạng lưới.

Theo Foreign Policy, để bảo đảm được hệ thống năng lượng tái tạo như dự kiến

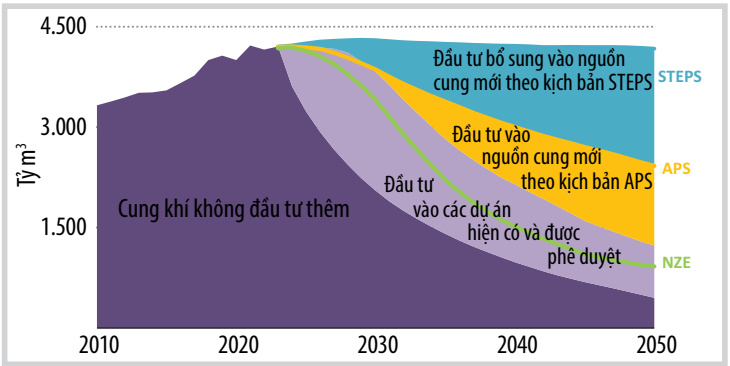
vào 2050, nhu cầu khai thác nhiều kim loại, đặc biệt là kim loại hiếm, sẽ tăng lên đáng kể. Sản lượng neodymium và dysprosium sẽ cần tăng 70%, kim loại đồng tăng gấp đôi, cobalt tăng gấp 4 lần hàng năm, liên tục từ bây giờ cho tới năm 2050. Sản lượng idium cần tăng 920%, lithium 2.700% tính tổng cho đến năm 2050 [10]. Ngoài chuyện mức tăng nhu cầu một số khoáng sản gần như không tưởng, khai thác những khoáng sản đặc biệt này luôn ảnh hưởng đến môi trường gấp nhiều lần so với khoáng sản thông thường. Bài báo trên thậm chí còn kết luận "Nếu không cẩn thận, năng lượng tái tạo cũng có thể phá hoại môi trường như năng lượng hóa thạch" [10]. Chưa kể đến chuyện thế giới cũng sẽ phải dịch chuyển từ cơ cấu quyền lực bất bình đẳng của "địa chính trị dầu khí" sang cơ cấu bất bình đẳng mới mang tên "địa chính trị kim loại hiếm", tiềm ẩn rủi ro của hiệu ứng đám đông đổ xô đi tìm khoáng sản (như tìm vàng của thế kỷ XIX), phá hủy môi trường nghiêm trọng khi giành giật khoáng sản bằng mọi cách; các cường quốc về kim loại hiếm sẽ sử dụng tài nguyên khoáng sản của mình như một vũ khí, một thứ quyền lực chính trị mới…

Nói vậy để thấy, chuyển dịch năng lượng thế kỷ XXI có 2 mặt: một mặt cần được đánh thức, hứa hẹn một tương lai tươi sáng cho loài người; một mặt tiếp tục đe dọa đến môi trường, công bằng giữa nước giàu và nước nghèo, giữa cộng đồng được hưởng lợi và cộng đồng dễ bị tổn thương, thách thức loài người bằng cơ cấu quyền lực mới, tạo ra nguy cơ ảnh hưởng đến mục tiêu thiên niên kỷ…

Có thể nói, rào cản đáng kể nhất đối với chuyển dịch năng lượng hiện nay là giá thành và công nghệ. Công nghệ đang phát triển và theo đó giá thành sẽ giảm dần, mà ví dụ rõ rệt nhất là năng lượng mặt trời. Tuy nhiên, theo quan sát thì nhiều công nghệ phát triển còn chậm, giá thành nhìn chung vẫn cao và nhiều dự án mang tính trình diễn, thử nghiệm, ít dự án thật sự là thương mại, nhất là trong các lĩnh vực điện phân sản xuất hydrogen, sử dụng hydrogen, ammonia, đồng đốt, CCS… Ví dụ, công nghệ hiện đã hoàn thiện mới chỉ có khả năng giúp giảm được 25% phát thải, còn lại mới ở giai đoạn trình diễn, thử nghiệm, nghiên cứu và triển khai (Hình 7). Ở châu Âu, nơi được cho là chuyển dịch năng lượng mạnh mẽ nhất, đến năm 2022, công suất sản xuất hydrogen sạch mới đạt 0,3% tổng công suất sản xuất hydrogen của châu lục [11]. Trong số 392 dự án CCS được Global CCS Institute thống kê, đến năm 2023 chỉ có 41 dự án đi vào hoạt động, cho dù CCS thật sự chính thức được thử nghiệm từ năm 1996 [12]. Cũng theo báo cáo năm 2022 của cơ quan trên, đến 75% công suất đang hoạt động là dùng CO_2 để nâng cao thu hồi dầu, vốn ban đầu không được coi là những dự án CCS thực thụ.



Hình 5. *Nguồn cung dầu theo các kịch bản của IEA giai đoạn 2010 - 2050 [8].*

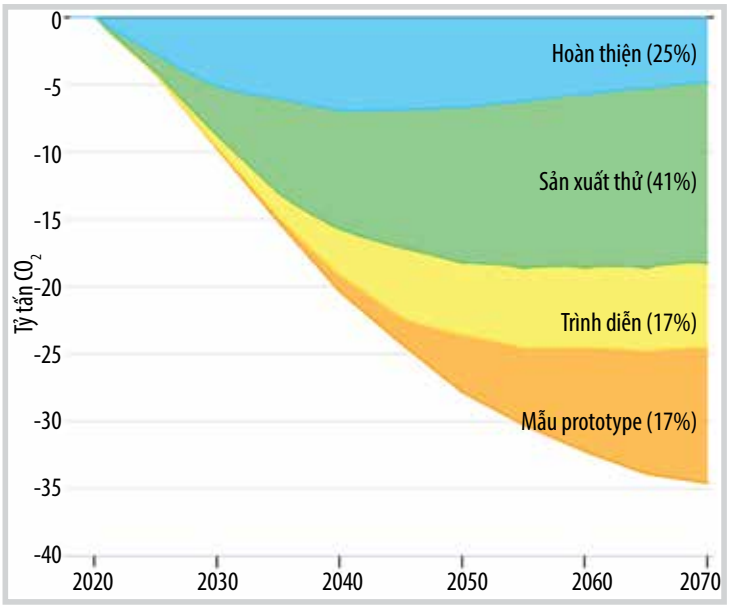


Hình 6. *Nguồn cung khí theo các kịch bản của IEA giai đoạn 2010 - 2050 [8].*

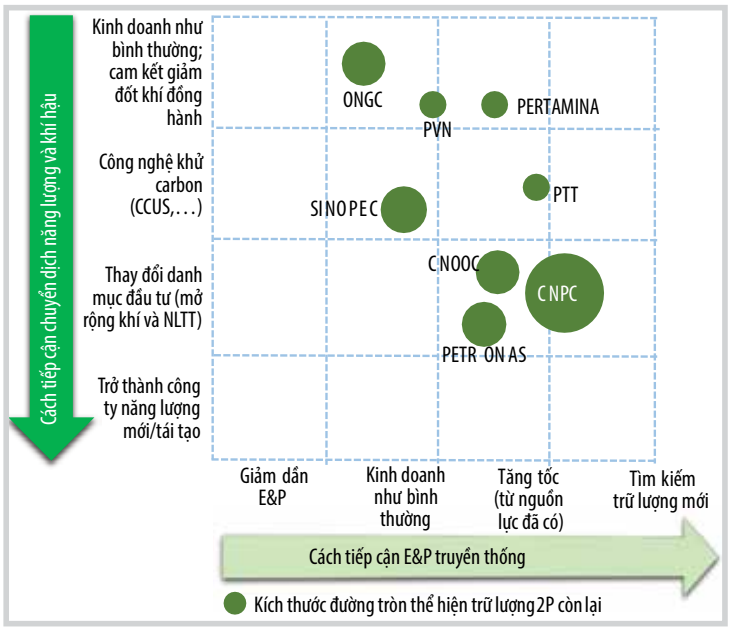
Rào cản tiếp theo là chính sách và khung pháp lý chưa được hoàn thiện. Điều này, một phần do nhiều lĩnh vực của chuyển dịch năng lượng mới mẻ, con người chưa có thực tế vận hành, quản lý. Mặt khác, bản chất chính sách là hướng nguồn lực vào những mục tiêu khác nhau, trong lúc ở các nước đang phát triển, thực tế là nguồn lực còn hạn chế và phát triển kinh tế, xóa đói nghèo luôn là mục tiêu hàng đầu. Trong khi chuyển dịch năng lượng còn rất chậm, các khó khăn, thách thức đặt ra rất nhiều và nặng nề, thì từ nay đến năm 2050 chỉ còn chưa đầy 3 thập kỷ. Như vậy, thách thức và khó khăn đối với ngành công nghiệp dầu khí sẽ gấp nhiều lần và cần một cái nhìn thực tế về vấn đề này (Hình 8, 9).

3. Cơ hội và thách thức của ngành Dầu khí Việt Nam trong quá trình chuyển dịch năng lượng

Việt Nam là nước bị ảnh hưởng nặng nề của biến đổi khí hậu. Theo "Báo cáo quốc gia về khí hậu và phát triển cho Việt Nam" của World Bank, với hơn 3.200 km bờ biển, nhiều thành phố có địa hình trũng thấp và các vùng đồng bằng ven sông, Việt Nam là một trong những quốc gia dễ bị tổn thương nhất trên thế giới trước biến đổi khí hậu. Các tác động của biến đổi khí hậu - chủ yếu là nhiệt độ và mực nước biển dâng cao hơn và biến động



Hình 7. *Mức độ sẵn sàng của các công nghệ chuyển dịch năng lượng [20].*



Hình 8. *Chiến lược chuyển dịch năng lượng của các NOCs.*

lớn hơn - đã và đang làm gián đoạn hoạt động kinh tế và suy yếu tăng trưởng. Các tính toán của World Bank cho thấy nếu không có các biện pháp thích ứng và giảm thiểu phù hợp, ước tính biến đổi khí hậu sẽ khiến Việt Nam mất khoảng 12% đến 14,5% GDP mỗi năm vào năm 2050 [13]. Tại COP26, Việt Nam đã tham gia vào nhóm nước tiên phong, khi cam kết với thế giới đưa phát thải ròng của Việt Nam về 0 vào năm 2050. Trong Báo cáo cam kết tự nguyện (NDC 2022), Việt Nam đặt mục tiêu giảm 13,8% tổng lượng phát thải khí nhà kính vào năm 2030 và phấn đấu giảm đến 43,5% nếu có sự hỗ trợ từ quốc tế [15]. Trong đó, lĩnh vực năng lượng cũng giảm phát thải tương ứng là 7% và 24,4%. Bên cạnh đó, Việt Nam cũng nhận thức được chuyển dịch năng lượng còn có lý do kinh tế như: các hàng rào kỹ thuật mới có thể sẽ khiến xuất khẩu gặp khó khăn khi xâm nhập vào các thị trường...

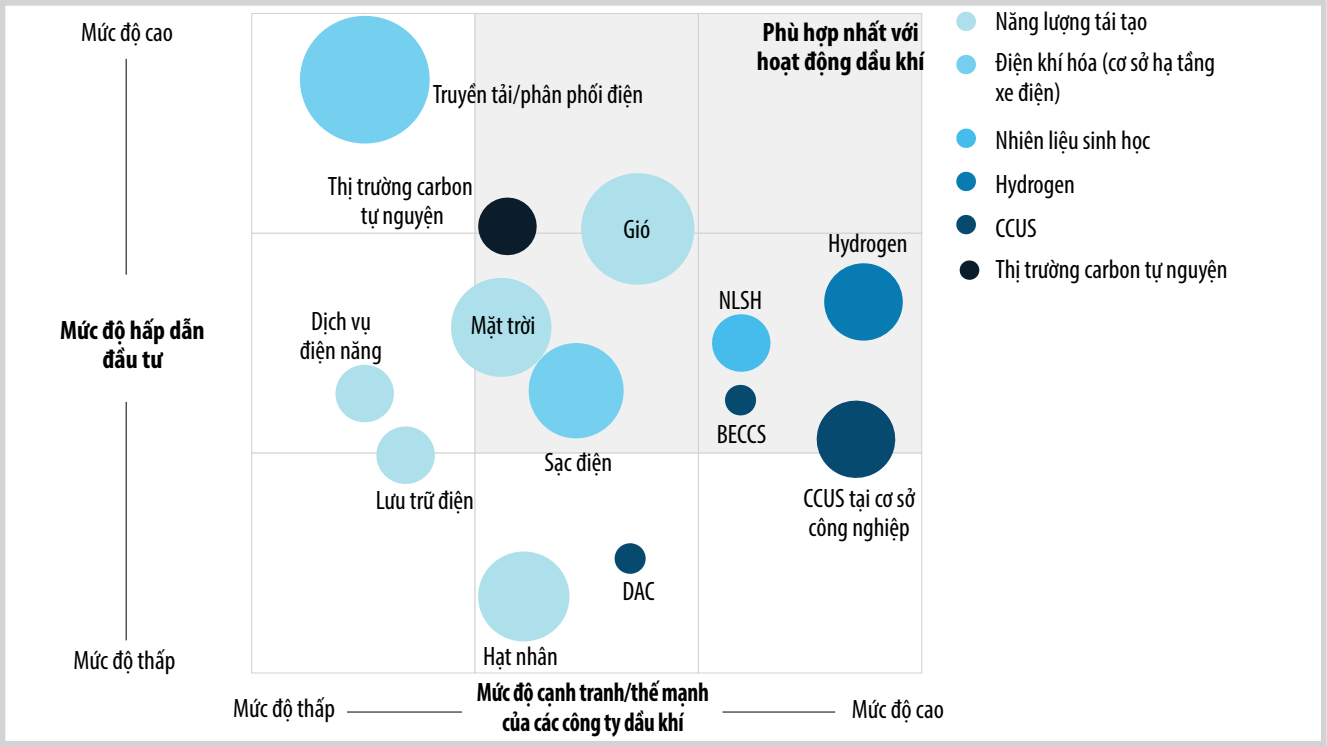
Đối với Việt Nam, dầu khí là ngành kinh tế - kỹ thuật đóng vai trò quan trọng trong nền kinh tế trong suốt gần 40 năm qua, kể từ khi tấn dầu đầu tiên được khai thác và xuất khẩu: cung cấp năng lượng sơ cấp cho an ninh năng lượng, đóng góp đáng kể cho GDP, ngân sách, góp phần bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển.

Với lợi thế về tiềm năng dầu khí - nguồn năng lượng sơ cấp và đầu vào cho nhiều ngành công nghiệp, ngành dầu khí vẫn có dư địa phát triển. Theo "Báo cáo thống kê năng lượng thế giới" của BP, tỷ lệ trữ lượng trên sản lượng của Việt Nam, tính cho dầu là 58 năm, khí là 74 năm [16]. Đó là chưa kể tiềm năng dầu khí thu hồi chưa thăm dò ở Việt Nam ước tính theo các số liệu khoa học vào khoảng 2,6 tỷ m^3 quy dầu. Đó là chưa kể tiềm năng dầu khí thu hồi chưa thăm dò ở Việt Nam ước tính theo các số liệu khoa học vào khoảng 2,6 tỷ m^3 dầu quy đổi [17]. Vị trí của ngành Dầu khí còn được thể hiện qua vai trò mang tính động lực, dẫn dắt phát triển cho một số vùng và ngành kinh tế khác. Một đồng đóng góp GDP của ngành Dầu khí sẽ kéo theo nhiều đồng đóng góp của các ngành kinh tế khác, các địa phương, nơi có cơ sở hạ tầng dầu khí, những lĩnh vực có các dịch vụ liên quan đến hoạt động dầu khí.

Trong khi đó, đến năm 2050 và sau đó nữa, thế giới và Việt Nam vẫn cần dầu khí. Theo Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050, trong tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng của Việt Nam vào năm 2050 là khoảng 165 - 184 triệu tấn quy dầu, trong đó khai thác dầu khí dự kiến đạt 17 - 24 triệu tấn quy dầu/năm [18].

Với số liệu dự báo trên cùng với vị thế vốn có, có thể thấy ngành Dầu khí vẫn phải là 1 trong 3 trụ cột năng lượng, 1 trong 5 trụ cột kinh tế quan trọng của đất nước [19]. Điều đó có nghĩa là vị trí và vai trò của ngành Dầu khí vẫn quan trọng và đầy đủ các khía cạnh như trước đây, ngoài việc thay đổi tỷ trọng đóng góp cho GDP và nộp ngân sách Nhà nước, do quy mô nền kinh tế đã tăng lên đáng kể.

Như vậy, quá trình chuyển dịch năng lượng là không thể tránh khỏi, nhưng đầy thách thức và rủi ro, nhất là với những người tiên phong. Trong điều kiện công nghệ chưa hoàn thiện, nguồn tài chính



Hình 9. *So sánh lợi thế của công nghiệp dầu khí trong chuyển dịch năng lượng [14].*

không được dồi dào, chính sách, khung pháp lý còn thiếu, nhân lực hạn chế, Việt Nam và ngành Dầu khí nói riêng nên chọn chiến lược **"quan sát, chuẩn bị và chớp thời cơ"**.

Quan sát là cần theo dõi chặt chẽ sự phát triển công nghệ trên thế giới, học hỏi những kinh nghiệm hay, những bài học thành công, thất bại, sự thay đổi chính sách của Việt Nam và các nước trên thế giới. Việc này gồm thu thập, phân tích thông tin liên tục, khi những chỉ số quan trọng (kiểu như trigger) đạt ngưỡng, thì quyết định nhanh chóng, kịp thời.

Chuẩn bị là xây dựng chiến lược, lộ trình, xác định những định hướng lớn, các phương án phát triển theo các kịch bản khác nhau tùy thuộc tình hình; nghiên cứu, nhận chuyển giao công nghệ, đào tạo nguồn nhân lực, chuẩn bị trước chương trình hành động, lựa chọn đối tác, chuẩn bị các dự án, nguồn vốn, chủ động nghiên cứu và đề xuất các cơ chế, chính sách, điều kiện cần thiết, tiến hành trước một số dự án thử nghiệm… sẵn sàng có thể đầu tư lớn, nâng công suất, mở rộng quy mô (scaling up). Như trên đã nói, trong giai đoạn này cần tập trung đầu tư cho khoa học - công nghệ, nguồn nhân lực làm sao để có đủ năng lực cần thiết khi bước vào sản xuất, triển khai ở quy mô lớn.

Chớp thời cơ là xác định những chỉ số quan trọng, thời điểm đủ điều kiện để ra quyết định đầu tư và triển khai nhanh nhất có thể. Trong điều kiện rủi ro cao, nhiều thay đổi, nhiều bất định, khó dự báo lại cũng cần cả cơ chế được rút khỏi dự án đầu tư và khả năng triển khai nhanh, cắt lỗ kịp thời, khi các chỉ số cảnh báo cho thấy đã đi sai hướng, hay điều kiện không thuận lợi. Đây là công việc của quản trị, xây dựng hệ thống phản ứng nhanh với các thay đổi bên ngoài và bên trong hệ thống.

Chiến lược như trình bày ở trên không phải thiếu tầm nhìn, chỉ ứng phó ngắn hạn; cũng không phải là sự thụ động, chờ đợi. Chiến lược, những định hướng lớn, các phương án phát triển khác nhau cần được xây dựng ngay và việc triển khai sẽ nằm trong hành lang của những định hướng lớn này. Quan sát, chớp thời cơ đã chuẩn bị sẵn nên không có tính thụ động.

Không những thế, với bề dày kiến thức, đội ngũ chuyên gia trong lĩnh vực địa chất biển, chế biến, sản xuất hóa chất; kinh nghiệm tổ chức triển khai nhiều dự án lớn, phức tạp; kinh nghiệm trong thiết kế, thi công, vận chuyển, xây lắp nhiều công trình biển; sở hữu hạ tầng cơ sở năng lượng rộng khắp… ngành Dầu khí cần sẵn sàng và có trách nhiệm đảm nhận trọng trách dẫn dắt quá trình chuyển dịch năng lượng của đất nước. Nghĩa là, ngành Dầu khí cần sẵn sàng triển khai những dự án trình diễn, sẵn sàng đầu tư trước các doanh nghiệp trong nước, chịu trách nhiệm phát triển hạ tầng năng lượng mới và tích hợp với hạ tầng năng lượng có sẵn, trở thành trung tâm đổi mới, sáng tạo và phát triển công nghệ liên quan đến các lĩnh vực chuyển dịch năng lượng, là bệ đỡ tạo đà cho các ngành khác và cả đất nước chuyển dịch năng lượng. Đây là nguyên tắc

"tận dụng lợi thế sẵn có của dầu khí" trong xây dựng chiến lược, định hướng chuyển dịch năng lượng cho ngành. Tất nhiên, những bước đi như vậy, liên quan đến một tập đoàn kinh tế - kỹ thuật lớn với cổ đông chính là Nhà nước sẽ đòi hỏi sự thông suốt về quan điểm từ trên xuống dưới. Bởi, nếu không phải là ngành Dầu khí thì doanh nghiệp nào sẽ đi đầu trong phát triển điện gió ngoài khơi (cách bờ từ 50 - 300 km), phát triển chuỗi giá trị hydrogen, hay cung cấp dịch vụ lưu trữ CO_2 trong các tầng địa chất ngoài khơi?

4. Kết luận

Trên bình diện chuyển dịch năng lượng toàn cầu, Việt Nam nên thận trọng và chắc chắn; trên bình diện quốc tế, không đi đầu, nhưng đừng để chậm chân. Ở trong nước, ngành Dầu khí cần tiên phong trong đổi mới, sáng tạo, đầu tư, trở thành bệ đỡ cho chuỗi giá trị các ngành công nghiệp mới phát triển như điện gió ngoài khơi, hydrogen/ammonia xanh, CCUS...

Vai trò ngành Dầu khí vẫn phải là 1 trong 3 trụ cột năng lượng và 1 trong 5 trụ cột kinh tế quan trọng của đất nước. Với trọng trách đó, cần vừa tiếp tục phát huy vai trò của dầu khí truyền thống vừa chuyển dịch năng lượng thành công. Tài nguyên, trữ lượng, hạ tầng cơ sở khai thác, vận chuyển, chế biến, dịch vụ dầu khí hiện có,… tạm gọi là tài sản cũ. Hạ tầng cơ sở sản xuất, vận chuyển, dịch vụ, sử dụng năng lượng tái tạo, hydrogen, ammonia, CCUS, các ngành công nghiệp carbon thấp… tạm gọi là tài sản mới.

Nếu như với tài sản mới, cần chọn chiến lược "quan sát, chuẩn bị và chớp thời cơ", thì với tài sản cũ, cần "giữ nguyên tắc cũ, vận hành với tư duy mới".

Nguyên tắc cũ là vẫn phải chú trọng đầu tư vào tìm kiếm, thăm dò, chính xác hóa tài nguyên dầu khí của đất nước, gia tăng trữ lượng, duy trì sản lượng khai thác dầu khí; tìm cách tiếp cận mới, phương pháp mới, hiệu quả hơn đối với những đối tượng quen thuộc song song với nghiên cứu, tìm kiếm những đối tượng mới; quản trị rủi ro tốt cùng với áp dụng những công nghệ tiên tiến; sử dụng tài nguyên tiết kiệm, hiệu quả, gắn liền với bảo vệ môi trường sinh thái; chủ động thực hiện các giải pháp giảm thiểu và thích ứng với biến đổi khí hậu.

Tư duy mới trong vận hành là tái cấu trúc tài sản theo hướng carbon thấp, ưu tiên triển khai toàn bộ chuỗi các dự án khí, triển khai nhanh (fast track), linh hoạt (agile) trong mọi khâu. Điều đó có nghĩa là cần bổ sung tiêu chí phát thải carbon cho việc sàng lọc tài sản; đầu tư cho việc giảm phát thải, như tiết kiệm năng lượng, điện khí hóa, sử dụng năng lượng sạch trong vận hành, tích hợp lọc hóa dầu, chế biến sâu nhằm gia tăng giá trị trên một đơn vị phát thải; tiếp tục đầu tư cho nghiên cứu và triển khai, cải tiến quy trình, triển khai song song, nhằm rút ngắn thời gian cho các hạng mục công việc; cập nhật thông tin liên tục để ra quyết định kịp thời.

Mục đích của đề xuất trên là tiếp tục phát triển, nâng cao hiệu quả, sức cạnh tranh, giá trị của chuỗi giá trị dầu khí truyền thống; đồng thời dành nguồn lực hợp lý cho nghiên cứu chiến lược, nghiên cứu và triển khai, chuyển giao công nghệ, đẩy mạnh chuyển đổi số để ngành Dầu khí chuyển dịch thành ngành công nghiệp năng lượng, có cường độ phát thải thấp, đóng góp quan trọng vào tăng trưởng kinh tế của đất nước, bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia và thực hiện các cam kết của Việt Nam với cộng đồng quốc tế.

Tài liệu tham khảo

[1] United Nations Climate Change, *"COP27 reaches breakthrough agreement on new "Loss and Damage" Fund for vulnerable countries"*, 20/11/2022.

[2] United Nations, "Calling climate ambition summit 'Climate Hope Summit', secretary-general urges 'first-doers' to take no prisoners, achieve 1.5°C limit". [Online]. Available: https://press.un.org/en/2023/sgsm21954.doc.htm.

[3] IPCC, "AR6 synthesis report: Climate change 2023". [Online]. Available: https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/.

[4] IEA, "Net-zero by 2050", 5/2021. [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050.

[5] Climate action network international, "COP28: New path to transition away from fossil fuels marred by lack of finance and loopholes", 13/12/2023. [Online]. Available: https://climatenetwork.org/2023/12/13/new-path-to-transition-away-from-fossil-fuels-marred-by-lack-of-finance-and-loopholes/.

[6] Our World in Data, "Global primary energy consumption by source". [Online]. Available: https://ourworldindata.org/grapher/global-energy-substitution

[7] GIZ, *Chuyển dịch năng lượng Việt Nam: Cơ hội và thách thức*. Nhà xuất bản Thanh niên, 2022.

[8] IEA, "The oil and gas industry in net zero transitions", 11/2023. [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions.

[9] World Bank, "Chuyển dịch năng lượng bền vững tại Việt Nam", 24/1/2022. [Online]. Available: https://www.

worldbank.org/vi/news/speech/2022/01/24/towards-a-just-energy-transition-in-vietnam.

[10] Jason Hickel, "The limits of clean energy", 6/9/2019. [Online]. Available: https://foreignpolicy.com/2019/09/06/the-path-to-clean-energy-will-be-very-dirty-climate-change-renewables/.

[11] Hydrogen Europe, "Hydrogen monitor 2023", 12/10/2023. [Online]. Available: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/10/Clean_Hydrogen_Monitor_11-2023_DIGITAL.pdf.

[12] Global CCS Institute, "Global status of CCS report 2023: Scaling up through 2030", 2023. [Online]. Available: https://status23.globalccsinstitute.com/.

[13] World Bank, *"Vietnam country climate and development report"*, 7/2022.

[14] Mckinsey, "The big choices for oil and gas in navigating the energy transition", 10/3/2021. [Online]. Available: https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-big-choices-for-oil-and-gas-in-navigating-the-energy-transition.

[15] Vietnam Nationally Determined Contribution (updated in 2022). [Online]. Available: https://unfccc.int/documents/622541.

[16] BP, "Statistical review of world energy". [Online]. Available: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf.

[17] Nguyễn Hiệp và nnk, *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học kỹ thuật, 2019.

[18] Thủ tướng Chính phủ, *"Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050"*, Quyết định số 893/QĐ-TTg, 26/7/2023.

[19] Nguyễn Hồng Minh, "Nghị quyết số 55-NQ/TW và định hướng chiến lược đối với ngành Dầu khí Việt Nam", *Tạp chí Dầu khí*, Số 7, trang 14 - 18, 2020.

[20] IEA, "Clean energy innovation". [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/clean-energy-innovation.

ENERGY TRANSITION IN THE 21ST CENTURY: REFLECTING ON THE DEVELOPMENT DIRECTION OF THE VIETNAM OIL AND GAS INDUSTRY

Phan Ngoc Trung[1,2], Nguyen Hong Minh[1,2]
[1]Vietnam Petroleum Institute
[2]Vietnam Petroleum Association
Email: nguyenhongminh@vpi.pvn.vn

Summary

In the energy transition trend, economies must shift towards green development, circular and low-carbon economy. The global oil and gas industry is also reshaping its development strategy in line with the energy transition, reducing emissions, promoting renewable energy, and restructuring its operations towards lower carbon.

The project to restructure the Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam) until the end of 2025 sets the goal of building and developing Petrovietnam into the leading energy industrial group of the country and in the region, in line with new development trends, the fourth industrial revolution, green transformation, digital transformation, and energy transition. Petrovietnam is envisioned to play a central role in ensuring national energy security...

This article analyses the opportunities and challenges of the Vietnam oil and gas industry during the energy transition, proposes solutions of "observing, preparing, and seizing opportunities" in the context of immature technology, insufficient investment, and lack of policies and legal frameworks. The crucial mission for the oil and gas industry is to continue leveraging the traditional role of oil and gas (applying new approaches, more effective methods to familiar objects; researching and identifying new targets; managing risks effectively and adopting advanced technologies) while simultaneously transitioning to renewable energy. The industry aims to pioneer innovation, investment, and support the development of emerging industries such as offshore wind power, green hydrogen/ammonia, CCUS, etc.

Key words: Energy transition, CCUS, hydrogen, offshore wind power.

DầuKhí
KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG VÀ CƠ HỘI PHÁT TRIỂN ĐIỆN GIÓ NGOÀI KHƠI CỦA VIỆT NAM VÀ ĐỀ XUẤT VỚI TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Nguyễn Xuân Phương[1], Lê Văn Hùng[1], Trần Tuấn Dương[1], Vũ Bình Dương[1], Phạm Quý Ngọc[2], Hoàng Thị Phượng[2]
[1]Viện Năng lượng - Bộ Công Thương
[2]Viện Dầu khí Việt Nam
Email: ngocpq@vpi.pvn.vn
https://doi.org/10.47800/PVSI.2023.01-09

Tóm tắt

Với đường bờ biển dài trên 3.200 km và diện tích vùng biển khoảng 1.000.000 km^2, Việt Nam được đánh giá là quốc gia có tiềm năng gió biển rất lớn, đặc biệt là điện gió ngoài khơi. Đến nay, các nghiên cứu được thực hiện chủ yếu là đánh giá tiềm năng điện gió, chưa có các nghiên cứu kỹ thuật chuyên sâu, chưa có các nghiên cứu về chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi và đánh giá khả năng tham gia của các doanh nghiệp Việt Nam. Là doanh nghiệp có kinh nghiệm và lợi thế trong việc thực hiện các công trình trên biển, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) có thể làm chủ các lĩnh vực chuyên sâu trong chuỗi phát triển điện gió ngoài khơi như: khảo sát địa vật lý đáy biển, thi công xây lắp tuyến cáp ngầm trên biển, lắp đặt kết cấu thép trên biển, vận chuyển thiết bị... Để nắm bắt cơ hội trong việc khai thác điện gió ngoài khơi tại Việt Nam, Petrovietnam đã và đang triển khai xây dựng và chuẩn bị các điều kiện cần thiết sẵn sàng tham gia vào đầu tư cũng như cung cấp dịch vụ trong chuỗi cung ứng phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam.

Nghiên cứu này đã đánh giá được lộ trình phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam theo các quy hoạch, hướng tới mục tiêu công suất điện gió ngoài khơi sẽ tăng từ mức 0 ở hiện tại lên 6 GW vào năm 2030 và 70 - 91,5 GW vào năm 2050. Kết quả đánh giá xu hướng công nghệ, chi phí, tiềm năng chuỗi cung ứng cho điện gió ngoài khơi tại Việt Nam cho thấy các đơn vị của Petrovietnam có thế mạnh trong các dịch vụ như: phân tích, khảo sát địa chất, địa vật lý, hải văn và đánh giá tác động môi trường; dịch vụ thiết kế, chế tạo công trình trạm biến áp (TBA) ngoài khơi, dịch vụ lắp đặt turbine, móng turbine, trải cáp điện ngầm ngoài khơi; dịch vụ vận hành và bảo trì, bảo dưỡng (O&M) và các dịch vụ khi kết thúc dự án như: tháo dỡ các công trình trên biển, hệ thống cáp ngầm... Trên cơ sở kết quả phân tích tiềm năng và cơ hội phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam, nhóm tác giả đề xuất các giải pháp để phát triển điện gió ngoài khơi trong giai đoạn ngắn hạn và dài hạn.

Từ khóa: Điện gió ngoài khơi, tiềm năng, chuỗi cung ứng, thị trường, chính sách.

1. Giới thiệu

Tính tới thời điểm hiện tại Việt Nam chưa có dự án điện gió ngoài khơi thực sự được lắp đặt và đưa vào vận hành. Với chương trình xây dựng và phát triển điển hình của điện gió ngoài khơi là 5 - 7 năm cho các dự án sau khi tất cả các rào cản được giải quyết, việc đấu nối thế hệ điện gió ngoài khơi đầu tiên vận hành vào năm 2030 sẽ cần có sự tham vấn và thiết lập các khuôn khổ chính sách và quy định, các công việc này cần phải được bắt đầu càng sớm càng tốt.

Ngày nhận bài: 2/11/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 2 - 28/11/2023. Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/11/2023.

Đặt ra con đường cho điện gió ngoài khơi, điều quan trọng là phải đảm bảo rằng chính sách điện gió ngoài khơi của Việt Nam được thiết kế để tăng trưởng ổn định và bền vững trong dài hạn, cung cấp đủ thời gian cho ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi phát triển. Với sự quan tâm của các nhà đầu tư vào thị trường điện gió ngoài khơi và mục tiêu 6 GW vào năm 2030, bước tiếp theo sẽ là các nhà hoạch định chính sách xác định một khuôn khổ quy định rõ ràng về gió ngoài khơi, bao gồm cơ chế mua sắm và các yêu cầu cấp phép và chấp thuận. Cơ chế giá FIT (0,098 USD/kWh) áp dụng cho các dự án gần bờ hoặc bãi triều, hết hạn vào ngày 31/10/2021. Cơ chế mua sắm ban đầu cho điện gió ngoài khơi thực sự có thể ở dạng FIT chuyển tiếp để hỗ trợ cho lô dự án đầu tiên trước khi

chuyển sang cơ chế đấu giá cạnh tranh. Cơ chế FIT chuyển tiếp áp dụng cho một phần hoặc toàn bộ 6 GW điện gió ngoài khơi đầu tiên được đặt mục tiêu vào năm 2030 sẽ không chỉ giúp Chính phủ kiểm soát đủ ngân sách và kế hoạch đối với việc phát triển điện gió ngoài khơi, mà còn cung cấp một đường băng suôn sẻ hơn cho các dự án áp dụng cơ chế đấu thầu cạnh tranh sau này.

Với mục tiêu Net Zero vào năm 2050 được thực hiện tại COP26, Việt Nam đang sẵn sàng mở ra kỷ nguyên tăng trưởng năng lượng tái tạo để đáp ứng các cam kết về an ninh năng lượng và khí hậu. Ngành công nghiệp gió cũng đang chờ đợi sự rõ ràng hơn nữa về chính sách thay thế cho cơ chế FIT đã hết hạn, vốn đã đóng vai trò quan trọng trong việc thúc đẩy đầu tư vào năng lượng tái tạo kể từ khi được áp dụng vào năm 2013. Những phát triển và cam kết chiến lược này sẽ định hình lộ trình chuyển đổi năng lượng của Việt Nam trong thập kỷ tới.

2. Kinh nghiệm quốc tế và cơ hội phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam

2.1. Kinh nghiệm quốc tế về phát triển điện gió ngoài khơi

2.1.1. Đài Loan

Đài Loan là thị trường điện gió ngoài khơi lớn thứ ba ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương, sau Trung Quốc và Việt Nam (bao gồm cả điện gió gần bờ). Với các mục tiêu đầy tham vọng và một kế hoạch quan trọng và rõ ràng được đặt ra, thị trường đã thu hút sự quan tâm mạnh mẽ từ các nhà cung cấp công nghệ và các nhà phát triển điện gió ngoài khơi hàng đầu. Tính đến nay, 2 dự án điện gió ngoài khơi thuộc Chương trình khuyến khích thí điểm đã đi vào hoạt động: Formosa 1, tổng công suất 128 MW và dự án thí điểm Changhua, tổng công suất 109 MW. Tiếp theo là các dự án bao gồm Greater Changhua 1 & 2a (900 MW), Formosa II (376 MW), Yunlin (640 MW) và Changfang giai đoạn 1 (100 MW). Greater Changhua 1 & 2a phát điện lần đầu tiên vào tháng 4/2022. Formosa II và Yunlin đang được xây dựng và sẽ đạt được tiến bộ đáng kể vào năm 2023 [1].

Sự phát triển công nghiệp của chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi ở Đài Loan được thúc đẩy bởi ưu đãi tự nhiên về tiềm năng năng lượng điện gió ngoài khơi và xác định rõ sự đóng góp của điện gió ngoài khơi trong việc giảm khí thải, ngừng sử dụng năng lượng hạt nhân và vướng mắc trong việc xây dựng thêm điện gió trên bờ.

Đài Loan đã tiến hành nghiên cứu, học hỏi các nước khác để thúc đẩy phát triển các dự án đầu tiên theo hướng thí điểm sau đó nghiên cứu phát triển công nghệ phù hợp với các điều kiện bất lợi trên lãnh thổ của mình, đặc trưng là động đất, bão.

Ngoài việc thúc đẩy R&D, Đài Loan còn xây dựng kế hoạch và cung cấp các khoản trợ cấp để phát triển các dự án cũng như đặt ra các mục tiêu về năng lực lắp đặt và yêu cầu hàm lượng nội địa (60%). Xây dựng kế hoạch đào tạo lao động địa phương với các trung tâm trong khu vực và học hỏi từ Đan Mạch và Hà Lan.

Đài Loan đã sử dụng rất hiệu quả cơ chế hợp tác, trong đó chủ động thiết lập quan hệ đối tác với các công ty có kinh nghiệm trên thế giới và các công ty nội địa để chuyển giao công nghệ. Một chiến lược quan trọng nữa của Chính phủ là thúc đẩy và hình thành các khu, trung tâm công nghiệp điện gió ngoài khơi đồng thời hỗ trợ khuyến khích thu hút các nhà sản xuất quốc tế trong giai đoạn đầu triển khai.

2.1.2. Trung Quốc

Trung Quốc đã lắp đặt turbine điện gió ngoài khơi đầu tiên, máy truyền động trực tiếp 1,5 MW, ở biển Bột Hải vào năm 2007. Dự án thương mại ngoài khơi đầu tiên của Trung Quốc, trang trại điện gió ngoài khơi cầu Đông Hải, được đưa vào vận hành năm 2010. Tuy nhiên, thị trường vẫn chưa sẵn sàng cất cánh cho đến khi Cơ quan Quản lý Năng lượng Quốc gia (NEA) ban hành chương trình Biểu giá điện gió ngoài khơi đầu tiên (FIT) vào năm 2014 và các biện pháp quản lý để phát triển và xây dựng điện gió ngoài khơi đã được NEA và Cơ quan Quản lý Đại dương Quốc gia (SOA) đồng phát hành vào năm 2016, giải quyết những thách thức giữa các cơ quan chính phủ và các bên liên quan khác nhau. Điện gió ngoài khơi phát triển nhanh trong giai đoạn 5 năm (2016 - 2020), Trung Quốc đã vượt mốc 1 GW đối với các công trình lắp đặt điện gió ngoài khơi vào cuối năm 2015 và trở thành thị trường điện gió ngoài khơi lớn nhất thế giới về số lượng lắp đặt mới vào năm 2018. Đến năm 2020, tổng công suất lắp đặt điện gió ngoài khơi của Trung Quốc đạt mốc 10 GW [1].

Sự phát triển ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi ở Trung Quốc được khuyến khích từ Chính phủ, lợi thế tiềm năng gió ngoài khơi, sự tham gia của ngành công nghiệp gió trên bờ, nguồn nhân lực nội địa và hỗ trợ từ ngành công nghiệp cơ bản mạnh.

Việc hình thành thị trường trong nước được Chính phủ thúc đẩy thông qua việc đặt ra mục tiêu cụ thể và cung cấp các khoản trợ cấp như FIT cho các dự án điện gió ngoài khơi. Ngoài ra để thúc đẩy phát triển công nghiệp

điện gió ngoài khơi, Chính phủ đã đầu tư cho R&D&I để phát triển công nghệ phù hợp với điều kiện ngoài khơi của Trung Quốc và hỗ trợ các dự án thí điểm để xác nhận công nghệ.

Các nhà phát triển tại Trung Quốc cũng nhận được sự hỗ trợ lớn từ chính quyền các tỉnh với việc xây dựng quy hoạch từng khu vực tiềm năng, quy hoạch và đầu tư vào các trung tâm hạ tầng hỗ trợ phát triển điện gió ngoài khơi.

2.1.3. Vương quốc Anh

Vương quốc Anh dẫn đầu thị trường điện gió ngoài khơi ở châu Âu kể từ năm 2009. Vào tháng 7/2021, Crown Estate đã chọn 3 dự án điện gió ngoài khơi móng nổi thí điểm thông qua cơ chế cho thuê các dự án điện gió ngoài khơi móng nổi quy mô thương mại ban đầu ở biển Celtic. Thời hạn đủ điều kiện cho phiên đấu giá CfD vòng 4, nhằm hỗ trợ các dự án năng lượng tái tạo có công suất lên tới 12 GW. Từ năm 2023, Chính phủ Anh tổ chức các cuộc đấu giá CfD hàng năm để mở rộng quy mô cung cấp năng lượng tái tạo quốc gia. Cơ quan Crown Estate Scotland cũng đã công bố kết quả của vòng cho thuê đáy biển Scotwind, theo đó 17 dự án được triển khai. Tổng công suất 25 GW bao gồm 15 GW điện gió ngoài khơi móng nổi, đã được trao hợp đồng thuê. Ngoài ra, Crown Estate đã hoàn thành giai đoạn 2 của quá trình với thị trường và các bên liên quan về kế hoạch cho thuê điện gió ngoài khơi móng nổi lên tới 4 GW ở biển Celtic. Từ tháng 4/2022, Chính phủ Anh đã trình bày kế hoạch nhằm tăng mục tiêu năng lượng điện gió ngoài khơi vào năm 2030 từ 40 GW lên 50 GW, trong đó 5 GW dành cho năng lượng gió móng nổi. Đây là lần thứ 2 Vương quốc Anh tăng mục tiêu điện gió ngoài khơi trong 2 năm qua [1].

Sự phát triển công nghiệp điện gió ngoài khơi ở Vương quốc Anh chịu ảnh hưởng của định hướng thị trường trong đó xác định mở rộng thị trường là yếu tố quan trọng. Các yếu tố thể chế đã được Chính phủ thiết lập, chẳng hạn như trợ cấp, hỗ trợ phát triển dự án thí điểm, quy chế đấu thầu rõ ràng, tạo môi trường ổn định và đáng tin cậy để thu hút các nhà đầu tư phát triển và xây dựng dự án từ đó thu hút các hoạt động đầu tư cho chuỗi cung ứng. Chính phủ Anh đã ban hành chiến lược phát triển công nghiệp cho ngành điện gió ngoài khơi, từ đó thúc đẩy sự phát triển của chuỗi cung ứng nội địa.

2.1.4. Cộng hòa Liên bang Đức

Đức từng là thị trường điện gió ngoài khơi lớn thứ hai thế giới về tổng số công trình lắp đặt, nhưng đã bị Trung Quốc vượt qua vào năm 2020 sau khi điều kiện thị trường không thuận lợi và thiếu tầm nhìn trung hạn, làm chậm quá trình phát triển. Quốc gia này chỉ giao 3 dự án điện gió ngoài khơi nhỏ "không trợ cấp", với tổng công suất 958 MW sau khi các cuộc đấu giá điện gió ngoài khơi vòng 2 được khởi động vào năm 2018. Đạo luật điện gió ngoài khơi (WindSeeG) đã tăng mục tiêu năng lượng điện gió ngoài khơi quốc gia từ 15 GW lên 20 GW vào năm 2030 và đặt mục tiêu 40 GW công suất lắp đặt điện gió ngoài khơi vào năm 2040. Chính phủ Đức sau đó đã thay đổi luật về năng lượng điện gió ngoài khơi thông qua "Gói Phục sinh" và đặt mục tiêu cần 30 GW điện gió ngoài khơi đi vào vận hành vào năm 2030, 40 GW vào năm 2035 và ít nhất 70 GW vào năm 2045. Ngoài ra, để thay thế nhiên liệu hóa thạch từ Nga, Đức đã ký một thỏa thuận hợp tác về phát triển điện gió ngoài khơi và hydrogen xanh với 3 quốc gia Biển Bắc khác gồm: Đan Mạch, Bỉ và Hà Lan thông qua Tuyên bố Esbjerg. Chìa khóa cho sự thành công của điện gió ngoài khơi rất rõ ràng nhưng phụ thuộc vào Cơ quan Hàng hải và Thủy văn Liên bang Đức đẩy nhanh việc cấp phép và nhanh chóng mở thêm các gói thầu điện gió ngoài khơi, đồng thời đảm bảo các điều kiện thị trường hấp dẫn.

Động lực chính cho sự phát triển điện gió ngoài khơi tại Đức là tiềm năng điện gió ngoài khơi tốt, cơ sở hạ tầng và nguồn nhân lực được kế thừa từ ngành công nghiệp hiện có trong khu vực như gió trên bờ, đóng tàu và công nghiệp nặng. Ngoài ra, Chính phủ cũng thiết lập mục tiêu cụ thể và đưa ra quy trình quản lý rõ ràng, minh bạch.

2.1.5. Cơ hội phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam từ kinh nghiệm phát triển của quốc tế

Bảng 1 đã tổng hợp và so sánh về các giai đoạn phát triển chuỗi cung ứng của các quốc gia điển hình với tình hình tại Việt Nam.

Qua Bảng 1 có thể nhận thấy với tình hình Việt Nam hiện nay để phát triển chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi cần sớm triển khai thực hiện một số công việc như sau:

- Xây dựng cơ chế triển khai phát triển dự án;
- Xây dựng tiêu chuẩn kỹ thuật;
- Xây dựng chương trình hỗ trợ ngành về tài chính, tỷ lệ nội địa hóa...;
- Phê duyệt các dự án thí điểm;
- Cơ chế thu hút đầu tư;
- Xây dựng chiến lược về đào tạo nguồn nhân lực;

Bảng 1. *Các giai đoạn phát triển chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi của các quốc gia và Việt Nam*

Quốc gia/khái niệm	Đức	Anh	Đài Loan	Trung Quốc	Việt Nam
Giai đoạn 1	**Xác định nhu cầu của lĩnh vực**				
Điều kiện tự nhiên	x	x	x	x	x
Cơ sở hạ tầng	x	x			x
Ngành công nghiệp liên quan	x	x		x	x
Nguồn nhân lực	x	x		x	x
Cơ chế triển khai dự án	x	x	x	x	
Định hướng chuyển đổi năng lượng	x	x	x		x
Giai đoạn 2	**Quy hoạch ngành và công nghiệp**				
Mục tiêu quốc gia về ngành	x	x	x	x	
Quy định kỹ thuật đặc thù	x	x	x	x	
Chương trình hỗ trợ về tài chính	x	x	x	x	
Dự án thí điểm	x	x	x	x	
Quy định nội địa hóa			x		
Cơ chế thu hút đầu tư		x	x		
Chương trình R&D	x	x	x	x	
Giai đoạn 3	**Phát triển ngành và công nghiệp**				
Thích ứng cơ sở hạ tầng	x	x		x	x
Nguồn nhân lực và các chương trình R&D&I	x	x	x	x	
Xác định các trung tâm phát triển	x		x	x	
Hợp tác với các công ty quốc tế		x	x		
Giai đoạn 4	**Đổi mới và phát triển**				
Chương trình R&D&I	x			x	
Xuất khẩu	x			x	

Bảng 2. *Tổng tiềm năng lý thuyết điện gió ngoài khơi tại Việt Nam*

	Vùng biển nông (< 30 m) cách bờ từ 9,25 km	Vùng biển trung gian (30 - 60 m)	Vùng biển sâu (60 - 1.000 m)	Tổng cộng
Tiềm năng lý thuyết (đã loại trừ diện tích bảo tồn), GW	196	280	466	942 GW
Diện tích tiềm năng (vận tốc gió trên 8 m/s), km^2	39.288	56.004	92.948	188.440

- Quy hoạch và định hướng các trung tâm phát triển cho chuỗi cung ứng.

2.2. Cơ hội phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam

2.2.1. Tiềm năng lý thuyết

Tiềm năng lý thuyết là tiềm năng thuần túy về mặt năng lượng, có được thông qua việc xử lý các số liệu quan trắc khí tượng. Khu vực được coi là có tiềm năng gió lý thuyết khi vận tốc gió trung bình năm tại độ cao đặt turbine gió xếp loại từ 6 m/s trở lên theo Thông tư số 06/2013/TT-BCT [2]; 4,5 m/s theo thông lệ và đánh giá tiềm năng lý thuyết quốc tế. Tiềm năng được gọi là lý thuyết vì thực chất để khai thác được tiềm năng này, còn cần rất nhiều các yếu tố khác. Trên biển theo quy chuẩn của EU, Mỹ xét phân bố tốc độ gió trên 7 m/s.

Phân bố gió trung bình 10 năm vùng biển Việt Nam, cho thấy có nhiều vùng gió lớn hơn 7 m/s. Tốc độ gió từ 7 - 11 m/s sẽ dùng để đánh giá tiềm năng lý thuyết và kỹ thuật năng lượng gió biển Việt Nam. Năng lượng gió kỹ thuật dùng công suất turbine tương ứng từ 6 - 12 MW, tính đến thời điểm công nghệ turbine thương mại hết năm 2019 của các hãng chuyên turbine gió thương mại VESTAS (Đan Mạch), GE (Mỹ).

Các giả định khác là mật độ công suất 5 MW/km^2 tương ứng với khoảng cách giữa turbine trong một trang trại là 8 lần đường kính rotor, cũng như việc loại trừ diện tích biển thực tế để lắp dựng từ diện tích tiềm năng khảo sát, và cao độ đặt turbine là 90 m, độ sâu tối đa là 1.000 m, vận tốc gió trung bình năm tối thiểu là 8 m/s (tức là loại trừ các diện tích biển có vận tốc gió trung bình năm thấp hơn 8 m/s) [3]. Khoảng cách tối đa từ đường bờ (đường mép nước biển thấp nhất trung bình nhiều năm) là 100 hải lý (185 km) [4]. Khoảng cách từ đường bờ tối thiểu là 5 hải lý (9,26 km) để loại trừ việc ảnh hưởng đến tầm nhìn và cảnh quan làm cộng đồng phản ứng. Tổng tiềm năng điện gió ngoài khơi tại Việt Nam với các số liệu đầu vào như trên là 942 GW (Bảng 2).

Bảng 3. *Kết quả tính toán tiềm năng kỹ thuật điện gió ngoài khơi*

TT	Khu vực	Diện tích (km^2)					Tiềm năng kỹ thuật (MW)				
		(6,4 - 7) m/s	(7 - 8) m/s	(8 - 9) m/s	> 9 m/s	Tổng	(6,4 - 7) m/s	(7 - 8) m/s	(8 - 9) m/s	> 9 m/s	Tổng
1	Bắc Bộ	18	17.921	2.488		20.427	60	58.601	8.136	-	66.797
2	Bắc Trung Bộ	28	21.408	12		21.447	91	70.003	39	-	70.133
3	Trung Trung Bộ	8	18.120			18.128	35	78.822	-	-	78.857
4	Nam Trung Bộ	17	20.069	16.592	27.580	64.257	55	65.627	54.254	90.185	210.122
5	Nam Bộ	36	40.837	12.378		53.251	118	133.536	40.475	-	174.130
6	**Tổng**					**177.511**					**600.038**

Nguồn: Tính toán theo dữ liệu đo gió của World Bank và globalwinatlas.info ở độ cao 100 m

2.2.2. Tiềm năng kỹ thuật

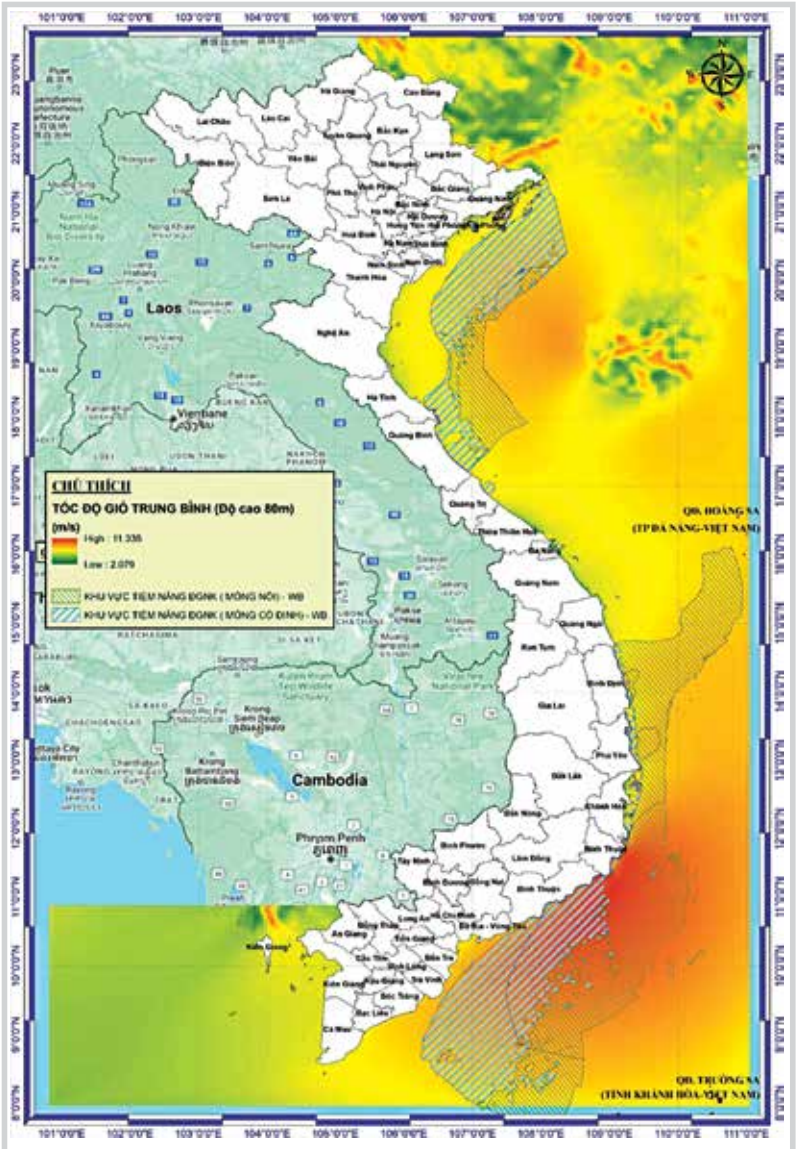
Dựa vào bản đồ tiềm năng kỹ thuật năng lượng gió khu vực ngoài khơi Việt Nam do World Bank lập, kết hợp với bản đồ độ sâu đáy biển và số liệu về tiềm năng điện gió ngoài khơi biển Việt Nam, tiến hành chồng lớp bản đồ, lấy tiêu chí về tốc độ gió lớn hơn 7 m/s và các tiêu chí về kiểu móng thiết kế cho các độ sâu đáy biển, kết quả thu được là bản đồ tiềm năng kỹ thuật phát triển điện gió khu vực móng cố định và móng nổi, cụ thể như sau: Khu vực miền Bắc: các tỉnh từ Quảng Ninh trải dài đến Quảng Bình; Khu vực miền Trung: các tỉnh Quảng Nam, Quảng Ngãi, Bình Định, Phú Yên, Khánh Hòa; và khu vực miền Nam: các tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận, Bà Rịa - Vũng Tàu, Bến Tre, Trà Vinh.

Kết quả đánh giá tiềm năng kỹ thuật của điện gió ngoài khơi khoảng 600 GW được thể hiện trong Bảng 3.

2.2.3. Định hướng phát triển điện gió ngoài khơi trong Quy hoạch điện VIII

Với cam kết giảm phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050, Việt Nam sẵn sàng mở ra kỷ nguyên tăng trưởng năng lượng tái tạo để đáp ứng các cam kết về an ninh năng lượng và khí hậu. Những phát triển và cam kết chiến lược này sẽ dần định hình lộ trình chuyển đổi năng lượng của Việt Nam trong thập kỷ tới. Một trong những nguồn năng lượng tái tạo dự kiến phát triển bùng nổ là điện gió ngoài khơi.

Cùng với mục tiêu đáp ứng nhu cầu điện, đảm bảo vững chắc an ninh năng



Hình 1. *Bản đồ tiềm năng phát triển điện gió ngoài khơi của Việt Nam theo khu vực móng nổi và cố định. Nguồn: Tính toán của Viện Năng lượng theo dữ liệu tốc độ gió của World Bank, năm 2023.*

lượng quốc gia, đa dạng hóa nguồn điện và cung cấp điện ổn định, có chất lượng cao với giá cả hợp lý, đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội và an ninh quốc phòng của đất nước, nâng cao đời sống của nhân dân, góp phần bảo vệ môi trường sinh thái. Việc xây dựng chiến

lược phát triển đột phá nguồn điện gió ngoài khơi Việt Nam ngang tầm công nghệ của khu vực và thế giới là cần thiết.

Với tiềm năng và lợi thế, việc phát triển điện gió ngoài khơi Việt Nam theo Quy hoạch điện VIII được nhiều chuyên gia và doanh nghiệp đánh giá là giải pháp giúp Việt Nam có thể đảm bảo mục tiêu cung cấp đủ điện với giá điện ngày càng giảm, không phải phụ thuộc nhiều vào nguồn nguyên liệu nhập khẩu, nâng cao tỷ lệ nội địa hóa, tạo ra nhiều công việc mới, giảm phát thải khí carbon theo cam kết của Chính phủ.

Quy hoạch điện VIII đã được Bộ Công Thương xây dựng với các quan điểm, mục tiêu nhất quán thể hiện sự chuyển dịch mạnh mẽ từ các nguồn điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch truyền thống như nhiệt điện đốt than sang các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối, thủy điện tích năng... Với mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo được chú trọng, và chỉ rõ "Phát triển mạnh các nguồn năng lượng tái tạo phục vụ sản xuất điện, đạt tỷ lệ khoảng 30,9 - 39,2% vào năm 2030, hướng tới mục tiêu tỷ lệ năng lượng tái tạo 47% với điều kiện các cam kết theo Tuyên bố chính trị thiết lập Quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng (JETP) với Việt Nam được các đối tác quốc tế thực hiện đầy đủ, thực chất. Định hướng đến năm 2050 tỷ lệ năng lượng tái tạo lên đến 67,5 - 71,5% [5].

Việc phát triển các dự án điện gió ngoài khơi sẽ là kênh thu hút nguồn vốn đầu tư nước ngoài chủ yếu cho nền kinh tế Việt Nam nói chung và ngành điện lực - công nghiệp nói riêng. Trong bối cảnh và xu thế ngày càng thiếu hụt nguồn cung cầu năng lượng nội địa và các diễn biến khó lường về tác động môi trường của các nguồn nhiệt điện than, trong khi các nguồn thủy điện lớn gần như sẽ được khai thác hết trong thập kỷ này, việc thúc đẩy phát triển các dự án năng lượng tái tạo nói chung và điện gió nói riêng trong giai đoạn hiện nay là cấp thiết để đảm bảo nguồn cung năng lượng điện cho đất nước.

Theo Quyết định số 500/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ ngày 15/5/2023 [5] về việc phê duyệt Quy hoạch điện VIII, công suất đặt của điện gió ngoài khơi đến năm 2030, định hướng đến năm 2050 dự kiến như sau:

- Phát huy tối đa tiềm năng kỹ thuật điện gió ngoài khơi (khoảng 600.000 MW) để sản xuất điện và năng lượng mới.

- Đến năm 2030, công suất điện gió ngoài khơi phục vụ nhu cầu điện trong nước đạt khoảng 6.000 MW (chiếm 4% tổng công suất các nhà máy điện toàn quốc); quy mô có thể tăng thêm trong trường hợp công nghệ phát triển nhanh, giá điện và chi phí truyền tải hợp lý. Định hướng đến năm 2050 đạt 70.000 - 91.500 MW (tương ứng khoảng 14,3 - 16% tổng công suất các nhà máy điện toàn quốc).

- Định hướng phát triển mạnh điện gió ngoài khơi kết hợp với các loại hình điện gió ngoài khơi khác (điện mặt trời, điện gió trên bờ...) để sản xuất năng lượng mới (hydrogen, ammonia xanh...) phục vụ nhu cầu trong nước và xuất khẩu. Các nguồn điện năng lượng tái tạo sản xuất năng lượng mới phục vụ nhu cầu trong nước và xuất khẩu được ưu tiên/cho phép phát triển không giới hạn trên cơ sở bảo đảm an ninh quốc phòng, an ninh năng lượng và mang lại hiệu quả kinh tế cao, trở thành một ngành kinh tế mới của đất nước.

- Ước tính công suất nguồn điện gió ngoài khơi để sản xuất năng lượng mới khoảng 15.000 MW đến năm 2035 và khoảng 240.000 MW đến năm 2050.

3. Đánh giá cơ hội và thách thức của Petrovietnam đối với sự phát triển chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi

3.1. Điểm tương đồng giữa các dự án điện gió ngoài khơi và các công trình dầu khí trên biển

Công trình dầu khí và điện gió ngoài khơi đều là các dự án với kết cấu bằng thép được thi công chế tạo hoàn thiện trên bờ và lắp đặt ngoài khơi. Các dự án điện gió ngoài khơi cũng phải thực hiện các công tác thiết kế, mua sắm, chế tạo và thi công theo những yêu cầu khắt khe như các công trình dầu khí, đảm bảo an toàn khi thi công xây lắp.

Tương tự như các giàn khoan dầu khí, các dự án điện gió ngoài khơi cũng cần xây dựng phần móng cho các turbine gió và các trạm biến áp trên biển; rải và lắp đặt cáp ngầm kết nối hệ thống, cáp xuất điện... Khối lượng và kích thước của các móng turbine gió (chân đế turbine gió chỉ khoảng 0,8 - 1,2 nghìn tấn) khá nhỏ so với móng cho các dự án khai thác dầu khí mà Petrovietnam đã thực hiện.

Trên thực tế, về chân đế giàn khoan dầu khí, Petrovietnam đã đóng tới 15.000 tấn và có khả năng đóng mới tới trên 20.000 tấn.

Còn khối lượng, kích thước cáp ngầm cũng tương tự như khối lượng, kích thước cáp ngầm sử dụng tại các công trình dầu khí, nhưng dễ thi công hơn nhiều so với công tác rải ống (xét về cả quy mô và độ phức tạp).

Bảng 4. *Điểm mạnh/yếu, cơ hội/thách thức khi tham gia chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi*

Điểm mạnh	Điểm yếu
- Có nguồn tài sản, cơ sở vật chất hiện đại, có thể tận dụng cho mảng dịch vụ mới/điện gió ngoài khơi ⟶ lợi thế cung cấp dịch vụ nhanh. - Có nguồn nhân lực chất lượng cao, giàu kinh nghiệm triển khai các dự án/công trình biển. - Có uy tín, thương hiệu qua chất lượng công việc đã thực hiện.	- Các đơn vị dịch vụ dầu khí truyền thống chưa có nhiều kinh nghiệm cung ứng dịch vụ cho công trình điện gió ngoài khơi. - Năng lực cạnh tranh đấu thầu của các đơn vị còn hạn chế (cạnh tranh nội bộ). - Chưa tận dụng triệt để năng lực trong nội bộ PVN (tính liên kết chuỗi chưa cao).
Cơ hội	**Thách thức**
- PVN quản lý hầu hết hoạt động dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam nên tranh thủ được lợi thế nước chủ nhà. - Điện gió ngoài khơi là mảng hoạt động được Chính phủ định hướng đẩy mạnh phát triển. - PVN và các đơn vị đều rất quan tâm đến phát triển lĩnh vực dịch vụ mới có tính tương đồng như điện gió ngoài khơi.	- Máy móc thiết bị thi công chế tạo và lắp đặt của các công ty dầu khí trong nước là loại đặc biệt, siêu trường siêu trọng, có mức đầu tư ban đầu lớn, do đó đơn giá thi công cho dự án điện gió ngoài khơi cao khó cạnh tranh được với đơn giá trong ngành công nghiệp điện gió. - Luật & Cơ chế đấu thầu buộc các doanh nghiệp phải thực sự thị trường hóa. - Sự phát triển nhanh của công nghệ. - Rào cản thâm nhập thị trường nước ngoài (Chính sách bảo hộ). - Những lĩnh vực dịch vụ mới đòi hỏi cần có những chuyển đổi nâng cao về năng lực và đầu tư cơ sở vật chất (tạo áp lực tài chính).

3.2. Phân tích SWOT của các đơn vị dầu khí trong tham gia các dịch vụ chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi

Với phân tích trên về tính tương đồng trong hoạt động, các thế mạnh, lợi thế và kinh nghiệm đã tích lũy, có thể tổng hợp lại những điểm mạnh, điểm yếu, cơ hội và thách thức khi tham gia chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi của các đơn vị dịch vụ dầu khí như Bảng 4:

Về thế mạnh của Petrovietnam trong chuỗi cung ứng:

- Giai đoạn khởi động, khảo sát

Petrovietnam là doanh nghiệp duy nhất ở Việt Nam có các dữ liệu địa chất đáy biển quốc gia được thu thập và lưu trữ trong quá trình khảo sát, tìm kiếm, thăm dò dầu khí. Petrovietnam có năng lực cần thiết để cung cấp các dịch vụ khảo sát (khảo sát đáy biển, khảo sát kỹ thuật vật lý…) là các hạng mục công việc thực hiện thường xuyên trong hoạt động dầu khí và nghiên cứu tiền khả thi dự án điện gió ngoài khơi.

Ví dụ, Vietsovpetro đã trúng thầu và đang thực hiện công việc khảo sát địa chất, môi trường cho dự án điện gió La Gàn, PTSC ký kết hợp đồng đo gió, sóng và dòng chảy cho dự án Thăng Long Wind...

- Giai đoạn xây dựng, lắp đặt nhà máy điện gió ngoài khơi. Cụ thể:

+ Năng lực thiết kế: Đội ngũ thiết kế của ngành Dầu khí đã và đang thực hiện thiết kế cơ sở, thiết kế chi tiết, thiết kế thi công cho các công trình khai thác trên biển và hoàn toàn có thể đảm nhận các hạng mục thiết kế cho các dự án điện gió ngoài khơi.

+ Năng lực mua sắm: Tận dụng được mạng lưới mua sắm sẵn có với các nhà sản xuất, nhà cung cấp trong lĩnh vực dầu khí, Petrovietnam có thể tìm kiếm nguồn vật tư, thiết bị đầu vào với chất lượng tốt và giá thành cạnh tranh khi tham gia vào lĩnh vực điện gió ngoài khơi.

+ Năng lực thi công chế tạo: Hình dạng và khối lượng của các trụ điện gió ngoài khơi tương tự đối với các kết cấu chân đế trong lĩnh vực dầu khí, đặc biệt là đối với trụ điện gió dạng chân đế (jacket) và cọc đơn (monopile). Với bề dày kinh nghiệm chế tạo số lượng lớn các chân đế có khối lượng từ 5.000 - 20.000 tấn (so với chân đế turbine điện gió ngoài khơi chỉ khoảng 0,8 - 1,2 nghìn tấn), Petrovietnam có thể tận dụng được cơ sở vật chất, trang thiết bị, nguồn nhân lực và mạng lưới chuỗi cung ứng hiện có để tham gia thi công chế tạo số lượng lớn các trụ điện gió ngoài khơi.

+ Năng lực vận chuyển, lắp đặt biển: Với năng lực về phương tiện nổi, trang thiết bị thi công và đội ngũ nhân lực giàu kinh nghiệm, Petrovietnam đã khẳng định được vị trí hàng đầu của mình trong lĩnh vực vận chuyển, lắp đặt các kết cấu, công trình ngoài khơi.

Tháng 9/2021, PTSC đã trúng thầu cung cấp 2 móng cho TBA của dự án điện gió ngoài khơi Hải Long 2 và 3 tại Đài Loan, với công suất hơn 1 GW, dự kiến vận hành trong năm 2025 - 2026. Năm 2023, PTSC đã trúng thầu 1 gói thầu cung cấp toàn bộ chân đế turbine cho 1 dự án điện gió ngoài khơi ở Đài Loan. Cụ thể, PTSC sẽ sản xuất 33 kết cấu móng chân đế điện gió ngoài khơi cho khách hàng Orsted với tổng khối lượng kết cấu thép lên tới khoảng 65.000 tấn.

Hiện nay, PTSC đang tiếp tục tham gia chào thầu các gói thầu điện gió ngoài khơi tại Đài Loan, Nhật Bản, châu Âu.

- Giai đoạn vận hành và bảo dưỡng (O&M) nhà máy điện gió:

Petrovietnam có thế mạnh về cơ sở vật chất, thiết bị, nhân lực và bề dày kinh nghiệm, gần 40 năm trong vận hành, bảo dưỡng các công trình điện, cũng như dầu khí biển như: Cơ sở cảng dịch vụ dầu khí, đội ngũ tàu hỗ trợ vận hành trên biển, cơ sở sửa chữa bảo dưỡng trên bờ và nhân lực chất lượng cao đã phục vụ O&M cho các công trình dầu khí có tính chất tương đương điện gió ngoài khơi.

Bên cạnh đó, Petrovietnam cũng có kinh nghiệm vận hành và bảo dưỡng các nhà máy điện khí, điện than, thủy điện, điện gió trên bờ. Vì vậy, Petrovietnam hoàn toàn đảm bảo năng lực để vận hành và bảo dưỡng các nhà máy điện gió ngoài khơi của Việt Nam trong tương lai.

Để hỗ trợ và khuyến khích Petrovietnam và các doanh nghiệp tham gia vào chuỗi cung ứng phát triển điện gió ngoài khơi, cần có các cơ chế/chính sách như:

- Tiêu chuẩn hóa môi trường pháp lý và giấy phép cơ bản cho các hoạt động chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi.

- Chính phủ cần xây dựng chỉ tiêu rõ ràng về nhu cầu, kế hoạch, mục tiêu và thách thức trong việc phát triển thị trường điện gió ngoài khơi để các doanh nghiệp như Petrovietnam có niềm tin lâu dài vào lộ trình tham gia:

+ Quy định tỷ lệ nội địa hóa, có cơ chế bảo hộ sản phẩm sản xuất trong nước.

+ Ban hành các hàng rào kỹ thuật để bảo vệ sản xuất các sản phẩm chế tạo trong nước.

+ Yêu cầu các nhà cung cấp và phát triển quốc tế tham gia với các doanh nghiệp trong nước…

- Thiết lập các kế hoạch dài hạn có thể dự đoán được cho đầu tư chuỗi cung ứng và mua sắm điện gió ngoài khơi.

- Thành lập các nhóm chuỗi cung ứng hợp tác trong ngành để kết hợp các nguồn lực và chiến lược phát triển chuỗi cung ứng toàn diện trong đó Petrovietnam giữ vị trí trung tâm.

- Coi điện gió ngoài khơi là ngành công nghiệp mới để từ đó xem xét cung cấp các ưu đãi của Chính phủ (ví dụ: tín dụng thuế, quan hệ đối tác công/tư, trợ cấp và cho vay) để giảm thiểu rủi ro đầu tư và làm cho sản phẩm trong nước trở nên cạnh tranh hơn về chi phí.

- Xem xét cung cấp hỗ trợ của Chính phủ cho Petrovietnam và các doanh nghiệp trong nước đấu thầu các dự án ở nước ngoài, bao gồm trợ cấp hoặc giảm thuế.

4. Kết luận và kiến nghị

Việc đánh giá lộ trình phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam theo quy hoạch điện, quy hoạch năng lượng cho thấy tới năm 2050, tại Việt Nam, Chính phủ đã đặt mục tiêu công suất điện gió ngoài khơi sẽ tăng từ mức 0 ở hiện tại lên 6 GW vào năm 2030 và 70 - 91,5 GW vào năm 2050, chiếm tỷ trọng lần lượt là 4% và 14,3 - 16% trong tổng cơ cấu năng lượng. Các con số này thể hiện cách tiếp cận mạnh mẽ và tiến bộ của Việt Nam trong việc khai thác tiềm năng của năng lượng gió ngoài khơi, đáp ứng nhu cầu năng lượng ngày càng gia tăng tại Việt Nam, đặc biệt là nguồn năng lượng xanh.

Đánh giá xu hướng công nghệ, chi phí, tiềm năng chuỗi cung ứng cho điện gió ngoài khơi tại Việt Nam có thể nhìn thấy cơ hội phát triển dịch vụ mới cho các đơn vị dịch vụ của Petrovietnam đó là dịch vụ cho các dự án điện gió ngoài khơi. Trong suốt quá trình phát triển ngành Dầu khí, Petrovietnam/các đơn vị trong Tập đoàn đã xây dựng được hệ thống cơ sở vật chất, kỹ thuật hiện đại, với đội ngũ nhân lực chất lượng rất cao để có thể làm chủ đầu tư, tổng thầu tư vấn, thiết kế, mua sắm thiết bị, xây dựng, lắp đặt (EPCI), nhà thầu cung cấp các dịch vụ kỹ thuật chất lượng cao, phục vụ các dự án dầu khí ngoài khơi tại Việt Nam, cũng như trên thế giới. Các dự án này có khả năng tương đồng ở nhiều khâu đối với dự án điện gió ngoài khơi như: phát triển dự án, lắp đặt, vận hành, bảo trì và dịch vụ. Với lợi thế sẵn có về cơ sở hạ tầng, nhân lực kỹ thuật cao, Petrovietnam có thể trở thành nhà cung ứng tiềm năng hàng đầu trong chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi tại Việt Nam.

Các đơn vị dầu khí có thế mạnh và có khả năng tham gia cung cấp dịch vụ phát triển các dự án ngoài khơi như: dịch vụ phân tích, khảo sát địa chất, địa vật lý, hải văn và đánh giá tác động môi trường; dịch vụ thiết kế, chế tạo công trình TBA ngoài khơi, móng turbine; dịch vụ lắp đặt turbine, móng turbine, TBA, trải cáp điện ngầm ngoài khơi; dịch vụ O&M; các dịch vụ khi kết thúc dự án như: tháo dỡ các công trình trên biển, hệ thống cáp ngầm. PTSC và Vietsovpetro có thể tham gia sâu vào chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi khi có thể cung cấp được các dịch vụ như đã nêu ở trên. Tuy nhiên, các doanh nghiệp dịch

Bảng 5. *Các khuyến nghị mức độ ưu tiên tham gia chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi của các đơn vị thành viên Petrovietnam*

Hoạt động	Mức độ ưu tiên	Hoạt động cần làm
Tư vấn dự án	Đây là nhóm các hoạt động mà dựa trên kinh nghiệm sẵn có của Petrovietnam nói chung và các đơn vị dịch vụ dầu khí nói riêng có thể cung cấp được dịch vụ ở mức rất sâu.	Tạo điều kiện cho các chương trình cải tiến năng lực và chất lượng nhằm phát triển năng lực, kỹ năng và sự sẵn sàng của các doanh nghiệp trong chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi.
Kỹ thuật phân tích/khảo sát địa chất, địa vật lý		
Kỹ thuật phân tích/khảo sát hải văn		
Khảo sát, đánh giá tác động môi trường		
O&M		
Tháo dỡ công trình trên biển		
Tháo dỡ hệ thống cáp ngầm		
Thiết kế, chế tạo móng turbine	Đây là nhóm các hoạt động các đơn vị dịch vụ dầu khí của Petrovietnam nên ưu tiên nghiên cứu thêm và cung cấp.	Tập trung đầu tư nâng cấp cơ sở vật chất và hạ tầng. Đầu tư vào việc phát triển các kỹ năng của lực lượng lao động thông qua các chương trình đào tạo tập trung vào các lĩnh vực chính.
Trụ đỡ		
Lắp đặt móng và turbine		
Hạ tầng trên bờ (cảng, bến bãi)		
Lắp đặt cáp ngầm ngoài khơi và đường dây truyền tải	Đây là nhóm các hoạt động mà Petrovietnam có thể xem xét phối hợp với các nhà cung cấp dịch vụ trong và ngoài nước.	Khuyến khích quan hệ đối tác giữa các nhà cung cấp mới của Việt Nam và các doanh nghiệp quốc tế với các kỹ năng và kinh nghiệm hiện có.
Lắp đặt TBA ngoài khơi và trên bờ		
TBA ngoài khơi		
Bảo trì các phần ngoài turbine		

vụ dầu khí cần hoạch định hành động chiến lược tham gia chuỗi dự án điện gió ngoài khơi với các yếu tố sản phẩm, giá cả, thị trường, tiếp thị, con người, quy trình, cơ sở vật chất tương ứng với từng giai đoạn của thị trường.

Các khuyến nghị mức độ ưu tiên tham gia chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi của các đơn vị thành viên Petrovietnam được tổng hợp trong Bảng 5.

Chiến lược của các công ty dầu khí thế giới đang hướng tới chuyển đổi dần từ công ty dầu khí sang công ty năng lượng và tập trung phát triển năng lượng xanh, trong đó có điện gió ngoài khơi. Qua đánh giá khả năng cạnh tranh dựa trên chỉ số LCOE của điện gió ngoài khơi với các loại hình nhà máy nhiệt điện sử dụng nguồn nguyên liệu sơ cấp (than, khí) trong các giai đoạn cho thấy:

- Đến năm 2030 các nhà máy điện gió ngoài khơi tiếp cận chi phí phát triển, nguồn tài chính rẻ và lựa chọn khu vực dự án có tài nguyên gió tốt sẽ cạnh tranh được với các nhà máy điện xây mới tại Việt Nam.

- Từ năm 2035 trở đi điện gió ngoài khơi sẽ là nguồn điện cạnh tranh hơn các nhà máy điện mới ở Việt Nam.

Theo mục tiêu phát triển lĩnh vực điện của Petrovietnam, đến năm 2045 tổng công suất đạt 37 - 47 GW, trong đó điện năng lượng tái tạo đạt 3,7 - 9,4 GW đòi hỏi phải đẩy mạnh nghiên cứu và tìm kiếm các cơ hội/dự án đầu tư nguồn điện đặc biệt là điện gió ngoài khơi. Để thúc đẩy và tham gia vào chuỗi phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam của Petrovietnam, nhóm tác giả đưa ra một số đề xuất và kiến nghị như sau:

** Đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*

Trong ngắn hạn, Petrovietnam cần:

- Bổ sung lĩnh vực đầu tư điện gió vào ngành nghề kinh doanh.

- Ký thỏa thuận hợp tác, liên doanh, liên kết với các đối tác tiềm năng, chuẩn bị cho các bước đầu tư phát triển dự án điện gió ngoài khơi.

- Chỉ đạo và hỗ trợ các công ty thành viên tham gia đấu thầu và cung cấp dịch vụ cho các dự án điện gió gần bờ và điện gió ngoài khơi trong nước và quốc tế.

- Chủ động tiếp thị thông qua các nhiệm vụ thương mại và các sự kiện trong ngành.

- Đề xuất với Chính phủ tham gia đầu tư dự án theo cơ chế phát triển nhanh:

+ Nghiên cứu tìm kiếm vị trí phù hợp phát triển điện gió ngoài khơi.

+ Báo cáo đề xuất với Chính phủ triển khai khảo sát và lập hồ sơ phát triển dự án.

- Chuẩn bị sẵn sàng cho việc đầu tư dự án theo cơ chế đấu thầu:

+ Lập kế hoạch với thời gian cụ thể để thực hiện các bước trong đầu tư và tham gia đấu thầu các dự án điện gió ngoài khơi.

+ Thực hiện kế hoạch có đánh giá và điều chỉnh cho phù hợp trong quá trình triển khai.

+ Xây dựng hồ sơ để tham gia đấu thầu dự án bao gồm các tiêu chuẩn kỹ thuật, yêu cầu tài chính và cấu trúc ký hợp đồng.

- Xác định tỷ lệ nội địa hóa phù hợp với năng lực của các công ty thành viên để tham gia vào chuỗi cung ứng cho điện gió ngoài khơi.

Trong dài hạn, Petrovietnam cần:

- Xây dựng riêng chiến lược/lộ trình phát triển năng lượng tái tạo, năng lượng mới (hydrogen/ammonia xanh...).

- Xây dựng chiến lược cho việc đầu tư và tham gia vào chuỗi phát triển điện gió ngoài khơi trong đó cần xác định rõ lượng công suất điện gió ngoài khơi dự kiến đầu tư trong các giai đoạn theo Quy hoạch phát triển điện lực Quốc gia đã được phê duyệt căn cứ vào khả năng cân đối nguồn vốn đầu tư và khả năng tiếp cận các nguồn vốn nước ngoài.

- Đề xuất Chính phủ giao Petrovietnam triển khai nghiên cứu và xác định các khu vực phát triển điện gió ngoài khơi cụ thể phù hợp quy hoạch không gian biển có tính đến các hạn chế về môi trường và xã hội.

- Xây dựng chiến lược phát triển chuỗi cung ứng để đầu tư và nâng cấp các đơn vị thành viên.

** Chính phủ và các Bộ, ngành Trung ương:* hỗ trợ và khuyến khích các doanh nghiệp tham gia vào chuỗi cung ứng phát triển điện gió ngoài khơi thông qua các cơ chế/chính sách như:

Trong ngắn hạn:

- Chính phủ sớm thúc đẩy và cho phép triển khai một số dự án thí điểm trên quy mô lớn theo giai đoạn để kích hoạt ngành điện gió ngoài khơi và ban hành khung pháp lý rõ ràng cũng như tạo điều kiện để các nhà đầu tư và phát triển dự án chia sẻ bài học nhằm xây dựng chuỗi cung ứng nội địa.

- Chỉ định một cơ quan đầu mối quốc gia thực hiện quy hoạch tổng thể cấp quốc gia về phát triển điện gió ngoài khơi tích hợp trong Quy hoạch không gian biển và cấp phép cho các dự án điện gió ngoài khơi.

- Vấn đề cấp phép khảo sát biển cho điện gió ngoài khơi: xem xét điều chỉnh và bổ sung các luật liên quan như: Luật Biển Việt Nam số 18/2012/QH13 (ngày 21/6/2012); Luật Tài nguyên, môi trường biển và hải đảo số 82/2015/QH13 (ngày 25/6/2015); Luật Quy hoạch số 21/2017/QH14 (ngày 24/11/2017) và Nghị định số 11/2021/NĐ-CP (ngày 10/2/2021) của Chính phủ quy định việc giao các khu vực biển nhất định cho tổ chức, cá nhân khai thác, sử dụng tài nguyên biển.

- Xem xét cung cấp hỗ trợ của Chính phủ cho Petrovietnam và các doanh nghiệp trong nước đấu thầu các dự án ở nước ngoài, bao gồm trợ cấp hoặc giảm thuế.

Trong dài hạn:

- Sớm nghiên cứu xây dựng hệ thống văn bản pháp lý cho phát triển điện gió (luật, cùng các văn bản, nghị định, thông tư, quy định kỹ thuật, quy chuẩn quốc gia về điện gió ngoài khơi).

- Thúc đẩy việc sản xuất, nội địa hóa thiết bị cho việc phát triển và sử dụng các nguồn điện gió ngoài khơi:

+ Quy định tỷ lệ nội địa hóa, có cơ chế bảo hộ sản phẩm sản xuất trong nước.

+ Ban hành các hàng rào kỹ thuật để bảo vệ sản xuất các sản phẩm chế tạo trong nước.

+ Yêu cầu các nhà cung cấp và phát triển quốc tế tham gia với các doanh nghiệp trong nước…

+ Thành lập các nhóm chuỗi cung ứng hợp tác trong ngành để kết hợp các nguồn lực và chiến lược phát triển chuỗi cung ứng toàn diện trong đó Petrovietnam giữ vị trí trung tâm.

+ Coi điện gió ngoài khơi là ngành công nghiệp mới để từ đó xem xét cung cấp các ưu đãi của Chính phủ (ví dụ: tín dụng, thuế, quan hệ đối tác công/tư, trợ cấp và cho vay) để giảm thiểu rủi ro đầu tư và làm cho sản phẩm trong nước trở nên cạnh tranh hơn về chi phí.

- Xây dựng các chính sách hỗ trợ và cơ chế đột phá cho phát triển điện gió ngoài khơi gắn với triển khai thực hiện Chiến lược biển Việt Nam.

- Chính sách tín dụng xanh, chính sách carbon với điện gió ngoài khơi.

Tài liệu tham khảo

[1] GWEC Market Intelligence, *"Báo cáo Dữ liệu về nguồn cung cấp gió toàn cầu"*, 2021.

[2] Bộ Công Thương, *"Quy định về nội dung, trình tự, thủ tục lập, thẩm định và phê duyệt quy hoạch phát triển điện gió"*, Thông tư số 06/2013/TT-BCT, ngày 8/3/2013.

[3] Douglas Arent, Patrick Sullivan, Donna Heimiller,

Jake Badger, Hans Ejsing Jørgensen, Mark Kelly, Leon Clarke, and Patrick Luckow, "Improved offshore wind resource assessment in global climate stabilization scenarios", *National Renewable Energy Laboratory*, 2012.

[4] Bộ Tài nguyên và Môi trường, "Đường mép nước biển trung bình thấp nhất nhiều năm", 1/6/2020. [Online]. Available: http://www.monre.gov.vn/Pages/xac-dinh-duong-mep-nuoc-bien-thap-nhat-trung-binh-nhieu-nam.aspx.

[5] Thủ tướng Chính phủ, *"Phê duyệt quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050"*, Quyết định số 500/QĐ-TTg, 15/5/2023.

ASSESSMENT OF POTENTIAL AND OFFSHORE WIND POWER DEVELOPMENT OF VIETNAM AND RECOMMENDATIONS TO PETROVIETNAM

Nguyen Xuan Phuong[1], Le Van Hung[1], Tran Tuan Duong[1], Vu Binh Duong[1], Pham Quy Ngoc[2], Hoang Thi Phuong[2]
[1]Institute of Energy - Ministry of Industry and Trade (MOIT)
[2]Vietnam Petroleum Institute
Email: ngocpq@vpi.pvn.vn

Summary

With a coastline of over 3.200 km and a water area of about 1 million km^2, Vietnam is considered a country with great offshore wind potential, especially offshore wind energy. However, offshore wind power is a relatively new field in Vietnam. The research works in this field have, up to now, mainly forcused on potential assessments. There are limited in-depth technical studies and studies on the offshore wind supply chain and assessment of the ability of Vietnam businesses to participate. As a core and key unit of the energy industry, the Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam) has much experience and advantages in implementing projects on the sea area. Petrovietnam can completely master specialized fields in the offshore wind power development chain such as: geological/geotechnical and geophysical survey, installation of submarine cables, design and installation of steel structures, equipment transportation, etc. In order to take this opportunity, Petrovietnam has been building and preparing the necessary conditions to be ready to participate as an investmentor as well as to provide services in the supply chain of offshore wind power in Vietnam.

This study has evaluated the roadmap for developing offshore wind power in Vietnam inline with the national plans, aiming for the target that offshore wind capacity would increase from the current level of 0 to 6GW by 2030 and a vision of 70 - 91.5 GW by 2050. Results of assessing technology trends, costs, and supply chain potential for offshore wind power in Vietnam show that PVN's subsidiaries have strengths in services such as: analysis services, geological, geophysical oceanographic surveys and environmental impact assessment; design and fabrication services for offshore substations and turbine foundations; turbine installation services, turbine foundations, substations, offshore underground cable laying; O&M services; decommissioning services such as: abandoning offshore structures and underground cable systems. Based on the results of analyzing the potential and opportunities for developing offshore wind power in Vietnam, this study also proposes some recommendations for Petrovietnam and relavant agencies in the short and long term.

Key words: Offshore wind power, potential, supply chain, market, policy.

DầuKhí
KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

GIẢI PHÁP TÍCH HỢP NĂNG LƯỢNG CỦA VƯƠNG QUỐC ANH VÀ BÀI HỌC KINH NGHIỆM CHO VIỆT NAM

Nguyễn Hồng Minh
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: nguyenhongminh@vpi.pvn.vn
https://doi.org/10.47800/PVSI.2023.01-10

Tóm tắt

Tại COP26, Việt Nam đã cam kết giảm phát thải ròng carbon bằng 0 vào năm 2050. Trong "Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050" [1], năng lượng tái tạo, hydrogen, thu, lưu giữ và sử dụng carbon (CCUS) được coi là hướng đi quan trọng của Việt Nam.

Ngành Dầu khí Việt Nam trong hơn 60 năm xây dựng và phát triển đã có đóng góp quan trọng cho tăng trưởng kinh tế, thu ngân sách nhà nước, an ninh năng lượng tạo động lực phát triển kinh tế - xã hội. Trước xu thế giảm phát thải, tăng trưởng xanh, ngành Dầu khí đang tìm kiếm hướng đi phù hợp để chuyển dịch năng lượng. Trong bối cảnh đó, việc học hỏi kinh nghiệm từ các nước đi trước là cần thiết, đặc biệt là tiếp tục phát huy vai trò của ngành dầu khí, tích hợp những loại hình kinh doanh ít phát thải, thậm chí phát thải âm, vào hoạt động dầu khí truyền thống một cách khoa học, hiệu quả.

Bài báo giới thiệu giải pháp tích hợp năng lượng của Vương quốc Anh, với mục tiêu khuyến khích sử dụng cơ sở hạ tầng dầu khí để phát triển thu hồi và lưu trữ CO_2 (CCS), năng lượng gió và sản xuất hydrogen, tạo điều kiện tăng cường hợp tác của các nhà điều hành dầu khí trong chuỗi giá trị năng lượng tái tạo. Đây là ví dụ sinh động, cụ thể, có nhiều nét tương đồng với điều kiện Việt Nam.

Từ khóa: Tích hợp năng lượng, CCS, CCUS, hydrogen.

1. Chính sách của Chính phủ Anh

Năm 2017, Chính phủ Anh đã công bố chiến lược phát triển xanh, trong đó đặt ra mục tiêu trở thành nước có công nghệ hàng đầu trong lĩnh vực CCUS, tạo cơ hội cho việc triển khai CCUS ở quy mô lớn vào đầu những năm 30 của thế kỷ XXI với điều kiện giá thành giảm đáng kể. Để thực hiện mục tiêu trên, Chính phủ Anh tập trung vào chương trình hành động gồm 3 hướng chính: i) Tái khẳng định cam kết triển khai CCUS trong điều kiện chi phí chôn lấp CO_2 giảm; ii) Tăng cường hợp tác quốc tế, và iii) Đổi mới sáng tạo trong lĩnh vực CCUS [1].

Để tái khẳng định các cam kết triển khai, Chính phủ Anh đã thành lập Tổ tư vấn giảm chi phí CCUS (CCUS Cost Challenge Taskforce). Tháng 7/2018, Tổ tư vấn đã trình báo cáo cho Chính phủ, trong đó đưa ra quan điểm, những bước đi phù hợp nhất để triển khai CCUS. Dựa trên báo cáo này, Chính phủ đã công bố lộ trình phát triển CCUS, trong đó có những hoạt động hợp tác công - tư cụ thể để Chính phủ Anh có cơ hội triển khai CCUS ở quy mô lớn vào đầu năm 2030.

Chính phủ Anh cũng thành lập Hội đồng chuyên trách CCUS gồm đại diện các bên liên quan, Chủ tịch là Bộ trưởng Năng lượng và Phát triển xanh, có trách nhiệm định kỳ xem xét tiến độ triển khai và xác định thứ tự ưu tiên cho các hoạt động tiếp theo. Cơ quan quản lý Dầu khí (Oil and Gas Authority - OGA) phối hợp với Tổng cục Chiến lược Kinh doanh, Năng lượng và Công nghiệp (Department for Business, Energy and Industrial Strategy - BEIS), Cơ quan quản lý Đất đai và Lãnh hải (The Crown Estate and Ofgem) đưa ra sáng kiến về dự án tích hợp năng lượng trên thềm lục địa Anh.

Về hợp tác quốc tế, Chính phủ Anh cam kết đứng ra tổ chức và dẫn đầu nhóm quốc tế chuyên nghiên cứu các giải pháp giảm chi phí và đẩy nhanh tiến độ triển khai CCUS, bao gồm:

Ngày nhận bài: 10/2/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 13/2 - 17/3/2023. Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/11/2023.

- Tham gia vào Mission Innovation và Carbon Capture Challenge để hợp tác chặt chẽ với khối tư nhân trong triển khai Sáng kiến chống biến đổi khí hậu trong lĩnh vực dầu khí (Oil and Gas Climate Initiative);

- Phát triển quan hệ hợp tác với Na Uy, Mỹ, Canada và Australia thông qua nhiều cơ chế, trong đó có Diễn đàn lãnh đạo cấp cao về lưu trữ carbon (Carbon Sequestration Leadership Forum) và Nhóm làm việc Biển Bắc (North Sea Basin Taskforce);

- Tiếp tục là nước dẫn đầu về đầu tư cho CCUS thông qua Chương trình CCS quốc tế, bắt đầu từ năm 2012, trị giá 60 triệu bảng Anh (GBP) và được đầu tư thêm 10 triệu GBP;

- Cùng với các đối tác quốc tế, tổ chức hội nghị toàn cầu tại Edinburgh (Scotland) vào tháng 11/2018 về tăng tốc triển khai CCUS. Cũng vào dịp đó, Anh đã đăng cai Hội nghị Thượng đỉnh về CCUS tập hợp các nhà lãnh đạo thế giới để bàn thảo chương trình nghị sự toàn cầu về CCUS.

Với mục tiêu thúc đẩy đổi mới sáng tạo trong lĩnh vực CCUS, Chính phủ Anh đã đầu tư hơn 130 triệu GBP vào nghiên cứu - phát triển và tiếp tục chi hơn 100 triệu GBP cho Chương trình đổi mới sáng tạo năng lượng BEIS hỗ trợ cho phát triển công nghệ CCUS. Chính phủ cũng dành đến 20 triệu GBP trong Chương trình đổi mới sáng tạo năng lượng để triển khai trình diễn công nghệ thu giữ và sử dụng CO_2. Bằng cách này, chính phủ hỗ trợ và khuyến khích các doanh nghiệp thử nghiệm, học hỏi, ứng dụng các công nghệ thế hệ mới nhằm giảm giá thành và rủi ro.

Anh cùng với 8 nước châu Âu khác (gồm Đức, Hy Lạp, Hà Lan, Na Uy, Romania, Tây Ban Nha, Thụy Sỹ và Thổ Nhĩ Kỳ) đã tham gia vào Mạng lưới nghiên cứu công nghệ CCS châu Âu (CCS Technologies European Research Area Network - ERA-NET), với mục tiêu đẩy nhanh quá trình áp dụng công nghệ CCS. Các nước này đã cung cấp 25,34 triệu EUR, cùng với 11,26 triệu EUR tài trợ của Ủy ban châu Âu tạo thành quỹ tài trợ 36,6 triệu EUR, cho vòng tuyển chọn đầu tiên các dự án hợp tác, đẩy nhanh triển khai CCUS ở châu Âu.

Khung pháp lý cho CCUS đã được hình thành từ sớm. Luật Năng lượng (Energy Act 2008) từ năm 2008 đã bật đèn xanh cho việc triển khai cấp phép lưu trữ CO_2 ngoài khơi. Sau đó, cách thức cụ thể được đưa ra trong Quy định về carbon (Carbon Dioxide Regulations 2010 - SI 2010/2021). Vào năm 2016, quyền cấp phép được chuyển từ Bộ Chiến lược Kinh doanh, Năng lượng và Công nghiệp sang Cơ quan Quản lý Dầu khí. Cơ quan này vừa cấp phép vừa thực hiện các thủ tục quản lý nhà nước đối với vấn đề lưu trữ CO_2.

Anh là 1 trong 5 nước đã phê chuẩn Bổ sung Điều 6 của Nghị định thư London, trong đó cho phép CO_2 được xuất/nhập khẩu với mục đích lưu trữ trong lòng đất và đang làm việc thông qua Nhóm làm việc Biển Bắc và các cơ chế khác để thúc đẩy các nước khác cùng phê duyệt.

2. Dự án tích hợp năng lượng của Anh

Dự án tích hợp năng lượng của Anh (UKCS Energy Integration) do Cơ quan Quản lý Dầu khí và Tổng cục Chiến lược Kinh doanh, Năng lượng và Công nghiệp, Cơ quan Quản lý Đất đai và Lãnh hải đề xuất vào năm 2019 [3]. Mục tiêu của dự án này là tạo cơ hội cho tích hợp năng lượng ngoài khơi, khuyến khích sử dụng cơ sở hạ tầng dầu khí để phát triển CCS, năng lượng gió và sản xuất hydrogen và tạo điều kiện tăng cường hợp tác của các nhà điều hành dầu khí trong chuỗi giá trị năng lượng tái tạo.

Tích hợp năng lượng dựa trên các quan điểm mang tính đột phá của dự án như sau:

- Điện khí hóa các giàn khai thác: Lượng điện tiêu thụ cho các giàn ngoài khơi dự kiến khoảng 24 TWh/năm, tương đương với 5% nhu cầu của cả nước Anh. Điện khí hóa giàn khai thác giúp vừa giảm phát thải, vừa giảm chi phí OPEX, đồng thời tạo điều kiện tích hợp hạ tầng sản xuất điện với hạ tầng dầu khí;

- Tăng cường sản xuất điện từ khí thiên nhiên: Trữ lượng khí 2P của Anh là 6,3 nghìn tỷ ft^3, trữ lượng 2C là 4,7 nghìn tỷ ft^3. Sản xuất điện từ nguồn khí này sẽ có hiệu quả kinh tế cao, đồng thời vẫn giảm được phát thải nếu kết hợp với CCS. Điện sản xuất ra có thể sử dụng cho điện khí hóa giàn khai thác, hoặc đưa về bờ. Đường truyền tải có thể kết hợp với lưới truyền tải của điện gió ngoài khơi;

- Triển khai CCS. Theo số liệu tính toán của dự án, ngoài khơi nước Anh có tiềm năng lưu trữ đến 78 Gt CO_2, trong đó 8 Gt từ các mỏ dầu khí cạn kiệt và 0,5 Gt dùng cho nâng cao thu hồi (EOR) cỡ 1 tỷ thùng dầu. CCS sẽ hiệu quả hơn nếu tận dụng được một phần cơ sở hạ tầng sẵn có của dầu khí;

- Sản xuất và lưu trữ hydrogen "xanh lam" và "xanh lá": Hydrogen có thể được sản xuất bằng cách chế biến khí thiên nhiên kết hợp với CCS, điện phân nước trên bờ hoặc ngoài khơi. Nguồn điện lấy từ điện gió ngoài khơi và điện sản xuất từ khí thiên nhiên. Hydrogen sản xuất ra có thể vận chuyển vào bờ, hoặc xem xét lưu trữ trong các thành tạo địa chất. Các khu vực tiềm năng cho sản xuất hydrogen ngoài khơi là Nam Biển Bắc (SNS), Đông biển Ireland (EIS) và Bắc Biển Bắc (NNS);

- Phát triển các trung tâm năng lượng (energy hub): Trung tâm năng lượng bao gồm các vùng phát triển năng lượng tái tạo, kết hợp với khả năng sản xuất hydrogen, lưu trữ hydrogen và CO_2, và các hộ công nghiệp sử dụng năng lượng. Các trung tâm này có thể trên biển, trên đất liền hay trên các khu vực đảo. Quan điểm phát triển các trung tâm năng lượng sẽ giúp giảm chi phí nhờ quy mô lớn, tạo điều kiện phát triển các khu công nghiệp ít phát thải (low-carbon industrial clusters).

Theo tính toán của dự án, sử dụng 26 vị trí lưu trữ tốt nhất với tổng tiềm năng là 3,9 Gt, thì năng lực lưu trữ CO_2 sẽ đạt đến 130 triệu tấn/năm, trong đó 70 triệu tấn phục vụ cho sản xuất hydrogen "xanh lam". Lộ trình thực hiện cần có 2 thử nghiệm vào giữa các năm 2020 và tiến tới 2 dự án thương mại vào đầu năm 2030. Khoảng 250 TWh hydrogen "xanh lam" sẽ được sản xuất vào năm 2050, thay thế gần 30% nhu cầu khí thiên nhiên của Anh. Điện khí hóa những giàn còn tuổi đời hơn 15 năm và khoảng 50% giàn mới sẽ giúp giảm 2 - 3 triệu tấn CO_2/năm, kèm theo nhu cầu điện tăng thêm khoảng 2 GW điện gió mới được lắp đặt.

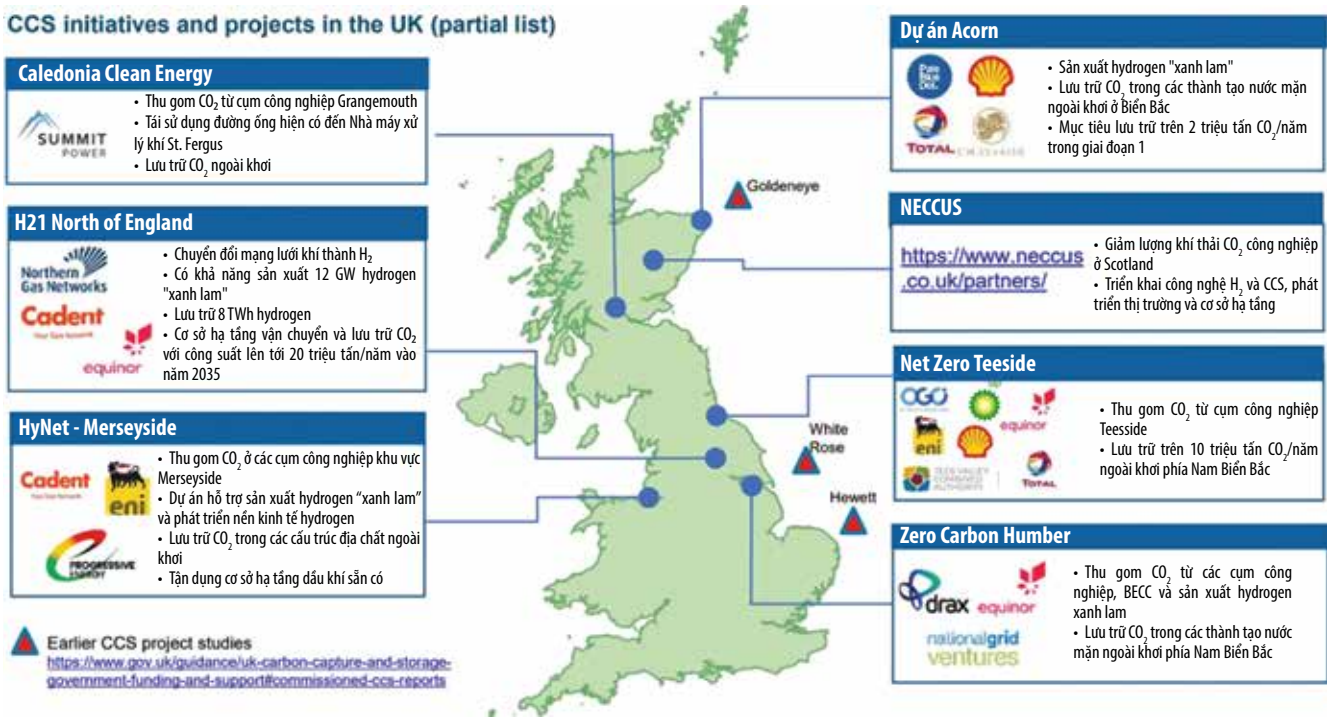
Tổng cộng, khi triển khai điện khí hóa, CCS và sản xuất hydrogen có thể giảm 30% phát thải cho Anh. Sản xuất điện từ năng lượng tái tạo giúp giảm thêm 30%, nâng tổng giảm phát thải của toàn dự án lên đến 60%.

Dự án cũng phân tích khung pháp lý và các chính sách khuyến khích đi kèm để có thể triển khai được các nội dung trên. Theo đó, khung pháp lý cần khuyến khích việc triển khai các công nghệ mới liên quan đến CCS và sản xuất hydrogen; hỗ trợ và điều phối sự hợp tác giữa các nhà sản xuất dầu khí, hydrogen và điện gió; tạo điều kiện chia sẻ, dùng chung hạ tầng giữa các ngành công nghiệp trên.

Nhận thấy cam kết và những hành động cụ thể của Chính phủ Anh, các nhà thầu dầu khí ở Biển Bắc tỏ ra hết sức quan tâm đến các cơ hội hợp tác và đầu tư trong toàn bộ chuỗi dự án tích hợp năng lượng. Có thể kể ra nhiều ví dụ về các dự án đang triển khai ở mức độ khác nhau [2].

Shell, Total, Pale Blue và Chrysaor đang hợp tác triển khai dự án Acorn. Dự án này dự kiến thu CO_2 từ Nhà máy xử lý khí St. Fergus, Scotland, vận chuyển, lưu trữ vào các thành tạo nước mặn ở Biển Bắc. Dự án tạo điều kiện để sản xuất hydrogen "xanh lam" tại Anh. Giai đoạn 1 của dự án dự kiến sẽ lưu trữ 2 triệu tấn CO_2/năm. Báo cáo nghiên cứu khả thi đã được hoàn thành và trình Chính phủ Anh phê duyệt. Dự kiến dự án đi vào hoạt động năm 2024 [8].

ENI, Cadent và Progessive Energy cùng tham gia phát triển Trung tâm công nghiệp HyNet-Merseyside, còn gọi là HyNet, hay HyNet North West. Dự án này thu gom CO_2 ở các hộ công nghiệp khu vực Merseyside, tận dụng cơ sở hạ tầng dầu khí sẵn có, vận chuyển và lưu trữ CO_2 trong các cấu trúc địa chất ngoài khơi. Dự án hỗ trợ sản xuất hydrogen "xanh lam" và phát triển nền kinh tế hydrogen. Năm 2022, Chính phủ Anh công bố báo cáo Pre-FEED của



Hình 1. *Một số dự án CCS điển hình trong khuôn khổ dự án UKCS Energy Integration [2].*

HyNet, cho thấy dự án đang được triển khai đúng lộ trình [10]. Theo thông báo của ENI, dự kiến dự án đi vào hoạt động năm 2025 [9].

Eni, Shell, BP, Equinor, Total cùng OGC đang tập trung phát triển Trung tâm công nghiệp Net Zero Teesside. Dự án dự kiến thu CO_2 từ các nhà máy điện khí và thép gần Khu công nghiệp Teesside, với mục tiêu lưu trữ tới 10 triệu tấn CO_2/năm, trong các thành tạo Endurance ở ngoài khơi phía nam Biển Bắc [3, 11]. Nghiên cứu khả thi đã hoàn thành và kế hoạch phát triển đã được đệ trình lên Chính phủ UK vào năm 2021 [11].

Drax Group, Equinor và National Grid Ventures đang hợp tác phát triển Zero Carbon Humber. Trung tâm này sẽ thu gom CO_2 từ các nguồn công nghiệp, BECCS và sản xuất hydrogen "xanh lam" để lưu trữ trong các thành tạo nước mặn ngoài khơi phía Nam Biển Bắc. Đây là dự án CCS lớn nhất thế giới tính đến thời điểm hiện tại với công suất lên đến 18 triệu tấn CO_2/năm [4]. Tháng 9/2021, Công ty tư vấn thiết kế Wood được giao thầu làm quản lý dự án. Vào 1/2022, Equinor đã trao thầu cho Worley thiết kế chi tiết FEED hệ thống thu CO_2 ở cụm nhiệt điện VPI Immingham LLP, cho thấy dự án đang được các bên tích cực triển khai [12].

Ngày 1/11/2021, Chính phủ đã công bố dự án HyNet và cụm công nghiệp phía Đông UK được ưu tiên hỗ trợ phát triển (Track-1). Acorn được chọn là dự án dự phòng cho Track-1. Các dự án còn lại được Chính phủ cam kết hỗ trợ trong Track-2, với mục tiêu đạt 20 - 30 triệu tấn CO_2/năm vào 2030 [13].

3. Kết luận

Việt Nam có tiềm năng lớn về năng lượng tái tạo, trong đó có điện gió ngoài khơi. Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050 [1], cũng như tại các hội thảo, tọa đàm về phát triển bền vững, chuyển dịch năng lượng [6], đều xác định phát triển điện gió, công nghiệp lưu trữ carbon và chuỗi giá trị hydrogen là những hướng đi quan trọng trong phát triển xanh, chống biến đổi khí hậu của Việt Nam.

Trong định hướng chuyển dịch năng lượng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam), năng lượng tái tạo, CCUS và hydrogen là những trụ cột quan trọng. Với hơn 60 năm phát triển với hạ tầng năng lượng quy mô lớn cả trên biển và trên đất liền, Petrovietnam có lợi thế hàng đầu về phát triển điện gió ngoài khơi, CCUS và sản xuất hydrogen. Vì vậy, thực tế đặt ra là cần tích hợp những lĩnh vực kinh doanh mới nói trên vào hoạt động dầu khí truyền thống.

Kinh nghiệm tích hợp năng lượng của Anh là đáng quan tâm do sự tương đồng tương đối của lịch sử hoạt động dầu khí, tiềm năng điện gió, CCUS và hydrogen giữa Anh và Việt Nam. Nên chăng, cần có Đề án nghiên cứu khả năng tích hợp tương tự ở Việt Nam, có thể do Bộ Công Thương đặt đầu bài, giao Petrovietnam thực hiện, hoặc Petrovietnam chủ động tiến hành nghiên cứu và đưa ra những định hướng, danh mục dự án cụ thể, kiến nghị để cơ quan quản lý nhà nước ban hành chính sách và chỉ đạo.

Song song với việc nghiên cứu tích hợp năng lượng, Bộ Tài nguyên và Môi trường, Bộ Công Thương có thể nghiên cứu chính sách và các bước đi cụ thể của Chính phủ Anh và một số nước khác, qua đó hoạch định kế hoạch hành động cụ thể của Việt Nam để hỗ trợ Petrovietnam, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (TKV), các doanh nghiệp FDI và khối tư nhân tham gia tích cực, hiệu quả vào quá trình chuyển dịch năng lượng.

Tài liệu tham khảo

[1] Thủ tướng Chính phủ, *"Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050"*, Quyết định số 896/QĐ-TTg, 26/7/2022.

[2] Department for Energy Security and Net Zero and Department for Business, Energy & Industrial Strategy, "UK carbon capture, usage and storage", 22/1/2013. [Online]. Available: https://www.gov.uk/guidance/uk-carbon-capture-and-storage-government-funding-and-support.

[3] OGA, *"UKCS Energy Integration Final report"*, 2020.

[4] Net Zero Teesside and NZT Power, "Delivering a net zero Teesside". [Online]. Available: www.netzeroteesside.co.uk.

[5] Zero Carbon Humber, "Zero starts here". [Online]. Available: www.zerocarbonhumber.co.uk.

[6] VIETSE, Tọa đàm *"Triển vọng hydrogen xanh trong nền kinh tế carbon thấp của Việt Nam"*, Hà Nội, 18/10/2022.

[7] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, *Tọa đàm "Xu hướng phát triển của công nghiệp hydrogen và triển vọng phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam"*, Hà Nội, 24/8/2021.

[8] Scottish Carbon Capture & Storage (SCCS), "Acorn project details". [Online]. Available: https://www.geos.ed.ac.uk/sccs/project-info/2081.

[9] ENI, "HyNet North West: CO_2 storage in the UK". [Online]. Available: https://www.eni.com/en-IT/operations/united-kingdom-hynet-north-west.html.

[10] Department for Energy Security and Net Zero and Department for Business, Energy & Industrial Strategy,

"Carbon capture, usage and storage (CCUS) innovation: HyNet CCUS key knowledge deliverables", 31/5/2022. [Online]. Available: https://www.gov.uk/government/publications/carbon-capture-usage-and-storage-ccus-innovation-hynet-ccus-key-knowledge-deliverables.

[11] Scottish Carbon Capture & Storage (SCCS), "Net zero Teesside (NZT): Project details". [Online]. Available: https://www.geos.ed.ac.uk/sccs/project-info/962.

[12] Worley, "Carbon capture project win for Humber Zero", 25/1/2022. [Online]. Available: https://www.worley.com/news-and-media/2022/carbon-capture-project-win-humber-zero.

[13] Department for Business, Energy & Industrial Strategy and Department for Energy Security & Net Zero, "Cluster sequencing for carbon capture, usage and storage (CCUS) deployment: Phase-1", 1/11/2021. [Online]. Available: https://www.gov.uk/government/publications/cluster-sequencing-for-carbon-capture-usage-and-storage-ccus-deployment-phase-1-expressions-of-interest/october-2021-update-track-1-clusters-confirmed.

UK OFFSHORE ENERGY INTEGRATION AND LESSONS LEARNED FOR VIETNAM

Nguyen Hong Minh
Vietnam Petroleum Institute
Email: nguyenhongminh@vpi.pvn.vn

Summary

At COP26, Vietnam committed to net zero emissions by 2050. In the "National Strategy on Climate Change for 2050" [1], renewable energy, hydrogen, carbon capture, utilisation and storage (CCUS) are considered important directions of Vietnam.

Vietnam's oil and gas industry, for more than 60 years of its development, has made important contributions to economic growth, state budget, energy security, and has been the driving force for socio-economic development. In the trend of emission reduction and green growth, the oil and gas industry is looking for the right direction for energy transition. In that context, it is critical to learn from pioneering countries to continue promoting the role of the oil and gas industry, to integrate low-emissions, even negative-emissions businesses, into traditional oil and gas activities in a scientific and effective manner.

This article introduces the solution of the UK on offshore energy integration that encourages the use of oil and gas infrastructure to develop CCS, wind power, hydrogen production, and enhances cooperation of oil and gas operators in the renewable energy value chain. This is a vivid and specific example that has similarities with the conditions of Vietnam.

Key words: Energy integration, CCS, CCUS, hydrogen, the UK.

MỞ RỘNG QUY MÔ
CÁC CÔNG NGHỆ QUAN TRỌNG TRONG ỨNG PHÓ VỚI BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU

Theo McKinsey, có 12 loại công nghệ có thể giúp cắt giảm tới 90% lượng khí nhà kính nếu được triển khai ở quy mô lớn. Những công nghệ này không những cần được chứng minh tính khả thi về kỹ thuật (như các công nghệ khác) mà cần khả thi cả về thương mại. Quan trọng hơn, việc tìm kiếm giải pháp công nghệ bền vững để thúc đẩy quá trình cắt giảm carbon cần phải tiến hành đồng thời với các mục tiêu khác để đảm bảo giá thành hợp lý và an ninh năng lượng [1].

Mức độ sẵn sàng của 12 loại công nghệ này không như nhau: chỉ có 10% công nghệ đảm bảo tính cạnh tranh; 45% công nghệ có khả năng thương mại hóa nhưng cần phải tiếp tục cải tiến và mở rộng quy mô để giảm chi phí để nâng cao khả năng cạnh tranh. Các công nghệ còn lại rất có triển vọng nhưng đều đang ở giai đoạn đầu. Vì vậy, ưu tiên hàng đầu là xác định, hiểu và ưu tiên cơ chế mở rộng kỹ thuật và thương mại.

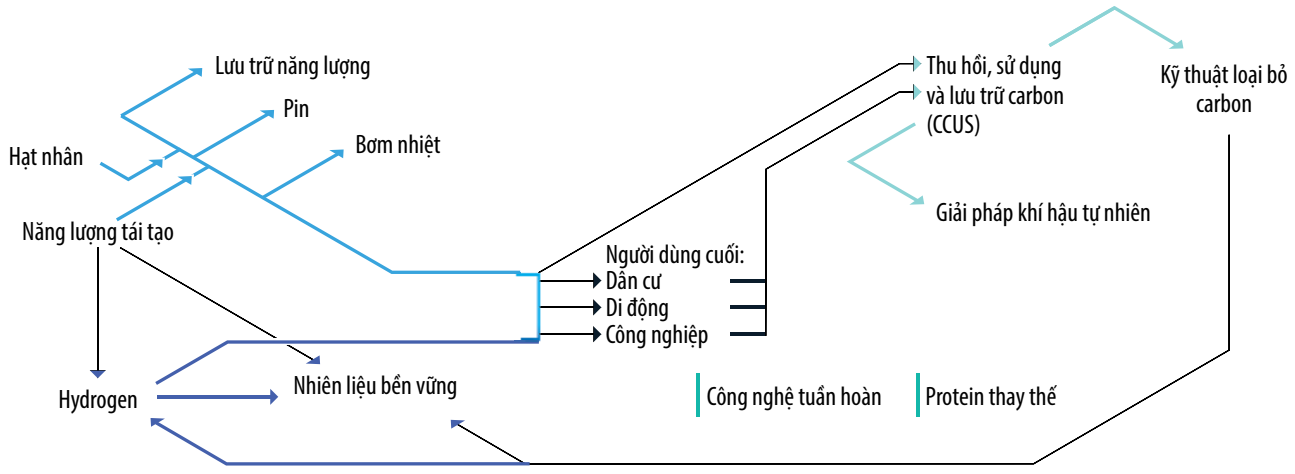
McKinsey phân tích tiềm năng của 12 loại công nghệ liên quan đến khí hậu cùng với các mức độ sẵn sàng khác nhau, các giải pháp để mở rộng quy mô. Để khuyến khích sáng tạo và giảm chi phí, McKinsey chỉ ra rằng đầu tư vào các công nghệ liên quan đến khí hậu sẽ cần tăng khoảng 10%/năm và đạt khoảng 2 nghìn tỷ USD vào năm 2030, tương đương 1 - 2% GDP toàn cầu.

Các công nghệ trong lĩnh vực khí hậu liên quan đến nhau thông qua sự phụ thuộc vào khoa học cơ bản và các cơ chế mở rộng ở cấp độ hệ thống (Hình 1). Các dự án năng lượng tái tạo như năng lượng mặt trời và gió đang được triển khai mạnh mẽ và đã có giá cạnh tranh với năng lượng hóa thạch ở một số khu vực, trong khi các công nghệ loại bỏ carbon và protein thay thế đang ở giai đoạn phát triển ban đầu. Năng lượng tái tạo là cơ sở để phát triển nhiều công nghệ khác nhưng nếu đứng độc lập sẽ không đạt được mục tiêu net-zero.

Năng lượng tái tạo như năng lượng mặt trời, gió, thủy điện, địa nhiệt và sinh khối hiện đã sẵn sàng về mặt công nghệ. Trong đó, các dự án điện mặt trời (PV), điện gió trên bờ và ngoài khơi tăng trưởng mạnh mẽ nhất và thành công nhất về mặt quy mô. Sản lượng điện mặt trời đã tăng 25%/năm từ năm 2015 đến 2021. Việc tích hợp lưu trữ trung và dài hạn, hay hiện đại hóa lưới điện cần sớm được giải quyết, đồng thời tiếp tục đổi mới công nghệ để giảm chi phí năng lượng tái tạo.

Những đổi mới công nghệ cơ bản như: pin năng lượng mặt trời perovskite giúp mang lại hiệu suất cao hơn; pin màng hữu cơ mỏng giúp tăng tính linh hoạt với chi phí thấp hơn; điện gió ngoài khơi và hệ thống năng lượng gió trên không có tiềm năng thương mại với quy mô lớn.

Về công nghệ hạt nhân, các lò phản ứng hạt nhân thế hệ II quy mô lớn và thế hệ III+ là các công nghệ đã thương mại hóa, với 440 lò đang cung cấp khoảng 10% sản xuất điện toàn cầu. Những thách thức của công nghệ hạt nhân hiện nay là chi phí xây dựng cao cũng như những vấn đề chưa được giải quyết về lưu trữ chất thải và nhiên liệu thải.



Hình 1. *Hệ thống mạng lưới 12 công nghệ cần thiết đảm bảo mục tiêu về khí hậu. Nguồn: McKinsey.*

Do đó, McKinsey cho rằng các công nghệ hạt nhân thế hệ III+ và thế hệ IV truyền thống cần được tiếp tục đổi mới để giảm chi phí. Lò phản ứng nhỏ dạng module được xây dựng tại nhà máy có thể cung cấp nguồn điện linh hoạt với khả năng khởi động nhanh và chi phí ban đầu thấp, tuy nhiên vẫn chưa đảm bảo tính thương mại.

Lưu trữ năng lượng quy mô lớn là cần thiết khi mở rộng quy mô năng lượng tái tạo. Công nghệ lưu trữ năng lượng bao gồm hệ thống pin lithium-ion để lưu trữ trong thời gian ngắn/trung bình, và các hệ thống điện hóa, nhiệt, cơ học và hóa học khác để lưu trữ trong thời gian dài. Theo đánh giá của McKinsey, khoảng 350 GW lưu trữ năng lượng cho thời gian ngắn đến trung bình và khoảng 400 GW lưu trữ năng lượng cho thời gian dài sẽ cần được triển khai vào năm 2030. Trong khi một số công nghệ lưu trữ như thủy điện tích năng (pumped hydro), muối nóng chảy (molten salt) và khí nén đã khá sẵn sàng với các dự án quy mô lớn đã được triển khai, thì các hệ thống pin cố định cần có sự cải tiến về các vật liệu chi phí thấp và hiệu suất cao như lưu huỳnh và silicon. Giải pháp coi nhà máy như sản phẩm (đối với lưu trữ khí nén) hoặc siêu nhà máy gigafactory (đối với pin điện hóa) sẽ giúp giảm chi phí sản xuất. Các công nghệ lưu trữ năng lượng sẽ thay đổi theo từng quốc gia, phụ thuộc vào điều kiện địa chất khu vực và yêu cầu về điều độ hệ thống điện.

Lượng khí thải của xe điện sử dụng pin lithium-ion giảm đến 85% so với xe sử dụng động cơ đốt trong. Dự kiến thị trường pin sẽ tiếp tục tăng trưởng 25%/năm cho đến năm 2030, trong khi đó giá pin đã giảm xuống mức thấp nhất (10 lần) trong thập kỷ qua, cho phép xe điện cạnh tranh về chi phí với các phương tiện sử dụng động cơ đốt trong truyền thống. Để mở rộng công nghệ này hơn nữa, cần đầu tư đáng kể vào pin nhiên liệu trên chuỗi giá trị từ đầu đến cuối (bao gồm khai thác và chế biến nguyên liệu, sản xuất vật liệu hoạt động, và sản xuất pin và cải thiện khả năng sản xuất và hiệu suất). Các đổi mới công nghệ trong tương lai gần cần tập trung vào cải thiện mật độ năng lượng và khả năng sạc nhanh. Điều này có thể đạt được, bằng cách thay thế số lượng thanh graphite trong cực âm bằng các cấu trúc nano silicon hoặc chuyển sang cả 2 loại pin bán rắn và pin rắn để lưu trữ nhiều năng lượng hơn. Cải thiện các công nghệ tái chế pin sẽ góp phần phát triển hệ sinh thái kinh tế tuần hoàn thông qua sản xuất vật liệu tái chế và giảm thiểu tác động đến môi trường.

Bơm nhiệt (heat pump) có hiệu suất cao hơn từ 2 - 4,5 lần so với nồi hơi và lò đốt chạy bằng khí. Công nghệ này sử dụng chu trình lạnh với quá trình nén và giãn khí để truyền nhiệt từ thiết bị bay hơi đến thiết bị ngưng tụ. Mặc dù công nghệ bơm nhiệt đã phát triển, nhưng vẫn cần đổi mới để giảm chi phí và cải thiện hiệu suất. Môi chất lạnh có tiềm năng gây hiệu ứng nhà kính thấp (như hydrocarbon, không khí và nước) cần tiếp tục được phát triển; tương tự là công nghệ máy nén, bộ phận quyết định lớn nhất đến hiệu suất năng lượng và chi phí của bơm nhiệt. Mở rộng triển khai công nghệ bơm nhiệt trong các hộ gia đình và thương mại đòi hỏi phải đổi mới mô hình kinh doanh và các chính sách hỗ trợ chi phí đầu tư ban đầu bao gồm cả việc chuyển đổi sang sử dụng công nghệ bơm nhiệt và cải thiện khả năng cách nhiệt cho tòa nhà.

Hydrogen sạch (bao gồm cả hydrogen từ năng lượng tái tạo và hydrogen có hàm lượng carbon thấp) là lựa chọn để cắt giảm khí nhà kính trong các ngành công nghiệp như sản xuất thép, xi măng và hóa chất, hiện nay chiếm khoảng 20% trong tổng lượng phát thải trên toàn cầu. Hydrogen và các dẫn xuất như ammonia và methanol, có thể được sử dụng để cung cấp năng lượng cho máy bay, tàu biển, phương tiện vận tải nặng... Hydrogen cũng hỗ trợ cho tích hợp năng lượng tái tạo vì có thể lưu trữ năng lượng tái tạo dưới dạng phân tử và vận chuyển đường dài. Hydrogen có hàm lượng carbon thấp có thể được sản xuất từ khí tự nhiên, bằng cách sử dụng phương pháp chuyển hóa methane bằng hơi nước (steam reforming) hoặc chuyển hóa methane tự nhiên (autothermal reforming) kết hợp thu hồi và lưu trữ carbon, và có thể giúp giảm lượng khí thải carbon từ 80 - 95% so với hydrogen xám truyền thống. Công nghệ sản xuất hydrogen có hàm lượng carbon thấp đã sẵn sàng nhưng còn phụ thuộc vào những cải tiến và giảm chi phí hơn nữa từ công nghệ thu hồi và lưu trữ carbon. Hydrogen tái tạo có thể được sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo bằng cách điện phân nước, điện phân kiềm và điện phân màng proton. Đây là những công nghệ có mức độ sẵn sàng cao nhất cho quá trình này hiện nay, cùng với công nghệ điện phân màng chất rắn có hiệu suất cao, điện phân màng anion, điện phân không màng hoặc điện phân cấp dẫn bằng màng hoặc điện phân nước biển... Hiện nay, rào cản chính đối với việc mở rộng công nghệ hydrogen sạch là chưa đảm bảo nhu cầu tiêu thụ trong dài hạn. Số lượng dự án sản xuất hydrogen sạch đã tăng 35% từ tháng 5/2022 - 1/2023 và vẫn tiếp tục phát triển nhanh chóng, song việc chưa đảm bảo nhu cầu tiêu thụ ổn định đang khiến các doanh nghiệp trì hoãn trong việc quyết định đầu tư. Việc mở rộng quy mô của công nghệ hydrogen vẫn phụ thuộc vào các cơ chế tài trợ như thuế sản xuất và hợp đồng chênh lệch. Khi vấn đề tiêu thụ được đảm bảo, việc triển khai các dự án sản xuất hydrogen sạch lớn đầu tiên sẽ quyết định đến mở rộng quy mô, giảm đáng kể rủi ro cho các dự án khác trong tương lai.

Nhiên liệu bền vững bao gồm nhiên liệu từ sinh khối truyền thống, nhiên liệu bền vững thay thế (nhiên liệu sử dụng hydrogen thay thế như e-jet) và nhiên liệu không thay thế có yêu cầu cải tiến động cơ hoặc cơ sở hạ tầng (e-ammonia và e-methanol). Một số công nghệ cho phép chuyển đổi sinh khối thành nhiên liệu như chế biến lipids để sản xuất dầu diesel tái tạo và dầu hỏa. Để giảm chi phí và tăng khả năng cung cấp nhiên liệu bền vững cho thị trường, cần có sự đổi mới, đặc biệt là đối với e-fuels vẫn đang trong giai đoạn thử nghiệm.

Các công nghệ hiện nay cho phép thu hồi CO_2 từ các nhà máy sản xuất xi măng, thép và các cơ sở phát điện, sau đó vận chuyển, chuyển đổi hoặc lưu trữ trong dài hạn. Thu hồi, lưu trữ và sử dụng carbon (CCUS) có thể được sử dụng để giảm lượng phát thải còn lại sau khi đã tiến hành các giải pháp khác. Cần phải tiếp tục giảm chi phí, vì đối với các nhà sản xuất công nghiệp và điện năng, CCUS không trực tiếp mang lại lợi nhuận mà còn khiến chi phí gia tăng. Một số công nghệ đã sẵn sàng như, các dung môi gốc amine đã được sử dụng trong nhiều thập kỷ để tách CO_2 khỏi khí tự nhiên và bơm vào giếng để tăng cường khai thác dầu. Các đổi mới vẫn tiếp tục diễn ra đối với các công nghệ thu giữ khác, như các dung môi lỏng mới, chất hấp phụ rắn, màng và kỹ thuật lạnh. Từng công nghệ mới này có thể giảm tiêu thụ năng lượng và chi phí cuối cùng: các dung môi không phải amine đã cho thấy mức giảm 40% năng lượng sử dụng từ việc giảm điện năng cần thiết cho quá trình giải hấp và quá trình nén, đốt nhiên liệu cùng oxy có thể giảm thất thoát nhiệt, và các công nghệ hấp phụ có thể giảm năng lượng tái sinh. Để mở rộng quy mô áp dụng CCUS hơn nữa, đòi hỏi phải có cách thức cấp phép và các quy định rõ ràng đối với đường ống và lưu trữ.

Thu giữ và lưu trữ không khí trực tiếp (DACS): Không khí đi qua một chất hấp phụ rắn hoặc dung môi lỏng hoạt động như một bộ lọc hóa học để liên kết với CO_2, sau đó được lưu trữ.

Thu giữ và lưu trữ carbon từ năng lượng sinh học (BECCS): Sinh khối từ những nguồn bền vững được sử dụng trong các quá trình sản xuất công nghiệp như nhiên liệu sinh học, điện hoặc nhiệt, và khí CO_2 sinh học phát ra trong những quá trình này được thu thập và lưu trữ.

Than và dầu sinh học được sản xuất bằng cách nhiệt phân sinh khối trong môi trường không có oxy để tạo ra vật liệu giàu carbon.

Ủy ban Biến đổi Khí hậu Liên chính phủ cho rằng các biện pháp loại bỏ carbon là công cụ quan trọng để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050. Tuy nhiên, việc loại bỏ carbon bằng CCUS cần nỗ lực đổi mới công nghệ để giảm chi phí. Ngoài ra, cần có sự minh bạch đối với người mua để đảm bảo giá trị của tín chỉ carbon thông qua việc thiết lập hệ thống tiêu chuẩn và quy định rõ ràng cho các tín chỉ loại bỏ carbon.

Công nghệ tuần hoàn bao gồm một loạt giải pháp nhằm giảm lượng khí thải CO_2 từ vật liệu và tối đa hóa giá trị trong suốt thời gian sử dụng, tái sử dụng vật liệu như nhôm, nhựa và hóa chất... Ví dụ, hiệu suất cao hơn sẽ giúp giảm lượng vật liệu cần thiết thông qua thiết kế sản phẩm để sản xuất bê tông và xi măng có hàm lượng chất kết dính thấp. Các công nghệ xử lý vật liệu khác như: nhiệt phân để tái chế nhựa hóa học và các công nghệ phân loại như phân tích quang phổ phân giải do kích thích bằng laser và phân tích bức xạ X-ray cần được cải tiến để có thể thương mại hóa. Để mở rộng quá trình tái sử dụng vật liệu, cần có sự hợp tác trong toàn chuỗi cung ứng để quản lý việc thu thập, tái chế và đưa lại vào chuỗi giá trị. Đầu tư vào cơ sở hạ tầng xử lý chất thải bổ sung để chứa, phân loại và xử lý chất thải có ý nghĩa quan trọng để thúc đẩy nền kinh tế tuần hoàn phát triển.

Các công nghệ sản xuất các loại protein thay thế bao gồm: Protein dựa trên thực phẩm từ đậu nành, đậu xanh, lúa mạch và các cây thực phẩm khác; protein lên men dựa trên vi khuẩn lên men từ vi sinh vật; protein nhân tạo nuôi cấy từ tế bào động vật sử dụng lò phản ứng sinh học và máy ly tâm...

Hiện nay, khoảng 15% lượng phát thải khí nhà kính toàn cầu đến từ sản xuất protein dựa trên động vật như thịt, sữa, trứng và nuôi trồng thủy sản. Protein dựa trên thực vật có giá cao hơn đáng kể so với các loại protein dựa trên động vật. Trong vòng chưa đầy 1 thập kỷ, các doanh nghiệp đã giảm đến 99% chi phí sản xuất protein nhân tạo, song vẫn đòi hỏi sự đổi mới công nghệ lò phản ứng sinh học (bao gồm cả lò phản ứng sinh học lớn dành riêng cho mục đích này), môi trường nuôi cấy giá rẻ hơn và độ tinh khiết trong quá trình nuôi trồng và sản xuất để cải thiện cấu trúc của sản phẩm cuối cùng. Để mở rộng quy mô trong lĩnh vực protein thay thế, cũng cần sự minh bạch để tăng niềm tin của người tiêu dùng và nhà đầu tư.

Giảm chi phí cho các công nghệ liên quan đến lĩnh vực khí hậu đòi hỏi sự kết hợp giữa đổi mới công nghệ và mở rộng quy mô. Các công nghệ đã phát triển nhanh chóng, và phân tích của McKinsey cho thấy có thể giảm đến 90% lượng phát thải khí nhà kính do con người đến năm 2050 bằng các công nghệ khí hậu hiện có.

Theo phân tích của McKinsey, chỉ có khoảng 10% công nghệ được triển khai ở quy mô toàn cầu (Hình 2), gồm hạt nhân, thủy điện, địa nhiệt, tái chế nhôm, năng lượng mặt trời và gió. Khoảng 45% tiềm năng giảm thiểu khí thải nữa có thể đến từ các công nghệ đang trong giai đoạn đầu áp dụng và thương mại hóa, gồm các loại sản xuất năng lượng từ năng lượng mặt trời và gió, xe điện, nhiên liệu sinh học, máy bơm nhiệt và tái chế hóa chất nhựa. Các công nghệ này đã chứng minh khả năng mở rộng quy mô nhưng cần thêm sự hỗ trợ để cạnh tranh với các công nghệ khác trong trung và dài hạn.

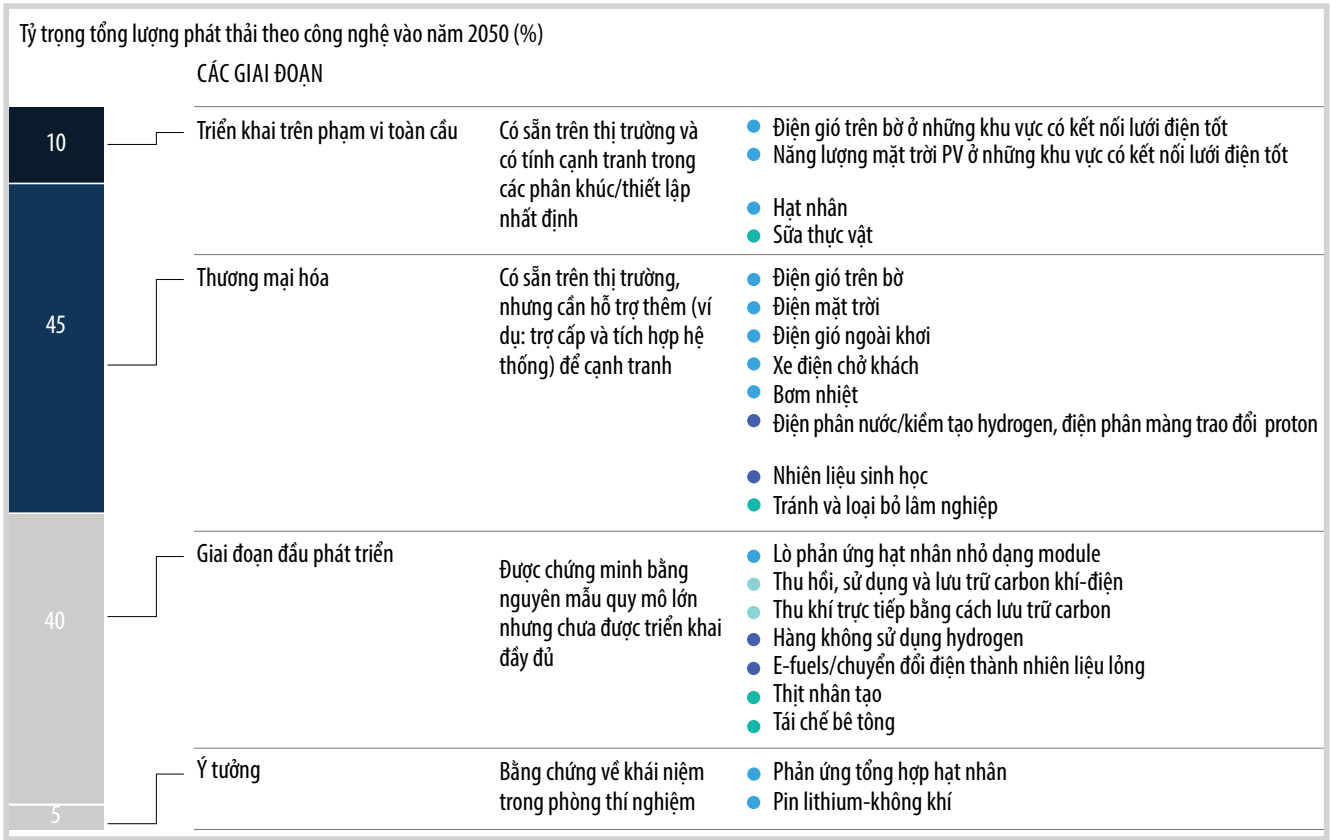
Hơn 40% tiềm năng giảm thiểu khí nhà kính có thể đến từ các công nghệ còn đang giai đoạn phát triển sơ khởi và đang bắt đầu chứng minh tiềm năng mở rộng quy mô thông qua các dự án thử nghiệm. Tuy nhiên, chúng vẫn cần được xác nhận ở quy mô lớn để khẳng định tính sẵn sàng của công nghệ và chứng minh khả năng thương mại hóa. Các công nghệ này bao gồm các lò hạt nhân nhỏ, pin thể rắn, thu giữ và lưu trữ không khí trực tiếp, tái chế bê tông.

Các công nghệ khí hậu đang đạt tới mức độ sẵn sàng nhanh hơn so với trước kia, và trong số đó năng lượng mặt trời, gió và pin đã có bước phát triển ấn tượng trong thập kỷ qua, liên tục vượt qua các dự báo. Năm 2019, IEA dự báo công suất lắp đặt năng lượng mặt trời PV trên toàn cầu vào năm 2030 gấp 20 lần so với dự báo công bố năm 2006. Hình 3 cho thấy sự tăng trưởng nhanh của năng lượng mặt trời PV, gió và hydrogen.

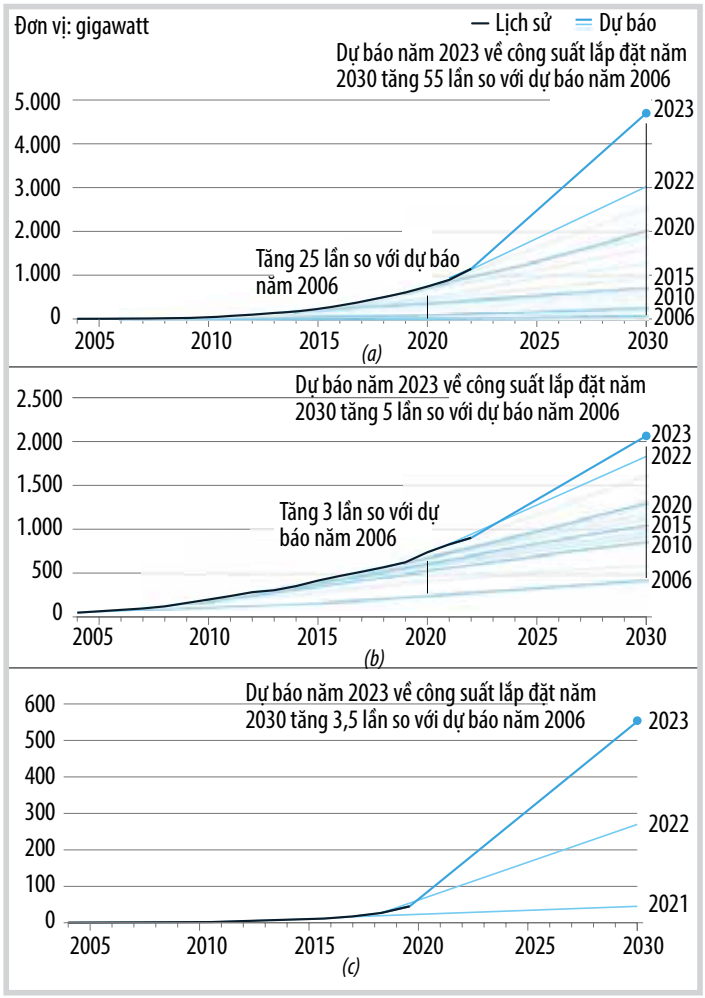
Sự đổi mới trong công nghệ, quy trình và mô hình kinh doanh có đóng góp quan trọng vào việc tăng tốc này. Đối với các công nghệ đã sẵn sàng, sự đổi mới tập trung vào việc triển khai nhanh chóng; ví dụ, khoan giếng ngang để tăng công suất của các dự án địa nhiệt hoặc sử dụng robot hóa để gia tăng tốc độ lắp đặt năng lượng mặt trời PV. Các công nghệ khí hậu còn mới đòi hỏi sự cải tiến công nghệ cơ bản hơn để nâng cao năng suất và hiệu suất, cũng như giúp đưa các giải pháp mới ra thị trường, ví dụ các nhà máy hạt nhân nhỏ dạng module hoặc các loại protein được nuôi cấy.

Để đạt được các mục tiêu về khí hậu, năng lượng tái tạo và pin cũng như các công nghệ khác cần phải duy trì tốc độ tăng trưởng ở quy mô lớn. Năng lượng tái tạo và pin cần phải duy trì tốc độ tăng trưởng cao hiện tại để đạt được mục tiêu khí hậu vào năm 2050. Phân tích của McKinsey cho thấy điều này sẽ cho phép công suất lắp đặt vào năm 2030 tăng hơn 5 lần so với năm 2021 (Hình 4).

Tốc độ tăng trưởng sẽ tăng nhanh đáng kể so với các thay đổi trước đây trong hệ thống năng lượng. Ví dụ, than đá, dầu thô và khí tự nhiên phải mất nửa thế kỷ để tăng



Hình 2. *Hầu hết các công nghệ có tiềm năng cao đều ở mức trưởng thành cao, nhưng chỉ có 10% có khả năng cạnh tranh về mặt thương mại.*



Hình 3. *Dự báo công suất lắp đặt điện mặt trời (a), điện gió (b), lưu trữ năng lượng (c) toàn cầu đến năm 2030 theo IEA.*

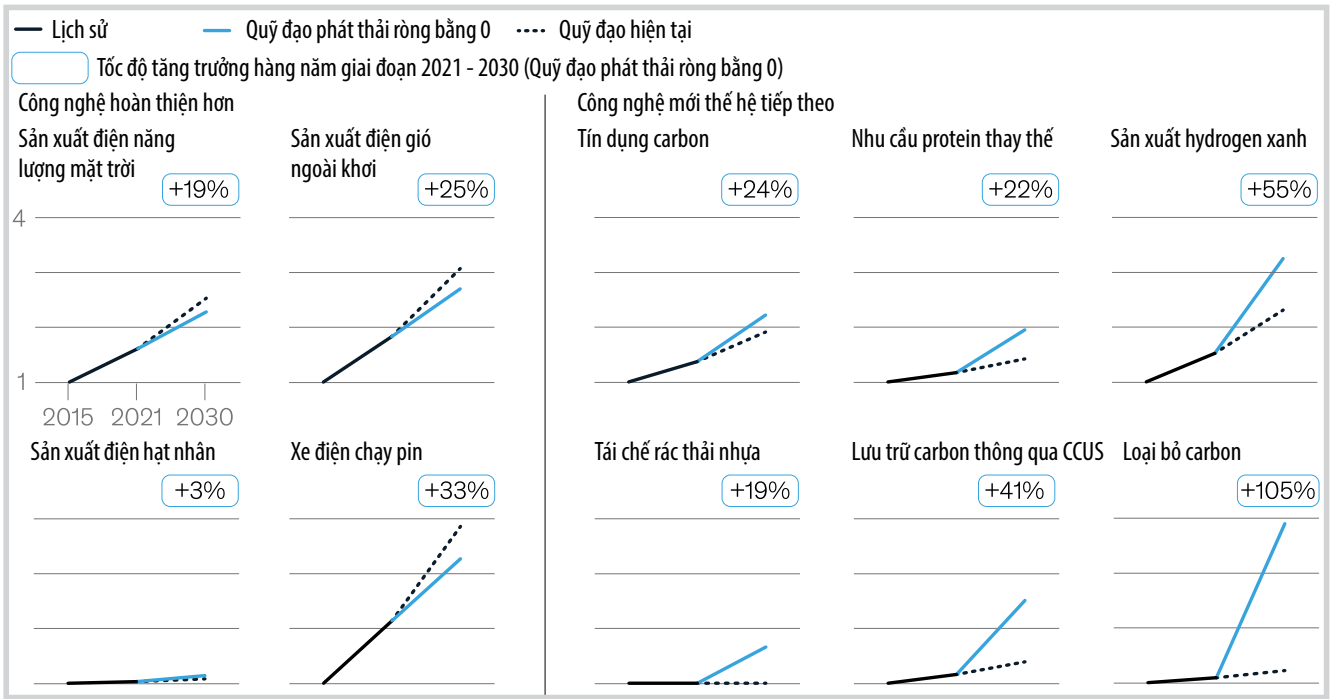
từ 5% lên lần lượt 40%, 30% và 20% trong tổng cung năng lượng toàn cầu. Ngược lại, nếu tốc độ tăng trưởng hiện tại được duy trì, năng lượng mặt trời và gió sẽ tăng từ khoảng 5% tổng cung năng lượng toàn cầu vào năm 2015 lên 40% vào năm 2030.

Phân tích của McKinsey cho thấy 80% công suất năng lượng tái tạo toàn cầu đã được lắp đặt trong thời gian lãi suất gần bằng 0, và việc lãi suất tăng cao hơn kể từ năm 2022 đã dẫn đến gia tăng chi phí và chậm trễ trong việc ra quyết định đầu tư. Đầu tư vào hạ tầng truyền tải và lưu trữ năng lượng tăng lên với sự tăng cường của năng lượng tái tạo không ổn định trong hệ thống điện, làm gia tăng tổng chi phí. Số lượng dự án xây dựng lớn ảnh hưởng đến tài nguyên đất, thị trường lao động và nguyên vật liệu.

Đối với các công nghệ mới nổi và thế hệ tiếp theo như CCUS và loại bỏ carbon, tốc độ tăng trưởng cần phải gia tăng để phù hợp với các mục tiêu về khí hậu. Để tận dụng toàn bộ tiềm năng, các công nghệ này cần có tốc độ tăng trưởng tương tự như năng lượng mặt trời và gió đã có.

Mặc dù nhiều công nghệ đã đạt được sự giảm giá đáng kể, nhưng cần nhanh hơn nữa để hỗ trợ việc mở rộng quy mô thương mại vào năm 2030 (Hình 5).

Phân tích của McKinsey cho thấy 2 loại công nghệ - năng lượng tái tạo và xe điện chạy bằng pin - đang trên lộ trình đạt được sự cạnh tranh về giá vào



Hình 4. *Dự báo tốc độ tăng trưởng công nghệ đến năm 2030.*

năm 2030 ở nhiều quốc gia (không phải ở tất cả các quốc gia và không phải cho tất cả các trường hợp sử dụng) mà không cần chính sách hỗ trợ. Điều này đặc biệt đúng ở các nước có nguồn tài nguyên năng lượng mặt trời và gió dồi dào, lưới truyền tải mạnh mẽ và tỷ lệ năng lượng tái tạo còn tương đối thấp.

Các công nghệ khí hậu thường trải qua 3 giai đoạn phát triển để đạt được sự cạnh tranh về giá và quy mô triển khai trên phạm vi toàn cầu. Khi xem xét các công nghệ đã phát triển trong quá khứ, quan sát thấy rằng nếu xét trên lượng carbon cắt giảm thì khi quy mô triển khai tăng gấp 100 lần, chi phí sẽ giảm từ 2 - 8 lần (Hình 6).

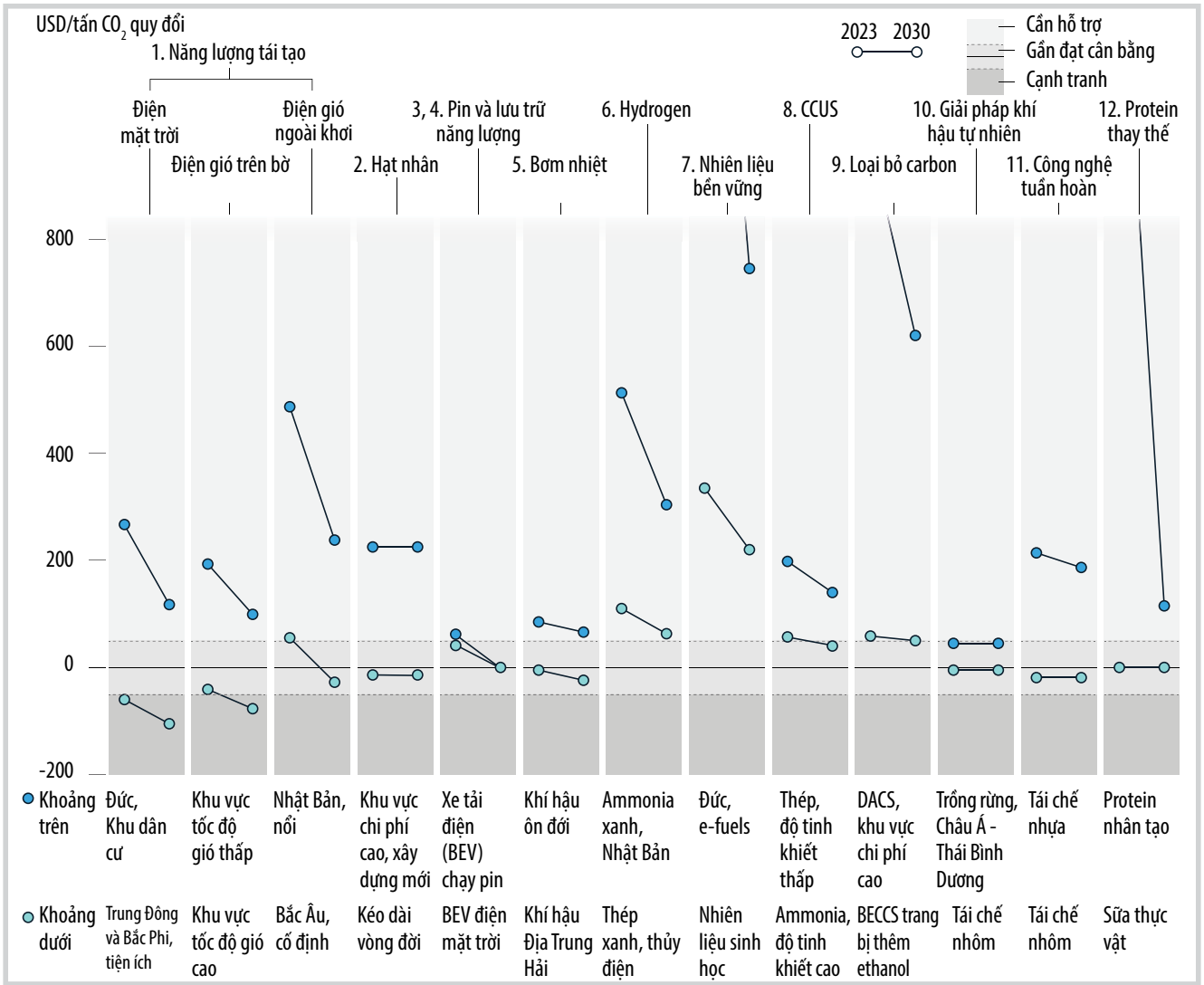
Hai yếu tố quan trọng trong mô hình này là chi tiêu cho sự đổi mới - như nghiên cứu phát triển (R&D) để tăng hiệu suất - và đạt được quy mô kinh tế thông qua công nghiệp hóa. Tỷ lệ cần thiết giữa 2 yếu tố này thay đổi theo từng giai đoạn:

- Trong giai đoạn sáng tạo và đổi mới, chi tiêu cho R&D và tối ưu hóa công nghệ mới rất quan trọng để đảm bảo hiệu quả và tính đột phá.

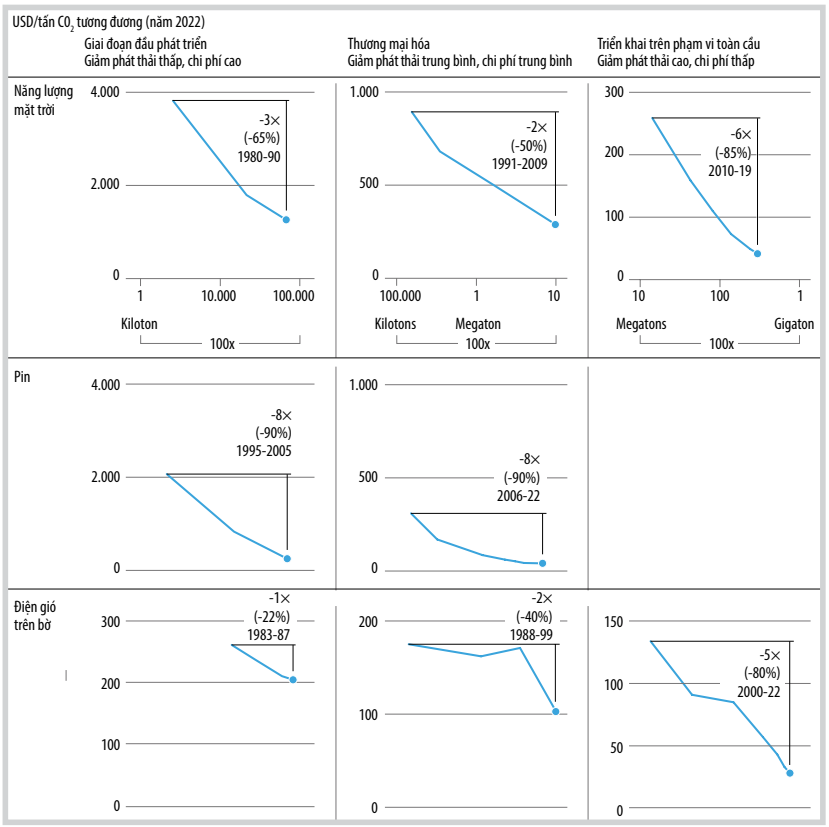
- Trong giai đoạn tăng trưởng và mở rộng quy mô, việc tạo ra các đòi hỏi kỹ thuật, quy trình quản lý và quy trình sản xuất hiệu quả là yếu tố quan trọng để giảm giá thành và đảm bảo khả năng sản xuất hàng loạt.

- Trong giai đoạn đáp ứng về khả năng thương mại hóa, quy mô sản xuất, quy trình tiêu chuẩn hóa và tối ưu hóa chi phí sản xuất đóng vai trò quan trọng.

Các công nghệ với mức độ sẵn sàng kỹ thuật thấp cần chứng minh khả năng kỹ thuật để có thể mở rộng quy mô. Nghiên cứu và phát triển (R&D) trong giai đoạn này đóng vai trò quan trọng để tăng hiệu suất. Ngoài ra, cần sớm chứng minh giá trị của sản phẩm trên thị trường và quy mô kinh tế. Lịch sử cho thấy, trong giai đoạn này, giá của pin giảm đến 5 lần. Ví dụ, công nghệ thu giữ và lưu trữ



Hình 5. *Dự báo chi phí giảm phát thải toàn cầu theo từng công nghệ.*



Hình 6. *Chi phí giảm phát thải CO_2 theo công nghệ khi mở rộng quy mô.*

không khí trực tiếp (DACS) hiện đang ở giai đoạn này. Dự án trong phòng thí nghiệm bắt đầu cách đây hơn 1 thập kỷ và các dự án đầu tiên hiện đang đi vào hoạt động trên thực địa, cho thấy công nghệ đã sẵn sàng để hưởng lợi kinh tế từ mở rộng quy mô.

Khi công nghệ đã sẵn sàng thương mại hóa, cần tập trung để liên tục giảm giá và mở rộng quy mô thông qua các hệ thống lớn hơn, các nhà máy lớn hơn và việc lắp ráp tự động hóa. Việc tăng cường triển khai cho phép đạt được nhiều lợi ích kinh tế từ mở rộng thêm quy mô. Hoạt động đổi mới, bao gồm việc thử nghiệm và rút kinh nghiệm, cũng có thể giúp tối ưu công nghệ, thiết kế và xây dựng dự án. Ví dụ, năng lượng mặt trời PV đã đạt độ sẵn sàng về công nghệ và việc triển khai đạt mức tăng trưởng 2 con số trong năm qua - thách thức hiện nay là triển khai trên toàn thế giới để mở rộng quy mô.

Liên kết chuỗi cung ứng, tái cơ cấu tài chính và vượt qua các hạn chế về nguồn lực là yếu tố quan trọng để mở rộng quy mô các công nghệ quan trọng về khí hậu. McKinsey nhấn mạnh 3 yếu tố quan trọng là tạo ra chuỗi cung ứng và hạ tầng hỗ trợ quy mô, áp dụng cơ cấu tái phân chia vốn hiệu quả và cấu trúc tài chính, và giải quyết các rào cản ở mức hệ thống để mở rộng quy mô.

Phát triển chuỗi cung ứng và hạ tầng hỗ trợ quy mô lớn

Sản xuất thiết bị và các cấu phần đang tập trung ở một số khu vực, trong đó một số doanh nghiệp nhỏ lại kiểm soát chuỗi cung ứng của các cấu phần cốt yếu. Nhu cầu địa phương và sự hỗ trợ về chính trị đang giúp khôi phục hoạt động sản xuất ở châu Âu và Mỹ đối với một số công nghệ khí hậu. Phân tích của McKinsey cho thấy khoảng 80% nguồn tài trợ được kích hoạt bởi Luật giảm lạm phát ở Mỹ - tổng cộng hơn 400 tỷ USD - được ưu tiên cho sản xuất, cũng như khoảng 75% nguồn tài trợ từ Liên minh châu Âu - tổng cộng khoảng 275 tỷ USD. Điều này tạo ra cơ hội cho các doanh nghiệp trên toàn cầu tối ưu hóa chuỗi giá trị; đổi mới công nghệ và mở rộng quy mô trong khi tiếp tục giảm giá thành sản xuất để chuẩn bị cho quá trình tăng trưởng theo cấp số nhân. Muốn đổi mới và tối ưu hóa công nghệ cần phải xem xét sự phụ thuộc lẫn nhau của các công nghệ này: 9 trong số 12 loại công nghệ - trừ hạt nhân, CCUS và NCS - phụ thuộc vào việc xây dựng các nguồn năng lượng tái tạo, và những nguồn năng lượng tái tạo này phụ thuộc vào một số công nghệ hỗ trợ khác. Sự phụ thuộc này có thể tạo ra các rào cản ở mức hệ thống, vì nhiều công nghệ khí hậu cùng cạnh tranh cho cùng nguồn lực, bao gồm tài chính, hạ tầng, giấy phép, lao động, đất đai và nguyên liệu thô (bao gồm cả kim loại quý và kim loại cơ bản). Điều này có thể khiến chi phí đầu tư cao hơn. Việc giải quyết các hạn chế ở cấp độ hệ thống này là rất quan trọng để mở rộng đồng thời các công nghệ khí hậu. Tuy nhiên, sự phụ thuộc lẫn nhau như vậy cũng có thể là yếu tố thúc đẩy quá trình mở rộng quy mô, nếu sự tiến bộ của một công nghệ đem lại lợi ích cho những công nghệ khác thông qua hiệu ứng mạng. Ví dụ, các biến áp và bộ chuyển đổi được sử dụng cho năng lượng tái tạo, điện phân kiềm, hệ thống lưu trữ năng lượng và hạ tầng sạc EV. Phân tích của McKinsey cũng cho thấy hệ thống truyền động xe chạy bằng pin và pin nhiên liệu của xe điện đang cùng chia sẻ hơn 20% chi phí vật liệu.

Tái cấu trúc nguồn vốn và tài chính

Vốn đầu tư cho các công nghệ khí hậu đã tăng gấp 6 lần, và việc tăng lãi

suất gần đây đã có tác động không thuận lợi đối với nền kinh tế. Mặc dù công nghệ trong lĩnh vực khí hậu đã thu hút sự quan tâm rất lớn của các nhà đầu tư trong vài năm qua, với hơn 200 quỹ tập trung vào khí hậu được thành lập từ năm 2021, môi trường tài chính đã trở nên khó khăn hơn vào năm 2023. Các công nghệ trong lĩnh vực khí hậu ở giai đoạn đầu cần nhiều vốn đầu tư hơn đáng kể so với các lĩnh vực công nghệ khác (ví dụ như phần mềm) và cũng có rủi ro cao hơn nhiều. Do đó, có thể sử dụng mô hình tài chính kết hợp để thu hút vốn đầu tư tư nhân, giảm rủi ro và tính không chắc chắn của các công nghệ chưa sẵn sàng và đôi khi là chấp nhận chi phí đầu tư ban đầu cao.

Các quỹ đầu tư chuyển sang công nghệ khí hậu như Quỹ hạ tầng hydrogen trị giá 2 tỷ Euro của Ardian và khoản đầu tư 500 triệu USD của Brookfield vào nhà máy DACS của Oxy1.5. Breakthrough Energy Ventures đã đầu tư hơn 2 tỷ USD vào các công nghệ khí hậu.

Giải quyết các rào cản mang tính hệ thống

Theo McKinsey, 9 trong số 12 loại công nghệ về khí hậu phụ thuộc vào các nguồn năng lượng tái tạo, và 6 trong số đó cần đầu tư lớn vào lưới điện, đường ống, trạm phân phối và cơ sở lưu trữ. Để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng 0, việc mở rộng và tăng cường truyền tải, phân phối điện có thể sẽ chiếm khoảng 45% tổng vốn đầu tư của hệ thống năng lượng trong thập kỷ 2030 và 2040. Để đảm bảo tính ổn định của hệ thống điện khi tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo vào lưới điện hiện có, cần nâng cấp cơ sở hạ tầng và khả năng chống chịu các hiện tượng thời tiết cực đoan. Phân tích của McKinsey cho thấy một đường ống hydrogen có thể giảm chi phí từ 10 - 80% so với một đường truyền điện trên không, tùy thuộc vào vị trí và chi phí vốn đầu tư. Đầu tư xây dựng hạ tầng năng lượng có thể được thúc đẩy bằng các chính sách ưu đãi về thuế, đơn giản hóa quy trình cấp phép, hoặc bảo lãnh vay... Bộ Năng lượng Na Uy đã xác định trước khu vực đất để lưu trữ CO_2 để quá trình cấp phép nhanh hơn.

Việc mở rộng quy mô các công nghệ về khí hậu còn có các rào cản về đất đai, nước và nguyên liệu. Ví dụ, triển khai các nguồn năng lượng tái tạo thường đòi hỏi quỹ đất nhiều hơn từ 10 - 30 lần so với các công nghệ năng lượng hóa thạch. Tương tự, hệ thống năng lượng sạch hoàn toàn sẽ cần lượng nước tiêu thụ nhiều hơn khoảng 50% so với hệ thống năng lượng hóa thạch.

Việc nhận thức về sự đánh đổi, thúc đẩy đổi mới, tăng cường các hệ thống cơ bản (ví dụ, nâng cao quản lý nước một cách tổng thể) và khám phá các phương án thay thế có thể giúp giảm bớt các yêu cầu về đất đai, nước và nguyên liệu. Sử dụng các loại đất thay thế - ví dụ, đất hoang, đất bị suy thoái do hoạt động của con người, hoặc đất điện - nông nghiệp kết hợp - có thể giúp mở rộng diện tích phù hợp cho việc lắp đặt các nguồn năng lượng tái tạo. Các giải pháp đổi mới như hệ thống năng lượng mặt trời nổi, hệ thống điện gió nổi ngoài khơi và chuyển đổi BECCS của các nhà máy điện hiện có cũng có thể tối ưu hóa công suất mà không gặp phải ràng buộc đất đai. Để giảm cạnh tranh về nước cần đổi mới các giải pháp công nghệ mới như công nghệ tạo nước siêu tinh khiết và phân hủy kỵ khí để gia tăng sản xuất biogas. Khuyến khích tái chế nguyên liệu, như đã được thực hiện tại Liên minh châu Âu và một số nơi tại Mỹ và những đổi mới trong sản phẩm cuối yêu cầu ít hoặc không cần nguyên liệu quý hiếm có thể là đòn bẩy quan trọng để giảm bớt sự khan hiếm nguyên liệu.

Xây dựng nền kinh tế giảm khí nhà kính sẽ đòi hỏi lực lượng lao động có kỹ năng. Chuỗi giá trị công nghệ về khí hậu sẽ cần khoảng 200 triệu lao động có kỹ thuật cao vào năm 2050.

Theo McKinsey, quá trình cắt giảm khí nhà kính nhanh hơn có thể tạo ra 18 triệu việc làm tại Ấn Độ, 5 triệu việc làm ở Liên minh châu Âu và 3,8 triệu việc làm ở châu Phi. Chính phủ Vương quốc Anh đang tài trợ chương trình đào tạo về bơm nhiệt cho 4.000 kỹ thuật viên. Enpal (Đức) đã xây dựng chương trình đào tạo kỹ thuật nội bộ cho các kỹ thuật viên năng lượng mặt trời chỉ trong 2 tuần.

Có thể thấy nhiệm vụ mở rộng 12 loại công nghệ về khí hậu đặt ra những vấn đề lớn cho các chính phủ, nhà đầu tư và doanh nghiệp. Đó là cần tập trung vào giải pháp để các công nghệ này đạt được mục tiêu cắt giảm chi phí, tăng tính cạnh tranh và giá thành hợp lý; tìm kiếm nguồn tài chính bền vững cho các công nghệ mang tính rủi ro cao; xây dựng các cơ chế hỗ trợ cụ thể để thúc đẩy sự đổi mới các công nghệ giai đoạn đầu đồng thời khuyến khích triển khai của các công nghệ đã sẵn sàng để cân đối giữa việc cắt giảm khí nhà kính, tính khả dụng, tính cạnh tranh và đảm bảo an ninh năng lượng.

Tài liệu tham khảo:

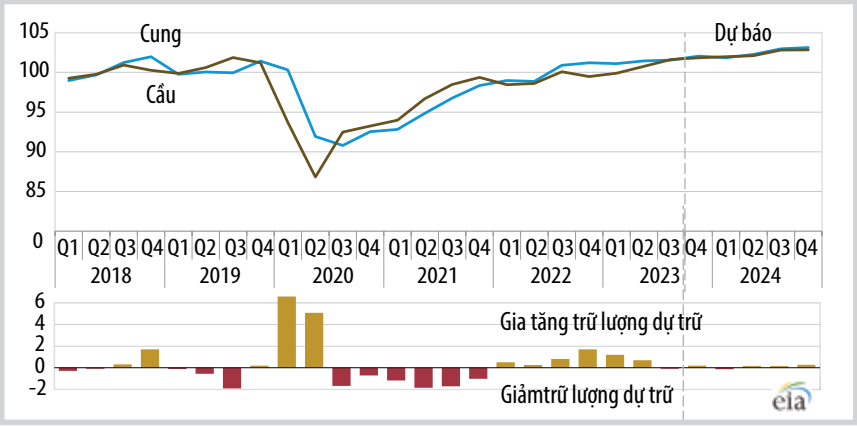
[1] Bernd Heid, Martin Linder, Sebastian Mayer, Mark Patel, and Anna Orthofer, *"Preview: What would it take to scale critical climate technologies?"*, McKinsey & Company, 12/2023.

THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

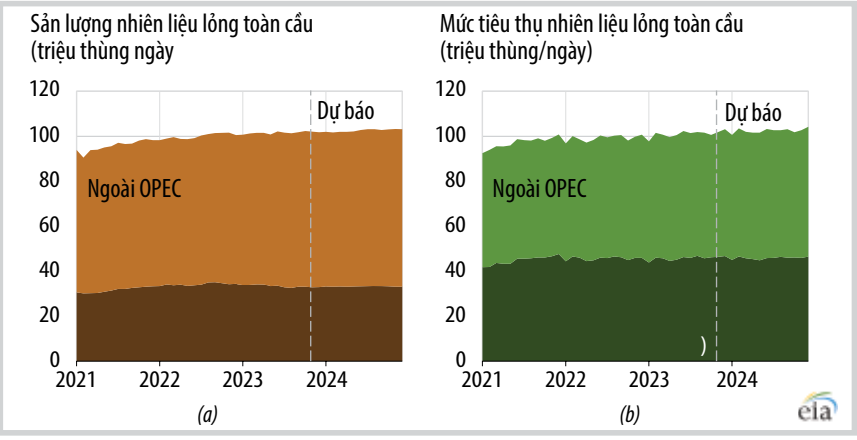
Nguồn cung dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu dự báo tăng 1,7 triệu thùng/ngày lên mức 101,8 triệu thùng/ngày vào năm 2023 nhờ sản lượng gia tăng từ Mỹ, Brazil và Guyana. Trong năm 2024, các nhà sản xuất ngoài OPEC+ sẽ tiếp tục dẫn đầu tăng trưởng sản lượng, dự kiến ở mức 1,6 triệu thùng/ngày, đẩy nguồn cung toàn cầu lên mức cao kỷ lục 103,4 triệu thùng/ngày. Sản lượng dầu thô toàn cầu được dự báo sẽ tăng thêm 1,9 triệu thùng/ngày vào năm 2023 và 1 triệu thùng/ngày vào năm 2024, đạt trung bình lần lượt là 82,6 triệu thùng/ngày và 83,6 triệu thùng/ngày [1].

Việc giảm nhẹ tạm thời các biện pháp trừng phạt của Mỹ đối với Venezuela vào cuối tháng 10/2023 theo IEA phân tích chỉ ảnh hưởng nhỏ đến nguồn cung, vì để tăng sản lượng của quốc gia này sẽ cần thời gian và vốn đầu tư. Trong khi đó, các quốc gia xuất khẩu dầu lớn như Saudi Arabia và Liên bang Nga đã xác nhận vào đầu tháng 11/2023 sẽ tiếp tục thực hiện các biện pháp tự nguyện cắt giảm sản lượng đến cuối năm nay.

Theo dự báo của Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), tiêu thụ dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu tăng 2,24 triệu thùng/ngày so với năm 2022 lên mức 101,04 triệu thùng/ngày trong năm 2023, sau đó tiếp tục tăng thêm 1,4 triệu thùng/ngày lên mức 102,44 triệu thùng/ngày vào năm 2024. Trong năm 2024, tiêu thụ dầu và nhiên liệu lỏng của các nước ngoài OECD dự báo tăng 1,34 triệu thùng/ngày (so với năm 2023) đạt 56,58 triệu thùng/ngày, trong khi các nước OECD có mức tăng trưởng không đáng kể so với năm 2023 và mức tiêu thụ dự báo đạt 45,86 triệu thùng/ngày (Hình 1 và 2) [2].



Hình 1. *Dự báo cung - cầu dầu toàn cầu năm 2024 [2].*



Hình 2. *Dự báo nguồn cung dầu từ OPEC và ngoài OPEC (a) và nhu cầu dầu của OECD và ngoài OECD (b) năm 2024 [2].*

Bảng 1. *Nguồn cung dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu trong giai đoạn 2020 - 2024 [2]. Đơn vị: Triệu thùng/ngày*

Khu vực	2020	2021	2022	2023	2024
OPEC	30,685	31,661	34,166	33,360	33,237
Bắc Mỹ	25,789	26,456	27,904	29,656	30,176
Canada	5,235	5,537	5,701	5,758	5,884
Mexico	1,934	1,924	1,903	2,112	2,072
Mỹ	18,620	18,995	20,301	21,786	22,221
Lục địa Á - Âu	13,296	13,610	13,731	13,589	13,625
Nga	10,496	10,777	10,974	10,733	10,723
Azerbaijan	0,700	0,717	0,673	0,625	0,621
Kazakhstan	1,859	1,864	1,829	1,956	2,006
Turkmenistan	0,240	0,253	0,255	0,275	0,275
Mỹ Latin	5,600	5,518	5,683	6,115	6,310
Argentina	0,656	0,702	0,788	0,827	0,881
Brazil	3,769	3,689	3,763	4,148	4,320
Colombia	0,808	0,764	0,776	0,804	0,787
Các nước Mỹ Latin khác	0,366	0,362	0,355	0,336	0,322
Ngoài OPEC	18,510	18,460	18,502	18,823	19,205
Toàn cầu	**93,879**	**95,704**	**99,986**	**101,542**	**102,553**

Nguồn cung dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu năm 2024 được dự báo chỉ tăng thêm 1,01 triệu thùng/ngày, lên mức 102,55 triệu thùng/ngày, thấp hơn so với mức tăng trưởng 1,55 triệu thùng/ngày của năm 2023 (Bảng 1). Tăng trưởng sản lượng từ các nhà sản xuất ngoài OPEC+ sẽ bù vào mức cắt giảm sản lượng liên tục của OPEC+ giúp thị trường dầu mỏ toàn cầu duy trì sự cân bằng ổn định trong năm 2024. Năm 2023, tăng trưởng nguồn cung dầu thô toàn cầu bị hạn chế do Saudi Arabia và một số nước khác trong OPEC+ tiếp tục cắt giảm sản lượng tự nguyện, nâng công suất sản xuất dầu thô dự phòng của OPEC từ 2,4 triệu thùng/ngày năm 2022 lên mức dự báo 4,3 triệu thùng/ngày năm 2024. Trong đó, Saudi Arabia và UAE chiếm phần lớn công suất này [2].

Mặc dù xung đột giữa Israel và Hamas chưa tác động trực tiếp đến nguồn cung dầu, song những yếu tố không chắc chắn xung quanh xung đột và các điều kiện nguồn cung dầu toàn cầu khác có thể gây ra áp lực tăng giá lên giá dầu thô trong thời gian tới. EIA dự báo giá dầu Brent sẽ tăng từ mức trung bình 90 USD/thùng trong Quý 4/2023 lên mức trung bình 93 USD/thùng năm 2024 [2].

Áp lực giá dầu tăng nhẹ trong những tháng tới phản ánh sự sụt giảm nhẹ trong tồn kho dầu toàn cầu trong nửa đầu năm 2024 do rủi ro gián đoạn nguồn cung vẫn ở mức cao. Các chính sách hiện tại của OPEC+ dự kiến sẽ hết hạn vào cuối năm 2024 và EIA giả định sản lượng của OPEC+ có thể thấp hơn nhiều so với mục tiêu khi nhóm này cố gắng hạn chế sự gia tăng tồn kho dầu toàn cầu. EIA ước tính sản lượng của OPEC+ sẽ giảm 340.000 thùng/ngày vào năm 2024 xuống còn 37,84 triệu thùng/ngày, sau mức giảm 1,39 triệu thùng/ngày vào năm 2023.

Ngân hàng Thế giới (World Bank) dự báo giá dầu trung bình đạt 90 USD/thùng trong Quý 4/2023 và có thể giảm xuống mức trung bình 81 USD/thùng vào năm 2024, song cũng cảnh báo rằng sự leo thang của cuộc xung đột mới nhất ở Trung Đông có thể khiến giá dầu tăng vọt. Trong Báo cáo Triển vọng thị trường hàng hóa mới nhất, Ngân hàng Thế giới lưu ý giá dầu chỉ tăng khoảng 6% kể từ khi bắt đầu xảy ra cuộc xung đột giữa Israel-Hamas.

Sử dụng mô phỏng từ mô hình kinh tế toàn cầu của Oxford Economics, Fitch Ratings đã đánh giá tác động của giá dầu cao hơn trong suốt giai đoạn 2024 - 2025 [4]. Kịch bản của Fitch Ratings giả định rằng, do hạn chế về nguồn cung, giá dầu trung bình là 120 USD/thùng vào năm 2024 và 100 USD/thùng vào năm 2025.

Theo dự báo của ISG thuộc Goldman Sachs, giá dầu có thể giao dịch trong khoảng 70 - 100 USD/thùng trong năm 2024 [5]. Dự báo này phản ánh tốc độ tăng trưởng nhu cầu dầu đang chậm lại do điều kiện tài chính thắt chặt hơn và tỷ lệ suy thoái của Mỹ vẫn tăng cao trong năm tới. ISG dự báo khả năng xảy ra suy thoái ở Mỹ là 30 - 40% trong 12 tháng tới. Đồng thời, Goldman Sachs cũng dự báo sản lượng ngoài OPEC sẽ tăng trưởng mạnh mẽ, OPEC sẽ khôi phục lại ít nhất một phần sản lượng đã giảm.

ISG nhận định trong ngắn hạn có thể xảy ra khả năng tăng và giảm giá mạnh, đặc biệt là trong bối cảnh những bất ổn

Bảng 2. *Trữ lượng dầu khí xác minh theo các khu vực trên toàn thế giới*

TT	Khu vực	Trữ lượng dầu xác minh (nghìn thùng)		Trữ lượng khí xác minh (tỷ ft^3)	
		2023	2024	2023	2024
1	Châu Á - Thái Bình Dương	44.578.352	45.941.295	569.972	563.268
2	Tây Âu	11.087.697	10.947.871	63.883	63.292
3	Đông Âu và Liên Xô cũ	119.951.000	119.953.600	2.348.861	2.348.874
4	Trung Đông	869.095.066	871.143.630	2.883.696	2.921.180
5	Châu Phi	119.099.112	119.050.112	623.675	619.900
6	Tây bán cầu	583.008.700	587.585.386	964.754	990.062
	Toàn cầu	1.746.819.927	1.754.621.894	7.454.841	7.506.576
	OPEC	1.241.819.000	1.243.523.000	2.621.743	2.652.823

kinh tế vĩ mô như hiện tại và rủi ro địa chính trị ngày càng gia tăng. Các cuộc đàm phán giữa các quốc gia OPEC+ về hạn ngạch sản lượng trong năm 2024 cho thấy nhiệm vụ khó khăn trước mắt là cân bằng thị trường và điều ncó thể tiếp tục dẫn đến sự biến động giá [5].

Chính sách và kỷ luật cắt giảm sản lượng của OPEC có thể là yếu tố chính hỗ trợ xu hướng giá trong năm 2024. ISG lưu ý rằng cuộc xung đột giữa Israel-Hamas có thể khiến giá dầu biến động. Nếu căng thẳng leo thang, giá dầu giao ngay có thể tăng mạnh đột ngột nhưng chỉ tăng giá nhất thời do lo ngại về sự gián đoạn, như đã trải qua khi bắt đầu cuộc xung đột Nga - Ukraine vào năm 2022.

Động lực của thị trường dầu mỏ toàn cầu đã thay đổi kể từ lệnh cấm vận dầu mỏ của Saudi Arabia những năm 1970. Đáng chú ý, cường độ sử dụng dầu của nền kinh tế toàn cầu - được đo bằng số thùng dầu cần thiết để tạo ra một đơn vị GDP - đã giảm 60% kể từ năm 1973, từ 1 thùng trên 1.000 USD GDP xuống còn 0,4 thùng. Trung Đông hiện nay chỉ chiếm 35% sản lượng dầu xuất khẩu toàn cầu, so với mức 55% vào năm 1980. Dự trữ xăng dầu của các quốc gia OECD có thể đáp ứng nhu cầu trong hơn 2 tháng và OPEC có công suất dự phòng có thể đạt hơn 4 triệu thùng/ngày [5].

Theo Oil and Gas Journal (OGJ) [6], tính đến cuối năm 2023, trữ lượng dầu khí xác minh trên toàn cầu đạt 1.754,6 tỷ thùng dầu và 7.506 nghìn tỷ ft^3 khí. Tổng trữ lượng dầu xác minh của OPEC không thay đổi nhiều so với con số đã công bố năm trước, ở mức 1.243 tỷ thùng và tổng trữ lượng khí đốt tự nhiên tăng nhẹ 1,1% lên 2.652 nghìn tỷ ft^3. Hiện OPEC chiếm khoảng 71% trữ lượng dầu và 35% trữ lượng khí đốt của thế giới.

Bên cạnh đó, OGJ cũng dự báo sản lượng dầu toàn cầu trong năm 2023 tăng 1,6% và đạt trung bình 95,3 triệu thùng/ngày so với mức trung bình ước tính của năm 2022 là 93,85 triệu thùng/ngày. Tổng sản lượng của OPEC ước tính giảm 600.000 thùng/ngày và đạt trung bình 33,56 triệu thùng/ngày trong năm 2023, trong khi nguồn cung ngoài OPEC tăng 4% đạt khoảng 2,1 triệu thùng/ngày [6].

Tài liệu tham khảo

[1] IEA, "Oil market report", 11/2023. [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/oil-market-report-november-2023.

[2] EIA, "Short-term energy outlook", 7/11/2023. [Online]. Available: https://www.eia.gov/outlooks/steo/.

[3] World Bank, "Commodity markets outlook", 2023. [Online]. Available: https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets.

[4] Fitch Ratings, "Oil price shock would hit 2024 growth and boost inflation", 10/11/2023. [Online]. Available: https://www.fitchratings.com/research/sovereigns/oil-price-shock-would-hit-2024-growth-boost-inflation-10-11-2023.

[5] Goldman Sachs, "Oil prices are forecast to trade between $70 and $100 a barrel in 2024, 29/11/2023. [Online]. Available: https://www.goldmansachs.com/intelligence/pages/oil-prices-are-forecast-to-trade-between-70-and-100-a-barrel-in-2024.html.

[6] Conglin Xu and Laura Bell-Hammer, "Global oil and natural gas reserves both increase", *Oil and Gas Journal,* 4/12/2023.