

Dầu Khí



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

ĐẶC SAN CỦA TẬP ĐOÀN CÔNG NGHIỆP - NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA VIỆT NAM

■ SỐ 5/2025

ISSN 3030-4075





TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

TS. Lê Xuân Huyền

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

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

BAN TRỊ SỰ

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

ThS. Nguyễn Trung Đạt

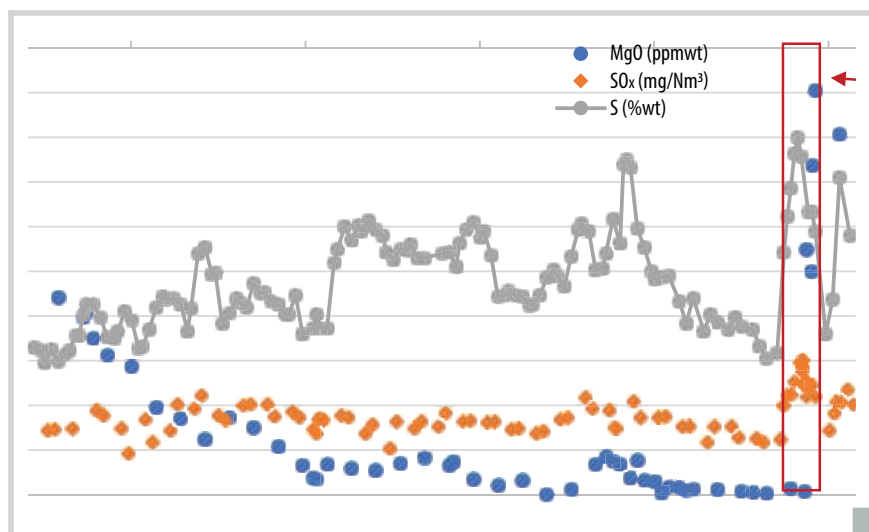
TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Viện Dầu khí Việt Nam

BAN TRỊ SỰ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Phố Trung Kính, Phường Yên Hòa, Thành phố Hà Nội

Tel: 024-37727108 | 0982288671 * Fax: 024-37844156 * Email: tcdk@pvn.vn



4



4. Nghiên cứu thử nghiệm chế biến dầu thô có hàm lượng lưu huỳnh cao tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

16. Ảnh hưởng của lignosulfonate đến thời gian đặc quánh và cường độ nén của xi măng giếng khoan

27. Khả năng ứng dụng năng lượng thủy triều cho giàn khai thác dầu khí và giàn DK1 ngoài khơi Việt Nam

39. Phát triển lưới điện siêu nhỏ (microgrid) không phát thải tại các đảo tiền tiêu của Việt Nam: Nghiên cứu điển hình tại đảo Phú Quý

54. Tiềm năng sử dụng CO₂ tại Việt Nam: Hướng đi mới cho phát triển bền vững và kinh tế tuần hoàn

66. Giảm phát thải khí methane trong ngành công nghiệp năng lượng

74. Nghiên cứu chế tạo lớp phủ thông minh, thân thiện với môi trường chống ăn mòn cho các thiết bị, công trình dầu khí

LỜI GIỚI THIỆU

Trong Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025 của Bộ Chính trị về bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045, Việt Nam đặt mục tiêu phát triển đồng bộ, hợp lý và đa dạng hóa các loại hình năng lượng; ưu tiên khai thác, sử dụng triệt để và hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo, năng lượng mới, năng lượng sạch... Đến năm 2030, tỷ lệ năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp khoảng 25 - 30%, giảm phát thải khí nhà kính từ hoạt động năng lượng so với kịch bản phát triển bình thường khoảng 15 - 35%...

Trong số này, Đặc san Dầu khí - Khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo giới thiệu nghiên cứu đánh giá khả năng ứng dụng turbine thủy triều cho các giàn khai thác dầu khí và giàn DK1 ngoài khơi Việt Nam, cho thấy biên độ thủy triều 1,5 - 4 m, là điều kiện thuận lợi để phát triển turbine thủy triều công suất 0,5 - 1,5 MW/đơn vị, có thể giảm hàng chục nghìn tấn nhiên liệu/năm. Nghiên cứu điển hình phát triển lưới điện siêu nhỏ (microgrid) tại đảo Phú Quý cho thấy LCOE có thể đạt 0,088 USD/kWh, thấp hơn đáng kể so với giá điện trên đảo hiện nay, mở ra hướng đi mới cho việc cung cấp năng lượng sạch tại các đảo tiền tiêu.

Đặc san Dầu khí - Khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo phân tích tiềm năng ứng dụng CO₂ từ góc độ quy mô thị trường, công nghệ đến phát triển chuỗi giá trị, trên cơ sở đó đề xuất các giải pháp nhằm phát triển công nghệ thu giữ và sử dụng carbon (CCU), tận dụng nguồn CO₂ công nghiệp như tài nguyên mới trong chuyển đổi xanh và giảm phát thải dài hạn. Các giải pháp giảm phát thải khí methane trong ngành công nghiệp năng lượng và kinh nghiệm từ các tập đoàn năng lượng lớn (như BP, ExxonMobil, Chevron, Shell, ConocoPhillip, Eni), đưa ra các khuyến nghị về xây dựng khung pháp lý, hệ thống kiểm kê phát thải theo chuẩn quốc tế.

Cũng trong số này, Đặc san Dầu khí - Khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo giới thiệu nghiên cứu thử nghiệm chế biến dầu thô có hàm lượng lưu huỳnh cao tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, tập trung vào các giải pháp cải tiến công nghệ như bổ sung phụ gia DeSO_x vào xúc tác của phân xưởng RFCC và chuyển đổi amine từ DEA thành MDEA tại Phân xưởng ARU, giúp cải thiện hiệu quả xử lý lưu huỳnh trong các dòng khí công nghệ, giúp tăng công suất Phân xưởng SRU2 lên 113%. Lớp phủ thông minh được nghiên cứu chế tạo dựa trên ống nano halloysite (HNTs) chứa chất ức chế ăn mòn Na₂MoO₄ và vỏ là vi nang UFMCs với lõi chứa dầu hạt lanh (LO), chống ăn mòn hiệu quả so với lớp phủ epoxy thông thường. Nghiên cứu ảnh hưởng của lignosulfonate đến xi măng giếng khoan giúp kéo dài thời gian đặc quánh lên 6 giờ 8 phút, hướng tới mục tiêu phát triển vật liệu xanh trong ngành công nghiệp năng lượng...

Ban Biên tập hy vọng từ góc nhìn của các chuyên gia, nhà khoa học cùng các giải pháp về công nghệ sẽ góp phần bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia; cung cấp năng lượng đầy đủ, ổn định, chất lượng cao, giảm phát thải cho phát triển kinh tế - xã hội, bảo đảm quốc phòng, an ninh, nâng cao đời sống người dân, bảo vệ môi trường sinh thái.

TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

Phó Tổng giám đốc

Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam

TS. Lê Xuân Huyền

NGHIÊN CỨU THỬ NGHIỆM CHẾ BIẾN DẦU THÔ CÓ HÀM LƯỢNG LƯU HUỖNH CAO TẠI NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT

Bùi Ngọc Dương, Mai Tuấn Đạt, Trần Hải Ninh, Lê Quốc Việt, Mai Việt Thắng, Trương Văn Tuyến, Nguyễn Thị Thanh Yên

Công ty cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR)

Email: yenntt@bsr.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.05-01>

Tóm tắt

Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu thử nghiệm chế biến dầu Murban tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Nghiên cứu được thực hiện nhằm đánh giá sự ảnh hưởng của hàm lượng lưu huỳnh trong nguồn dầu thô đầu vào đối với các sản phẩm lọc dầu, hiệu quả sử dụng phụ gia DeSO_x tại phân xưởng cracking xúc tác (RFCC) và hiệu quả vận hành của các phân xưởng xử lý lưu huỳnh như ARU (amine regeneration unit) và SRU2 (sulfur recovery unit) sau cải tiến. Số liệu thực nghiệm thu được là cơ sở để nhà máy tiếp tục tối ưu hóa phối trộn nguồn nguyên liệu, kiểm soát chất lượng sản phẩm cũng như khí thải nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế - kỹ thuật và giảm thiểu tác động môi trường khi hướng tới chế biến các loại dầu thô có hàm lượng lưu huỳnh cao.

Từ khóa: Dầu thô có hàm lượng lưu huỳnh cao, dầu Murban, tối ưu hóa, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

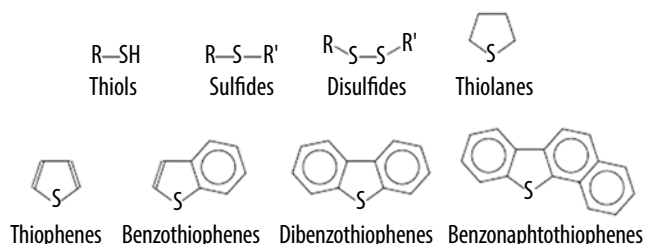
1. Giới thiệu

Dầu thô là một hỗn hợp phức tạp chủ yếu gồm các hợp chất hydrocarbon có cấu trúc và khối lượng phân tử khác nhau, cùng với sự hiện diện của các nguyên tố như lưu huỳnh, nitơ, oxy và một lượng nhỏ kim loại. Đây là nguồn nguyên liệu quan trọng trong ngành công nghiệp năng lượng, đóng vai trò thiết yếu trong sản xuất các loại nhiên liệu phục vụ nhu cầu sinh hoạt của con người, bao gồm xăng, dầu diesel, dầu hỏa và khí hóa lỏng (LPG). Bên cạnh đó, dầu thô còn là nguyên liệu đầu vào cho ngành hóa dầu, góp phần vào sản xuất nhựa, sợi tổng hợp và các hóa chất công nghiệp khác.

Lưu huỳnh là một trong những chất gây ô nhiễm chính trong dầu thô, làm gia tăng độ phức tạp của quá trình tinh chế. Hàm lượng lưu huỳnh trong dầu thô có thể dao động từ 0,1 - 8% khối lượng, với hầu hết các hợp chất lưu huỳnh tồn tại dưới dạng phân tử hữu cơ như sulfide, disulfide, mercaptan (thiol), thiolane, thiophene và các hợp chất có cấu trúc phức tạp hơn như benzothiophene, dibenzothiophene, benzonapthothiophene (Hình 1) [1, 2]. Dầu thô có hàm lượng lưu huỳnh cao thường khó xử lý hơn do lưu huỳnh gây tác động tiêu cực đến các thiết

bị, xúc tác và chất lượng sản phẩm trong quá trình lọc dầu. Khi nhiên liệu chứa nhiều lưu huỳnh được đốt cháy sẽ tạo ra khí SO_2 , góp phần gây ô nhiễm môi trường và ảnh hưởng đến sức khỏe con người. Vì vậy, việc xác định và kiểm soát hàm lượng lưu huỳnh trong dầu thô và các phân đoạn của nó là cần thiết để đảm bảo chất lượng sản phẩm, duy trì an toàn công nghệ của nhà máy và giảm tác động tiêu cực đến môi trường [3].

Theo thiết kế, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có thể chế biến dầu thô Bạch Hổ hoặc hỗn hợp bao gồm 85% dầu Bạch Hổ và 15% dầu thô Dubai. Tuy nhiên, trữ lượng dầu Bạch Hổ đang suy giảm nhanh, dẫn đến lượng dầu thô Bạch Hổ không đáp ứng đủ nhu cầu nguyên liệu cho nhà máy vận hành tại 100% công suất thiết kế. Vì vậy, Công ty cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã nghiên cứu bổ sung vào giỏ dầu thô các loại dầu khác có tính chất tương đương từ các nguồn trong nước hoặc nhập khẩu. Phần lớn các loại dầu thô nhập khẩu có tính chất phù hợp để chế



Hình 1. Cấu trúc phân tử các hợp chất lưu huỳnh trong dầu thô.



Ngày nhận bài: 9/7/2025.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 10 - 31/7/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 31/7/2025.

biến tại nhà máy đều có hàm lượng lưu huỳnh cao hơn nhiều so với dầu thô khai thác nội địa, nên việc tăng tỷ lệ các loại dầu thô này sẽ làm tăng hàm lượng lưu huỳnh trong hỗn hợp nguyên liệu đầu vào sau khi phối trộn. Nhằm nâng cao khả năng xử lý lưu huỳnh trong hỗn hợp dầu thô đầu vào của nhà máy, hướng tới chế biến đa dạng các loại dầu thô nhập khẩu, BSR đã thực hiện một số giải pháp cải tiến công nghệ như: (i) sử dụng phụ gia DeSO_x tại phân xưởng cracking xúc tác nhằm giới hạn lượng SO_x phát thải từ thiết bị tái sinh không vượt quá ngưỡng cho phép thải ra môi trường ($\leq 520 \text{ mg/Nm}^3$); (ii) nâng công suất xử lý của phân xưởng SRU2 lên hơn 100% công suất thiết kế để tăng khả năng thu hồi lưu huỳnh có trong dòng khí chưa nạp liệu bằng cách chuyển đổi amine tại phân xưởng tái sinh amine ARU từ loại DEA (diethanolamine) sang MDEA (methyldiethanolamine) nhằm hấp thụ chọn lọc H_2S , giảm hàm lượng khí CO_2 trong dòng khí chưa đầu vào SRU2, hỗ trợ tăng công suất phân xưởng này.

Tháng 12/2024, BSR đã tiến hành chế biến thử nghiệm dầu Murban với tỷ lệ lên đến 12% thể tích. Nghiên cứu này nhằm đánh giá ảnh hưởng của hàm lượng lưu huỳnh trong nguồn nguyên liệu đến chất lượng các sản phẩm thu được và khả năng xử lý lưu huỳnh của các phân xưởng công nghệ sau khi cải tiến. Trong trường hợp thử

nghiệm thành công dầu Murban ở 12% thể tích, nhà máy có thể xem xét tiếp tục nâng tỷ lệ chế biến dầu Murban để nghiên cứu hiệu quả vận hành của hệ thống công nghệ.

2. Đối tượng và phương pháp nghiên cứu

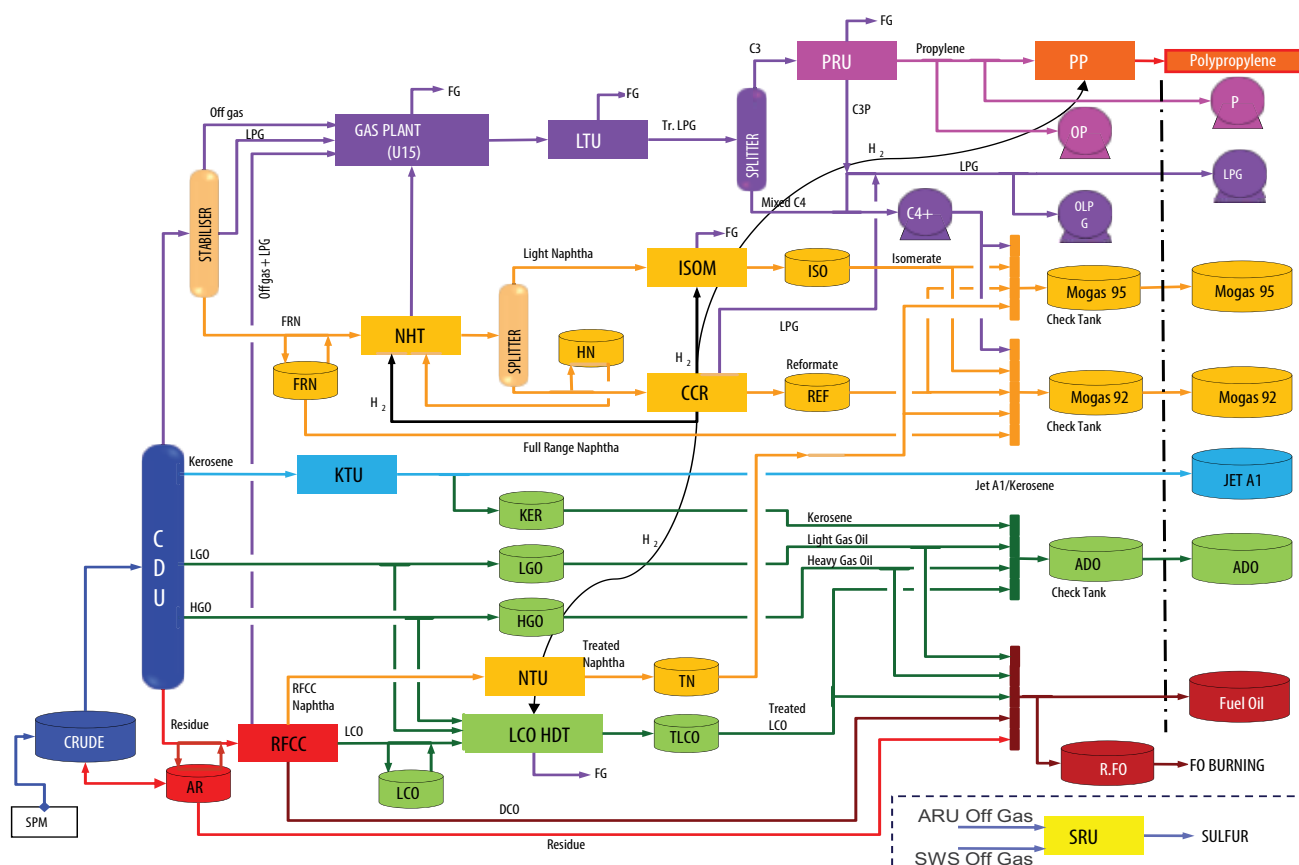
2.1. Đối tượng nghiên cứu

BSR đã lựa chọn dầu thô Murban có hàm lượng lưu huỳnh cao làm đối tượng nghiên cứu chính, kết hợp phối trộn với các loại dầu ngọt khai thác trong nước như Bạch Hổ, Heavy Bạch Hổ, Sư Tử Đen, Rạng Đông, Tê Giác Trắng, Hải Thạch, Chim Sáo... để chế biến thử nghiệm tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

2.2. Phương pháp nghiên cứu

- Phương pháp thực nghiệm: Thử nghiệm chế biến hỗn hợp có chứa dầu Murban với tỷ lệ phối trộn từ 0 - 12% thể tích trên hệ thống công nghệ của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Cấu hình công nghệ của nhà máy được mô tả trong Hình 2.

- Phương pháp phân tích thí nghiệm: Phân tích các chỉ tiêu chất lượng sản phẩm (LPG, xăng, diesel, dầu đốt...) và khí thải trong quá trình thử nghiệm theo các tiêu chuẩn như ASTM D4294 (hàm lượng lưu huỳnh tổng), trị



Hình 2. Cấu hình công nghệ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

số acid (ASTM D664), ASTM D3227 (hàm lượng lưu huỳnh mercaptan), ASTM D5504 (hàm lượng H₂S), ASTM D6522 (hàm lượng CO, NO_x, SO_x trong khí thải của phân xưởng RFCC)...

- Phương pháp thống kê, so sánh: Thu thập các số liệu nhằm đánh giá chất lượng nguồn nguyên liệu, sản phẩm, hiệu quả xử lý lưu huỳnh và tình trạng vận hành của các phân xưởng.

3. Nghiên cứu ảnh hưởng của tỷ lệ dầu Murban trong hỗn hợp chế biến đến tính chất sản phẩm

3.1. Tính chất dầu thô nghiên cứu

Nhằm nghiên cứu ảnh hưởng của tỷ lệ dầu Murban trong hỗn hợp dầu thô chế biến đến tính chất các dòng sản phẩm, nhóm tác giả đã chuẩn bị nguyên liệu đầu vào từ các loại dầu ngọt như Bạch Hổ, Sư Tử Đen, Rạng Đông, Tê Giác Trắng, Hải Thạch... pha trộn với dầu Murban có hàm lượng lưu huỳnh cao. Một số đặc tính cơ bản của các loại dầu thô được mô tả trong Bảng 1. Các loại dầu khai thác tại Việt Nam hầu hết có chất lượng cao, chứa hàm lượng lưu huỳnh rất thấp (< 0,1% khối lượng), thuộc nhóm

dầu paraffinic. Trong khi dầu thô thử nghiệm Murban là loại nhập khẩu, được khai thác chủ yếu từ các mỏ dầu ngoài khơi Abu Dhabi (UAE). Dầu này có khối lượng riêng ở 15°C là 0,8246 g/cm³ và hàm lượng lưu huỳnh 0,769% khối lượng, nằm trong nhóm dầu thô nhẹ, chua, thuộc loại dầu thô trung gian (thành phần chủ yếu chứa hỗn hợp hydrocarbon paraffinic và naphthenic). So với dầu thô Bạch Hổ, dầu Murban chứa ít các kim loại Na, Ca, có hàm lượng V cao.

Quy định kỹ thuật đối với hàm lượng lưu huỳnh của dầu thô đầu vào Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tối đa 0,14% khối lượng, do vậy dầu Murban được tính toán phối trộn với các loại dầu thô khác theo tỷ lệ tăng từ 0 - 12% thể tích để điều chỉnh hàm lượng lưu huỳnh tổng của nguyên liệu nằm trong mức cho phép (Bảng 2) [4].

Tính chất hỗn hợp dầu thô chế biến được trình bày trong Bảng 3. Theo Hình 3, các đặc tính hóa lý của các mẫu dầu thô thay đổi theo thành phần hỗn hợp chế biến: hàm lượng lưu huỳnh và kim loại V trong các mẫu có xu hướng tăng dần theo tỷ lệ dầu Murban, trong khi khối lượng riêng dao động phụ thuộc vào tỷ lệ phân bố của các loại

Bảng 1. Tính chất các loại dầu thô chế biến

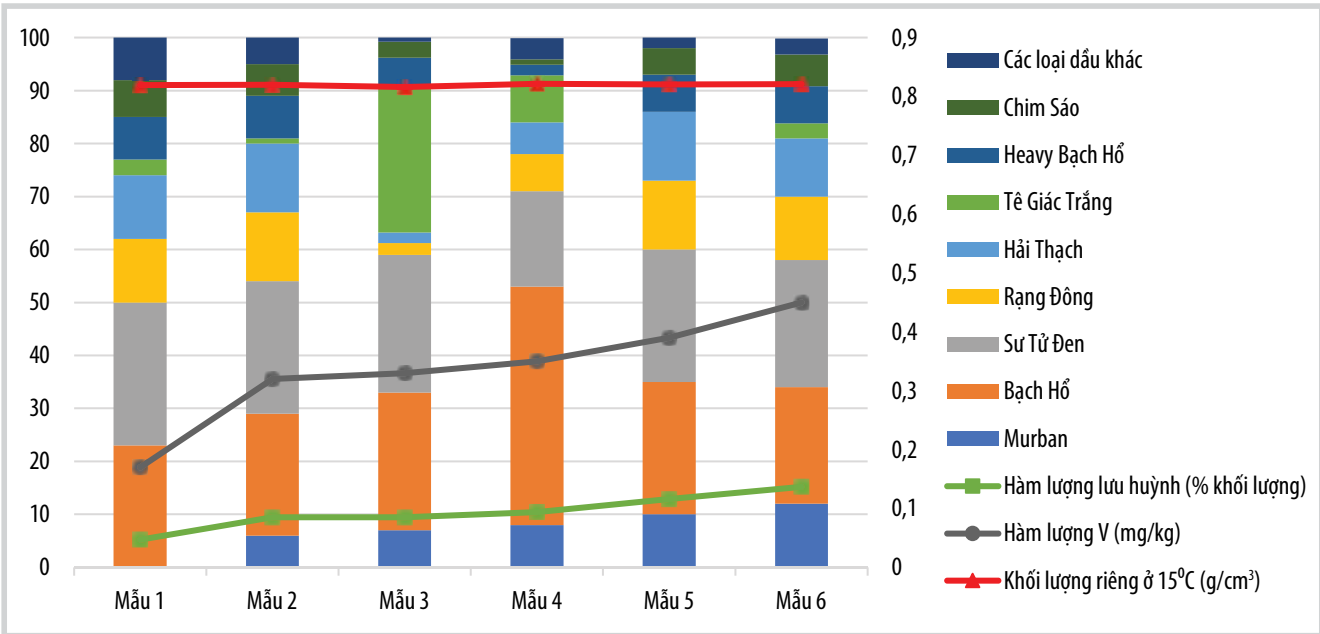
TT	Chỉ tiêu chất lượng	Murban	Bạch Hổ	Sư Tử Đen	Rạng Đông	Hải Thạch	Tê Giác Trắng	Heavy Bạch Hổ	Chim Sáo
1	Khối lượng riêng ở 15°C (g/cm ³)	0,8246	0,8247	0,7967	0,8225	0,8248	0,8221	0,8487	0,8147
2	Hàm lượng lưu huỳnh (% khối lượng)	0,769	0,041	0,026	0,046	0,0363	0,0468	0,0756	0,0302
3	Trị số acid (mgKOH/g)	0,012	0,037	0,017	0,058	0,052	0,054	0,078	0,034
4	Cặn carbon (% khối lượng)	1,41	1,25	1,35	1,54	0,03	1,54	2,93	1,2
5	Hàm lượng các kim loại (mg/kg)								
	Fe	0,949	2,43	1,31	1,64	0,094	1,22	2,7	6,22
	Ni	1,92	3,99	1,99	3,54	0,044	4,4	7,75	1,84
	V	2,81	0,174	0,11	0,122	0	0,129	0,447	0
	Ca	0,852	5,73	0,6	1,72	0,131	0,588	5,26	0,731
	Na	2,18	17,3	1,95	5,18	0,576	1,12	5,09	1,64
6	Điểm đông đặc (°C)	-9	36	27	24	18	27	36	36
7	UOP K	12,18	12,64	12,63	12,52	11,85	12,51	12,44	12,68

Bảng 2. Thành phần hỗn hợp dầu thô chế biến thử nghiệm

TT	Tên dầu thô	Thành phần hỗn hợp dầu thô (% thể tích)					
		Mẫu 1	Mẫu 2	Mẫu 3	Mẫu 4	Mẫu 5	Mẫu 6
1	Murban	0	6	7	8	10	12
2	Bạch Hổ	23	23	26	45	25	22
3	Sư Tử Đen	27	25	26	18	25	24
4	Rạng Đông	12	13	2	7	13	12
5	Hải Thạch	12	13	2	6	13	11
6	Tê Giác Trắng	3	1	28	9	0	3
7	Heavy Bạch Hổ	8	8	5	2	7	7
8	Chim Sáo	7	6	3	1	5	6
9	Các loại dầu khác	8	5	1	4	2	3

Bảng 3. Tính chất hỗn hợp dầu thô chế biến

TT	Chỉ tiêu chất lượng	Quy định kỹ thuật/Giá trị tiêu biểu	Giá trị thực tế					
			Mẫu 1	Mẫu 2	Mẫu 3	Mẫu 4	Mẫu 5	Mẫu 6
1	Tỷ lệ dầu thô Murban trong hỗn hợp chế biến (% thể tích)	-	0	6	7	8	10	12
2	Khối lượng riêng ở 15°C (g/cm ³)	0,810 - 0,845	0,8191	0,8196	0,8159	0,8217	0,8205	0,8208
3	Hàm lượng lưu huỳnh (% khối lượng)	≤ 0,14	0,047	0,085	0,085	0,094	0,116	0,137
4	Trị số acid (mgKOH/g)	≤ 0,3	0,08	0,08	-	-	-	0,07
5	Hàm lượng chloride hữu cơ (mg/kg)	≤ 0,15	0,08	0,09	-	0,06	-	0,06
6	Hàm lượng muối (mg/kg)	≤ 350	27,3	23,4	33,4	39,5	30,7	22,9
7	Cặn carbon (% khối lượng)	≤ 1,8	-	1,36	-	1,28	1,35	1,39
8	Hàm lượng Ca (mg/kg)	≤ 5	4,49	3,44	3,9	4,5	4,37	4,37
9	Hàm lượng Fe (mg/kg)	≤ 5	4,53	4,58	5,29	5,52	5,28	5,33
10	Hàm lượng Ni (mg/kg)	-	3,12	3,12	3,2	3,7	2,96	3,21
11	Hàm lượng V (mg/kg)	-	0,17	0,32	0,33	0,35	0,39	0,45



Hình 3. Sự thay đổi tính chất của hỗn hợp nguyên liệu dầu vào theo thành phần dầu thô.

dầu ngọt khác. Nhìn chung, tính chất các mẫu dầu thử nghiệm đều đáp ứng quy định kỹ thuật cho dầu thô đầu vào phân xưởng chưng cất dầu thô (CDU).

3.2. Tính chất các sản phẩm của phân xưởng CDU

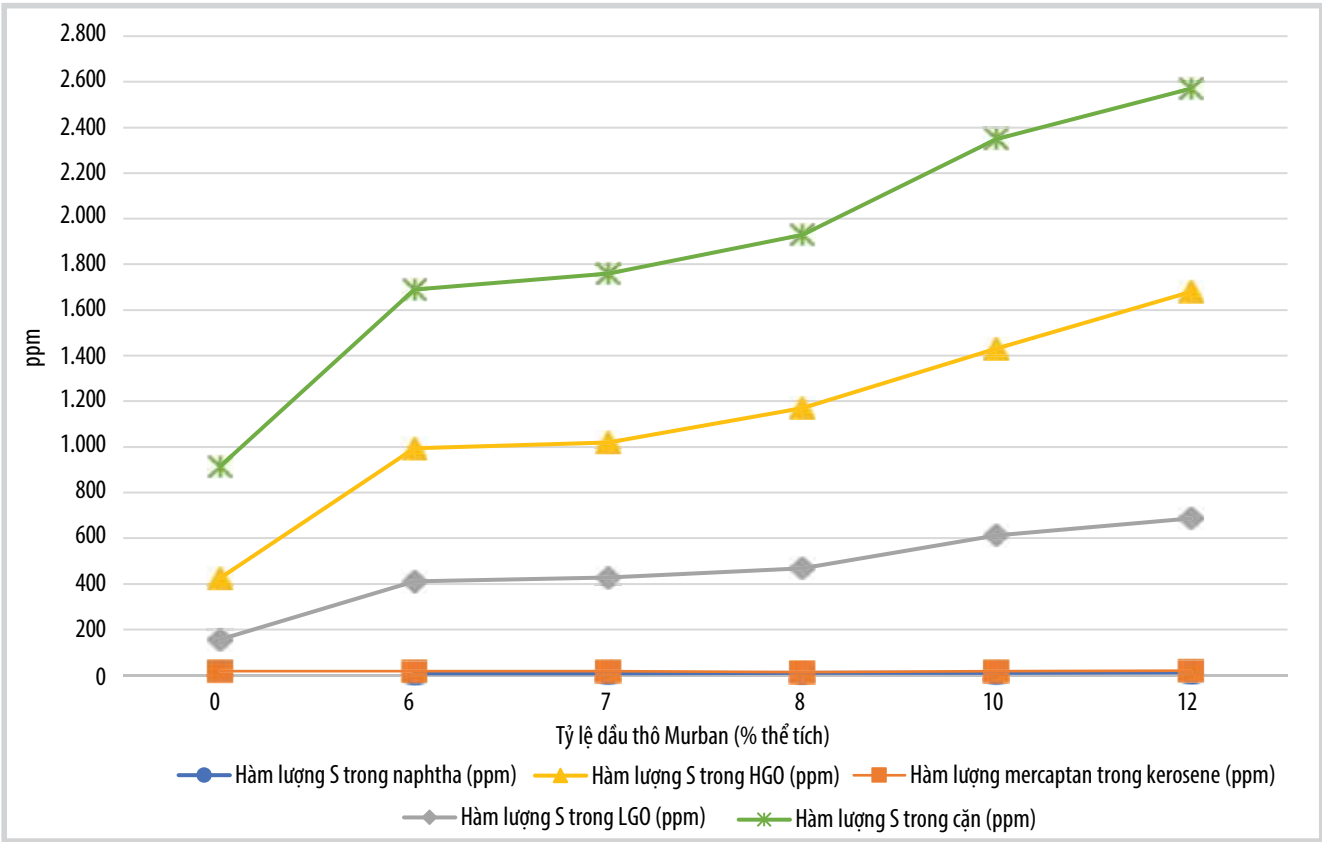
Dầu thô sau khi tách muối và nước được gia nhiệt đến nhiệt độ cần thiết và đi vào phân xưởng CDU. Tại đây, dầu thô được phân tách thành các phân đoạn như: khí, naphtha, kerosene, gasoil nhẹ (LGO), gasoil nặng (HGO) và cặn chưng cất. Tính chất hóa lý các sản phẩm được thể hiện trong Bảng 4.

Kết quả Bảng 4 cho thấy khi tăng tỷ lệ dầu thô Murban từ 0 - 12% thể tích, hầu hết tính chất của các dòng sản phẩm từ phân xưởng CDU dao động trong phạm vi các giá

trị tiêu biểu, ngoại trừ chỉ tiêu thành phần cất của naphtha và hàm lượng lưu huỳnh của các phân đoạn. Chênh lệch giá trị thành phần cất 95% thể tích của naphtha so với giá trị tiêu biểu không đáng kể nên không gây ảnh hưởng đến chất lượng sản phẩm cuối cùng (do naphtha tiếp tục được xử lý ở các phân xưởng khâu sau như NHT, ISOM, CCR). Riêng đối với hàm lượng lưu huỳnh, chỉ tiêu này có sự thay đổi rõ nhất. Hình 4 thể hiện sự thay đổi hàm lượng lưu huỳnh của các phân đoạn chưng cất theo tỷ lệ dầu Murban trong hỗn hợp chế biến. Hàm lượng lưu huỳnh trong naphtha và hàm lượng mercaptan trong kerosene có xu hướng tăng nhẹ, tuy nhiên các giá trị này vẫn nằm ở mức khá thấp so với quy định tối đa 100 ppm đối với hàm lượng lưu huỳnh trong naphtha và 30 ppm đối với

Bảng 4. Tính chất các sản phẩm của phân xưởng CDU

TT	Tên sản phẩm	Chỉ tiêu chất lượng	Quy định kỹ thuật/Giá trị tiêu biểu [4]	Giá trị thực tế					
				Mẫu 1	Mẫu 2	Mẫu 3	Mẫu 4	Mẫu 5	Mẫu 6
1	LPG	Hàm lượng C5+ (% mol)	≤ 2,75	1,74	1,36	1,11	0,75	0,59	2,18
2	Naphtha	Khối lượng riêng ở 15°C (kg/m³)	710 - 740	718,7	725,5	716,7	721,8	724,3	724,3
		Thành phần cất 95% thể tích (°C)	135 - 170	134,2	135,4	133,8	134,6	134,3	133,5
		Hàm lượng lưu huỳnh (ppmw)	≤ 100	-	6,7	7,9	9,2	9,6	11
		Hàm lượng C ₄ (% khối lượng)	≤ 1,5	1,01	1,28	1,25	1,14	1,4	0,77
3	Kerosene	Khối lượng riêng ở 15°C (kg/m³)	775 - 820	778	783,8	777,2	781,1	784,4	784,6
		Điểm chớp cháy (°C)	≥ 38	39	40	38,5	40	41	41
		Điểm băng (°C)	≤ -47	-59,2	-59,4	-60,6	-59,6	-59,5	-59,9
		Điểm khói (°C)	≥ 18	29	26,2	28,2	26,8	26	26,1
		Hàm lượng mercaptan (ppm)	≤ 30	16,3	16,3	17,8	13,4	17,6	18,5
		Hàm lượng nước (ppm)	≤ 120	84	93	90	-	-	90
4	LGO	Khối lượng riêng ở 15°C (kg/m³)	805 - 835	810,5	818,4	811,1	816,4	818,7	818,9
		Thành phần cất 90% thể tích (°C)	≤ 360	297,9	300,5	298,8	292,1	300,6	300,3
		Điểm đông đặc (°C)	≤ -10	-12	-12	-12	-12	-9	-14
		Hàm lượng lưu huỳnh (ppmw)	≤ 200	156	410	427	469	613	687
5	HGO	Khối lượng riêng ở 15°C (kg/m³)	825 - 855	835,4	839,3	837,7	839,7	841,7	841,8
		Thành phần cất 90% thể tích (°C)	320 - 400	381,1	377,6	389,8	388,1	389,2	382,6
		Điểm đông đặc (°C)	≤ 30	21	27	27	27	27	24
		Hàm lượng lưu huỳnh (ppmw)	≤ 700	425	993	1.020	1.170	1.430	1.680
6	Cặn chưng cất	Khối lượng riêng ở 15°C (kg/m³)	850 - 950	885	887,3	887,6	888,9	889,6	889,6
		Hàm lượng lưu huỳnh (ppmw)	700 - 1.800	915	1.690	1.760	1.930	2.350	2.570
		Cặn carbon (% khối lượng)	≤ 3,55	3,39	3,42	3,4	3,1	3,41	3,38



Hình 4. Sự thay đổi của hàm lượng lưu huỳnh và mercaptan trong các phân đoạn chưng cất theo tỷ lệ dầu thô Murban.

hàm lượng mercaptan trong kerosene. Ngược lại, hàm lượng lưu huỳnh đặc biệt tăng cao ở các phân đoạn nặng hơn như LGO, HGO và cặn chưng cất, cao hơn ngưỡng giá trị tiêu biểu, lần lượt là ≤ 200 , ≤ 700 và $700 - 1.800$ ppm. Kết quả này cho thấy, sự phân bố các hợp chất lưu huỳnh trong dầu Murban chủ yếu tập trung tại các phân đoạn nặng, có khoảng nhiệt độ sôi cao.

Như vậy, việc bổ sung dầu thô Murban vào hỗn hợp nguyên liệu đầu vào của nhà máy có ảnh hưởng khác nhau đến tính chất của các sản phẩm:

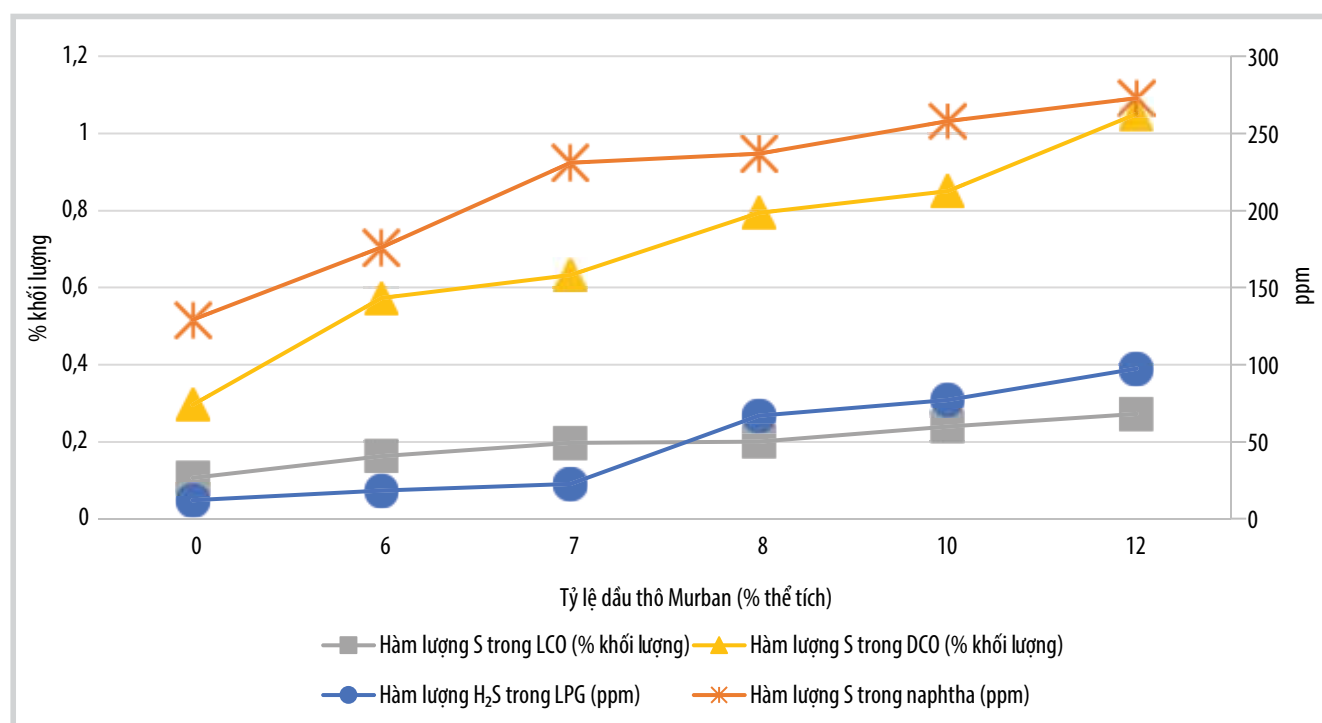
- Đối với nhiên liệu xăng RON 92/95 và nhiên liệu máy bay phản lực Jet A-1: Hàm lượng lưu huỳnh và mercaptan dao động trong phạm vi không đáng kể và có giá trị thấp hơn so với định mức quy định nên không gây ảnh hưởng đến chất lượng của xăng thành phẩm.

- Đối với dầu diesel DO 0,05S: Dầu diesel được pha trộn từ 4 cấu tử chính là kerosene (10 - 14% thể tích), LGO (40 - 50% thể tích), HGO (15 - 20% thể tích) từ phân xưởng CDU và T-LCO (20 - 30% thể tích) từ phân xưởng LCO-HDT, với giới hạn hàm lượng lưu huỳnh không cao hơn 500 ppm. Tuy nhiên, khi chế biến thử nghiệm từ 6% thể tích dầu Murban trở lên, nồng độ lưu huỳnh trong các phân đoạn LGO và HGO tăng cao hơn mức bình thường, trong khi cấu hình công nghệ nhà máy không có phân xưởng hydrotreating dành cho các cấu tử gasoil. Vì vậy, có thể dẫn đến nguy cơ sản phẩm dầu DO 0,05S không đạt chất lượng để xuất bán.

3.3. Tính chất của các sản phẩm phân xưởng RFCC

- Tính chất các sản phẩm chính:

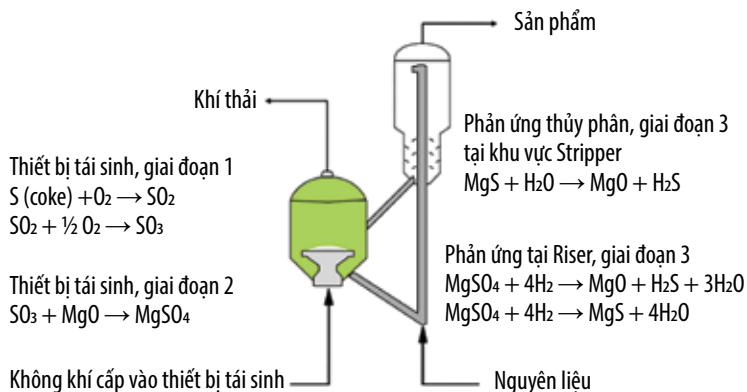
Phần cặn chưng cất từ phân xưởng CDU được chuyển về phân xưởng RFCC để tiếp tục chuyển hóa thành các sản phẩm nhẹ có giá trị kinh tế cao hơn. Tính chất hóa lý của các sản phẩm từ phân xưởng RFCC được trình bày trong Bảng 5. Hình 5 thể hiện sự thay đổi của hàm lượng lưu huỳnh trong các sản phẩm của phân xưởng RFCC, bao gồm LPG, naphtha, LCO và DCO. Đối với sản phẩm LPG, khi tỷ lệ dầu Murban vượt quá 7% thể tích, nồng độ H_2S trong LPG lớn hơn 24 ppm, vượt ngưỡng yêu cầu. Do đó, LPG tiếp tục được xử lý tại phân xưởng xử lý LPG (LTU - LPG treating unit) để điều chỉnh hàm lượng H_2S phù hợp với tiêu chuẩn của sản phẩm thương mại. Đối với các phân đoạn naphtha và LCO, khi tăng tỷ lệ chế biến của dầu Murban, hàm lượng lưu huỳnh trong các phân đoạn này cũng tăng theo, nhưng vẫn nằm ở mức thấp hơn so với quy định. Riêng đối với phân đoạn DCO thường được sử dụng làm nhiên liệu đốt lò, hàm lượng lưu huỳnh tăng cao nhất, gấp 2 - 3,5 lần so với chế biến 100% hỗn hợp dầu ngọt. Theo yêu cầu kỹ thuật, hàm lượng lưu huỳnh trong dầu đốt không lớn hơn 0,6% khối lượng. Như vậy, khi tỷ lệ dầu thô Murban chế biến từ 7% thể tích trở lên, chất lượng phân đoạn DCO sẽ không đạt yêu cầu để xuất bán. Nhà máy sử dụng DCO cho nhu cầu năng lượng nội bộ với khối lượng hạn chế trong khoảng 12 - 14 m³/giờ khi nồng



Hình 5. Sự thay đổi hàm lượng lưu huỳnh và H_2S trong các sản phẩm chính của phân xưởng RFCC.

Bảng 5. Tính chất các sản phẩm phân xưởng RFCC

TT	Tên sản phẩm	Chỉ tiêu chất lượng	Quy định kỹ thuật/Giá trị tiêu biểu [5]	Giá trị thực tế					
				Mẫu 1	Mẫu 2	Mẫu 3	Mẫu 4	Mẫu 5	Mẫu 6
1	LPG	Hàm lượng H ₂ S (ppm)	≤ 24	12,15	18,21	22,62	66,81	77,19	97,41
2	Naphtha	Khối lượng riêng ở 15°C (kg/m ³)	820 - 840	830,8	832,9	832,2	834,3	833,1	832,9
		Thành phần cất 5% thể tích (°C)	170 - 190	179,2	177,8	179,1	178,9	176,8	179,2
		Thành phần cất 95% thể tích (°C)	195 - 215	197,7	201	203	201,7	201,3	203,1
		Hàm lượng lưu huỳnh (ppm)	90 - 550	129	176	231	237	258	273
3	LCO	Khối lượng riêng ở 15°C (kg/m ³)	880 - 905	886	885,3	885,8	887,6	888,2	888,6
		Điểm chớp cháy (°C)	≥ 65	87	85	86	85	86	88
		Thành phần cất 95% thể tích (°C)	≤ 360	-	297,1	303,4	305	305,5	310,9
		Hàm lượng lưu huỳnh (% khối lượng)	≤ 0,619	0,107	0,163	0,197	0,201	0,24	0,272
4	DCO	Khối lượng riêng ở 15°C (kg/m ³)	≤ 1.050	989,7	995,2	1003,8	1.015	1014,3	1017,2
		Điểm chớp cháy (°C)	≥ 66	83	82	91	94	83	89
		Điểm đông đặc (°C)	15 - 42	33	33	33	30	24	27
		Hàm lượng lưu huỳnh (% khối lượng)	≤ 0,6	0,296	0,573	0,633	0,794	0,851	1,05
		Hàm lượng cặn carbon (% khối lượng)	≤ 5	3,65	3,3	3,59	3,61	3,92	4,04
		Độ nhớt động học ở 50°C (cSt)	≤ 45	22,51	22,2	23,4	22,32	24,33	28,57

Hình 6. Cơ chế hoạt động của phụ gia DeSO_x.

độ S trong DCO tăng lên khoảng 1% khối lượng để tránh trường hợp hàm lượng SO_x thải ra ống khói lò đốt không đạt tiêu chuẩn. Phần DCO còn lại được pha trộn với các cấu tử có hàm lượng lưu huỳnh thấp hơn để đạt tiêu chuẩn xuất bán.

- Tính chất của khí thải tại thiết bị tái sinh:

Cốc là sản phẩm phụ của quá trình cracking, được hình thành trên bề mặt của xúc tác thông qua các phản ứng polymer hóa olefin hoặc sự tích tụ của các hợp chất cao phân tử có cấu trúc phức tạp, khó bị phân hủy dưới tác động của nhiệt độ cao. Sau một chu kỳ cracking, chất xúc tác sẽ được chuyển đến hệ thống tái sinh (regenerator), nơi cốc bị đốt cháy trong môi trường oxy để phục hồi khả năng hoạt động của xúc tác. Đồng thời, quá trình này sinh ra hỗn hợp khí CO, SO_x, NO_x. Nhằm tuân thủ tiêu chuẩn môi trường về phát thải, nồng độ các khí này được giới hạn tối đa 520, 800, 1.000 mg/Nm³ lần lượt đối với SO_x, CO và NO_x. Khi hướng tới chế biến các loại dầu thô có hàm lượng lưu huỳnh cao, BSR đã nghiên cứu bổ sung phụ gia DeSO_x vào xúc tác RFCC nhằm giảm nồng độ SO_x

trong khí thải từ 10 - 60%. Giải pháp này không cần đầu tư thêm cụm xử lý khí thải tại phân xưởng RFCC và có chi phí vận hành thấp. Cơ chế hoạt động của phụ gia DeSO_x được mô tả như trong Hình 6.

- Oxy hóa lưu huỳnh: Lưu huỳnh trong cốc bị oxy hóa một phần thành SO₂ trong thiết bị tái sinh RFCC. Phụ gia DeSO_x chứa cerium giúp oxy hóa SO₂ thành SO₃.

- Chuyển đổi SO₃: Thành phần chính MgO trong phụ gia DeSO_x phản ứng với SO₃ tạo thành MgSO₄ tại thiết bị tái sinh.

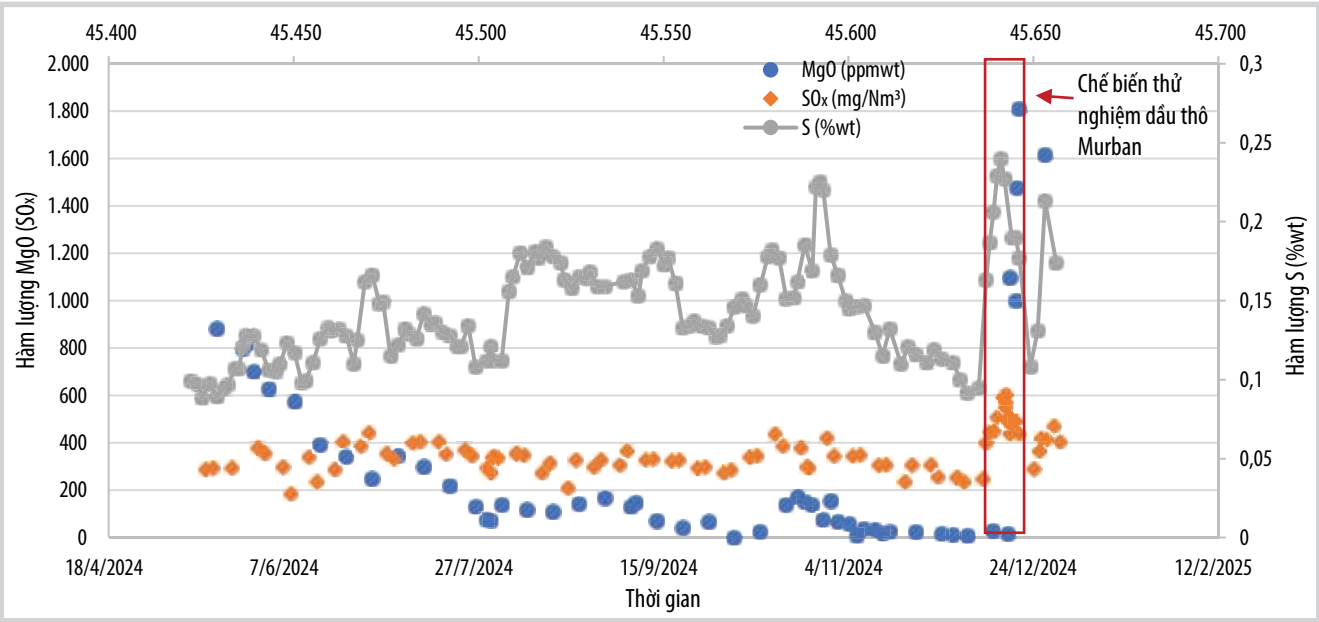
- Tái sinh DeSO_x: MgSO₄ dưới dạng rắn sẽ cùng với xúc tác được chuyển qua thiết bị phản ứng. Tại đây dưới tác dụng của hydrogen ở nhiệt độ cao, MgSO₄ sẽ bị hydrogen nhiệt hóa để phân hủy thành khí H₂S và oxide kim loại MgO để trả về với xúc tác.

Các phản ứng hóa học được mô tả như trong Hình 6.

Bảng 6 thể hiện các chỉ tiêu chất lượng của khí thải từ tháp tái sinh xúc tác, bao gồm khí SO_x, CO và NO_x. Khi tăng tỷ lệ dầu thô Murban, hàm lượng CO và NO_x không có sự thay đổi đáng kể, trong khi hàm lượng SO_x có xu hướng tăng và vượt ngưỡng cho phép khoảng 10% với tỷ lệ chế biến 12% thể tích dầu Murban.

Bảng 6. Chỉ tiêu chất lượng của khí thải tháp tái sinh xúc tác

TT	Chỉ tiêu chất lượng	Quy định kỹ thuật	Giá trị thực tế					
			Mẫu 1	Mẫu 2	Mẫu 3	Mẫu 4	Mẫu 5	Mẫu 6
1	Hàm lượng SO _x (mg/Nm ³)	≤ 520	249	400	439	492	509	571
2	Hàm lượng CO (mg/Nm ³)	≤ 800	279	262	218	247	252	278
3	Hàm lượng NO _x (mg/Nm ³)	≤ 1.000	265	241	245	290	228	235



Hình 7. Mối liên hệ giữa hàm lượng lưu huỳnh trong nguyên liệu đầu vào phân xưởng RFCC, nồng độ MgO trong phụ gia DeSO_x và hàm lượng SO_x trong khí thải.

Bảng 7. Hiệu quả vận hành của phân xưởng RFCC trong thời gian thử nghiệm chế biến dầu Murban

TT	Chỉ tiêu đánh giá	Quy định kỹ thuật/ Giá trị tiêu biểu	Kết quả	Đánh giá
1	Công suất (%)	75 - 105	84	Đạt
2	Chất lượng chất xúc tác:			
	- Tỷ lệ chất xúc tác có kích thước nhỏ hơn 40 micron (% khối lượng)	6 - 9	7 - 8	Đạt
	- Hàm lượng Fe + CaO (% khối lượng)	≤ 1,18	≤ 0,62	Đạt
	- Hàm lượng Ni + V/4 (ppmwt)	≤ 6.500	6.400 - 6.500	Đạt
	- Lượng xúc tác châm bổ sung (tấn/ngày)	≥ 9	10,2 - 10,8	Đạt
	- Tỷ lệ Sb/Ni trong nguyên liệu	< 0,3	0,16	Đạt
3	Các thông số vận hành chính:			
	- Nhiệt độ phản ứng (°C)	510 - 520	510	Đạt
	- Nhiệt độ gia nhiệt trước khi vào tháp phản ứng (°C)	220 - 290	230 - 240	Đạt
	- Nhiệt độ tái sinh lần 2 (°C)	680 - 755	730 - 745	Đạt
	- Lưu lượng xúc tác tuần hoàn (tấn/ngày)	36 - 40	36 - 36,7	Đạt
	- Lưu lượng không khí đến thiết bị tái sinh thứ 1 (kNm ³ /giờ)	147,2 - 205	159 - 175	Đạt
	- Lưu lượng không khí đến thiết bị tái sinh thứ 2 (kNm ³ /giờ)	47,15 - 63,5	52	Đạt

Theo dữ liệu phân tích trong giai đoạn tháng 5 - 11/2024 (Hình 7) cho thấy, khi hàm lượng lưu huỳnh trong nguồn nguyên liệu đầu vào phân xưởng RFCC tăng cao hơn 0,2% khối lượng, nồng độ MgO trong xúc tác cần được duy trì ở mức 140 - 150 ppm nhằm bảo đảm kiểm soát nồng độ SO_x trong khí thải từ thiết bị tái sinh. Tuy nhiên, khi chế biến thử nghiệm dầu Murban trong tháng 12/2024, nồng độ MgO trong xúc tác nằm ở mức khá thấp,

chỉ khoảng 15 ppm, trong khi hàm lượng S trong nguyên liệu cho phân xưởng RFCC tăng đến 0,24% khối lượng (với tỷ lệ chế biến 12% thể tích dầu Murban). Lượng DeSO_x không đủ để chuyển hóa SO_x thành MgSO₄ tại thiết bị tái sinh, dẫn đến nồng độ SO_x trong khí thải tăng cao đến 571 mg/Nm³, vượt mức tiêu chuẩn hiện hành. Sau khi tiến hành bổ sung phụ gia DeSO_x, hàm lượng SO_x trong khí thải đã giảm xuống dưới mức 520 mg/Nm³. Kết quả thử

Bảng 8. Hiệu quả vận hành của phân xưởng ARU trong thời gian thử nghiệm chế biến dầu Murban

TT	Chỉ tiêu đánh giá	Quy định kỹ thuật	Kết quả	Đánh giá
1	Công suất (%)	47 - 100	51 - 52	Đạt
2	Thông số kỹ thuật của tháp tái sinh amine T-1901:			
	- Nhiệt độ đỉnh tháp (°C)	110 - 126	118	Đạt
	- Áp suất đỉnh tháp (kg/cm ² g)	0,7 - 1,7	1,15	Đạt
	- Nhiệt độ hơi thấp áp (°C)	145 - 151	< 149	Đạt
3	Tải lượng khí acid (mol khí acid/mol MDEA)	≤ 0,35	0,1 - 0,15	Đạt
4	Chất lượng amine tái sinh:			Đạt
	- Tổng chất rắn lơ lửng (mg/l)	≤ 10	1,0 - 4,9	Đạt
	- Hàm lượng chloride (ppm)	≤ 250	67 - 94,5	Đạt
	- Hàm lượng muối bền nhiệt (% khối lượng)	≤ 3	0,6 - 0,9	Đạt
	- Nồng độ amine MDEA (% khối lượng)	18 - 30	28 - 29	Đạt
	- Hàm lượng Fe (ppm)	≤ 1	< 1	Đạt
5	Lượng amine tiêu thụ (tấn/tháng)	≤ 7,5	< 7,5	Đạt

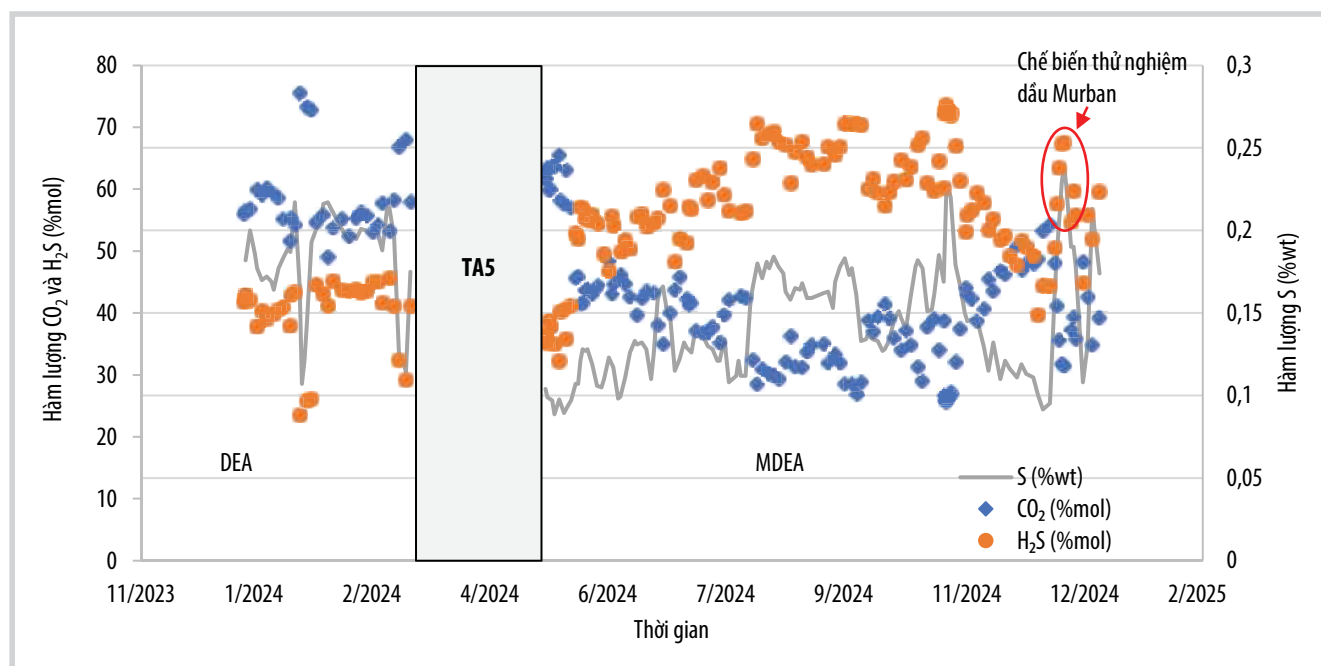
Bảng 9. Hiệu quả vận hành của phân xưởng SRU2 trong thời gian thử nghiệm chế biến dầu Murban

TT	Chỉ tiêu đánh giá	Quy định kỹ thuật	Kết quả	Đánh giá
1	Công suất (%)	30 - 100	58 - 113	Đạt
2	Hiệu suất thu hồi lưu huỳnh (%)	97 - 100	97,7 - 98,5	Đạt
3	Thông số kỹ thuật của các tháp phản ứng:			
3.1	Tháp phản ứng R-2501			
	- Nhiệt độ đầu vào (°C)	210 - 230	212	Đạt
	- Nhiệt độ đầu ra (°C)	≤ 330	263 - 275	Đạt
3.2	Tháp phản ứng R-2502			
	- Nhiệt độ đầu vào (°C)	200 - 220	215	Đạt
	- Nhiệt độ đầu ra (°C)	≤ 250	204 - 209	Đạt
3.3	Tháp phản ứng R-2503			
	- Nhiệt độ đầu vào (°C)	200 - 220	201,5	Đạt
	- Nhiệt độ đầu ra (°C)	≥ 240	260 - 265	Đạt
4	Chất lượng sản phẩm lưu huỳnh:			
	- Độ tinh khiết (% khối lượng)	≥ 99,9	99,9	Đạt
	- Độ ẩm (% khối lượng)	≤ 0,1	0,05	Đạt
	- Hàm lượng tro (% khối lượng)	≤ 0,03	0,01	Đạt
	- Hàm lượng carbon (% khối lượng)	≤ 0,02	0,02	Đạt
	- Màu	Vàng sáng	Vàng sáng	Đạt
5	Khí thải:			
	- SO _x (mg/Nm ³)	≤ 340	70 - 96	Đạt
	- NO _x (mg/Nm ³)	≤ 414	2,5 - 7,8	Đạt
	- H ₂ S (ppm wt)	≤ 2	0	Đạt

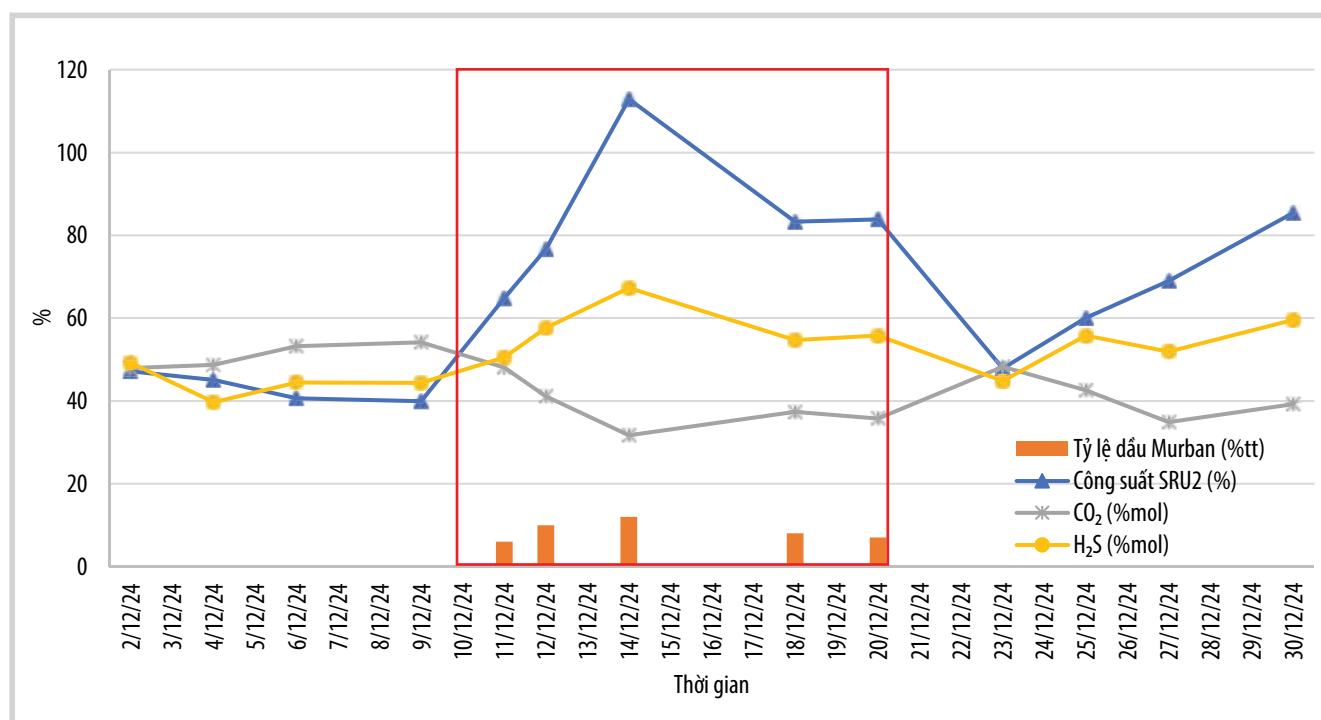
thử nghiệm cho thấy, cần tính toán tối ưu hóa lượng phụ gia DeSO_x bổ sung khi chế biến nguồn nguyên liệu có hàm lượng lưu huỳnh cao trên 0,2% khối lượng nhằm duy trì kiểm soát chất lượng khí thải theo quy định pháp luật, giảm thiểu các tác động tiêu cực đến môi trường.

So với dầu thô Bạch Hổ chủ yếu chứa các nhóm thiophene và benzothiophene, thành phần dầu thô Murban chứa các hợp chất lưu huỳnh cao phân tử, có cấu trúc phức tạp hơn thuộc nhóm dibenzothiophene với các nhóm thế alkyl ở vị trí 4 và 6 (ví dụ như 2,4,6-trimethyldibenzothiophene, 1,4,6-trimethyldibenzothiophene, 3,4,6-trimethyldibenzothiophene...) [6]. Các hợp chất lưu huỳnh này khó bị phân hủy trong quá trình cracking và phân bố chủ yếu tại phân đoạn đầu cặn DCO và cốc. Kết quả hàm lượng lưu huỳnh trong DCO tăng cao đáng kể so với khi chế biến các loại dầu thô truyền thống và nồng độ SO_x trong khí thải từ phân xưởng RFCC cũng tăng lên khi đốt cốc tại thiết bị tái sinh khi không châm bổ sung thêm phụ gia DeSO_x.

enzothiophene, 1,4,6-trimethyldibenzothiophene, 3,4,6-trimethyldibenzothiophene...) [6]. Các hợp chất lưu huỳnh này khó bị phân hủy trong quá trình cracking và phân bố chủ yếu tại phân đoạn đầu cặn DCO và cốc. Kết quả hàm lượng lưu huỳnh trong DCO tăng cao đáng kể so với khi chế biến các loại dầu thô truyền thống và nồng độ SO_x trong khí thải từ phân xưởng RFCC cũng tăng lên khi đốt cốc tại thiết bị tái sinh khi không châm bổ sung thêm phụ gia DeSO_x.



Hình 8. Sự thay đổi thành phần khí chua về phân xưởng SRU2 trước và sau khi thực hiện chuyển đổi amine.



Hình 9. Sự ảnh hưởng của tỷ lệ dầu Murban trong hỗn hợp chế biến đối với thành phần khí chua và công suất phân xưởng SRU2.

4. Nghiên cứu ảnh hưởng của việc chế biến dầu Murban đến hiệu quả vận hành các phân xưởng sau cải tiến

Nhằm nâng cao hiệu quả xử lý khí chua sinh ra trong quá trình chế biến dầu thô có hàm lượng lưu huỳnh cao, BSR đã thực hiện một số cải tiến công nghệ như: bổ sung phụ gia DeSO_x vào xúc tác tại phân xưởng RFCC nhằm kiểm soát nồng độ SO_x trong khí thải; chuyển đổi amine

từ DEA thành MDEA tại phân xưởng tái sinh amine ARU (trong thời gian bảo dưỡng tổng thể nhà máy - TA5) để tăng khả năng hấp thụ chọn lọc đối với khí H_2S trong các dòng khí chua đi ra từ phân xưởng RFCC và LCO-HDT, giúp giảm lượng khí CO_2 về phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU2, góp phần giảm tải và nâng công suất chế biến phân xưởng này [7]. Việc chế biến thử nghiệm dầu Murban giúp kiểm nghiệm khả năng vận hành của các phân xưởng sau

cải tiến. Các thông số đánh giá hiệu quả vận hành của các phân xưởng RFCC, ARU và SRU2 được thể hiện trong Bảng 7 - 9.

Đối với phân xưởng RFCC, chất lượng chất xúc tác khi bổ sung thêm phụ gia DeSO_x hầu như không thay đổi, đồng thời các thông số vận hành chính của phân xưởng duy trì ở mức ổn định.

Đối với phân xưởng ARU, các thông số vận hành của tháp tái sinh amine T-1901 nằm trong phạm vi quy định và chất lượng amine tái sinh đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật. Amine được sử dụng tại phân xưởng ARU để hấp thụ khí chua có trong các dòng khí từ phân xưởng RFCC và phân xưởng xử lý dầu tuần hoàn nhẹ bằng hydrogen LCO HDT. Hình 8 cho thấy, trước khi thực hiện chuyển đổi amine, hàm lượng CO_2 trong hỗn hợp khí chua đến phân xưởng SRU2 luôn nằm ở mức cao hơn so với H_2S do amine DEA hấp thụ tốt đồng thời H_2S và CO_2 . Sau khi thay thế amine DEA bằng MDEA trong kỳ bảo dưỡng tổng thể lần 5, mặc dù hàm lượng lưu huỳnh trong nguồn nguyên liệu đầu vào phân xưởng RFCC có xu hướng giảm thấp hơn 0,17% khối lượng nhưng tỷ lệ khí H_2S trong khí chua vẫn cao hơn CO_2 (theo kết quả so sánh các số liệu trong giai đoạn tháng 1 - 7/2024). Hàm lượng H_2S trong khí chua về phân xưởng SRU2 sau khi chuyển đổi amine có xu hướng tăng theo hàm lượng lưu huỳnh có trong nguồn nguyên liệu đầu vào phân xưởng RFCC. Như vậy, amine MDEA có hiệu quả hấp thụ chọn lọc H_2S tốt hơn DEA, dẫn đến tăng tỷ lệ khí H_2S trong dòng khí chua từ phân xưởng ARU về phân xưởng SRU2, góp phần quan trọng trong việc nâng công suất thu hồi lưu huỳnh.

Đối với phân xưởng SRU2, thông số kỹ thuật các tháp phản ứng nằm trong giới hạn quy định, hiệu suất thu hồi lưu huỳnh cao hơn 97%, chất lượng sản phẩm lưu huỳnh và khí thải đáp ứng yêu cầu theo quy định kỹ thuật. Theo Hình 9, tỷ lệ khí H_2S trong hỗn hợp khí chua nạp liệu phân xưởng SRU2 tương quan tỷ lệ thuận với tỷ lệ dầu Murban trong hỗn hợp dầu thô chế biến, dẫn đến tăng công suất của phân xưởng thu hồi lưu huỳnh. Đặc biệt, công suất của phân xưởng SRU2 tăng lên đến 113% khi tỷ lệ dầu Murban trong hỗn hợp nguyên liệu đầu vào đạt 12% thể tích.

Nhìn chung, các thông số vận hành của phân xưởng RFCC, ARU và SRU2 nằm ở mức ổn định khi chế biến thử nghiệm dầu Murban.

5. Kết luận

Nghiên cứu này cho thấy việc gia tăng tỷ lệ chế biến

dầu Murban có ảnh hưởng đáng kể đến chất lượng sản phẩm lọc dầu tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, đặc biệt đối với dầu DO 0,05S và dầu đốt FO. Nguyên nhân do các hợp chất lưu huỳnh trong dầu Murban chủ yếu phân bố tại các cấu tử nặng như LGO, HGO (dùng để phối trộn DO 0,05S) và DCO (dùng để phối trộn FO), dẫn đến hàm lượng lưu huỳnh trong sản phẩm cao hơn mức tiêu chuẩn cho phép. Do cấu hình thiết kế của nhà máy không có phân xưởng hydrotreating để xử lý lưu huỳnh trong các phân đoạn này, nên trong giai đoạn chế biến thử nghiệm dầu Murban cần bổ sung thêm các cấu tử có hàm lượng lưu huỳnh thấp trong quá trình phối trộn nhằm đảm bảo sản phẩm đáp ứng tiêu chuẩn xuất bán thương mại.

Ngoài ra, các giải pháp cải tiến công nghệ như bổ sung phụ gia DeSO_x vào xúc tác của phân xưởng RFCC và chuyển đổi amine từ DEA thành MDEA tại phân xưởng ARU, đã giúp cải thiện hiệu quả xử lý lưu huỳnh trong các dòng khí công nghệ, duy trì vận hành ổn định và tăng công suất phân xưởng SRU2 lên 113%.

Kết quả chế biến thử nghiệm dầu Murban đã cung cấp các số liệu thực nghiệm quan trọng để BSR tiếp tục nghiên cứu lựa chọn và điều chỉnh tỷ lệ chế biến các loại dầu có hàm lượng lưu huỳnh cao nhập khẩu nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế - kỹ thuật của quá trình sản xuất, đồng thời tuân thủ quy định bảo vệ môi trường tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Tài liệu tham khảo

- [1] Jianxun Wu, Chao Ma, Weilai Zhang, Weifeng Chang, Yahe Zhang, and Quan Shi, "Molecular characterization of non-polar sulfur compounds in the full boiling range crude oil fractions", *Fuel*, Volume 338, 2023. DOI: 10.1016/j.fuel.2022.127323.
- [2] Hassan Al-Rabiah, Latifa Al-Ostad, Tahani Al-Shamary, Abdullwahab Al-Hendi, Hisham Al-Henayyan, and Roaya Khazemi, "Sulfur speciation of Kuwaiti crude oils fractions using two-dimensional gas chromatography", *Arabian Journal of Chemistry*, Volume 13, Issue 2, pp. 3615 - 3623, 2020. DOI: 10.1016/j.arabj.2019.11.007.
- [3] Rashad Javadli and Arno de Klerk, "Desulfurization of heavy oil", *Applied Petrochemical Research*, Volume 1, pp. 3 - 19, 2012. DOI: 10.1007/s13203-012-0006-6.
- [4] BSR, "Quy định kỹ thuật các dòng công nghệ cụm Phân xưởng CDU-KTU", 2024.
- [5] BSR, "Quy định kỹ thuật các dòng công nghệ cụm Phân xưởng RFCC-LTU-NTU-PRU", 2024.

[6] T. Prasantongkolmol, H. Thongkorn, A. Sunipasa, H.A. Do, C. Saeung, and S. Jongpatiwut, "Analysis of sulfur compounds for crude oil fingerprinting using gas chromatography with sulfur chemiluminescence

detector", *Marine Pollution Bulletin*, Volume 186, 2022. DOI: 10.1016/j.marpolbul.2022.114344.

[7] BSR, "Quy định kỹ thuật các dòng công nghệ cụm Phân xưởng SWS-ARU-CNU-SRU-SRU2-LCO.HDT", 2024.

EXPERIMENTAL STUDY ON PROCESSING HIGH SULFUR CRUDE OIL AT DUNG QUAT REFINERY

Bui Ngoc Duong, Mai Tuan Dat, Tran Hai Ninh, Le Quoc Viet, Mai Viet Thang, Truong Van Tuyen, Nguyen Thi Thanh Yen

Binh Son Refining and Petrochemical JSC (BSR)

Email: yenntt@bsr.com.vn

Summary

This paper presents the results of an experimental study on processing Murban crude oil at Dung Quat Refinery. The study aims to evaluate the influence of sulfur content in input crude oil on the quality of refined products, the effectiveness of using DeSO_x additives at the RFCC (residue fluids catalyst cracking) unit and the operational efficiency of upgraded sulfur treatment units such as ARU (amine regeneration unit) and SRU2 (sulfur recovery unit). The experimental data obtained are the basis for the Refinery to further optimize the blending of raw materials, control product quality, and manage emissions, thereby ensuring economic and technical efficiency while minimizing environmental impacts when aiming to process high-sulfur crude oils.

Key words: High sulfur crude oil, Murban crude oil, optimization, Dung Quat Refinery.

ẢNH HƯỞNG CỦA LIGNOSULFONATE ĐẾN THỜI GIAN ĐẶC QUÁNH VÀ CƯỜNG ĐỘ NÉN CỦA XI MĂNG GIẾNG KHOAN

Trần Viết Hoàng¹, Ngô Thị Nguyên¹, Nguyễn Văn Ngo¹, Lê Văn Viên², Lê Anh Sơn²

¹Công ty TNHH PVChem - Tech

²Công ty Cổ phần Hóa phẩm Dầu khí DMC miền Nam

Email: hoangtv@pvchem.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.05-02>

Tóm tắt

Nghiên cứu nhằm đánh giá ảnh hưởng của lignosulfonate đến thời gian đặc quánh và cường độ nén của xi măng với hàm lượng sử dụng là 0,639% BWOC. Phổ IR cho thấy lignosulfonate có cấu trúc rõ ràng gồm vòng thơm và nhóm sulfonate. Phổ EPR chứng minh lignosulfonate vừa làm tăng độ nhớt, giảm tốc độ hydrate hóa, vừa tham gia tương tác hóa học trong xi măng. Phổ TGA và DTG cho thấy lignosulfonate phân hủy theo 2 giai đoạn, bắt đầu mạnh từ 190°C, chịu nhiệt tương đối cao. Các thử nghiệm theo API Spec. 10A và RP 10B-2 cho thấy mẫu dùng lignosulfonate có độ tách nước thấp hơn (0,552%) so với mẫu dùng HR-14LM (0,644%), cường độ nén UCA của cả 2 hệ vừa đều đạt 500 psi trước 8 giờ. Độ rỗng trung bình giảm từ 20,814% xuống 18,147% và độ thấm giảm từ 0,033 mD xuống 0,006 mD khi dùng lignosulfonate. Thời gian quánh đạt 100 Bc của 2 mẫu lần lượt là 6 giờ 5 phút và 6 giờ 8 phút.

Từ khóa: Lignosulfonate, thời gian quánh, trám giếng khoan, vữa và đá xi măng.

1. Giới thiệu

Trong kỹ thuật khoan khai thác dầu khí, công tác trám xi măng đóng vai trò then chốt nhằm đảm bảo cách ly các tầng địa chất, kiểm soát áp suất vỉa và bảo vệ ống chống khỏi sự ăn mòn. Một trong những yếu tố quyết định đến hiệu quả của công tác trám là thời gian đặc quánh của vữa xi măng. Để kiểm soát các đặc tính này phù hợp với điều kiện địa tầng và yêu cầu kỹ thuật thì việc sử dụng phụ gia hóa học là giải pháp không thể thiếu. Hiện nay, trên thị trường đã có nhiều loại phụ gia hóa học được thiết kế chuyên biệt cho xi măng giếng khoan giúp cải thiện đáng kể hiệu suất thi công. Tuy nhiên, hầu hết các phụ gia này có nguồn gốc từ các hợp chất tổng hợp phức tạp dẫn đến giá thành cao và phụ thuộc vào nguồn cung quốc tế. Điều này làm giảm tính chủ động trong việc phát triển các hệ vật liệu phù hợp với điều kiện mỏ trong nước.

Lignosulfonate là muối của acid ligninsulfonic, một loại polymer phân nhánh, anion, đa điện phân, tan trong nước. Quá trình sulfone hóa lignin từ lignosulfonate thu được từ quá trình nấu giấy sulfite của sinh khối

lignocellulose [1]. Ligninsulfonate dùng trong công nghiệp luôn chứa hỗn hợp các chất hữu cơ và vô cơ, được hình thành trong quá trình phân hủy cấu trúc polymer phức tạp của lignin, một loại polymer sinh học chưa được xác định về mặt hóa học, phản ứng với muối của acid sunfuric trong quá trình sulfite.

Xuất phát từ những vấn đề trên, bài viết này tập trung vào việc khảo sát tính chất đặc trưng của lignosulfonate thông qua các phương pháp phân tích và đánh giá ảnh hưởng của hợp chất này đến thời gian đặc quánh của hệ vữa và đá xi măng trong điều kiện mô phỏng giếng khoan. Kết quả nghiên cứu không chỉ cung cấp thêm dữ liệu thực nghiệm hữu ích mà còn góp phần làm sáng tỏ cơ chế tác động của lignosulfonate trong môi trường xi măng giếng khoan, hướng tới việc phát triển các phụ gia sinh học hiệu quả, bền vững và thân thiện với môi trường cho ngành dầu khí.

2. Cơ sở lý thuyết

2.1. Quá trình sulfite hóa lignin để tạo thành lignosulfonate

Quá trình phân cắt liên kết β -O-4 trong lignin xảy ra thông qua phản ứng thủy phân xúc tác acid, dẫn đến sự hình thành các sản phẩm có nhóm sulfonate, giúp tăng



Ngày nhận bài: 25/8/2025

Ngày đánh giá và sửa chữa: 25/8 - 6/10/2025

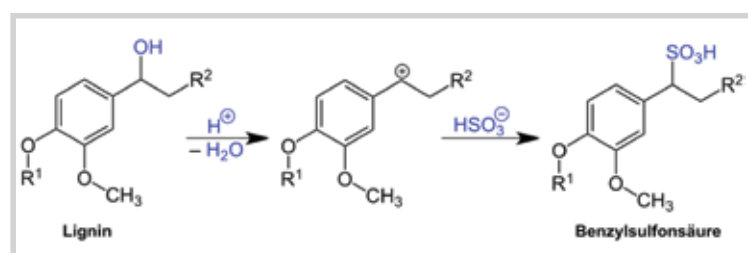
Ngày duyệt đăng: 6/10/2025

khả năng hòa tan trong nước của lignin [2]. Phản ứng sulfonate hóa luôn xảy ra ở chuỗi bên (hình thành các nhóm acid benzyisulfonic thông qua quá trình Holmberg [3]) chứ không xảy ra ở vòng thơm như trong acid p-toluenesulfonic.

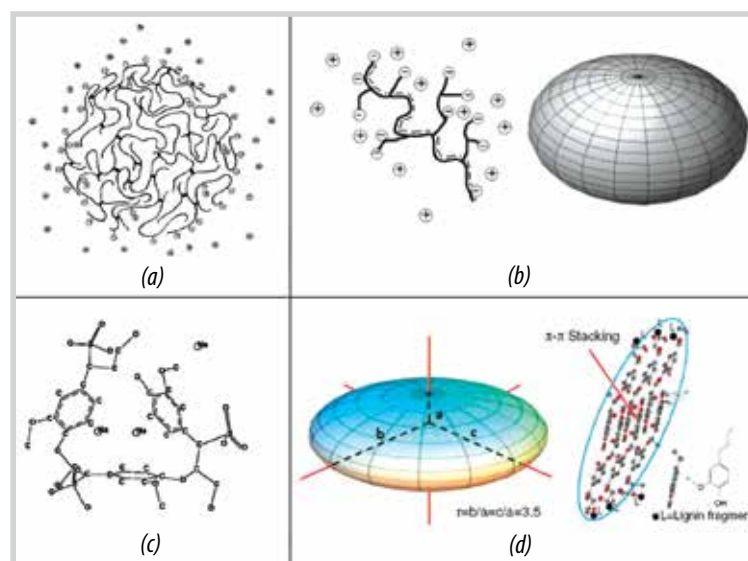
Kết quả là lignin chuyển thành lignosulfonate - một dẫn xuất có tính tan trong nước cao, mang điện tích âm, có khả năng tương tác tốt với các hạt xi măng và khoáng. Các phụ gia này không chỉ giúp kéo dài thời gian đông cứng của vữa xi măng, mà còn hỗ trợ duy trì ổn định giếng khoan trong quá trình thi công. Sản phẩm BioDrill RC từ Borregaard là một ví dụ điển hình, được thiết kế để hoạt động hiệu quả trong các điều kiện khoan khắc nghiệt và thân thiện với môi trường [4].

2.2. Cơ chế các phân tử lignosulfonate hấp phụ lên bề mặt xi măng và phân tán các hạt xi măng

Lớp phủ điện tích âm của nhóm sulfonate và carboxylate gây ra lực đẩy tĩnh điện giữa các hạt, làm giảm hiện tượng kết tụ, từ đó giải phóng nước bị giữ giữa các hạt xi măng, làm hệ vữa lỏng hơn và kéo dài thời gian quánh. Khả năng hấp phụ của lignosulfonate phụ thuộc vào trọng lượng phân tử và cấu trúc chuỗi alkyl, ảnh hưởng đến khả năng phân tán các hạt xi măng trong hệ huyền phù [5].



Hình 1. Mô tả phản ứng sulfone hóa lignin [3].



Hình 2. Cấu trúc lý tưởng và hình dạng của đại phân tử sodium lignosulfonate trong dung dịch [6 - 9].

Một số nghiên cứu cũng ghi nhận rằng phân lignosulfonate dư không phản ứng có thể tồn tại trong cấu trúc mao quản, làm tăng độ rỗng và giảm độ bền lâu dài của đá xi măng. Ở độ mặn thấp và nồng độ lignosulfonate thấp, phân tử lignosulfonate giãn nở do lực đẩy tĩnh điện giữa các nhóm anion [10]. Các nhóm sulfonate của lignosulfonate chủ yếu bị phân ly ở pH > 2, trong khi các nhóm carboxylate ion hóa ở khoảng pH 3 - 4 và các nhóm phenolic ở khoảng pH 9 - 10 [11, 12]. Do đó, việc tăng pH từ 2 - 10 là làm tăng kích thước phân tử. Li và nnk cũng chỉ ra trong các thí nghiệm tán xạ ánh sáng động rằng bán kính thủy động của các phân tử lignosulfonate giảm khi nhiệt độ tăng [13]. Entropy cao hơn ở nhiệt độ cao cho phép nhiều dạng cấu hình có thể tồn tại hơn, từ đó cũng làm giảm kích thước phân tử trung bình [10].

2.3. Xác định thời gian đông kết của xi măng

Trong nghiên cứu này có các mốc nhiệt độ khác nhau vì:

- 65°C là nhiệt độ thường dùng trong thí nghiệm Vicat để xác định thời gian đông kết sơ bộ của xi măng. Mức nhiệt này mô phỏng điều kiện trung gian trong giếng khoan, khi vữa xi măng bắt đầu quá trình thủy hóa và tạo gel ban đầu.

- 82°C: Mốc này được nhiều tiêu chuẩn API lựa chọn như mức tham chiếu trong các thử nghiệm về độ bền nén và khả năng tách nước. Đây cũng là nhiệt độ cao nhất của bể ổn nhiệt ở điều kiện phòng thí nghiệm và là điều kiện nhiệt độ thực của nhiều giếng dầu khí ở độ sâu trung bình.

- 85 - 88°C là khoảng nhiệt độ mô phỏng với điều kiện áp suất cao nhiệt độ cao trong giếng khoan, giúp đánh giá khả năng ổn định, độ bền nhiệt và tính chất cơ học của xi măng khi làm việc trong môi trường khắc nghiệt.

Việc lựa chọn các mốc này cho thấy nghiên cứu không chỉ dừng kiểm tra ở điều kiện phòng thí nghiệm mà còn mô phỏng sát điều kiện trong lòng giếng: từ giai đoạn đầu đông kết (65°C) đến điều kiện vận hành thực tế của giếng (82 - 90°C).

Để lựa chọn được hàm lượng lignosulfonate phù hợp, thí nghiệm được tiến hành với các hàm

Bảng 1. Thời gian đông kết vữa xi măng khi thêm lignosulfonate với các hàm lượng khác nhau

TT	Ký hiệu mẫu	Hàm lượng phụ gia theo (% BWOC)	Chất giảm độ thải nước (g)	Tỷ lệ nước/ chất kết dính	Khối lượng nước (g)	Kết quả thời gian đông kết ở 65°C	
						Bắt đầu đông kết	Kết thúc đông kết
1	M1	0,213	0,1362	0,44	207,90	190	215
2	M2	0,319	0,1362	0,44	207,90	195	225
3	M3	0,426	0,1362	0,44	207,90	202	232
4	M4	0,639	0,1362	0,44	207,90	209	244
5	M5	0,852	0,1362	0,44	207,90	215	255

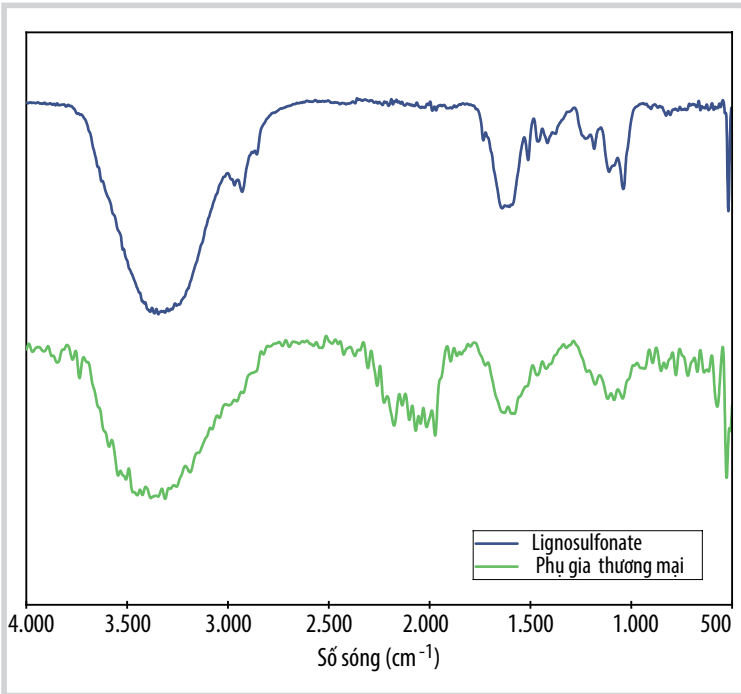
lượng hóa phẩm khác nhau từ 0,213 - 0,852% BWOC theo TCVN 6017 bằng kim Vicat.

Cụ thể, mẫu M1 với hàm lượng 0,213% BWOC cho thời gian bắt đầu đông kết là 190 phút và kết thúc đông kết ở 215 phút; trong khi đó mẫu M5 với hàm lượng 0,852% BWOC cho thời gian tương ứng là 215 phút và 255 phút. Điều này chứng tỏ lignosulfonate có khả năng làm chậm quá trình đông kết của vữa, phù hợp để sử dụng như một chất chậm đông tiềm năng trong công nghệ trám xi măng giếng khoan dầu khí. Việc lựa chọn nồng độ tối ưu cần được cân nhắc nhằm đảm bảo thời gian thao tác hợp lý mà vẫn đạt yêu cầu kỹ thuật về cường độ và độ ổn định thể tích của vữa sau đông rắn, với kết quả này nhóm tác giả lựa chọn hàm lượng 0,639% BWOC để tiến hành cho các nghiên cứu và thử nghiệm tiếp theo vì nồng độ lignosulfonate càng tăng thì khả năng ức chế quá trình hydrate hóa của xi măng càng mạnh, làm kéo dài thời gian đặc quánh của vữa.

3. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

3.1. Phổ hồng ngoại biến đổi Fourier (FTIR) của lignosulfonate và phụ gia thương mại

Hình 3 cho thấy đỉnh hấp thụ rộng, từ 3.200 - 3.600 cm^{-1} , trên cả 2 phổ là đặc trưng cho dao động kéo giãn của nhóm hydroxyl. Tuy nhiên tín hiệu của lignosulfonate rõ nét và có cường độ mạnh hơn chứng tỏ hàm lượng nhóm -OH tự do trong lignosulfonate cao hơn đáng kể so với phụ gia thương mại. Đỉnh hấp thụ mạnh tại khoảng 1.600 - 1.640 cm^{-1} là do dao động kéo giãn của liên kết C=C trong vòng thơm, đặc trưng cho cấu trúc nhân lignin. Đỉnh này ở lignosulfonate rõ ràng hơn, trong khi ở phụ gia



Hình 3. Phổ FTIR của lignosulfonate và phụ gia thương mại trong số sóng từ 4.000 - 500 cm^{-1} . Trục hoành biểu hiện số sóng (cm^{-1}) đại diện cho năng lượng dao động đặc trưng của các liên kết hóa học và trục tung là cường độ hấp thụ, vẽ cả 2 phổ cùng 1 cường độ.

thương mại có xu hướng mở rộng hoặc bị chồng lấn với các dao động khác. Hiện tượng này cho thấy phụ gia thương mại có thể đã được biến tính hoặc pha trộn thêm các thành phần khác. Dao động S=O đối xứng và bất đối xứng của nhóm sulfonate xuất hiện tại vùng 1.120 - 1.040 cm^{-1} , rõ nét trong phổ của lignosulfonate. Ngược lại, vùng này ở phụ gia thương mại có dạng phân tán và nhiều tín hiệu lẫn lộn, cho thấy khả năng có chứa thêm các chất khác - có thể là polycarboxylate, melamine hoặc thành phần polymer khác. Như vậy, phổ IR cho thấy lignosulfonate có cấu trúc rõ ràng với đặc trưng của vòng thơm và nhóm sulfonate, trong khi phụ gia thương mại là hỗn hợp phức tạp gồm nhiều thành phần khác nhau. Kết quả này cho thấy các sản phẩm thương mại đã được pha trộn lignosulfonate với các hợp chất khác nhau nhằm tối ưu hóa hiệu quả sử dụng.

3.2. Phương pháp cộng hưởng điện tử quay (EPR)

Phổ cộng hưởng điện tử quay thể hiện trên Hình 4 cho thấy sự thay đổi rõ rệt về cường độ tín hiệu khi so sánh giữa mẫu lignosulfonate ban đầu (đường màu đen) và mẫu lignosulfonate sau khi kết hợp với vữa xi măng (đường màu xanh).

Cụ thể, tín hiệu EPR của mẫu lignosulfonate ban đầu có biên độ dao động lớn, đạt cực đại gần +4.000.000 đơn vị tại khoảng 3.100 G và cực tiểu gần -4.000.000 đơn vị tại khoảng 3.600 G. Đặc điểm này phản ánh mật độ cao của các gốc tự do chưa ghép đôi, điển hình là gốc phenoxy hoặc quinone ổn định trong cấu trúc lignin.

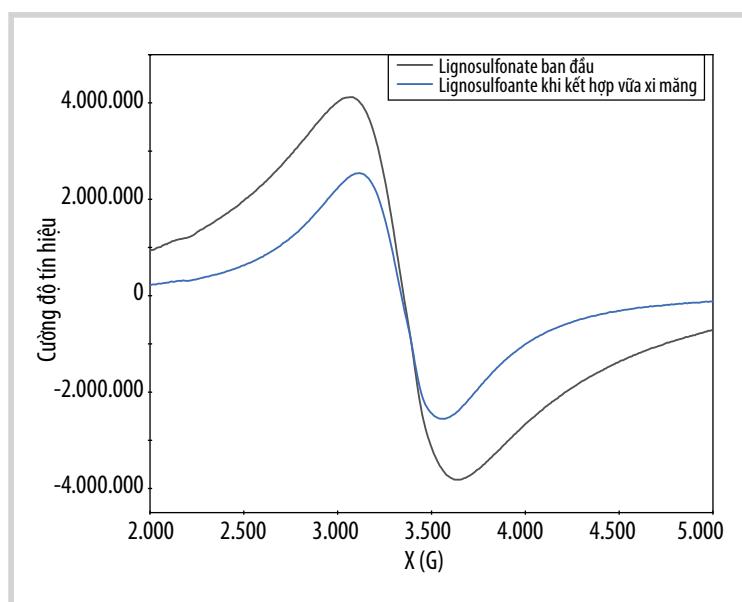
Tuy nhiên, sau khi lignosulfonate được trộn vào hệ vữa xi măng, biên độ tín hiệu giảm mạnh, chỉ còn khoảng +2.500.000 và -2.500.000 đơn vị ở cùng vùng từ trường. Mức suy giảm hơn 35% cường độ tín hiệu cho thấy một phần đáng kể các gốc tự do trong lignosulfonate đã bị khử hoạt, hoặc tham gia phản ứng với các ion có hoạt tính cao trong môi trường xi măng như OH^- , Ca^{2+} và Al^{3+} . Kết quả này minh chứng cho khả năng hấp phụ hoặc liên kết ion hóa mạnh của lignosulfonate với pha rắn trong hệ xi măng, đặc biệt trong giai đoạn đầu quá trình hydrate hóa.

Hiện tượng suy giảm tín hiệu EPR cũng khẳng định vai trò bắt gốc tự do của lignosulfonate trong hệ vữa, đồng thời góp phần giải thích cơ chế kéo dài thời gian đông kết thông qua ức chế quá trình khởi phát và lan truyền phản ứng thủy hóa nhanh. Phổ EPR cho thấy lignosulfonate không chỉ đóng vai trò là chất chậm đông về mặt vật lý (tăng độ nhớt, giảm tốc độ hydrate hóa), mà còn có khả năng tham gia tương tác hóa học mạnh mẽ trong hệ xi măng, làm thay đổi cấu trúc điện tử và hoạt tính bề mặt của chính nó. Đây là bằng chứng quan trọng khẳng định cơ chế hóa học kép của lignosulfonate khi được đưa vào đơn vữa xi măng.

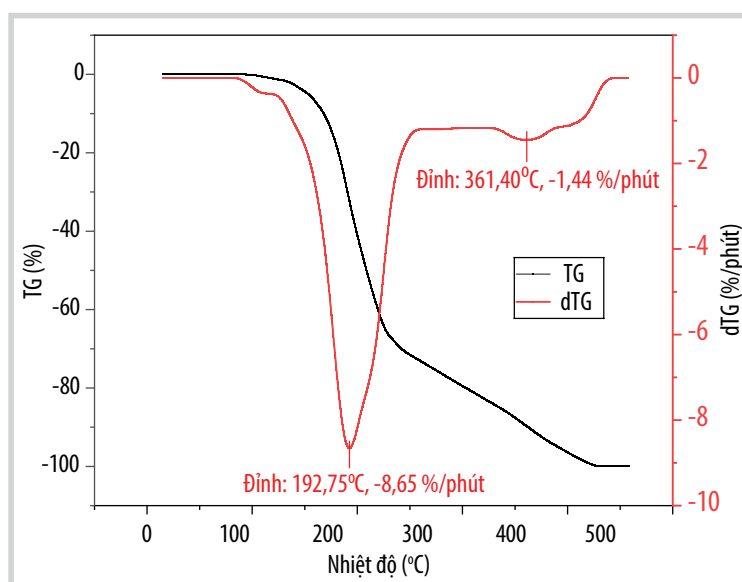
3.3. Đồ thị phân tích nhiệt trọng lượng TGA kèm với DTG

Phổ TGA và DTG của lignosulfonate cho thấy quá trình phân hủy nhiệt diễn ra chủ yếu theo 2 giai đoạn. Giai đoạn thứ nhất diễn ra từ khoảng

100°C đến gần 250°C, với đỉnh phân hủy mạnh tại 192,75°C, tốc độ mất khối lượng đạt cực đại -8,65%/phút. Giai đoạn này chủ yếu do sự bay hơi của nước liên kết và sự phân hủy các nhóm chức dễ bị phá vỡ như sulfonate hoặc nhóm hydroxyl [14]. Giai đoạn thứ hai xảy ra trong khoảng 300 - 400°C với đỉnh tại 361,40°C và tốc độ phân hủy thấp hơn (-1,44%/phút), thể hiện sự phân hủy mạch carbon chính của lignin (Hình 5). Tổng khối lượng mất đi gần như 100%, cho thấy vật liệu bị phân hủy hoàn toàn ở nhiệt độ cao. Từ kết quả này, có thể kết luận rằng lignosulfonate có khả năng chịu nhiệt tương đối cao, tuy nhiên sự phân hủy mạnh bắt đầu xảy ra từ khoảng 190°C.



Hình 4. Phổ cộng hưởng điện tử của lignosulfonate trước và sau khi kết hợp với xi măng. Trục hoành là trường từ, trục tung là cường độ tín hiệu.



Hình 5. Phổ TGA và đạo hàm nhiệt trọng lượng DTG của mẫu lignosulfonate. Trục hoành là nhiệt độ (°C), trục tung bên trái là TG (%) - phần trăm khối lượng còn lại của mẫu so với ban đầu, trục tung bên phải là dTG (%/phút) - tốc độ mất khối lượng theo thời gian.

3.4. Đơn vữa sử dụng đánh giá độ tách nước, độ bền nén và thời gian quánh

Nghiên cứu này được thực hiện trong khuôn khổ hợp đồng khoa học công nghệ với Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PVN). Nhóm tác giả tiến hành khảo sát ở hàm lượng 0,639% BWOC nhằm so sánh với phụ gia thương mại đang được sử dụng. Kết quả thí nghiệm cho thấy lignosulfonate mang lại hiệu quả nhất định về giảm độ tách nước và tăng cường độ nén, trong khi thời gian đặc quánh chỉ thay đổi không đáng kể. Trên cơ sở đó, tùy thuộc vào điều kiện thi công thực tế và yêu cầu về thời gian bơm trám, có thể cân nhắc điều chỉnh liều lượng sử dụng cho phù hợp. Các đánh giá thử nghiệm

theo API Spec.10A và API RP 10B-2 dựa trên các mục: Free Fluid Test, Consistometer Test, Rheology/Viscosity, Fluid Loss Test, Curing & Strength Test.

3.4.1. Độ tách nước

Độ tách nước đo theo tiêu chuẩn API Spec.10A ở nhiệt độ 25°C và 85°C, áp suất thường.

Kết quả cho thấy ở 25°C sau 2 giờ, cả 2 loại vữa xi măng đều không xảy ra tách nước, chứng tỏ tính ổn định của hệ vữa là tương đương nhau. Khi thử nghiệm ở 85°C, cả 2 mẫu đều xuất hiện hiện tượng tách nước nhưng ở mức rất thấp (< 1%), cho thấy chất lượng phối liệu đảm bảo yêu cầu.

Bảng 2. Đơn vữa nghiên cứu có tỷ trọng thiết kế 1,89 g/cm³

TT	Tên, ký hiệu cấu tử	Nồng độ - Đơn vị/giá trị	Mật độ (kg/l)
1	Xi măng G	94,00 pps	-
2	Bột silica mịn	35% BWOC	-
3	Phụ gia nở	0,75% BWOC	-
4	Phụ gia khử bọt	0,10 gal/sk	0,95
5	Latex 2000	0,70 gal/sk	1,00
6	Chất ổn định 434B	0,14 gal/sk	1,06
7	Phụ gia giảm độ thải nước	0,20 gal/sk	1,15
8	Phụ gia phân tán	0,26 gal/sk	1,17
9	Phụ gia chậm đông	0,639% BWOC	-
10	Nước trộn	5,08 gal/sk	1,00

Bảng 3. Điều kiện áp suất theo API ứng với các phép đo thử nghiệm

TT	Phép đo	Điều kiện áp suất thực nghiệm	Điều kiện API quy định
1	Tách nước	Áp suất thường	Áp suất thường
2	Thời gian quánh	Áp suất 45 MPa	Áp suất cao (áp dụng theo điều kiện giếng, ví dụ 45 MPa, 88°C)
3	Lưu biến	Áp suất thường	API không quy định bắt buộc phải đo ở áp suất cao, mà chuẩn mặc định là áp suất thường
4	Độ thải nước	Áp suất 0,69 MPa	Áp suất 0,69 MPa
5	Độ bền nén	Áp suất thường để phù hợp trong quá trình thử nghiệm, bảo dưỡng	Áp suất thường/áp suất cao tùy giếng

Bảng 4. Kết quả độ tách nước của 2 đơn vữa có tỷ trọng $\gamma = 1,89 \text{ g/cm}^3$ ở nhiệt độ 25°C và 85°C

TT	Tên các chất phụ gia so sánh và nghiên cứu	Tỷ trọng vữa (g/cm ³)	Thử nghiệm độ tách nước ở 25°C, 2 giờ			Thử nghiệm độ tách nước ở 85°C, 2 giờ		
			Khối lượng vữa ban đầu (g)	Thể tích nước tách (ml)	Độ tách nước (%)	Khối lượng vữa ban đầu (g)	Thể tích nước tách (ml)	Độ tách nước (%)
1	Vữa dùng HR-14LM (0,06 gal/sk)	1,89	761,38	0	0	760,85	4,9	0,644
2	Vữa khi thay HR-14LM bằng lignosulfonate (0,639% BWOC)	1,89	761,13	0	0	761,06	4,2	0,552

Mẫu dùng phụ gia sử dụng HR-14LM có độ tách nước 0,644%, trong khi mẫu thay bằng lignosulfonate có độ tách nước 0,552%, sự chênh lệch này không đáng kể. Như vậy, có thể khẳng định 2 loại phụ gia cho kết quả gần tương đương nhau về khả năng kiểm soát tách nước. Điều này chứng tỏ việc thay thế phụ gia thương mại bằng lignosulfonate không làm ảnh hưởng đáng kể đến tính ổn định của vữa xi măng. Cả 2 hệ vữa đều duy trì được độ bền và khả năng hạn chế tách nước ngay cả trong điều kiện nhiệt độ cao.

3.4.2. Tính chất lưu biến của hệ vữa

Kết quả lưu biến được xác định theo tiêu chuẩn API RP 10B-2 sử dụng thiết bị Fann VG Meter ở áp suất thường. Các thông số đo tại các tốc độ quay tiêu chuẩn (600, 300, 200, 100, 6 và 3 vòng/phút) được dùng để tính độ nhớt dẻo (PV), điểm chảy (YP) và độ bền gel (GS).

Ký hiệu mẫu:

S1: Vữa dùng HR-14LM (0,06 gal/sk);

S2: Vữa khi thay HR-14LM bằng lignosulfonate (0,639% BWOC).

Ở nhiệt độ 27°C, kết quả lưu biến cho thấy vữa có độ nhớt V600, V300, V200, V100 giảm so với S1, trong khi các độ nhớt thấp V6 và V3 giữ nguyên. Điều này cho thấy

lignosulfonate làm giảm độ quán của vữa, giúp vữa dễ bơm hơn nhưng vẫn giữ được tính ổn định của pha lỏng. Thông số PV của S2 giảm nhẹ từ 139 → 135 cP, YP giữ nguyên 1,5 cP, chứng tỏ lực tách pha không bị ảnh hưởng nhiều. Gel 10 giây và 10 phút giảm 1 lb/100ft², chỉ ra khả năng giữ vữa tại trạng thái tĩnh giảm nhẹ.

Ở nhiệt độ 88°C, xu hướng tương tự tiếp tục: V600 - V100 của S2 vẫn thấp hơn S1, PV giảm từ 114 → 112 cP, YP giảm nhẹ 2 → 1,5 cP, cho thấy lignosulfonate vẫn hiệu quả trong việc duy trì độ bơm tốt ở nhiệt độ cao. Gel 10 giây giữ bằng nhau, gel 10 phút bằng 10 lb/100ft², cho thấy khả năng giữ vữa tại vị trí khoan ổn định ở nhiệt độ cao.

3.4.3. Cường độ nén UCA

Cường độ nén không phá hủy của đá xi măng được xác định bằng thiết bị Ultrasonic Cement Analyzer (UCA) theo tiêu chuẩn API RP 10B-2. Phương pháp này dựa trên cơ sở đo vận tốc truyền sóng siêu âm qua mẫu xi măng trong quá trình đóng rắn ở các điều kiện áp suất và nhiệt độ mô phỏng giếng khoan. Vận tốc truyền sóng được hệ thống UCA tự động chuyển đổi thành giá trị cường độ nén theo mô hình hiệu chuẩn. Thí nghiệm UCA cho phép theo dõi liên tục sự phát triển của cường độ nén theo thời gian, đặc biệt ở các mốc 8 giờ, 24 giờ và 72 giờ, từ đó đánh giá khả năng chịu tải và độ bền cơ học của xi măng trong thực tế.

Bảng 5. Kết quả tính lưu biến đo tại 80°F (≈ 27°C)

Ký hiệu mẫu	Nhiệt độ	V600	V300	V200	V100	V6	V3
S1	27°C	281	142	103	58	5	3
S2	27°C	273	138	97	55	5	3

Bảng 6. Thông số PV/YP/GS theo API RP 10B-2 tại 80°F (≈ 27°C)

Ký hiệu mẫu	Mật độ vữa (g/cm ³)	PV (cP)	YP (cP)	Gel 10 giây (lb/100ft ²)	Gel 10 phút (lb/100ft ²)
S1	1,89	139	1,5	4	10
S2	1,89	135	1,5	3	9

Bảng 7. Kết quả tính lưu biến đo tại 190°F (≈ 88°C)

Ký hiệu mẫu	Nhiệt độ	V600	V300	V200	V100	V6	V3
S1	88°C	232	118	77	42	4	2
S2	88°C	227	115	73	40	3	1.5

Bảng 8. Thông số PV/YP/GS theo API RP 10B-2 tại 190°F (≈ 88°C)

Ký hiệu mẫu	Mật độ vữa (g/cm ³)	PV (cP)	YP (cP)	Gel 10 giây (lb/100ft ²)	Gel 10 phút (lb/100ft ²)
S1	1,89	114	2	2	10
S2	1,89	112	1,5	2	10

Bảng 9. Kết quả cường độ chịu nén UCA

Mẫu	Mật độ vữa (g/cm ³)	Nhiệt độ (°C)	Cường độ nén UCA (psi)		
			8 giờ	24 giờ	72 giờ
S1	1,89	88	1.189	1.392	2.277
S2	1,89	88	1.219	1.439	2.365

Bảng 10. Kết quả đánh giá độ rỗng và độ thấm của đá xi măng

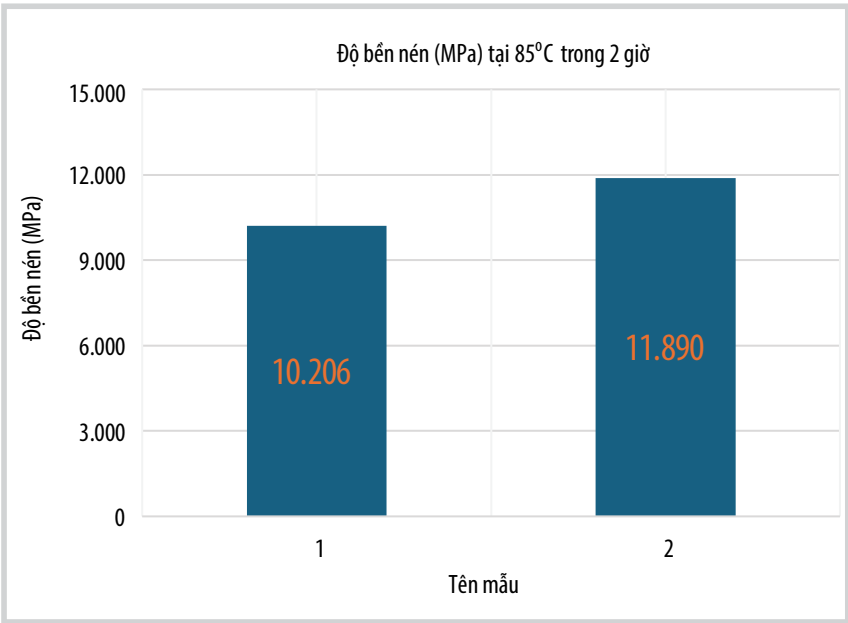
TT	Tên mẫu	Ký hiệu mẫu	Đường kính mẫu (mm)	Chiều cao mẫu (mm)	Độ thấm (mD)		Độ rỗng trung bình (%)
					Chi tiết	Trung bình	
1	S1	S11	6.019	4.954	0,033	0,033	20,814
		S12	6.019	4.954	0,033		
2	S2	S21	6.194	4.950	0,007	0,006	18,147
		S22	6.210	4.952	0,005		

Kết quả đo cường độ nén UCA của 2 mẫu vữa S1 và S2 cho thấy cả 2 hệ đều đạt cường độ 500 psi trước 8 giờ. Việc thay thế phụ gia HR-14LM bằng lignosulfonate không chỉ duy trì mà còn cải thiện nhẹ cường độ nén, thể hiện lignosulfonate vừa có khả năng thay thế phụ gia kéo dài thời gian đặc quánh, vừa hỗ trợ tăng cường độ nén của vữa xi măng giúp hệ vữa ổn định và phát triển cường độ theo thời gian mà không ảnh hưởng đến tính chất cơ học.

3.4.4. Độ thấm, độ rỗng

Độ rỗng và độ thấm của đá xi măng được xác định theo API RP 10B-2, sử dụng phương pháp cân thủy tĩnh để tính ra độ rỗng và đo bằng máy đo độ thấm.

Cả 2 vữa S1 và S2 có kích thước mẫu tương đối đồng đều, đảm bảo so sánh tính chất cơ lý. Độ rỗng trung bình của S1 (20,814%) cao hơn S2 (18,147%), cho thấy việc thay thế phụ gia HR-14LM bằng lignosulfonate làm giảm khoảng trống trong vữa. Độ thấm trung bình của S1 (0,033 mD) cao hơn S2 (0,006 mD), phản ánh khả năng dẫn nước của S2 kém hơn do cấu trúc vữa chặt hơn, vữa chứa lignosulfonate giảm cả độ rỗng lẫn độ thấm.



Hình 6. Kết quả độ bền nén của vữa sử dụng phụ gia HR-14LM 0,06 gal/sk (1) và khi thay HR-14LM bằng lignosulfonate với hàm lượng 0,639% BWOC (2).

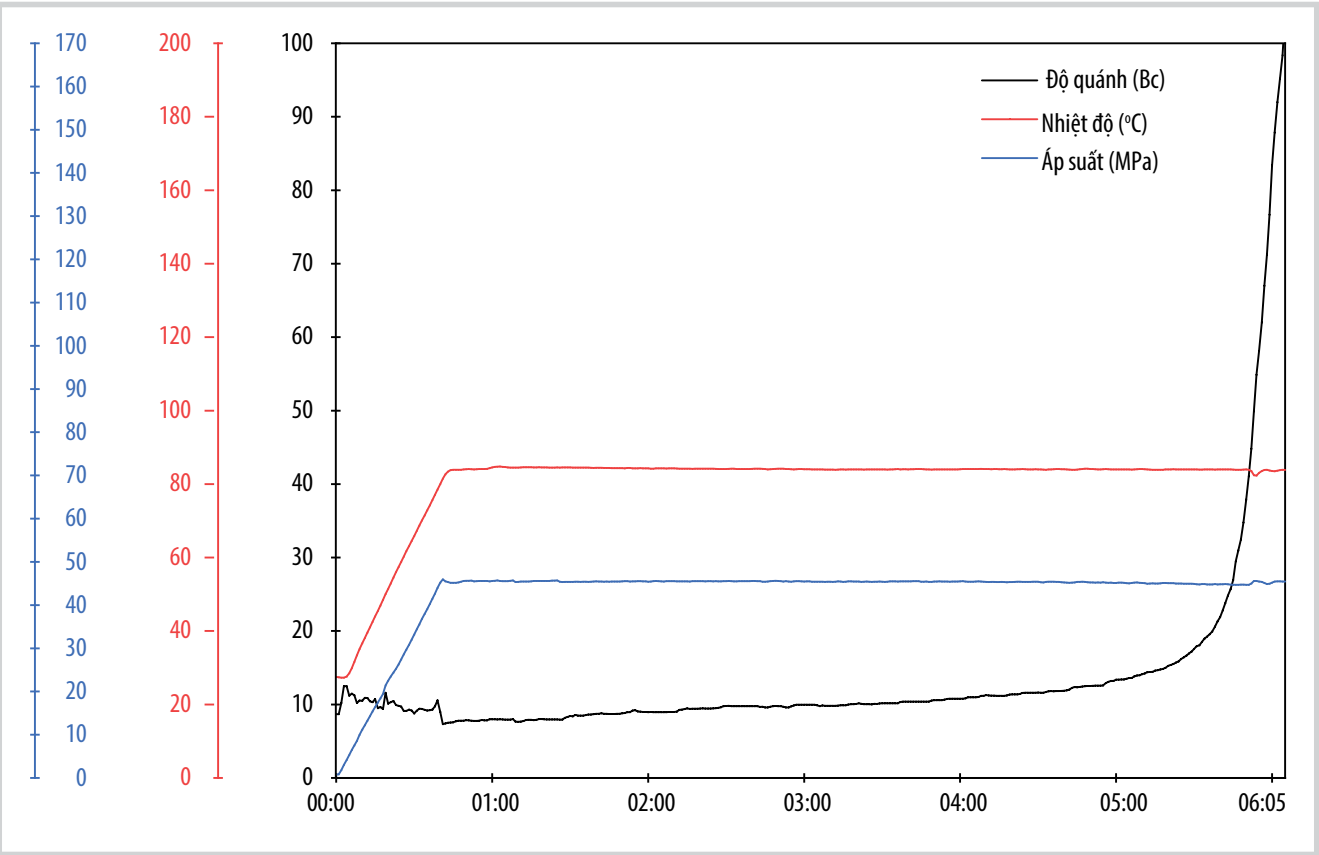
3.4.5. Độ bền nén

Toàn bộ quy trình tạo mẫu, bảo dưỡng mẫu, nén mẫu nhằm xác định độ bền nén được thực hiện theo hướng dẫn của tiêu chuẩn API RP 10B-2. Mẫu đá được đúc bằng khuôn 50 x 50 x 50 mm, sau đó được bảo dưỡng 24 giờ trong bể ổn nhiệt ở nhiệt độ 85°C và áp suất thường để hạn chế sự bay hơi nước. Nhóm tác giả sử dụng 2 phương pháp khác nhau để đánh giá độ bền nén. Việc đo cường độ nén trên mẫu đá đúc khuôn cho phép xác định giá trị cường độ tại thời điểm sau 24 giờ, kết quả đưa ra không có tính liên tục theo thời gian. Còn phép đo bằng UCA là theo dõi quá trình liên tục, ổn định và sự phát triển cường độ theo thời gian.

Kết quả cho thấy cả 2 mẫu vữa xi măng đều đạt cường độ nén trên 10 MPa tại 85°C, đáp ứng yêu cầu tối thiểu theo tiêu chuẩn API. Mẫu dùng phụ gia HR-14LM đạt 10.206 MPa, trong khi mẫu sử dụng lignosulfonate đạt 11.890

Bảng 11. Thời gian quán nh của các vữa xi măng

Mẫu	Mật độ vữa (g/cm ³)	Thời gian quán nh				
		Điều kiện vận hành		Thời gian đạt độ quán nh (giờ.phút)		
		Nhiệt độ (°C)	Áp suất (MPa)	30 Bc	60 Bc	100 Bc
S1	1.89	85	45	5 giờ 46 phút	5 giờ 55 phút	6 giờ 5 phút
S2	1.89	85	45	5 giờ 58 phút	6 giờ 3 phút	6 giờ 8 phút



Hình 7. Biểu đồ thời gian quán nh của vữa xi măng sử dụng phụ gia HR-14LM 0,06 gal/sk.

MPa, cao hơn rõ rệt. Sự chênh lệch này có thể lý giải do lignosulfonate ngoài vai trò là phụ gia chậm đông còn có khả năng phân tán tốt hạt xi măng, giúp hệ vữa đồng nhất hơn và giảm hiện tượng kết tụ. Nhờ đó, quá trình thủy hóa diễn ra thuận lợi hơn, tạo ra cấu trúc đá xi măng đặc chắc, nâng cao cường độ cơ học. Đáng chú ý, cả hai hệ vữa đều đạt cường độ nén tối thiểu 500 psi ($\approx 3,45$ MPa) bảo đảm yêu cầu vận hành giếng theo API.

3.4.6. Thời gian quán nh của vữa xi măng trong điều kiện nhiệt độ 85°C, áp suất 45 MPa

Độ quán nh và thời gian quán nh của vữa xi măng được đo bằng máy đo độ quán nh Fann 290 HPHT, có áp suất tối đa là 207 MPa và nhiệt độ 204°C theo tiêu chuẩn API/RP-10B. Nghiên cứu đánh giá vữa xi măng không sử dụng

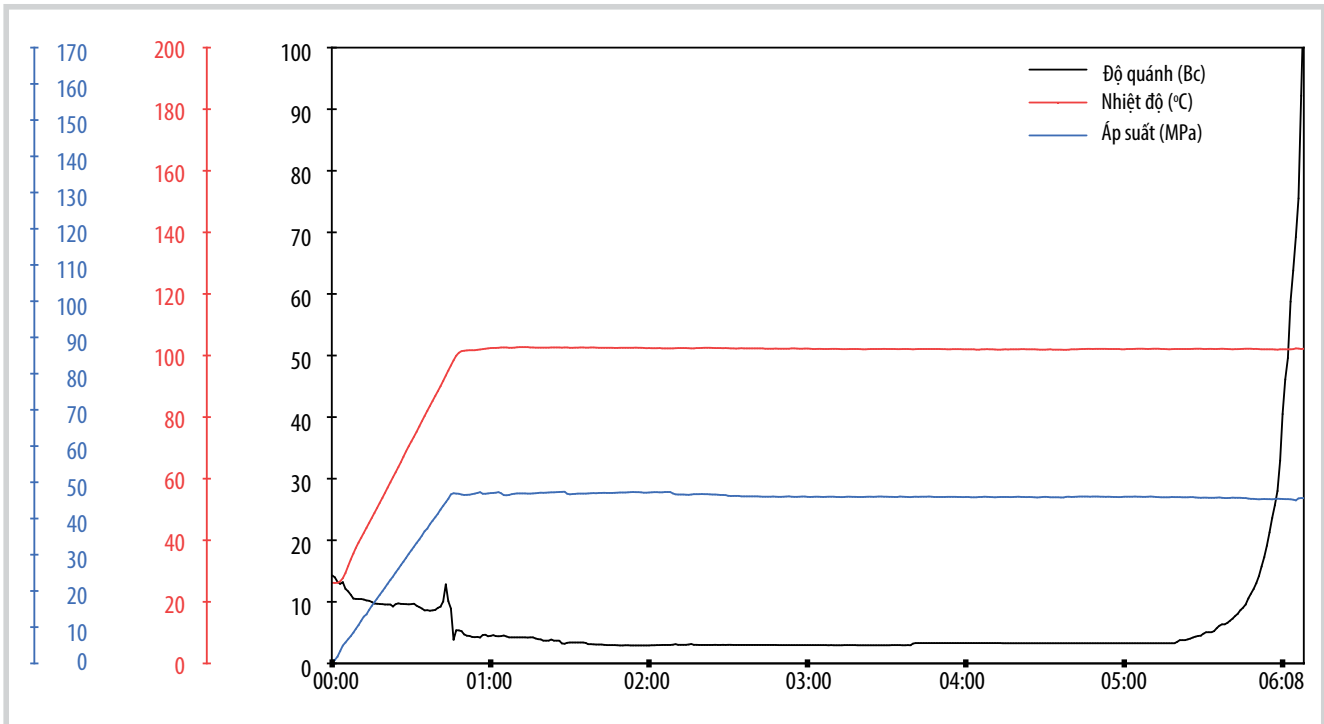
lignosulfonate và có sử dụng lignosulfonate được trình bày trong Hình 7 và 8.

Bc (Bearden Consistency unit) là đơn vị đo độ đặc quán nh của vữa xi măng. Trên thực tế, Bc không phải là độ nhớt tuyệt đối (cP) mà là đơn vị tương đối do API quy ước để đánh giá mức độ đặc quán nh trong quá trình bơm vữa.

Quy ước API:

- 0 - 30 Bc: vữa ở trạng thái bơm được.
- 60 Bc: ngưỡng mất khả năng bơm.
- 100 Bc: vữa đạt trạng thái “đặc quán nh”, được xem là thời gian đặc quán nh API.

Trong điều kiện nhiệt độ 85°C và áp suất 45 MPa (Hình 7), độ quán nh ban đầu của vữa xi măng duy trì ở mức



Hình 8. Biểu đồ thời gian quánh của vữa xi măng khi thay HR-14LM bằng lignosulfonate với hàm lượng 0,639% BWOC.

Bảng 12. Các nguyên tắc hóa học xanh trong việc ứng dụng phụ gia sinh học lignosulfonate

Nguyên tắc số	Nguyên tắc	Ứng dụng cho phụ gia sinh học
1	Ngăn ngừa chất thải	Tận dụng nguyên liệu tái tạo, giảm thải hóa chất tổng hợp
3	Giảm/loại bỏ chất độc hại	Không chứa kim loại nặng hay halogen, an toàn cho người và môi trường
7	Sử dụng nguyên liệu tái tạo	Lấy từ gỗ, tảo, vi sinh hoặc chất thải nông nghiệp
10	Hóa chất phân hủy sinh học	Phân hủy tự nhiên, không tích lũy lâu dài trong môi trường
12	Tính bền vững của hệ thống	Kéo dài thời gian đặc quánh, giảm hao hụt vật liệu và tiết kiệm tài nguyên

thấp, ổn định trong thời gian dài. Trong khoảng 5 giờ đầu, đường cong độ quánh hầu như nằm ngang, chứng tỏ vữa có tính bơm tốt và không xuất hiện hiện tượng gel hóa sớm. Nhiệt độ và áp suất được duy trì ổn định trong suốt quá trình. Sau khoảng 5 giờ 55 phút, độ quánh bắt đầu tăng nhanh và đạt 100 Bc tại 6 giờ 5 phút. Hàm lượng 0,06 gal/sk HR-14LM cho thời gian quánh phù hợp với đặc tính mong muốn của một hệ vữa xi măng giếng khoan, đảm bảo thời gian làm việc đủ dài để hoàn thành quá trình bơm ép.

Để so sánh, nhóm tác giả đã thay thế phụ gia HR-14LM với hàm lượng 0,06 gal/sk bằng lignosulfonate với hàm lượng 0,639% BWOC. Ban đầu hệ vữa xi măng có độ quánh (Bc) rất thấp, cho thấy lignosulfonate ngoài vai trò làm chậm đông, còn cải thiện đáng kể tính linh động và khả năng chảy loãng của vữa. Cơ chế chính là sự hấp phụ của phân tử lignosulfonate lên bề mặt hạt xi măng, tạo lực đẩy tĩnh điện và hiệu ứng phân tán, làm giảm hiện

tượng kết tụ. Nhờ đó, hệ vữa duy trì trạng thái đồng nhất và dễ bơm ép trong suốt hơn 5 giờ đầu. Khi độ quánh đạt khoảng 30 Bc, đường cong bắt đầu chuyển hướng, biểu hiện sự khởi phát quá trình thủy hóa mạnh hơn. Sau đó, độ quánh tăng nhanh theo đường dốc đứng và đạt 100 Bc sau khoảng 6 giờ 8 phút.

3.5. Đánh giá khả năng an toàn, thân thiện với môi trường

Để đánh giá mức độ thân thiện với môi trường của phụ gia sinh học sử dụng trong vữa xi măng, có thể áp dụng một số nguyên tắc tiêu biểu của hóa học xanh. Các nguyên tắc này hướng đến việc giảm chất thải, tăng hiệu quả sử dụng nguyên liệu, đảm bảo an toàn cho con người và môi trường, đồng thời duy trì tính bền vững của hệ thống vật liệu. Bảng 12 trình bày một số nguyên tắc chính và ứng dụng cho phụ gia sinh học.

Theo Jost Ruwoldt [14], lignosulfonate vốn là sản phẩm phụ tái sinh từ ngành giấy nên có khả năng phân

hủy sinh học cao và ít gây tác động môi trường hơn so với nhiều phụ gia polymer tổng hợp. Ligninchina [15] cho biết lignosulfonate được sản xuất với quy mô lớn, chi phí thấp, giá thành chỉ khoảng 200 - 500 USD/tấn, nhờ vậy có lợi thế cạnh tranh đáng kể so với các phụ gia tổng hợp và có tiềm năng sử dụng làm phụ gia kéo dài thời gian quánh với tính chất xanh nhờ cấu trúc hóa học đặc trưng giúp tăng cường tương tác mặt phân tử trong dung dịch nước.

4. Kết luận

Kết quả nghiên cứu đã cho thấy lignosulfonate là phụ gia phù hợp để sử dụng trong hệ xi măng dầu khí. Phụ gia này không chỉ đóng vai trò như một chất chậm đông thông thường thông qua việc kìm hãm tốc độ hydrate hóa mà còn tham gia vào các tương tác hóa học trực tiếp với các pha thủy hóa của xi măng.

Khi sử dụng lignosulfonate ở hàm lượng 0,639% BWOC đã giúp kéo dài thời gian đặc quánh của vữa xi măng lên đến 6 giờ 8 phút. Với cơ chế tác động kép, vừa vật lý vừa hóa học, lignosulfonate mang lại khả năng kiểm soát linh hoạt, đảm bảo tính ổn định và hiệu quả trong quá trình thi công. Bên cạnh đó, lợi thế về chi phí, nguồn gốc tự nhiên và tính thân thiện với môi trường khiến lignosulfonate trở thành một lựa chọn bền vững, phù hợp với xu thế phát triển vật liệu xanh trong ngành dầu khí. Nghiên cứu này không chỉ cung cấp bằng chứng khoa học thuyết phục cho việc ứng dụng lignosulfonate mà còn mở ra hướng đi mới cho việc tận dụng các phụ gia có nguồn gốc sinh học trong công nghiệp xi măng dầu khí, hướng đến mục tiêu hiệu quả - an toàn - bền vững.

Hướng nghiên cứu tiếp theo nhóm tác giả sẽ tập trung cải thiện và đánh giá sâu hơn các tính chất quan trọng của vữa và đá xi măng trám giếng, đặc biệt độ co ngót (shrinkage) nhằm xác định ứng suất nội sinh và lý giải khả năng ổn định cấu trúc vi mô của vật liệu. Việc này giúp giảm biến dạng thể tích và cường độ bám dính trượt (shear bond) ở thí nghiệm đo lực cắt tại giao diện ống - xi măng trong điều kiện áp suất cao nhiệt độ cao (HPHT), từ đó đánh giá ảnh hưởng đến độ bám dính và ma sát bề mặt, cũng như mức độ cải thiện khả năng cách ly vỉa và chống dòng chảy sau trám. Ngoài ra, nhóm tác giả sẽ tiếp tục tối ưu khả năng phục hồi lưu biến (thixotropy) của hệ vữa xi măng để dễ bơm và giữ vữa ổn định sau khi bơm, từ đó nâng cao hiệu quả và độ bền của hệ trám giếng.

Tài liệu tham khảo

[1] Caoxing Huang, Junmei Ma, Weiyu Zhang, Guohong Huang, and Qiang Yong, "Preparation

of lignosulfonates from biorefinery lignins by sulfomethylation and their application as a water reducer for concrete" *Polymers*, Volume 10, Issue 8, 2018. DOI: 10.3390/polym10080841.

[2] Yaqin Zhang, Feng Huo, Yanlei Wang, Yu Xia, Xin Tan, Suojian Zhang, and Hongyan He, "Theoretical elucidation of β -O-4 bond cleavage of lignin model compound promoted by sulfonic acid-functionalized ionic liquid", *Frontiers in Chemistry*, Volume 7, 2019. DOI: 10.3389/fchem.2019.00078.

[3] Thomas Aro and Pedram Fatehi, "Production and application of lignosulfonates and sulfonated lignin, *ChemSusChem*, 2017, DOI: 10.1002/cssc.201700082.

[4] Borregaard, "Cement retarders and dispersants for zonal isolation". [Online]. Available: <https://www.borregaard.com/markets/energy-resources/oil-gas/applications/cement-retarder>.

[5] Nanlong Hong and Xueqing Qiu, "Structure-adsorption behavior-dispersion property relationship of alkyl chain cross-linked lignosulfonate with different molecular weights", *ACS Omega*, Volume 5, Issue 1, pp. 109 - 118, 2020. DOI: 10.1021/acsomega.9b03535.

[6] Bernt O. Myrvold, "A new model for the structure of lignosulphonates: Part 1. Behaviour in dilute solutions", *Industrial Crops and Products*, Volume 27, Issue 2, pp. 214 - 219, 2008. DOI: 10.1016/j.indcrop.2007.07.010.

[7] Bernd Schäfer, *Naturstoffe in der chemischen Industrie*. Springer Spektrum, 2006. DOI: 10.1007/978-3-662-61017-6.

[8] P.J. Salazar Valencia, L.E. Bolívar Martinez, and S.T. Pérez Merchancano, "Molecular modeling of ammonium, calcium, sulfur, and sodium lignosulphonates in acid and basic aqueous environments", *Brazilian Journal of Physics*, Volume 45, Issue 6, pp. 567 - 574, 2015. DOI: 10.1007/s13538-015-0364-5.

[9] Guro Elise Fredheim, Svein Magne Braaten, and Bjørn E. Christensen, "Molecular weight determination of lignosulfonates by size-exclusion chromatography and multi-angle laser light scattering", *Journal of Chromatography A*, Volume 942, Issue 1 - 2, pp. 191 - 199, 2002. DOI: 10.1016/S0021-9673(01)01377-2.

[10] Benrt O. Myrvold, "The polyelectrolyte behavior of randomly branched lignosulfonates", *Tappi Journal*, Volume 6, Issue 11, pp. 10 - 14, 2007.

[11] Yonghong Deng, Yuan Wu, Yong Qian, Xinping Ouyang, Dongjie Yang, and Xueqing Qiu, "Adsorption and

desorption behaviors of lignosulfonate during the self-assembly of multilayers", *BioResources*, Volume 5, Issue 2, pp. 1178 - 1196, 2010.

[12] Mingfang Yan, Dongjie Yang, Yonghong Deng, P.Chen, Haifeng Zhou, and Xueqing Qiu, "Influence of pH on the behavior of lignosulfonate macromolecules in aqueous solution", *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, Volume 371, Issue 1 - 3, pp. 50 - 58, 2010. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2010.08.062.

[13] H. Li, Y. Deng, H. Ye, L. Xiao, and X. Qiu, "Effect of temperature on polyelectrolyte expansion of

lignosulfonate", *BioResources*, Volume 10, Issue 1, pp. 575 - 587, 2015.

[14] Jost Ruwoldt, "A critical review of the physicochemical properties of lignosulfonates: Chemical structure and behavior in aqueous solution", *Surfaces*, Volume 3, Issue 4, pp. 622 - 648, 2020. DOI: 10.3390/surfaces3040042.

[15] Ligninchina, "Sodium lignosulfonate-sulfite pulping byproduct", 2025. [Online]. Available: <https://www.ligninchina.com/sodium-lignosulfonate-sulfite-pulping-byproduct/>.

STUDY ON CHARACTERISTIC PROPERTIES AND THE INFLUENCE OF LIGNOSULFONATES ON THE THICKENING TIME OF CEMENT SLURRY AND SET CEMENT IN OIL WELL CEMENTING

Tran Viet Hoang¹, Ngo Thi Nguyen¹, Nguyen Van Ngo¹, Le Van Vien², Le Anh Son²

¹PVChem - Tech Co., Ltd.

²Southern DMC Petroleum Chemicals Joint Stock Company

Email: hoangtv@pvchem.com.vn

Summary

The study aims to evaluate the effect of lignosulfonate on the thickening time and compressive strength of cement at a dosage of 0.639 %BWOC. IR spectroscopy confirms that lignosulfonate possesses a well-defined structure featuring aromatic rings and sulfonate groups. EPR analysis demonstrates that lignosulfonate not only increases viscosity and reduces the hydration rate but also actively participates in chemical interactions within the cement matrix.

TGA and DTG analyses indicate that lignosulfonate undergoes a 2-stage thermal decomposition, beginning significantly at around 190°C, reflecting relatively high thermal stability. According to API Spec.10A and RP 10B-2 tests, the sample incorporating lignosulfonate exhibits a lower fluid loss of 0.552% compared to 0.644% for the HR-14LM sample, while the UCA compressive strength of both slurries reaches 500 psi within 8 hours. Furthermore, the average porosity decreases from 20.814% to 18.147%, and permeability is reduced from 0.033 mD to 0.006 mD when lignosulfonate is used. The thickening times to reach 100 Bc for the two samples are 6 hours 5 minutes and 6 hours 8 minutes, respectively.

Key words: Lignosulfonate, thickening time, well cementing, cement slurry and set cement.

KHẢ NĂNG ỨNG DỤNG NĂNG LƯỢNG THỦY TRIỀU CHO GIÀN KHAI THÁC DẦU KHÍ VÀ GIÀN DK1 NGOÀI KHƠI VIỆT NAM

Trương Hoài Nam

Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PVN)

Email: namth@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.05-03>

Tóm tắt

Trong bối cảnh nhu cầu điện của Việt Nam được dự báo tăng trưởng 8 - 10%/năm và mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050, việc phát triển các nguồn năng lượng tái tạo biển được coi là định hướng chiến lược. Các nghiên cứu hải văn cho thấy Việt Nam có tiềm năng năng lượng biển rất lớn: gió ngoài khơi ước đạt 513 GW, năng lượng sóng khu vực Bắc Biển Đông đạt trên 20 kW/m và đặc biệt thủy triều tại Trường Sa có AEP đạt 3,3 - 27 GWh/năm ở mặt biển. Các khu vực Chim Biển, An Bang và Trường Sa Đông được đánh giá có tiềm năng cao nhất. Các giàn khai thác dầu khí và DK1 ngoài khơi có phụ tải điện liên tục nhưng chủ yếu đang phụ thuộc vào turbine khí và diesel.

Việc tích hợp turbine thủy triều tại chân giàn có thể thay thế một phần phụ tải nền 0,5 - 5 MW, giảm đáng kể tiêu thụ nhiên liệu, phát thải CO₂ và chi phí hậu cần. Nghiên cứu này cung cấp cơ sở khoa học và thực tiễn cho việc triển khai thí điểm turbine thủy triều trên giàn khai thác dầu khí và DK1 trong giai đoạn 2025 - 2030, hướng tới phát triển kinh tế biển xanh và thực hiện cam kết giảm phát thải của Việt Nam.

Từ khóa: Năng lượng thủy triều, giàn khai thác dầu khí, giàn DK1, năng lượng tái tạo biển, Trường Sa, phát thải CO₂, an ninh năng lượng.

1. Giới thiệu

Nhu cầu điện của Việt Nam dự báo tiếp tục tăng 8 - 10%/năm trong giai đoạn tới [1], trong khi Chính phủ đã cam kết đạt phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 tại COP26 [2]. Việc phát triển các nguồn năng lượng tái tạo, đặc biệt là năng lượng biển, vì vậy đóng vai trò quan trọng đối với bảo đảm an ninh năng lượng và thực hiện mục tiêu giảm phát thải.

Trong số các nguồn năng lượng tái tạo biển, năng lượng thủy triều có ưu điểm nổi bật nhờ tính chu kỳ ổn định, khả năng dự báo chính xác và ít phụ thuộc vào điều kiện khí hậu hơn so với gió và mặt trời [3, 4]. Việt Nam sở hữu đường bờ biển dài hơn 3.200 km với điều kiện hải văn phong phú: tổng tiềm năng gió ngoài khơi ước đạt 513 GW; tốc độ gió trung bình khu vực DK1-7 đạt 6,37 m/s (2011 - 2020); mật độ năng lượng sóng tại Bắc Biển Đông có thể vượt 20 kW/m [3]. Đây là những tín hiệu thuận lợi để phát triển các công nghệ năng lượng biển ngoài khơi.

Trong khi đó, các giàn khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam vẫn phụ thuộc lớn vào turbine khí và máy phát diesel. Nhiều giàn có tổng công suất lắp đặt 10 - 20 MW và tiêu thụ hàng chục nghìn tấn nhiên liệu mỗi năm, phát thải hàng trăm tấn CO₂ mỗi ngày [5 - 10]. Đối với các DK1 phục vụ nhiệm vụ quốc phòng, nguồn điện chủ yếu dựa vào diesel công suất nhỏ, phụ thuộc nhiều vào hậu cần tiếp tế trong điều kiện thời tiết khắc nghiệt.

Trên thế giới, các nghiên cứu và dự án thử nghiệm về tích hợp turbine thủy triều vào kết cấu giàn ngoài khơi đã chứng minh tính khả thi về kỹ thuật. Zheng và cộng sự [11] chỉ ra rằng turbine trực đứng lắp dưới chân giàn jacket có thể vận hành ổn định trong điều kiện dòng chảy 1,0 - 2,5 m/s với hệ số an toàn kết cấu đảm bảo. Kinh nghiệm này là tiền đề quan trọng cho việc đánh giá khả năng ứng dụng tại các giàn dầu khí Việt Nam và DK1.

Do đó, việc nghiên cứu tích hợp nguồn thủy triều vào hạ tầng ngoài khơi không chỉ có ý nghĩa kinh tế - môi trường mà còn góp phần nâng cao tự chủ năng lượng, giảm phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch và củng cố an ninh - quốc phòng trên biển.



Ngày nhận bài: 16/10/2025

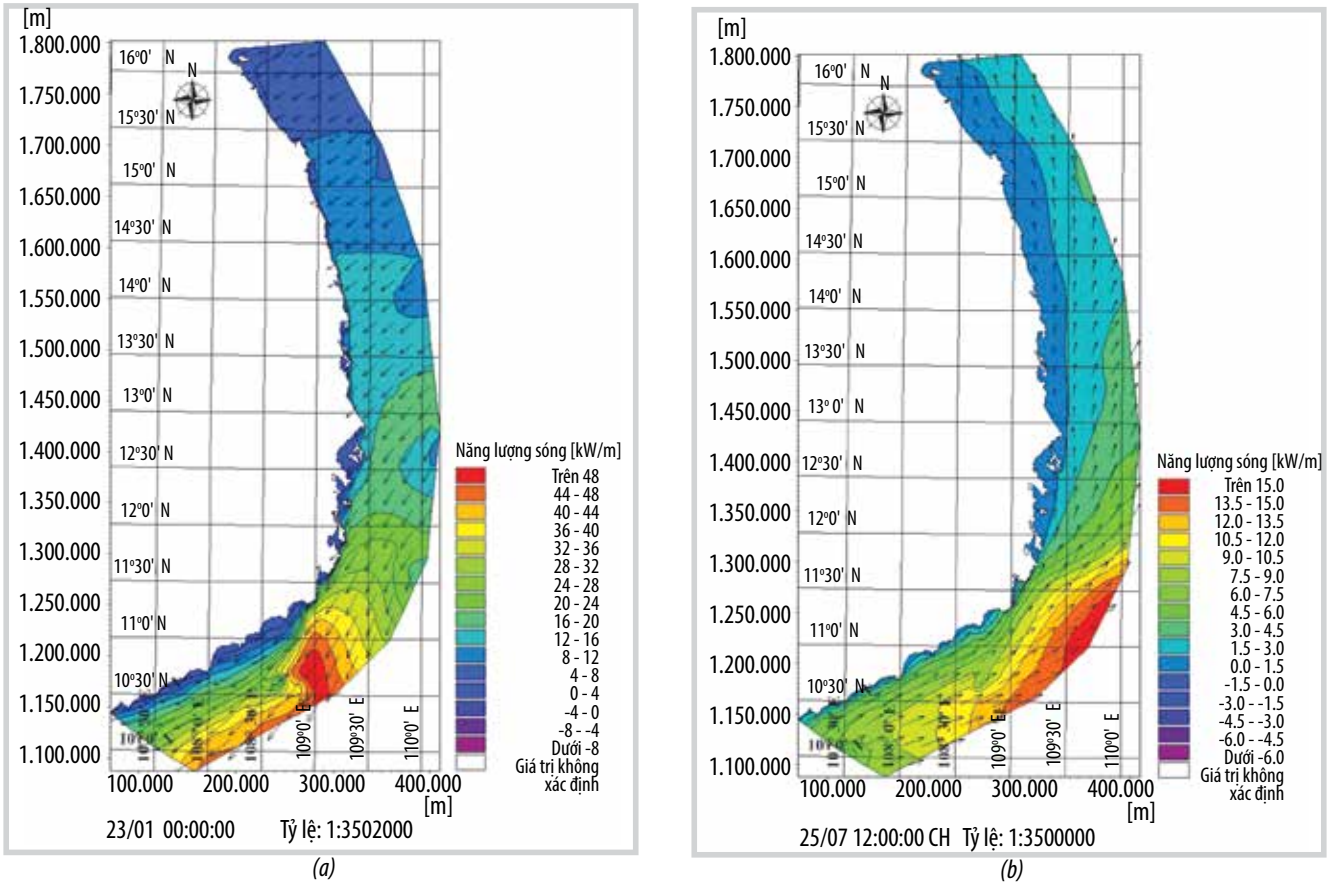
Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 16 - 27/10/2025

Ngày bài báo được duyệt đăng: 27/10/2025

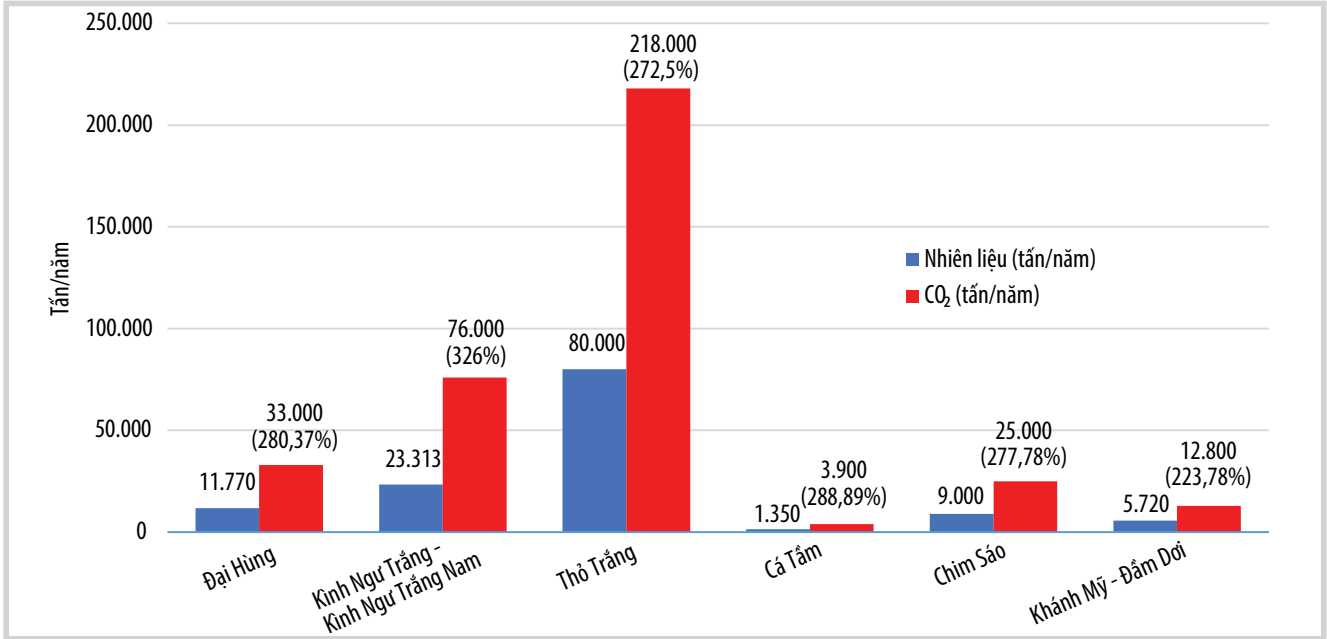
2. Cơ sở khoa học và phương pháp nghiên cứu

Nghiên cứu sử dụng các số liệu hải văn và thông tin kỹ thuật được tổng hợp từ báo cáo Bộ Nông nghiệp và Môi trường, các báo cáo đánh giá tác động môi trường mở đầu

khí ngoài khơi, cùng các tài liệu quốc tế về turbine thủy triều [3, 4, 11 - 13]. Dữ liệu bao gồm biên độ thủy triều, vận tốc dòng chảy, mật độ nước biển và nhu cầu điện của các giàn ngoài khơi Việt Nam.



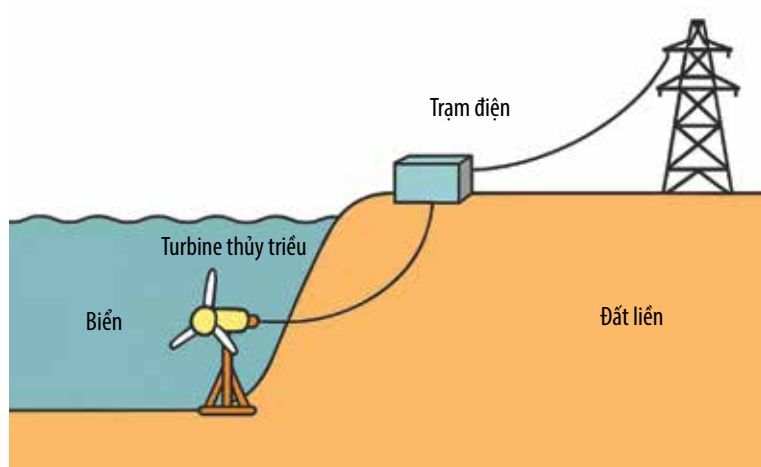
Hình 1. Bản đồ tiềm năng năng lượng biển Việt Nam khu vực Nam Trung Bộ (Biểu đồ năng lượng trong thời kỳ gió mùa Đông Bắc (a) và gió mùa Tây Nam (b) [3]).



Hình 2. Biểu đồ tiêu thụ nhiên liệu và phát thải CO₂ tại một số giàn dầu khí ở Việt Nam [5 - 10].



Hình 3. DK1 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam.



Hình 4. Sơ đồ nguyên lý phát điện thủy triều [14].



Hình 5. Các loại turbine thủy triều trục ngang (HAT), trục đứng (VAT), turbine có ống dẫn (ducted) và turbine nổi (floating) [12].

2.1. Nguyên lý phát điện thủy triều và phương pháp tính AEP

Năng lượng dòng chảy được chuyển đổi thành cơ năng quay rotor turbine và sau đó thành điện năng. Công suất phát tức thời $P_{(t)}$ của turbine được xác định theo công thức [12]:

$$P_{(t)} = \frac{1}{2} \rho A C_p v_{(t)}^3$$

Trong đó:

$P_{(t)}$: Công suất (W);

ρ : Mật độ nước biển ($\sim 1.025 \text{ kg/m}^3$);

A : Diện tích quét cánh turbine (m^2);

$v_{(t)}$: Tốc độ dòng chảy (m/s);

C_p : Hệ số công suất turbine chuyển đổi (30 - 45%).

Để phản ánh đúng tính chu kỳ của thủy triều, nghiên cứu sử dụng chuỗi vận tốc dòng chảy theo giờ trích từ số liệu đánh giá tác động môi trường khu vực Nam Côn Sơn và gàn DK1. Các chuỗi này thể hiện chế độ bán nhật triều với 2 đỉnh tốc độ mỗi ngày, phù hợp với các thành phần M2, S2, K1, O1.

Công suất trung bình năm được xác định bằng tích phân công suất theo thời gian:

$$P_{mean} = \frac{1}{T} \int_0^T P_{(t)} dt$$

Sản lượng điện hàng năm (AEP) được tính bằng tích phân công suất theo thời gian, dựa trên chu kỳ bán nhật triều ($\approx 12,42$ giờ) và số ngày trong năm:

$$AEP = P_{mean} \times 8760 \times AF$$

Trong đó, AF - hệ số sẵn sàng của thiết bị (availability factor), là tỷ lệ thời gian dòng chảy có vận tốc lớn hơn vận tốc khởi động v_{ci} (thường 0,8 - 1 m/s). Giá trị AF được xác định từ dữ liệu thực đo hoặc chuỗi mô phỏng, dao động 0,45 - 0,5 đối với vùng DK1.

Bảng 1. Công suất lý thuyết của turbine AR1500 theo vận tốc dòng chảy

Vận tốc (m/s)	Diện tích quét (m^2)	Hiệu suất (%)	Công suất (kW)
1,5	254	40	~ 344
2,0	254	40	~ 814
2,5	254	40	1.588

Với turbine AR1500 (đường kính 18 m, $A = 254 \text{ m}^2$, $C_p = 0,40$), công suất lý thuyết được thể hiện trong Bảng 1.

Kết quả cho thấy khu vực có vận tốc 1,5 - 2,5 m/s phù hợp để khai thác bằng turbine trục ngang hoặc trục đứng cỡ nhỏ.

Đặc điểm nổi bật của thủy triều là chu kỳ biến thiên có thể dự báo chính xác, giúp nâng cao độ tin cậy so với điện gió hoặc điện mặt trời [3, 4].

2.2. Các công nghệ turbine thủy triều

Nhiều công nghệ turbine thủy triều đã được thương mại hóa trong 20 năm gần đây, có thể phân loại như sau [4, 12, 13]:

- Turbine trục ngang (HAT): hiệu suất cao (35 - 45%), phù hợp dòng chảy ổn định.
- Turbine trục đứng (VAT): khai thác dòng chảy hai chiều, thuận tiện cho bố trí tại chân giàn.
- Turbine có ống dẫn (ducted turbine): tăng tốc dòng chảy, thích hợp vùng vận tốc thấp.
- Turbine nổi: lắp đặt trên kết cấu nổi, phù hợp vùng nước sâu.

Một số turbine thương mại đạt 0,5 - 1,5 MW/đơn vị, điển hình là AR1500 (Atlantis Resources) tại dự án MeyGen (Scotland). Các thử nghiệm cho thấy khả năng vận hành ổn định trong môi trường biển khắc nghiệt.

Đối với kết cấu giàn dầu khí, nghiên cứu của Zheng [11] chứng minh rằng turbine trục đứng kiểu H-Darrieus lắp dưới chân giàn jacket có tải trọng động nhỏ, hệ số sử dụng kết cấu (UC) < 0,5 và thuận lợi cho bảo trì.

Dự án Morlais (Wales, 2024) sử dụng nền móng tripod tương tự giàn cố định (jacket) tại Việt Nam, cho thấy tiềm năng tích hợp turbine dưới chân giàn là hoàn toàn khả thi.

Năm 2024, Nova Innovation triển khai Morlais Tidal Energy Demonstration Zone (Anglesey, Wales), được Chính phủ Anh hỗ trợ 31 triệu GBP qua chương trình Tidal Stream Demonstrator. Dự án sử dụng khung đế 3 chân đặt ở độ sâu 20 - 40 m và phương pháp lắp đặt module bằng tàu cầu jack-up, cho phép turbine 1 - 1,5 MW hạ thủy/bảo trì nhanh. Cấu hình này tương đồng giàn cố định (jacket platform) của các mỏ dầu khí Việt Nam, cho thấy khả năng tích hợp turbine vào chân giàn hiện hữu là khả thi về kỹ thuật và an toàn kết cấu [15] (Hình 7).



Hình 6. Turbine AR1500 tại dự án MeyGen (Scotland) [13].



Hình 7. Chân đế và lắp đặt turbine năng lượng thủy triều công suất 1 - 1,5 MW tại dự án Morlais (Anglesey, 2024).

3. Đánh giá khả năng ứng dụng turbine thủy triều tại Việt Nam

3.1. Đặc điểm thủy triều, gió và sóng

Với hơn 3.200 km bờ biển, Việt Nam chịu ảnh hưởng của chế độ bán nhật triều và nhật triều, tạo điều kiện thuận lợi cho phát triển năng lượng biển. Số liệu quan trắc và mô hình hải văn cho thấy biên độ thủy triều phổ biến 1,5 - 4 m và vận tốc dòng chảy 1,0 - 2,5 m/s tại nhiều vùng ven bờ [3, 4].

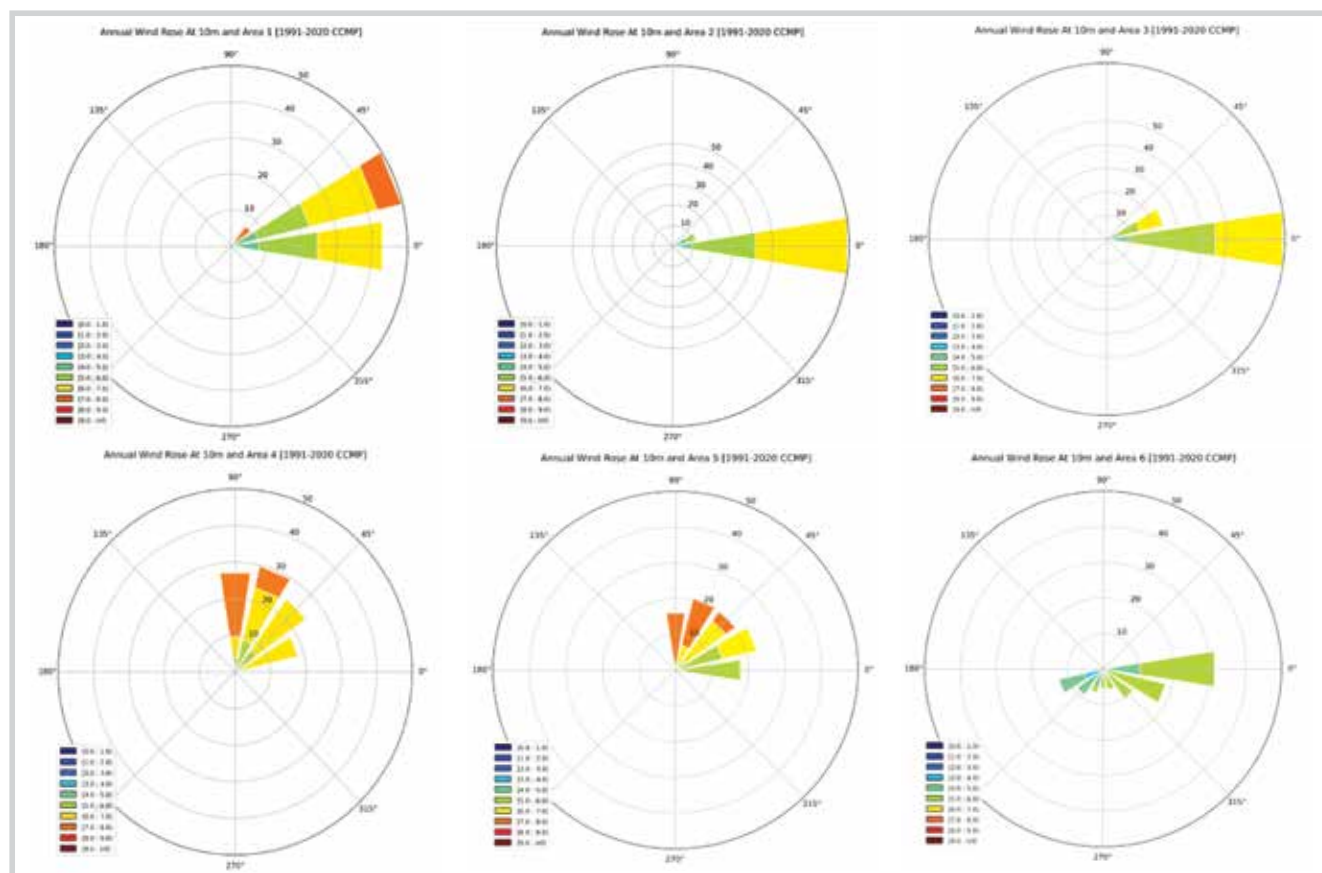
Theo Bộ Nông nghiệp và Môi trường, tiềm năng năng lượng biển của Việt Nam rất lớn: tổng tiềm năng gió ngoài khơi ước đạt 513 GW, tốc độ gió trung bình tại cụm giàn DK1 - 7 đạt 6,37 m/s (2011 - 2020), trong khi mật độ năng lượng sóng vùng Bắc Biển Đông có thể vượt 20 kW/m. Đây là các yếu tố thuận lợi để kết hợp nhiều nguồn năng lượng biển, trong đó có thủy triều.

Bảng 2 trình bày đặc trưng hải văn của các khu vực ven biển cho thấy nhiều khu vực có vận tốc dòng chảy 1,5 - 2,5 m/s - khoảng giá trị phù hợp cho turbine thủy triều công suất 0,5 - 1,5 MW.

Bảng 2. Đặc trưng hải văn các vùng biển Việt Nam [3, 5, 9]

Khu vực	Biên độ triều (m)	Dòng chảy trung bình Đông Bắc (m/s)	Dòng chảy trung bình Tây Nam (m/s)	Dòng chảy cực đại (m/s)	Hs trung bình Đông Bắc (m)	Hs trung bình Tây Nam (m)	Tp trung bình Đông Bắc (s)	Tp trung bình Tây Nam (s)
Vịnh Bắc Bộ	2,0 - 4,0	1,5 - 2,5	1,2 - 2,0	$\geq 2,5$ (eo/lạch)	1,5 - 2,5	0,8 - 1,5	6 - 9	5 - 7
Bắc Trung Bộ	1,5 - 3,0	1,0 - 1,8	0,8 - 1,5	$\approx 2,0$ (cửa sông)	1,2 - 2,2	0,7 - 1,3	6 - 8	5-7
Nam Trung Bộ	1,0 - 2,0	1,0 - 1,8	1,0 - 1,8	$\approx 2,0$ (mũi/đèo)	1,5 - 2,5	1,0 - 2,0	6 - 9	6 - 8
Nam Bộ (Cửu Long - Nam Côn Sơn)	1,8 - 3,0	1,0 - 1,5	1,0 - 2,0	$\approx 2,0$	1,2 - 2,0	1,0 - 1,8	6 - 8	6 - 8
Eo/cửa hẹp (Côn Đảo - Phú Quốc...)	2,0 - 3,5	1,5 - 2,0	1,5 - 2,0	2,5 - 3,0	1,0 - 2,0	0,8 - 1,5	5 - 8	5 - 7

Ghi chú: Hs - chiều cao sóng có ý nghĩa; Tp - chu kỳ sóng đỉnh. Các giá trị sẽ được cập nhật khi trích xuất số liệu cụ thể theo vùng mỏ.



Hình 8. Biểu đồ hoa gió theo năm ở độ cao 10 m tại các vùng biển ven bờ Việt Nam: Bắc vịnh Bắc Bộ (1), Nam vịnh Bắc Bộ (2), vùng biển từ Quảng Trị đến Quảng Ngãi (3), vùng biển từ Bình Định đến Ninh Thuận (4), vùng biển từ Bình Thuận đến Cà Mau (5), vùng biển từ Cà Mau đến Kiên Giang (6)[3].

3.2. Hiện trạng năng lượng tại các giàn dầu khí

Các giàn khai thác dầu khí tiêu thụ lượng lớn nhiên liệu hàng năm, chủ yếu từ turbine khí và diesel. Số liệu từ đánh giá tác động môi trường cho thấy:

- Đại Hùng: >10 MW (khí + diesel) [5]
- Kinh Ngư Trắng - Kinh Ngư Trắng Nam: ~18 MW [6]
- Thỏ Trắng: 75.000 - 84.000 tấn nhiên liệu/năm; phát thải 600 - 660 tấn CO₂/ngày [7]
- Cá Tắm: 0,8 - 1,7 MW [8]
- Khánh Mỹ - Đầm Dơi: diesel 70 kW + gió - mặt trời 3,9 kW; tàu dịch vụ 5.600 tấn DO/năm [9]

Các giàn quy mô vừa và nhỏ (0,5 - 5 MW) đặc biệt phù hợp để bổ sung phụ tải nền bằng turbine thủy triều. Bảng 3 tổng hợp dữ liệu hiện trạng và phát thải, cho thấy dư địa cắt giảm nhiên liệu và CO₂ rất đáng kể.

Đối chiếu công suất 0,5 - 1,5 MW/đơn vị của turbine thủy triều với phụ tải điển hình cho thấy: giàn nhỏ và trung bình có phụ tải nền 0,5 - 5 MW, giàn DK1 khoảng 300 - 800 kW, còn giàn lớn có thể đạt 10 - 20 MW (tùy mô

và giai đoạn vận hành) [5 - 10]. Với cấu hình cụm turbine (2 - 4 đơn vị) kết hợp hệ thống lưu trữ (BESS), nguồn thủy triều có thể: (i) đáp ứng hoàn toàn phụ tải nền cho giàn nhỏ/nhà giàn DK1; (ii) giảm đáng kể phụ tải diesel ở giàn lớn và (iii) tận dụng hạ tầng các giàn hết vòng đời để hình thành cụm năng lượng biển công suất hàng chục MW [13]. Phương án tích hợp kết cấu được thể hiện trong Hình 9.

3.3. Tiềm năng tại quần đảo Trường Sa và giàn DK1

Các giàn DK1 phục vụ quốc phòng có nhu cầu điện từ vài trăm kW đến xấp xỉ 1 MW, chủ yếu dựa vào diesel vận hành liên tục. Điều kiện thời tiết khắc nghiệt khiến tiếp tế nhiên liệu gặp nhiều rủi ro và chi phí cao.

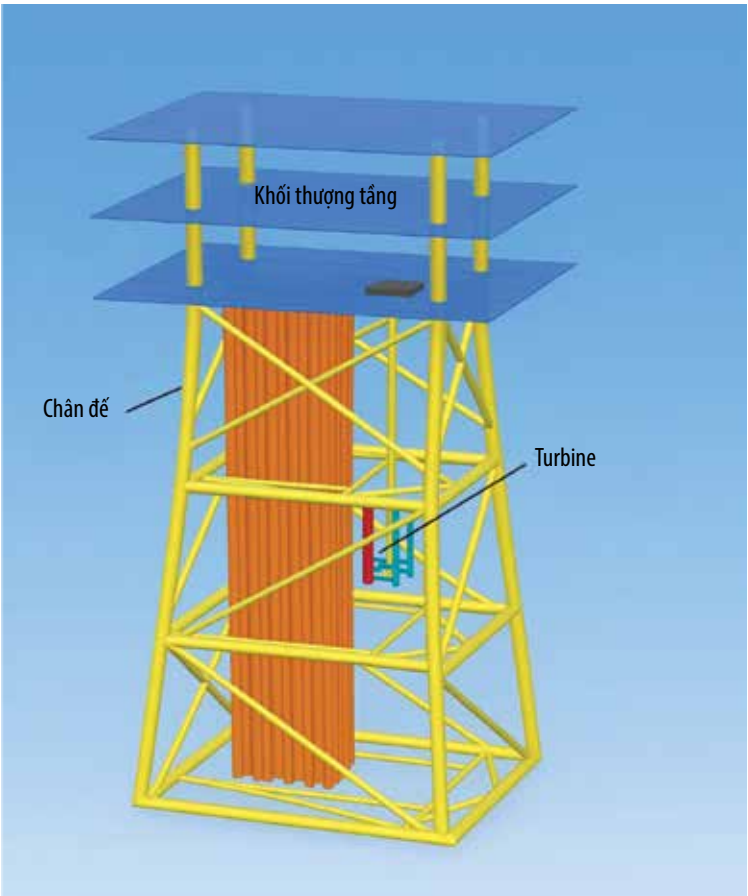
Các nghiên cứu gần đây về thủy triều tại quần đảo Trường Sa cho thấy tiềm năng rất đáng kể: 3,3 - 27,0 GWh/năm (mặt biển), 2,3 - 26,4 GWh/năm (ở độ sâu 20 m), 0,7 - 20,5 GWh/năm (ở độ sâu 50 m), với các khu vực Chim Biển, An Bang, Trường Sa Đông đạt giá trị cao nhất [18]. Các giá trị AEP này hoàn toàn đủ để cung cấp điện ổn định cho giàn DK1, đặc biệt khi kết hợp thêm pin lưu trữ hoặc nguồn năng lượng tái tạo khác.

Nhìn chung, tiềm năng thủy triều tại Việt Nam là phù hợp để tích hợp vào hệ thống điện các giàn dầu khí và DK1, mang lại lợi ích lớn về tự chủ năng lượng, giảm chi phí hậu cần và tăng cường an ninh - quốc phòng.

4. Đánh giá hiệu quả kinh tế - môi trường - xã hội

4.1. Hiệu quả kinh tế

Các giàn dầu khí ngoài khơi tiêu thụ lượng lớn nhiên liệu hóa thạch, kéo theo chi phí vận hành và hậu cần rất cao. Việc tích hợp



Hình 9. Mô phỏng turbine thủy triều gắn vào chân giàn ngoài khơi.

nguồn điện thủy triều có thể thay thế một phần phụ tải nền và giảm đáng kể nhu cầu nhiên liệu.

Giàn Thỏ Trắng: tiêu thụ 75.000 - 84.000 tấn nhiên liệu/năm [7]. Nếu thay thế ~20% phụ tải bằng 5 turbine thủy triều 1 MW, có thể tiết kiệm 15.000 - 16.800 tấn/năm (~10 - 12 triệu USD/năm, giá 700 USD/tấn).

Khánh Mỹ - Đầm Dơi: tàu dịch vụ tiêu thụ ~5.600 tấn DO/năm [9]. Nếu thủy triều cấp phụ tải nền 0,5 MW, số chuyển tiếp tế có thể giảm ~30%, tiết kiệm 1.675 tấn/năm.

Các kinh nghiệm quốc tế (Zheng [11]) cũng cho thấy turbine trực đứng lắp dưới chân giàn jacket hoạt động ổn định ở vùng dòng chảy 1,0 - 2,5 m/s, tạo tiền đề thuận lợi khi áp dụng tại các giàn Việt Nam.

Những kịch bản trong Bảng 5 cho thấy việc khai thác năng lượng thủy triều không chỉ mang lại hiệu quả kinh tế trực tiếp (tiết kiệm nhiên liệu, giảm chi phí vận hành) mà còn tạo nền tảng để phát triển mô hình lai ghép (hybrid) điện - thủy triều bền vững trong tương lai.

4.2. Lợi ích môi trường

Việc tích hợp turbine thủy triều giúp giảm phát thải khí nhà kính và chất ô nhiễm không khí:

CO₂: Giảm 48.000 - 55.000 tấn/năm tại giàn Thỏ Trắng khi tiết kiệm 15.000 - 17.000 tấn nhiên liệu [7, 12].

NO_x: Giảm 885 - 991 tấn/năm (hệ số 0,059 tấn NO_x/tấn nhiên liệu [12]).

Bảng 3. Hiện trạng năng lượng và phát thải tại một số giàn dầu khí Việt Nam [5 - 10]

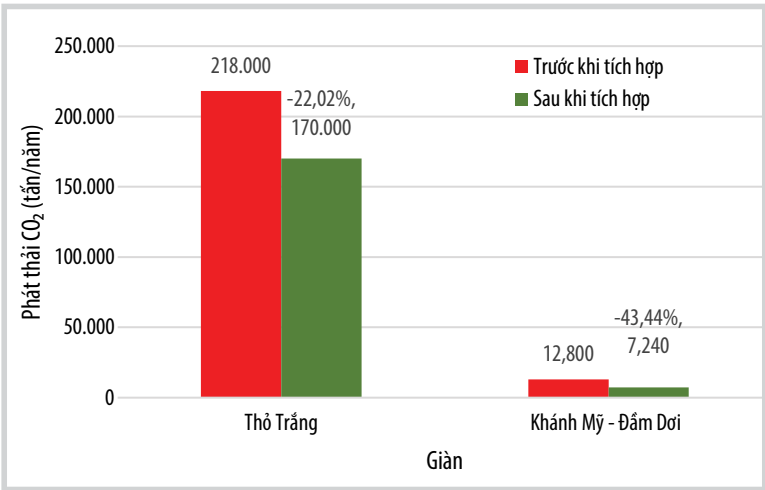
Giàn/mỏ	Hệ thống phát điện hiện hữu	Nhiên liệu chính	Tiêu thụ nhiên liệu/năm	Phát thải CO ₂ (tấn/năm)	Ghi chú
Đại Hùng	2 × 3,3 MW turbine khí + 4 × 1,54 MW diesel	Khí + Diesel	15 - 17 triệu Sm ³ khí + 250 tấn DO	~33.000	Công suất > 10 MW
Kinh Ngư Trắng - Kinh Ngư Trắng Nam	2 × 9 MW chạy khí; diesel 1.500 kVA	Khí + Diesel	23.300 tấn khí + 13 tấn DO	76.000	CPP-KNT; WHP-KTN ~ 344 kW
Thỏ Trắng	4 × 1,5 - 1,8 MW máy phát	Diesel (DO)	80.000 tấn	218.000	Phát thải 600 tấn CO ₂ /ngày
Cá Tầm	Diesel 0,8 - 1,7 MW	DO	1.200 - 1.500 tấn	3.800 - 4.000	Giàn quy mô vừa
Chim Sáo	2 × 3,5 MW	Khí	9.000 tấn	25.000	Giàn ngoài khơi quốc tế
Khánh Mỹ - Đầm Dơi	Diesel 70 kW; gió - mặt trời 3,9 kW	Diesel (DO)	120 tấn (giàn) + 5.600 tấn (tàu)	12.800	Có thử nghiệm năng lượng tái tạo

SO₂: Giảm 15 - 17 tấn/năm (hệ số 0,001 tấn SO₂/tấn nhiên liệu [12]).

Giảm số chuyển tiếp tế nhiên liệu cũng làm giảm rủi ro sự cố tràn dầu và tác động đến hệ sinh thái biển. Mức giảm phát thải tổng hợp 15 - 25% phù hợp với các kết quả mô phỏng trong nghiên cứu của Zheng [11].



Hình 10. Mô phỏng turbine thủy triều gắn vào chân giàn ngoài khơi.



Hình 11. Mô phỏng phát thải CO₂ giàn Thỏ Trắng và giàn Khánh Mỹ - Đầm Dơi trước và sau khi tích hợp nguồn thủy triều [7, 9, 12].

Bảng 4. Sản lượng điện thủy triều hàng năm tại quần đảo Trường Sa theo độ sâu [18]

Độ sâu khảo sát	Sản lượng điện thủy triều tiềm năng (GWh/năm)	Khu vực nổi bật
Mặt biển (0 m)	3,3 - 27,0	Chim Biển, An Bang, Trường Sa Đông
20 m	2,3 - 26,4	Chim Biển, An Bang, Trường Sa Đông
50 m	0,7 - 20,5	Chim Biển, An Bang, Trường Sa Đông

4.3. Lợi ích xã hội và chiến lược

Tăng cường an ninh năng lượng: Nguồn thủy triều ổn định, có thể dự báo theo giờ, giúp giảm phụ thuộc vào chuỗi cung ứng nhiên liệu và hạn chế gián đoạn trong điều kiện thời tiết xấu.

Đảm bảo quốc phòng: DK1 có thể vận hành độc lập hơn, duy trì nguồn điện ổn định phục vụ thông tin - radar - quan sát biển đảo.

Phát triển công nghiệp trong nước: Khuyến khích nội địa hóa vật liệu chống ăn mòn, hệ thống CP và thiết bị turbine, cũng như mở rộng các dịch vụ ROV/AUV dưới nước.

Định hướng phát triển kinh tế biển xanh: Giảm phát thải và tăng tự chủ năng lượng là nền tảng quan trọng cho chiến lược kinh tế biển bền vững đến 2050.

5. Thách thức và giải pháp phát triển điện thủy triều tại Việt Nam

5.1. Về kỹ thuật

Môi trường biển Việt Nam gây ra nhiều thách thức đối với thiết bị và kết cấu turbine thủy triều:

- Ăn mòn trong nước biển:

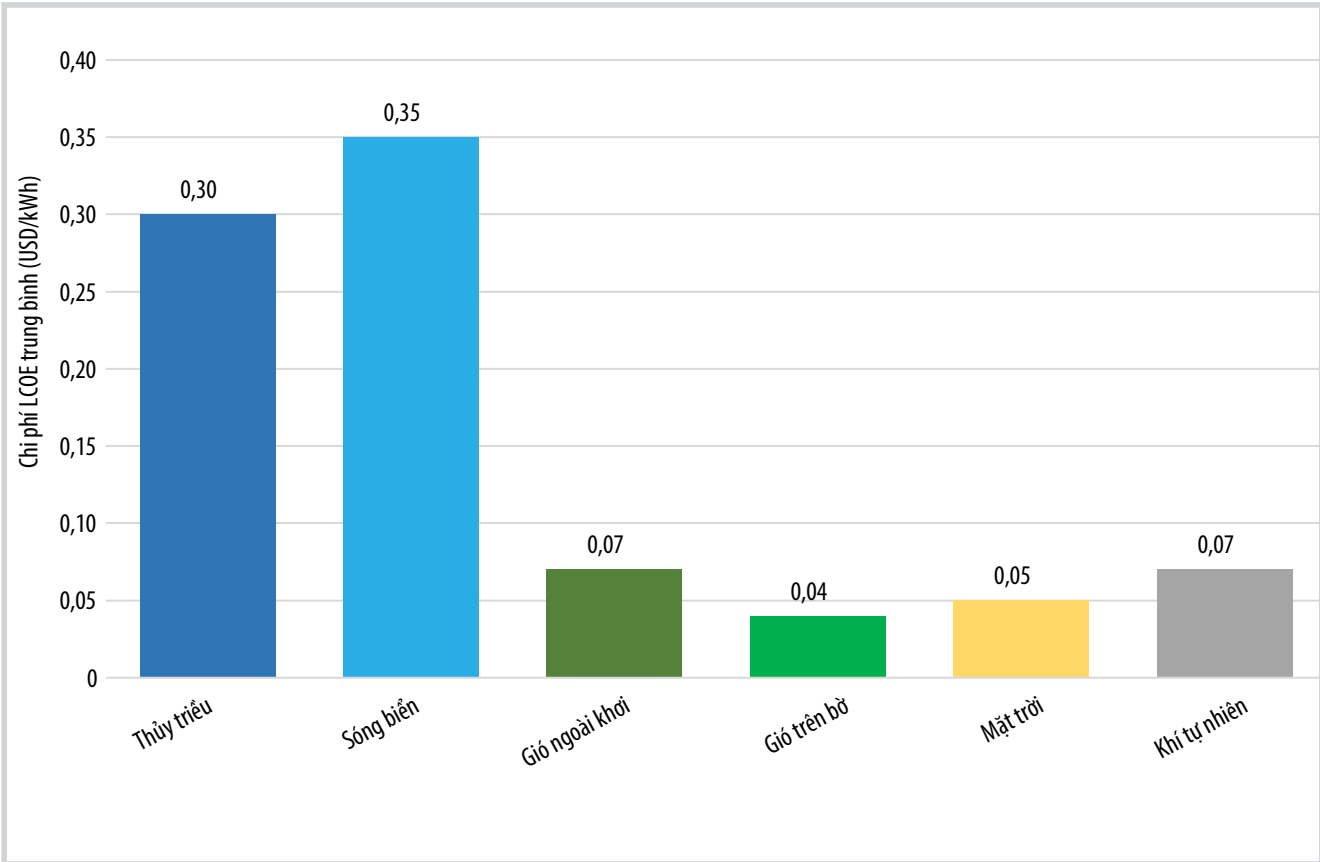
Kết cấu thép chịu ăn mòn đồng đều, pitting, khe hở và ăn mòn điện hóa. Theo DNV-RP-B401, hệ thống bảo vệ cathode (CP) bằng anode hy sinh hoặc ICCP cần được thiết kế để duy trì thế bảo vệ và giảm tốc độ ăn mòn. Giám sát bằng coupon hoặc ER probe theo chu kỳ 3 - 6 tháng là cần thiết [16, 17].

- Bảo trì và điều kiện thời tiết:

Lắp đặt - bảo trì ở độ sâu 20 - 40 m yêu cầu tàu chuyên dụng và thiết bị ROV/AUV, trong khi tại khu vực giàn DK1 cửa sổ thời tiết thuận lợi không nhiều (Hs ≤ 1,5 - 2 m; tốc độ dòng 1,0 - 1,5 m/s). Bảo trì định kỳ 6 - 12 tháng/lần;

Bảng 5. Kịch bản tiết kiệm nhiên liệu và chi phí khi thay thế phụ tải bằng thủy triều [7, 9, 12]

Giàn/mỏ	Kịch bản thay thế	Nhiên liệu tiết kiệm (tấn/năm)	CO ₂ giảm (tấn/năm)	Giả định chính
Thỏ Trắng	~20% phụ tải (~5 MW từ 5 × 1 MW)	15.000 - 16.800	48.000 - 55.000	Giá DO 700 USD/tấn; hệ số phát thải CO ₂ : 3,2 tấn CO ₂ /tấn nhiên liệu.
Khánh Mỹ - Đầm Dơi	~0,5 MW phụ tải nền; ước giảm 30% chuyển tiếp tế	~1.675	~5.360	Tàu dịch vụ ~5.600 tấn/năm; hệ số phát thải CO ₂ : 3,2 tấn CO ₂ /tấn nhiên liệu.



Hình 12. So sánh chi phí phát điện quy dẫn (LCOE) giữa các nguồn năng lượng [4, 12].

đại tu 3 - 5 năm tập trung vào cánh turbine, ổ đỡ và hệ thống seal [13].

- Dao động công suất và yêu cầu ổn định tải:

Công suất turbine thay đổi theo chu kỳ bán nhật triều, do đó cần kết hợp với hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) hoặc nguồn diesel dự phòng để ổn định lưới [12].

- Tích hợp với kết cấu giàn cố định:

Việc gắn turbine vào chân giàn jacket yêu cầu phân tích tải trọng động, dao động sóng - dòng chảy và tương tác kết cấu. Theo kinh nghiệm quốc tế, tuổi thọ thiết kế cho turbine 20 - 25 năm với chu kỳ đại tu trung hạn 5 - 10 năm là phù hợp [11].

5.2. Phân tích kinh tế và so sánh chi phí

Điện thủy triều hiện có suất đầu tư và chi phí cao hơn so với gió và mặt trời, chủ yếu do quy mô dự án nhỏ và chi phí lắp đặt - bảo trì ngoài khơi.

CAPEX: Các dự án quốc tế có suất đầu tư 4.000 - 6.000 USD/kW; tại Việt Nam có thể giảm 10 - 15% nhờ chi phí nhân công - vận tải thấp hơn, tương đương 3.800 - 5.000 USD/kW.

O&M: Chiếm khoảng 3 - 5% CAPEX/năm, bao gồm bảo trì hệ thống cathode, kiểm tra ROV, thay anode và vệ sinh bám sinh học. Nếu nội địa hóa anode, sơn phủ và sử dụng tàu dầu khí sẵn có, chi phí O&M có thể giảm thêm 20 - 25%.

Bảng 6. Các tham số kinh tế dùng cho tính toán LCOE năng lượng thủy triều cho giàn DK1 tại khu vực bể Nam Côn Sơn

Tham số	Giá trị giả định	Ghi chú
CAPEX	4.000 - 5.000 USD/kW	Lắp đặt tại giàn DK1, Nam Côn Sơn
O&M thường niên	3 - 5% CAPEX	Bảo trì hệ thống bảo vệ cathode/ROV định kỳ
Tỷ suất chiết khấu (r)	8 - 10%	Theo dự án năng lượng Việt Nam
Tuổi thọ (n)	20 năm	Theo thiết kế DNV
Hệ số công suất (CF)	0,25 - 0,35	Từ kết quả AEP tại nhà giàn DK1
LCOE tính toán	0,20 - 0,40 USD/kWh	Trung bình ~ 0,28 USD/kWh

Bảng 7. So sánh chi phí và hiệu suất các nguồn năng lượng biển và ven bờ

Nguồn năng lượng	Hiệu suất thiết bị (%)	Hệ số công suất (CF)	Suất đầu tư CAPEX (1.000 USD/kW)	Chi phí LCOE (USD/kWh)
Thủy triều	35 - 45	0,25 - 0,35	4,0 - 6,0	0,20 - 0,40
Gió ngoài khơi	40 - 50	0,40 - 0,50	2,0 - 3,0	0,08 - 0,15
Sóng biển	25 - 35	0,20 - 0,30	4,0 - 7,0	0,25 - 0,50
Mặt trời (PV)	15 - 20	0,12 - 0,18	0,7 - 1,2	0,05 - 0,10

Bảng 8. Thách thức và giải pháp phát triển điện thủy triều tại Việt Nam [19]

Nhóm thách thức	Mô tả	Giải pháp đề xuất/nguồn
Kỹ thuật - Ăn mòn	Ăn mòn đồng đều, pitting, khe hở, khe hở, galvanic	Vật liệu/phủ bảo vệ; hệ thống bảo vệ cathode theo DNV-RP-B401; giám sát ăn mòn [16, 17]
Kỹ thuật - Bảo trì	Lắp đặt và bảo dưỡng độ sâu 20 - 40 m cần ROV, DP vessel	Thiết kế module tháo lắp; cửa sổ thời tiết; O&M tối ưu [4]
Vận hành - Dao động công suất	Chu kỳ bán nhật/ nhật triều, yêu cầu ổn định	BESS/hybrid diesel-tide; điều độ thông minh [12]
Kinh tế - Suất đầu tư	CAPEX 4.000 - 5.000 USD/kW; quy mô dự án thường nhỏ	Thí điểm 1 - 5 MW; tận dụng hạ tầng; tín chỉ carbon [4, 13]
Pháp lý - Chính sách	Chưa có FIT/PPA cho thủy triều; thiếu khung tái sử dụng giàn	Ban hành FIT/PPA; quy định tái sử dụng giàn [3, 13]
Quốc phòng an ninh	Yêu cầu đặc thù tại giàn DK1 (bảo mật, an toàn)	Thử nghiệm nhỏ; quy trình phối hợp liên ngành [18]

Chi phí điện quy dẫn (LCOE):

Chi phí điện quy dẫn được xác định theo công thức của IEA:

$$LCOE = \frac{CRF \cdot CAPEX + O\&M_{ann}}{E_{ann}}$$

$$CRF = \frac{r(1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1}$$

Trong đó: CRF là hệ số vốn hóa vòng đời; giả định r: Tỷ suất chiết khấu (8 - 10%); n: Tuổi thọ hệ thống (20 năm); O&M_{ann}: Chi phí vận hành thường niên; E_{ann}: Sản lượng điện hàng năm.

Kết quả tính toán cho thấy LCOE của thủy triều tại Việt Nam khoảng 0,20 - 0,40 USD/kWh, tương đương điện diesel ngoài khơi (0,25 - 0,40 USD/kWh), nhưng ít phụ thuộc vào biến động giá nhiên liệu (Bảng 7).

Hình 12 so sánh LCOE của các nguồn năng lượng tái tạo. LCOE thủy triều khá cao, 0,30 USD/kWh, chỉ kém LCOE sóng biển.

Triển khai thí điểm quy mô 1 - 5 MW tại giàn quy mô nhỏ hoặc DK1; tận dụng tàu - ROV - dịch vụ sẵn có của ngành dầu khí; kết hợp các nguồn hỗ trợ quốc tế như tín chỉ carbon và Quỹ Khí hậu xanh.

5.3. Pháp lý - chính sách

Hiện nay, Việt Nam chưa có cơ chế giá FIT/PPA cho điện thủy triều, gây hạn chế trong kêu gọi đầu tư [3]; còn thiếu khung pháp lý tái sử dụng giàn dầu khí hết vòng đời cho năng lượng tái tạo biển, trong khi tiềm năng tái sử dụng là rất lớn [13]. Các công trình đặc thù như DK1 cần tuân thủ yêu cầu quốc phòng - an ninh, có thể hạn chế triển khai thử nghiệm quy mô lớn.

Bảng 8 cho thấy dù còn thách thức, Việt Nam có thể vượt qua các rào cản kỹ thuật - kinh tế - chính sách bằng cách tiếp cận “thí điểm - đánh giá - mở rộng”. Với giàn DK1 và các giàn dầu khí, thủy triều là nguồn nền giàu tiềm năng để hình thành hệ sinh thái năng lượng biển lai ghép của Việt Nam.

6. Kết luận và kiến nghị

Nghiên cứu đã đánh giá khả năng ứng dụng turbine thủy triều cho các giàn khai thác dầu khí và DK1 ngoài khơi Việt Nam, dựa trên dữ liệu hải văn, đánh giá tác động môi trường và kinh nghiệm quốc tế. Các kết quả chính cho thấy:

Tiềm năng tự nhiên thuận lợi: Việt Nam có biên độ thủy triều 1,5 - 4 m, vận tốc dòng chảy 1,0 - 2,5 m/s, cùng tiềm năng gió và sóng lớn (gió ngoài khơi 513 GW; sóng >20 kW/m tại một số khu vực). Đây là điều kiện phù hợp để phát triển turbine thủy triều công suất 0,5 - 1,5 MW/đơn vị.

Phù hợp với nhu cầu điện ngoài khơi: Các giàn dầu khí có phụ tải lớn (0,5 - 20 MW). Turbine thủy triều có khả năng đáp ứng phụ tải nền cho giàn nhỏ - trung bình, đồng thời giảm phụ tải diesel tại giàn lớn; đặc biệt phù hợp với mô hình hybrid turbine - BESS - diesel.

Tiềm năng nổi bật tại Trường Sa - DK1: AEP tại các khu vực Chim Biển, An Bang, Trường Sa Đông đạt 3,3 - 27,0 GWh/năm, đủ khả năng cấp điện ổn định cho DK1. Việc tích hợp turbine thủy triều có thể giảm 60 - 80% nhu cầu diesel và giảm rủi ro hạn cần.

Lợi ích kinh tế - môi trường - xã hội: Giảm hàng chục nghìn tấn nhiên liệu và CO₂ mỗi năm, giảm chi phí hậu cần, hạn chế rủi ro tràn dầu và tăng tính tự chủ năng lượng cho các công trình quốc phòng.

Thách thức và hướng phát triển: Mặc dù còn hạn chế về chi phí đầu tư, bảo trì và cơ chế chính sách, kinh nghiệm từ các dự án quốc tế (MeyGen, Morlais, PosHYdon) cho thấy việc tích hợp nguồn năng lượng biển trên hạ tầng dầu khí hiện hữu là khả thi. Việt Nam cần sớm nghiên cứu cơ chế FIT/PPA cho thủy triều và xây dựng hành lang pháp lý cho phép tái sử dụng giàn dầu khí hết vòng đời.

Kiến nghị: Triển khai dự án thí điểm quy mô 1 - 5 MW tại một giàn dầu khí hoặc DK1 trong giai đoạn 2025 - 2030. Dự án sẽ là bước quan trọng để đánh giá hiệu quả kỹ thuật - kinh tế - môi trường, tạo nền tảng phát triển hệ sinh thái năng lượng biển lai ghép (thủy triều - gió - mặt trời - lưu trữ năng lượng) và góp phần thực hiện mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050.

Tài liệu tham khảo

[1] Thủ tướng Chính phủ, "Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050", Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025.

[2] Chính phủ, "Cam kết tại COP26: Phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050", 2021.

[3] Bộ Tài nguyên và Môi trường, "Báo cáo tiềm năng năng lượng gió, sóng ngoài khơi Việt Nam", 2022.

[4] Catapult Offshore Renewable Energy, "Tidal stream and wave energy cost reduction and industrial benefit", 2018. [Online]. Available: Tidal-Stream-and-Wave-Energy-Cost-Reduction-and-Industrial-Benefit.pdf.

[5] PVEP POC, "Báo cáo đánh giá tác động môi trường mỏ Đại Hùng - giai đoạn 3", 2020.

[6] Vietsovpetro, "Báo cáo đánh giá tác động môi trường mỏ Kinh Ngư Trắng - Kinh Ngư Trắng Nam", 2020.

[7] Vietsovpetro, "Báo cáo đánh giá tác động môi trường mỏ Thổ Tráng (điều chỉnh)", 2021.

[8] Vietsovpetro, "Báo cáo đánh giá tác động môi trường mỏ Cá Tầm", 2020.

[9] PVEP, "Báo cáo đánh giá tác động môi trường mỏ Khánh Mỹ - Đầm Dơi", 2021.

[10] POVO, "Environmental impact assessment of Chim Sao field", 2021.

[11] Chuangen Zheng, Haiquan Zhong, Kai Zhang, Li Lin, and Tongjun He, "Design of offshore oil and gas platform based on tidal energy turbine power generation", *International Journal of Frontiers in Engineering Technology*, Volume 4, Issue 3, pp. 60 - 65, 2022. DOI: 10.25236/IJFET.2022.040308.

[12] International Energy Agency - Ocean Energy Systems, "Annual report 2022", 2023. [Online]. Available: <https://www.ocean-energy-systems.org/publications/oes-annual-reports/document/oes-annual-report-2022/>.

[13] Lockheed Martin, "First tidal energy turbine with Lockheed Martin technology deployed off Scotland coast", 2017. [Online]. Available: <https://news.lockheedmartin.com/2017-02-23-first-tidal-energy-turbine-with-Lockheed-Martin-technology-deployed-off-Scotland-coast>.

[14] Peter L. Fraenkel, "Tidal current energy technologies", *IBIS*, Volume 148, pp. 145 - 151, 2006. DOI: 10.1111/j.1474-919X.2006.00518.x.

[15] Offshore Engineer, "Wales tidal energy project moves ahead", 27/5/2025. [Online]. Available: <https://www.oedigital.com/news/526167-wales-tidal-energy-project-moves-ahead>.

[16] R. Winston Revie and Herbert H. Uhlig, *Corrosion and corrosion control: An introduction to corrosion science and engineering*. John Wiley John & Sons, 2008. DOI:10.1002/9780470277270.

[17] Det Norske Veritas (DNV), "DNV-RP-B401: Cathodic protection design". [Online]. Available: <https://www.dnv.com/energy/standards-guidelines/dnv-rp-b401-cathodic-protection-design/>.

[18] Đoàn Quang Trí, Phạm Văn Hùng, và Phạm Trí Thúc, "Nghiên cứu, đánh giá tiềm năng năng lượng điện

thủy triều khu vực quần đảo Trường Sa và DK Việt Nam", *Tạp chí Khí tượng Thủy văn*, số 753, trang 1 - 12, 2023. DOI: 10.36335/VNJHM.2023(753).1-12.

[19] Nguyen Thu Huong and Nguyen Thi Thanh Le, "Energy integration: Green future for late-life offshore oil and gas assets", *Petrovietnam Journal*, Volume 10, pp. 62 - 71, 2021. DOI: 10.47800/PVJ.2021.10-06.

APPLICATION POTENTIAL OF TIDAL ENERGY FOR OFFSHORE OIL AND GAS PLATFORMS AND DK1 STATIONS IN VIETNAM

Truong Hoai Nam

Vietnam National Industry - Energy Group (PVN)

Email: namth@pvn.vn

Summary

In the context of Vietnam's energy demand projected to grow by 8 - 10% per year, and the national target of achieving net-zero emissions by 2050, the exploitation of marine renewable energy has become a strategic direction. Oceanographic studies indicate that Vietnam possesses significant potential for marine renewable energy: offshore wind power is estimated at 513 GW, wave energy in the northern East Sea exceeds 20 kW/m, and tidal energy in the Spratly Archipelago shows an annual energy production (AEP) ranging from 3.3 - 27 GWh/year at the surface. The Chim Bien, An Bang, and Truong Sa Dong areas demonstrate the most promise.

Offshore oil and gas platforms and DK1 stations have continuous electrical loads but currently rely primarily on gas turbines and diesel generators. Integrating tidal turbines into platform substructures could partially replace baseline loads of 0.5 - 5 MW, significantly reduce fossil fuel consumption, CO₂ emissions, and logistical expenses. This study provides a scientific and practical foundation for pilot deployment of tidal turbines on offshore oil and gas platforms and DK1 stations during 2025 - 2030, supporting Vietnam's blue economy development and its commitment to achieving net-zero emissions.

Key words: Tidal energy, offshore oil and gas platform, DK1 platform, marine renewable energy, spratly Islands, CO₂ emissions, energy security.

PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN SIÊU NHỎ (MICROGRID) KHÔNG PHÁT THẢI TẠI CÁC ĐẢO TIỀN TIÊU CỦA VIỆT NAM: NGHIÊN CỨU ĐIỂN HÌNH TẠI ĐẢO PHÚ QUÝ

Đào Đoàn Duy

Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PVN)

Email: duydd@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.05-04>

Tóm tắt

Tại các đảo tiền tiêu của Việt Nam, chi phí đầu tư cao cho hạ tầng truyền tải điện từ đất liền ra đảo khiến nhu cầu tiếp cận điện năng chưa được đáp ứng đầy đủ. Do đó, việc phát triển lưới điện nhỏ (microgrid), độc lập tại các đảo là giải pháp cần thiết. Mô hình này mở ra cơ hội đầu tư cho các doanh nghiệp nhằm thúc đẩy các công nghệ năng lượng mới, góp phần phát triển kinh tế - xã hội và đời sống nhân dân tại các khu vực hải đảo. Để đánh giá tính khả thi của mô hình này, nghiên cứu điển hình được thực hiện tại đảo Phú Quý thông qua mô phỏng hệ thống microgrid tích hợp với hydrogen và lưu trữ năng lượng.

Từ khóa: Năng lượng tái tạo, hydrogen, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin, lưới điện nhỏ, đảo Phú Quý.

1. Giới thiệu

Để đảm bảo hài hòa giữa an ninh năng lượng và các mục tiêu về khí hậu, Việt Nam đang đẩy mạnh điện khí hóa với tỷ trọng ngày càng lớn của các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời. Theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 điều chỉnh, Chính phủ đặt mục tiêu phát triển mạnh các nguồn năng lượng tái tạo (không bao gồm thủy điện) phục vụ sản xuất điện, đạt tỷ lệ khoảng 28 - 36% vào năm 2030 và định hướng đến năm 2050 tỷ lệ năng lượng tái tạo lên đến 74 - 75% [1].

Tuy nhiên, sản xuất điện từ năng lượng tái tạo chưa đủ để bảo đảm sự ổn định của hệ thống điện do tính biến động phụ thuộc vào khí hậu, thời tiết. Việc phát triển năng lượng tái tạo cần được thực hiện đồng bộ với việc nâng cấp hệ thống truyền tải điện và triển khai các giải pháp lưu trữ năng lượng. Vì vậy, các công nghệ lưu trữ điện dư thừa vào thời điểm công suất phát cao (khi điều kiện bức xạ mặt trời và gió thuận lợi) và phát điện khi nhu cầu tăng cao hoặc sản lượng điện tái tạo giảm cần được triển khai đồng thời. Các giải pháp lưu trữ năng lượng tiềm năng bao gồm: thủy điện tích năng, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BEES) và hydrogen xanh cùng dẫn xuất với vai trò chất mang năng lượng.

Bên cạnh vai trò nguồn phát điện, hydrogen xanh còn có thể mở rộng ứng dụng các lĩnh vực công nghiệp nặng, giao thông vận tải và xuất khẩu. Chiến lược phát triển năng lượng hydrogen của Việt Nam kỳ vọng sản lượng hydrogen từ năng lượng tái tạo và các quá trình có thu giữ carbon đạt khoảng 100 - 500 nghìn tấn/năm vào năm 2030 và tăng mạnh lên 10 - 20 triệu tấn/năm vào năm 2050 [2]. Để đáp ứng việc sản xuất thêm hydrogen, tỷ trọng năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp cần đạt mức 15 - 20% vào năm 2030 và khoảng 80 - 85% vào năm 2050 [3].

Tại những khu vực khó tiếp cận lưới điện hoặc có tính chất cô lập như hải đảo hay miền núi, lưới điện... siêu nhỏ (microgrid) được coi là giải pháp quan trọng để tích hợp và khai thác hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo. Microgrid cho phép vận hành độc lập hoặc kết nối linh hoạt với lưới điện quốc gia, nhờ vậy vừa bảo đảm cung ứng điện ổn định, vừa giảm phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch nhập từ đất liền. Các văn bản như Đề án triển khai Tuyên bố chính trị thiết lập quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng (JETP) cũng đã nhấn mạnh phát triển mô hình năng lượng này [4], cho thấy tiềm năng nhận được sự hỗ trợ của quốc tế.

Các đảo tiền tiêu ở khu vực Nam Trung Bộ và Nam Bộ là địa điểm lý tưởng để phát triển microgrid nhờ 2 yếu tố: tiềm năng năng lượng tái tạo dồi dào (tốc độ gió, bức xạ mặt trời cao quanh năm) và nhu cầu giảm sự phụ thuộc



Ngày nhận bài: 4/10/2025

Ngày đánh giá và sửa chữa: 4 - 24/10/2025

Ngày duyệt đăng: 24/10/2025

vào năng lượng từ đất liền. Hiện nay, điện trên đảo chủ yếu được cấp máy phát diesel, vừa gây phát thải vừa làm tăng chi phí do phải vận chuyển nhiên liệu từ đất liền [5, 6]. Việc triển khai microgrid tích hợp năng lượng tái tạo, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin và hydrogen xanh không chỉ giúp bảo đảm cung cấp điện ổn định, nâng cao đời sống người dân trên đảo, mà còn mở ra cơ hội nghiên cứu - thử nghiệm các công nghệ năng lượng mới trong điều kiện thực tiễn đặc thù. Hơn nữa, các dự án tại đảo tiên tiêu còn là hình thức đầu tư xã hội mang tính chiến lược, phát triển cộng đồng địa phương, góp phần khẳng định chủ quyền biển đảo.

Với vị thế là tập đoàn công nghiệp năng lượng quốc gia và định hướng chuyển dịch năng lượng rõ ràng, Petrovietnam có thể xem xét đầu tư triển khai các dự án microgrid tại đảo tiên tiêu, để thực hiện mục tiêu kép:

- Thử nghiệm, trình diễn công nghệ năng lượng tái tạo, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin và các giải pháp hydrogen xanh trong điều kiện đặc thù. Trong đó, hydrogen xanh là một trong những công nghệ Petrovietnam đang nghiên cứu, có tiềm năng thay thế khí nhiên liệu trong các quá trình đốt tạo năng lượng hoặc phục vụ giao thông vận tải, sản xuất công nghiệp. Dự án này có thể giúp Petrovietnam đánh giá được tương đối

đầy đủ khía cạnh kinh tế, kỹ thuật trong tận dụng năng lượng tái tạo để sản xuất; tồn chứa, sử dụng hydrogen xanh và đánh giá khả năng thay thế nhiên liệu hóa thạch của các loại hình năng lượng sạch.

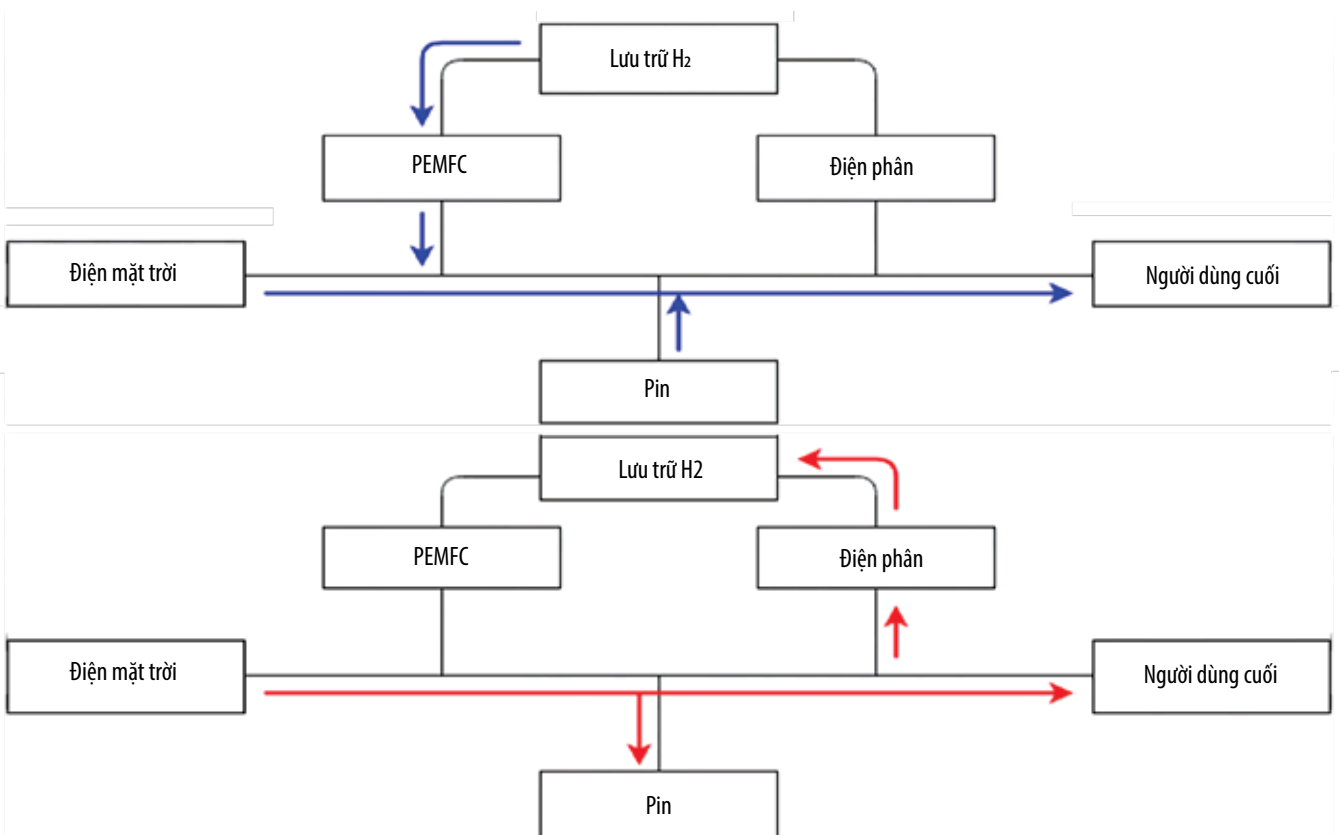
- Dự án tạo ra giá trị xã hội khi hỗ trợ phát triển kinh tế, du lịch, đảm bảo an ninh năng lượng, an sinh xã hội. Sáng kiến này có tiềm năng trở thành dự án ESG mang tính biểu tượng, minh chứng cho quá trình chuyển đổi năng lượng công bằng.

Bài viết giới thiệu tiềm năng và tính khả thi của việc thí điểm mô hình microgrid tích hợp năng lượng tái tạo, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin và hydrogen xanh tại các đảo tiên tiêu của Việt Nam. Trên cơ sở đó, phân tích các yếu tố kỹ thuật - kinh tế, đánh giá tiềm năng đầu tư xã hội của mô hình này, thể hiện tính “công bằng” trong quá trình chuyển dịch năng lượng.

2. Tổng quan về lưới điện siêu nhỏ

2.1. Khái niệm

Lưới điện siêu nhỏ là hệ thống điện cục bộ bao gồm nhưng không giới hạn các nguồn phát phân tán như điện mặt trời, điện gió, diesel, cùng với BESS. Các thành phần này được quản lý bằng hệ thống điều khiển thông minh,



Hình 1. Minh họa hệ thống microgrid [18].

giúp microgrid có thể hoạt động như thực thể thống nhất trong việc cung cấp điện. Điểm nổi bật của microgrid là tính linh hoạt vận hành, có thể kết nối và đồng bộ với lưới điện chính để trao đổi năng lượng khi cần, hoặc tách rời và tự vận hành độc lập trong trường hợp lưới chính mất điện hay khi chi phí truyền tải quá cao [7].

Microgrid mang lại nhiều lợi ích cho những khu vực biệt lập như hải đảo: giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu, nâng cao độ tin cậy và khả năng chống chịu trước thiên tai, đồng thời tối ưu hóa việc tích hợp năng lượng tái tạo có tính biến động như mặt trời và gió. Vì vậy, microgrid ngày càng được coi như giải pháp hạ tầng quan trọng để hỗ trợ các quốc gia trong tiến trình giảm phát thải và giảm ô nhiễm không khí [7]. Tuy vậy, microgrid cũng có hạn chế về chi phí đầu tư ban đầu cao, có thể dao động khoảng 2 - 5 triệu USD/MW tùy công nghệ và vị trí triển khai [8].

Trong khi BESS mang lại hiệu quả cao cho việc cân bằng cung - cầu ngắn hạn, công nghệ này bị giới hạn về dung lượng và chi phí khi cần lưu trữ lâu dài. Hydrogen xanh bổ sung cho BESS bằng cách cho phép lưu trữ năng lượng tái tạo dư thừa với quy mô lớn và thời gian dài hơn, đảm bảo cung cấp điện ổn định cho các đảo trong những giai đoạn ít gió hoặc nắng. Ngoài ra, hydrogen xanh có thể được khai thác đa mục đích ngoài điện năng, như cung cấp nhiên liệu sạch cho giao thông hoặc thậm chí là sản xuất công nghiệp, nhờ đó mở rộng giá trị của microgrid và giảm phụ thuộc vào diesel dự phòng [9 - 11].

Hệ thống microgrid tích hợp năng lượng tái tạo, lưu trữ bằng BESS và hydrogen xanh có thể vận hành như hệ thống khép kín không phát thải. Trong cấu hình này, năng lượng tái tạo là nguồn phát điện chính, BESS đảm nhận vai trò điều hòa ngắn hạn và ổn định lưới, còn hydrogen xanh được sản xuất từ phần điện dư thừa thông qua điện phân và lưu trữ để tái phát điện bằng pin nhiên liệu (fuel cell) hoặc turbine khi năng lượng tái tạo suy giảm. Các nghiên cứu về microgrid đảo cho thấy mô hình này giúp đạt tới mức cung cấp điện bền vững và gần như không phát thải, đồng thời mở rộng ứng dụng hydrogen xanh cho giao thông và công nghiệp địa phương [12, 13].

2.2. Một số mô hình microgrid đã được triển khai trên thế giới

Để có cơ sở thiết kế hệ thống microgrid tại các đảo của Việt Nam, 3 mô hình đã triển khai trên thế giới sẽ được lựa chọn phân tích về: Điều kiện tự nhiên, quy mô dân cư; nhu cầu sử dụng năng lượng và cấu hình hệ thống; kết quả triển khai.

Ba khu vực được sử dụng để phân tích gồm: La Réunion - SAGES/Cirque de Mafate Microgrid (EDF/Powidian/SIDELEC); Calistoga Resiliency Center, Mỹ - Energy Vault; Denham, Tây Australia - Denham Hydrogen Demonstration Plant (Horizon Power, ARENA tài trợ).

2.2.1. La Réunion - SAGES/Cirque de Mafate Microgrid (EDF/Powidian/SIDELEC)

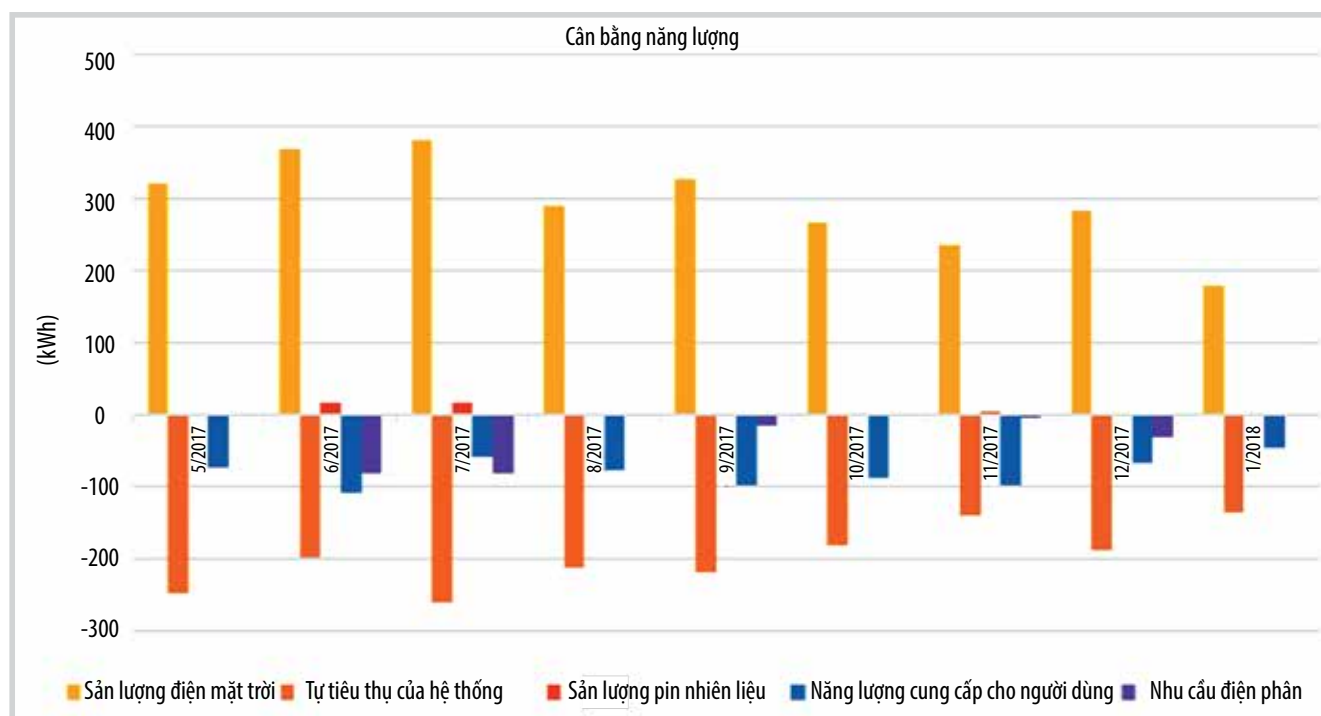
La Réunion là đảo núi lửa thuộc Pháp, nằm ở Ấn Độ Dương, cách Madagascar khoảng 700 km về phía đông và cách Mauritius khoảng 200 km. Địa hình đảo rất phức tạp, nổi bật với Piton des Neiges (3.070 m) và Piton de la Fournaise, một trong những núi lửa hoạt động mạnh nhất thế giới [14]. Tổng diện tích đảo khoảng 2.500 km² (LUPM - Mafate microgrid presentation). Tuy nhiên, diện tích khả dụng để phát triển hạ tầng năng lượng rất hạn chế do núi dốc, rừng, khu bảo tồn [15].

La Réunion có tiềm năng bức xạ mặt trời cao, với tổng số giờ nắng hàng năm từ 1.400 - 2.500 giờ, và có thể đạt tới 2.900 giờ/năm ở vùng thấp dưới 400 m. Bức xạ mặt trời trong mùa hè tại các khu vực ven biển có thể vượt 6,5 kWh/m²/ngày [16]. Tuy nhiên, do mây, địa hình, bức xạ dao động mạnh theo giờ và ngày, đòi hỏi phải có hệ thống lưu trữ và quản lý năng lượng linh hoạt [17]. Về gió, đảo chịu ảnh hưởng thường xuyên của gió Mậu dịch Đông - Đông Nam, có tiềm năng điện gió lớn ở ven biển và các sườn mở, nhưng phân bố không đồng đều do núi che chắn [14].

Vành đai núi Mafate (Cirque de Mafate) nằm ở trung tâm đảo La Réunion, là nơi sinh sống của khoảng 700 cư dân. Với địa hình núi non hiểm trở, bị chia cắt hoàn toàn và không có đường ô tô tiếp cận, khu vực này được UNESCO công nhận là Di sản thiên nhiên thế giới. Do điều kiện địa mạo đặc thù, Mafate không thể kết nối với lưới điện quốc gia và trong nhiều năm chỉ phụ thuộc vào máy phát điện diesel để cung cấp điện. Ở giai đoạn thí điểm, dự án microgrid chỉ cấp điện cho một cụm phụ tải công cộng (trường học, trạm y tế, văn phòng quản lý rừng) và một số hộ dân điển hình. Hồ sơ tiêu thụ điện được xây dựng dựa trên dữ liệu đo từ 3 hộ gia đình, sau đó phân loại thành 14 nhóm phụ tải theo công suất đỉnh và năng lượng hằng ngày [18].

Hệ thống microgrid ở đây gồm thành phần như sau:

- PV 8 - 8,7 kWp;
- Pin lithium-ion 15,6 - 16 kWh cho lưu trữ ngắn hạn;
- Một chuỗi hydrogen gồm điện phân, bình chứa



Hình 2. Bảng cân bằng năng lượng của hệ thống tại hệ thống SAGE [18].

~1,1 m³ (tương đương ~3 kg H₂) và pin nhiên liệu công suất 2,5 - 5 kW.

Chiến lược vận hành được xây dựng theo nguyên tắc ưu tiên khai thác trực tiếp nguồn điện mặt trời để cấp cho tải, đồng thời sử dụng pin lithium-ion để cân bằng các dao động ngắn hạn trong ngày. Khi sản lượng điện mặt trời (PV) vượt nhu cầu tức thời, phần điện dư sẽ được đưa vào điện phân nước để sản xuất hydrogen xanh, lưu trữ trong các bình áp suất trung bình. Hydrogen xanh sau đó trở thành nguồn dự trữ năng lượng dài ngày và chỉ được huy động khi xảy ra thiếu hụt sản lượng kéo dài, đặc biệt trong các tháng mùa đông của Nam bán cầu khi bức xạ mặt trời giảm đáng kể. Cách tiếp cận này cho phép phân tách rõ vai trò của từng công nghệ lưu trữ: Pin xử lý biến động trong ngày, trong khi hydrogen xanh đảm nhận nhiệm vụ đảm bảo năng lượng trong các giai đoạn kéo dài nhiều ngày [18].

Đo đạc thực nghiệm trong giai đoạn 2019 - 2022 cho thấy, hệ thống PV kết hợp với pin lithium-ion đã đáp ứng tới 80 - 90% nhu cầu điện quanh năm, thể hiện tại Hình 2. Dung lượng pin ~16 kWh đủ để đảm bảo cung cấp điện trong 1 - 2 ngày nắng yếu liên tiếp. Tuy nhiên, trong các tháng mùa đông của Nam bán cầu (đặc biệt tháng 6 - 7), khi cường độ bức xạ trung bình giảm xuống dưới 4 kWh/m²/ngày, thời gian nắng rút ngắn và nhu cầu không thể bù đắp hoàn toàn bằng pin, thì pin nhiên liệu được kích hoạt để cung cấp khoảng 10 - 20% phần điện thiếu hụt.

Với khoảng 3 kg hydrogen lưu trữ (~100 kWh năng lượng hóa học, tương đương 50 - 55 kWh điện hữu ích ở hiệu suất 50%), hệ thống có thể vận hành pin nhiên liệu liên tục 10 - 20 giờ, đủ để duy trì phụ tải thiết yếu cho cộng đồng.

Bên cạnh đó, Hệ thống quản lý năng lượng (EMS) cho phép giám sát dữ liệu thời gian thực ở độ phân giải một phút, tối ưu quyết định nạp - xả pin và sản xuất - sử dụng hydrogen xanh. Kết quả này chứng minh microgrid SAGES có thể hoàn toàn loại bỏ diesel trong vận hành thử nghiệm, đồng thời khẳng định vai trò của hydrogen như một giải pháp lưu trữ mùa vụ (seasonal storage), bổ sung cho pin vốn chỉ đáp ứng được chu kỳ ngắn hạn [18, 19].

2.2.2. Calistoga Resiliency Center, Mỹ - Energy Vault

Calistoga, nằm trong Quận Napa của California, có điều kiện khí hậu lý tưởng cho việc triển khai năng lượng mặt trời, với khoảng 3.042 giờ nắng mỗi năm, tương đương 8,3 giờ mỗi ngày. Mức bức xạ mặt trời trung bình hàng ngày đạt 8,3 kWh/m²/ngày trong mùa hè, cung cấp tiềm năng lớn cho các hệ thống điện mặt trời [20]. Tuy nhiên, khu vực này cũng phải đối mặt với nguy cơ cháy rừng cao, với khoảng 51% diện tích nằm trong các khu vực có nguy cơ cháy rừng từ cao đến rất cao. Các sự kiện cháy rừng gần đây, như đám cháy Pickett Fire vào năm 2025, đã gây thiệt hại lớn về tài sản và gián đoạn nguồn cung điện [21].

Với nguy cơ cháy rừng và nhu cầu điện tăng cao, đặc biệt trong mùa hè, việc triển khai microgrid tại Calistoga giúp đảm bảo cung cấp điện liên tục cho cộng đồng trong các tình huống khẩn cấp. Microgrid kết hợp PV, BESS và fuel cell sẽ cung cấp điện ổn định khi lưới điện chính bị gián đoạn, đồng thời giảm thiểu sự phụ thuộc vào nguồn năng lượng hóa thạch, tạo ra giải pháp năng lượng bền vững và linh hoạt [22].

Calistoga có khoảng 1.600 khách hàng của Pacific Gas and Electric Company (PG&E) sinh sống trong khu vực trung tâm và xung quanh. Thị trấn này thường xuyên đối mặt với các sự kiện mất điện do cháy rừng và thời tiết cực đoan, dẫn đến việc PG&E phải thực hiện biện pháp cắt điện tạm thời vì lý do an toàn công cộng (PSPS).

Để giải quyết vấn đề này, Energy Vault và PG&E đã hợp tác triển khai Calistoga Resiliency Center, một hệ thống microgrid lai ghép đầu tiên trên thế giới kết hợp giữa pin lithium-ion và pin nhiên liệu hydrogen. Hệ thống này có công suất đỉnh 8,5 MW và dung lượng lưu trữ 293 MWh, đủ cung cấp ít nhất 48 giờ điện liên tục cho cộng đồng trong các sự kiện mất điện do cháy rừng hoặc thời tiết cực đoan, giúp giảm thiểu tác động của các biện pháp cắt điện tạm thời mà PG&E thực hiện để bảo đảm an toàn [22].

Cấu hình hệ thống gồm: Công suất đỉnh (8,5 MW); dung lượng lưu trữ (293 MWh); 4 pin lithium-ion (BESS) cung cấp năng lượng tức thời, hỗ trợ điều chỉnh phụ tải ngắn hạn và khởi động lại lưới (black-start); kho chứa hydrogen lạnh (~80.000 gallon, khoảng 303.000 lít); 6 pin nhiên liệu; hệ thống quản lý năng lượng VaultOS™ (điều phối tất cả các thành phần, đảm bảo vận hành liên mạch và tối ưu hóa phụ tải).

Tăng cường khả năng chống chịu: Microgrid tại Calistoga có thể hoạt động độc lập khi lưới điện chính gặp sự cố, nhờ vào các công nghệ như pin lithium-ion và pin nhiên liệu. Điều này cung cấp một giải pháp linh hoạt và đáng tin cậy trong bối cảnh các sự kiện thời tiết cực đoan đang gia tăng, cụ thể là cháy rừng tại California.

2.2.3. Denham, Tây Australia - Denham Hydrogen Demonstration Plant

Denham là thị trấn ven biển nhỏ thuộc vùng Shark Bay, bang Tây Australia, cách Perth khoảng 800 km về phía Bắc. Địa hình tương đối bằng phẳng thấp, thuận lợi cho lắp đặt các công trình năng lượng tái tạo trên mặt đất. Với vị trí ven biển, thị trấn có điều kiện tiếp nhận bức xạ mặt trời dồi dào, đồng thời hưởng lợi từ gió biển ổn định. Khu vực Denham có khí hậu bán khô hạn ven biển. Nhiệt độ

trung bình năm vào khoảng 26,5°C, với những ngày hè có thể vượt quá 45°C, trong khi mùa đông hiếm khi xuống dưới 10°C. Lượng mưa trung bình hằng năm rất thấp, khoảng 228 mm, chủ yếu tập trung thành những trận mưa ngắn hạn, không đều [23].

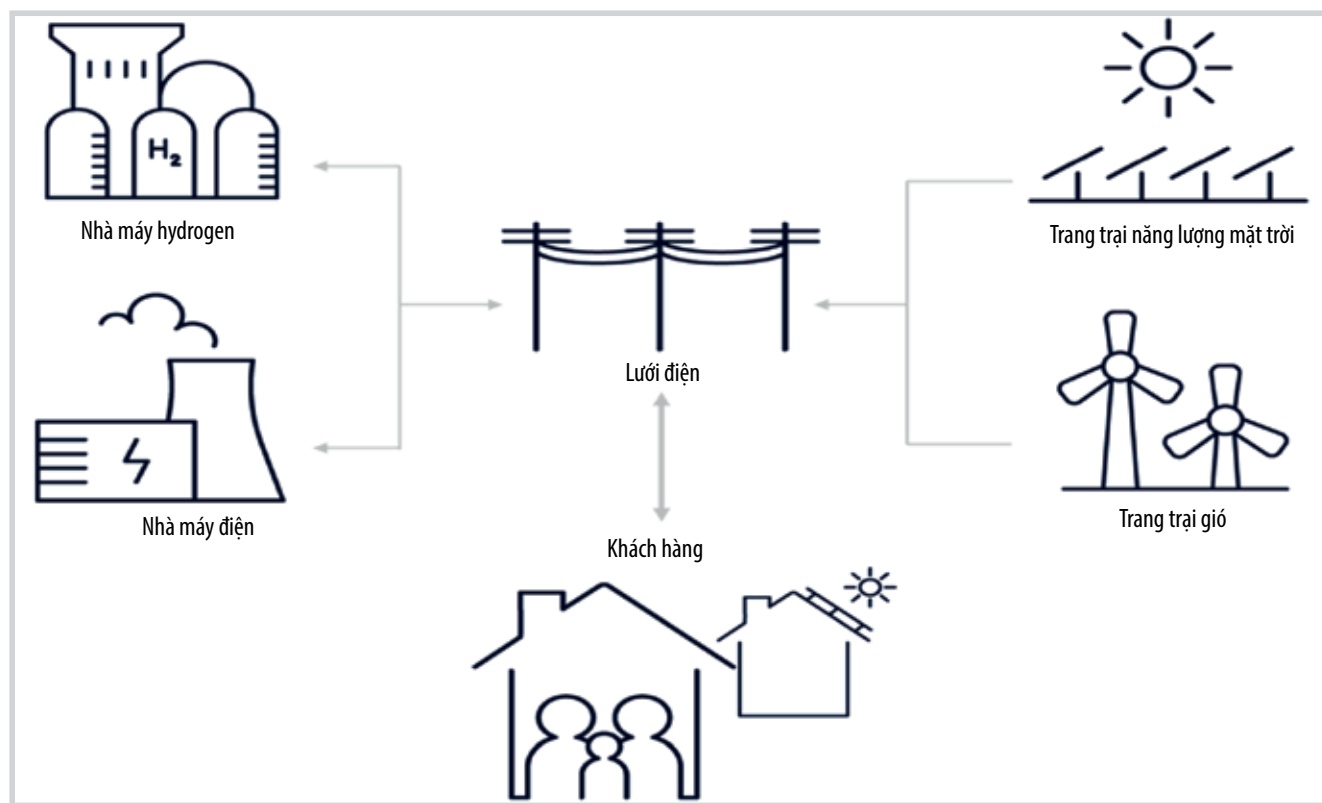
Denham được đánh giá có bức xạ mặt trời trung bình cao, tương đương với phần lớn vùng Tây Australia - nơi có mức bức xạ toàn cầu hàng năm thuộc loại cao nhất thế giới. Denham có trung bình 3.608,33 giờ nắng mỗi năm [24], bức xạ mặt trời trung bình khoảng 6,08 kWh/m²/ngày [25].

Thị trấn Denham là trung tâm hành chính của khu vực Shark Bay, bang Tây Australia, với dân số khoảng 849 người [26]. Về nhu cầu phụ tải, hệ thống điện tại Denham vận hành độc lập như một microgrid, với sản lượng điện tiêu thụ hằng năm vào khoảng 5 GWh và công suất phụ tải đỉnh ~1,7 MW. Đặc điểm dân số nhỏ, cộng với biến động theo mùa do khách du lịch, khiến nhu cầu điện của Denham có tính dao động cao: phụ tải nền ổn định cho khoảng vài trăm hộ gia đình, nhưng tăng rõ rệt trong mùa cao điểm du lịch khi hàng nghìn lượt khách tập trung tại thị trấn và các cơ sở lưu trú, nhà hàng, dịch vụ hỗ trợ [27].

Trước khi triển khai dự án hydrogen, thị trấn Denham vận hành một microgrid tách biệt khỏi lưới điện quốc gia. Hệ thống truyền thống dựa chủ yếu vào diesel với tổng công suất tổ máy khoảng 2,6 MW, kết hợp với một phần năng lượng tái tạo gồm điện gió (1 × 330 kW và 2 × 230 kW Enercon), điện mặt trời 640 kWp/500 kVA, và hệ thống pin lưu trữ 1,5 MW/1,7 MWh để san bằng phụ tải ngắn hạn [27].

Dự án Denham Hydrogen Demonstration Plant, do Horizon Power triển khai với sự tài trợ của ARENA, đã bổ sung một cụm công nghệ hydrogen tích hợp nhằm thay thế một phần vai trò của diesel. Cấu hình thí điểm gồm: Điện mặt trời (705 kWp/600 kVA, chuyên dụng để sản xuất điện cho điện phân); hệ điện phân PEM (348 kW, sử dụng điện mặt trời dư thừa để tách nước sản xuất hydrogen); kho chứa hydrogen xanh (khoảng 12.600 lít ở áp suất tới 300 bar); pin nhiên liệu (100 kW, tái phát điện từ hydrogen xanh đã lưu trữ); diesel và BESS vẫn được duy trì làm nguồn dự phòng và cân bằng tức thời trong microgrid.

Với cấu hình này, dự án được thiết kế để đáp ứng khoảng 20% nhu cầu điện của Denham, tương đương cấp điện cho ~100 hộ gia đình, đồng thời dự kiến giảm tiêu thụ khoảng 140.000 lít diesel/năm khi vận hành đầy đủ. Khi vận hành ở công suất tối đa 100 kW, hệ thống pin nhiên liệu tiêu thụ 6,57 H₂ kg/giờ, hệ thống này sản xuất được trung bình 12,44 kWh điện/kg hydrogen xanh [27].



Hình 3. Minh họa hệ thống tại Denham [27].

Hệ thống hydrogen tại Denham có thể thay thế vai trò của diesel trong microgrid, đồng thời cung cấp dữ liệu vận hành thực tế cho việc mở rộng các mô hình năng lượng tái tạo + BESS + hydrogen tới các khu vực xa trung tâm hoặc đảo biệt lập. Tổng vốn đầu tư cho dự án này khoảng 9,3 triệu AUD, trong đó ARENA tài trợ 2,6 triệu AUD [27].

3. Nghiên cứu mô hình microgrid tại đảo Phú Quý thông qua mô phỏng hệ thống microgrid tích hợp với hydrogen và lưu trữ năng lượng

3.1. Đầu tư năng lượng sạch tại các đảo tiên tiêu của Việt Nam

Trước đây, việc phát điện tại các đảo trước khi có lưới điện quốc gia chủ yếu dựa vào các tổ máy diesel quy mô nhỏ. Từ năm 2001, Phú Quốc chỉ có trạm phát điện diesel công suất khoảng 3 MW, công suất 6 triệu kWh/năm cung cấp điện cho 4.252 hộ tiêu thụ ở thị trấn Dương Đông và xã An Thới. Đến năm 2013, công suất điện được nâng lên 24,7 MW, cung cấp 55 triệu kWh/năm cho 13.000 khách hàng [6].

Để đảm bảo an ninh năng lượng, việc kết nối lưới điện quốc gia cho các đảo có dân số lớn là điều kiện bắt buộc. Tuy nhiên, việc kéo cáp ngầm vượt biển đòi hỏi chi phí rất lớn, thường lên đến hàng nghìn tỷ đồng cho mỗi dự án. Điển hình là dự án đưa điện lưới ra Côn Đảo, có tổng mức

đầu tư hơn 4.900 tỷ đồng, gồm hơn 103 km đường dây và cáp ngầm, được khởi công năm 2023 và hoàn thành năm 2025 [28]. Trong khi đó, dự án đưa điện lưới ra Phú Quốc gồm tuyến cáp ngầm 110 kV Hà Tiên - Phú Quốc có tổng chiều dài gần 57 km, trong đó 26,5 km cáp ngầm dưới biển, được đưa vào vận hành ngày 6/2/2014 có tổng mức đầu tư hơn 2.336 tỷ đồng, giúp đưa điện lưới quốc gia ra đảo lớn nhất Việt Nam.

Với chi phí cao như vậy, chỉ những đảo có quy mô dân số lớn và tiềm năng phát triển kinh tế - du lịch mới có thể được đầu tư kéo lưới. Mặt khác, sự phát triển của các đảo này cũng thúc đẩy phụ tải sử dụng điện. Tại Phú Quốc, EVNSPC tiếp tục phải đầu tư đồng bộ hệ thống nguồn và lưới điện trên đảo với tổng vốn hơn 7.080 tỷ đồng cùng với đường dây 220 kV Kiên Bình - Phú Quốc với tổng mức đầu tư lên đến 2.212 tỷ đồng để có thể đáp ứng nhu cầu điện đến năm 2035 [6]. Trong khi đó, các đảo có quy mô nhỏ về diện tích, dân số, có khoảng cách xa bờ vẫn phải tự vận hành hệ thống điện độc lập.

Mặt khác, Việt Nam có tiềm năng lớn về năng lượng tái tạo mà các đảo có thể khai thác để giảm phụ thuộc vào hệ thống diesel lẫn lưới điện quốc gia. Việt Nam có tiềm năng rất lớn về năng lượng mặt trời và gió, đặc biệt ở khu vực phía Nam. Theo báo cáo Framework Assessment for the Promotion of Solar Energy in Vietnam, cường độ

bức xạ tại khu vực Nam Bộ có thể đạt khoảng 5,5 kWh/m²/ngày, cao nhất cả nước [29]. Bên cạnh đó, nghiên cứu của UNDP (2023) cho thấy vùng ven biển Nam Trung Bộ và Nam Bộ có tốc độ gió trung bình 6 - 7 m/s ở độ cao 80 - 100 m, tạo điều kiện thuận lợi cho phát triển điện gió ngoài khơi quy mô thương mại [30].

Trên cơ sở đó, việc phát triển microgrid tích hợp năng lượng tái tạo, BESS và hydrogen xanh có thể coi là hướng đi bền vững cho các đảo và vùng ven biển phía Nam. Mô hình này giúp giảm phụ thuộc vào diesel và lưới điện quốc gia, đồng thời nâng cao độ tin cậy và hiệu quả vận hành. Nghiên cứu tại đảo An Bình đã chứng minh mô hình PV-Diesel có thể vận hành hiệu quả và giảm đáng kể nhiên liệu hóa thạch [6]. Việc bổ sung BESS và tận dụng nguồn năng lượng tái tạo dư thừa để sản xuất hydrogen xanh là bước phát triển tiếp theo, phù hợp với Chiến lược năng lượng hydrogen quốc gia cũng như Tuyên bố chính trị về Quan hệ đối tác Chuyển đổi năng lượng công bằng (JETP), trong đó Chính phủ xác định phát triển lưới điện nhỏ và siêu nhỏ, mở rộng cấp điện cho vùng sâu, vùng xa và hải đảo là một nhiệm vụ trọng tâm để bảo đảm tiếp cận năng lượng công bằng cho mọi người dân [2, 4].

Vì công nghệ BESS và hydrogen xanh còn tương đối mới ở Việt Nam, các đảo có quy mô nhỏ, phụ tải độc lập và nhu cầu điện không quá lớn sẽ là khu vực lý tưởng để triển khai thí điểm. Việc thí điểm này cho phép đánh giá mức độ ổn định của hệ thống, chi phí đầu tư - vận hành, cũng như khả năng tiết kiệm nhiên liệu và giảm phát thải trong điều kiện thực tế.

Ở góc độ xã hội, việc phát triển microgrid năng lượng tái tạo và hydrogen xanh tại các đảo còn có ý nghĩa vượt ra ngoài phạm vi kinh tế - kỹ thuật. Đây là hình thức đầu tư vì cộng đồng giúp giảm phụ thuộc vào điện lưới quốc gia và nhiên liệu diesel nhập khẩu, đồng thời bảo đảm quyền tiếp cận năng lượng sạch, ổn định và giá hợp lý cho những đối tượng thường chịu thiệt thòi về hạ tầng như tại hải đảo. Đặc biệt, ở góc độ an ninh - chủ quyền quốc gia, việc đầu tư năng lượng cho hải đảo không chỉ là nhu cầu dân sinh mà còn là nhiệm vụ chính trị chiến lược. Hệ thống điện độc lập, ổn định giúp duy trì hiện diện dân sự, kinh tế và quốc phòng trên các đảo tiền tiêu, qua đó tăng cường khả năng tự chủ năng lượng và an ninh hạ tầng trong khu vực biên giới biển.

3.2. Nghiên cứu mô hình microgrid tại đảo Phú Quý

Đảo Phú Quý thuộc tỉnh Lâm Đồng (trước đây là Bình Thuận), cách đất liền khoảng 56 hải lý (~120 km). Đảo Phú Quý có số giờ nắng từ 2.700 - 2.900 giờ/năm và bức xạ

mặt trời trung bình 5 - 5,4 kWh/m²/ngày. Tốc độ gió thấp nhất vào tháng 5 và tháng 6 (4 m/s), cao nhất vào tháng 7 và tháng 8 (lên tới 11 m/s), trung bình đạt khoảng 7,1 m/s ở độ cao 100 m; mật độ năng lượng gió dao động từ 91 - 810 W/m². Đây là khu vực có tiềm năng năng lượng tái tạo cao nhất Việt Nam, đặc biệt thích hợp để phát triển các dự án điện gió và điện mặt trời, song cũng đòi hỏi hệ thống năng lượng trên đảo phải có khả năng chống ăn mòn và vận hành ổn định trong môi trường gió mạnh và độ ẩm cao [31, 32].

Đảo Phú Quý có khoảng 30.000 dân [31]. Trước năm 2014, đảo Phú Quý chỉ được cấp điện 16 - 18 giờ/ngày bằng các tổ máy diesel nhỏ, chi phí cao và phụ thuộc hoàn toàn vào nhiên liệu vận chuyển từ đất liền. Từ ngày 1/7/2014, hệ thống điện gió - diesel - mặt trời do EVNSPC đầu tư đã cấp điện 24/24 giờ [32]. Hiện tổng công suất nguồn đạt 16,8 MW gồm: 10 MW diesel, 6 MW điện gió (3) turbine Vestas V80) và 0,8 MWp điện mặt trời.

Sản lượng điện hàng năm của đảo Phú Quý đã tăng trưởng từ 7,8 - 11,5%/năm và đã đạt 26,477 GWh vào năm 2022. Trong khi đó, phụ tải dự kiến sẽ tăng lên 8,4 MW vào năm 2025. Thông qua hệ thống điều khiển tích hợp, tỷ lệ phát điện từ năng lượng tái tạo/diesel hiện nay trên đảo Phú Quý đạt tỷ lệ 80/20 [31, 33, 34]. Đây là cơ sở để tiếp tục đầu tư vào hạ tầng năng lượng sạch, tiến tới phát điện không phát thải và đưa diesel trở thành nguồn dự phòng.

Nghiên cứu này trình bày hệ thống microgrid với 100% năng lượng sạch, không phát thải khí nhà kính, trong đó máy phát điện diesel chỉ được sử dụng trong tình huống bất khả kháng. Để đánh giá kinh tế - kỹ thuật, phần mềm HOMER được sử dụng để mô phỏng và phân tích các điều kiện vận hành của hệ thống.

3.2.1. Sản lượng điện dự kiến năm 2025

Dựa trên sản lượng điện thương phẩm tại đảo Phú Quý năm 2022 đạt 26,477 GWh, với tốc độ tăng trưởng trung bình giai đoạn 2014 - 2022 dao động từ 7,8 - 11,5%/năm, nghiên cứu này giả định tốc độ tăng trưởng sản lượng điện của đảo Phú Quý tiếp tục duy trì ổn định ở mức trung bình 9%/năm trong giai đoạn 2023 - 2025. Theo đó, sản lượng điện dự kiến của năm 2025 được tính toán đạt xấp xỉ 34,3 GWh.

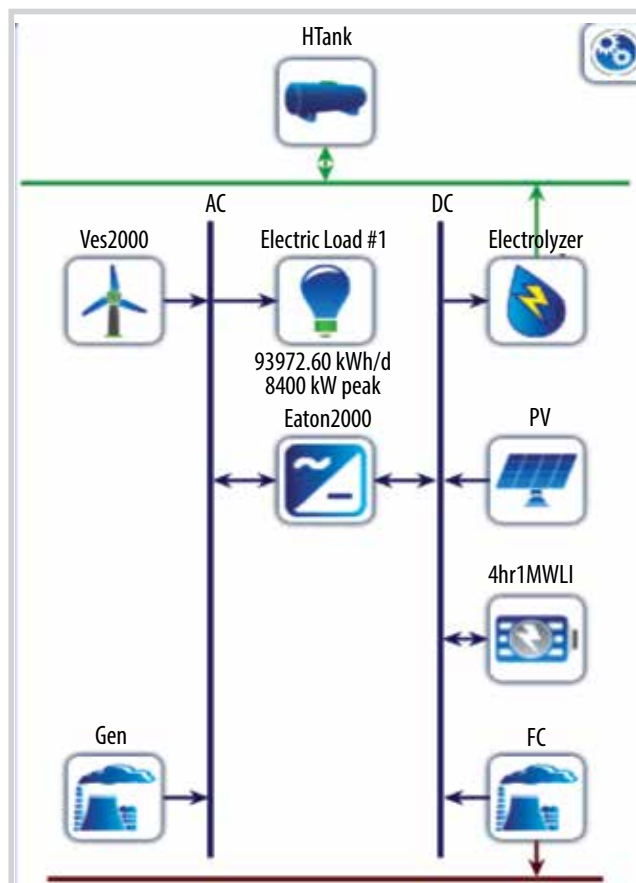
Theo công thức $E = P_{\max} \times LF \times 8.760$ giờ, nhu cầu điện lý thuyết của đảo Phú Quý đạt khoảng 29,4 GWh/năm. Tuy nhiên, khi tính đến tổn thất điện năng trên lưới phân phối - mức trung bình năm 2022 là 6,25% [35] - nhu cầu điện thực tế cần huy động ước tính khoảng 31,3 GWh. Kết quả



Hình 4. Mô tả phụ tải của đảo Phú Quý.

này phản ánh cân bằng hợp lý giữa tăng trưởng phụ tải, hiệu suất vận hành và điều kiện tự nhiên đặc thù tại đảo Phú Quý.

- Phụ tải theo mùa
 - + Mùa hè (tháng 3 - 9): Nhiệt độ trung bình dao động từ 28 - 30°C, với độ ẩm tương đối khoảng 75%. Nhu cầu điện tăng cao do sử dụng các thiết bị làm mát như điều hòa và quạt. Phụ tải đạt đỉnh vào khoảng 12 - 15 giờ, khi ánh sáng mặt trời mạnh nhất và các thiết bị tiêu thụ điện hoạt động tối đa.
 - + Mùa đông (tháng 10 - 2): Nhiệt độ giảm xuống khoảng 24 - 26°C, với độ ẩm tương đối khoảng 80%. Nhu cầu điện chủ yếu phục vụ chiếu sáng và sinh hoạt, với phụ tải cao vào buổi sáng sớm và buổi tối.
- Phụ tải theo giờ trong ngày
 - + Buổi sáng (6 - 9 giờ): Phụ tải tăng nhẹ do hoạt động sinh hoạt buổi sáng;
 - + Giữa ngày (9 - 15 giờ): Phụ tải đạt đỉnh, đặc biệt vào khoảng 12 - 15 giờ, khi nhu cầu sử dụng điện cho các thiết bị làm mát cao nhất;
 - + Chiều tối (15 - 18 giờ): Phụ tải giảm dần khi ánh sáng mặt trời yếu dần và nhu cầu làm mát giảm;



Hình 5. Hệ thống microgrid đề xuất tại đảo Phú Quý.

+ Buổi tối (18 - 21 giờ): Phụ tải tăng nhẹ trở lại do nhu cầu chiếu sáng và sinh hoạt buổi tối;

+ Ban đêm (21 - 6 giờ): Phụ tải giảm thấp nhất, chỉ còn các thiết bị duy trì hoạt động cơ bản.

Dựa trên số liệu vận hành thực tế, công suất phụ tải cực đại của hệ thống điện đảo Phú Quý năm 2025 được dự báo đạt 8,4 MW. Dữ liệu phụ tải chi tiết 8.760 giờ theo từng giờ trong năm được xây dựng và đưa vào phần mềm mô phỏng HOMER nhằm xác định đặc trưng vận hành của hệ thống như Hình 4. Kết quả mô phỏng cho thấy hệ số phụ tải trung bình đạt khoảng 0,47, cao hơn so với các nghiên cứu quốc tế về hệ thống microgrid vùng đảo, trong đó hệ số phụ tải phổ biến dao động từ 0,35 - 0,45 tùy theo cấu hình nguồn và đặc điểm phụ tải [36, 37].

Theo công thức, nhu cầu điện lý thuyết của đảo đạt

khoảng 29,4 GWh/năm. Tuy nhiên, khi tính đến tổn thất điện năng trên lưới phân phối - mức trung bình năm 2022 là 6,25% [35] - nhu cầu điện thực tế cần huy động ước tính sẽ cần khoảng 31,3 GWh, phù hợp với mức tăng trưởng và sản lượng điện như đã trình bày ở trên. Kết quả này phản ánh cân bằng hợp lý giữa tăng trưởng phụ tải, hiệu suất vận hành và điều kiện tự nhiên đặc thù tại đảo Phú Quý.

3.2.2. Hệ thống microgrid đề xuất tại đảo Phú Quý

- Tăng công suất năng lượng tái tạo

Để đạt được năng lượng 100% không phát thải, cần phải tăng công suất năng lượng tái tạo để tạo năng lượng sạch vào các thiết bị lưu trữ và phát trở lại vào các thời điểm điều kiện thời tiết không thuận lợi.

- Hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS)

Bảng 1. Kết quả mô phỏng hệ thống microgrid tại đảo Phú Quý.

TT	Thành phần	Công suất	Chi phí đầu tư ban đầu	Vai trò	Ghi chú
1	Điện gió	6 MW	Hiện có	Sản xuất 26.905 MWh điện	
2	Điện mặt trời	15.230 MWp	7.614.862 USD	Sản xuất 25.650 MWh điện	Châu Á có lợi thế chi phí rõ rệt, với điện mặt trời PV khoảng 500 USD/kW và điện gió trên đất liền khoảng 850 USD/kW. Trong giai đoạn 2024 và 2029, chi phí tổng cộng của điện mặt trời PV dự kiến sẽ giảm xuống dưới 400 USD/kW tại châu Âu và châu Á, trong khi vẫn cao hơn 600 USD/kW ở các khu vực khác trên thế giới [38].
3	BESS	10 MW/40 MWh	6.000.000 USD	Sạc/xả 8.428 MWh điện	Năm 2024, chi phí trung bình toàn cầu cho hệ thống lưu trữ năng lượng dao động từ 165 USD/kWh đến 148 USD/kWh. Tại Trung Quốc, giá thành thấp hơn khoảng 40% so với mức trung bình toàn cầu và đã giảm từ 48% (đối với hệ thống lưu trữ 4 giờ). Mức giá thấp hơn tại Trung Quốc chủ yếu do chuỗi cung ứng đã được thiết lập vững chắc và năng lực sản xuất lớn, tạo ra sự cạnh tranh mạnh mẽ trong thị trường nội địa, duy trì áp lực giảm giá trong những năm tới [38].
4	Điện phân hydrogen	2 MW	3.500.000 USD	Sản xuất 101.340 kg hydrogen	Năm 2023, CAPEX cho một hệ thống điện phân hoàn chỉnh và chi phí dự phòng dao động trong khoảng 2.000 USD/kW đối với công nghệ điện phân kiềm alkaline và 2.450 USD/kW đối với điện phân màng trao đổi proton (PEM). Các hệ thống điện phân kiềm sản xuất tại Trung Quốc có chi phí đầu tư thấp hơn so với các hệ thống tương đương được sản xuất tại châu Âu hoặc Bắc Mỹ, với chi phí chỉ khoảng 750 - 1.300 USD/kW [39].
5	Pin nhiên liệu	1 MW	1.500.000 USD	Sản xuất 1.693 MWh điện	Chi phí hệ thống pin nhiên liệu cho nguồn điện cố định là 1.200 - 2.500 USD/kW, với độ bền hoạt động 40.000 - 80.000 giờ [40].
6	Tank chứa hydrogen	1.000 kg	600.000 USD	Lưu trữ hydrogen	Đối với lưu trữ hydrogen dạng nén như tại các trạm nạp nhiên liệu, sử dụng các bồn chứa áp suất cao phù hợp với trạm có công suất 1.000 kg hydrogen/ngày, thì một bồn chứa 1.000 kg hydrogen có thể có chi phí khoảng 600.000 USD [41].
7	Diesel	10 MW	Hiện có	Sử dụng trong trường hợp khẩn cấp khi các nguồn tái tạo không đủ	

Để giảm sự phụ thuộc vào diesel và tăng tính ổn định cho hệ thống khi năng lượng tái tạo không đủ cung cấp (ví dụ vào ban đêm hoặc khi không có gió), cần bổ sung một hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin.

- Điện phân H_2 và pin nhiên liệu

Hydrogen xanh cũng được sản xuất với vai trò chất mang năng lượng, giúp duy trì tính ổn định của hệ thống khi sản lượng từ gió và mặt trời không đủ.

3.2.3. Mô phỏng hệ thống microgrid tại đảo Phú Quý

Kết quả mô phỏng hệ thống microgrid tại đảo Phú Quý thể hiện tại Bảng 1.

Hình 6 và 7 cho thấy sản lượng điện rất lớn, lên tới gần 52 GWh được tạo ra từ năng lượng gió và mặt trời. Điều này phù hợp với điều kiện tự nhiên tại đảo Phú Quý như đề cập ở trên.

Hình 8 và 9 cho thấy trong 1 năm hệ thống sản xuất được khoảng 89.451 kg hydrogen xanh, sau đó được chuyển đổi thành điện năng tại pin nhiên liệu để bù đắp sản lượng điện thiếu hụt trong thời điểm nguồn năng lượng tái tạo không đủ đáp ứng phụ tải.

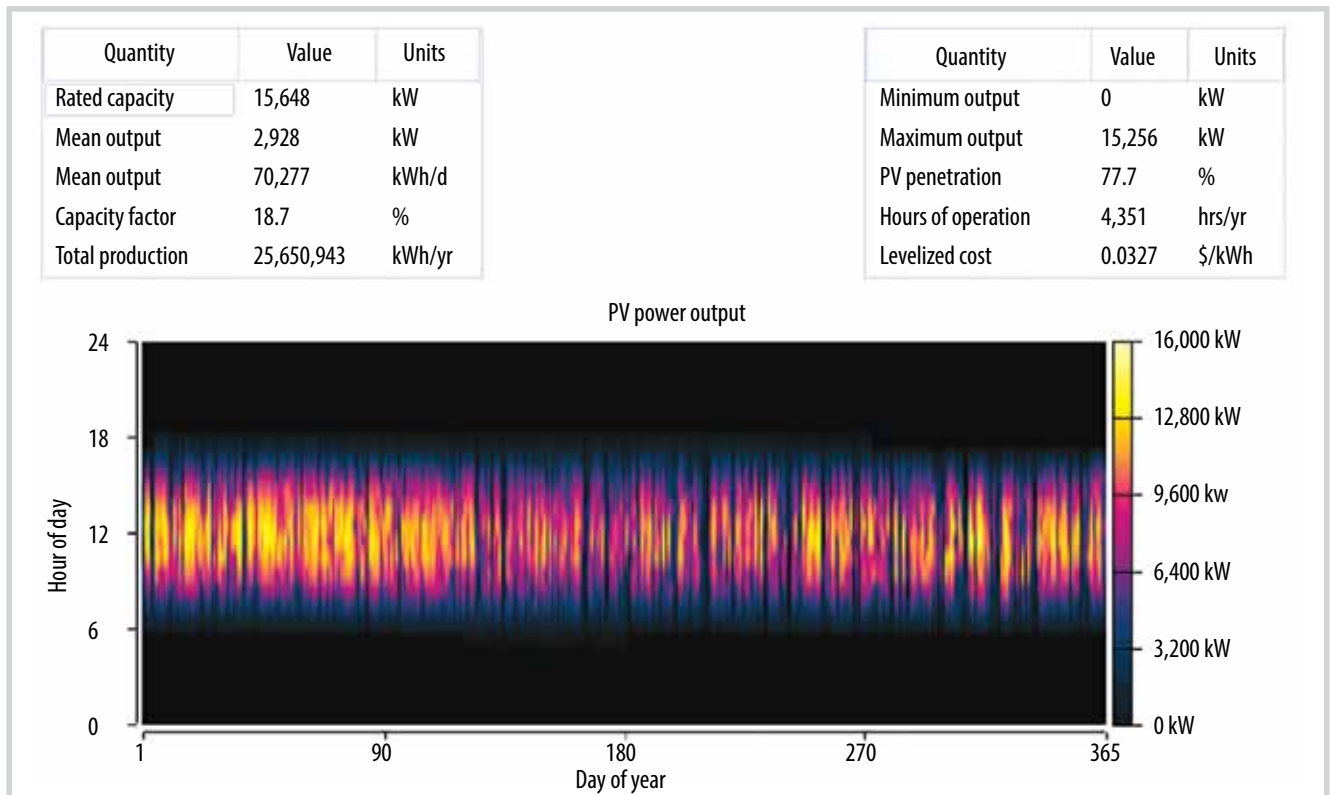
Hình 10 cho thấy lượng điện sạch xả của BESS khoảng 4,6 GWh, bù đắp cho sản lượng điện bị thiếu hụt.

Với hệ thống này, chi phí điện năng quy dẫn (LCOE) dự kiến đạt 0,088 USD/kWh, tương đương với 2.340 đồng/kWh, thấp hơn đáng kể so với giá điện trên đảo hiện nay. Hệ thống microgrid mô phỏng tại đảo Phú Quý cần đầu tư ban đầu khoảng 19,2 triệu USD, tương đương với khoảng 505,5 tỷ đồng nhưng sẽ loại bỏ gần như toàn bộ chi phí nhiên liệu diesel trong quá trình vận hành. Vì vậy, việc phát triển các nguồn điện sạch có thể đem lại lợi ích lâu dài về cả kinh tế và môi trường.

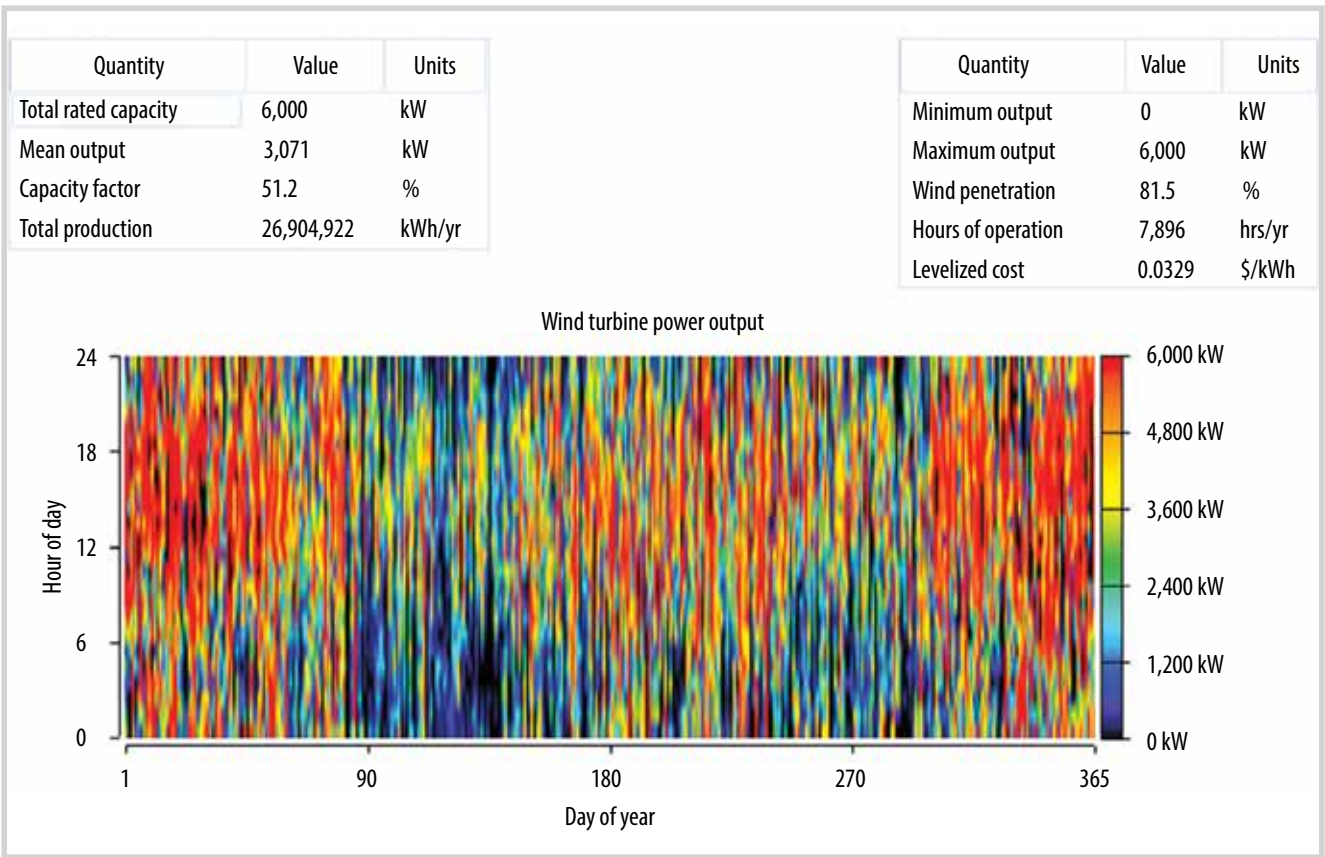
Mặc dù vậy, hệ thống cũng cho thấy có khoảng 14,4 GWh điện dư thừa, chiếm khoảng 27,1%. Việc gia tăng các thiết bị lưu trữ như BESS hoặc điện phân - pin nhiên liệu để lưu trữ lượng điện này sẽ làm tăng chi phí đầu tư. Trong khi đó, giá điện cũng tăng lên và có thể đạt mức trên 0,1 USD/kWh, tương đương với 2.633 đồng/kWh. Mặc dù vậy, sản lượng điện dư này vẫn hữu ích nếu đảo Phú Quý có thêm phụ tải vào ban ngày, ví dụ như phát triển hạ tầng xe điện - trạm sạc, hệ thống lọc nước biển thành nước ngọt...

3.3. Hạn chế của nghiên cứu

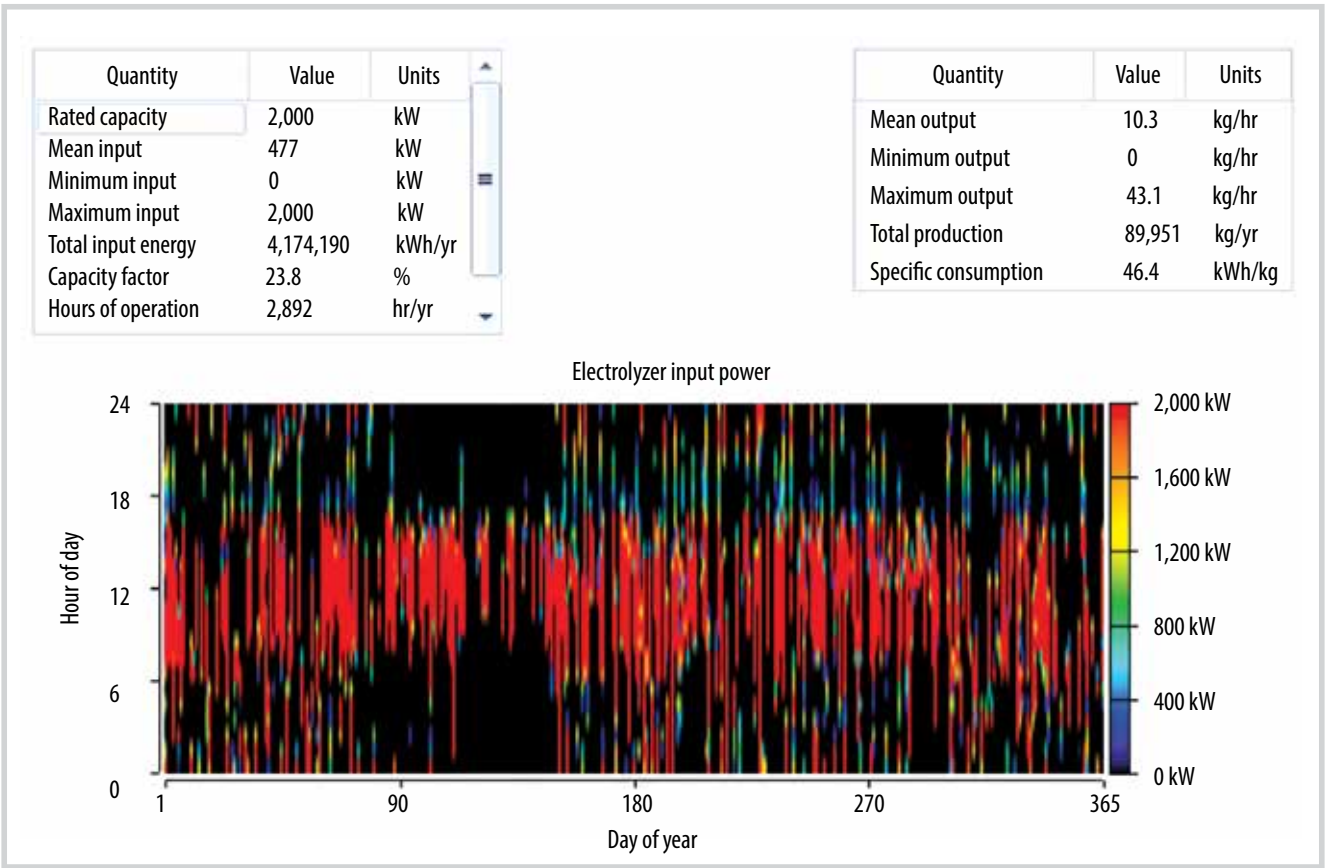
Nghiên cứu này dựa trên phương pháp mô phỏng, do đó tồn tại các hạn chế xuất phát từ giả định và đơn giản hóa trong quá trình thiết lập mô hình. Dữ liệu đầu vào về phụ tải điện, tiềm năng năng lượng tái tạo và thông số kỹ thuật của các thiết bị được thu thập từ nguồn dữ



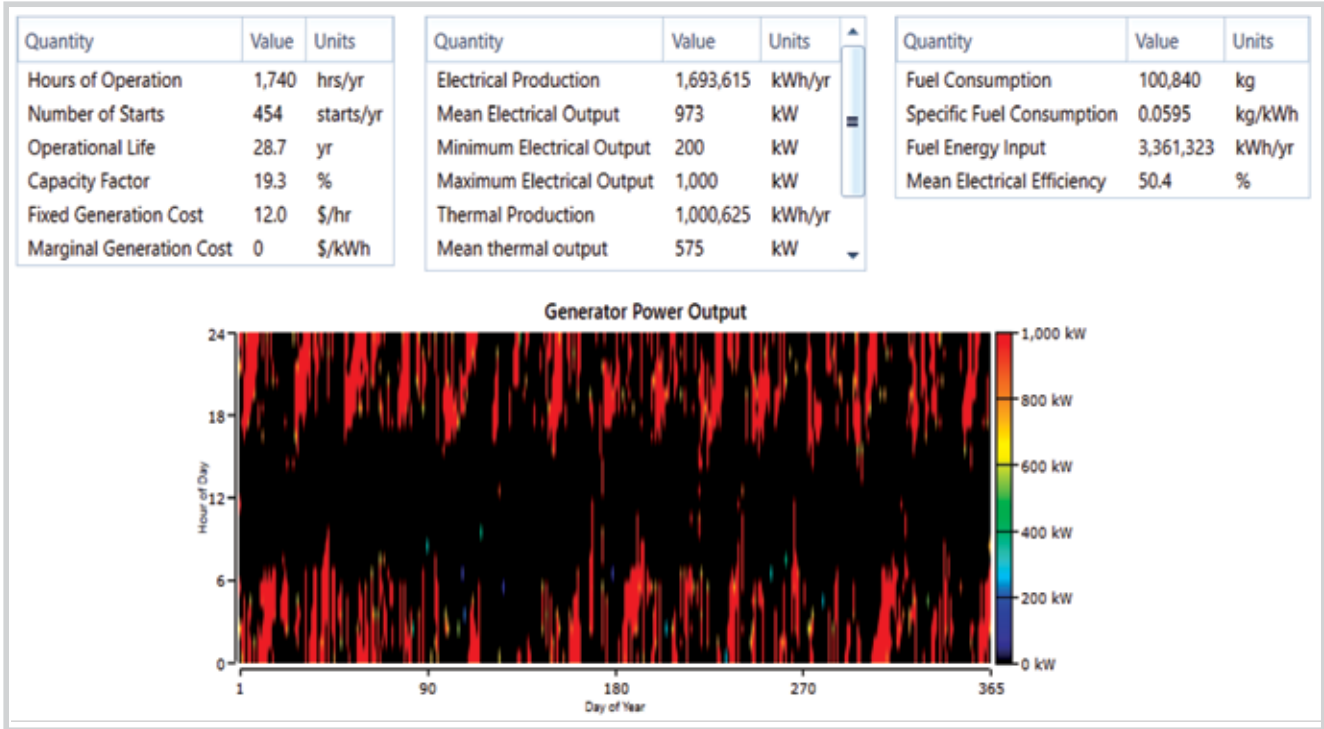
Hình 6. Sản lượng điện mặt trời của hệ thống microgrid tại đảo Phú Quý.



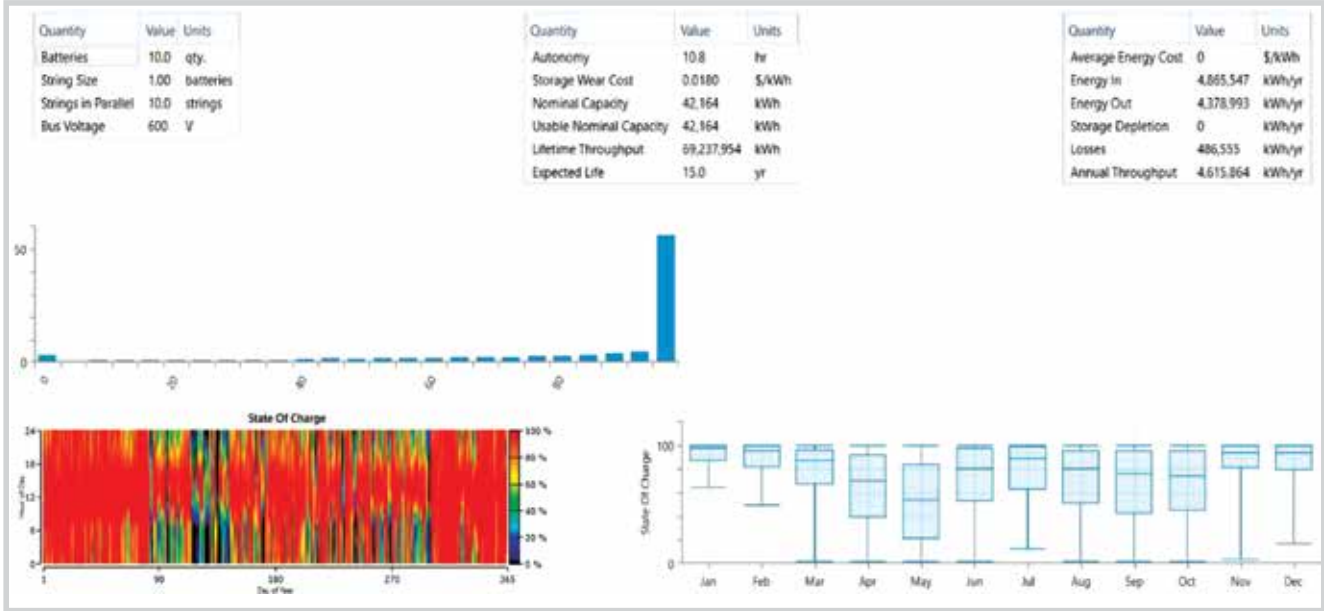
Hình 7. Sản lượng điện gió của hệ thống microgrid tại đảo Phú Quý.



Hình 8. Sản xuất hydrogen xanh từ điện phân.



Hình 9. Phát điện từ pin nhiên liệu của hệ thống microgrid tại đảo Phú Quý.

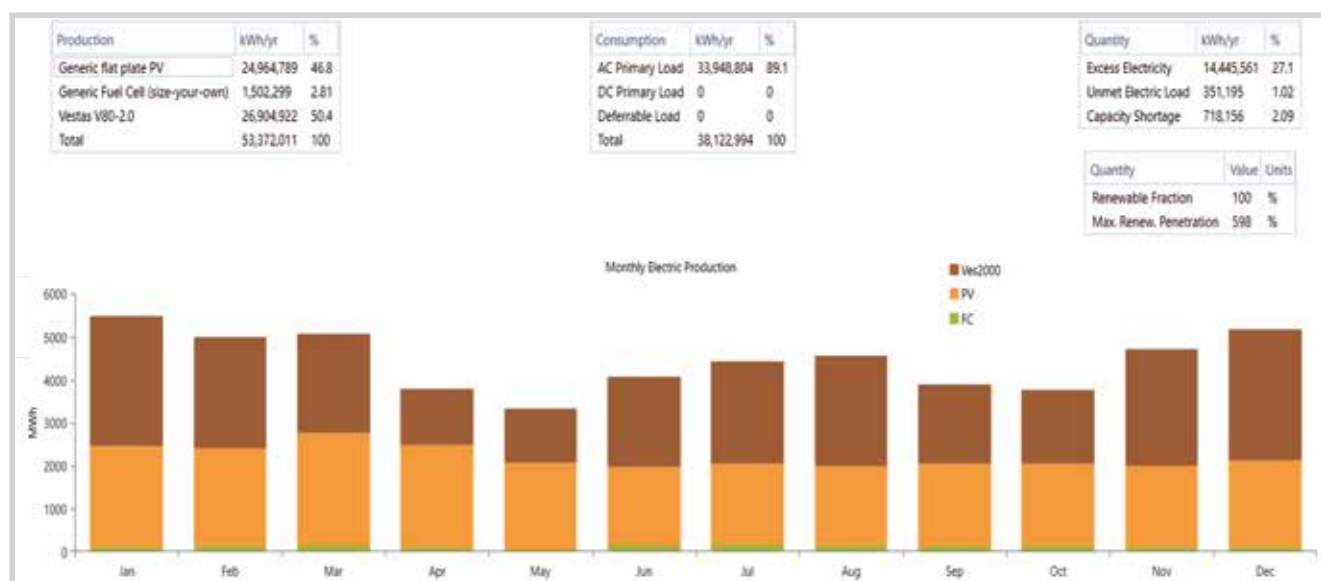


Hình 10. Sạc/xả điện từ BESS của hệ thống microgrid tại đảo Phú Quý.

liệu thứ cấp và cơ sở dữ liệu mở do chưa có số liệu đo đạc thực địa tại đảo Phú Quý. Các tham số kỹ thuật của công nghệ hydrogen (như hiệu suất điện phân, pin nhiên liệu, tuổi thọ thiết bị và mức độ suy giảm hiệu suất) được tham khảo từ tài liệu quốc tế, có thể chưa phản ánh chính xác điều kiện vận hành tại Việt Nam. Ngoài ra, phần mềm mô phỏng HOMER giả định hệ thống vận hành với hiệu suất ổn định và điều độ tối ưu, chưa mô tả đầy đủ đặc tính động học (dynamic behavior), suy giảm hiệu suất

theo thời gian hay biến động công suất tức thời giữa các nguồn năng lượng tái tạo và hệ thống chuyển đổi lưu trữ hydrogen trong điều kiện thực tế.

Bên cạnh đó, các chỉ số kinh tế - kỹ thuật của mô hình phụ thuộc đáng kể vào các giả định về chi phí đầu tư ban đầu, chi phí thay thế và chi phí vận hành - bảo trì. Các thông số này được lựa chọn dựa trên nguồn dữ liệu công khai mang tính tham chiếu, do đó chưa phản ánh chính xác cấu trúc chi phí thực tế trong điều kiện đặc thù của



Hình 11. Kết quả sản xuất điện theo tháng của hệ thống.

khu vực hải đảo. Mô hình cũng chưa tích hợp các yếu tố tài chính và chính sách thực tế như: chi phí logistics, biến động giá năng lượng theo thời gian, hay các cơ chế hỗ trợ tài chính xanh và ưu đãi đầu tư. Hơn nữa, kết quả của nghiên cứu mang tính đặc thù cho điều kiện của đảo Phú Quý, không có kết quả tương tự cho các khu vực hải đảo khác có quy mô phụ tải, tiềm năng năng lượng tái tạo và hạ tầng khác biệt. Vì vậy, các kết quả mô phỏng chỉ mang tính tham khảo, hỗ trợ cho việc đánh giá tiềm năng và hoạch định chính sách trong giai đoạn đầu.

4. Kết luận

Đầu tư hệ thống năng lượng tái tạo tích hợp với BESS và hydrogen xanh tại các đảo tiền tiêu, đặc biệt ở khu vực ngoài khơi Nam Trung Bộ và Nam Bộ, là giải pháp tiềm năng để cung cấp năng lượng sạch với chi phí thấp hơn trong dài hạn. Nghiên cứu điển hình tại đảo Phú Quý cho thấy LCOE có thể đạt 0,088 USD/kWh, tương đương với 2.340 đồng/kWh, thấp hơn đáng kể so với giá điện trên đảo hiện nay. Doanh nghiệp có thể đầu tư thử nghiệm và tối ưu hóa các công nghệ mới trong hệ thống lưới điện độc lập có quy mô vừa phải, làm cơ sở cho việc triển khai hệ thống năng lượng sạch quy mô lớn hơn trong tương lai. Quan trọng hơn, phát triển hệ thống năng lượng bền vững tại các đảo tiền tiêu giúp nâng cao chất lượng cuộc sống của người dân, góp phần khẳng định sự hiện diện và bảo vệ chủ quyền quốc gia tại các vùng biển xa bờ.

Tài liệu tham khảo

[1] Thủ tướng Chính phủ, “Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050”, Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025.

[2] Thủ tướng Chính phủ, “Chiến lược phát triển năng lượng hydrogen của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050”, Quyết định số 165/QĐ-TTg ngày 7/2/2024.

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

[4] Thủ tướng Chính phủ, “Đề án triển khai Tuyên bố chính trị thiết lập quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng”, Quyết định số 1009/QĐ-TTg ngày 31/8/2023.

[5] Nguyễn Hồng Việt Phương, Nguyễn Bình Nam, Huỳnh Văn Luật, Võ Quang Hải, Lê Quốc Cường, và Trương Đình Minh Đức, “Chiến lược điều khiển công suất của hệ thống lưu trữ pin cho huyện đảo Phú Quý”, *Tạp chí Khoa học và Công nghệ - Đại học Đà Nẵng*, Tập 19, Số 4.2, 2021.

[6] Hang Thi-Thuy Le, Eleonora Riva Sanseverino, Ninh Quang Nguyen, Maria Luisa Di Silvestre, Salvatore Favuzza, Binh Doan Van, and Rossano Musca, “Critical assessments of the potential for integrating renewable energy into isolated grids on Vietnamese islands: The case of the An-Binh grid”, *Energies*, Volume 16, Issue 5, 2023. DOI: 10.3390/en16052475.

[7] U.S. Department of Energy, “Microgrid overview”, 1/2024. [Online]. Available: https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-02/46060_DOE_GDO_Microgrid_Overview_Fact_Sheet_RELEASE_508.pdf.

[8] Kaitlyn Bunker, Stephen Doig, Kate Hawley, and Jesse Morris, “Renewable microgrids: Profiles from islands and remote communities across the globe”, 11/2015. [Online]. Available: <https://rmi.org/wp-content/>

uploads/2017/04/Islands_Microgrid_Profiles_Islands_Global_Remote_Communities_CaseStudy_2015.pdf.

[9] International Energy Agency, "The future of hydrogen: Seizing today's opportunities", 2019. [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf.

[10] Fabian Radner, Nadine Strobl, Markus Köberl, Franz Winkler, Klaus Esser, and Alexander Trattner, "Off-grid hydrogen production: Analysing hydrogen production and supply costs considering country-specifics and transport to Europe", *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 80, pp. 1197-1209, 2024. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.07.142.

[11] International Renewable Energy Agency, "Hydrogen: A renewable energy perspective", 2019. [Online]. Available: https://www.h2it.it/wp-content/uploads/2019/11/IRENA_Hydrogen_2019.pdf.

[12] Furat Dawood, GM Shafullah, and Martin Anda, "Stand-Alone microgrid with 100% renewable energy: A case study with hybrid solar PV-battery-hydrogen", *Sustainability*, Volume 12, Issue 5, 2020. DOI: 10.3390/su12052047.

[13] Davide Trapani, Paolo Marocco, Domenico Ferrero, Karen Byskov Lindberg, Kyrre Sundseth, and Massimo Santarelli. "The potential of hydrogen-battery storage systems for a sustainable renewable-based electrification of remote islands in Norway", *Journal of Energy Storage*, Volume 75, 2024. DOI: 10.1016/j.est.2023.109482.

[14] Qi Li, Miloud Bessafi, and Peng Li, "Intermittency study of global solar radiation under a tropical climate: case study on Reunion island", *Scientific Reports*, Volume 11, Issue 1, pp. 1 - 14, 2021. DOI: 10.1038/s41598-021-91639-9.

[15] European Regional Development Fund, "Mafate micro grid project - ERDF Project 2019-2022 - Reunion island HEPMA2019". [Online]. Available: <https://www.lupm.in2p3.fr/users/qcd/talk-hepmad19/francou.pdf>.

[16] Qi Li, Miloud Bessafi, and Peng Li, "Mapping prediction of surface solar radiation with linear regression models: Case study over reunion island", *Atmosphere*, Volume 14, Issue 9, 2023. DOI: 10.3390/atmos14091331.

[17] Qi Li, Miloud Bessafi, and Peng Li, "Intermittency study of global solar radiation under a tropical climate: case

study on reunion island", *Scientific Reports*, Volume 11, Issue 1, pp. 1 - 14, 2021. DOI: 10.1038/s41598-021-91639-9.

[18] Davide Beretta, Philippe Moçotéguy, Matthieu Limagne, and Jean-Emmanuel Boucher, "A 100% renewable isolated μ -grid in Mafate", *CIRE2018 Ljubljana Workshop*, Ljubljana, Slovenia, 7 - 8 June 2018.

[19] Energy storage Europe Association, "EDF stores renewable energy with batteries and hydrogen to make an isolated village completely energy autonomous", 2018. [Online]. Available: <https://ease-storage.eu/news/edf-stores-renewable-energy-with-batteries-and-hydrogen-to-make-an-isolated-village-completely-energy-autonomous/>.

[20] Weather Spark, "Climate and average weather year round in calistoga, California, United States". [Online]. Available: <https://weatherspark.com/y/590/Average-Weather-in-Calistoga-California-United-States-Year-Round>.

[21] Jessica Flores and Julie Johnson, "Pickett fire napa county: Nearly 4,000 acres burned as smoke fouls north bay air quality", 2025 [Online]. Available: <https://www.sfchronicle.com/california-wildfires/article/pickett-fire-napa-calistoga-size-air-quality-20872590.php>.

[22] EnergyVault, "Calistoga resiliency center project", 2024. [Online]. Available: <https://www.energyvault.com/projects/calistoga>.

[23] Shark Bay World Heritage Area, "Climate". [Online]. Available: <https://www.sharkbay.org/about/climate/>.

[24] Solarquotes, Solar Power, and Battery Systems, "Denham, WA, 6537". [Online]. Available: <https://www.solarquotes.com.au/location/denham-6537-wa/>.

[25] Climate-Data, "Denham climate (Australia): Data and graphs for weather & climate in Denham". [Online]. Available: <https://en.climate-data.org/oceania/australia/western-australia/denham-25872/>.

[26] Your Investment Property Magazine, "Denham, 6537: Market report". [Online]. Available: <https://www.yourinvestmentpropertymag.com.au/top-suburbs/wa/6537-denham>.

[27] Horizon Power, "Denham hydrogen demonstration project: Construction and commissioning report", 2024. [Online]. Available: <https://arena.gov.au/assets/2024/06/PUBLIC-Denham-H2-Demo-Cons-and-Comm-Report-1.pdf>.

- [28] Quynh T. Tran, Kevin Davies, and Saeed Sepasi, "Isolation microgrid design for remote areas with the integration of renewable energy: A case study of Con Dao island in Vietnam", *Clean Technologies*, Volume 3, Issue 4, pp. 804 - 820, 2021. DOI: 10.3390/cleantechnol3040047.
- [29] Rainer Brohm, "A market survey and stakeholder mapping of the Vietnamese solar energy sector", 2015. [Online]. Available: <https://www.esp.org.vn/wp-content/uploads/Framework-Assessment-for-the-Promotion-of-Solar-Energy-in-Vietnam-1.pdf>.
- [30] United Nations Development Programme (UNDP), "Assessment of wind energy technical potential", 2025. [Online]. Available: https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2025-09/print_assessment_of_wind_energy_technical_potential_justified.pdf.
- [31] Nguyễn Hoàng Phương, Võ Viết Cường, Nguyễn Ngọc Âu, và Trần Thái An, "Phương thức vận hành mới hệ thống phát điện diesel - gió cho đảo Phú Quý", *Tạp chí Khoa học và Công nghệ - Đại học Đà Nẵng*, Tập 19, Số 5.1, 2021.
- [32] Trần Quang Năng và Trần Thị Thanh Hải, "Đánh giá tiềm năng tài nguyên năng lượng gió mức 100 m trên lãnh thổ Việt Nam", *Tạp chí Khoa học Biến đổi Khí hậu*, Số 33, trang 12 - 23, 2025. DOI: 10.55659/2525-2496/33.110635.
- [33] EVN, "Technology application in power grid operation on Phu Quy island district", 2023.
- [34] EVN, "Workshop design - operate - automate power systems for sustainable energy transition", 2023.
- [35] EVN, "Báo cáo kết quả thực hiện kế hoạch năm 2023 mục tiêu, nhiệm vụ kế hoạch năm 2024", 2023.
- [36] Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), "Energy storage for mini grids: Status and projections of battery deployment", 2024. [Online]. Available: https://www.esmap.org/Energy_Storage_for_Mini_Grids.
- [37] Mini-Grids Partnership (MGP), "State of the global mini-grids market report 2024", 2024. [Online]. Available: https://minigrids.org/wp-content/uploads/2024/08/SOTM-Report-2024_EN_vFc.pdf.
- [38] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Renewable power generation costs in 2024", 2025. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>.
- [39] International Energy Agency (IEA), "Global hydrogen review 2024". [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46caa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf>.
- [40] U.S. Department of Energy, "Hydrogen and fuel cell technologies office multi-year program plan", 2024. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-05/hfto-mypfp-fuel-cell-technologies.pdf>.
- [41] Andrew Burke, Joan Ogden, and Lewis Fulton, "Hydrogen storage and transport: Technologies and costs", 2024 [Online]. Available: https://escholarship.org/content/qt83p5k54m/qt83p5k54m_noSplash_8bb1326c13cfb9aa3d0d376ec26d3e06.pdf?t=s9oa2u.

DEVELOPMENT OF ZERO-EMISSION MICROGRIDS FOR VIETNAM'S OFFSHORE ISLANDS: A CASE STUDY OF PHU QUY ISLAND

Dao Doan Duy

Vietnam National Industry - Energy Group (PVN)

Email: duydd@pvn.vn

Summary

In Vietnam's outlying islands, the high investment costs associated with building transmission infrastructure from the mainland have prevented a comprehensive solution to electricity access. Therefore, developing independent island microgrids is a practical and necessary approach. This model creates opportunities for developers in emerging energy technologies, thereby helping to advance socio-economic development and improving living conditions for island communities. To assess its feasibility, a case study was conducted for Phu Quy island using simulations of a microgrid architecture integrating hydrogen and energy storage.

Key words: Renewables, hydrogen, BESS, microgrid, Phu Quy island.

TIỀM NĂNG SỬ DỤNG CO₂ TẠI VIỆT NAM: HƯỚNG ĐI MỚI CHO PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG VÀ KINH TẾ TUẦN HOÀN

Huỳnh Minh Thuận, Phan Minh Tuấn, Nguyễn Long Vũ

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

Email: thuanhm.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.05-05>

Tóm tắt

Để thực hiện mục tiêu phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050, việc khai thác tiềm năng sử dụng CO₂ đang trở thành hướng đi quan trọng trong chiến lược phát triển bền vững và kinh tế tuần hoàn. Thay vì chỉ xem CO₂ là chất thải, nhiều lĩnh vực tại Việt Nam như sản xuất phân bón, hóa chất, vật liệu xây dựng và gia tăng thu hồi dầu đang từng bước chuyển hóa CO₂ thành nguồn nguyên liệu đầu vào có giá trị.

Bài viết phân tích tiềm năng ứng dụng CO₂ trên thế giới và định hướng tại Việt Nam, từ góc độ quy mô thị trường, công nghệ đến phát triển chuỗi giá trị. Từ đó, đề xuất các giải pháp nhằm phát triển công nghệ thu giữ và sử dụng carbon (CCU), tận dụng nguồn CO₂ công nghiệp như một loại tài nguyên mới trong chuyển đổi xanh và giảm phát thải dài hạn.

Từ khóa: Thu hồi và sử dụng CO₂, net-zero, xu hướng phát triển xanh, CCU.

1. Giới thiệu

Theo số liệu từ Global Carbon Budget 2025, thế giới đã phát thải khoảng 37,8 tỷ tấn CO₂ trong năm 2024 từ nhiên liệu hóa thạch và công nghiệp (bao gồm hấp thụ carbon hóa xi măng), tăng 1,1% so với năm 2023, tiếp tục thiết lập mức cao kỷ lục mới [1]. Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) cũng xác nhận con số tương đương là 37,8 tỷ tấn CO₂ phát thải liên quan đến năng lượng trong năm 2024 [2]. Khi tính cả phát thải từ thay đổi sử dụng đất (như phá rừng), tổng phát thải CO₂ toàn cầu đạt 42,4 tỷ tấn trong năm 2024 [1].

Trung Quốc, Mỹ, Ấn Độ và Liên minh châu Âu (EU), Nga, Indonesia, Brazil và Nhật Bản là 8 nền kinh tế phát thải lớn nhất thế giới, chiếm 66,2% tổng phát thải khí nhà kính toàn cầu [3]. Trong năm 2024, Trung Quốc chiếm 31,7% tổng phát thải toàn cầu (12,3 tỷ tấn CO₂), Mỹ chiếm 12,7% (4,9 tỷ tấn CO₂), Ấn Độ chiếm 8,3% (3,2 tỷ tấn CO₂), và EU chiếm 6,3% (2,4 tỷ tấn CO₂) [1].

Đáng chú ý, trong số các khu vực lớn, chỉ có EU và Nhật Bản giảm phát thải trong năm 2024 (lần lượt là -1,8% và -2,8%), trong khi Ấn Độ ghi nhận mức tăng phát thải

lớn nhất với 164,8 triệu tấn CO₂ tương đương (+3,9%) [3]. Mức phát thải của các nền kinh tế đang phát triển tiếp tục tăng nhanh do nhu cầu năng lượng và công nghiệp hóa gia tăng, trong khi các nước phát triển dần giảm phát thải nhờ áp dụng công nghệ sạch và chính sách kiểm soát carbon. Tuy nhiên, 35 quốc gia đã giảm phát thải đáng kể trong khi vẫn tăng trưởng kinh tế trong thập kỷ 2015 - 2024, chiếm 27% tổng phát thải toàn cầu [1].

Tại Việt Nam, lượng phát thải CO₂ đang tăng nhanh chóng cùng với tốc độ phát triển kinh tế. Theo dữ liệu từ Our World in Data, năm 2024, lượng phát thải CO₂ bình quân đầu người đạt 3,67 tấn, tăng hơn 6% so với năm 2023 (3,46 tấn/người). Tổng lượng phát thải CO₂ của cả nước trong năm 2024 cũng lên tới gần 371 triệu tấn [3], chủ yếu đến từ ngành năng lượng và các lĩnh vực khác như công nghiệp nặng, giao thông. Những con số này cho thấy Việt Nam đang đối mặt với áp lực lớn trong quá trình chuyển dịch sang mô hình phát triển xanh và phát thải thấp. Diễn biến hiện trạng phát thải CO₂ tại các quốc gia trên thế giới năm 2024 và lượng phát thải CO₂ của Việt Nam giai đoạn 2012 - 2024 được thể hiện cụ thể trong Hình 1 và Hình 2.

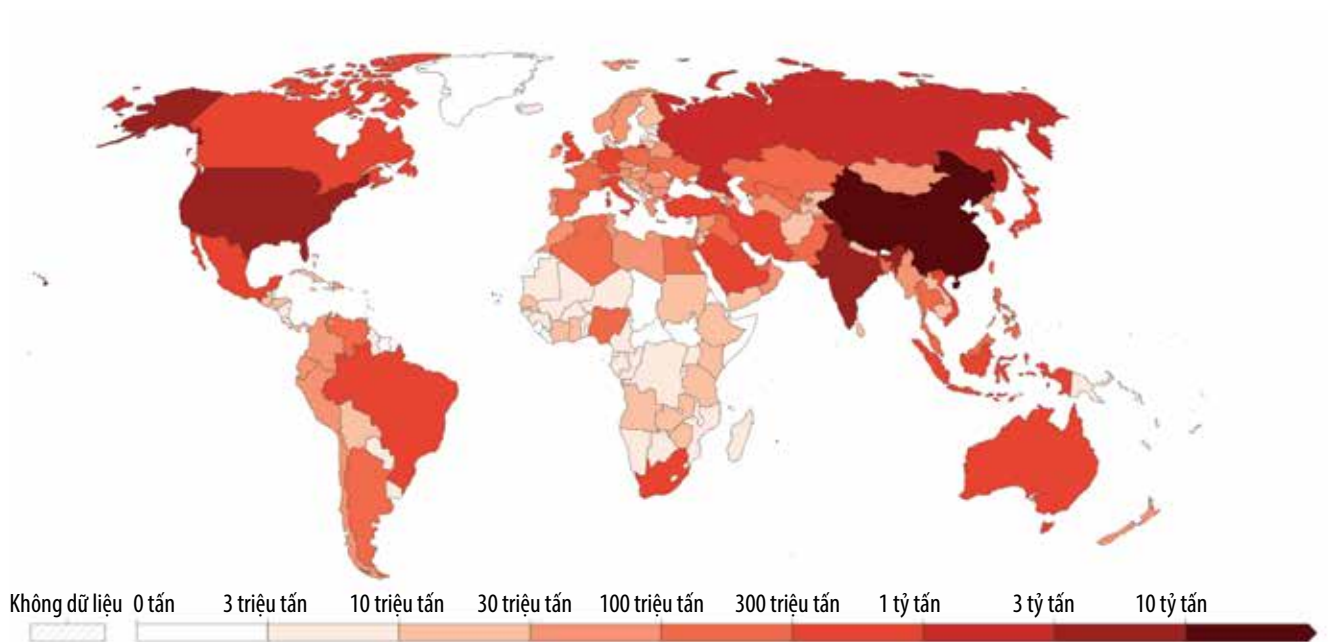
Hiện nay, công nghệ thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) đang được coi là giải pháp quan trọng trong chiến lược giảm phát thải khí nhà kính. CCUS không chỉ giúp giảm lượng khí CO₂ thải vào khí quyển mà còn mở ra cơ hội để tận dụng CO₂ như một tài nguyên có giá trị, góp



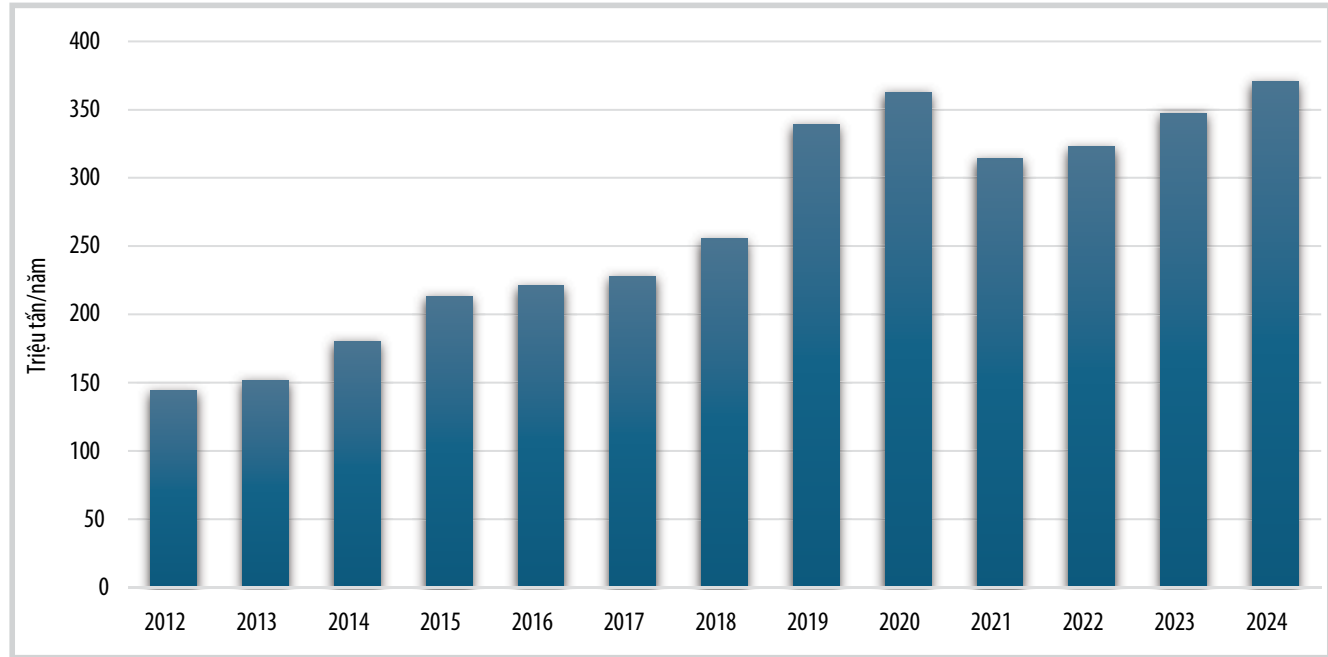
Ngày nhận bài: 7/5/2025

Ngày đánh giá và sửa chữa: 7/5 - 24/10/2025

Ngày duyệt đăng: 24/10/2025



Hình 1. Hiện trạng phát thải CO₂ tại các quốc gia trên thế giới [4].



Hình 2. Thực trạng phát thải CO₂ tại Việt Nam trong giai đoạn 2012 - 2024 [4].

phần vào mô hình kinh tế tuần hoàn. Đặc biệt, với tiềm năng lưu trữ CO₂ lớn tại các mỏ dầu khí ngoài khơi, Việt Nam có cơ hội phát triển các dự án CCUS quy mô lớn, vừa đáp ứng mục tiêu giảm phát thải, vừa thúc đẩy phát triển kinh tế bền vững.

Bài viết này phân tích tiềm năng sử dụng CO₂ tại Việt Nam, thông qua việc đánh giá thực trạng phát thải, khả năng thu hồi, cơ hội ứng dụng và các thách thức liên quan. Từ đó đề xuất các định hướng và kiến nghị cụ thể để thúc đẩy sự phát triển của công nghệ CCU tại Việt Nam,

góp phần vào mục tiêu phát triển bền vững và xây dựng nền kinh tế carbon thấp của quốc gia.

2. Tổng quan về công nghệ sử dụng CO₂

2.1. Khái niệm cơ bản về CO₂, CCU và CCS

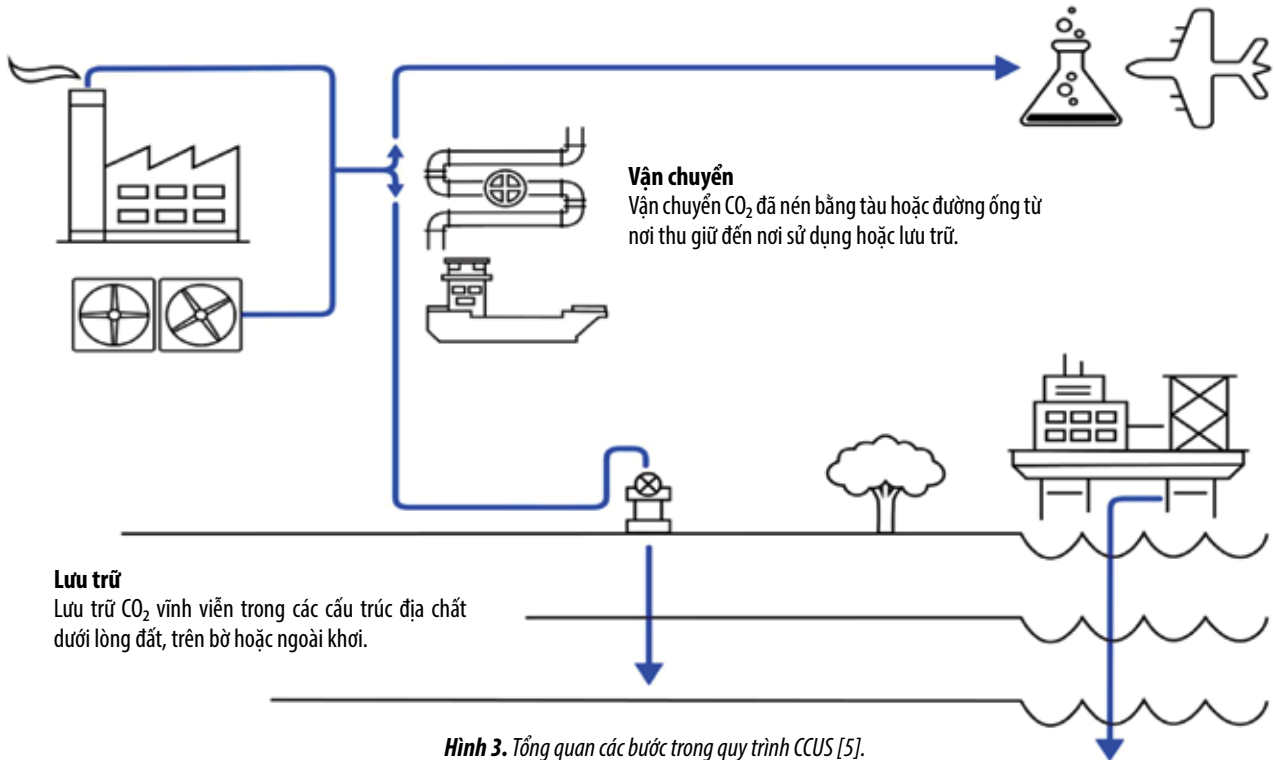
Carbon dioxide (CO₂) là khí nhà kính chính gây ra hiệu ứng nóng lên toàn cầu, chủ yếu phát sinh từ hoạt động đốt nhiên liệu hóa thạch trong công nghiệp và giao thông vận tải. Thu hồi và sử dụng carbon (carbon capture and utilization - CCU) là quá trình thu giữ CO₂ từ các nguồn

Thu giữ

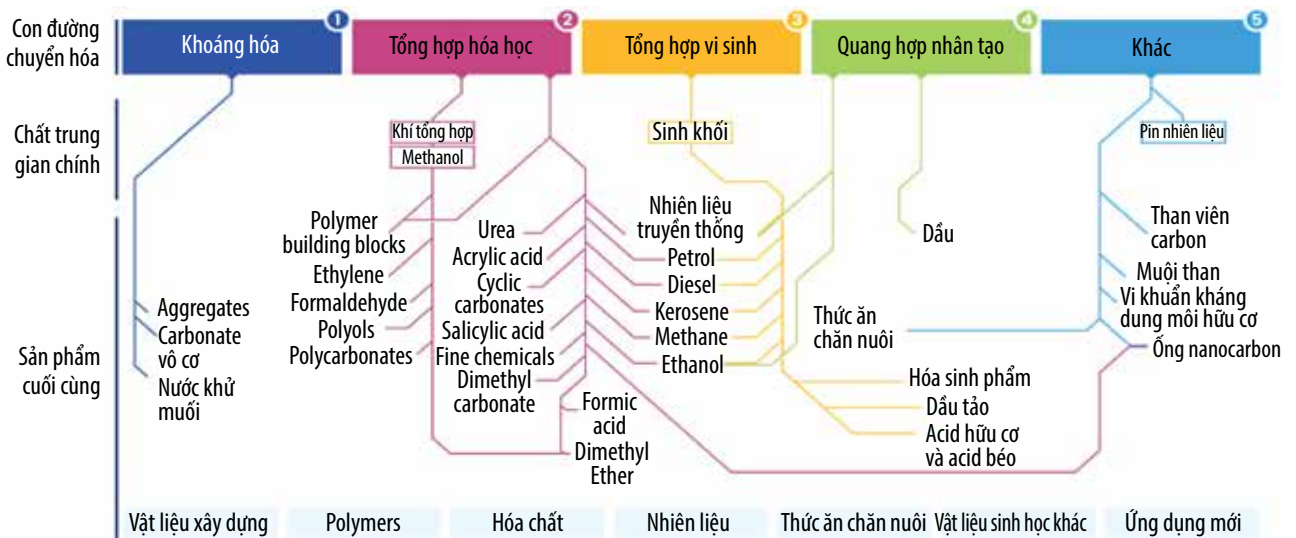
Thu giữ CO₂ từ các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch hoặc sinh khối, từ các cơ sở công nghiệp, hoặc trực tiếp từ không khí.

Sử dụng

Sử dụng CO₂ đã thu giữ làm đầu vào hoặc nguyên liệu để tạo ra sản phẩm hoặc dịch vụ.



Hình 3. Tổng quan các bước trong quy trình CCUS [5].



Hình 4. Tổng quan các sản phẩm CCU [6].

phát thải và chuyển hóa thành các sản phẩm có giá trị, trong khi thu hồi và lưu trữ carbon (carbon capture and storage - CCS) là quá trình thu giữ CO₂ và lưu trữ vĩnh viễn dưới lòng đất. CCUS là thuật ngữ tổng hợp bao gồm cả thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon.

Điểm khác biệt chính giữa CCU và CCS là mục đích cuối cùng của CO₂ sau khi được thu giữ. Trong hệ thống CCU, CO₂ được xem như một nguyên liệu đầu vào để sản

xuất các sản phẩm có giá trị kinh tế. Trong khi CCS chỉ tập trung vào việc lưu trữ CO₂ nhằm giảm thiểu việc phát thải khí nhà kính. CCUS kết hợp cả 2 phương pháp, tạo ra một giải pháp toàn diện hơn để giảm phát thải khí nhà kính và tận dụng CO₂ như một tài nguyên. Quy trình tổng thể của CCUS, bao gồm các giai đoạn thu giữ, vận chuyển, lưu trữ và tái sử dụng CO₂, được trình bày trong Hình 3.

2.2. Các công nghệ và ứng dụng sử dụng CO₂ phổ biến

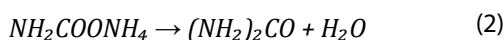
Sau khi được thu giữ từ các nguồn công nghiệp hoặc trực tiếp từ không khí, CO₂ được chuyển hóa thành nhiên liệu tổng hợp, hóa chất hoặc vật liệu xây dựng thông qua các quy trình công nghệ khác nhau. Việc ứng dụng CCU không chỉ giúp giảm phát thải CO₂ mà còn thúc đẩy nền kinh tế tuần hoàn bằng cách tái sử dụng carbon trong sản xuất. Danh mục các hướng chuyển hoá và các loại sản phẩm được mô tả rõ hơn trong Hình 4.

Sản xuất hóa chất từ CO₂

Ngành công nghiệp hóa chất góp phần đáng kể vào lượng phát thải CO₂ toàn cầu, chiếm khoảng 3% tổng lượng phát thải. Tuy nhiên, những công nghệ đổi mới đã mở ra khả năng sử dụng CO₂ như nguồn nguyên liệu đầu vào để sản xuất hóa chất giá trị, tạo nên nền kinh tế carbon tuần hoàn [7]. Urea là một trong số các sản phẩm hóa chất phổ biến thu được từ CO₂.

Phần lớn sản lượng urea trên thế giới hiện nay được sử dụng trong nông nghiệp làm phân bón cung cấp đạm cho cây trồng. Tuy nhiên, ứng dụng của urea không chỉ giới hạn ở lĩnh vực nông nghiệp mà còn được xem là nguyên liệu cơ bản quan trọng trong sản xuất vật liệu, đặc biệt là nhựa urea-formaldehyde và nhựa urea-melamine-formaldehyde.

Về mặt công nghệ, urea được tổng hợp từ ammonia và CO₂, đây là một trong những quy trình sản xuất hóa chất quy mô lớn nhất toàn cầu. Quá trình này gồm 2 giai đoạn chính: (i) ammonia phản ứng với CO₂ tạo thành ammonia carbamat; (ii) hợp chất trung gian này tiếp tục phân hủy tạo ra urea và nước.



Công nghệ điện phân CO₂

Điện phân CO₂ được xem là một trong những hướng tiếp cận đầy tiềm năng để sản xuất hóa chất. Công nghệ này sử dụng dòng điện để khử CO₂ trong buồng điện phân, tạo ra carbon monoxide (CO) - chất trung gian quan trọng để sản xuất syngas (hỗn hợp CO và H₂), nguồn nguyên liệu cho nhiều quá trình hóa học. Ngoài ra, điện phân đồng thời CO₂ và H₂O cho phép sản xuất trực tiếp methanol hoặc ethylene ngay trong cùng một hệ thống. Quá trình điện phân này mang lại hiệu quả cao hơn và linh hoạt hơn so với các phương pháp truyền thống.

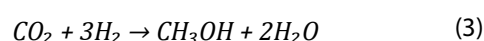
Sản xuất polymer và polyurethane

Dự án Carbon2Polymer minh họa một tiếp cận đổi mới trong sử dụng CO₂ để sản xuất hóa chất. Dự án triển khai phản ứng nhiều giai đoạn để tổng hợp toluene-2,4-diisocyanate (TDI), tiền chất polymer cao cấp trong sản xuất polyurethane, mà không dùng phosgene.

Thay vì sử dụng các chất độc hại, hướng phản ứng thay thế bao gồm chuyển đổi amine thơm với urea và alcohol, hoặc trực tiếp dùng CO₂. Cách tiếp cận này không chỉ an toàn môi trường mà còn giúp giảm phát thải khí nhà kính [8].

Sản xuất methanol

Methanol thường được sản xuất từ syngas truyền thống, thường được tạo ra thông qua quá trình reforming hơi nước của methane từ khí tự nhiên. Một hướng thay thế bền vững hơn là sản xuất methanol bằng cách hydrogen hóa CO₂, như được thể hiện trong phương trình 3. Đây là một trong những phương pháp CCU được quan tâm và nghiên cứu nhiều nhất để sản xuất nhiên liệu và hóa chất nền tảng hiện nay. Công nghệ hydrogen hóa CO₂ không chỉ cho phép chuyển hóa CO₂ thành methanol mà còn có thể được sử dụng như một hệ thống lưu trữ cho các nguồn năng lượng tái tạo như năng lượng mặt trời và gió - hoặc làm nguyên liệu cho hóa học bền vững. Phản ứng này có hiệu suất năng lượng cao và tỏa nhiệt, nhưng yêu cầu lượng lớn hydrogen, nhấn mạnh nhu cầu về hydrogen xanh cho quá trình này [9].



Tăng cường thu hồi dầu (CO₂-EOR)

CO₂-EOR là kỹ thuật được áp dụng rộng rãi nhằm tăng sản lượng dầu từ các mỏ đã suy giảm, đồng thời là hình thức lưu giữ CO₂ dưới lòng đất. Khi được bơm vào tầng chứa dầu, CO₂ làm giảm độ nhớt của dầu, giúp dễ dàng khai thác hơn. Trung bình, cứ mỗi thùng dầu khai thác từ quy trình này, có thể lưu giữ được 0,19 tấn CO₂. Tuy nhiên, việc kiểm soát sự di chuyển của CO₂ trong các tầng chứa dầu không đồng nhất vẫn là thách thức. Giải pháp gần đây là sử dụng hỗn hợp hạt nano và chất hoạt động bề mặt, để tối ưu hóa sự phân bố CO₂ và điều chỉnh độ linh động trong tầng chứa dầu, giúp thu hồi hiệu quả hơn [10].

Vật liệu xây dựng xanh

Ngành xây dựng chiếm đến 20% lượng phát thải CO₂ toàn cầu năm 2021 [11]. Tích hợp CO₂ vào vật liệu xây dựng là giải pháp tiềm năng, vừa giảm thiểu phát thải,

vừa tăng độ bền vật liệu. Phản ứng carbonate hóa giữa CO_2 và các hợp chất như $\text{Ca}(\text{OH})_2$ hoặc $\text{Mg}(\text{OH})_2$ tạo ra khoáng carbonate như CaCO_3 , MgCO_3 - đóng vai trò vật liệu xây dựng bền vững, đồng thời có khả năng lưu trữ carbon lâu dài. Quá trình này có thể áp dụng cho nhiều nguồn nguyên liệu, kể cả các phế thải công nghiệp [12].

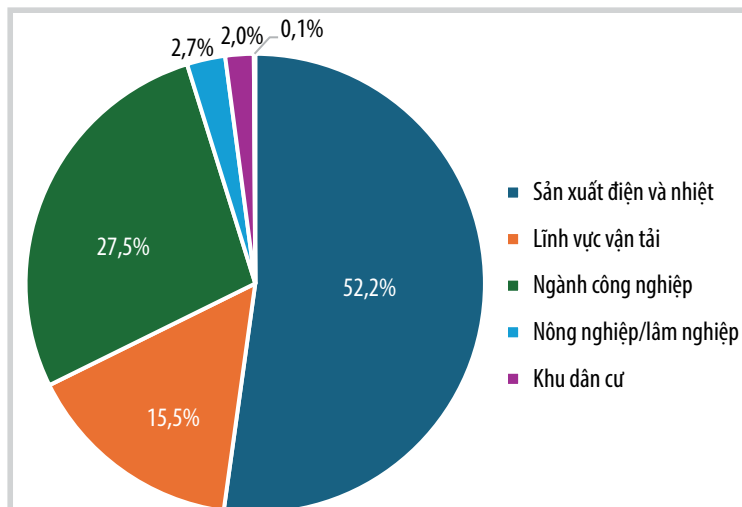
Chuyển hóa CO_2 thành nhiên liệu, vật liệu, thực phẩm

Một trong những hướng nghiên cứu mới nhất trong sử dụng CO_2 là chuyển hóa CO_2 thành nhiều sản phẩm, bao gồm nhiên liệu bền vững và thực phẩm. Các nhà khoa học tại Massachusetts Institute of Technology và Harvard đã phát triển quy trình chuyển CO_2 thành formate (muối acid formic) dùng cho pin nhiên liệu - một dạng nhiên liệu an toàn, dễ vận chuyển, bền [13]. Trong lĩnh vực thực phẩm, nhiều doanh nghiệp như Solar Foods [14], Air Protein [15], Econutri [16] đã phát triển công nghệ chuyển CO_2 thành protein, tinh bột và các chất dinh dưỡng, sử dụng vi khuẩn hoặc hydrogen thu được từ điện phân nước. Các sản phẩm này được đánh giá là bền vững, tiết kiệm nguồn tài nguyên và không phụ thuộc vào nông nghiệp truyền thống.

3. Nguồn phát thải và thu hồi CO_2 tại Việt Nam

3.1. Các nguồn phát thải lớn

Cơ cấu phát thải khí nhà kính phân theo các lĩnh vực kinh tế - xã hội được trình bày ở Hình 5 [17]. Nhóm phát thải lớn nhất là sản xuất điện và nhiệt, chiếm 52%, phản ánh sự phụ thuộc đáng kể vào các nguồn năng lượng hóa thạch trong quá trình phát điện và cung cấp nhiệt. Đứng thứ hai là lĩnh vực công nghiệp với 27,5%, bao gồm các ngành sản xuất tiêu thụ năng lượng lớn như thép, xi măng, lọc - hóa dầu và hóa chất. Giao thông vận tải đóng góp 15,5%, chủ yếu từ việc đốt nhiên liệu trong vận tải đường bộ, hàng không và đường biển. Các lĩnh vực còn lại chiếm tỷ trọng nhỏ hơn: nông nghiệp và lâm nghiệp chiếm 2,7%, sử dụng cho khu vực dân cư đóng góp 2,0%, và nhóm khác chỉ chiếm 0,1%.



Hình 5. Các nguồn phát thải tại Việt Nam.

Tổng thể, có thể thấy phát thải tập trung chủ yếu ở các ngành tiêu thụ năng lượng lớn, đặc biệt là sản xuất điện và công nghiệp, qua đó nhấn mạnh ưu tiên cần thiết cho chuyển dịch năng lượng (sử dụng năng lượng tái tạo, nhiên liệu xanh/sạch), tăng hiệu quả sử dụng năng lượng và triển khai các giải pháp giảm phát thải sâu như CCUS.

3.2. Các dự án thu hồi CO_2 tại Việt Nam

Việt Nam được đánh giá có tiềm năng lớn về lưu trữ CO_2 , đặc biệt tại các mỏ dầu - khí cạn đã kiệt ngoài khơi, tập trung chủ yếu tại các bể Sông Hồng, Cửu Long và Nam Côn Sơn, với tổng khả năng lưu trữ ước tính lên tới khoảng 71 tỷ tấn CO_2 [18]. Đây là con số lớn, phản ánh tiềm năng đáng kể của Việt Nam trong việc phát triển các dự án CCUS quy mô lớn. Dưới đây là một số dự án CCS đã nghiên cứu và thực hiện:

Hệ thống thu hồi CO_2 tại các nhà máy đạm

Tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ hệ thống thu hồi CO_2 được xây dựng nhằm tận dụng lượng CO_2 phát sinh từ khí thải của dây chuyền sản xuất ammonia. Hệ thống có công suất khoảng 240 tấn CO_2 /ngày với độ tinh khiết đến 99%, giúp bổ sung nguồn CO_2 cho quá trình tổng hợp urea và góp phần nâng công suất nhà máy thêm khoảng 60.000 tấn urea mỗi năm. Bên cạnh hiệu quả môi trường với mức giảm phát thải ước tính khoảng 40.000 tấn CO_2 /năm, hệ thống còn mang lại giá trị kinh tế đáng kể thông qua tối ưu hóa nguyên liệu và nâng cao hiệu suất vận hành. Tương tự, tại Nhà máy Đạm Cà Mau, hệ thống này thu hồi khoảng 100 tấn CO_2 /ngày đạt tiêu chuẩn thực phẩm, vừa phục vụ cho quy trình tổng hợp urea, vừa cung cấp cho các ngành công nghiệp khác như thực phẩm, đồ uống và y tế. Ước tính, giá trị kinh tế từ nguồn CO_2 thu hồi này đạt khoảng 3 - 4 triệu USD mỗi năm [19].

Dự án thử nghiệm tăng cường thu hồi dầu bằng CO_2 tại mỏ Rạng Đông

Năm 2011, Việt Nam trở thành quốc gia đầu tiên ở Đông Nam Á thực hiện thành công thử nghiệm bơm CO_2 phục vụ gia tăng hệ số thu hồi dầu (CO_2 -EOR) tại giếng N-02P, thuộc tầng chứa dầu Miocene dưới của mỏ Rạng Đông

(Lô 15-2, bể Cửu Long). Thử nghiệm “huff ‘n’ puff” được thực hiện từ ngày 19/5/2011 đến 6/6/2011 với sự hợp tác giữa Petrovietnam, Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC) và Japan Vietnam Petroleum Company (JVPC). Kết quả cho thấy sản lượng khai thác tăng từ khoảng 950 thùng/ngày lên 1.500 thùng/ngày, chứng minh hiệu quả kỹ thuật khả quan của phương pháp CO₂-EOR trong điều kiện mỏ dầu ngoài khơi Việt Nam [20].

Dự án thu hồi và sản xuất khí CO₂ hóa lỏng từ lò hơi của DDG

Công ty CP Đầu tư Công nghiệp Xuất nhập khẩu Đồng Dương (DDG) triển khai dự án thu hồi và sản xuất CO₂ hóa lỏng từ khói lò hơi tại Khu công nghiệp Mỹ Xuân A (Bà Rịa - Vũng Tàu), phục vụ giảm phát thải cho Nhà máy Heineken Việt Nam. CO₂ thu hồi đạt chuẩn công nghiệp, được ứng dụng trong thực phẩm, phòng cháy chữa cháy, y học và công nghiệp. Dự án có công suất thiết kế 80 tấn CO₂ lỏng/ngày, mang lại doanh thu ước tính 45 tỷ đồng và lợi nhuận khoảng 10 tỷ đồng mỗi năm [21].

Ngoài các dự án tiêu biểu đã được công bố, các hoạt động phát triển công nghệ CCUS tại Việt Nam đang bước vào giai đoạn chuẩn bị và thí điểm, với định hướng chiến lược rõ ràng từ các doanh nghiệp lớn như Tổng công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí (PVEP) và Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam). PVEP đặt mục tiêu trở thành doanh nghiệp tiên phong trong lĩnh vực CCS/CCUS, với kế hoạch triển khai pilot dự án chôn lấp CO₂ tại Dự án PM3-CAA, Malaysia cùng với Nhà điều hành Hibiscus với mục tiêu thực hiện bơm ép CO₂ đầu tiên vào năm 2028 [22]. Song song, Petrovietnam

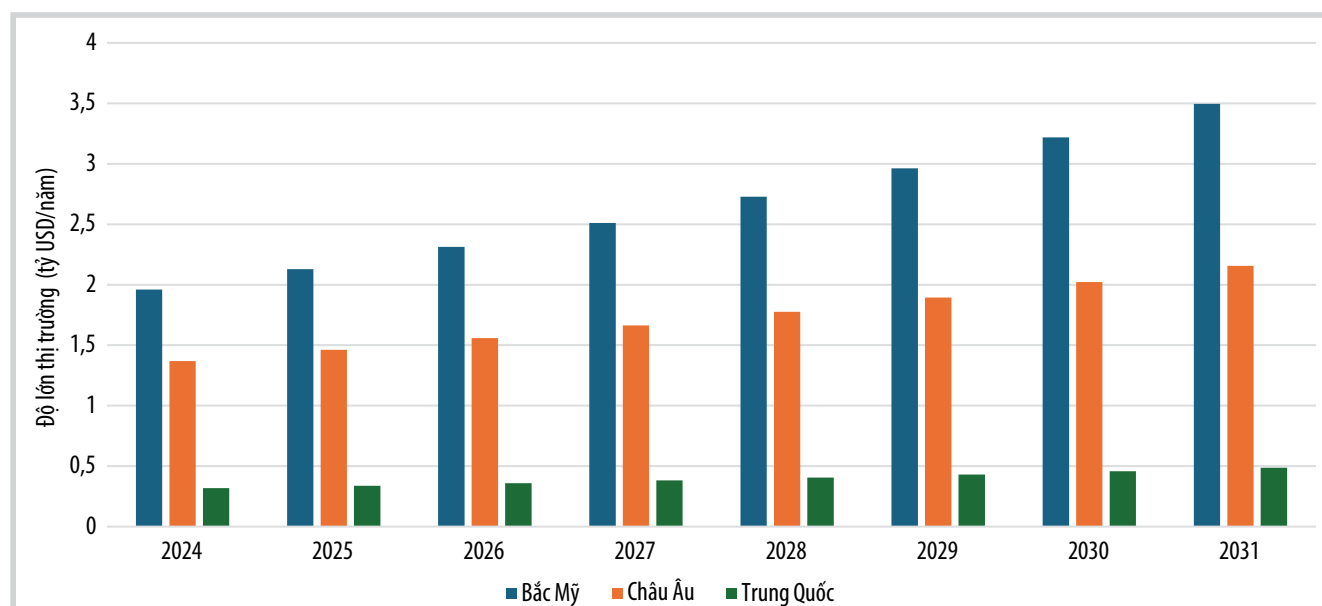
phối hợp với Black & Veatch đánh giá cơ hội triển khai công nghệ thu hồi CO₂ tại 3 nhà máy nhiệt điện than lớn ở Việt Nam, góp phần vào lộ trình giảm phát thải carbon cấp quốc gia [23]. Ở lĩnh vực giải pháp dựa vào thiên nhiên, Ecotree Việt Nam xúc tiến dự án tín chỉ carbon thông qua mô hình trồng rừng quy mô lớn, góp phần hấp thụ CO₂ và xây dựng nền tảng cho thị trường carbon nội địa [24]. Những bước đi này cho thấy tiềm năng phát triển mạnh mẽ của CCUS tại Việt Nam trong thập kỷ tới, với sự kết hợp giữa công nghệ hiện đại và giải pháp sinh thái.

4. Tiềm năng sử dụng CO₂ trên thế giới và Việt Nam

4.1. Thế giới

Hiện nay, 2 lĩnh vực sử dụng CO₂ lớn nhất trên thế giới là tăng cường thu hồi dầu (EOR) và sản xuất urea, chiếm phần lớn trong tổng số khoảng 250 triệu tấn CO₂ được sử dụng mỗi năm [25]. Ngoài ra, ngành công nghiệp thực phẩm và đồ uống cũng tiêu thụ đáng kể CO₂ thu hồi, chủ yếu sử dụng trong quá trình cacbonate hóa để sản xuất nước ngọt và các sản phẩm có gas [26].

Năm 2024, quy mô thị trường công nghệ CCU toàn cầu ước đạt 4,6 tỷ USD, phản ánh nhu cầu ngày càng tăng đối với các giải pháp tái sử dụng CO₂. Dự báo trong giai đoạn 2025 - 2031, thị trường này sẽ duy trì tốc độ tăng trưởng kép hàng năm (CAGR) khoảng 7,5%, cho thấy tiềm năng mở rộng mạnh mẽ của các sản phẩm và công nghệ CCU trong tương lai gần. Hình 6 minh họa quy mô thị trường (market size) ở các khu vực trọng điểm trên thế giới [27].



Hình 6. Dự báo thị trường CCU tại các khu vực lớn trên thế giới.

Bắc Mỹ

Tính đến nay, Bắc Mỹ có khoảng 10 dự án CCU đã và đang vận hành với quy mô lên đến hàng chục triệu USD, cho thấy sự chủ động và quy mô đầu tư lớn trong lĩnh vực này [28]. Bên cạnh đó, chính phủ Mỹ cũng triển khai nhiều cơ chế hỗ trợ mạnh mẽ, bao gồm các khoản vay có thể tài trợ lên đến 80% chi phí cho các dự án CCU. Hiện nay, Mỹ cũng là quốc gia dẫn đầu thế giới về quy mô triển khai CO₂-EOR, với sản lượng dầu tăng thêm đạt khoảng 245 nghìn thùng/ngày (năm 2022) từ 139 dự án bơm ép CO₂ [29].

Châu Âu

Sự tăng trưởng tại châu Âu được thúc đẩy bởi các quy định nghiêm ngặt về phát thải, cam kết phát triển bền vững từ doanh nghiệp và đổi mới công nghệ. Khu vực này đang tích cực tích hợp CCU với sản xuất hydrogen như một phần trong chiến lược chuyển đổi sang nền kinh tế hydrogen. Nhiều công ty châu Âu cũng đang đẩy mạnh ứng dụng CO₂ thu hồi trong sản xuất nhiên liệu tổng hợp, nhựa và vật liệu xây dựng [29].

Châu Á - Thái Bình Dương

Đà tăng trưởng này được thúc đẩy bởi quá trình công nghiệp hóa nhanh, sự hỗ trợ ngày càng lớn từ chính phủ cho công nghệ năng lượng sạch và mở rộng ứng dụng CO₂ trong nhiều ngành công nghiệp để tiếp cận phù hợp hơn với xu hướng chuyển dịch năng lượng.

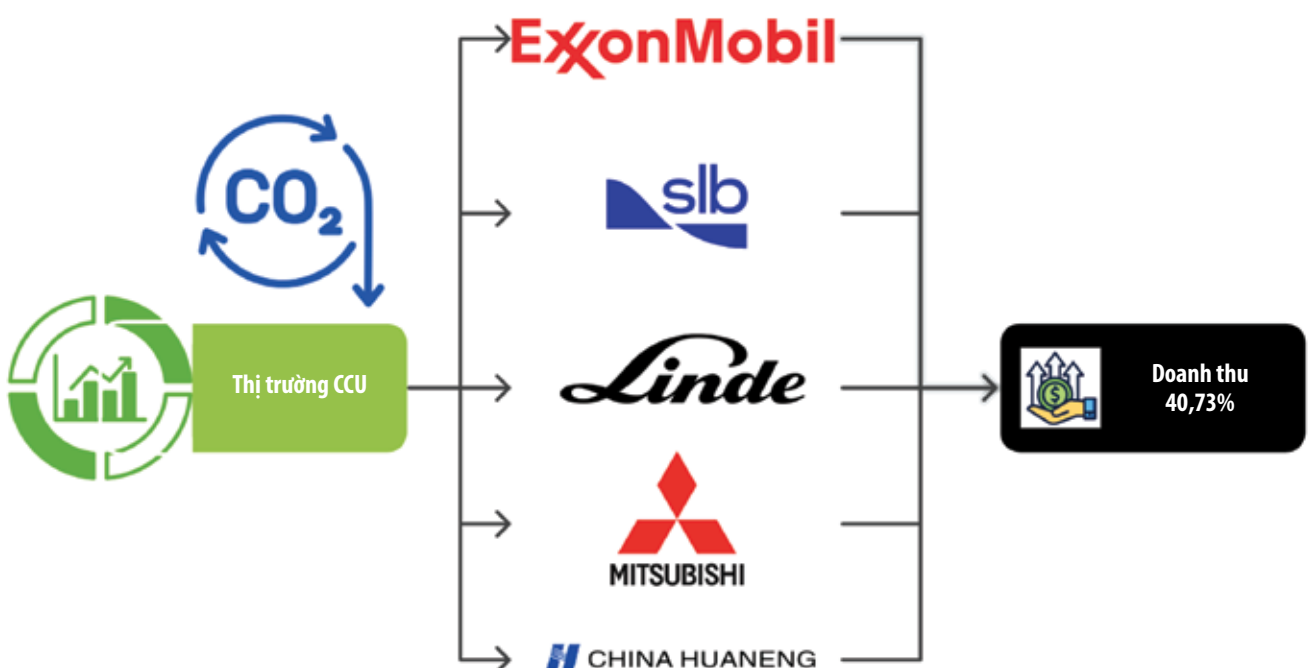
Các quốc gia như Trung Quốc, Ấn Độ đang tích cực triển khai công nghệ CCU như một giải pháp kép: vừa giảm dấu chân carbon, vừa duy trì tăng trưởng công nghiệp. Đáng chú ý, khu vực này đang chứng kiến sự gia tăng mạnh mẽ trong việc ứng dụng CO₂ để sản xuất polymer sinh học và vật liệu gốc carbon, tạo tiền đề cho phát triển bền vững trong khu vực. Về cơ cấu thành phần, thị trường CCU được chi phối bởi 5 tập đoàn lớn như Exxon Mobil, SLB, Linde, Mitsubishi và China Huaneng (Hình 7) [29].

4.2. Việt Nam

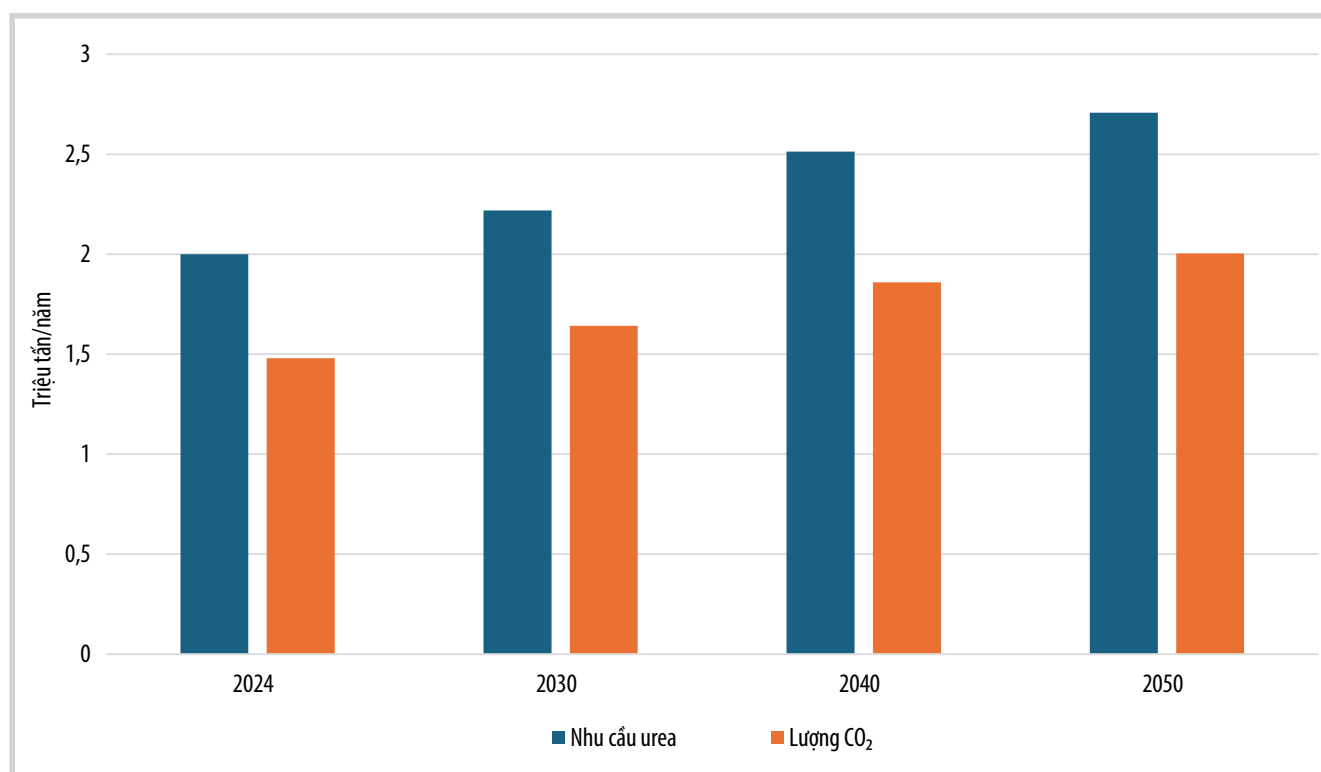
Việt Nam dự kiến sẽ triển khai chính thức thị trường carbon vào năm 2029, sau giai đoạn thí điểm từ 2025 đến 2028. Thị trường này sẽ cho phép giao dịch hạn ngạch phát thải khí nhà kính và tín chỉ carbon đã được chứng nhận, phù hợp với Điều 6.2 của Thỏa thuận Paris, qua đó mở rộng khả năng chuyển nhượng tín chỉ quốc tế và thu hút đầu tư nước ngoài [30].

Theo dự báo của Bộ Nông nghiệp và Môi trường, thị trường carbon có thể mang lại khoảng 300 triệu USD mỗi năm nhờ các dự án trong lĩnh vực lâm nghiệp - mở ra cơ hội lớn cho các dự án CCU có thể chứng minh hiệu quả giảm phát thải một cách rõ ràng và định lượng [31].

Tại Việt Nam, tiềm năng sử dụng CO₂ tập trung chủ yếu ở một số lĩnh vực công nghiệp trọng điểm như sản xuất phân bón, khai thác dầu khí và vật liệu xây dựng. Mỗi



Hình 7. Thị phần của 5 công ty lớn nhất trong lĩnh vực CCU hiện nay.



Hình 8. Dự báo nhu cầu urea tại Việt Nam đến 2050.

lĩnh vực này đều mở ra những cơ hội riêng biệt để thu hồi và tái sử dụng khí CO₂. Petrovietnam cùng các đơn vị thành viên đang tiên phong trong việc nghiên cứu và triển khai công nghệ CCU, thể hiện rõ cam kết ngày càng mạnh mẽ của Việt Nam đối với phát triển công nghiệp theo hướng phát thải thấp và bền vững [32].

Ứng dụng CO₂ trong ngành công nghiệp hóa dầu và phân bón tại Việt Nam

Hóa dầu và phân bón là lĩnh vực tiên phong trong ứng dụng công nghệ sử dụng CO₂ tại Việt Nam, với nhiều mô hình triển khai quy mô lớn và hiệu quả rõ rệt. Trong năm 2024, công suất sản xuất urea trong nước ước đạt khoảng 2,6 triệu tấn, chủ yếu đến từ 4 nhà máy sản xuất lớn gồm Nhà máy Đạm Cà Mau, Đạm Phú Mỹ, Đạm Ninh Bình và Đạm Hà Bắc, trong khi nhu cầu tiêu thụ trong nước khoảng 2 triệu tấn [33]. Theo dự báo, tốc độ tăng trưởng kép hàng năm (CAGR) của nhu cầu urea sẽ duy trì ở mức khiêm tốn, lần lượt đạt 1,5 - 2% giai đoạn 2025 - 2030, 1 - 1,5% từ 2030 - 2040 và 0,5 - 1% trong giai đoạn 2040 - 2050 [34]. Dự báo nhu cầu urea tại Việt Nam và lượng CO₂ cần thiết cho sản xuất urea được trình bày ở Hình 8.

Ứng dụng CO₂ trong thu hồi dầu tăng cường (CO₂-EOR)

Một ứng dụng tiềm năng khác của CO₂ tại Việt Nam là công nghệ tăng cường thu hồi dầu (EOR), thông qua bơm

ép CO₂ vào các mỏ để tăng hiệu suất khai thác và đồng thời lưu trữ CO₂ dưới lòng đất.

Dự án thí điểm EOR ngoài khơi là một trong những bước đi quan trọng hợp tác giữa Việt Nam và Nhật Bản, triển khai tại mỏ Rạng Đông [35]. Dự án gồm 2 giai đoạn: giai đoạn 1 (2007 - 2010) - nghiên cứu khả thi về tiềm năng EOR bằng CO₂; giai đoạn 2 (2011 - 2014) - triển khai thí điểm trên thực địa nhằm xác minh hiệu quả thu hồi dầu.

Các đối tác tham gia gồm JOGMEC và JX-NOEX (thuộc Tập đoàn JX Nippon). Các thí nghiệm trong phòng thí nghiệm cho thấy kết quả khả quan: phương pháp bơm ép CO₂ giúp tăng hệ số thu hồi gấp 2,2 lần so với bơm ép nước, khi CO₂ và dầu thô tạo thành pha đồng thể trong điều kiện vừa. Ngoài ra, trên thế giới đã triển khai nhiều dự án CO₂-EOR quy mô lớn, tiêu biểu là Weyburn-Midale (Canada), sử dụng CO₂ thu hồi từ Great Plains Synfuels và bơm qua đường ống 328 km vào các mỏ dầu từ đầu thập niên 2000 [36] và Al Reyadah/ADNOC CCUS (UAE), thu khoảng 800 nghìn tấn CO₂/năm từ Emirates Steel để bơm vào các mỏ dầu trên đất liền của ADNOC [37].

Tích hợp CO₂ trong sản xuất vật liệu xây dựng xanh

Ngành xây dựng tại Việt Nam đang mở ra một hướng đi tiềm năng cho việc sử dụng CO₂, đặc biệt thông qua phát triển và ứng dụng các loại vật liệu xây dựng thân

Bảng 1. Dự báo nhu cầu các sản phẩm từ CO₂ và tiềm năng sử dụng CO₂ tại Việt Nam năm 2030 và 2050

Sản phẩm	Nhu cầu sản phẩm từ CO ₂ (triệu tấn)		Tiềm năng sử dụng CO ₂ (triệu tấn)	
	2030	2050	2030	2050
Urea	2,22	2,71	1,64	2,00
Methanol	0,00	0,08	0,00	0,11
Ethanol	0,00	0,06	0,00	0,11
Gasoline	0,00	1,10	0,00	3,48
Diesel	0,00	1,78	0,00	5,60
Kerosene/Jet	0,00	0,58	0,00	1,66
SNG	0,00	1,64	0,00	4,42
Olefins	0,00	1,56	0,00	5,01
Polycarbonate	0,00	0,05	0,00	0,02
Polyurethane	0,00	0,06	0,00	0,02
PET nhựa	0,00	0,20	0,00	0,04
Xi măng	0,00	38,44	0,00	1,92
Bê tông	0,00	80,43	0,00	4,02
Tổng cộng	2,66	129,56	1,94	29,02

thiện với môi trường có khả năng hấp thụ hoặc tích hợp khí CO₂ được thu giữ.

Bê tông carbon là bơm CO₂ vào bê tông trong quá trình sản xuất, tạo thành calcium carbonate (CaCO₃), giúp lưu trữ 5 - 10 kg CO₂/m³ bê tông và tăng cường độ bền. Với sản lượng bê tông khoảng 120 triệu m³/năm [38], Việt Nam có thể giảm thêm 0,6 - 1,2 triệu tấn CO₂/năm. Nguồn tro xỉ dồi dào (15 triệu tấn/năm từ nhiệt điện than) cũng hỗ trợ sản xuất bê tông carbon, giảm phụ thuộc vào nguyên liệu mới.

Cơ hội phát triển chuỗi giá trị CCU/CCUS tại Việt Nam

Việt Nam đã xác định được nhiều khu vực tiềm năng để xây dựng và triển khai các chuỗi giá trị CCUS theo vùng địa lý:

- Miền Bắc: Có khả năng thu giữ CO₂ từ các ngành công nghiệp thép và nhiệt điện
- Bắc Trung Bộ: Có thể thu giữ khí CO₂ từ ngành thép, điện và các mỏ khí như Báo Vàng, Kèn Bầu, Cá Voi Xanh.
- Đông Nam Bộ: Tập trung nhiều cơ sở hóa dầu và nhà máy điện - là nguồn phát thải CO₂ lớn.
- Đồng bằng sông Cửu Long: Có thể thu giữ CO₂ từ các nhà máy điện và các mỏ khí Lô B, 48/95 và 52/97, với khả năng lưu trữ tại tầng nước mặn trong khu vực nội địa.

Tổng trữ lượng lưu trữ CO₂ tiềm năng tại Việt Nam được ước tính rất lớn, gồm khoảng 39 tỷ tấn tại bể Sông Hồng, 10 tỷ tấn tại bể Cửu Long và 22 tỷ tấn tại bể Nam Côn Sơn [39].

Lượng CO₂ thu giữ tại các địa điểm trên không chỉ được lưu trữ trong các mỏ dầu khí đã cạn kiệt mà còn có tiềm năng chuyển hóa thành các sản phẩm có giá trị cao. Quá trình này không chỉ mở ra cơ hội kinh tế mà còn góp phần giảm thiểu đáng kể lượng CO₂ phát thải ra môi trường.

Tiềm năng sử dụng CO₂ tại Việt Nam đến năm 2050

Mặc dù các sản phẩm được tổng hợp từ CO₂ có nhiều tiềm năng, nhưng tại Việt Nam hiện nay - ngoại trừ urea (sử dụng CO₂ thu hồi từ khí thiên nhiên) - các sản phẩm còn lại vẫn chưa được thương mại hóa và chưa mang lại hiệu quả kinh tế. Dự kiến đến trước năm 2030, các sản phẩm từ CO₂ cũng khó có thể triển khai, do công nghệ vẫn đang ở giai đoạn nghiên cứu ở quy mô pilot hoặc thí điểm. Vì vậy, tiềm năng sử dụng CO₂ cho các sản phẩm mới giai đoạn đến 2030 có thể được xem là gần như bằng “0”.

Để ước lượng tiềm năng phát triển và ứng dụng các sản phẩm này cho giai đoạn tiếp theo, nhóm tác giả đề xuất lộ trình triển khai thí điểm và áp dụng như sau: (i) Đến năm 2040: Khi công nghệ ngày càng hoàn thiện hơn, các quy định về bảo vệ môi trường trở nên nghiêm ngặt hơn và thị trường cho các sản phẩm từ CO₂ phát triển, tỷ lệ sản phẩm từ CO₂ dự kiến sẽ đạt khoảng 5% tổng nhu cầu; (ii) Đến năm 2050: Với sự hoàn thiện của công nghệ, cùng với việc áp dụng rộng rãi các chính sách như thuế carbon và các tiêu chuẩn môi trường, sản phẩm từ CO₂ có thể chiếm tới 10% tổng nhu cầu thị trường của sản phẩm.

Với lộ trình được đề xuất như vậy, nhu cầu sản phẩm có thể sản xuất từ CO₂ (CO₂-based products) đến 2030 và 2050 được trình bày ở Bảng 2. Song song với đó là nhu cầu của khí CO₂ cho các ứng dụng tương ứng. Cụ thể, đến 2050, nhu cầu sản phẩm thu được từ CO₂ lớn nhất là ngành xi măng, bê tông với 38 và 80 triệu tấn sản phẩm trên năm, tiếp theo là nhóm nhiên liệu mới/nhiên liệu tái tạo như SNG, dầu, xăng và các loại olefins (từ 1 - 2 triệu tấn/năm). Trên cơ sở đó, tiềm năng sử dụng CO₂ cũng được ước tính dựa trên cân bằng vật chất của từng quy trình sản xuất. Cụ thể, nhu cầu CO₂ cho sản xuất nhiên liệu tái tạo là cao nhất ước đạt khoảng 2 - 6 triệu tấn CO₂/năm, trong khi xi măng và bê tông cần khoảng 2 - 4 triệu tấn/năm. Về tổng thể, tổng ước lượng tiềm năng sử dụng CO₂ đến năm 2050 được tính khoảng 29 triệu tấn/năm.

5. Kết luận và kiến nghị

Xu hướng phát triển công nghệ thu giữ và sử dụng CO₂ (CCU) đang ngày càng được quan tâm như một giải pháp kép: giảm phát thải khí nhà kính và tạo ra giá trị kinh tế mới. Nhiều quốc gia phát triển đã và đang đầu tư mạnh mẽ vào CCU, xem đây là một phần không thể thiếu trong chiến lược trung hòa carbon. Các công nghệ chuyển hóa CO₂ thành sản phẩm có giá trị như methanol, nhựa sinh học, protein, hoặc sử dụng trong sản xuất bê tông xanh, đang từng bước thương mại hóa và mở ra các thị trường mới. Thị trường CCU toàn cầu năm 2024 được ước tính đạt 4,6 tỷ USD và dự kiến sẽ tăng trưởng với tốc độ 7,5% mỗi năm trong giai đoạn 2025 - 2031. Các khu vực như Bắc Mỹ, châu Âu và châu Á - Thái Bình Dương đang dẫn đầu về quy mô đầu tư và tốc độ phát triển, trong đó châu Á nổi lên như một trung tâm tăng trưởng mới nhờ sự hỗ trợ chính sách và quá trình công nghiệp hóa nhanh.

Việt Nam đang đối mặt với nhiều thách thức trong quá trình chuyển dịch sang nền kinh tế phát thải thấp, trong đó phát thải CO₂ từ các ngành công nghiệp trọng điểm là vấn đề cấp bách. Tuy nhiên, CO₂ không chỉ là một chất thải gây ô nhiễm mà còn có thể trở thành nguồn nguyên liệu giá trị nếu được khai thác hợp lý. Việc sử dụng CO₂ trong các lĩnh vực như sản xuất vật liệu xây dựng, nhiên liệu tổng hợp, vật liệu, hóa chất và nông nghiệp công nghệ cao đang mở ra những cơ hội mới, góp phần thúc đẩy phát triển kinh tế tuần hoàn và bền vững. Một số đề xuất tiếp theo cần xem xét ở Việt Nam:

- Phát triển cụm công nghiệp sử dụng CO₂ tập trung;
- Đánh giá khả năng thu giữ CO₂ tại các nhà máy phát thải lớn, sử dụng cho mục đích tăng cường thu hồi dầu (CO₂-EOR);

- Ưu đãi đầu tư cho công nghệ sử dụng CO₂;
- Thí điểm mô hình kinh tế tuần hoàn CO₂ trong ngành phân bón, nhiên liệu, vật liệu và hóa chất, vật liệu xây dựng;
- Gắn sử dụng CO₂ với thị trường carbon nội địa;
- Xây dựng chiến lược quốc gia về sử dụng CO₂ tái chế.

Tài liệu tham khảo

- [1] Pierre Friedlingstein, "Global carbon project: Briefing on key messages Global carbon budget 2025", 2025. [Online]. Available: <https://globalcarbonbudget.org/>.
- [2] International Energy Agency, "Global energy review 2025: CO₂ emissions", 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025/co2-emissions>.
- [3] Emissions Database for Global Atmospheric Research (EDGAR), "GHG emissions of all world countries", 2024. [Online]. Available: https://edgar.jrc.ec.europa.eu/report_2024.
- [4] Our World in Data, "Vietnam: CO₂ country profile", 2025. [Online] Available: <https://ourworldindata.org/co2/country/vietnam>.
- [5] IEA, "About CCUS", 2021. [Online] Available: <https://www.iea.org/reports/about-ccus>.
- [6] OGCI, "Carbon capture and utilization as a decarbonization lever", 2024. [Online]. Available: <https://www.ogci.com/wp-content/uploads/2024/05/CCU-Report-vf.pdf>.
- [7] Ian Hayton, "Decarbonizing the chemical industry: The role of CO₂ electrolysis", 2024. [Online]. Available: <https://www.cleantech.com/decarbonizing-the-chemical-industry-the-role-of-co2-electrolysis/>.
- [8] Christine Hussong, Jens Langanke, and Walter Leitner, "Electrochemical CO₂ reduction - From fundamental electrocatalysis toward integrated reaction engineering", *Chemie Ingenieur Technik*, Volume 92, Issue 10, pp. 1482 - 1488, 2020. DOI: 10.1002/cite.202000031.
- [9] Pauline Ruiz, Pia Skoczinski, Achim Raschka, Nicolas Hark, and Michael Carus, "Carbon dioxide (CO₂) as feedstock for chemicals, advanced fuels, polymers, proteins and minerals", *Renewable Carbon Publications*, 2023. DOI: 10.52548/HKBS8158.

- [10] Fatima Maria Ahmad, "CO₂ utilization: A look ahead", 2017. [Online]. Available: <https://www.c2es.org/document/co2-utilization-a-look-ahead/>.
- [11] Mengpin Ge, Johannes Friedrich and Leandro Vigna, "Where do emissions come from? 4 charts explain greenhouse gas emissions by countries and sectors", 2020. [Online]. Available: <https://www.wri.org/insights/4-charts-explain-greenhouse-gas-emissions-countries-and-sectors>.
- [12] Carbonfuture, "Carbonated building materials", 2024. [Online]. Available: <https://www.carbonfuture.earth/cdr-insight-technologies/carbonated-building-materials>.
- [13] David L. Chandler, "Engineers develop an efficient process to make fuel from carbon dioxide", 2023. [Online]. Available: <https://news.mit.edu/2023/engineers-develop-efficient-fuel-process-carbon-dioxide-1030>.
- [14] Petya Trendafilova, "Scientists can now reuse CO₂ to make meat", 2023. [Online]. Available: <https://carbonherald.com/scientists-can-now-reuse-co2-to-make-meat/>.
- [15] Air Protein. [Online]. Available: <https://www.airprotein.com/air-protein>.
- [16] Food & Beyond, "The future of food: CO₂ as a key ingredient in protein production", 2024. [Online]. Available: <https://foodandbeyond.eu/food-for-thought/the-future-of-food-co2-as-a-key-ingredient-in-protein-production/>.
- [17] International Energy Agency (IEA), "How much CO₂ does Viet Nam emit?", 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/viet-nam/emissions>.
- [18] Asean Centre For Energy, "ASEAN CCS deployment framework and roadmap", 2024. [Online]. Available: <https://aseanenergy.org/wp-content/uploads/2024/09/ASEAN-CCS-Deployment-Framework-and-Roadmap.pdf>.
- [19] Vietcap, "*Phân bón Cà Mau và hành trình bền bỉ hướng đến mục tiêu trung hòa carbon*", 2024.
- [20] Yoshiaki Ueda, Tadao Uchiyama, Yohei Kawahara, Atushi Hatakeyama, Yusuke Fujita, Le Ngoc Son, Hiroshi Okabe, Yusaku Konishi, Sunao Takagi, Aiko Nishizaki, and Hiroshi Mitsuishi, "CO₂-EOR huff'n'puff pilot test in Rang Dong oilfield, offshore Vietnam", *Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology*, Volume 78, Issue 2, pp.188 - 196, 2013. DOI: 10.3720/japt.78.188.
- [21] DDG, "*DDG được cấp giấy Chứng nhận đầu tư dự án thu hồi và sản xuất khí CO₂*", 2023.
- [22] PVEP, "*PVEP với lộ trình thu hồi và lưu trữ CO₂*", 2024.
- [23] Black & Veatch, "Black & Veatch to identify carbon capture opportunities in Vietnam", 2024. [Online]. Available: <https://www.bv.com/news/black-and-veatch-to-identify-carbon-capture-opportunities-in-vietnam>
- [24] Ecotree, "*Thành phố Hồ Chí Minh: Công bố dự án Giảm thiểu carbon dioxide CO₂*", 2024.
- [25] Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), "Carbon capture and utilization as a decarbonization lever", 2024. [Online]. Available: <https://www.ogci.com/wp-content/uploads/2024/05/CCU-Report-vf.pdf>.
- [26] Precedence Research, "Carbon dioxide utilization market size, share, and trends 2025 to 2034", 2024. [Online]. Available: <https://www.precedenceresearch.com/carbon-dioxide-utilization-market>.
- [27] OpenPR, "Carbon capture and utilisation (CCU) research: Rate CAGR of 7.47% during the forecast period", 2025. [Online]. Available: <https://www.openpr.com/news/3948052/carbon-capture-and-utilisation-ccu-research-rate-cagr>.
- [28] CO₂ Value Europe, "CCU projects", 2024. [Online]. Available: <https://database.co2value.eu/>.
- [29] Advanced Resources International, "An update of enhanced oil production totals and CO₂ supplies for active CO₂-EOR projects in the U.S. as of end-of-year 2022". [Online]. Available: [https://adv-res.com/pdf/2022-CO₂-EOR-Survey-Brochure-FINAL-FEB-26-2024.pdf](https://adv-res.com/pdf/2022-CO2-EOR-Survey-Brochure-FINAL-FEB-26-2024.pdf).
- [30] Theodora Stankova, "Vietnam approves carbon market development plan", 2024. [Online]. Available: <https://carbonherald.com/vietnam-approves-carbon-market-development-plan/>.
- [31] Reccessary, "*Vietnam carbon market's opportunities and challenges*", 2024.
- [32] PVN, "*Petrovietnam chủ động triển khai xây dựng chiến lược lưu trữ carbon*", 2023.
- [33] Kirin Capital, "Báo cáo thị trường phân bón Việt Nam 2024". [Online]. Available: <https://kirincapital.vn/wp-content/uploads/2024/11/BAO-CAO-NGANH-PHAN-BON-2024.pdf>.
- [34] News Central Asia, "Urea report", 2025. [Online]. Available: <https://www.newscentralasia.net/2025/03/24/urea-report/>.

[35] Yohei Kawahara, and Atsushi Hatakeyama, "Offshore CO₂-EOR pilot project in Vietnam", 2016. [Online]. Available: <https://fossil.energy.gov/archives/csIf/sites/default/files/documents/tokyo2016/Kawahara-VietnamEORProject-Workshop-Session1-Tokyo1016.pdf>.

[36] Scottish Carbon Capture & Storage (SCCS), University of Edinburgh, "Weyburn-Midale CO₂ project details", 2013. [Online]. Available: <https://www.geos.ed.ac.uk/sccs/project-info/864>.

[37] Zawya, "MENA's first carbon capture utilisation & storage (CCUS) project now on stream", 2016.

[38] Statista, "Annual cement production volume in Vietnam from 2014 to 2023", 2025. [Online] Available: <https://www.statista.com/statistics/1036114/vietnam-annual-cement-production-volume/>.

[39] VPI, "Potentials for development of CCUS & hydrogen value chains in Vietnam", 2024. [Online]. Available: <https://www.jccp.or.jp/international/conference>.

THE POTENTIAL OF CO₂ UTILIZATION IN VIETNAM: A NEW PATHWAY FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT AND CIRCULAR ECONOMY

Huynh Minh Thuan, Phan Minh Tuan, Nguyen Long Vu

Vietnam Petroleum Institute (VPI)

Email: thuanhm.pvpro@vpi.pvn.vn

Summary

In the context of Vietnam's commitment to achieving net-zero emissions by 2050, the utilization of CO₂ is becoming an important direction in the strategy for sustainable development and circular economy. Instead of treating CO₂ solely as a waste, many sectors in Vietnam, including fertilizer production, chemicals, construction materials, and oil recovery, are gradually converting CO₂ into valuable raw materials. This article focuses on analyzing the global potential of CO₂ applications and their relevance for Vietnam, from the perspectives of market scale, technology and value chains. It also proposes solutions to promote the development of CCU (carbon capture and utilization) technologies, positioning industrial CO₂ as a new resource to support the green transition and long-term emission reduction.

Key words: Carbon capture and utilization (CCU), net-zero, green development trends.

GIẢM PHÁT THẢI KHÍ METHANE TRONG NGÀNH CÔNG NGHIỆP NĂNG LƯỢNG

Nguyễn Đăng Khoa, Lê Thống Nhất, Ngô Thị Minh Thư, Hoàng Thái Lộc

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

Email: khoand.cpse@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.05-06>

Tóm tắt

Giảm phát thải khí methane là biện pháp hiệu quả nhất để giảm thiểu biến đổi khí hậu toàn cầu. Theo Báo cáo hiện trạng methane toàn cầu được công bố tại COP30 [1], hơn 80% tiềm năng giảm phát thải khí methane đến năm 2030 có thể đạt được với chi phí thấp, trong đó ngành năng lượng chiếm 72%, bằng các biện pháp đã được chứng minh như phát hiện và sửa chữa rò rỉ, đóng các giếng dầu không còn hoạt động.

Bài viết phân tích thực trạng giảm phát thải khí methane trong ngành công nghiệp dầu khí toàn cầu, giới thiệu kinh nghiệm của các tập đoàn năng lượng (BP, ExxonMobil, Chevron, Shell, ConocoPhillips, Eni) trong việc xây dựng mục tiêu giảm phát thải khí methane thông qua công nghệ tiên tiến, đầu tư phát triển bền vững, hợp tác nghiên cứu phát triển. Trên cơ sở phân tích kinh nghiệm quốc tế, bài viết đề xuất các giải pháp phù hợp nhằm giảm phát thải khí methane trong ngành công nghiệp năng lượng nói chung và Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) nói riêng.

Từ khóa: Phát thải khí methane, giảm phát thải khí methane.

1. Giới thiệu

Khí methane (CH_4) là loại khí nhà kính khiến nhiệt độ toàn cầu nóng lên gấp 25 lần so với CO_2 trong khoảng thời gian 100 năm [2]. Theo UNDP, tổng lượng phát thải khí methane trong năm 2024 chiếm tỷ lệ khoảng 18 - 20% tổng lượng phát thải khí nhà kính 57,7 tỷ tấn CO_2 tương đương, tăng khoảng 2,4% so với năm 2023 [3].

Khí methane có thời gian tồn tại trong khí quyển ngắn hơn CO_2 , do đó cắt giảm phát thải khí methane có thể tác động nhanh chóng tới việc kiểm chế đà tăng của nhiệt độ toàn cầu. Từ Hội nghị lần thứ 26 các bên tham gia Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (COP26), Việt Nam cùng khoảng 100 quốc gia đầu tiên trên thế giới tham gia Cam kết methane toàn cầu (Global Methane Pledge - GMP) do Liên minh châu Âu và Mỹ khởi xướng. Đến nay, GMP đã có 159 quốc gia thành viên cùng Ủy ban châu Âu, cam kết giảm 30% phát thải methane vào năm 2030 so với mức năm 2020 [4].

Theo Tổ chức sáng kiến khí hậu trong công nghiệp dầu khí (Oil and Gas Climate Initiative - OGCI), trong chuỗi giá trị dầu khí, lĩnh vực thượng nguồn, chiếm khoảng 92% tổng lượng phát thải khí methane [5]. Các hoạt động chính phát thải khí methane trong ngành công nghiệp năng lượng gồm: đốt đuốc (flaring) do một phần khí methane không cháy hết trong quá trình đốt để duy trì áp suất an toàn; xả khí (venting) trực tiếp vào không khí từ các thiết bị hoặc trong các hoạt động bảo dưỡng; phát thải không chủ đích (fugitive) từ rò rỉ khí từ van, mặt bích và đường ống (hoạt động này thường khó phát hiện nếu không được kiểm tra thường xuyên).

Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), ngành năng lượng phát thải khoảng 145 triệu tấn khí methane trong năm 2024 (chiếm hơn 35% tổng phát thải), trong đó khai thác dầu khoảng 45 triệu tấn, khai thác khí tự nhiên khoảng 35 triệu tấn, khai thác than phát thải hơn 40 triệu tấn, các hoạt động liên quan đốt sinh khối truyền thống khoảng 18 triệu tấn [6].

Việt Nam đã xây dựng khung pháp lý cơ bản (Luật Bảo vệ môi trường 2020 [7], Nghị định 06/2022/NĐ-CP [8]) và cam kết giảm 30% phát thải methane vào 2030



Ngày nhận bài: 13/12/2024

Ngày đánh giá và sửa chữa: 13/12/2024 - 13/1/2025

Ngày duyệt đăng: 13/1/2025

tại COP26. Chính phủ đã ban hành Kế hoạch hành động giảm phát thải khí methane đến năm 2030 với mục tiêu giảm ít nhất 30% tổng lượng phát thải khí methane vào năm 2030 so với mức năm 2020 trong các hoạt động trồng trọt, chăn nuôi, quản lý chất thải rắn, xử lý nước thải, khai thác dầu khí, khai thác than và tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch [9].

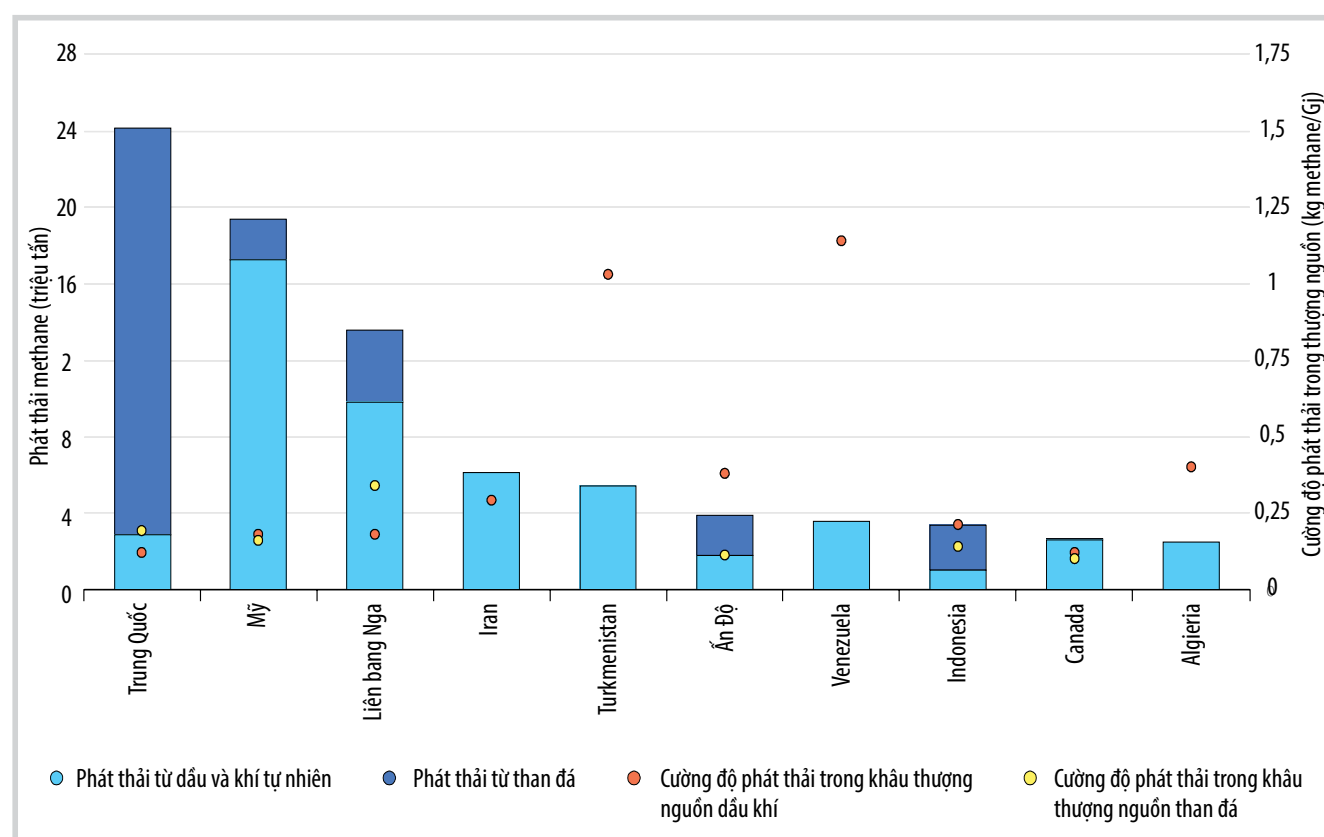
Để kiểm soát và giảm thiểu phát thải khí methane, ngành công nghiệp năng lượng đang đối mặt với các rào cản chính như: nguồn lực tài chính còn hạn chế; khung pháp lý chưa đầy đủ; thiếu cơ chế/chính sách khuyến khích thu gom khí đồng hành và giảm đốt đuốc; thiếu kinh nghiệm triển khai công nghệ, chưa có hệ số phát thải đặc trưng quốc gia dẫn đến kiểm kê chưa chính xác...

Do đó, việc nghiên cứu kinh nghiệm quốc tế từ các tập đoàn năng lượng hàng đầu thế giới có ý nghĩa quan trọng. Bài viết phân tích thực trạng và xu hướng giảm phát thải khí methane trong ngành công nghiệp năng lượng, kinh nghiệm chiến lược và giải pháp của các tập đoàn đa quốc gia, từ đó đề xuất các khuyến nghị phù hợp cho Petrovietnam nhằm thực hiện hiệu quả cam kết giảm phát thải khí methane của Việt Nam.

2. Kinh nghiệm quốc tế về giảm phát thải khí methane trong ngành công nghiệp năng lượng

Phát thải khí methane có sự khác biệt rõ rệt giữa các quốc gia do phụ thuộc vào quy mô sản xuất và các chính sách quản lý (Hình 1). Việc tăng cường kiểm soát khí methane thông qua các chiến dịch đo lường và áp dụng công nghệ tiên tiến đang tạo ra những thay đổi tích cực trong ngành công nghiệp năng lượng. Trước áp lực giảm thiểu khí nhà kính toàn cầu, nhiều quốc gia đã tăng cường triển khai các biện pháp giảm phát thải khí methane trong ngắn hạn, việc giảm phát thải khí methane trong lĩnh vực dầu khí có thể mang lại lợi ích cho các bên, cơ hội giảm thiểu biến đổi khí hậu và phát triển kinh tế [10].

Theo ước tính của IEA [4], khoảng 70% lượng khí methane phát thải từ việc khai thác và sử dụng nhiên liệu hóa thạch trên toàn cầu có thể được cắt giảm bằng các công nghệ phổ biến sẵn có, cụ thể trong lĩnh vực dầu khí là thay phớt khô cho máy nén, lắp hệ thống thu hồi hơi VRU cho bồn chứa... Bên cạnh đó, hơn 75% lượng phát thải methane có thể được giảm thiểu thông qua các biện pháp đã được chứng minh hiệu quả như chương trình phát hiện và khắc phục rò rỉ (LDAR), sửa chữa, thay thế hoặc nâng cấp thiết bị rò rỉ và kiểm soát chặt chẽ



Hình 1. Phát thải methane của một số quốc gia [11].

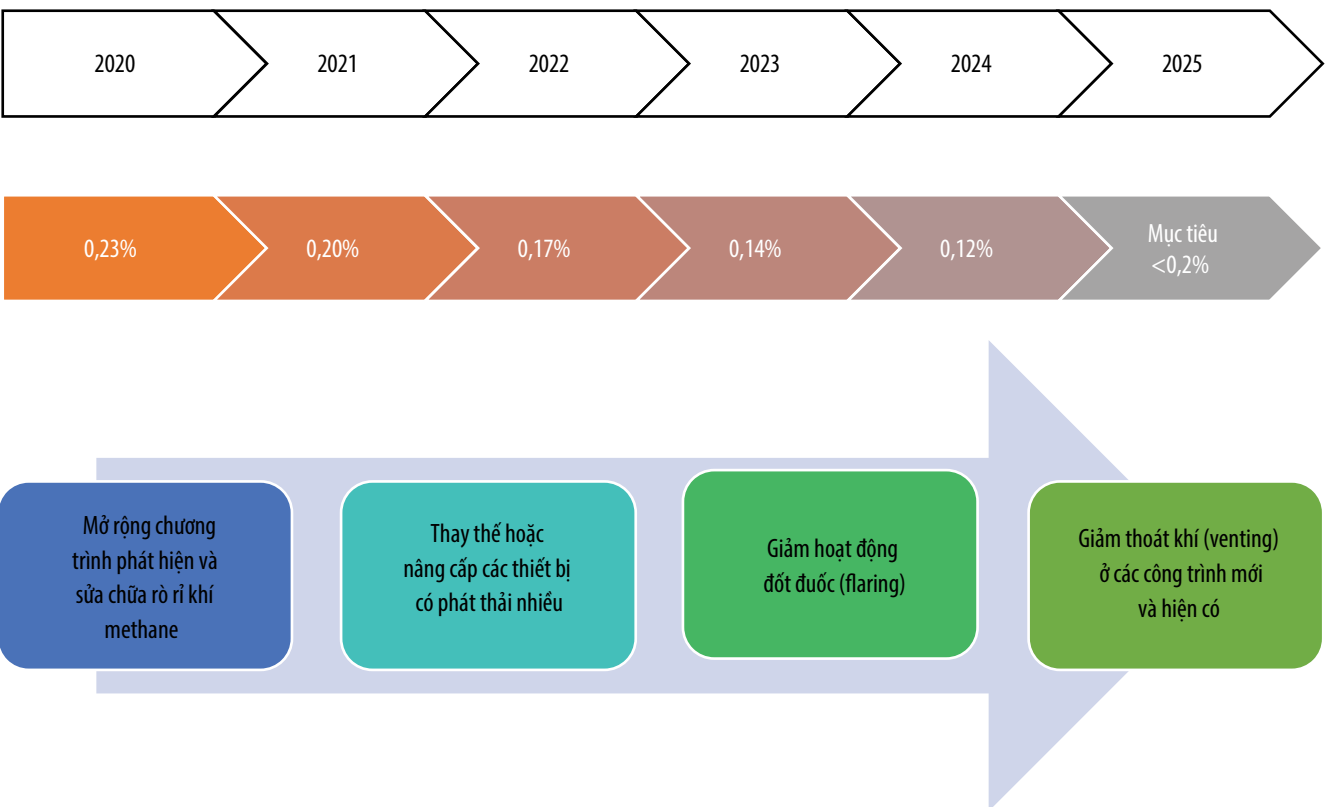
hoạt động flaring và venting [4]. Bên cạnh đó, OGCI cũng nhấn mạnh rằng giảm phát thải khí methane trong ngành công nghiệp năng lượng là một trong những cách nhanh và hiệu quả nhất để đạt mục tiêu của Thỏa thuận Paris [12].

Các thành viên OGCI như BP, Chevron, ExxonMobil, Shell, TotalEnergies... từ năm 2022 đã đạt được mục tiêu giảm cường độ phát thải khí methane cho hoạt động dầu khí thượng nguồn của OGCI thiết lập đến năm 2025 (dưới 0,2%). Cường độ phát thải khí methane trung bình giảm 15% hằng năm trong giai đoạn 2020-2024, năm 2024 đã giảm khoảng 47,8% so với năm cơ sở 2020 (Hình 2) [13]. Mục tiêu của OGCI là cường độ phát thải methane đến năm 2025 là dưới 0,2%, đến nay mục tiêu này được tham khảo như là một tiêu chuẩn ngành cần hướng tới để giảm phát thải khí methane. Chương trình phát thải methane bằng “0” với mục tiêu phát thải khí methane tiến tới gần bằng “0” đến năm 2030 từ các hoạt động thượng nguồn được khởi xướng năm 2022 và đồng thời được các thành viên OGCI chia sẻ kinh nghiệm trong phát hiện, đo lường và giảm thiểu khí methane. Trong đó với cam kết báo cáo hàng năm về cường độ phát thải methane, hỗ trợ mục tiêu đốt được bằng “0” (zero routine flaring) vào năm 2030 và tuân thủ Thỏa thuận Paris về biến đổi khí hậu.

Theo quy định trong chiến lược giảm phát thải khí methane của Liên minh châu Âu, Hội đồng châu Âu đang có kế hoạch xây dựng đề xuất pháp lý về đo lường, báo cáo và xác minh bắt buộc đối với tất cả nguồn phát thải khí methane liên quan đến lĩnh vực năng lượng, dựa trên khuôn khổ OGMP 2.0.

Các công ty dầu khí quốc tế đã xây dựng mục tiêu giảm phát thải khí methane và triển khai các chiến lược cụ thể để đạt được mục tiêu theo OGMP 2.0. Kinh nghiệm giảm phát thải khí methane tập trung vào công nghệ tiên tiến, đầu tư bền vững, hợp tác nghiên cứu phát triển và tăng cường tính minh bạch. Mục tiêu và hành động giảm phát thải khí methane của BP, ExxonMobil, Chevron, Shell, ConocoPhillips, Eni được trình bày trong Bảng 1.

Bộ Thương mại Mỹ đã xây dựng sổ tay giới thiệu các cơ hội, công nghệ giảm phát thải khí methane cũng như cách thức xây dựng và thực hiện các chính sách và quy định giảm phát thải khí methane hiệu quả trong ngành công nghiệp năng lượng [3]. Cơ hội và biện pháp giảm phát thải khí methane trong lĩnh vực này được nhận diện và trình bày như Bảng 2.



Hình 2. Lộ trình thực hiện cường độ phát thải khí methane của các nước thành viên trong OGCI [13].

Bảng 1. Các hành động giảm phát thải khí methane của của BP, ExxonMobil, Chevron, Shell, ConocoPhillips, Eni

Doanh nghiệp	Mục tiêu và hành động giảm phát thải khí methane
	Lắp đặt hệ thống đo đặc khí methane tại tất cả các nhà máy chế biến dầu khí của BP trên toàn thế giới và duy trì cường độ phát thải methane từ hoạt động sản xuất gần bằng “0” [14]. Giải pháp giảm phát thải của BP: - Đầu tư vào năng lượng tái tạo, sản phẩm carbon thấp. - Giảm lượng khí methane: BP cam kết giảm lượng methane phát thải từ hoạt động khai thác và sản xuất dầu khí. Đặt mục tiêu giảm lượng methane phát thải từ các hoạt động khai thác dầu khí xuống mức thấp nhất có thể và đảm bảo kiểm soát chặt chẽ các rò rỉ và rò rỉ khí methane. - Đổi mới công nghệ và quy trình: BP công bố việc phát triển và triển khai các công nghệ và quy trình mới nhằm giảm tác động môi trường và khí nhà kính của hoạt động khai thác dầu và khí.
	ExxonMobil xây dựng mục tiêu đến 2030 giảm 70 - 80% phát thải khí methane cho các hoạt động sản xuất và hướng đến zero routine flaring [15]. Một số biện pháp được Exxon Mobil áp dụng như sau: - Đầu tư vào công nghệ xử lý khí methane tiên tiến vào hệ thống công nghệ và quy trình sản xuất xây dựng mới để giảm thiểu rò rỉ và phát thải methane từ hoạt động khai thác dầu khí. - Nâng cao chất lượng kiểm soát và giám sát các quy trình khai thác dầu và khí để giảm sự thoát ra môi trường của khí methane. - Cam kết loại bỏ các thiết bị khí động và triển khai mạnh mẽ giám sát liên tục phát thải khí methane. - Hợp tác với các tổ chức nghiên cứu và Chính phủ để nghiên cứu phát triển các giải pháp giảm phát thải khí methane hiệu quả và bền vững. - Khuyến khích nhân viên và đối tác tham gia vào các hoạt động giảm phát thải khí methane và thúc đẩy sự tăng trưởng bền vững.
	Chevron đặt mục tiêu cường độ phát thải methane trong lĩnh vực thượng nguồn ở mức 2,0 kg CO₂e/boe vào năm 2028, tương đương giảm ~ 53% so với mức 2016 [16]. Tập đoàn Chevron đã triển khai nhiều biện pháp giảm thiểu khí methane để giảm lượng khí methane thải ra từ hoạt động sản xuất gồm: - Sử dụng công nghệ tiên tiến để kiểm tra thường xuyên và phát hiện rò rỉ khí methane từ các thiết bị công nghệ như van, máy nén và đường ống, sau đó sửa chữa kịp thời để khắc phục rò rỉ. - Sử dụng hệ thống giám sát tiên tiến như camera hồng ngoại và laser để giám sát liên tục lượng khí methane phát thải ra tại các cơ sở sản xuất. Các hệ thống giúp phát hiện các vị trí có nguy cơ rò rỉ và cho phép hành động kịp thời để giảm thiểu lượng khí thải. - Triển khai các dự án để thu gom và sử dụng khí methane, tránh phát thải ra môi trường. - Liên tục đánh giá và cải thiện các phương pháp vận hành để giảm thiểu lượng khí methane thải ra. Tối ưu hóa quy trình, triển khai các quy trình tốt nhất và đầu tư vào các công nghệ giảm thiểu khí methane trong quá trình khai thác, sản xuất và vận chuyển dầu và khí. - Hợp tác với các đối tác trong ngành, trường đại học và các tổ chức nghiên cứu để phát triển và chia sẻ các quy trình tốt nhất trong việc giảm thiểu khí methane.
	Shell đặt mục tiêu “near-zero methane emissions intensity” (cường độ methane gần bằng không) vào năm 2030 [17]. Shell triển khai nhiều biện pháp giảm thiểu khí methane nhằm thực hiện cam kết giảm lượng khí thải nhà kính. Một số hoạt động này bao gồm: - Phát hiện và sửa chữa rò rỉ (Leak Detection and Repair - LDAR bằng các công nghệ tiên tiến như camera hồng ngoại và máy bay không người lái để phát hiện và sửa chữa các rò rỉ khí methane trong quá trình vận hành sản xuất. Kiểm tra định kỳ được tiến hành để xác định và khắc phục bất kỳ rò rỉ nào một cách nhanh chóng. - Thu hồi, tái sử dụng khí methane. - Xây dựng các hệ thống giám sát theo dõi lượng khí methane thải ra từ các hoạt động sản xuất. - Đầu tư vào nghiên cứu và phát triển để xác định và triển khai các công nghệ đổi mới có thể giảm lượng khí methane. - Hợp tác với đối tác trong ngành, chính phủ và các tổ chức phi chính phủ nhằm chia sẻ các biện pháp tốt nhất, phát triển các tiêu chuẩn ngành và hợp tác trong các dự án nhằm giảm khí methane.
	ConocoPhillips xây dựng mục tiêu đến năm 2025 giảm thêm 10% cường độ phát thải khí methane vào năm 2025 so với mức cơ sở năm 2019, bổ sung vào mức giảm 65% đã đạt được kể từ năm 2015 [18]. - Đạt được mục tiêu “No Flaring” vào năm 2025, sớm hơn 5 năm so với mục tiêu của sáng kiến World Bank vào năm 2030. - Thực hiện kiểm tra và sửa chữa rò rỉ LDAR để xác định và sửa chữa các thành phần bị rò rỉ, bao gồm van, máy nén, bơm, bồn và hệ thống đường ống.

Doanh nghiệp	Mục tiêu và hành động giảm phát thải khí methane
	ENI đặt cường độ phát thải methane (methane intensity) lĩnh vực thượng nguồn dưới 0,2% vào năm 2025 (các báo cáo năm 2023, 2024 cho thấy ENI đã đạt mục tiêu này) và cam kết giảm 80% methane “fugitive” emissions (rò rỉ tự nhiên) so với mức năm 2014 vào năm 2025 [19]. ENI triển khai một số biện pháp giảm thiểu khí methane nhằm thực hiện cam kết của mình về giảm lượng khí thải nhà kính. Một số hoạt động giảm thiểu khí methane do ENI thực hiện bao gồm: - Triển khai các chương trình LDAR toàn diện tại các cơ sở của mình để phát hiện và sửa chữa các rò rỉ khí methane. Bao gồm sử dụng các công nghệ tiên tiến như camera hồng ngoại và máy bay không người lái để phát hiện và khắc phục các rò rỉ kịp thời. - Giảm lượng khí methane từ các hoạt động thượng nguồn, bao gồm cải thiện việc giám sát và bảo dưỡng thiết bị, tối ưu hóa quy trình sản xuất và sử dụng các công nghệ tiên tiến để giảm thiểu rò rỉ khí methane. - Triển khai các công nghệ thu hồi và các giải pháp hoàn thiện giếng xanh (green completion) giúp thu giữ và giảm lượng khí methane trong quá trình hoàn thiện giếng và khai thác khí tự nhiên. - Hợp tác với các đối tác để phát triển và thúc đẩy các phương pháp tốt nhất trong việc giảm lượng khí methane. - Định kỳ giám sát và báo cáo lượng khí methane để đảm bảo tính minh bạch và trách nhiệm (gồm đo lường, định lượng và báo cáo lượng khí methane từ hoạt động của ENI, cũng như KPI theo thực hiện).

Bảng 2. Cơ hội giảm nhẹ phát thải khí methane trong ngành công nghiệp năng lượng [10]

Công trình	Cơ hội giảm nhẹ phát thải khí methane
Công trình mới (đang trong giai đoạn thiết kế)	Các cơ sở/công trình mới được thiết kế theo tiêu chuẩn phát thải khí methane gần bằng “0” - thực hiện đúng ngay từ đầu có thể tránh chi phí bổ sung cho việc trang bị thêm và áp dụng các thực tiễn tốt nhất vào giai đoạn thiết kế.
Công trình hiện hữu mới vận hành/đã vào vận hành ổn định	Tập trung trước tiên vào những nguồn phát thải lớn nhất (super-emitters) để đạt được mức giảm thiểu nhiều nhất với mức đầu tư thấp nhất có thể. Việc ưu tiên có thể được thiết kế với trọng tâm là hiệu quả chi phí.
Công trình hiện hữu ở giai đoạn vận hành cuối (trữ lượng vỉa khai thác sắp hết, đang có kế hoạch hủy mỏ/ở giai đoạn cuối theo tuổi thọ thiết kế)	Tim kiểm các cơ hội giảm thiểu liên tục cho hoạt động vận hành sản xuất. Lên kế hoạch thực hiện chương trình đóng mỏ/hủy giếng đúng cách để giảm thiểu khả năng phát thải khí methane.

3. Đề xuất các giải pháp giảm phát thải khí methane cho ngành công nghiệp năng lượng Việt Nam

Dựa trên phân tích chuỗi giá trị của ngành công nghiệp năng lượng, kết hợp với các chính sách quốc gia về giảm phát thải khí nhà kính và tiến bộ khoa học kỹ thuật trong lĩnh vực giảm thiểu khí methane, các giải pháp công nghệ giảm phát thải khí methane cho ngành công nghiệp năng lượng sẽ tập trung vào các giải pháp theo thứ tự ưu tiên như sau:

3.1. Tiết kiệm năng lượng và sử dụng hiệu quả năng lượng

Tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng là giải pháp kép, vừa giảm chi phí vận hành vừa giảm phát thải khí nhà kính. Các giải pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, đặc biệt là tiết kiệm điện đã được Bộ Công Thương triển khai thông qua các chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả. Ngoài ra, các đơn vị sản xuất thuộc Petrovietnam luôn ý thức được việc tăng cường sử dụng hiệu quả năng lượng trong hoạt động sản xuất phải là một hoạt động thường xuyên và liên tục. Các

giải pháp giảm phát thải khí methane liên quan đến tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng như:

- Tối ưu hóa quy trình vận hành như nhiệt độ, áp suất, lưu lượng, thông số/chế độ vận hành nhằm cải thiện, tối ưu hiệu suất của quá trình, gián tiếp giảm tiêu thụ năng lượng, tiết kiệm nhiên liệu trong quá trình vận hành công nghệ liên quan. Các giải pháp này thường không phát sinh chi phí hoặc chi phí thấp, hiệu quả giảm phát thải phụ thuộc vào điều kiện vận hành, thiết kế công nghệ ban đầu của từng giải pháp.
- Thay thế, cải hoán, nâng cấp thiết bị liên quan đến sử dụng điện (chiếu sáng, bơm điện, điều hòa không khí) và sử dụng hơi, nhiệt (bẫy hơi, trao đổi nhiệt, tối ưu hệ thống hơi).
- Thu hồi, tận thu nhiệt thải để sử dụng cho các mục đích gia nhiệt khác góp phần làm giảm nhu cầu năng lượng, nhu cầu nhiên liệu cho quá trình gia nhiệt của thiết bị.
- Điện khí hóa các công trình ngoài khơi để giảm sử dụng khí đồng hành không chỉ góp phần giảm phát thải

từ các turbine phát điện mà còn gia tăng sản lượng khí đồng hành. Phát triển điện gió ngoài khơi cũng mở ra cơ hội để thực hiện điện khí hóa cho các công trình dầu khí ngoài khơi nhằm giảm phát thải.

3.2. Phát hiện và sửa chữa rò rỉ khí (LDAR)

Việc kiểm soát rò rỉ, nâng cao độ tin cậy vận hành cho các máy bơm, máy nén, các thiết bị hoạt động ở áp suất cao, van, mặt bích và các mối nối thiết bị/đường ống được xác định là biện pháp chính để giảm rò rỉ hydrocarbon/khí methane đồng thời làm giảm nguy cơ cháy nổ cho các công trình dầu khí. Thay thế/nâng cấp thiết bị cũ, mức độ rò rỉ cao là một hạng mục công việc thuộc chương trình LDAR. Các phụ kiện như phớt, van, đầu nối, nắp xả... điều chỉnh/thay thế có thể mang lại hiệu quả giảm phát thải khí methane mà không cần đầu tư quá lớn. Bên cạnh đó, việc thực hiện các biện pháp bảo trì, bảo dưỡng thường xuyên cũng góp phần đáng kể vào việc giảm thiểu rò rỉ khí methane. Ngoài ra, việc thay thế, nâng cấp các thiết bị công nghệ khác cũng sẽ được xem xét khi đánh giá lợi ích chi phí, khả năng giảm phát thải của giải pháp mang lại.

Mặc dù đến nay các chương trình quản lý an toàn cho công trình dầu khí của Petrovietnam đều thực hiện thường xuyên và hiệu quả và có thể xem là một phần của LDAR, tuy nhiên chưa định lượng được hiệu quả giảm phát thải khí methane. Để triển khai chương trình LDAR hoàn chỉnh cho các cơ sở thuộc Petrovietnam quản lý, nhóm tác giả đề xuất giải pháp sau:

- Đối với các công trình trên bờ (chế biến khí, lọc hóa dầu): Tiếp tục thực hiện phát hiện và sửa chữa rò rỉ khí từ năm 2025, ban hành chương trình LDAR hoàn chỉnh và thực hiện định lượng khí methane rò rỉ để phục vụ tính toán giảm phát thải khí methane cho đến năm 2030 để có cơ sở đánh giá chi phí lợi ích, đầu tư thiết bị phát hiện rò rỉ khí methane hiện đại hơn, ít tốn kém nguồn nhân lực hơn trong tương lai.
- Đối với các công trình ngoài khơi: Xây dựng và thực hiện chương trình LDAR, đồng thời thực hiện định lượng lượng khí methane rò rỉ để phục vụ tính toán giảm nhẹ phát thải khí methane từ năm 2025; tiếp tục thực hiện và hoàn chỉnh chương trình LDAR đến năm 2030.

3.3. Giảm cường độ phát thải khí methane từ đốt đuốc ngoài khơi

Các công trình khai thác dầu khí của Petrovietnam có thể tiếp cận công nghệ hiện đại của thế giới hướng đến giảm cường độ phát thải khí methane từ đốt đuốc khai

thác dầu khí ngoài khơi đạt 1% từ năm 2025 và hướng đến mục tiêu 0,5% năm 2030. Tại công trình khai thác ngoài khơi, trừ trường hợp khẩn cấp liên quan đến an toàn cần phải thực hiện đuốc khí (flaring) và thoát khí (venting), giảm phát thải khí methane có thể thực hiện như thu hồi, tái sử dụng khí đốt cho lò hơi, thiết bị nhiệt... hoặc chuyển về bờ. Một số giải pháp giảm phát thải từ đốt đuốc để xuất áp dụng như sau:

- Tối ưu hóa điều kiện vận hành đuốc nhằm tăng hiệu suất đốt cháy, giảm lượng khí methane không cháy hết thải ra môi trường, giảm lượng đốt các khí làm sạch, khí môi quá mức cần thiết.
- Tối ưu hóa điều kiện vận hành các quá trình công nghệ để giảm thiểu lượng khí thải cần xử lý ở đuốc đốt gồm các công tác rà soát, tối ưu điều kiện hoạt động của hệ thống lưu trữ, bồn chứa, hệ thống hóa chất, hệ thống van khí động điều khiển dùng khí tự nhiên.
- Thu gom hydrocarbon thải từ các nguồn khí áp suất thấp khác tại chỗ từ các hoạt động làm sạch đường ống (phóng và nhận thổi), van xả khí từ máy nén, thiết bị khử nước, tái sinh glycol.
- Việc thu gom khí đồng hành từ hoạt động khai thác dầu khí đã được Petrovietnam thực hiện theo quy định tại Quyết định số 84/2010/QĐ-TTg ngày 15/12/2010 của Thủ tướng Chính phủ [20]. Khí đồng hành ở các mỏ đang khai thác dầu nhằm phục vụ cho nhu cầu sử dụng tại mỏ, trong đó chủ yếu sử dụng làm khí gaslift và khí nhiên liệu. Lượng khí còn lại sẽ được tận thu để đưa vào hệ thống thu gom về bờ. Lượng khí đồng hành bị đốt bỏ tại các công trình khai thác dầu khí có xu hướng giảm trong những năm gần đây, đặc biệt tại các mỏ nhỏ/cận biên. Petrovietnam và các đơn vị liên quan đã triển khai thu gom khí đồng hành (Bạch Hổ, Rạng Đông, Sư Tử Trắng, Đại Hùng, hay các mỏ nhỏ như Cá Ngừ Vàng, Đổi Mới...), vì vậy đây cũng là kinh nghiệm thực tế cho các giải pháp thu gom khí đồng hành sau này tại các mỏ nhỏ, cận biên (Ruby, Pearl, Topaz, Diamond, Thăng Long, Đông Đô).

3.4. Thu hồi khí methane từ quá trình xả công nghệ, bồn chứa

Thu hồi, tận thu khí thoát từ quá trình xả công nghệ, bồn chứa nhằm làm giảm lượng khí thoát ra môi trường, lượng khí đốt ở đuốc và đồng thời mang lại lợi ích về kinh tế như lắp đặt thêm hệ thống thu gom hydrocarbon trên tàu dầu; hệ thống thu hồi hơi (Vapor Recovery Units - VRU) thu hồi lượng khí thoát từ bồn chứa xăng dầu.

3.5. Đề xuất các tiêu chuẩn kỹ thuật

Tiêu chuẩn kỹ thuật là dạng tiêu chuẩn phổ biến nhất trong các tiêu chuẩn công nghệ tốt nhất hiện có BAT (bao gồm các yêu cầu về việc sử dụng các công nghệ hoặc thực tiễn hoạt động cụ thể và các giới hạn phát thải có thể định lượng được). Các tiêu chuẩn kỹ thuật được đề xuất áp dụng như sau:

- Xây dựng giới hạn phát thải hoặc kết hợp với các công cụ kinh tế (phí, thuế hoặc tiền phạt phát thải).
- Xây dựng chương trình LDAR nhằm giám sát, định lượng phát thải khí methane và đề xuất giải pháp khắc phục rò rỉ.

4. Kết luận và kiến nghị

Giảm phát thải khí methane trong chuỗi hoạt động của ngành công nghiệp năng lượng là yêu cầu cấp thiết nhằm đáp ứng các mục tiêu biến đổi khí hậu toàn cầu và cam kết của Việt Nam. Bên cạnh các giải pháp kỹ thuật (như thu gom và tái sử dụng khí đồng hành, giảm đốt khí, kiểm soát thất thoát tại bồn chứa, đường ống và thiết bị), cơ chế hỗ trợ tài chính, chính sách phù hợp và việc tham gia thị trường carbon sẽ đóng vai trò thúc đẩy mạnh mẽ quá trình giảm phát thải khí methane. Việc học hỏi kinh nghiệm quốc tế, đánh giá hiệu quả công nghệ, xây dựng mô hình dự báo và phát triển công cụ hỗ trợ ra quyết định là những yêu cầu quan trọng để Việt Nam chủ động triển khai các biện pháp giảm phát thải methane.

Một số khuyến nghị giảm phát thải khí methane trong ngành công nghiệp dầu khí như sau:

- Xây dựng khung pháp lý và cơ chế, chính sách ưu đãi cho thu gom khí đồng hành về thuế, phí hoặc khuyến khích đầu tư; ban hành các quy định, tiêu chuẩn, quy phạm kỹ thuật để xác định điều kiện áp dụng các cơ chế ưu đãi.
- Xây dựng cơ chế ưu đãi đầu tư về thu gom - xử lý - vận chuyển khí đồng hành, đặc biệt tại các mỏ nhỏ, mỏ cận biên, khu vực nước sâu - xa bờ hoặc nơi thiếu hạ tầng khí; tạo điều kiện về vốn, tín dụng ưu đãi và cơ chế chia sẻ rủi ro cho doanh nghiệp áp dụng công nghệ mới giảm phát thải khí methane.
- Xây dựng cơ chế ưu đãi khuyến khích đầu tư thu gom khí đồng hành, thực hiện các phương pháp nâng cao thu hồi dầu cho nhà thầu khai thác dầu khí cũng như doanh nghiệp trong nước đầu tư vào hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển khí đồng hành tới điểm kết nối.

- Xây dựng hệ thống kiểm kê phát thải khí methane chuẩn hóa theo tiêu chuẩn quốc tế gồm hệ thống đo đạc - báo cáo - xác minh (MRV) và hệ số phát thải khí methane đặc trưng quốc gia cho công nghiệp dầu khí.

- Khuyến khích đầu tư các giải pháp công nghệ tiên tiến để đo đạc và giám sát như cảm biến liên tục, thiết bị giám sát không người lái (UAV), vệ tinh để đo phát thải theo thời gian thực; xây dựng trung tâm phân tích dữ liệu phục vụ quản trị phát thải methane của ngành dầu khí.

- Huy động sự tham gia của các nhà thầu nước ngoài gồm quy định trách nhiệm rõ ràng của nhà thầu nước ngoài trong giảm phát thải methane tại Việt Nam; yêu cầu lồng ghép mục tiêu và kế hoạch giảm phát thải methane vào Hợp đồng dầu khí và báo cáo định kỳ.

- Đẩy mạnh cơ chế tài chính khí hậu và phát triển thị trường carbon; khuyến khích doanh nghiệp tham gia thị trường carbon, xem đây là công cụ bù đắp chi phí đầu tư và tạo giá trị từ việc giảm phát thải; tạo hành lang pháp lý cho doanh nghiệp thực hiện dự án giảm phát thải đủ điều kiện tạo tín chỉ carbon theo chuẩn trong nước và quốc tế.

Giảm phát thải methane trong ngành công nghiệp dầu khí không chỉ là yêu cầu tuân thủ cam kết quốc tế mà còn mang lại lợi ích kinh tế, bao gồm tiết kiệm năng lượng, thu hồi nguồn khí có giá trị và nâng cao hiệu quả vận hành. Với sự đồng bộ của chính sách, công nghệ và tài chính, Việt Nam hoàn toàn có thể tạo bước tiến mạnh mẽ trong quản lý methane, đóng góp tích cực vào mục tiêu phát triển bền vững và chuyển dịch năng lượng quốc gia.

Tài liệu tham khảo

- [1] COP30, "Global momentum grows for methane reductions as new report highlights clear path to 2030 goal", 2025. [Online]. Available: <https://cop30.br/en/news-about-cop30/new-report-shows-global-progress-but-not-enough-in-methane-reduction>.
- [2] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), "Climate change 2021: The physical science basis". [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>.
- [3] UNEP, "Emissions gap report 2025", 2025. [Online]. Available: <https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2025>.
- [4] Global Methane Pledge, "About the global methane pledge", 2025. [Online]. Available: <https://www.globalmethanepledge.org/>.
- [5] Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), "OGCI marks

first submission to the global stocktake", 2023. [Online]. Available: <https://www.ogci.com/news/ogci-marks-first-submission-to-the-global-stocktake/>.

[6] International Energy Agency (IEA), "Global methane tracker 2025", 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025>.

[7] Quốc hội, "*Luật Bảo vệ môi trường*", Luật số 72/2020/QH14 ngày 17/11/2020.

[8] Chính phủ, "*Quy định giảm nhẹ phát thải khí nhà kính và bảo vệ tầng ozone*", Nghị định số 06/2022/NĐ-CP ngày 7/1/2022.

[9] Thủ tướng Chính phủ, "*Kế hoạch hành động giảm phát thải khí methane đến năm 2030*", Quyết định số 942/QĐ-TTg ngày 5/8/2022.

[10] CLDP, "Methane abatement for oil and gas: Handbook for policymakers", 2023.

[11] International Energy Agency (IEA), "Methane emissions from the fossil fuel sector and upstream methane intensity for selected producers", 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/methane-emissions-from-the-fossil-fuel-sector-and-upstream-methane-intensity-for-selected-producers-2024>.

[12] International Energy Agency (IEA), "Global methane tracker 2023". [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2023>.

[13] Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), "Methane

intensity target". [Online]. Available: <https://www.ogci.com/methane-emissions/methane-intensity-target/>.

[14] BP, "BP sustainability report 2024". [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/sustainability/group-reports/bp-sustainability-report-2024.pdf>.

[15] Exxonmobil, "Driving reductions in methane emissions", 2025. [Online]. Available: <https://corporate.exxonmobil.com/sustainability-and-reports/advancing-climate-solutions/driving-reductions-in-methane-emissions>.

[16] Chevron, "Methane report". [Online]. Available: <https://www.chevron.com/-/media/shared-media/documents/chevron-methane-report.pdf>.

[17] Shell, "Flaring: Zero routine flaring by 2025". [Online]. Available: <https://www.shell.com/what-we-do/oil-and-natural-gas/flaring.html>.

[18] Conocophillips, "Emissions reduction targets and performance". [Online]. Available: <https://www.conocophillips.com/sustainability/managing-climate-related-risks/metrics-targets/ghg-target/>.

[19] Eni, "Methane report 2024". [Online]. Available: <https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/eng/sustainability/2024/Eni-Methane-Report-2024.pdf>.

[20] Thủ tướng Chính phủ, "*Quy chế khai thác dầu khí*", Quyết định số 84/2010/QĐ-TTg ngày 15/12/2010.

MITIGATION OF METHANE EMISSIONS IN ENERGY INDUSTRY

Nguyen Dang Khoa, Le Thong Nhat, Ngo Thi Minh Thu, Hoang Thai Loc

Vietnam Petroleum Institute (VPI)

Email: khoand.cpse@vpi.pvn.vn

Summary

Methane emission reduction is one of the most effective measures to mitigate global climate change. According to the Global Methane Status Report released at COP30 [1], more than 80% of potential methane reductions by 2030 can be achieved at low cost, with the energy sector contributing 72%. Well-established solutions - such as leak detection and repair programs, closing abandoned wells - represent the majority of the needed actions.

This paper analyzes the current status of methane emission reduction in the global oil & gas industry and presents the experiences of major energy corporations (BP, ExxonMobil, Chevron, Shell, ConocoPhillips, Eni) in establishing methane reduction goals through advanced technologies, sustainable development investments, and research and development collaboration. Based on the analysis of international experiences, the paper proposes appropriate solutions to reduce methane emissions in the energy sector in general and for the Petrovietnam in particular.

Key words: Methane emission, reduce methane emission.

NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO LỚP PHỦ THÔNG MINH, THÂN THIỆN VỚI MÔI TRƯỜNG CHỐNG ẪN MÒN CHO CÁC THIẾT BỊ, CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

Đặng Đức Quỳnh¹, Bùi Thanh Ngọc¹, Hoàng Việt Hưng¹, Nguyễn Ngọc Diệp¹, Nguyễn Thị Ngọc Anh², Phạm Xuân Núi²

¹Tổng công ty Hóa chất và Dịch vụ Dầu khí (PVChem)

²Trường Đại học Mở - Địa chất (HUMG)

E-mail: quynhdd@pvchem.com.vn; phamxuannui@humg.edu.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.05-07>

Tóm tắt

Trong nghiên cứu này, hệ lớp phủ epoxy thông minh được chế tạo dựa trên ống nano halloysite (HNTs) chứa chất ức chế ăn mòn sodium molybdate (Na_2MoO_4) và vỏ là vi nang urea-formaldehyde microcapsules (UFMCs) với lõi chứa dầu hạt lanh (LO). Cấu trúc, liên kết hóa học, hình thái và tính chất nhiệt của vật liệu được phân tích bằng phương pháp nhiễu xạ tia X (XRD), phổ hồng ngoại biến đổi Fourier (FT-IR), kính hiển vi điện tử quét (SEM), phổ tán sắc năng lượng tia X (EDX) và phân tích nhiệt trọng lượng (TGA). Khi xảy ra quá trình ăn mòn, các vi nang UFMCs giải phóng dầu hạt lanh để lấp đầy vết nứt, đạt hiệu quả tự phục hồi khoảng 66% được xác định qua ảnh SEM. Khả năng chống ăn mòn của lớp phủ được đánh giá bằng phương pháp tổng trở điện hóa (EIS) và thử nghiệm phun sương muối gia tốc (ASST). Kết quả cho thấy lớp phủ epoxy thông minh duy trì khả năng bảo vệ bề mặt đến 888 giờ mà không xuất hiện dấu hiệu ăn mòn trên bề mặt. Các tính chất cơ lý của lớp phủ như độ bám dính, độ cứng, độ bền va đập và độ bền uốn cũng được nghiên cứu, đánh giá và so sánh với lớp phủ epoxy không chứa ống nano halloysite.

Từ khóa: Epoxy (EP), ống nano halloysite (HNT), vi nang (UFMCs/LO), chống ăn mòn.

1. Giới thiệu

Ăn mòn là nguyên nhân chính gây hư hỏng vật liệu, dẫn đến thiệt hại về kinh tế và tiềm ẩn nguy cơ mất an toàn nếu không được xử lý kịp thời [1, 2]. Nhiều quốc gia có chi phí xử lý ăn mòn chiếm tỷ lệ lớn, điển hình là Trung Quốc (3,34% GDP, tương đương hơn 310 tỷ USD), Mỹ (3,1% GDP, tương đương 276 tỷ USD). Nếu tỷ lệ tương tự được áp dụng cho nền kinh tế toàn cầu, tổng chi phí ăn mòn có thể lên tới gần 5 nghìn tỷ USD mỗi năm [3].

Trong ngành công nghiệp năng lượng, nhiều phương pháp được sử dụng để ngăn ngừa ăn mòn vật liệu kim loại, trong đó có sử dụng lớp phủ bảo vệ. Tuy nhiên, các lớp phủ thông thường suy giảm hiệu quả theo thời gian dưới tác động của môi trường, dẫn đến hình thành các khuyết tật hoặc vết nứt trên bề mặt. Các khuyết tật này không có khả năng tự phục hồi theo thời gian, dẫn đến quá trình ăn mòn ngày càng nghiêm trọng theo thời gian và giảm tuổi thọ công trình. Để cải thiện hiệu quả bảo vệ chống ăn mòn, “lớp phủ thông minh” đã được phát triển

với các đặc tính đa chức năng như khả năng tự phục hồi và tự ức chế ăn mòn khi bị tác động bởi môi trường.

Lớp phủ đa chức năng chứa chất ức chế ăn mòn và tác nhân tự phục hồi đã được nghiên cứu trong những năm gần đây. Haddadi và cộng sự [4] đã tổng hợp thành công cấu trúc carbon sử dụng phương pháp tạo khuôn silica (templating silica) và kết nang chất ức chế 2-mercaptobenzimidazole (MBI). Karekar và cộng sự [5] đã chế tạo ống nano chứa các hạt nano zinc molybdate với lớp ngoài phủ benzotriazole tạo ra hệ vi nang nhả chậm chất ức chế ăn mòn khi đưa vào lớp phủ. Ubaid và cộng sự [6] đã tổng hợp lớp phủ thông minh dựa trên polymer mới chứa ống nano titania (TNTs) có hàm lượng khác nhau được bao bọc bằng dodecylamine (DOC). Xing và cộng sự [7] đã tải thành công Na_2MoO_4 vào các ống nano halloysite (HNTs) và kết nang chúng bằng phức Cu-BTA để bảo vệ thép carbon chống lại sự ăn mòn. Shchukina và cộng sự [8] đã nghiên cứu hệ ống chứa nano gồm silica mao quản trung bình và halloysite làm chất mang để phân tán chất ức chế ăn mòn 8-hydroxyquinoline cho kim loại khi chúng nhả chậm trong các điều kiện pH khác nhau. Kết quả cho thấy việc thêm 2% chất ức chế kết nang vào ống chứa nano đã



Ngày nhận bài: 2/8/2024

Ngày đánh giá và sửa chữa: 2/8/2024 - 30/5/2025

Ngày duyệt đăng: 30/5/2025

giảm hiệu ứng tách lớp xuống 2 - 3 lần và ngăn chặn sự hình thành ăn mòn rỗ.

Khả năng tự phục hồi của lớp phủ thông minh được hiểu là khả năng tự hàn gắn (sửa chữa) toàn bộ hoặc một phần các khu vực bị hư hỏng do quá trình lão hóa hoặc tác động của môi trường. Đối với lớp phủ tự phục hồi để bảo vệ chống ăn mòn, có 2 nhiệm vụ chính là: (i) sửa chữa các khuyết tật trong lớp phủ polymer bằng việc bổ sung các tác nhân polymer hóa và (ii) ức chế các vùng bị ăn mòn nhờ sự có mặt của chất ức chế ăn mòn [9 - 11].

Khi các công trình hoặc thiết bị dầu khí ngoài khơi bị ăn mòn do sự suy giảm của lớp phủ bảo vệ, việc bảo dưỡng, sửa chữa vị trí lớp phủ hư hỏng gặp nhiều khó khăn. Vì vậy, sử dụng lớp phủ thông minh tự phục hồi dưới tác động của các điều kiện môi trường (như nhiệt độ, pH...) cho phép hạn chế và giảm thiểu quá trình ăn mòn.

Trong nghiên cứu này, lớp phủ nanocomposite thông minh được nghiên cứu, chế tạo trên cơ sở ống nano halloysite được nạp chất ức chế ăn mòn (Na_2MoO_4) và vi nang UFMcs được bọc dầu hạt lạnh làm tác nhân tự phục hồi (UFMcs/LO). Dưới tác động của môi trường, khi lớp phủ có khuyết tật hoặc hư hỏng, khả năng phục hồi của lớp phủ được thể hiện qua sự hình thành liên kết ngang của dầu hạt lạnh chứa trong lớp vỏ urea-formaldehyde, cùng với đó là khả năng ức chế ăn mòn do sự giải phóng Na_2MoO_4 chứa trong các ống nano halloysite. Các đặc trưng hình thái học bề mặt, cấu trúc pha, độ bền nhiệt của nanocomposite chế tạo đã được thực hiện để làm sáng tỏ vai trò của HNTs, tác nhân tự phục hồi và chất ức chế ăn mòn trong việc cải thiện khả năng bảo vệ chống ăn mòn của lớp phủ nanocomposite so với lớp phủ epoxy không chứa HNTs.

2. Thực nghiệm và phương pháp nghiên cứu

2.1. Thực nghiệm

2.1.1. Nguyên, vật liệu

Các hóa chất sử dụng như sodium molybdate (Na_2MoO_4), ống nano halloysite, hydrochloric acid, formaldehyde, ammonium chloride, resorcinol, n-octanol, urea, butanol, ethanol, polyvinyl alcohol (PVA) đều có xuất xứ từ hãng Across và Sigma-Aldrich với độ tinh khiết trên 99%. Epoxy WSR 6101-E44, chất đóng rắn epotec 7302, chất phá bọt, tạo màu, TiO_2 bột có nguồn gốc từ Hàn Quốc. Dầu hạt lạnh được sản xuất tại Việt Nam. Tấm thép CT3 (GOST 380-94) có kích thước $150 \times 100 \times 1$ mm với thành phần: C = 0,14 - 0,22%; Mn = 0,4 - 0,65%; Si = 0,15 - 0,30%; Cu = 0,25 - 0,4%; Fe = 97 - 98,2%; P $\leq$ 0,04%, S $\leq$

0,05%; S $\leq$ 0,05%; Cr $\leq$ 0,3%; Ni $\leq$ 0,3%; Cu $\leq$ 0,3%. Bề mặt của thép CT3 được mài cơ học bằng các loại giấy nhám P-600, P-800, P-1.000 và được rửa sạch trong dòng nước chảy, sau đó được xử lý bằng dung môi trước khi sử dụng.

2.1.2. Tổng hợp HNTs/ Na_2MoO_4

Quy trình tổng hợp chất ức chế ăn mòn được thực hiện như sau: 3 g HNTs được phân tán trong 50 ml nước cất ở 24 giờ cho quá trình trương nở HNTs tạo dung dịch huyền phù. Tiếp đó, cho 17 g Na_2MoO_4 vào dung dịch huyền phù chứa halloysite và khuấy liên tục trong 3 giờ ở nhiệt độ phòng, sau đó rung siêu âm trong 30 phút. Hỗn hợp HNTs/ Na_2MoO_4 được ủ ở nhiệt độ phòng trong 24 giờ. Sau đó, dung dịch hỗn hợp này được ly tâm, thu lấy phần chất rắn màu trắng và sấy khô ở 60°C trong 12 giờ thu được HNTs/ Na_2MoO_4 dạng bột.

2.1.3. Tổng hợp vi nang UFMcs bọc dầu hạt lạnh

Vi nang UFMcs được tổng hợp bằng phương pháp trùng hợp: Hòa tan 10 ml PVA (5% khối lượng) vào 290 ml nước cất tại nhiệt độ phòng. Trong quá trình khuấy, thêm vào lần lượt 0,5 g urea, 0,5 g NH_4Cl , 0,5 g resorcinol và sử dụng hydrochloric acid để điều chỉnh pH của hỗn hợp về pH3. Sau khi thêm 1 - 2 giọt n-octanol làm chất chống tạo bọt, 30 ml dầu hạt lạnh được thêm từ từ vào dung dịch và để ổn định trong 10 phút. Sau đó thêm 11,6 ml formaldehyde (37% khối lượng trong dung dịch nước), khuấy hỗn hợp liên tục trong 4 giờ ở 55°C với tốc độ khuấy 900 vòng/phút. Kết thúc phản ứng, hỗn hợp được làm nguội đến nhiệt độ phòng, lọc và rửa bằng nước và ethanol. Các vi nang sau đó được lọc và sấy khô.

2.1.4. Tổng hợp lớp phủ epoxy thông minh

Sử dụng 7 g vi nang tự phục hồi UFMcs bọc dầu hạt lạnh và 7 g chất ức chế ăn mòn được thêm vào 50 g epoxy WSR 6101-E44, khuấy đều cho đến khi nguyên liệu được trộn đều. Sau đó, thêm phụ gia khử bọt TiO_2 (5% khối lượng), phụ gia phân tán, chất tạo màu và dung môi butanol khuấy đều cho đến khi hỗn hợp đạt độ mịn đáp ứng tiêu chuẩn TCVN 2091:2015.

2.2. Các phương pháp nghiên cứu

Đặc trưng cấu trúc pha của vật liệu được phân tích bằng phương pháp nhiễu xạ tia X (XRD) sử dụng hệ D8 ADVANCE, Bruker - Đức (bức xạ Cu K α , $\lambda = 0,154$ nm, với tốc độ quét 3°/phút, góc quét $2\theta = 0 - 80^\circ$). Các liên kết của mẫu tổng hợp được xác định bằng phổ hồng ngoại (FT-IR) (Bruker Tensor-27, Đức), với độ chính xác 0,1% T,

số sóng từ 400 - 4.000 cm^{-1} . Sự phân hủy nhiệt của vật liệu được xác định bằng máy phân tích TGA pyris 4.000 (PerkinElmer) trong khoảng 0 - 800°C với tốc độ gia nhiệt 10°C/phút. Hình thái học của vật liệu được xác định bằng kính hiển vi điện tử quét (SEM), sử dụng máy Hitachi S4800 (Nhật Bản) với độ phóng đại 5.000 lần. Thành phần nguyên tố được xác định bằng phổ tán xạ tia X theo năng lượng (EDS) trên thiết bị JEOL JMS 6490 (Nhật Bản).

Lớp phủ tạo thành được thử nghiệm độ bền va đập (Mode 304, Erichsen), độ bền uốn theo tiêu chuẩn ASTM D968 và độ bám dính theo tiêu chuẩn ISO 2409 với cấp 0 là độ bám dính tốt nhất và cấp 5 là độ bám dính kém nhất. Đo độ bám dính bằng phương pháp rạch theo tiêu chuẩn ASTM D3359-97 với 6 mức độ đánh giá từ 0 - 5.

Thử nghiệm phun mù muối được thực hiện theo tiêu chuẩn JIS H 8502:1999 sử dụng thiết bị Q-FOG CCT 600 với nồng độ NaCl 3,5% ở pH 6,5 - 7,2; áp suất phun 1 atm và tốc độ phun 2 ml/giờ/80 cm^2 . Phổ tổng trở điện hóa (EIS) được thực hiện trên thiết bị Biologic (VSP-300, Pháp).

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Hình thái học và cấu trúc pha của vật liệu

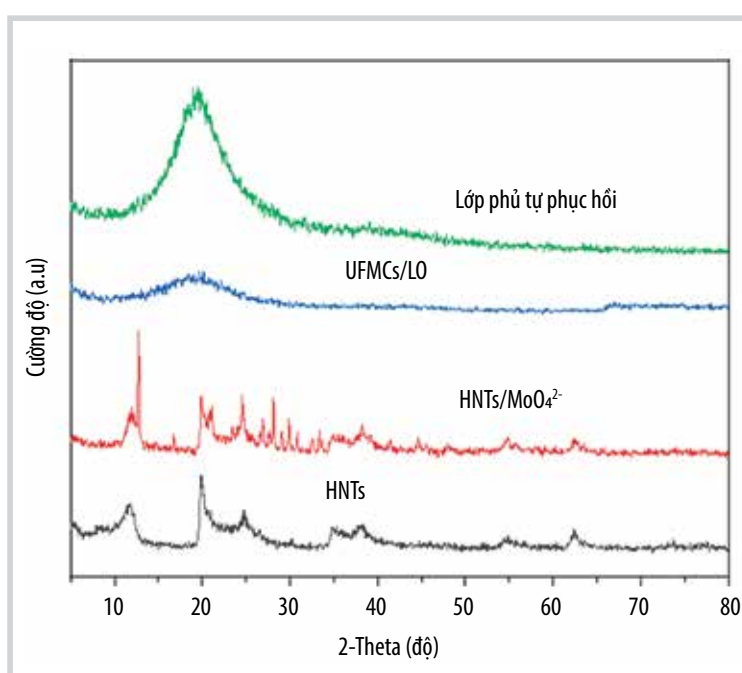
Để xác định cấu trúc pha của vật liệu tổng hợp, phương pháp nhiễu xạ tia X được thực hiện và kết quả được thể hiện ở Hình 1. Kết quả Hình 1 cho thấy ở vùng góc rộng $2\theta = 20 - 80^\circ$, các peak (đỉnh) đặc trưng của HNTs ở $2\theta = 11,7^\circ$; 20° và $25,3^\circ$. Sau khi nạp Na_2MoO_4 vào HNTs có sự xuất hiện thêm các đỉnh tại $2\theta = 12,76^\circ$; $24,56^\circ$; $28,12^\circ$; $29,08^\circ$ và $29,86^\circ$ đặc trưng cho Na_2MoO_4 [12]. Điều này chứng minh rằng chất ức chế ăn mòn Na_2MoO_4 được nạp thành công vào HNTs.

Giản đồ nhiễu xạ tia X của vi nang urea-formaldehyde bọc dầu hạt lạnh (UFMCs/LO) đã thể hiện quá trình trùng hợp tạo ra các hạt vi nang urea-formaldehyde ở trạng thái vô định hình. Đỉnh nhiễu xạ xuất hiện ở $2\theta = 19,5^\circ$ đặc trưng của urea-formaldehyde. Cấu trúc này đã thể hiện UFMCs đóng vai trò là lớp vỏ bọc dầu hạt lạnh. Kết quả XRD của lớp phủ thông minh cũng được thể hiện trong Hình 1. Có thể thấy rằng có một đỉnh đặc trưng ở $2\theta = 19,5^\circ$

và không có các đỉnh khác [13]. Kết quả thu được cho thấy lớp phủ thông minh được hình thành ở trạng thái vô định hình.

Để xác nhận việc nạp thành công chất ức chế ăn mòn Na_2MoO_4 vào ống HNTs, tiến hành phân tích phổ FT-IR trên các mẫu HNTs và HNTs được nạp Na_2MoO_4 . Phổ FT-IR của HNTs nguyên chất (Hình 2) xác nhận sự có mặt của dải hấp thụ kéo dài $\text{Al}_2\text{O}-\text{H}$ đặc trưng ở các đỉnh tại 3.692 cm^{-1} và 3.620 cm^{-1} cho thấy 2 nguyên tử Al được liên kết với một nhóm $-\text{OH}$ trong mặt phẳng $\text{Si}-\text{O}-\text{Si}$ kéo dài tại 995 cm^{-1} và dải biến dạng $\text{Al}_2\text{O}-\text{H}$ ở 903 cm^{-1} . So sánh 2 phổ trong Hình 2 cho thấy Na_2MoO_4 được nạp trong HNTs thể hiện ở các dao động đặc trưng tại 936 cm^{-1} , 855 cm^{-1} và 826 cm^{-1} , phù hợp với các kết quả nghiên cứu của Xing và cộng sự [7]. Qua kết quả phân tích XRD và FT-IR xác nhận chất ức chế ăn mòn Na_2MoO_4 đã được nạp vào ống HNTs.

Phổ FT-IR của UFMCs bọc dầu hạt lạnh được thể hiện tại Hình 2. Có thể nhận thấy, dải hấp thụ rộng ở tần số 3.287 cm^{-1} thể hiện sự chồng chéo của liên kết N-H và liên kết O-H của urea-formaldehyde. Đỉnh nhọn nhỏ tại 3.011 cm^{-1} đặc trưng cho dao động của C-H, trong khi đó các đỉnh tại 2.925 cm^{-1} và 2.854 cm^{-1} thể hiện sự có mặt của các liên kết O-H và C-H kéo dài. Đỉnh nhọn tại 1.745 cm^{-1} đặc trưng cho nhóm carbonyl $\text{C}=\text{O}$. Kết quả này cho thấy có sự hiện diện của dầu hạt lạnh trong vi nang urea-formaldehyde. Ngoài ra còn có một đỉnh mới tại 1.542 cm^{-1} đặc trưng cho liên kết N-H chứng minh cho sự hình thành vi nang urea-formaldehyde. Đỉnh tại 1.378 cm^{-1} thể hiện cho liên kết C-H và 1.242 cm^{-1} tương ứng với dao động C-N. Các dao động của liên kết C-H và C-N đều hiện diện trong cả UFMCs và dầu hạt lạnh [14].

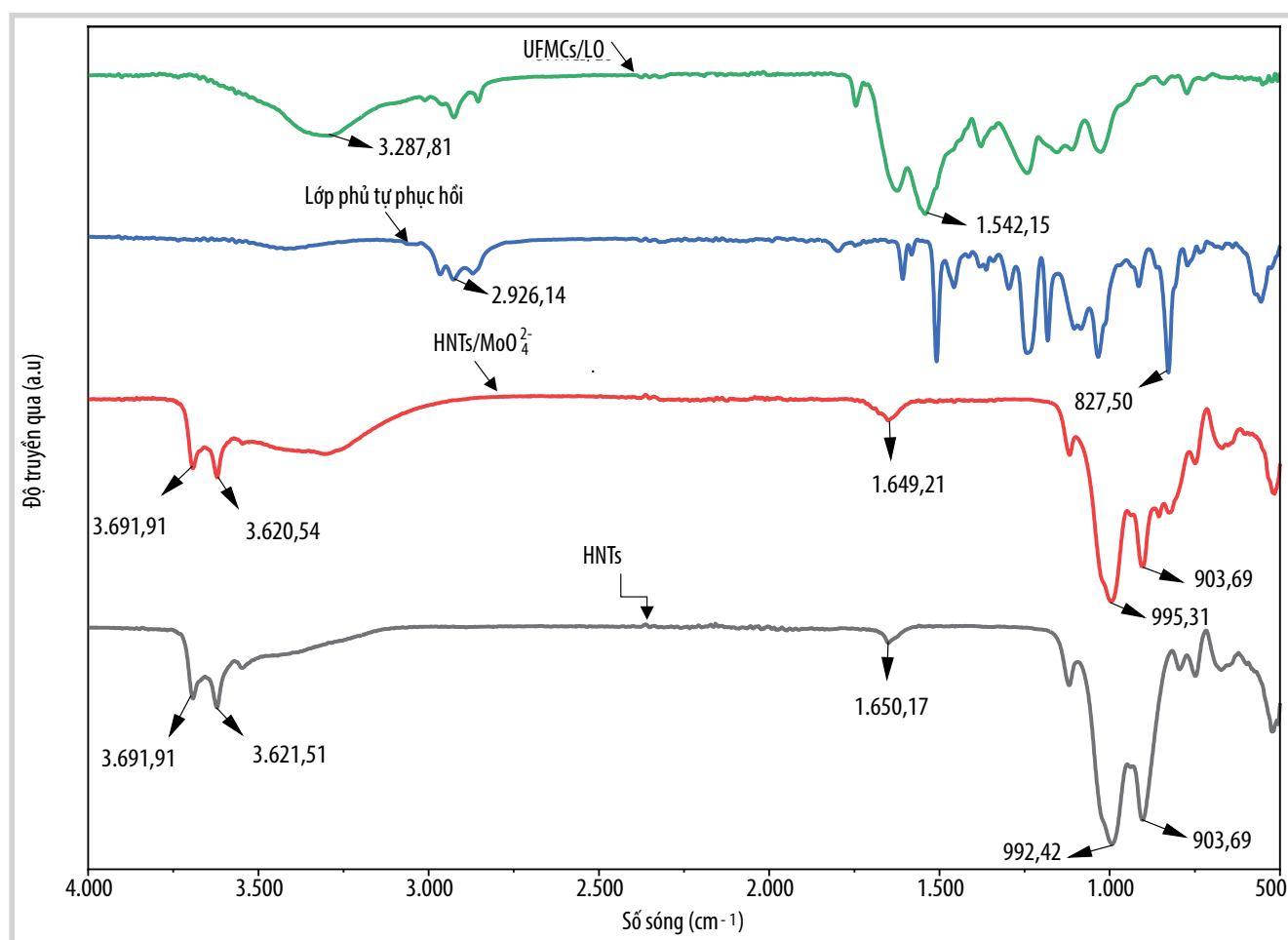


Hình 1. Giản đồ XRD của HNTs, HNTs/ Na_2MoO_4 , UFMCs/LO và lớp phủ tự phục hồi.

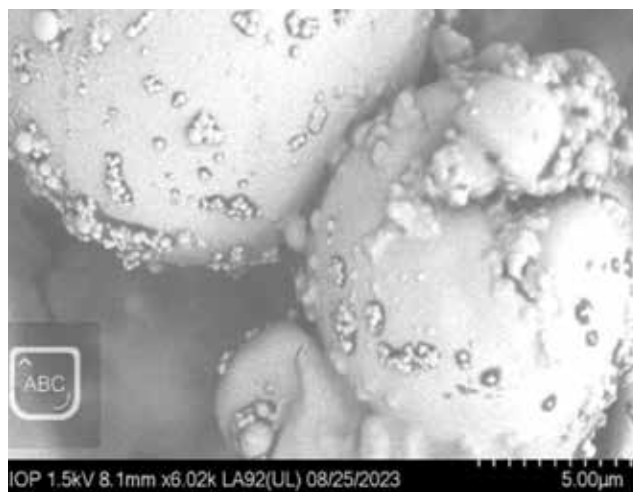
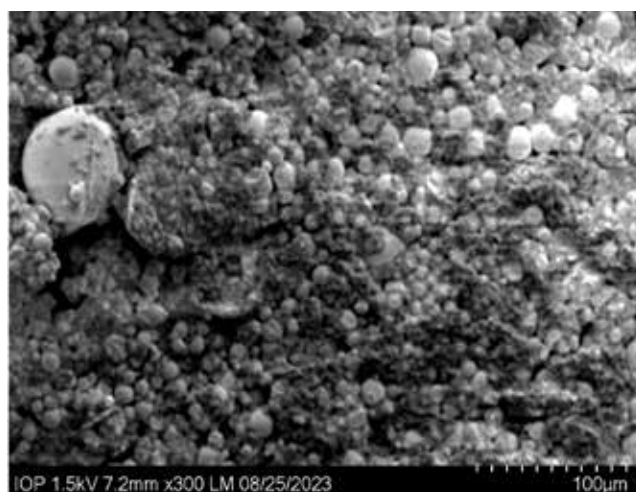
Kết quả phân tích đặc trưng liên kết của lớp phủ thông minh nanocomposite cho thấy các đặc trưng cho oxirane với sự giãn mạch của oxirane trong liên kết C–O–C của ether, biến dạng $-\text{CH}_3$ và liên kết C–C của vòng thơm tương ứng. Phân tích FT-IR cũng đã xác nhận việc nạp thành công Na_2MoO_4 vào HNTs và quá trình bao bọc dầu hạt lạnh bằng vỏ vi nang urea-formaldehyde dẫn đến sự

phát triển của lớp phủ nanocomposite khi gia cố chúng vào phức hợp epoxy.

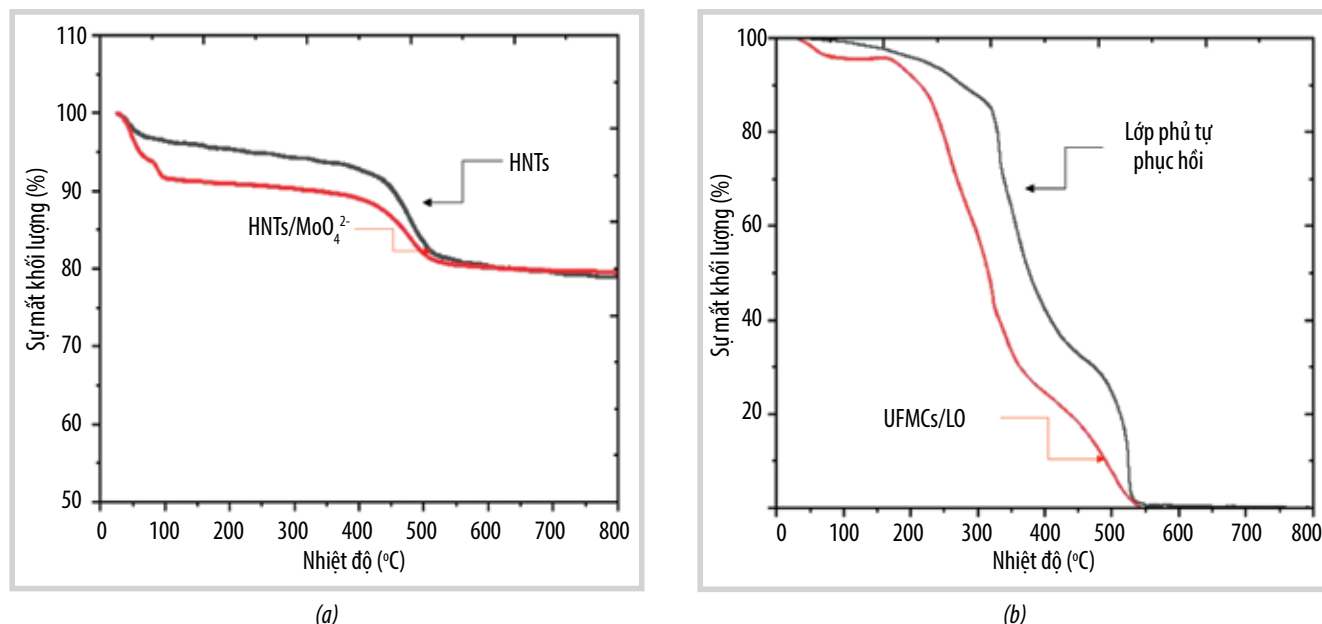
Ảnh SEM của vi nang urea-formaldehyde bao bọc dầu hạt lạnh được hiển thị trong Hình 3. Hình 3 cho thấy vi nang đạt được cấu trúc dày đặc hơn, có hình cầu và không xuất hiện vết nứt. Có một số sự thay đổi về kích thước của



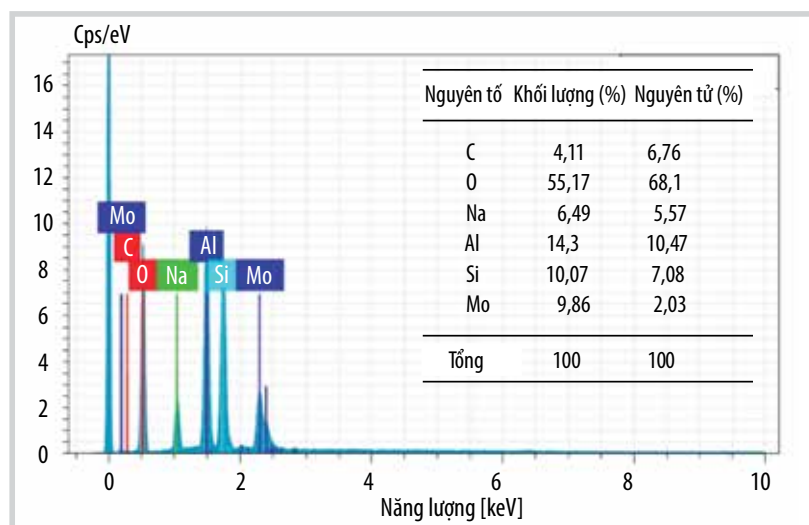
Hình 2. Phổ FT-IR của HNTs, HNTs/MoO₄²⁻, UFMcs/LO và lớp phủ tự phục hồi.



Hình 3. Ảnh SEM của vi nang UFMcs/LO.



Hình 4. Đường cong TGA của (a) HNTs, HNTs/MoO₄²⁻ và (b) UFMcs/LO và lớp phủ tự phục hồi.



Hình 5. Giản đồ EDX của HNTs/Na₂MoO₄.

vi nang siêu nhỏ tùy thuộc vào tốc độ khuấy của quá trình tổng hợp. Tốc độ khuấy càng cao thì hình thái cầu của vi nang tổng hợp được sẽ mịn hơn. Bề mặt thô ráp bên ngoài của viên nang siêu nhỏ giúp tăng khả năng liên kết với ma trận lớp phủ.

3.2. Độ ổn định nhiệt của vật liệu

Độ ổn định nhiệt của HNTs và HNTs/Na₂MoO₄ được nghiên cứu bằng phương pháp phân tích nhiệt trọng lượng (TGA). Hình 4a cho thấy HNTs có độ ổn định nhiệt tốt lên đến 400°C thể hiện qua sự suy giảm khối lượng không đáng kể. Việc giảm khối lượng ban đầu ở 100°C là do sự bay hơi của hơi nước trong HNTs. Trong giai đoạn thứ hai, khối lượng của vi nang gần như không thay đổi cho đến khoảng 380°C. Tuy nhiên khi nhiệt độ tăng đến khoảng 482,4°C đã làm giảm 11,72% khối lượng, có thể do sự phá hủy cấu trúc giữa các lớp vật liệu. Với HNTs đã được nạp chất ức chế ăn mòn Na₂MoO₄, giai đoạn đầu giảm 10,38% khối lượng, có thể do lượng

ẩm trong vật liệu bay hơi. Trong giai đoạn thứ hai, khối lượng không bị sụt giảm nhiều, ổn định cho đến khi xuất hiện đỉnh tỏa nhiệt tại 481,03°C làm giảm 10,84% khối lượng của vật liệu. Như vậy đã có sự chuyển pha thể hiện cấu trúc của ống HNTs được nạp Na₂MoO₄ bị phá hủy. Qua kết quả đánh giá độ bền nhiệt có thể kết luận ống halloysite được nạp chất ức chế ăn mòn có độ bền nhiệt lên tới 481,03°C đã làm giảm 10,84% khối lượng.

Hình 4b phân tích độ ổn định nhiệt của vi nang urea-formaldehyde. Trong giai đoạn đầu, xuất hiện đỉnh tỏa nhiệt ở 179°C quá trình giảm khối lượng diễn ra chậm, có thể do độ ẩm hấp phụ trong vi nang urea-formaldehyde bay hơi. Trong giai đoạn tiếp theo, từ 200 - 380°C khối lượng giảm nhanh, cho thấy quá trình phân hủy dầu hạt lanh và vỏ vi nang urea-formaldehyde. Đường cong giảm khối lượng ở khoảng 210°C là do sự phân hủy của vỏ vi nang urea-formaldehyde. Điểm sôi của dầu hạt lanh được xác định ở khoảng 175°C. Những kết quả này đã xác nhận rằng các viên nang siêu nhỏ có chứa cả dầu hạt lanh và urea-formaldehyde. Từ kết quả phân tích TGA của lớp phủ thông minh cho thấy lớp phủ giảm khối lượng không đáng kể cho đến khi nhiệt độ đạt

tới 333,45°C. Tuy nhiên, khi nhiệt độ tăng từ 350 - 522°C, khối lượng giảm tới 55,1% do chuỗi liên kết dài của nhựa epoxy bị đứt. Nhiệt độ tăng trên 500°C, lớp phủ liên tục giảm khối lượng, có thể do sự phân hủy của các chất phụ gia phủ khác. Những phát hiện này phù hợp với kết quả nghiên cứu trước đó [15, 16].

Kết quả phân tích EDX (Hình 5) cho thấy thành phần của HNTs được nạp Na_2MoO_4 bao gồm Na, Mo và O. Bên cạnh đó, một lượng nhỏ carbon xuất hiện trong HNTs/ Na_2MoO_4 có thể là tạp chất lẫn vào mẫu trong quá trình xử lý.

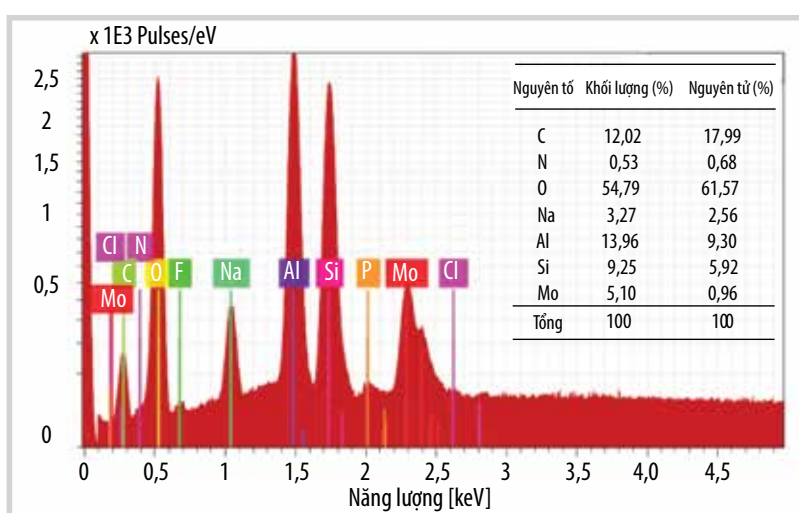
Kết quả phân tích EDX trên lớp phủ nanocomposite (Hình 6) cho thấy sự xuất hiện nguyên tố Na, Mo, C, N với hàm lượng theo khối lượng lần lượt là 3,27%, 5,1%, 12,02% và 0,53%, khẳng định các nguyên tố trong hợp chất ức chế ăn mòn Na_2MoO_4 có mặt trong lớp phủ thông minh.

3.3. Hiệu suất tự phục hồi của lớp phủ thông minh

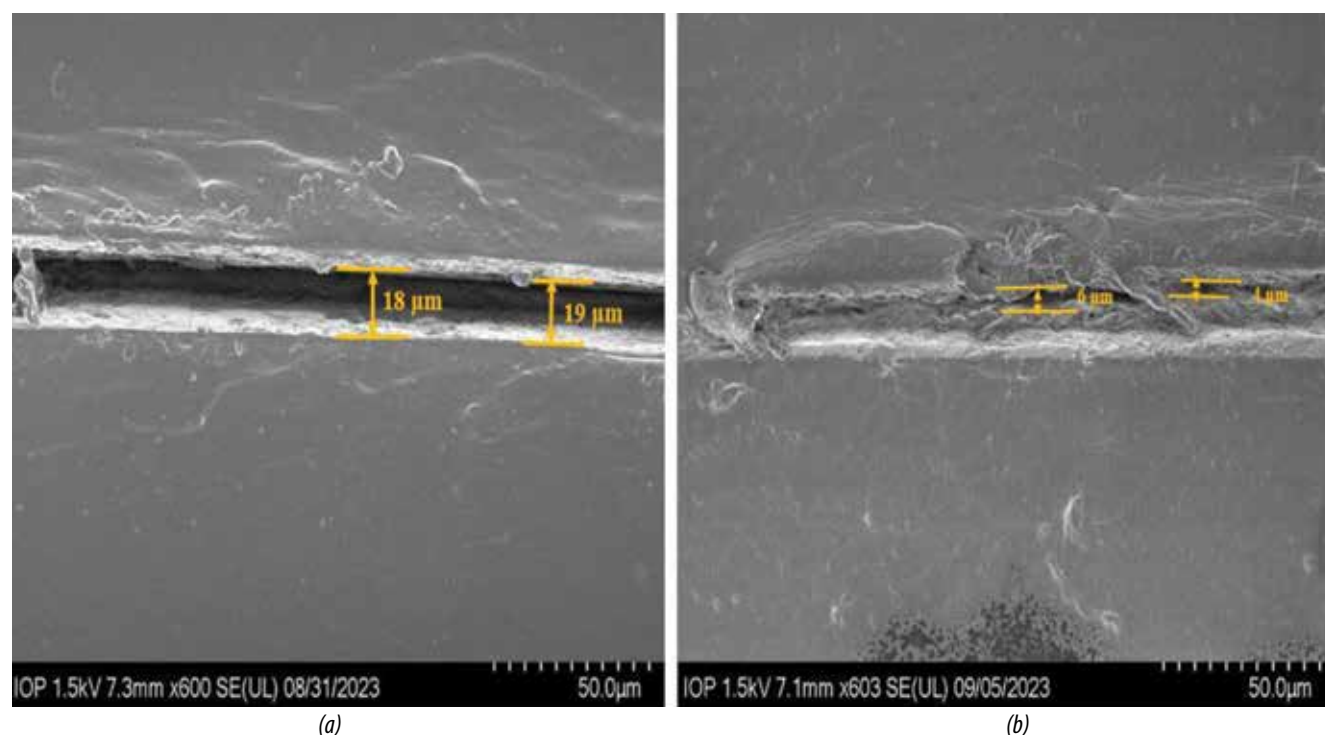
Để nghiên cứu hiệu suất tự phục hồi của lớp phủ thông minh, kỹ thuật hiển vi

điện tử quét (SEM) được sử dụng để xác định hình thái học bề mặt tại vị trí khuyết tật nhân tạo được tạo ra trên bề mặt lớp phủ và được thử nghiệm 5 ngày ở môi trường khí quyển (Hình 7a). Hình ảnh SEM được chụp ở các khoảng thời gian khác nhau sau khi mẫu lớp phủ được tạo khuyết tật. Kết quả cho thấy khả năng tự phục hồi của lớp phủ composite tăng dần sau khoảng 5 ngày (Hình 7b).

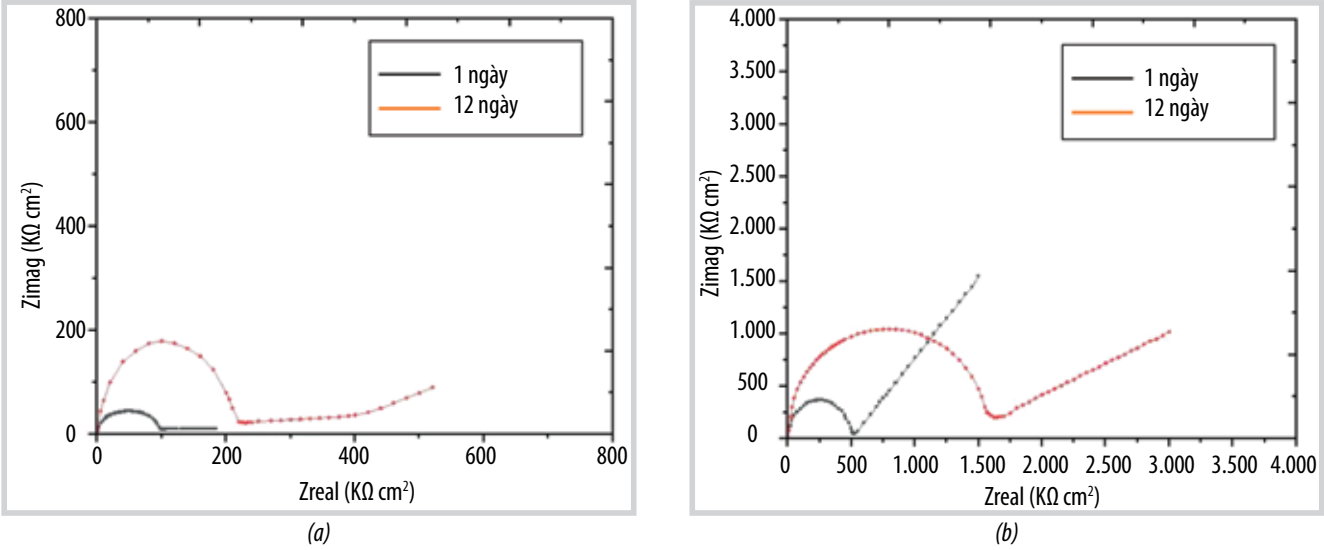
Chiều rộng khuyết tật nhân tạo giảm từ 18 μm ở ngày thứ nhất xuống còn 6 μm sau 5 ngày, tương ứng khả năng tự phục hồi với hiệu suất đạt 66%. Cơ chế của quá trình này có thể giải thích là do khi lớp phủ chịu tác động cơ học hoặc hóa học, lớp vỏ urea-formaldehyde sẽ vỡ ra, dầu lanh bên trong sẽ thực hiện phản ứng ngưng tụ trong không khí, tạo thành một lớp màng cứng bảo vệ bề mặt của vật liệu [16]. Quá trình trùng hợp



Hình 6. Giản đồ EDX của lớp phủ tự phục hồi.



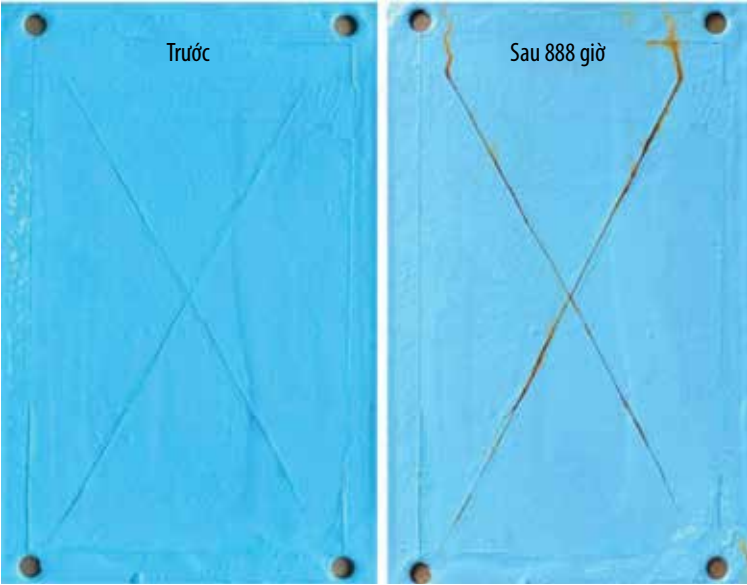
Hình 7. Ảnh SEM của mẫu bị xước (a) lúc đầu và (b) sau 5 ngày.



Hình 8. Giản đồ EIS Nyquist của (a) lớp phủ epoxy (EP) nguyên chất và (b) lớp phủ tự phục hồi sau 1 ngày và 12 ngày được ngâm trong dung dịch NaCl 3,5%.

Bảng 1. Tính chất cơ học của sơn epoxy nguyên chất và sơn phủ thông minh

TT	Chỉ số	Epoxy thông thường	Lớp phủ thông minh
1	Độ bám dính, ASTM D3359-97	3B	5B
2	Khả năng chống va đập (kg.cm)	20	200
3	Độ bền uốn (mm)	—	10
4	Độ cứng (kg.cm)	—	0,8
5	Thời gian khô bề mặt (phút)	300	240

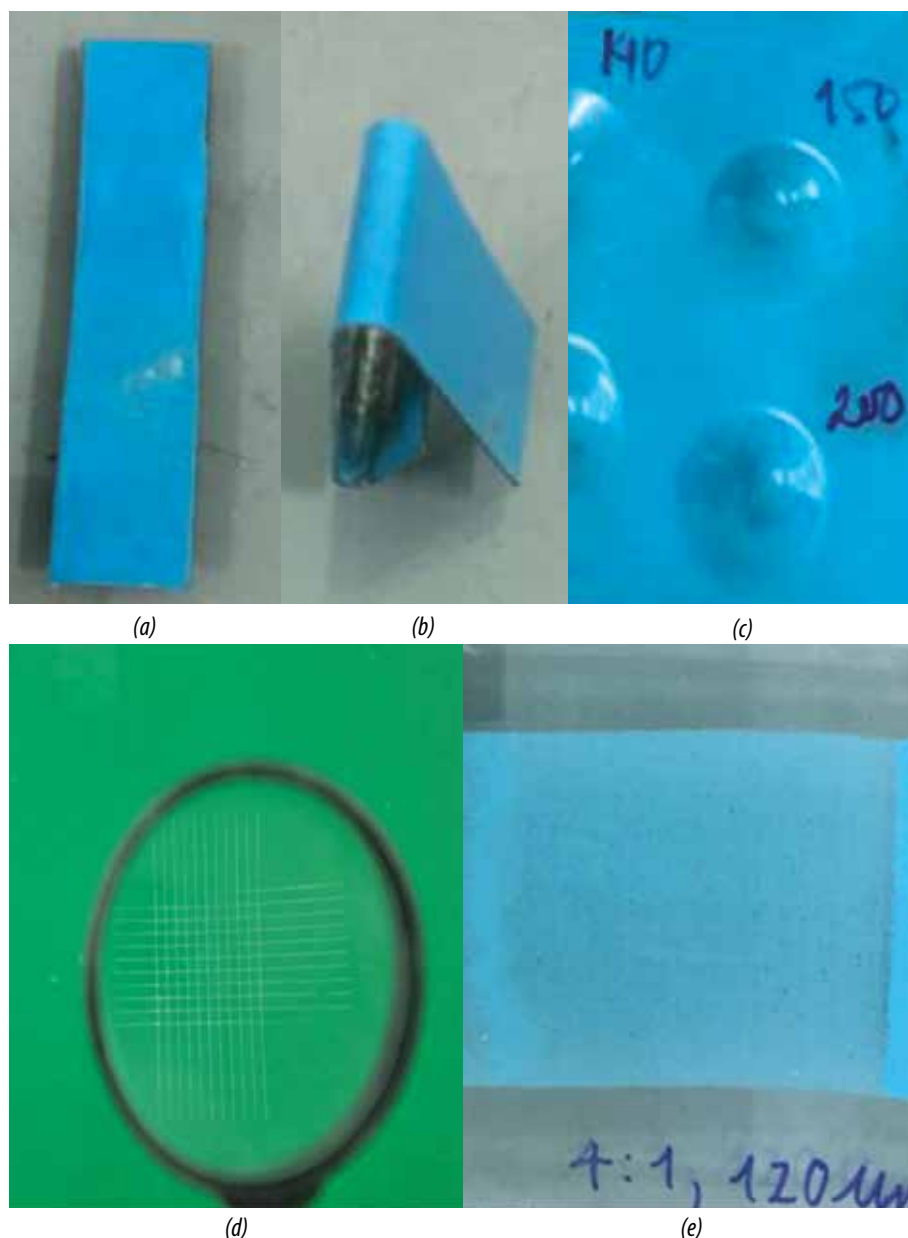


Hình 9. Hình ảnh lớp phủ tự phục hồi trước và sau 888 giờ thử nghiệm phun mù muối sử dụng dung dịch NaCl 3,5%.

diễn ra dễ dàng nhờ hàm lượng cao alpha-linoleic acid có trong dầu hạt lanh. Một điều cần lưu ý là lớp vỏ vi nang phải vừa có tính dẻo để chứa chất tự phục hồi, vừa có khả năng dễ vỡ khi bị va đập nên việc lựa chọn lớp vỏ urea-formaldehyde là một lựa chọn phù hợp. Ngoài ra, sự thay đổi độ pH cục bộ xảy ra trong quá trình ăn mòn giúp kích hoạt sự giải phóng Na_2MoO_4 trong HNTs, từ đó hỗ trợ khả năng chống ăn mòn cho lớp phủ.

3.4. Đánh giá khả năng chống ăn mòn của lớp phủ thông minh

Hình 8a và 8b trình bày phổ tổng trở điện hóa dạng Nyquist của mẫu thép phủ epoxy (Hình 8a) và lớp phủ epoxy thông minh (Hình 8b). Giản đồ Nyquist của lớp phủ epoxy và epoxy thông minh, sau 12 ngày điện trở màng (tương ứng với bán cung tần số cao) đều tăng so với ngày đầu tiên, chứng tỏ khả năng tự phục hồi của cả 2 lớp phủ epoxy. Sự gia tăng này có thể là do sự giải phóng của dầu hạt lanh với độ phủ trong vùng trầy xước và sự hình thành các mối liên kết trong cấu trúc epoxy. Tuy nhiên, sau 12 ngày ngâm lớp phủ epoxy thông minh cho thấy hình bán cung lớn hơn rõ rệt tương ứng với điện trở màng sơn khoảng $1.500 \text{ k}\Omega.\text{cm}^2$. Trong khi đó, lớp phủ epoxy nguyên chất có hình bán cung chỉ đạt khoảng $204 \text{ k}\Omega.\text{cm}^2$. Kết quả này cho thấy vai trò của vi nang UFMCS/LO trong việc hình thành liên kết bề mặt và một lần nữa khẳng định lớp phủ epoxy thông minh có khả năng chống ăn mòn cao hơn rất nhiều so với lớp phủ epoxy nguyên chất.



Hình 10. Các thử nghiệm (a, b) Độ bền uốn; (c) Độ bền va đập; (d) Độ bám dính và (e) Độ cứng của lớp phủ thông minh.

Thử nghiệm phun mù muối được thực hiện theo chu kỳ theo tiêu chuẩn JIS H 8502 8502:1999 trên lớp sơn có chứa khuyết tật nhân tạo. Dung dịch thử nghiệm là NaCl 3,5%, pH trong khoảng 6,5 - 7,2, tốc độ phun 1 - 2,5 ml/giờ/cm², áp suất phun 1 atm và nhiệt độ bồn 35 ± 2°C. Hình 9 trình bày bề mặt của lớp phủ epoxy thông minh trước và sau 888 giờ (37 ngày) thử nghiệm phun mù muối. Khả năng chống ăn mòn của lớp phủ epoxy thông minh được đánh giá định tính thông qua sự xuất hiện gỉ đỏ theo chu kỳ phun mù muối. Kết quả cho thấy sau 37 ngày thử nghiệm phun mù muối không thấy xuất hiện vết gỉ đỏ rõ ràng trên bề mặt. Kết quả thử mù muối của epoxy nguyên chất với epoxy thông minh này sẽ được nhóm tác giả thực hiện trong nghiên cứu tiếp theo.

Để đáp ứng điều kiện làm việc thực tế, các tính chất cơ lý của lớp phủ thông minh được xác định độ bám dính (theo tiêu chuẩn ASTM D3359-97), độ bền uốn (theo tiêu chuẩn ASTM



Hình 11. Kết quả thử nghiệm lớp phủ epoxy thông minh tại khu vực đường ống công nghệ U34 (VT2) của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau 8 tháng.



Hình 12. Kết quả thử nghiệm lớp phủ epoxy thông minh tại thiết bị Air Plan 40V8002 Nhà máy Đạm Phú Mỹ sau 2 tháng.



(a)

(b)

Hình 13. Kết quả thử nghiệm lớp phủ epoxy thông minh tại khu vực đường ống PVOIL sau 1 tháng (a) và 2 tháng (b).

D522) và độ bền va đập (theo tiêu chuẩn ASTM D2794). Với phép đo độ bền va đập được lấy kết quả trung bình sau 3 lần va đập liên tiếp. Kết quả được thể hiện ở Bảng 1 và Hình 10.

Kết quả Bảng 1 cho thấy độ bền uốn và độ bền va đập của lớp phủ thông minh đều vượt thang đo. Độ bám dính của màng sơn đạt mức 5B do vết cắt màng sơn không bị xước, các cạnh bị cắt không bị tách ra. Độ cứng màng sơn đạt mức trung bình.

3.5. Ứng dụng hệ lớp phủ epoxy thông minh tại các công trình dầu khí

Ứng dụng hệ lớp phủ epoxy thông minh tại các công trình dầu khí Hệ lớp phủ epoxy thông minh do nhóm nghiên cứu chế tạo được ứng dụng thử nghiệm tại 4 công trình gồm: Khu vực tuyến ống/bồn bể Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (BSR), Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Kho xăng dầu Cù Lao Tào (PVOIL Miền Đông) và Kho xăng dầu Thăng Nhất (PVOIL Miền Đông). Đây là các môi trường có điều kiện ăn mòn khắc nghiệt, đặc trưng bởi độ ẩm cao, hơi muối, dầu khí bay hơi và dao động nhiệt độ lớn.

Hệ sơn epoxy thông minh được thi công với tổng chiều dày màng 250 - 300 μm gồm 2 lớp: lớp epoxy gốc

chức năng kết hợp chất ức chế $\text{Na}_2\text{MoO}_4/\text{HNTs}$, và lớp phủ chứa vi nang UFMCS/LO đảm nhiệm chức năng tự phục hồi. Các mẫu đối chứng sử dụng sơn epoxy truyền thống cũng được thi công song song để so sánh.

Kết quả theo dõi trong thời gian 6 - 9 tháng cho thấy tại các công trình, không ghi nhận hiện tượng phồng rộp, tách lớp hoặc ăn mòn xuyên màng đối với hệ lớp phủ thông minh, trong khi các điểm đối chứng xuất hiện các vết xước nhỏ và ăn mòn cục bộ sau 3 - 5 tháng.

Kết quả thử nghiệm tại hiện trường cho thấy hệ lớp phủ epoxy thông minh hoạt động ổn định, có khả năng tự bảo vệ và tự phục hồi, đặc biệt tại các vị trí chịu tác động cơ học hoặc tiếp xúc trực tiếp với môi trường ăn mòn. Việc ứng dụng thử nghiệm thành công tại các công trình quy mô khác nhau chứng minh tính khả thi, bền vững và tiềm năng ứng dụng của sản phẩm.

4. Kết luận

Lớp phủ thông minh tự phục hồi thân thiện với môi trường đã được tổng hợp thành công dựa trên hệ thống vi nang với lớp lõi-vỏ được làm từ nhựa urea-formaldehyde (vỏ), dầu hạt lanh (lõi) và sử dụng HNTs làm hệ thống chứa chất ức chế ăn mòn Na_2MoO_4 . Kết quả thu được cho thấy

đã hình thành hệ thống vi nang dầu hạt lanh bọc trong lớp vỏ UFMCS. Chất ức chế ăn mòn Na_2MoO_4 được nạp vào ống nano halloysite. Chức năng tự phục hồi của lớp phủ thông minh được thể hiện qua các khuyết tật nhân tạo trên ảnh SEM với hiệu suất đạt 66% sau 5 ngày. Khả năng chống ăn mòn của lớp phủ thông minh được đánh giá thông qua EIS sau 12 ngày và thử nghiệm phun mù muối bề mặt kéo dài 888 giờ (37 ngày), cho thấy lớp phủ duy trì hiệu quả bảo vệ cao. Kết quả khảo sát tính chất vật lý của lớp phủ thông minh cho thấy các giá trị mà lớp phủ thông minh thu được có đặc tính vượt trội so với lớp phủ epoxy thông thường.

Tài liệu tham khảo

- [1] Xuteng Xing, Jihui Wang, Qiushi Li, Wenbin Hu, and Jing Yuan, "A novel acid-responsive HNTs-based corrosion inhibitor for protection of carbon steel", *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, Volume 553, pp. 295 - 304, 2018. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2018.05.072.
- [2] Huige Wei, Yiran Wang, Jiang Guo, Nancy Z. Shen, Dawei Jiang, Xi Zhang, Xingru Yan, Jiahua Zhu, Qiang Wang, Lu Shao, Hongfei Lin, Suying Wei, and Zhanhu Guo "Advanced micro/nanocapsules for self-healing smart anticorrosion coatings", *Journal of Materials Chemistry A*, Volume 3, Issue 2, pp. 469 - 480, 2015. DOI: 10.1039/C4TA04791E.
- [3] Baorong Hou, Xiaogang Li, Xiumin Ma, Cuiwei Du, Dawei Zhang, Meng Zheng, Weichen Xu, Dongzhu Lu, and Fubin Ma, "The cost of corrosion in China", *Materials Degradation*, Volume 4, 2017.
- [4] S.A. Haddadi, S.A.A Ramazani, M. Mahdavian, P. Taheri, and J.M.C. Mol, "Fabrication and characterization of graphene-based carbon hollow spheres for encapsulation of organic corrosion inhibitors", *Chemical Engineering Journal*, Volume 352, pp. 909 - 922, 2018. DOI: 10.1016/j.cej.2018.06.063.
- [5] Sammit E. Karekar, Uday D. Bagale, Shirish H. Sonawane, Bharat A. Bhanvase, and Dipak V. Pinjari, "A smart coating established with encapsulation of Zinc Molybdate centred nanocontainer for active corrosion protection of mild steel: release kinetics of corrosion inhibitor", *Composite Interfaces*, Volume 25, Issue 9, pp. 785 - 808, 2018. DOI: 10.1080/09276440.2018.1439631.
- [6] Fareeha Ubaid, Nazal Naeem, R.A. Shakoar, Ramazan Kahraman, Said Mansour, and Atef Zekri, "Effect of concentration of DOC loaded TiO_2 nanotubes on the corrosion behavior of smart coatings", *Ceramics International*, Volume 45, Issue 8, pp. 10492 - 10500, 2019. DOI: 10.1016/j.ceramint.2019.02.111
- [7] Xuteng Xing, Jihui Wang, Qiushi Li, Wenbin Hu, and Jing Yuan, "A novel acid-responsive HNTs-based corrosion inhibitor for protection of carbon steel", *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, Volume 553, pp. 295 - 304, 2018. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2018.05.072.
- [8] Elena Shchukina, Dmitry Shchukin, and Dmitry Grigoriev, "Halloysites and mesoporous silica as inhibitor nanocontainers for feedback active powder coatings", *Progress in Organic Coatings*, Volume 123, pp. 384 - 389, 2018. DOI: 10.1016/j.porgcoat.2015.12.013.
- [9] Xianpeng Zhang, Pinjun Lan, Yuehui Lu, Jia Li, Hua Xu, Jing Zhang, YoungPak Lee, Joo Yull Rhee, Kwang-Leong Choy, and Weijie Song, "Multifunctional antireflection coatings based on novel hollow silica-silica nanocomposites", *ACS Applied Materials Interfaces*, Volume 6, Issue 3, pp. 1415 - 1423, 2014.
- [10] Liming Tang, John Whalen, Grant Schutte, and Christoph Weder, "Stimuli-responsive epoxy coatings", *ACS Applied Materials & Interfaces*, Volume 1, Issue 3, pp. 688 - 696, 2009.
- [11] S. Scharf, M. Noeske, W.L. Cavalcanti, and P. Schiffels, "Multi-functional, self-healing coatings for corrosion protection: materials, design and processing", *Handbook of Smart Coatings for Materials Protection*. Woodhead Publishing, 2014, pp. 75 - 104. DOI: 10.1533/9780857096883.1.75.
- [12] Xuteng Xing, Jihui Wang, Qiushi Li, Wenbin Hu, and Jing Yuan, "A novel acid-responsive HNTs-based corrosion inhibitor for protection of carbon steel", *Colloids Surfaces A Physicochemical Engineering Aspects*, Volume 553, pp. 295 - 304, 2018. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2018.05.072.
- [13] Dmitri Fix, Daria V. Andreeva, Yuri M. Lvov, Dmitry G. Shchukin, and Helmuth Möhwald, "Application of inhibitor-loaded halloysite nanotubes in active anti-corrosive coatings", *Advanced Functional Materials*, Volume 19, Issue 11, pp. 1720 - 1727, 2009. DOI: 10.1002/adfm.200800946.
- [14] P. Vijayan and MA. Al-Maadeed, "Containers for self-healing epoxy composites and coating: Trends and

advances", *Express Polymer Letters*, Volume 10, Issue 6, pp. 506 - 524, 2016. DOI: 10.3144/expresspolymlett.2016.48.

[15] Dong-Min Kim, Yu-Jin Cho, Ju-Young Choi, Beom-Jun Kim, Seung-Won Jin and Chan-Moon Chung, "Low-temperature self-healing of a microcapsule-type protective coating", *Materials*, Volume 10, Issue 9, 2017. DOI: 10.3390/ma10091079.

[16] Sinuo Lang and Qixin Zhou, "Synthesis, and characterization of poly(urea-formaldehyde) microcapsules containing linseed oil for self-healing coating development", *Progress in Organic Coatings*, Volume 105, pp. 99 - 110, 2017. DOI: 10.1016/j.porgcoat.2016.11.015.

FABRICATION OF SMART, ENVIRONMENTALLY FRIENDLY ANTI-CORROSION COATING FOR PETROLEUM EQUIPMENTS

Dang Duc Quynh¹, Bui Thanh Ngoc¹, Hoang Viet Hung¹, Nguyen Ngoc Diep¹, Nguyen Thi Ngoc Anh², Pham Xuan Nui²

¹Petrovietnam Chemical and Services Corporation (PVChem)

²Hanoi University of Mining and Geology (HUMG)

E-mail: quynhdd@pvchem.com.vn; phamxuannui@humg.edu.vn

Summary

In this research, a smart epoxy (EP) coating was fabricated based on halloysite nanotubes (HNTs) containing the corrosion inhibitor sodium molybdate (Na_2MoO_4), and polyurea-formaldehyde microcapsules (UFMCs) loaded with linseed oil (LO) in a core-shell structure (UFMCs/LO corresponding to core/shell composition) with self-healing function. The structural, bonding, morphological, and thermal properties of the composites were characterized using XRD, FT-IR, SEM, EDX and TGA. The smart self-healing function of this coating is demonstrated by the ability of the core-shell microcapsules to release LO and fill the cracks when corrosion occurs, achieving a self-healing efficiency of about 66% as observed in SEM images. The anti-corrosion ability of this coating was evaluated by electrochemical impedance spectroscopy (EIS) and salt spray tests. Salt spray results show that the smart EP coating maintains its properties after 888 hours of exposure. The mechanical properties, including adhesion, hardness, impact resistance, and flexural strength, were also measured. The experimental results indicate that the smart EP coating is well-suited for the harsh conditions for equipment and structures in the petroleum industry.

Key words: Self-healing, epoxy (EP), halloysite nanotubes (HNTs), microcapsules (UFMCs/LO), anti-corrosion.

CÔNG NGHỆ KHỬ XÚC TÁC CHỌN LỌC (SCR) SỬ DỤNG DUNG DỊCH DEF GIẢM PHÁT THẢI KHÍ NO_x CHO ĐỘNG CƠ DIESEL

Công nghệ khử xúc tác chọn lọc (SCR) đang được đánh giá là giải pháp hiệu quả nhất để giảm phát thải nitrogen oxide (NO_x) từ động cơ diesel. Hệ thống SCR sử dụng dung dịch xử lý khí thải động cơ diesel (DEF) hỗ trợ quá trình chuyển hóa đến 90% lượng NO_x thành nitơ và hơi nước, giúp động cơ duy trì hiệu suất vận hành tối ưu và giảm tiêu hao nhiên liệu.

Nhiên liệu diesel tiếp tục đóng vai trò quan trọng trong giao thông vận tải và các ngành công nghiệp do có ưu thế về hiệu suất và chi phí vận hành. Tuy nhiên, diesel cũng là nguồn phát thải khí Nox lớn, gây ảnh hưởng nghiêm trọng tới chất lượng không khí. Để giải quyết vấn đề này, dung dịch DEF (Diesel Exhaust Fluid) đã trở thành giải pháp tiêu chuẩn tại các quốc gia áp dụng quy định khí thải nghiêm ngặt như: Liên minh châu Âu, Mỹ, Nhật Bản... DEF được sản xuất từ urea có độ tinh khiết cao theo tiêu chuẩn ISO 22241, với nồng độ 32,5% urea và 67,5% nước khử khoáng, tạo thành dung dịch không mùi, không ăn mòn, không độc hại. Khi được phun vào hệ thống xử lý khí thải, DEF phân hủy tạo ra ammonia (NH₃), chất phản ứng trong bộ xúc tác SCR để chuyển hóa đến đến 90% lượng NO_x thành nitơ và hơi nước, giúp động cơ duy

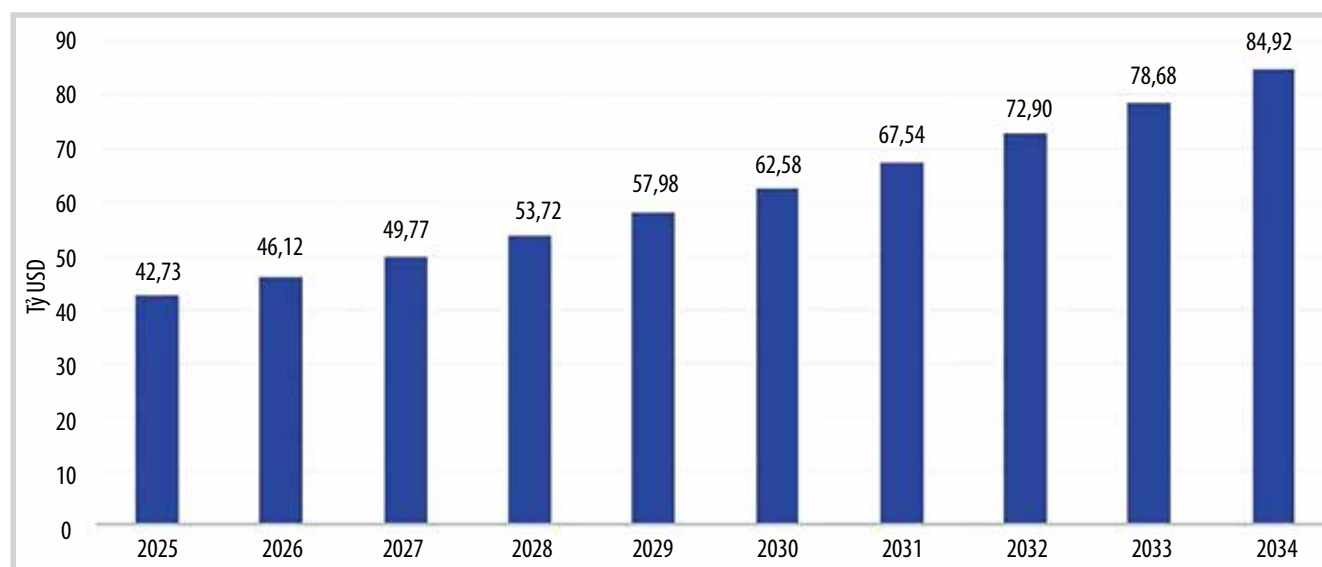
trì hiệu suất vận hành tối ưu và giảm tiêu hao nhiên liệu.

Thị trường DEF đang bước vào giai đoạn tăng trưởng mạnh trên phạm vi toàn cầu. Precedence Research dự báo quy mô thị trường DEF toàn cầu có thể đạt 84,92 tỷ USD vào năm 2034, tương ứng với tốc độ tăng trưởng kép hàng năm (CAGR) ổn định ở mức 7,93% trong giai đoạn 2025 - 2034 [1]. Nghiên cứu khác cho thấy quy mô thị trường DEF có thể đạt khoảng 61,56 tỷ USD vào năm 2030, với tốc độ tăng trưởng kép hàng năm đạt 7,9% trong giai đoạn 2024 - 2030 [2]. Các dự báo này, dù khác nhau về phạm vi thời gian, đều phản ánh xu hướng chung là thị trường DEF sẽ tiếp tục tăng trưởng ổn định trong thập kỷ tới, được thúc đẩy bởi sự gia tăng số lượng phương tiện sử dụng công nghệ SCR, các quốc gia siết chặt tiêu

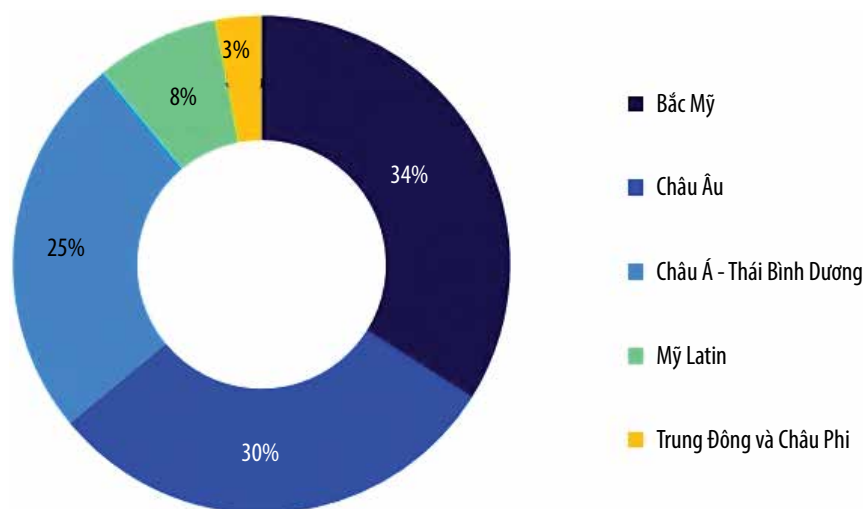
chuẩn khí thải và nhu cầu nâng cao hiệu suất vận hành của động cơ diesel trong vận tải và công nghiệp.

Trên phạm vi toàn cầu, các quy định môi trường ngày càng nghiêm ngặt đang trở thành động lực chính thúc đẩy nhu cầu đối với DEF. Việc áp dụng tiêu chuẩn Euro 6 tại châu Âu và tiêu chuẩn EPA Tier 4 tại Mỹ, đã khiến công nghệ SCR được sử dụng phổ biến để đáp ứng quy định phát thải NO_x nghiêm ngặt đối với các nhà sản xuất ô tô. Ngoài ra, DEF cũng được sử dụng rộng rãi cho thiết bị xây dựng (máy móc hạng nặng) và lĩnh vực nông nghiệp (thiết bị canh tác) để đạt được mục tiêu phát triển nông nghiệp bền vững...

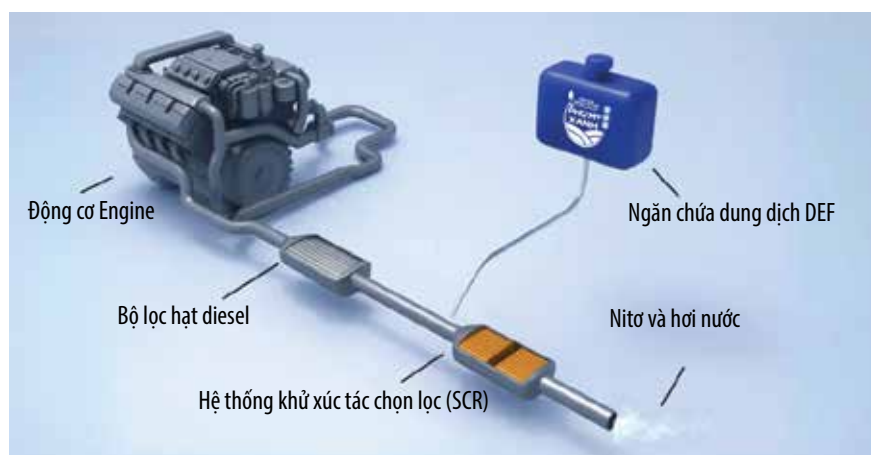
Khu vực châu Á - Thái Bình Dương, đặc biệt là Đông Nam Á, được ghi nhận là khu vực thị trường DEF tăng trưởng nhanh nhất. Các tổ chức nghiên cứu thị trường



Hình 1. Quy mô thị trường dung dịch DEF trong giai đoạn 2025 - 2034 (tỷ USD) [1].



Hình 2. Thị phần thị trường dung dịch xử lý khí thải diesel theo khu vực [1].



Hình 3. Nguyên lý hoạt động của hệ thống SCR và dung dịch DEF - Phú Mỹ Xanh.

dự báo quy mô thị trường DEF toàn cầu sẽ tiếp tục mở rộng với tốc độ tăng trưởng kép hàng năm (CAGR) dao động từ 4,5% đến 11,8%, tùy theo từng phân khúc ứng dụng và khu vực.

Hiện nay, trí tuệ nhân tạo (AI) và các thuật toán học máy (ML) đang được nghiên cứu ứng dụng vào tối ưu hóa tiêu thụ DEF cũng như nâng cao hiệu suất của hệ thống xử lý khí thải. Các mô hình AI có khả năng phân tích dữ liệu vận hành theo thời gian thực, từ đó điều chỉnh lượng phun DEF nhằm duy trì hiệu suất khử NOx tối ưu và giảm tiêu hao nhiên liệu. Công nghệ tự động hóa đang được triển khai trong sản xuất, phân phối DEF, góp phần giảm chi phí vận hành, nâng cao chất lượng và khả năng cung ứng. Việc tích hợp các giải pháp AI và tự động hóa vào chuỗi

giá trị DEF được kỳ vọng sẽ tối ưu hóa tiêu thụ nhiên liệu và nâng cao hiệu quả kiểm soát khí thải trong dài hạn.

Tại Việt Nam, lộ trình kiểm soát tiêu chuẩn khí thải đang được triển khai tích cực. Kể từ ngày 1/1/2022, tất cả ô tô sản xuất và nhập khẩu mới phải đáp ứng tiêu chuẩn khí thải Euro 5. Với các xe sản xuất từ năm 2017 trở đi, tiêu chuẩn khí thải Euro 4 sẽ được áp dụng bắt buộc từ ngày 1/1/2026. Do đó, việc áp dụng các giải pháp kỹ thuật hỗ trợ, đặc biệt là hệ thống SCR kết hợp dung dịch DEF, giúp các phương tiện sử dụng động cơ diesel đáp ứng quy định phát thải hiện hành, tối ưu hóa hiệu suất vận hành, kéo dài tuổi thọ động cơ và phù hợp với định hướng phát triển giao thông xanh tại Việt Nam.

Thực hiện mục tiêu phát triển bền vững và tận dụng lợi thế từ nguyên liệu và công nghệ của Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam)/Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đã nghiên cứu sản xuất sản phẩm DEF - Phú Mỹ Xanh đạt tiêu chuẩn quốc tế với thành phần chủ yếu 32,5% urea và 67,5% nước cất tinh khiết.

Sau khi khí thải đi qua bộ lọc hạt diesel, DEF - Phú Mỹ Xanh được phun và trộn vào khí thải thông qua hệ thống điều khiển định lượng khí đi vào bộ chuyển đổi xúc tác SCR. Tại đây, ammonia trong urea phản ứng với NO_x trong luồng khí thải, trung hòa thành nitơ vô hại (N_2) và hơi nước (H_2O) thoát ra ngoài theo ống xả. Hệ thống SCR khi kết hợp với dung dịch xử lý khí thải sẽ giúp giảm NOx lên đến 90%. DEF không gây tắc nghẽn hệ thống phun cũng như không làm ảnh hưởng đến lớp xúc tác của hệ thống xử lý khí thải SCR.

Kết quả kiểm định độc lập cho thấy DEF - Phú Mỹ Xanh là dung dịch urea khử ion có độ tinh khiết cao để xử lý khí thải cho động cơ diesel thông qua hệ thống SCR giúp giảm lượng khí thải ô nhiễm ra môi trường. Các chỉ tiêu tạp chất đều thấp hơn nhiều lần so với giới hạn cho phép, giúp bảo vệ hệ thống xúc tác SCR và duy trì hiệu suất xử lý tối đa.

Vũ Thu Trà

Tài liệu tham khảo

[1] Precedence Research, "Diesel exhaust fluid market size and forecast 2025 to 2034", 2025. [Online]. Available: <https://www.precedenceresearch.com/diesel-exhaust-fluid-market>.

[2] Brandon Ward, "Diesel exhaust fluid market expected to reach \$61.56 billion by 2030, 2025. [Online]. Available: <https://www.fuellogic.net/diesel-exhaust-fluid-market-growth-forecast-2030/>.

CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG TỪ MÔ HÌNH NĂNG LƯỢNG VÀ KHÍ HẬU TOÀN CẦU

Ngành năng lượng đang bước vào giai đoạn chuyển đổi toàn diện, trong đó các quyết định đầu tư và hoạch định chính sách đòi hỏi phải dựa trên sự cân bằng giữa nhu cầu năng lượng, mục tiêu khí hậu và an ninh cung ứng. Trong bối cảnh này, các công cụ mô hình hóa tiên tiến cùng cơ chế giám sát minh bạch đóng vai trò then chốt. Dựa trên mô hình năng lượng và khí hậu toàn cầu (GEC Model), Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) đã đánh giá mức độ minh bạch và tiến độ thực hiện cam kết giảm phát thải của 116 doanh nghiệp năng lượng hàng đầu thế giới. Kết quả cho thấy vẫn tồn tại những khoảng trống đáng kể, đặc biệt trong chiến lược thực thi kiểm soát phát thải khí methane và đầu tư cho năng lượng sạch.

Tại COP28, hơn 50 doanh nghiệp năng lượng hàng đầu thế giới đã khởi động Tuyên bố khử carbon ngành dầu khí (Oil and Gas Decarbonization Charter - OGDC), xác lập mục tiêu đạt mức phát thải ròng bằng "0" trong hoạt động vận hành vào năm 2050. Trong bối cảnh phát thải khí methane vẫn tiếp tục gia tăng, cam kết này có ý nghĩa đặc biệt quan trọng để giảm thất thoát năng lượng, tăng hiệu quả sử dụng tài nguyên và góp phần ngăn chặn các tác động ngày càng nghiêm trọng của biến đổi khí hậu.

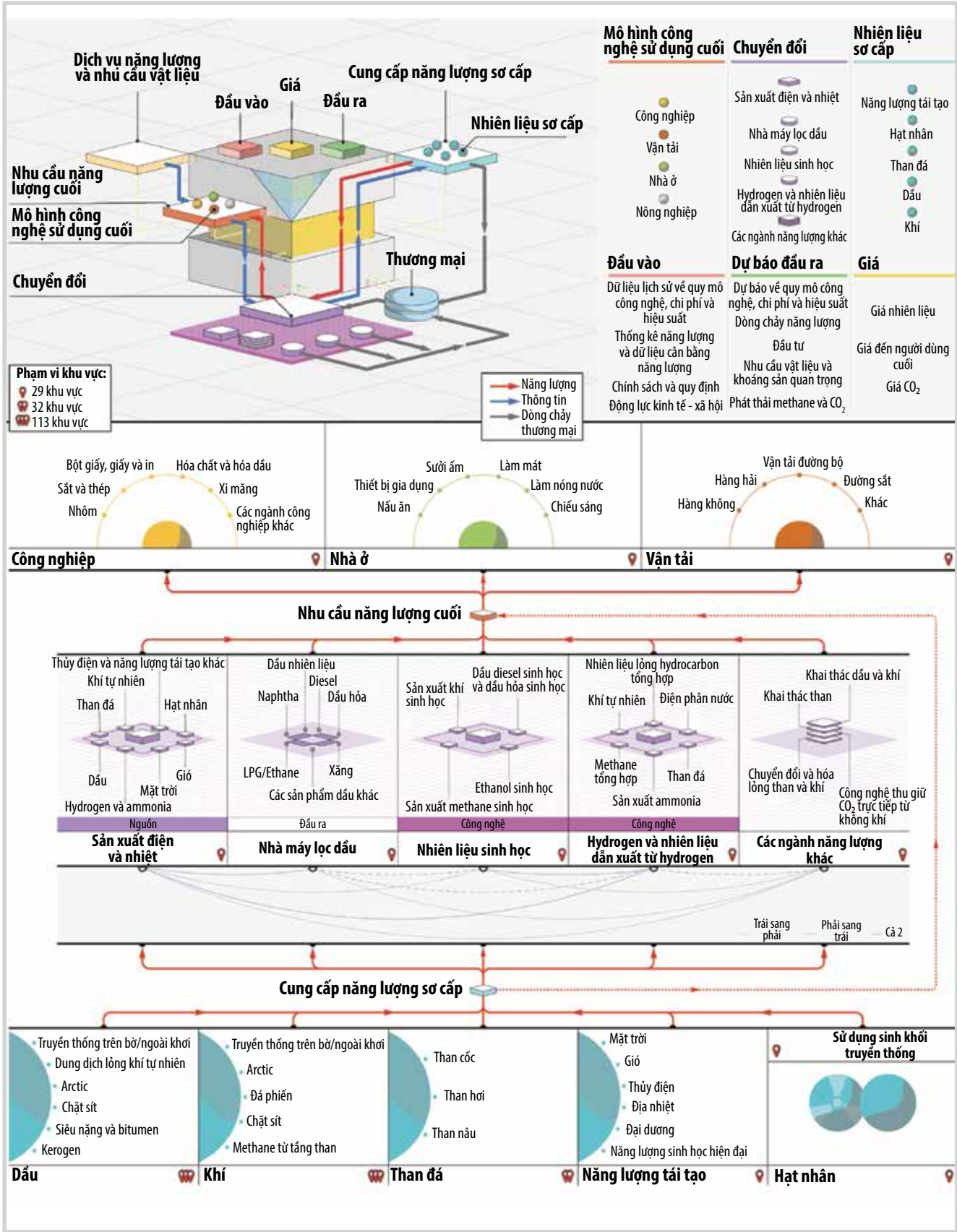
Nhằm tăng cường trách nhiệm giải trình và tính minh bạch, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), Chương trình Môi trường Liên Hợp Quốc (UNEP), Sáng kiến Quốc tế về Methane (IMEO) và Quỹ Bảo vệ Môi trường (EDF) đã thiết lập bộ 25 chỉ số để theo dõi và đánh giá tiến độ thực hiện các mục tiêu của OGDC. Dựa trên bộ chỉ số này, IEA đã công bố đánh giá đầu tiên đối với 116 doanh nghiệp dầu khí lớn nhất thế giới, chiếm khoảng 80% sản lượng dầu khí toàn cầu, bao gồm cả các doanh nghiệp tham gia và không tham gia OGDC. Kết quả cho thấy khoảng 70 doanh nghiệp đã công khai mục tiêu đạt mức phát thải methane và đốt được gần bằng "0" đối vào năm 2030, đồng thời đề ra các mục tiêu giảm phát thải trung hạn trước năm 2050; trong đó 56 doanh nghiệp là thành viên OGDC.

Mô hình GEC (Global Energy and Climate Model - GEC Model) là mô hình mô phỏng quy mô lớn tích hợp các thuật toán tối ưu hóa, bao phủ 29 khu vực địa lý và toàn bộ các lĩnh vực của hệ thống năng lượng (Hình 1). GEC Model 2025 vận hành trên cơ sở so sánh các kịch bản chính nhằm phác họa những quỹ đạo phát triển năng lượng khác nhau: Kịch bản chính sách hiện hành - CPS (chỉ tính đến các chính sách đã được luật hóa và không giả định thêm bất kỳ điều chỉnh nào sau thời điểm chính sách hết hiệu lực); Kịch bản chính sách đã công bố - STEPS (xem xét cả các chính sách đã được công bố nhưng chưa chính thức ban hành, phản ánh xu hướng vận hành thực tế của hệ thống năng lượng); Kịch bản phát thải ròng bằng "0" đến năm 2050 - NZE (xác định lộ trình để ngành năng lượng đạt Net Zero vào năm 2050, qua đó hạn chế mức tăng nhiệt độ toàn cầu ở mức 1,5°C) và Kịch bản tiếp cận năng lượng toàn diện - ACCESS.

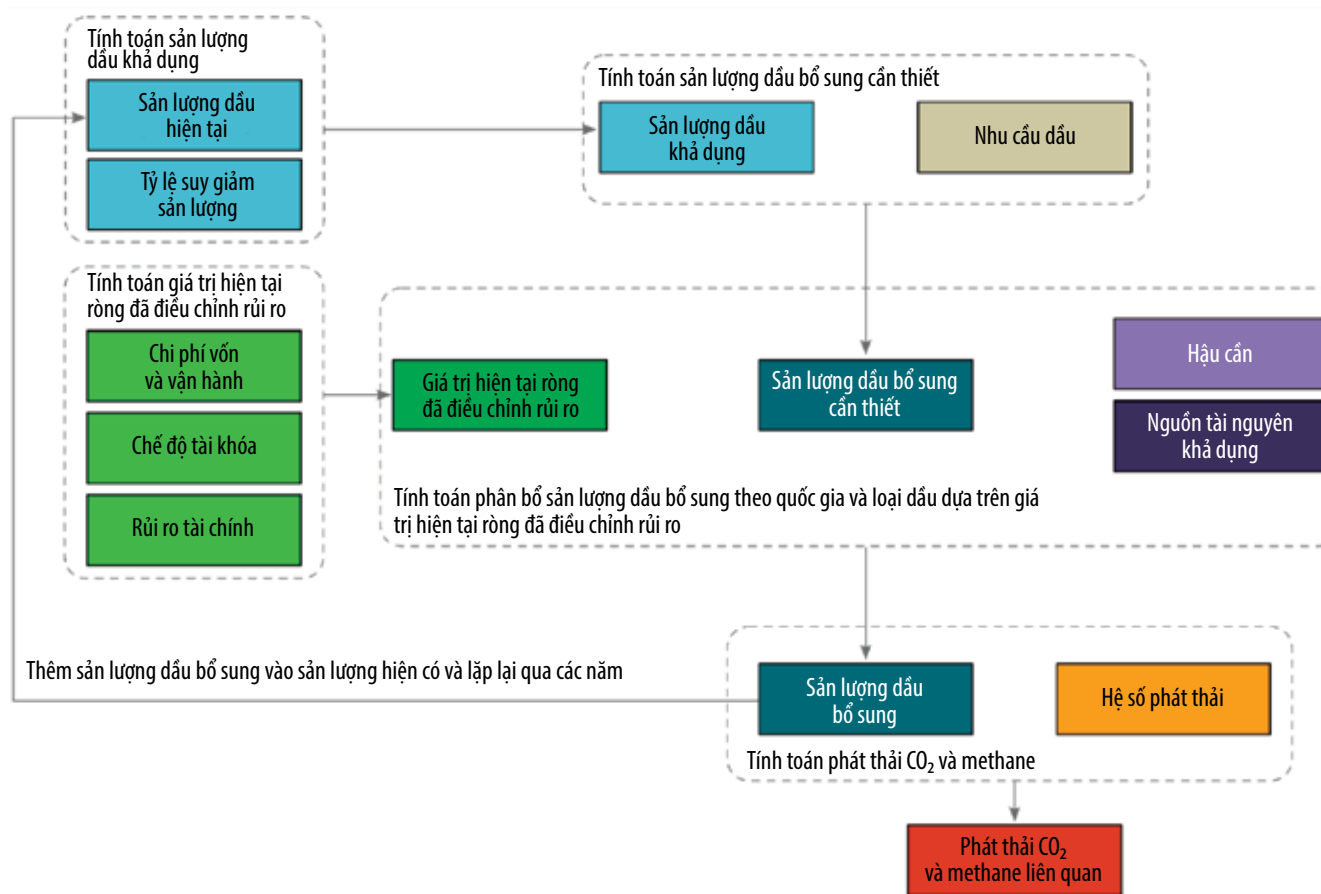
Kinh tế toàn cầu được giả định tăng trưởng trung bình 2,6%/năm trong giai đoạn 2024 - 2050. Giá nhiên liệu hóa thạch trong mô hình được xác định thông qua quá trình lặp (iterative process) để cân bằng cung - cầu, với sự khác biệt lớn giữa các kịch bản. Ví dụ, giá dầu thô IEA trong kịch bản NZE năm 2050 dự báo giảm xuống còn 25 USD/thùng, so với 76 USD/thùng trong STEPS.

- Mô hình hóa nhu cầu năng lượng (end-use sectors)

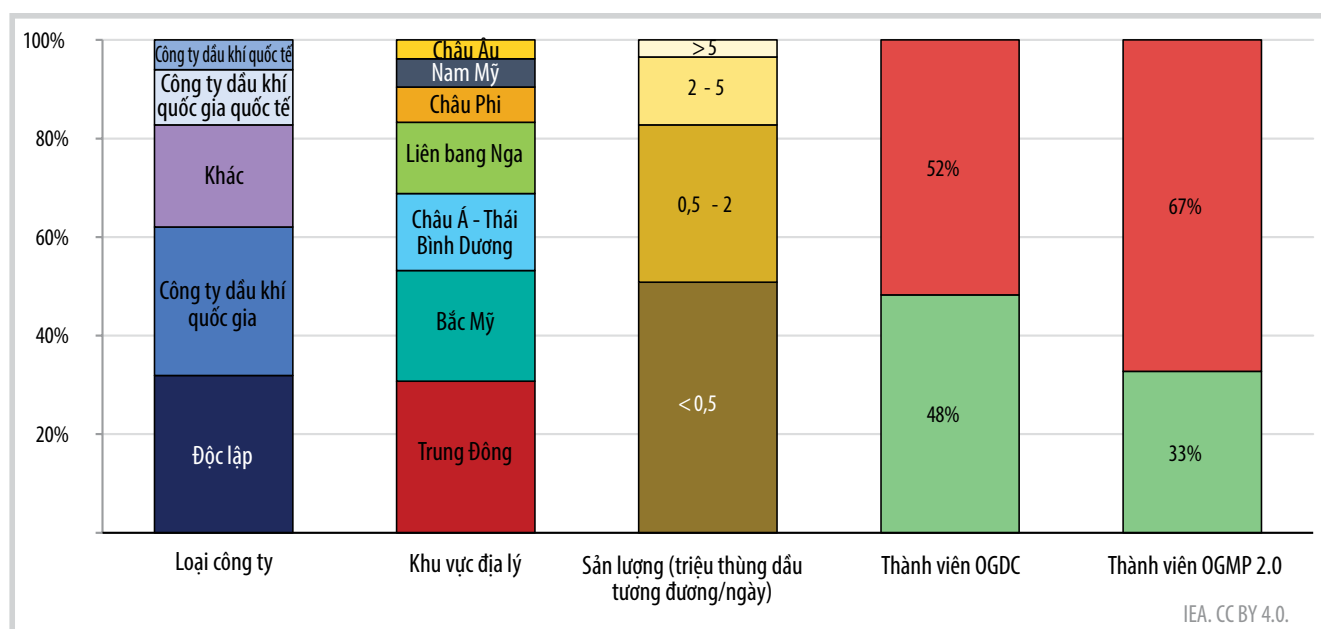
Mô hình cầu năng lượng được xây dựng chi tiết cho các lĩnh vực công nghiệp, giao thông và nhà ở, dựa trên các biến hoạt động kinh tế - xã hội và biến động giá. Lĩnh vực công nghiệp sử dụng phương pháp lai (hybrid approach) kết hợp mô phỏng và tối ưu hóa cho 5 ngành tiêu thụ năng lượng lớn (sắt thép, hóa chất, xi măng, nhôm, giấy) và mô phỏng thiết bị chuyển đổi cho các ngành công nghiệp nhẹ. Mô hình tích hợp các chiến lược hiệu quả vật liệu (material efficiency) như tái chế, tăng tuổi thọ sản phẩm để tính toán nhu cầu nguyên liệu đầu vào. Lĩnh vực giao thông áp dụng khung phân tích ASIF (Hoạt động - Cơ cấu - Cường độ - Nhiên liệu). Mô hình sở hữu phương tiện đường bộ dựa trên hàm Gompertz để dự báo tỷ lệ sở hữu xe theo thu nhập bình quân đầu người. Chi phí công nghệ (ví dụ: pin xe điện) được mô hình hóa theo đường cong học tập (learning curves). Nhu cầu dịch vụ năng lượng (sưởi, làm mát, nấu ăn...) được tính toán dựa trên diện tích sàn, sở hữu thiết bị và các biến khí hậu. Việc lựa chọn công nghệ được thực hiện thông qua hàm Weibull dựa trên chi phí vòng đời và các rào cản phi kinh tế.



Hình 1. Mô hình năng lượng và khí hậu toàn cầu (GEC Model) [1].



Hình 2. Module nguồn cung dầu trong GEC Model [1].



Hình 3. Các doanh nghiệp năng lượng được đánh giá theo loại hình doanh nghiệp, khu vực địa lý, sản lượng, và tư cách thành viên của OGDC và OGMP [2].

- Mô hình hóa chuyển đổi năng lượng (transformation)

Lĩnh vực phát điện là trung tâm của quá trình chuyển đổi, với các điểm mới trong phương pháp đánh giá năm 2025:

Chi phí quy dẫn điều chỉnh theo giá trị (VALCOE): Thay vì chỉ sử dụng LCOE truyền thống, GEC Model sử dụng VALCOE để so sánh tính cạnh tranh của các công nghệ. VALCOE bao gồm LCOE cộng thêm các điều

chỉnh về giá trị năng lượng, giá trị công suất và giá trị linh hoạt của từng công nghệ đối với hệ thống. Công thức tính toán bao gồm sự khác biệt giữa giá trị của từng tổ máy so với giá trị trung bình hệ thống.

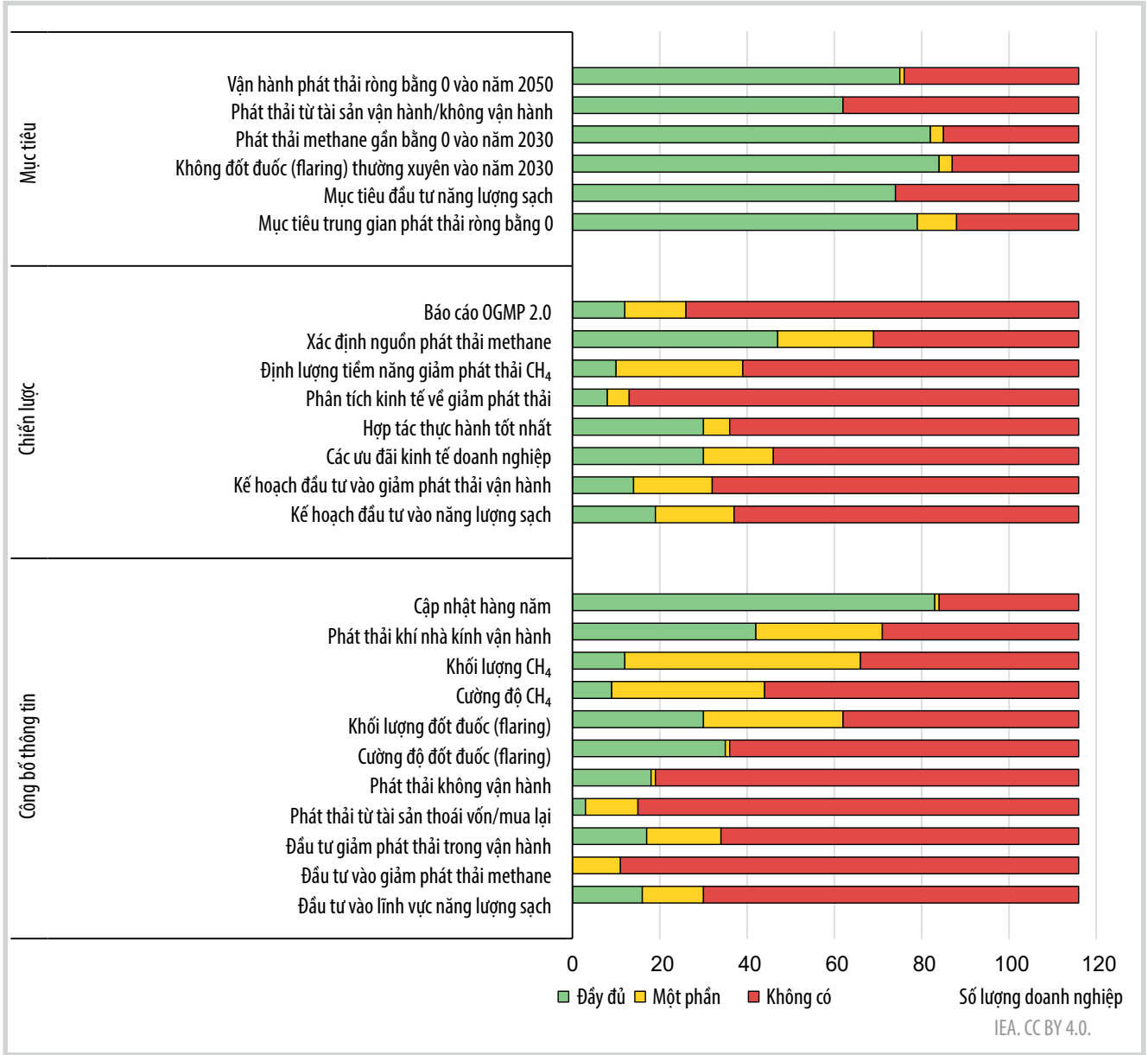
Để đánh giá thách thức tích hợp năng lượng tái tạo biến đổi (VRE), GEC Model sử dụng mô hình mô phỏng hoạt động của hệ thống điện trong 8.760 giờ của năm (Hourly Model), tối ưu hóa việc huy động nguồn, lưu trữ và đáp ứng nhu cầu để đạt chi phí vận hành thấp nhất, đảm bảo độ tin cậy hệ thống ngay cả trong các kịch bản VRE cao. Năm 2025, phương pháp ước tính hồ sơ phát điện gió và mặt trời theo giờ đã được cải tiến dựa trên dữ liệu khí tượng tái phân tích (reanalysis data).

IEA lưu ý rằng chi phí công nghệ gió

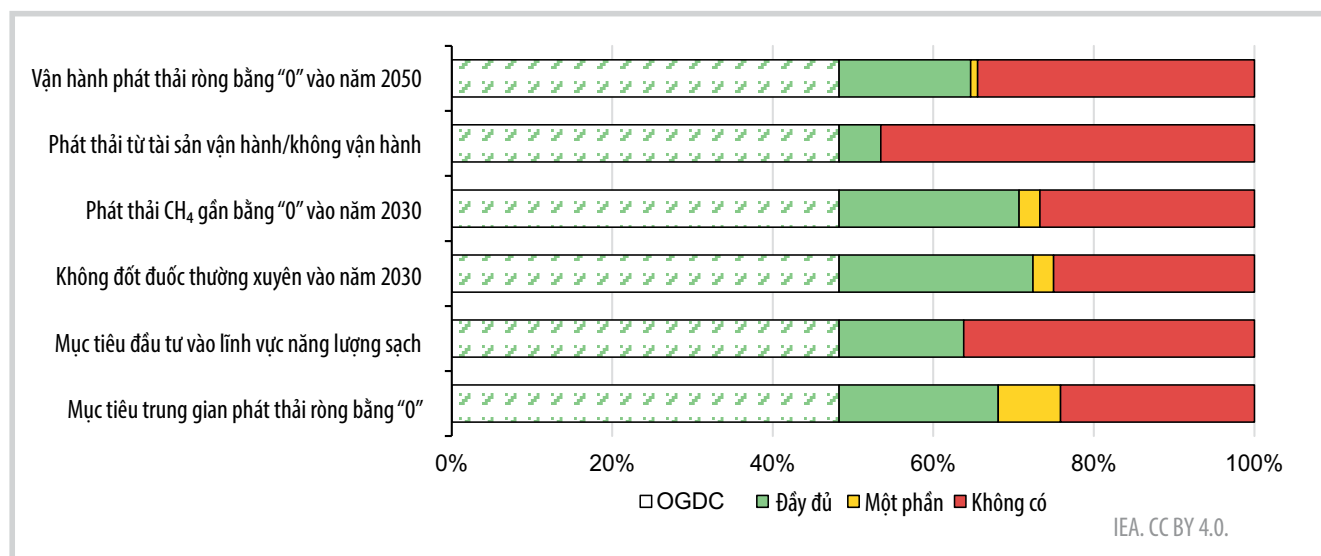
và mặt trời tiếp tục giảm về dài hạn, nhưng thực tế giai đoạn 2023 - 2024 chứng kiến sự suy giảm lợi nhuận của các nhà sản xuất turbine và module PV. Nguyên nhân là do chi phí nguyên vật liệu tăng, biến động chuỗi cung ứng và cạnh tranh gay gắt. Điều này giải thích vì sao các chỉ số như VALCOE – phản ánh “giá trị hệ thống” của từng công nghệ, chứ không chỉ chi phí LCOE – được sử dụng trong GEC Model 2025 trở nên quan trọng hơn bao giờ hết.

- Cung ứng nhiên liệu và khoáng sản thiết yếu

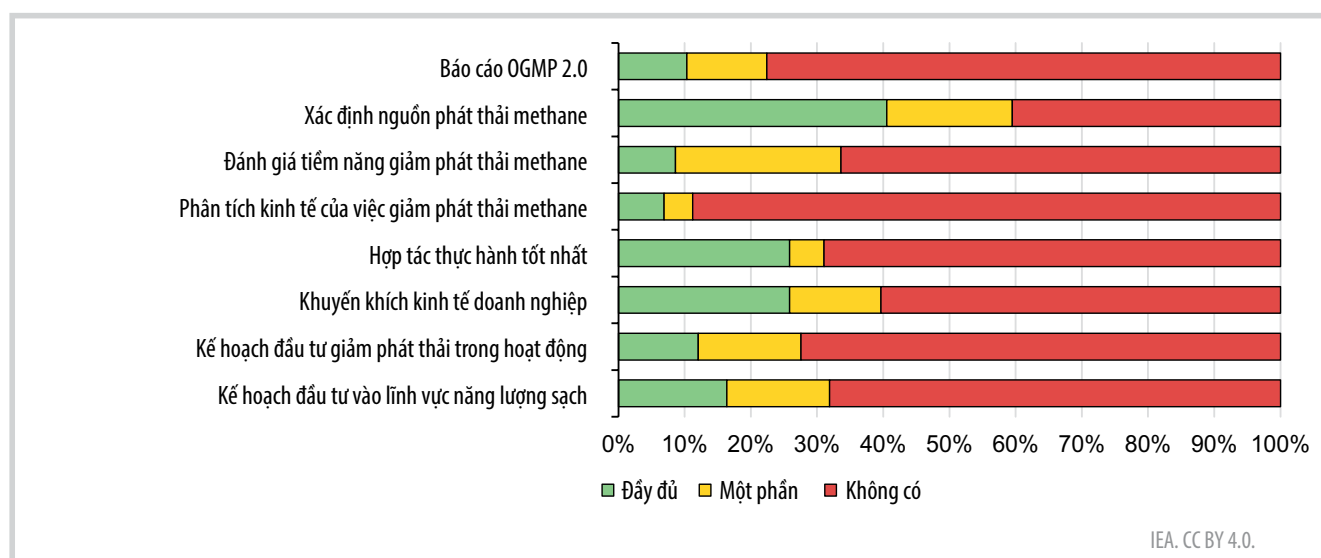
Sản lượng dầu khí được dự báo theo phương pháp "bottom-up" dựa trên phân tích từng mỏ (field-by-field), xem xét tốc độ suy giảm tự nhiên và các dự án mới. Tỷ lệ suy giảm của các mỏ dầu khí đã qua đỉnh sản xuất được cập nhật dựa trên dữ liệu từ Rystad Energy, cho thấy mỏ dầu trên bờ suy giảm trung bình 4,2%/năm, trong khi mỏ ngoài khơi sâu suy giảm tới 10,3%/năm. Mô hình đã mở rộng phạm vi đánh giá nhu cầu và nguồn cung (bao gồm cả tái chế) cho các khoáng sản quan trọng như: Lithium, cobalt, nickel, đồng



Hình 4. Kết quả đánh giá 116 doanh nghiệp năng lượng dựa trên 25 chỉ số [2].



Hình 5. Kết quả đánh giá doanh nghiệp năng lượng về nhóm chỉ số thiết lập mục tiêu [2].



Hình 6. Kết quả đánh giá doanh nghiệp năng lượng về nhóm chỉ số chiến lược thực thi [2].

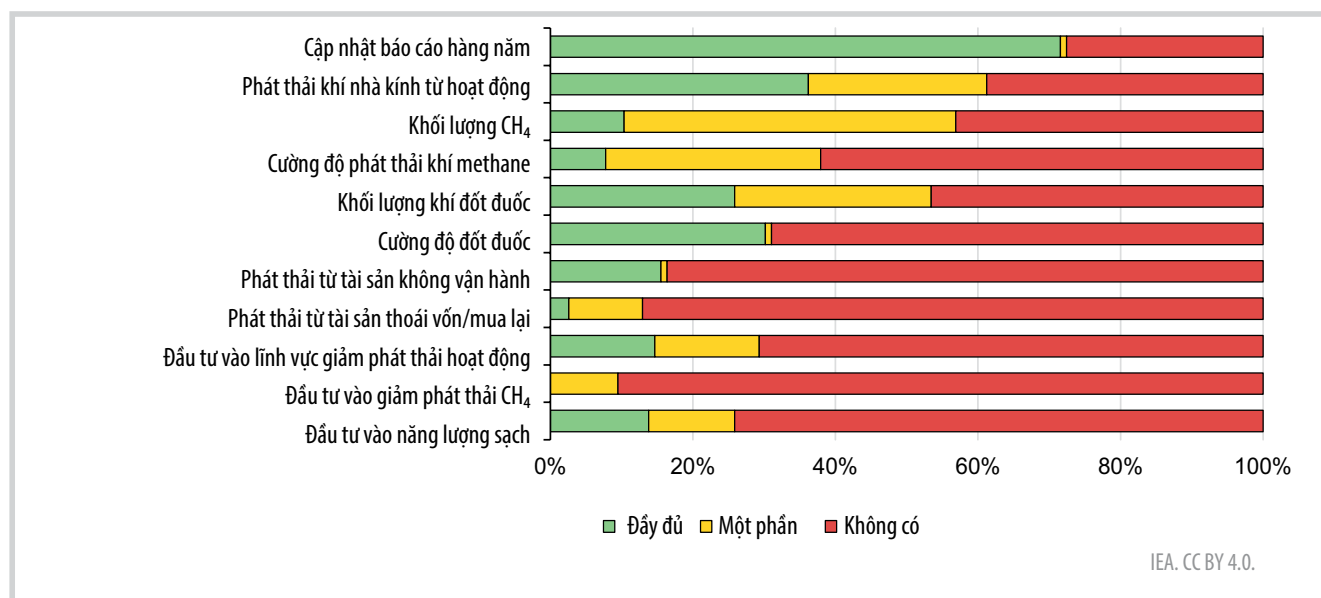
và đất hiếm. Nguồn cung thứ cấp từ tái chế pin xe điện cũng được mô hình hóa chi tiết (scrapage curves).

Trong khi GEC Model vạch ra các lộ trình vĩ mô, IEA đánh giá thực tế triển khai các mục tiêu OGDC của 116 doanh nghiệp năng lượng hàng đầu chiếm 80% sản lượng toàn cầu (Hình 3). Khung đánh giá bao gồm 25 chỉ số chia thành 3 nhóm: Thiết lập mục tiêu, chiến lược thực thi và công bố thông tin. Kết quả đánh giá cho thấy khoảng cách lớn giữa cam kết và hành động thực tế. Điểm trung bình của

các doanh nghiệp chỉ đạt 9 trên tổng số 25 điểm. Các công ty dầu khí quốc tế (IOC) đạt điểm trung bình 20,4 điểm, trong đó Equinor có điểm số cao nhất (23/25). Nhóm công ty dầu khí quốc gia (NOC) có điểm trung bình thấp, chỉ đạt 8,0 điểm, có sự phân hóa lớn, với các INOC (NOC hoạt động quốc tế) đạt điểm cao hơn đáng kể so với các NOC thuần túy. Các thành viên tham gia OGDC có điểm trung bình cao hơn 6 điểm so với các công ty không tham gia, cho thấy vai trò quan trọng của các sáng kiến hợp tác trong việc chuẩn hóa mục tiêu và chia sẻ kinh nghiệm (Hình 4).

- Thiết lập mục tiêu (Hình 5)

Nhóm chỉ số thiết lập mục tiêu có điểm số cao nhất (trung bình 66%). Khoảng 70 doanh nghiệp đã công bố mục tiêu đạt mức phát thải methane gần bằng 0 và chấm dứt đốt bỏ khí (flaring) định kỳ vào năm 2030. Trong đó, có 75 doanh nghiệp đã tuyên bố ý định đạt phát thải ròng bằng 0 từ hoạt động vận hành (Scope 1 & 2) vào năm 2050; 82 doanh nghiệp nhận được điểm tối đa cho việc đặt mục tiêu giảm phát thải methane xuống mức gần bằng 0 vào năm 2030 (cường độ <0,2%); 84 doanh nghiệp cam kết chấm



Hình 7. Kết quả đánh giá doanh nghiệp năng lượng về nhóm chỉ số công bố và báo cáo thông tin [2].

dứt đốt bỏ khí định kỳ vào năm 2030, phù hợp với sáng kiến Zero Routine Flaring (không đốt được thường xuyên) của Ngân hàng Thế giới (WB). Mặc dù các thành viên OGDC cam kết tham gia với các đối tác liên doanh, nhưng chưa đến 20% nhắc lại mục tiêu này trong báo cáo riêng.

- Chiến lược thực thi (Hình 6)

Điểm số cho nhóm chiến lược thực thi thấp nhất, trung bình chỉ đạt 18%, phản ánh sự thiếu hụt trong việc công bố kế hoạch cụ thể để đạt được mục tiêu. Cụ thể, có 69 doanh nghiệp đạt điểm (một phần hoặc toàn bộ) cho việc nhận diện nguồn phát thải methane (chỉ số 8), nhưng chỉ có 13 doanh nghiệp thực hiện phân tích kinh tế về các biện pháp giảm thiểu (chỉ số 10); 76 doanh nghiệp không công bố kế hoạch đầu tư cụ thể cho việc giảm phát thải vận hành hoặc năng lượng sạch. Các doanh nghiệp thường gộp chung đầu tư năng lượng sạch và giảm phát thải vào một con số "đầu tư carbon thấp" chung chung, gây khó khăn cho việc đánh giá. Chỉ có khoảng 30 doanh nghiệp đang hợp tác với các đối tác để chia sẻ giải pháp giảm phát thải, ví dụ như BP hợp tác với SOCAR hay

TotalEnergies chia sẻ công nghệ drone phát hiện methane.

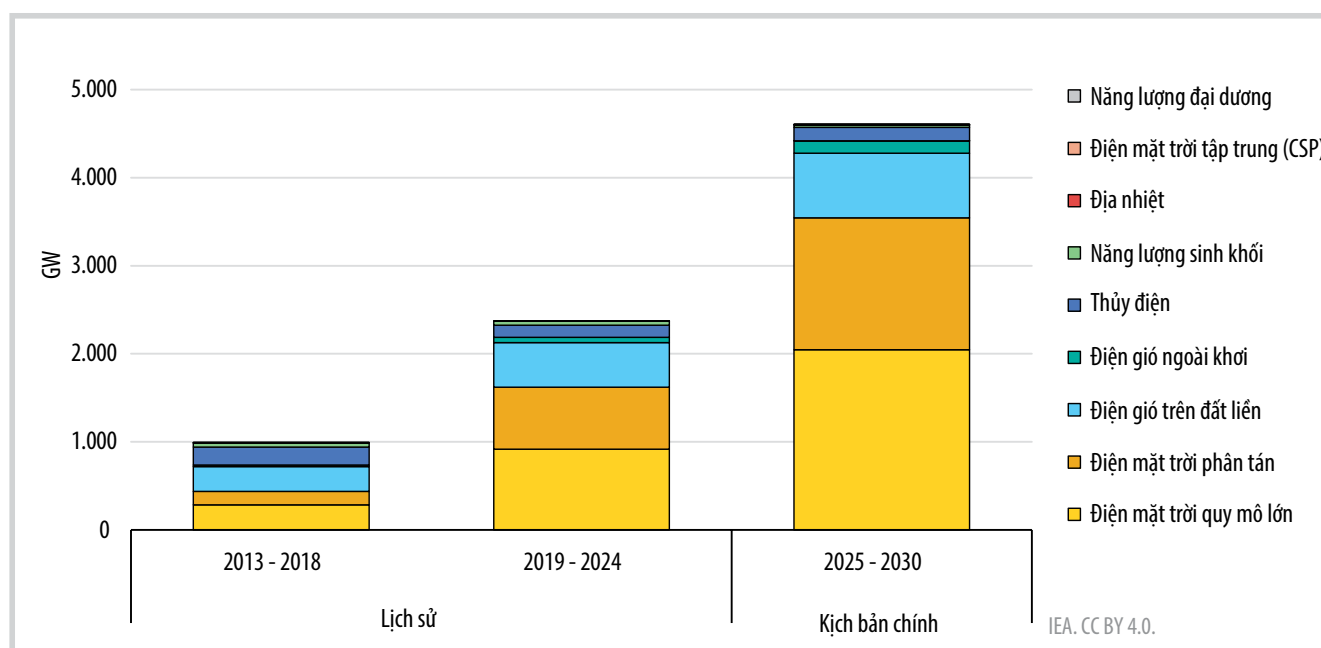
- Công bố và báo cáo (Hình 7)

IEA cho rằng mức độ minh bạch chỉ đạt trung bình 21%. Khoảng một nửa số doanh nghiệp báo cáo khối lượng và cường độ phát thải methane, nhưng chỉ những doanh nghiệp đạt "Tiêu chuẩn Vàng" (Gold Standard) của Hiệp hội Methane Dầu khí (OGMP 2.0) mới nhận được điểm tối đa. Các thành viên OGMP 2.0 có điểm số trung bình cao gấp 3 lần so với các doanh nghiệp không tham gia trong các chỉ số về chiến lược và báo cáo. Trong số 84 doanh nghiệp cam kết chấm dứt đốt bỏ khí định kỳ, có tới 27 doanh nghiệp không báo cáo dữ liệu cụ thể về khối lượng hoặc cường độ đốt bỏ, có rất ít doanh nghiệp phân tách rõ ràng giữa đốt bỏ định kỳ và không định kỳ. Không có công ty nào đạt điểm tối đa cho chỉ số báo cáo đầu tư giảm methane (chỉ số 24) do thiếu định nghĩa rõ ràng và số liệu cụ thể. Về chuyển nhượng tài sản, chưa đến 10% doanh nghiệp báo cáo về tác động của việc thoái vốn hoặc mua lại tài sản đối với hồ sơ phát thải. Điều này tạo ra rủi ro "rò rỉ khí thải" khi tài sản phát thải cao

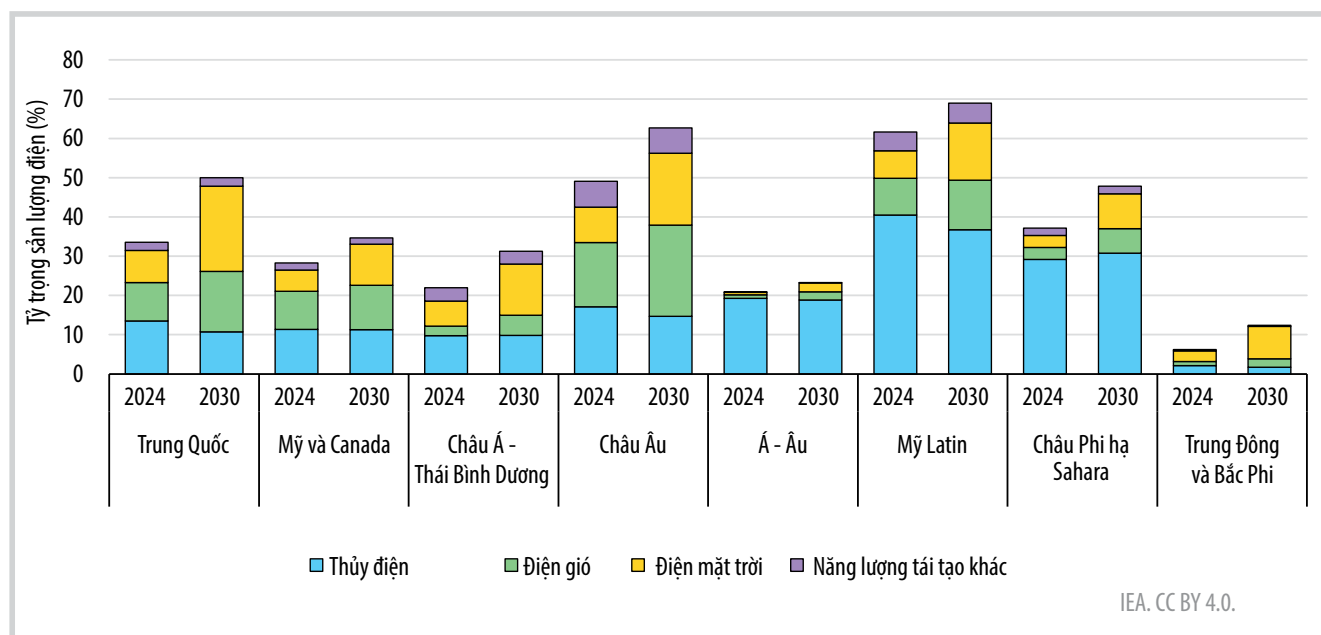
được chuyển sang các chủ sở hữu ít minh bạch hơn.

Sự kết nối giữa GEC Model và đánh giá thực tế cho thấy tầm quan trọng của dữ liệu chính xác. GEC Model dựa vào các hệ số phát thải và dữ liệu vệ tinh để ước tính phát thải methane từ khai thác dầu khí và than. Trong khi đó, IEA nhấn mạnh vai trò của OGMP 2.0 trong việc chuyển từ ước tính dựa trên hệ số sang đo đạc thực tế. Việc các doanh nghiệp tham gia OGMP 2.0 và đạt Tiêu chuẩn vàng là bước đi thiết yếu để cải thiện độ chính xác của các mô hình vĩ mô như GEC.

GEC Model tính toán nhu cầu đầu tư dựa trên chi phí công nghệ và công suất lắp đặt mới. Tuy nhiên, thực tế đánh giá doanh nghiệp cho thấy sự thiếu minh bạch trong báo cáo đầu tư. Chỉ 19 doanh nghiệp công bố kế hoạch định lượng cho đầu tư năng lượng sạch. Sự thiếu hụt thông tin này (đặc biệt ở chỉ số 24 về đầu tư giảm methane) làm giảm độ tin cậy của các cam kết Net Zero và gây khó khăn cho việc theo dõi dòng vốn tài chính xanh được mô hình hóa trong GEC.



Hình 8. Tăng trưởng công suất điện tái tạo theo từng phân khúc công nghệ theo kịch bản chính giai đoạn 2013 - 2030 [3].



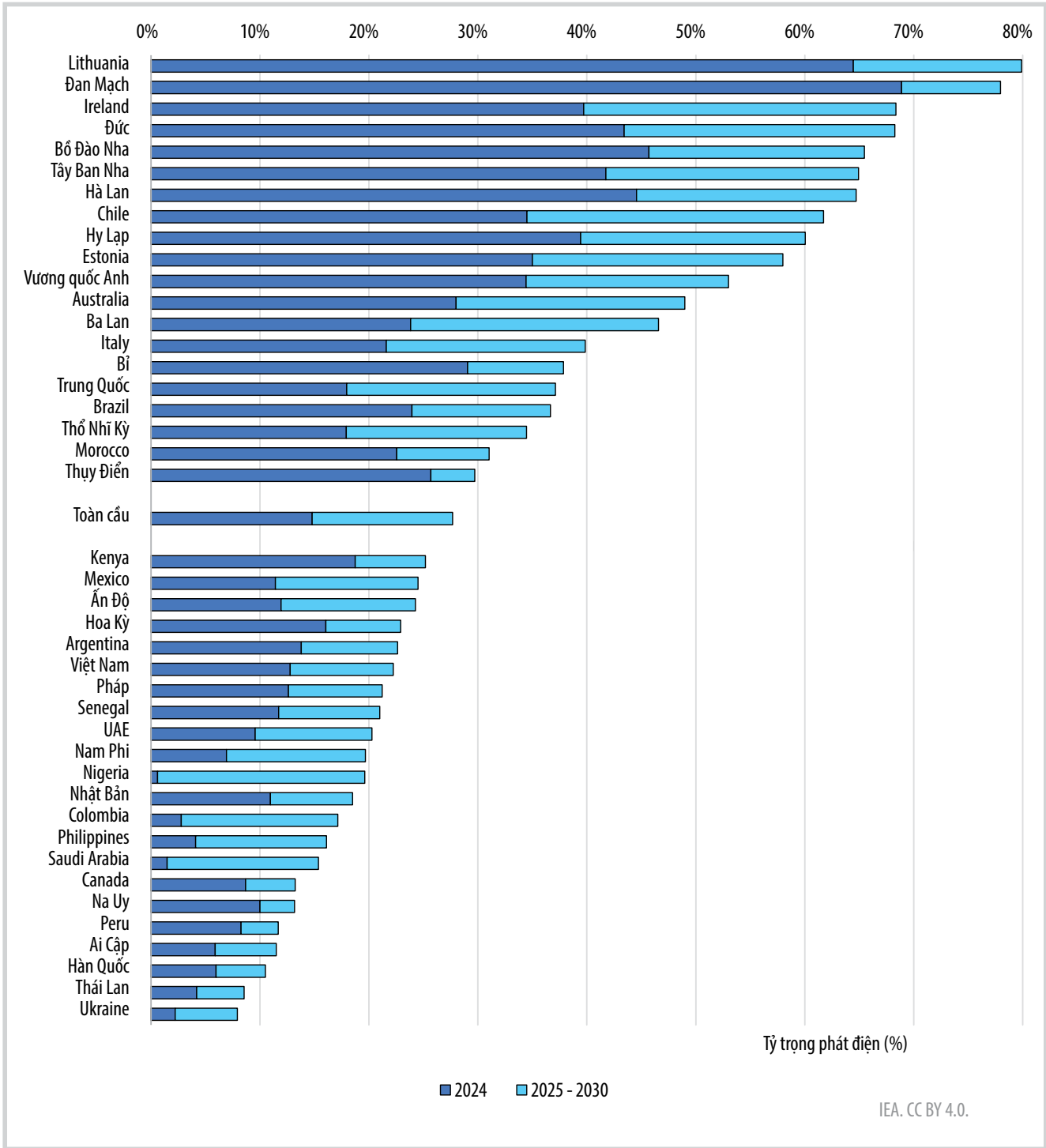
Hình 9. Tỷ trọng các công nghệ năng lượng tái tạo trong sản xuất điện theo khu vực [3].

GEC Model 2025 đã tích hợp sâu module khoáng sản thiết yếu, dự báo nhu cầu tăng vọt cho các công nghệ sạch. Điều này đặt ra yêu cầu mới cho các doanh nghiệp dầu khí trong việc đa dạng hóa danh mục đầu tư sang chuỗi cung ứng năng lượng sạch (như khai thác lithium, đầu tư pin lưu trữ). Một số doanh nghiệp đã bắt đầu báo cáo đầu tư vào năng lượng sạch (chỉ số 25), nhưng

phần lớn vẫn chưa tách bạch rõ ràng các khoản đầu tư này.

Trong Báo cáo "Renewables 2025" [3], IEA dự báo tổng công suất điện tái tạo toàn cầu dự kiến sẽ tăng gấp đôi từ nay đến năm 2030, tương đương mức tăng thêm khoảng 4.600 GW, tương đương với tổng công suất phát điện hiện nay của Trung Quốc, Liên minh châu Âu và Nhật Bản cộng lại. Trong đó, năng lượng mặt trời tiếp tục

là động lực tăng trưởng chính, chiếm gần 80% mức tăng công suất mới, theo sau là điện gió, thủy điện, sinh khối và địa nhiệt. Hơn 80% các quốc gia được dự báo sẽ ghi nhận tốc độ phát triển năng lượng tái tạo trong giai đoạn 2025 - 2030 nhanh hơn đáng kể so với 5 năm trước đó (Hình 8). Tuy nhiên, đi kèm là những thách thức lớn về rủi ro chuỗi cung ứng và thiếu hụt vốn đầu tư cho hạ tầng truyền tải và dự trữ

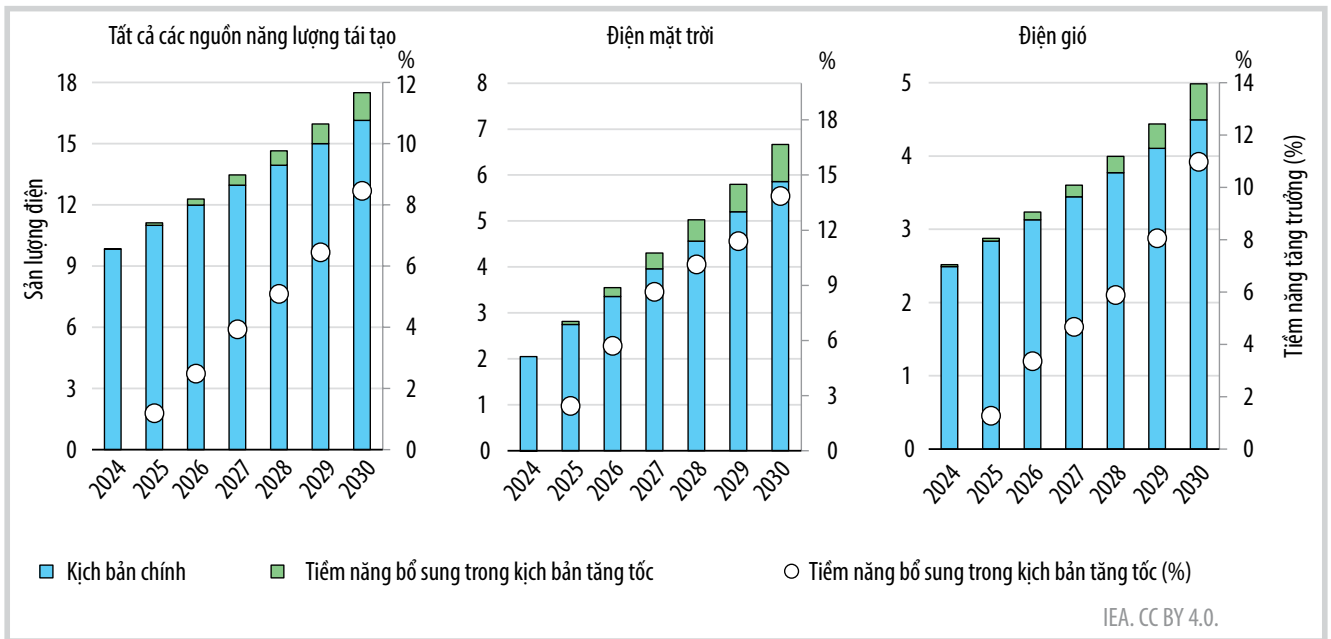


Hình 10. Tỷ trọng phát điện từ nguồn năng lượng tái tạo biến đổi (VRE) tại một số quốc gia năm 2024 và giai đoạn 2025 - 2030 [3].

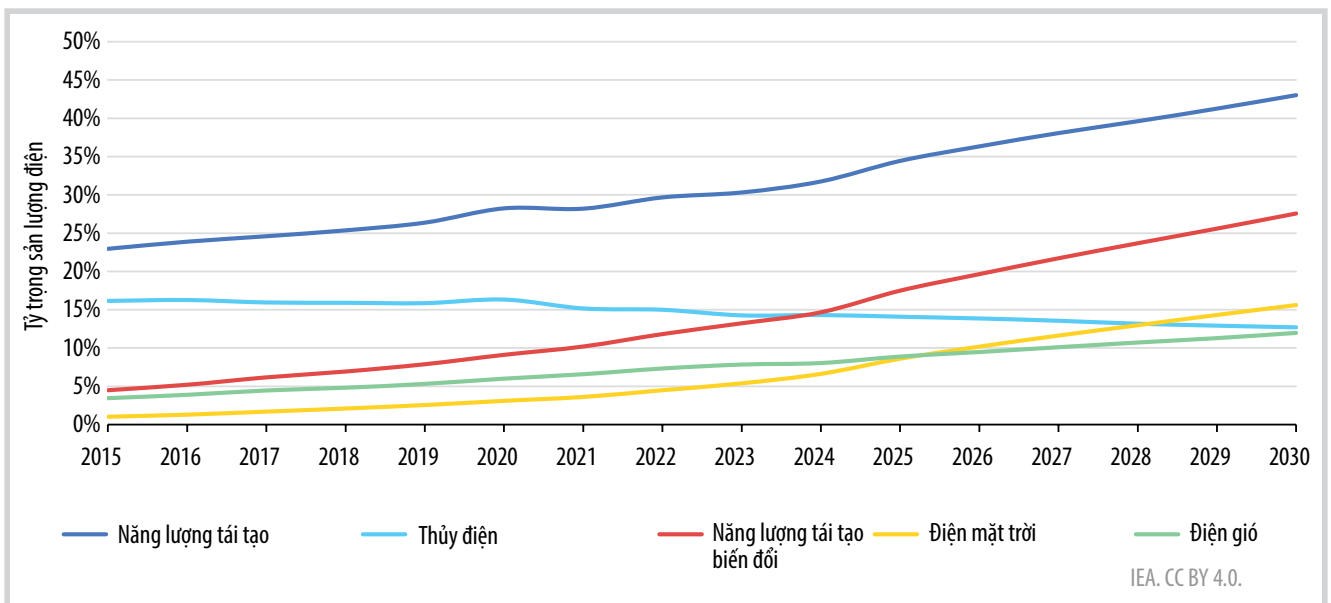
năng lượng. Công suất lắp đặt mới điện mặt trời sẽ tăng hơn gấp đôi trong 5 năm tới, trong khi đó điện gió - đặc biệt là điện gió ngoài khơi - đối mặt với chi phí tăng. Mặc dù vậy, công suất điện gió toàn cầu vẫn được dự báo tăng gần gấp đôi, vượt mốc 2.000 GW vào năm 2030, nhất là khi

Trung Quốc và châu Âu triển khai các biện pháp hỗ trợ ngành công nghiệp turbine. Địa nhiệt cũng được dự báo đạt mức tăng trưởng lịch sử, với công suất bổ sung năm 2030 gấp 3 lần so với năm 2024, chủ yếu đến từ Mỹ, Indonesia, Nhật Bản, Thổ Nhĩ Kỳ, Kenya và Philippines (Hình 9).

So với dự báo của IEA trước đó, tốc độ tăng trưởng năng lượng tái tạo toàn cầu trong giai đoạn 2025 - 2030 giảm nhẹ khoảng 5%, chủ yếu do thay đổi chính sách tại Mỹ và Trung Quốc. Trung Quốc chuyển từ biểu giá FIT sang cơ chế đấu thầu khiến lợi nhuận của các dự án sụt



Hình 11. Sản lượng điện tái tạo toàn cầu theo các kịch bản [3].



Hình 12. Tỷ trọng sản lượng điện tái tạo toàn cầu theo từng công nghệ trong giai đoạn 2015 - 2030 [3].

giảm và ảnh hưởng đến tốc độ lắp đặt. Dù vậy, Trung Quốc vẫn chiếm gần 60% mức tăng công suất tái tạo toàn cầu, và được dự báo hoàn thành mục tiêu 2035 sớm hơn 5 năm.

Những phân tích của IEA trong Renewables 2025 cho thấy dù thế giới đang đạt kỷ lục mới về công suất tái tạo mỗi năm, thiếu hụt hạ tầng truyền tải - đặc biệt tại Mỹ, châu Âu và khu vực Đông Nam Á - đang trở thành điểm nghẽn lớn nhất

của chuyển dịch năng lượng. Nhiều dự án điện gió và mặt trời đang phải chờ hàng năm để được kết nối lưới. Điều này đồng nghĩa rằng ngay cả các doanh nghiệp dầu khí cam kết đầu tư năng lượng sạch cũng có thể gặp rủi ro “không giải phóng được công suất”, làm giảm hiệu quả CAPEX và kéo dài thời gian hoàn vốn.

Triển vọng phát triển năng lượng tái tạo đang trở nên tích cực hơn tại Ấn Độ, châu Âu và các nền kinh tế mới nổi so với

dự báo năm trước. Với cơ chế hỗ trợ mới cho điện mặt trời áp mái và thủ tục cấp phép thủy điện được đẩy nhanh, Ấn Độ đang đi đúng hướng để đạt mục tiêu năm 2030 và trở thành thị trường tăng trưởng năng lượng tái tạo lớn thứ 2 thế giới, với tổng công suất dự kiến tăng gấp 2,5 lần trong vòng 5 năm tới (Hình 10).

Đối với Liên minh châu Âu, dự báo tăng trưởng được điều chỉnh tăng nhẹ, chủ yếu nhờ khối lượng lắp đặt điện mặt

trời quy mô lớn cao hơn kỳ vọng, đặc biệt được thúc đẩy bởi thị trường hợp đồng mua bán điện (PPA) tại Đức, Tây Ban Nha, Italy và Ba Lan. Xu hướng này giúp bù đắp cho triển vọng yếu hơn trong lĩnh vực điện gió ngoài khơi.

Tại khu vực Trung Đông và Bắc Phi (MENA), dự báo tăng trưởng được điều chỉnh tăng 25%, chủ yếu do đẩy mạnh triển khai các dự án điện mặt trời tại Saudi Arabia. Trong khi đó, ở khu vực Đông Nam Á, tốc độ triển khai điện mặt trời và điện gió đang tăng nhanh nhờ các mục tiêu tham vọng hơn và việc áp dụng cơ chế đấu thầu mới.

Tổng công suất điện tái tạo toàn cầu năm 2030 dự kiến tăng gấp 2,6 lần so với năm 2022, nhưng vẫn chưa đạt mục tiêu so với cam kết đưa ra tại COP28 (Hình 11). Mục tiêu tăng gấp 3 lần công suất điện tái tạo toàn cầu vào năm 2030 vẫn có thể đạt được nếu các quốc gia thực hiện biện pháp tăng tốc, bao gồm giảm bất định chính sách, rút ngắn thời gian cấp phép, tăng đầu tư vào lưới điện, mở rộng khả năng linh hoạt của hệ thống để tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi, và

giảm thiểu rủi ro tài chính cho các dự án. Kịch bản tăng tốc của IEA cho thấy tổng công suất năng lượng tái tạo toàn cầu năm 2030 có thể tăng gấp 2,8 lần so với năm 2022 nếu các giải pháp trên được thực thi đồng bộ (Hình 12).

Sự chuyển dịch năng lượng toàn cầu không chỉ là các kịch bản mà đang trở thành thước đo năng lực cạnh tranh và trách nhiệm của doanh nghiệp. Việc tham gia OGDC và đặc biệt là OGMP 2.0 là con đường nhanh nhất để tiếp cận các chuẩn mực báo cáo quốc tế, cải thiện chất lượng dữ liệu phát thải methane và nâng cao tín nhiệm. Các doanh nghiệp cần phân tách rõ ràng phát thải Scope 1 (methane, flaring, CO₂), báo cáo riêng biệt cho tài sản vận hành và không vận hành, cũng như công bố tác động phát thải từ các hoạt động mua bán sáp nhập. Thay vì các cam kết chung chung, doanh nghiệp cần công bố kế hoạch vốn (CAPEX) chi tiết cho việc giảm phát thải vận hành và đầu tư năng lượng mới, tách biệt rõ ràng giữa các hạng mục; đồng thời sử dụng các phương pháp tiếp cận như VALCOE trong GEC Model để đánh giá hiệu quả đầu tư các dự án điện

và năng lượng tái tạo, đảm bảo tính cạnh tranh trong dài hạn.

Hồng Hạnh

Tài liệu tham khảo

[1] International Energy Agency (IEA), "Global energy and climate model", 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model>.

[2] International Energy Agency (IEA), United Nations Environment Programme (UNEP), and Environmental Defense Fund (EDF), "Pledges to progress 2025: An assessment of transparency of the oil and gas industry's emissions reduction efforts", 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/pledges-to-progress-2025>.

[3] International Energy Agency (IEA), "Renewable 2025", 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2025>.