

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 2/2025

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

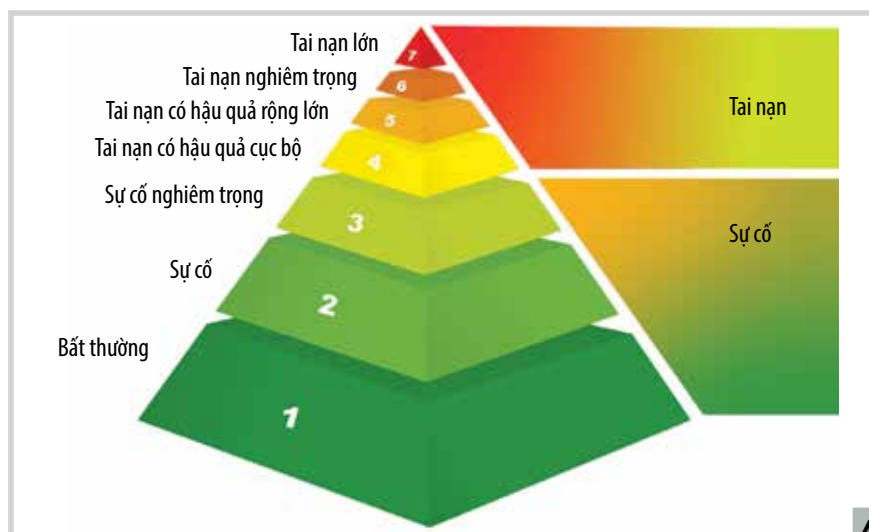
TỔ CHỨC THỰC HIỆN

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



41



4. Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025 của Bộ Chính trị: Bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045

12. Phát triển sản xuất và ứng dụng vật liệu ống nanocarbon (CNT) từ các nguồn khí thiên nhiên của Việt Nam có hàm lượng CO₂ cao

23. Phát triển nhiên liệu đặc chủng phục vụ quốc phòng - an ninh: Bài toán công nghệ tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

33. Ứng dụng dung dịch graphene vào hệ sơn epoxy

39. Khuyến nghị của IAEA về việc cải thiện nội dung: Mối đe dọa làm cơ sở thiết kế (DBT) trong báo cáo tự đánh giá cơ sở hạ tầng nhà máy điện hạt nhân

49. Khảo sát môi trường đối với dự án điện gió ngoài khơi ở Việt Nam: khoảng trống pháp lý và kinh nghiệm quốc tế

58. Hệ thống khung pháp lý về thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon của Indonesia

68. Nghiên cứu ứng dụng công nghệ nhiệt phân chuyển hóa rác thải nhựa thành nhiên liệu lỏng

78. Xu hướng chuyển dịch năng lượng và 3 mô hình chiến lược điển hình

LỜI GIỚI THIỆU

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” đặt ra mục tiêu cụ thể đến năm 2030: Tổng cung năng lượng sơ cấp khoảng 150 - 170 triệu tấn dầu quy đổi; tổng công suất các nguồn điện khoảng 183 - 236 GW (hoặc có thể cao hơn tùy thuộc vào nhu cầu tình hình phát triển kinh tế - xã hội theo thời kỳ); tổng sản lượng điện khoảng 560 - 624 tỷ kWh; tỷ lệ năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp khoảng 25 - 30%...

Trong số này, Đặc san Dầu khí - Khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo giới thiệu các nghiên cứu, ứng dụng công nghệ trong lĩnh vực chuyển dịch năng lượng, đặc biệt là mục tiêu, nhiệm vụ, giải pháp trọng tâm để đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia trong Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025 của Bộ Chính trị. Kết quả nghiên cứu phát triển sản xuất và ứng dụng vật liệu ống nanocarbon (CNT) từ các nguồn khí thiên nhiên của Việt Nam có hàm lượng CO₂ cao cho thấy mỏ khí Cá Voi Xanh là một nguồn nguyên liệu tiềm năng thuận lợi cho quá trình sản xuất CNT, thử nghiệm với nguồn khí và nguyên liệu khác để có thể đa dạng hóa nguồn nguyên liệu, giảm giá thành và chi phí sản xuất CNT.

Cũng trong số này, Đặc san Dầu khí - Khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo giới thiệu các nghiên cứu: “Phát triển nhiên liệu đặc chủng phục vụ quốc phòng - an ninh: Bài toán công nghệ tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất”, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, giảm phụ thuộc vào nguồn nhiên liệu nhập khẩu và nâng cao năng lực làm chủ công nghệ lọc - hóa dầu trong nước; “Ứng dụng dung dịch graphene vào hệ sơn epoxy” góp phần thực hiện chiến lược phát triển vật liệu carbon thấp, góp phần thực hiện mục tiêu “xanh hóa” ngành công nghiệp năng lượng Việt Nam.

Để góp phần tháo gỡ các điểm nghẽn về thể chế, chính sách cho lĩnh vực năng lượng mới, Đặc san Dầu khí - Khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo phân tích các khuyến nghị của IAEA về cải thiện nội dung mỗi đe dọa làm cơ sở thiết kế (DBT) trong báo cáo tự đánh giá cơ sở hạ tầng nhà máy điện hạt nhân; giới thiệu kinh nghiệm quốc tế trong việc xây dựng khung pháp lý về thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon; quy định khảo sát môi trường đối với các dự án điện gió ngoài khơi; 3 mô hình chiến lược của Equinor, Chevron, Petronas và đề xuất các giải pháp hỗ trợ quá trình chuyển dịch năng lượng bền vững.

Ban Biên tập hy vọng từ góc nhìn của các chuyên gia, nhà khoa học cùng các giải pháp về công nghệ, quản lý, quản trị, sẽ góp phần phát triển Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam có tiềm lực mạnh, quản trị hiện đại, năng lực cạnh tranh cao, tiên phong trong chuyển dịch năng lượng và tăng trưởng xanh bền vững.

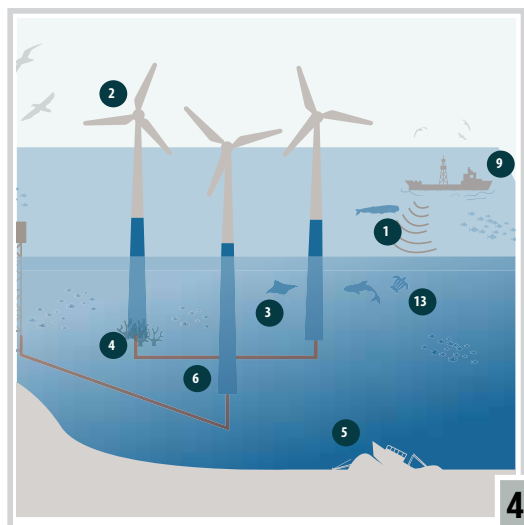
TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

Phó Tổng giám đốc

Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam



TS. Lê Xuân Huyền



49

12. Advancing the production and application of carbon nanotubes (CNT) from Vietnam's high-CO₂ natural gas sources

23. Developing specialized fuels for national defense and security: Technological challenges at Dung Quat Refinery

33. Application of graphene solution in epoxy paint systems

39. IAEA's recommendations on enhancing the design basic threat (DBT) section in the self-evaluation report for nuclear power plant

41. Environmental assessment regulations for offshore wind in Vietnam: Legal framework, challenges and recommendations from international experience

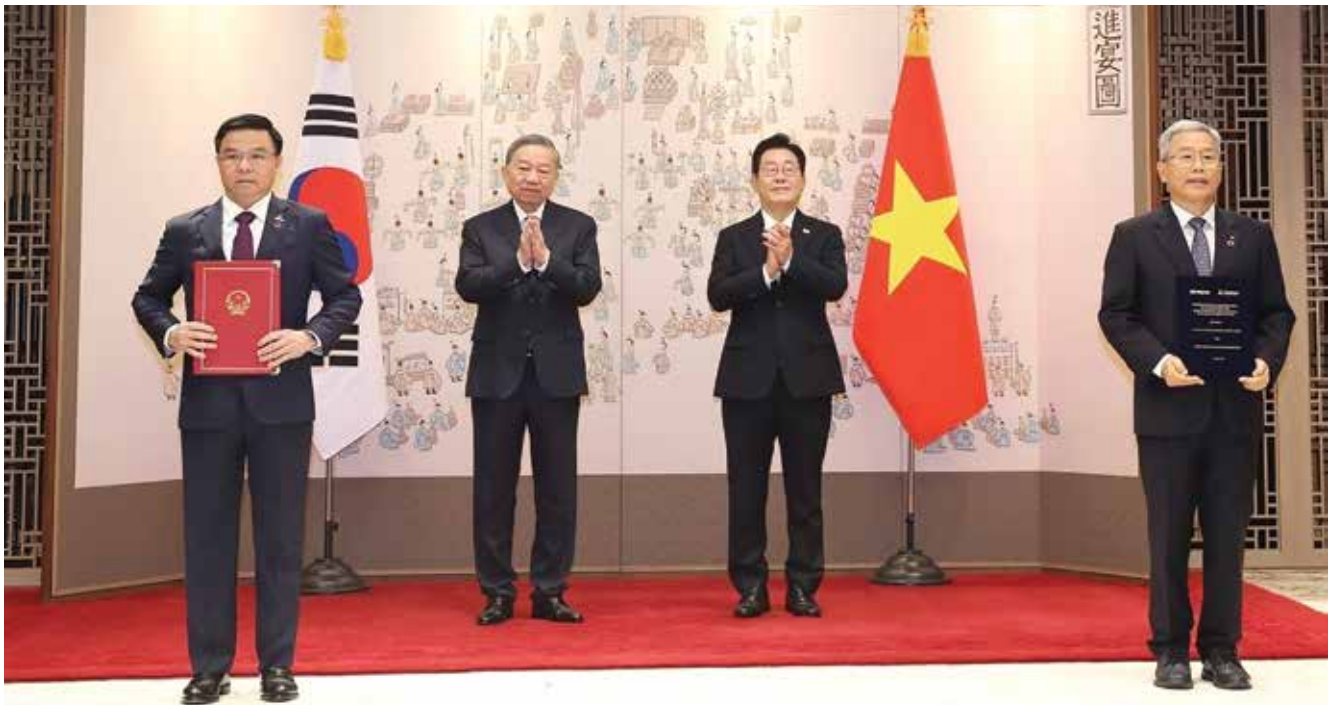
58. Legal and regulatory framework for carbon capture, utilization and storage of the republic of Indonesia

68. Research on application of pyrolysis technology to convert plastic waste into liquid fuel

78. Energy transition trends and three typical strategic models

NGHỊ QUYẾT SỐ 70-NQ/TW NGÀY 20/8/2025 CỦA BỘ CHÍNH TRỊ BẢO ĐẢM AN NINH NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA ĐẾN NĂM 2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2045

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” đánh dấu cột mốc mới trong tiến trình bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, trong đó đặt ra yêu cầu tháo gỡ các điểm nghẽn về thể chế cản trở sự phát triển của ngành năng lượng, khẳng định phát triển năng lượng được ưu tiên cao nhất để đáp ứng yêu cầu tăng trưởng liên tục trên 10% trong giai đoạn tới, thực hiện 2 mục tiêu chiến lược đến năm 2030 và năm 2045.



Tổng Bí thư Tô Lâm và Tổng thống Hàn Quốc Lee Jae Myung chứng kiến Lễ trao MOU về phát triển nguồn nhân lực trong lĩnh vực năng lượng hạt nhân giữa Petrovietnam và KEPCO. Ảnh: PVN

Ưu tiên phát triển năng lượng, đáp ứng yêu cầu tăng trưởng liên tục trên 10% trong giai đoạn tới

Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025 nêu rõ quan điểm chỉ đạo: Đảng lãnh đạo toàn diện; Nhà nước kiến tạo thể chế, chính sách đột phá và kiểm soát hạ tầng năng lượng chiến lược; người dân và doanh nghiệp là trung tâm, là chủ thể phát triển năng lượng quốc gia, trong đó kinh tế Nhà nước giữ vai trò chủ đạo, khu vực tư nhân là một trong những động lực quan trọng nhất. Bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia là nền tảng,

là tiền đề quan trọng để phát triển đất nước, là bộ phận quan trọng của an ninh quốc gia. Phát triển năng lượng được ưu tiên cao nhất để đáp ứng yêu cầu tăng trưởng liên tục trên 10% trong giai đoạn tới, thực hiện 2 mục tiêu 100 năm của đất nước. Quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia phải được lãnh đạo, chỉ đạo triển khai thực hiện tập trung, thống nhất, đồng bộ, nghiêm túc, hiệu quả.

Phát triển năng lượng phải phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa, gắn với thực hiện tiến bộ và công bằng xã hội, thực hiện an sinh xã hội,

bảo đảm quốc phòng, an ninh, bảo vệ môi trường và linh hoạt trong thực hiện cam kết quốc tế về giảm phát thải khí nhà kính. Xây dựng thị trường năng lượng đồng bộ, cạnh tranh, minh bạch, đa dạng hóa hình thức sở hữu và phương thức kinh doanh; áp dụng giá thị trường đối với mọi loại hình năng lượng, không bù chéo giữa các nhóm khách hàng. Khuyến khích và tạo điều kiện thuận lợi để các thành phần kinh tế, nhất là khu vực tư nhân tham gia phát triển năng lượng; bảo đảm kinh tế tư nhân cạnh tranh bình đẳng với các thành phần kinh tế khác trong phát triển các dự án năng lượng.

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; khai thác và sử dụng hợp lý các nguồn năng lượng hóa thạch trong nước, chú trọng bình ổn, điều tiết và bảo đảm dự trữ năng lượng quốc gia; phát triển điện hạt nhân, điện khí; có lộ trình giảm tỷ trọng điện than một cách hợp lý. Cơ cấu tối ưu hệ thống năng lượng quốc gia, bảo đảm tính đồng bộ, hiệu quả, phát huy lợi thế so sánh của từng vùng và địa phương.

Khuyến khích đầu tư và sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả, giảm phát thải, bảo vệ môi trường, thúc đẩy tăng năng suất lao động và đổi mới mô hình tăng trưởng, coi đây vừa là quyền lợi vừa là trách nhiệm của toàn xã hội; khuyến khích đầu tư và sử dụng công nghệ, trang thiết bị tiết kiệm năng lượng, thân thiện với môi trường. Ứng dụng khoa học, công nghệ, đổi mới sáng tạo và chuyển đổi số để thúc đẩy phát triển nhanh và bền vững ngành năng lượng; từng bước làm chủ công nghệ hiện đại, công nghệ năng lượng nguyên tử, tiến tới tự chủ sản xuất được phần lớn các thiết bị năng lượng phục vụ nhu cầu trong nước và xuất khẩu cả về công nghệ và thiết bị.

Đến năm 2030, Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025 đặt ra mục tiêu tổng quát là 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. Từng bước chuyển đổi năng lượng đáp ứng yêu cầu phát triển đất nước và cam kết quốc tế. Ngành năng lượng phát triển hài hòa giữa các phân ngành với hạ tầng đồng bộ và thông minh, đạt trình độ tiên tiến của khu vực ASEAN. Thị trường năng lượng

cạnh tranh, minh bạch, hiệu quả, phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa. Khai thác nhanh và sử dụng có hiệu quả nguồn tài nguyên năng lượng trong nước kết hợp với xuất nhập khẩu năng lượng hợp lý; năng lượng được sử dụng tiết kiệm và hiệu quả hơn. Nhiều vật tư thiết bị chính trong các phân ngành năng lượng được sản xuất trong nước; lưới truyền tải, phân phối điện được xây dựng hiện đại, thông minh.

Mục tiêu cụ thể đến năm 2030: Tổng cung năng lượng sơ cấp khoảng 150 - 170 triệu tấn dầu quy đổi; tổng công suất các nguồn điện khoảng 183 - 236 GW hoặc có thể cao hơn tùy thuộc vào nhu cầu tình hình phát triển kinh tế - xã hội theo thời kỳ; tổng sản lượng điện khoảng 560 - 624 tỷ kWh; tỷ lệ năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp khoảng 25 - 30%. Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng khoảng 120 - 130 triệu tấn dầu quy đổi. Hệ thống điện thông minh, hiệu quả, có khả năng kết nối an toàn với lưới điện khu vực; bảo đảm cung cấp điện an toàn, đáp ứng tiêu chí N-1 đối với vùng phụ tải quan trọng và N-2 đối với vùng phụ tải đặc biệt quan trọng. Độ tin cậy cung cấp điện năng và chỉ số tiếp cận điện năng thuộc Top 3 nước dẫn đầu ASEAN. Các cơ sở lọc dầu đáp ứng tối thiểu 70% nhu cầu xăng dầu trong nước; mức dự trữ xăng dầu đạt khoảng 90 ngày nhập ròng. Phát triển cơ sở đầy đủ năng lực nhập khẩu khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) theo nhu cầu cấp cho các nguồn điện khí LNG và các nhu cầu khác; hình thành các trung tâm năng lượng tập trung khí LNG hài hòa các vùng miền. Tỷ lệ tiết kiệm năng lượng trên tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng so với kịch bản phát triển bình thường khoảng 8 - 10%. Giảm phát thải khí nhà kính từ hoạt động năng lượng so với kịch bản phát triển bình thường khoảng 15 - 35%.

Về tầm nhìn đến năm 2045, Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025 đặt mục tiêu bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia; thị trường năng lượng cạnh tranh lành mạnh, bình đẳng, minh bạch, hiệu quả, phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa; ngành năng lượng phát triển đồng bộ, bền vững, sử dụng hiệu quả tài nguyên, bảo vệ môi trường, giảm phát thải khí nhà kính và thích ứng với biến đổi khí hậu; hệ thống hạ tầng năng lượng thông minh, hiện đại, kết nối hiệu quả với khu vực và quốc tế; chất lượng nguồn nhân lực, trình độ khoa học - công nghệ và năng lực quản trị ngành năng lượng đạt trình độ ngang với các nước công nghiệp phát triển hiện đại.

7 nhóm nhiệm vụ, giải pháp chủ yếu

Tăng cường sự lãnh đạo của Đảng, quản lý của Nhà nước và sự tham gia của cả hệ thống chính trị và nhân dân trong bảo đảm an ninh năng lượng

Bộ Chính trị yêu cầu cấp ủy đảng và chính quyền các cấp xác định rõ phát triển năng lượng quốc gia là nhiệm vụ quan trọng, xuyên suốt, cần nghiêm túc lãnh đạo, chỉ đạo, tổ chức triển khai thực hiện hiệu quả. Nâng cao hiệu lực, hiệu quả quản lý Nhà nước trong ngành năng lượng; phân định rõ trách nhiệm, quyền hạn, cơ chế phối hợp giữa các bộ, ngành Trung ương và địa phương; bảo đảm sự lãnh đạo, chỉ đạo, điều hành tập trung, đồng bộ, thống nhất từ Trung ương tới địa phương. Tăng cường công tác kiểm tra, giám sát việc thực hiện các chủ trương của Đảng, chính sách, pháp luật của Nhà nước về bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, nhất là đối với các quy hoạch năng lượng; bảo đảm chất lượng, tiến độ các dự án phát triển năng lượng.

Đẩy mạnh công tác tuyên truyền, nâng cao nhận thức của các cấp, các ngành và nhân dân về vai trò, tầm quan trọng của

an ninh năng lượng, chủ trương, đường lối của Đảng và chính sách, pháp luật của Nhà nước về phát triển năng lượng, bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia. Chú trọng tuyên truyền, nâng cao ý thức, thay đổi hành vi sử dụng năng lượng; phát động, triển khai hiệu quả các phong trào trong cộng đồng doanh nghiệp và người dân về chuyển đổi năng lượng, sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả gắn với bảo vệ môi trường. Phổ biến, nhân rộng các mô hình, giải pháp sản xuất và sử dụng năng lượng tái tạo hiệu quả, phù hợp với điều kiện của từng vùng, địa phương, nhất là các mô hình tự sản xuất, tự tiêu thụ tại doanh nghiệp, hộ gia đình, mô hình cộng đồng năng lượng; thúc đẩy phát triển mua bán điện trực tiếp cả nguồn và tải điện.

Hoàn thiện thể chế, chính sách để trở thành lợi thế cạnh tranh, nền tảng vững chắc, động lực mạnh mẽ thúc đẩy phát triển năng lượng

Quyết tâm, quyết liệt hoàn thiện và tổ chức triển khai hiệu quả pháp luật về điện lực, dầu khí, địa chất và khoáng sản, năng lượng nguyên tử, sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả. Rà soát, tháo gỡ các điểm nghẽn về thể chế trong quy hoạch, cấp phép, huy động vốn,... cho các dự án về năng lượng; có cơ chế, chính sách đặc thù vượt trội để thu hút và triển khai các dự án năng lượng quan trọng, cấp bách của quốc gia.

Hoàn thiện chính sách tài chính theo hướng huy động tối đa các nguồn vốn đầu tư tư nhân, đầu tư nước ngoài vào các dự án trong lĩnh vực năng lượng theo hình thức nhà đầu tư độc lập hoặc đối tác công tư (PPP). Đổi mới chính sách tín dụng theo hướng linh hoạt, hiệu quả, ưu tiên bố trí vốn tín dụng cho lĩnh vực năng lượng, tạo điều kiện thuận lợi cho doanh nghiệp năng lượng tiếp cận các nguồn vốn; có nguồn vốn, gói tín dụng ưu đãi cho

các doanh nghiệp có dự án năng lượng xanh, sạch, công nghệ mới, doanh nghiệp đầu tư vào hệ thống dự trữ năng lượng, nghiên cứu, phát triển và sản xuất thiết bị năng lượng trong nước. Hoàn thiện chính sách thuế để khuyến khích sản xuất, sử dụng năng lượng sạch, năng lượng tái tạo, các trang thiết bị sản xuất trong nước. Nhà nước có cơ chế hỗ trợ nhà đầu tư thực hiện các dự án năng lượng phi lợi nhuận, thân thiện môi trường.

Xây dựng khung chính sách đủ mạnh để khuyến khích các hộ sử dụng điện lớn xây dựng hệ thống thu hồi năng lượng để sản xuất điện; có cơ chế, chính sách ưu đãi hợp lý để phát triển điện mặt trời mái nhà tự sản xuất, tự tiêu thụ và hệ thống lưu trữ năng lượng; xây dựng cơ chế, chính sách đặc thù phát triển mạnh các hệ thống xử lý rác có thu hồi năng lượng; thúc đẩy doanh nghiệp đầu tư vào công nghệ carbon thấp, trung hòa carbon. Hoàn

thiện cơ chế, chính sách thúc đẩy sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả.

Bộ Chính trị yêu cầu khẩn trương ban hành, công khai danh mục các dự án năng lượng; thực hiện có chọn lọc cơ chế đấu thầu cạnh tranh kết hợp với giao thực hiện các dự án năng lượng có quy mô lớn, đầu tư tại khu vực nhạy cảm về an ninh quốc phòng. Kiểm soát hiệu quả việc ký kết hợp đồng mua bán điện trực tiếp (PPA). Hoàn thiện cơ chế phòng, chống tham nhũng, lãng phí, tiêu cực, lợi ích nhóm, nhất là trong đầu tư, mua sắm, đấu thầu, triển khai các dự án năng lượng, nhất là các dự án nguồn điện và lưới điện truyền tải.

Nâng cao chất lượng công tác xây dựng chiến lược, quy hoạch phát triển năng lượng, đặc biệt trong ngành điện, bảo đảm tính ổn định, đồng bộ, gắn kết với chiến lược, kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội của địa phương và các ngành khác; quy hoạch năng lượng có tính mở,





PTSC hoàn thành chế tạo và bàn giao 33 chân đế điện gió ngoài khơi cho Ørsted Taiwan Ltd. Ảnh: PVN

có trọng tâm, trọng điểm, bảo đảm phục vụ phát triển, phân phối hài hòa cho các ngành, lĩnh vực, vùng miền (công nghiệp, nông nghiệp, chuyển đổi số, quốc phòng, an ninh, đô thị, nông thôn, vùng sâu, vùng xa...). Giao trách nhiệm của các bộ, ngành, địa phương, doanh nghiệp trong tổ chức triển khai thực hiện các quy hoạch phát triển năng lượng, đặc biệt là Quy hoạch điện VIII điều chỉnh; trong trường hợp cần thiết, kịp thời rà soát, điều chỉnh cho phù hợp với tình hình thực tế. Trường hợp việc lập, thẩm định các dự án năng lượng quan trọng, cấp bách của quốc gia có nội dung khác với quy hoạch có liên quan thì không phải thực hiện thủ tục điều chỉnh quy hoạch; sau khi dự án được phê duyệt, các quy hoạch có liên quan phải được kịp thời rà soát, điều chỉnh, cập nhật và công bố.

Tiếp tục rà soát, hoàn thiện các quy định về phát triển thị trường năng lượng đồng bộ, thống nhất, liên thông giữa các

phân ngành điện, than, dầu khí và năng lượng tái tạo, kết nối với thị trường khu vực và thế giới. Xây dựng giá năng lượng minh bạch do thị trường quyết định, có sự quản lý của Nhà nước, không thực hiện bù chéo; Nhà nước điều tiết hợp lý thông qua các công cụ thị trường và thực hiện hiệu quả chính sách an sinh xã hội. Cải cách triệt để các thủ tục hành chính, cắt giảm 30 - 50% thời gian thực hiện, chi phí tuân thủ và điều kiện kinh doanh, tạo môi trường thuận lợi trong đầu tư, kinh doanh, xây dựng, vận hành các dự án năng lượng. Trong năm 2025, phải hoàn thành việc cắt giảm các điểm nghẽn về thể chế cản trở sự phát triển của ngành năng lượng.

Phát triển nguồn cung và hạ tầng năng lượng, bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng, đáp ứng yêu cầu tăng trưởng

Xây dựng kịch bản, lộ trình thực hiện cụ thể bảo đảm năng lượng đáp ứng yêu cầu tăng trưởng kinh tế đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045. Đa dạng hóa nguồn cung năng lượng, bao gồm cả nguồn trong nước và nhập khẩu. Có cơ chế ưu tiên cho việc chủ động phát triển năng lượng trong nước, giảm phụ thuộc nhập khẩu, ưu tiên tăng cường khai thác, sử dụng hiệu quả các nguồn năng lượng trong nước. Có giải pháp tổng thể, đồng bộ, khả thi, nâng định mức năng lượng sơ cấp trên đầu người lên thuộc nhóm 4 nước dẫn đầu ASEAN. Triển khai xây dựng và hình thành Trung tâm công nghiệp năng lượng quốc gia tích hợp khí, khí hóa lỏng, điện, lọc, hóa dầu, năng lượng tái tạo tại các địa phương có lợi thế, đồng bộ với chính sách về khai thác, bao tiêu sản lượng, giá khí tự nhiên trong nước. Khẩn trương tháo gỡ khó khăn, vướng mắc, đẩy nhanh tiến độ triển khai các dự án năng lượng trọng điểm, đặc biệt là các dự án nguồn điện và lưới điện truyền tải; có chế tài nghiêm khắc đối với các nhà đầu tư

đăng ký phát triển các dự án năng lượng nhưng chậm hoặc không triển khai làm ảnh hưởng đến an ninh năng lượng quốc gia. Tăng cường công tác chỉ đạo, đôn đốc, thanh tra, kiểm tra, giám sát quá trình thực hiện các dự án đầu tư trong lĩnh vực năng lượng.

- Về dầu khí: Đẩy mạnh tìm kiếm, thăm dò nhằm gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí tại các khu vực tiềm năng, nước sâu, xa bờ gắn với bảo vệ chủ quyền quốc gia; nâng cao hệ số thu hồi, tận thu các mỏ nhỏ, khối sót cận biên. Có chiến lược chủ động, hiệu quả trong hợp tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở nước ngoài. Đẩy nhanh khai thác các mỏ khí trong nước gắn với các chuỗi dự án khí điện, bảo đảm lợi ích tổng thể quốc gia. Phát triển công nghiệp khí; ưu tiên đầu tư hạ tầng kỹ thuật phục vụ nhập khẩu, dự trữ và tiêu thụ LNG. Xây dựng chính sách giá khí hợp lý bảo đảm hài hòa lợi ích của các bên liên quan; phát triển thị trường khí đạt khoảng 30 - 35 tỷ m³/năm. Tiếp tục thu hút đầu tư trong lĩnh vực lọc hóa dầu theo hướng chế biến sâu, nâng cao chất lượng sản phẩm xăng dầu, đáp ứng nhu cầu trong nước và hướng đến xuất khẩu phù hợp nhu cầu thị trường và phù hợp lộ trình dịch chuyển năng lượng. Nghiên cứu, đánh giá tiềm năng dầu khí đá phiến, khí hydrate; sớm triển khai đánh giá tổng thể, đẩy nhanh khai thác thử nghiệm.

- Về than: Triển khai thực hiện hiệu quả Chiến lược phát triển ngành than trong bối cảnh mới. Đẩy mạnh khai thác than trong nước bảo đảm an toàn, hiệu quả và tiết kiệm tài nguyên; có cơ chế hợp lý và linh hoạt trong việc khai thác và nhập khẩu than để phục vụ nhu cầu trong nước. Thúc đẩy đầu tư ra nước ngoài để thăm dò, khai thác loại than mà Việt Nam có nhu cầu nhập khẩu. Tăng cường năng lực nhập khẩu và chế biến than quốc gia,

bảo đảm có dự trữ đủ lớn để hạn chế bị động khi thị trường thế giới có biến động. Mở rộng tìm kiếm, thăm dò, nâng cao chất lượng công tác đánh giá trữ lượng và tài nguyên; khẩn trương nghiên cứu công nghệ, phương pháp thích hợp để thăm dò bể than Sông Hồng. Tăng cường cơ giới hóa, hiện đại hóa thiết bị sàng, tuyển và khai thác than. Rà soát, đánh giá nhu cầu, xây dựng kế hoạch và tối ưu hóa các giải pháp cung cấp than ổn định cho sản xuất điện phù hợp với cơ chế thị trường. Dự trữ than đáp ứng yêu cầu sản xuất, nhất là sản xuất điện.

- Về năng lượng tái tạo, năng lượng mới: Ban hành, thực hiện hiệu quả các cơ chế, chính sách về tiêu chuẩn, tỷ lệ năng lượng tái tạo trong cơ cấu đầu tư và cung cấp năng lượng; triển khai thị trường Chứng chỉ năng lượng tái tạo (REC). Thúc đẩy việc phát triển mạnh mẽ các nguồn năng lượng tái tạo nhằm thay thế tối đa năng lượng hóa thạch. Ưu tiên sử dụng năng lượng gió và mặt trời; khuyến khích phát triển tại các vùng, địa phương có lợi thế. Nghiên cứu, đánh giá tổng thể về tiềm năng và xây dựng định hướng phát triển năng lượng địa nhiệt, sóng biển, thủy triều, hải lưu...; triển khai một số mô hình ứng dụng, tiến hành khai thác thử nghiệm để đánh giá hiệu quả. Thử nghiệm mô hình sản xuất, sử dụng năng lượng hydrogen, các dẫn xuất hydrogen, ammonia, khai thác điện gió ngoài khơi, điện mặt trời gần với sản xuất hydrogen, ammonia.

- Về điện: Đẩy mạnh cơ cấu lại ngành điện, tăng cường tính cạnh tranh, minh bạch và bền vững. Phát triển cân đối, hợp lý giữa các nguồn điện, bảo đảm yêu cầu cao nhất là đủ điện cho phát triển kinh tế - xã hội, từng bước thực hiện cam kết quốc tế về giảm phát thải. Phát triển nguồn điện cân đối hợp lý theo lợi thế vùng, miền, địa phương hướng tới cân bằng cung - cầu nội vùng, giảm tối đa tổn

thất truyền tải. Ưu tiên phát triển các dự án nguồn điện có công suất lớn, hiệu quả cao, thân thiện môi trường. Có phương án mở rộng, khai thác hiệu quả công suất các nhà máy điện, dự án nguồn điện hiện có theo hướng chọn lọc, ưu tiên các nhà máy có tiềm năng, hoạt động hiệu quả. Chủ động phương án xuất, nhập nguồn điện tại những địa điểm và thời điểm phù hợp, bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia và hiệu quả kinh tế.

Thực hiện hiệu quả các chương trình quản lý nhu cầu điện và điều chỉnh phụ tải; giảm cường độ tiêu thụ và tổn thất điện năng bảo đảm cạnh tranh so với các quốc gia có cùng trình độ phát triển. Hiện đại hóa hệ thống điều độ điện, áp dụng công nghệ giám sát, điều khiển kỹ thuật tự động, thông minh; bên cạnh truyền tải điện xoay chiều, nghiên cứu ứng dụng truyền tải siêu cao áp, một chiều, truyền tải ngầm dưới biển.

Đối với thủy điện: Phát huy, mở rộng tối đa công suất của các nhà máy hiện có. Tiếp tục phát triển có chọn lọc một số thủy điện nhỏ và vừa, đẩy nhanh tiến độ các dự án thủy điện tích năng. Tăng cường hợp tác phát triển thủy điện với các nước gần với nhập khẩu điện dài hạn từ nước ngoài.

Đối với điện gió và điện mặt trời: Ưu tiên phát triển phù hợp với khả năng bảo đảm an toàn hệ thống với giá thành điện hợp lý, đặc biệt là các nguồn điện tự sản xuất, tự tiêu thụ, điện mặt trời mái nhà. Khẩn trương xây dựng chính sách tháo gỡ khó khăn, chính sách pháp lý hỗ trợ và cơ chế đột phá cho phát triển điện gió ngoài khơi; nghiên cứu, giao nhiệm vụ cho một số doanh nghiệp lớn Nhà nước, tư nhân có uy tín, thương hiệu, có thực lực để thực hiện nhiệm vụ phát triển các dự án điện gió ngoài khơi quy mô lớn gần với bảo đảm quốc phòng, an ninh, bảo vệ chủ quyền biển, đảo. Xây dựng cơ chế đặc thù xử lý dứt điểm những vướng mắc,

khó khăn đối với các dự án điện gió, điện mặt trời để bổ sung nguồn điện quốc gia, tránh lãng phí nguồn lực đầu tư xã hội, bảo đảm quyền, lợi ích hợp pháp, chính đáng của nhà đầu tư trên tinh thần "lợi ích hài hòa, rủi ro chia sẻ"; xử lý nghiêm các sai phạm theo quy định pháp luật.

Đối với nhiệt điện: Phát triển nhiệt điện khí, ưu tiên sử dụng nguồn khí trong nước; khẩn trương rà soát, tháo gỡ khó khăn để thúc đẩy triển khai các dự án điện khí, LNG, nhất là cơ chế về giá mua bán điện. Rà soát, lập kế hoạch triển khai nâng cấp công nghệ, nâng cao hiệu suất để đáp ứng quy chuẩn, tiêu chuẩn môi trường của các nhà máy điện than hiện có. Có cơ chế khuyến khích chuyển đổi nhiên liệu đối với các nhà máy điện nhiệt than.

Đối với điện đồng phát, điện tận dụng nhiệt dư, khí dư, sinh khối, rác thải và chất thải rắn: Khai thác tối đa nguồn điện đồng phát sinh khối; đẩy mạnh phát triển các nguồn điện từ xử lý rác thải đô thị, chất thải rắn và sinh khối; khuyến khích phát triển từ thu hồi khí dư, nhiệt dư, nước dư của các nhà máy; các loại hình nguồn điện này được phát triển không bị giới hạn bởi quy mô quy hoạch.

Đối với điện hạt nhân: Khẩn trương triển khai các dự án điện hạt nhân Ninh Thuận 1 và Ninh Thuận 2 với các đối tác phù hợp, bảo đảm lợi ích cao nhất của Việt Nam có tính đến thỏa thuận trước đây, đưa vào vận hành trong giai đoạn 2030 - 2035. Xây dựng chương trình phát triển điện hạt nhân theo các quy mô linh hoạt và các nhà máy điện hạt nhân lắp ráp module nhỏ; đẩy mạnh đầu tư cho nghiên cứu, phát triển công nghệ năng lượng nguyên tử, từng bước làm chủ công nghệ điện hạt nhân, bao gồm công nghệ lò phản ứng hạt nhân; lựa chọn công nghệ tiên tiến, phù hợp với điều kiện của Việt Nam, bảo đảm an ninh, an toàn tuyệt đối và tối ưu hóa hiệu quả tổng thể về kinh tế - xã hội;

khuyến khích doanh nghiệp khu vực nhà nước và tư nhân tham gia phát triển điện hạt nhân module nhỏ.

Về tăng cường dự trữ năng lượng chiến lược, lưu trữ năng lượng: Xây dựng và triển khai chiến lược dự trữ năng lượng quốc gia; chiến lược quản lý, sử dụng, dự trữ và bảo vệ khoáng sản chiến lược phục vụ phát triển năng lượng. Đầu tư xây dựng hệ thống kho dự trữ dầu thô, xăng dầu, khí đốt và than phù hợp với nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội và an ninh năng lượng quốc gia cả trên đất liền và trên biển. Phát triển hệ thống lưu trữ năng lượng phù hợp với tỷ lệ năng lượng tái tạo ngày càng cao hơn để nâng cao độ tin cậy và sự ổn định của hệ thống điện. Đầu tư xây dựng các hệ thống pin lưu trữ quy mô lớn và các loại hình lưu trữ năng lượng tiên tiến khác.

Về xây dựng ngành năng lượng và phát triển công nghiệp sản xuất thiết bị năng lượng: Xây dựng các tập đoàn công nghiệp năng lượng trong nước có đủ khả năng làm tổng thầu EPC các dự án có quy mô lớn hiện đại và triển khai chiến lược phát triển công nghiệp sản xuất thiết bị năng lượng trong nước. Ưu tiên phát triển các ngành công nghiệp có lợi thế cạnh tranh và có thị trường tiêu thụ lớn như sản xuất thiết bị điện, thiết bị năng lượng tái tạo. Có cơ chế, chính sách đột phá thúc đẩy nghiên cứu và phát triển công nghiệp năng lượng, tăng nhanh tỷ lệ nội địa hóa và năng lực tự chủ trong toàn ngành năng lượng.

Về phát triển hạ tầng năng lượng hiện đại, thông minh, bền vững, kết nối khu vực và quốc tế hiệu quả: Xây dựng và phát triển hệ thống thông tin, cơ sở dữ liệu năng lượng quốc gia đáp ứng yêu cầu phát triển năng lượng bền vững, hiệu quả và an toàn. Thúc đẩy xã hội hóa cơ sở hạ tầng và dịch vụ năng lượng. Có chính sách ưu tiên đầu tư phát triển hạ tầng năng lượng; xây dựng cơ sở hạ tầng xuất nhập khẩu

năng lượng đồng bộ; xác định danh mục hạ tầng năng lượng dùng chung; xác định rõ hạ tầng năng lượng chiến lược phải do Nhà nước kiểm soát. Đầu tư hiện đại hóa ngành điện từ khâu sản xuất, truyền tải đến phân phối, sử dụng có hiệu quả, đáp ứng yêu cầu phát triển của thị trường điện; nâng cao khả năng bảo đảm an ninh mạng lưới điện và chất lượng dịch vụ điện. Phát triển hệ thống lưới điện truyền tải đồng bộ với phát triển nguồn điện, có khả năng tích hợp quy mô lớn nguồn năng lượng tái tạo, năng lượng mới... Tiếp tục đầu tư xây dựng các đường dây 500 KV, 220 KV và các trạm biến áp để bảo đảm khả năng truyền tải điện từ các trung tâm sản xuất điện đến trung tâm phụ tải và kết nối liên thông với các nước ASEAN, nhất là Campuchia, Lào,... góp phần kết nối 3 nền kinh tế. Huy động nguồn vốn từ khu vực tư nhân tham gia phát triển hạ tầng truyền tải điện theo mô hình hợp tác công tư (PPP).

Đẩy mạnh tiết kiệm năng lượng, bảo vệ môi trường, ứng phó với biến đổi khí hậu, thực hiện linh hoạt cam kết quốc tế về giảm phát thải; thiết lập các biện pháp quản trị và ứng phó với rủi ro

Đẩy mạnh thực hiện Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn đến năm 2030 và Chương trình quản lý nhu cầu điện quốc gia. Cơ cấu lại, khuyến khích phát triển các ngành sử dụng hiệu quả năng lượng, đem lại lợi ích cao nhất về kinh tế - xã hội. Quy định cụ thể các chỉ tiêu bắt buộc về tiết kiệm năng lượng cho từng ngành, lĩnh vực và địa phương. Đẩy mạnh cải tiến công nghệ, áp dụng các tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật về hiệu suất năng lượng đối với thiết bị, máy móc, phương tiện giao thông và công trình xây dựng; từng bước loại bỏ thiết bị, máy móc, phương tiện hiệu suất sử dụng năng lượng thấp, phát thải môi trường cao; khuyến khích

doanh nghiệp đầu tư công nghệ mới, hiệu suất cao. Nghiên cứu, hình thành quỹ về phát triển năng lượng bền vững để thúc đẩy sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả và bảo vệ môi trường; đẩy mạnh xã hội hóa. Có chính sách hỗ trợ các doanh nghiệp tự sản xuất và sử dụng năng lượng sạch.

Triển khai thực hiện đồng bộ, linh hoạt các giải pháp giảm phát thải khí nhà kính trong ngành năng lượng phù hợp với tình hình phát triển đất nước và sự hỗ trợ quốc tế. Xây dựng chương trình chuyển đổi năng lượng quốc gia; có lộ trình giảm dần sử dụng nhiên liệu hóa thạch trong sản xuất năng lượng phù hợp với cam kết quốc tế. Có phương án cho các nhà máy nhiệt điện than chuyển đổi nhiên liệu sang sử dụng khí tự nhiên, nhiên liệu sinh khối, hydrogen, ammonia,...

Nghiên cứu áp dụng chính sách thuế carbon thích hợp đối với việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch; quy định tiêu chuẩn hạn mức phát thải carbon. Xây dựng hệ thống đo đạc, báo cáo và thẩm định phát thải khí nhà kính theo tiêu chuẩn quốc tế. Khẩn trương xây dựng cơ chế trao đổi tín chỉ carbon, phát triển thị trường carbon trong nước, kết nối với thị trường quốc tế. Có chính sách ưu tiên phát triển công nghệ tiên tiến, hiệu quả cao và thân thiện môi trường. Hoàn thiện khung khổ pháp lý, thúc đẩy phát triển công nghệ thu hồi, lưu giữ và tái sử dụng carbon, nhất là trong sản xuất điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch. Đẩy mạnh nghiên cứu, ứng dụng công nghệ carbon thấp và trung hòa carbon trong ngành năng lượng.

Triển khai rộng rãi mô hình kinh tế tuần hoàn, tận dụng phế thải từ sản xuất công nghiệp làm nhiên liệu sản xuất năng lượng. Đầu tư nâng cấp hệ thống xử lý khí thải, nước thải đạt chuẩn quốc tế tại các nhà máy điện. Phát triển hệ thống quan trắc môi trường tự động, liên tục để giám

sát chặt chẽ các thông số môi trường tại các dự án năng lượng. Tăng cường giám sát, kiểm tra, xử lý nghiêm các vi phạm về môi trường trong sản xuất và vận hành các nhà máy điện.

Thiết lập hệ thống quản trị và ứng phó với rủi ro; xây dựng và cập nhật thường xuyên kịch bản, thực hiện các giải pháp ứng phó với biến đổi khí hậu, phòng, chống thiên tai ngay từ quá trình lựa chọn vị trí dự án, thiết kế, xây dựng công trình đến sản xuất, vận hành, bảo đảm an toàn ngành năng lượng. Thúc đẩy hợp tác quốc tế trong ứng phó với biến đổi khí hậu, tăng cường chia sẻ kinh nghiệm, chuyển giao công nghệ xanh từ các quốc gia tiên tiến.

Chủ động nghiên cứu, đánh giá tác động của các công trình kênh, hồ, đập ở các quốc gia có chung dòng sông với nước ta đến việc vận hành của các nguồn điện trong nước; xây dựng kịch bản ứng phó, giải quyết các tác động cục bộ về hạn hán, thiếu nước. Chú trọng sửa chữa, nâng cấp, sử dụng lại nguồn nước các đập thủy điện, rà soát quy trình vận hành, hiện đại hóa hệ thống quan trắc, cảnh báo, bảo đảm tuyệt đối an toàn công trình và vùng hạ du.

Tập trung huy động mọi nguồn lực xã hội, khuyến khích mạnh mẽ khu vực tư nhân tham gia phát triển năng lượng

Có cơ chế, chính sách đột phá thu hút mọi nguồn lực xã hội tham gia phát triển năng lượng, bảo đảm nguồn vốn thực hiện các quy hoạch phát triển năng lượng, đặc biệt là Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050. Có cơ chế dành nguồn tín dụng ưu đãi hoặc bảo lãnh Chính phủ cho các dự án năng lượng quan trọng quốc gia, cần ưu tiên đầu tư, kể cả các dự án BOT điện quy mô lớn, quan trọng, cấp bách. Khuyến khích, tạo điều kiện cho các doanh nghiệp tăng

cường huy động vốn thông qua phát hành trái phiếu trong và ngoài nước.

Đẩy mạnh giao quyền tự chủ, tự quyết, tự chịu trách nhiệm của doanh nghiệp; rà soát, bổ sung các cơ chế, chính sách đặc thù phù hợp để tạo điều kiện thuận lợi, bảo đảm đủ vốn cho các tập đoàn, doanh nghiệp Nhà nước triển khai các dự án năng lượng quy mô lớn, quan trọng, cấp bách. Tiếp tục cơ cấu lại, đổi mới, nâng cao hiệu quả hoạt động và vai trò dẫn dắt, cạnh tranh của các doanh nghiệp Nhà nước trong lĩnh vực năng lượng; ứng dụng mạnh mẽ khoa học, công nghệ, chuyển đổi số trong quản trị doanh nghiệp.

Đẩy mạnh thu hút đầu tư tư nhân, đầu tư nước ngoài, tháo gỡ vướng mắc để tận dụng vốn viện trợ phát triển chính thức ODA, vốn hỗ trợ quốc tế, nhất là nguồn vốn trong khuôn khổ Quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng (JETP) cho các dự án năng lượng. Phát triển thị trường trái phiếu xanh, triển khai tín dụng xanh. Khuyến khích doanh nghiệp, người dân tham gia đầu tư phát triển các dự án năng lượng tái tạo nhỏ và vừa, các dự án vừa sản xuất, vừa tiêu thụ năng lượng. Khẩn trương hoàn thiện hệ thống pháp luật thực thi hợp đồng, giải quyết tranh chấp; có cơ chế đặc thù để xử lý dứt điểm các dự án, hợp đồng phát triển năng lượng tồn đọng kéo dài, gây lãng phí nguồn lực xã hội; chấm dứt tình trạng doanh nghiệp Nhà nước chậm thực hiện nghĩa vụ thanh toán theo các hợp đồng ký với doanh nghiệp tư nhân.

Phát triển thị trường điện theo hướng tăng cường tính cạnh tranh, minh bạch, hiệu quả, đồng bộ với bảo đảm an ninh năng lượng; triển khai thực hiện hiệu quả cơ chế mua bán điện trực tiếp, đồng thời tăng cường quyền lựa chọn của khách hàng sử dụng điện trong việc tiếp cận và lựa chọn đơn vị cung cấp điện phù hợp với nhu cầu. Xây dựng và hoàn thiện hệ thống

giao dịch điện, bao gồm cơ chế hợp đồng mua bán điện (PPA) minh bạch, ổn định, dài hạn, bảo đảm quyền và lợi ích hợp pháp, chính đáng của nhà đầu tư. Khuyến khích doanh nghiệp tư nhân tham gia vào các dự án đầu tư hạ tầng lưu trữ năng lượng như pin tích trữ, kho LNG, kho xăng, dầu cả trên đất liền và trên biển. Đổi mới cơ chế giá truyền tải điện để thu hút mạnh mẽ khu vực tư nhân đầu tư phát triển lưới điện truyền tải.

Tạo đột phá trong phát triển khoa học, công nghệ, đổi mới sáng tạo, chuyển đổi số và đào tạo nguồn nhân lực trong lĩnh vực năng lượng

Triển khai quyết liệt, hiệu quả Nghị quyết số 57-NQ/TW của Bộ Chính trị về đột phá phát triển khoa học, công nghệ, đổi mới sáng tạo và chuyển đổi số trong ngành năng lượng. Tiếp tục rà soát, sửa đổi Luật Khoa học và Công nghệ, Luật Chuyển giao công nghệ, Luật Tiêu chuẩn và Quy chuẩn kỹ thuật để thúc đẩy nghiên cứu, phát triển khoa học và công nghệ, ưu tiên chuyển giao vào ứng dụng công nghệ tiên tiến, công nghệ cao, công nghệ thân thiện môi trường trong lĩnh vực năng lượng. Tập trung đầu tư cho nghiên cứu và phát triển với tỷ lệ tối thiểu 2% GDP ngành năng lượng. Tạo cơ chế thuận lợi, đủ mạnh, tự chủ cao để khuyến khích các doanh nghiệp năng lượng tăng cường đầu tư cho nghiên cứu và phát triển; thành lập các trung tâm nghiên cứu, thử nghiệm, đổi mới sáng tạo và phòng thí nghiệm trọng điểm quốc gia trong lĩnh vực năng lượng; thu hút 60 - 80 dự án chuyển giao công nghệ tiên tiến. Có cơ chế cho phép các trung tâm đổi mới sáng tạo được huy động nguồn lực từ khu vực tư nhân để đầu tư, hỗ trợ cho các doanh nghiệp, dự án đổi mới sáng tạo trong lĩnh vực năng lượng mới, năng lượng sạch. Đẩy mạnh nghiên cứu, ứng dụng, chuyển giao các

Bảng 1. So sánh mục tiêu cụ thể đến năm 2030 giữa Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 và Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025

TT	Mục tiêu đến năm 2030	Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020	Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025
1	Tổng cung năng lượng sơ cấp	175 - 195 triệu tấn dầu quy đổi	150 - 170 triệu tấn dầu quy đổi
2	Tổng công suất các nguồn điện	125 - 130 GW	183 - 236 GW <i>có thể cao hơn tùy thuộc vào nhu cầu hệ thống và tình hình phát triển kinh tế - xã hội theo thời kỳ</i>
3	Tổng sản lượng điện	550 - 600 tỷ kWh	560 - 624 tỷ kWh
4	Tỷ lệ các nguồn năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp	~15 - 20%	~25 - 30%
5	Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng	105 - 115 triệu tấn dầu quy đổi	120 - 130 triệu tấn dầu quy đổi
6	Độ tin cậy cung cấp điện năng	Top 4 nước dẫn đầu ASEAN	Top 3 nước dẫn đầu ASEAN
7	Tỷ lệ tiết kiệm năng lượng trên tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng so với kịch bản phát triển bình thường	~7%	~8 - 10%
8	Giảm phát thải khí nhà kính từ hoạt động năng lượng so với kịch bản phát triển bình thường	15%	~15 - 35%

công nghệ tiên tiến, chuyển đổi số trong khai thác, sản xuất, truyền tải, phân phối và sử dụng năng lượng; nghiên cứu, phát triển công nghệ lưu trữ năng lượng. Phát triển hệ thống lưới điện thông minh, hệ thống quản lý năng lượng thông minh trong công nghiệp, giao thông và xây dựng.

Hình thành cơ chế liên kết giữa các nhà khoa học, cơ sở đào tạo với doanh nghiệp trong lĩnh vực năng lượng thông qua các chương trình khoa học và công nghệ; lồng ghép hoạt động nghiên cứu và phát triển trong các chiến lược, quy hoạch, kế hoạch phát triển năng lượng. Xây dựng đề án đẩy mạnh phát triển nguồn nhân lực chất lượng cao cho ngành năng lượng, đưa vào danh mục ngành đào tạo trọng điểm. Đào tạo tối thiểu 25 - 35 nghìn kỹ sư, chuyên gia trong lĩnh vực năng lượng, đặc biệt ưu tiên cho ngành năng lượng hạt nhân. Có chính sách ưu tiên đào tạo nhân lực chất lượng cao và thu hút chuyên gia là người nước ngoài, người Việt Nam ở nước ngoài về nước làm việc trong lĩnh vực năng lượng hạt nhân, năng lượng tái tạo và năng lượng mới.

Tăng cường hợp tác quốc tế, góp phần thúc đẩy phát triển nhanh, bền vững ngành năng lượng và bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia

Mở rộng và làm sâu sắc hơn quan hệ hợp tác quốc tế về năng lượng với các đối tác quan trọng trong tất cả các phân ngành, lĩnh vực. Đẩy mạnh hợp tác trong nghiên cứu, phát triển, chuyển giao công nghệ và đào tạo nguồn nhân lực, đặc biệt là nhân lực cho phát triển điện hạt nhân và năng lượng mới. Tích cực tham gia các sáng kiến, cam kết quốc tế về chuyển dịch năng lượng, giảm phát thải khí nhà kính theo hướng linh hoạt, phù hợp với điều kiện thực tế của đất nước. Triển khai tích cực, hiệu quả Quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng (JETP). Khẩn trương tháo gỡ các điểm nghẽn về cơ chế, chính sách trong triển khai các dự án hợp tác quốc tế liên quan đến việc khai thác tài nguyên thiên nhiên, chuyển đổi năng lượng, phát triển năng lượng sạch và ứng phó biến đổi khí hậu, gắn với việc bảo vệ các lợi ích và an ninh quốc gia.

Chủ động kế hoạch nhập khẩu điện từ các quốc gia láng giềng đáp ứng nhu

cầu trong nước; có cơ chế hỗ trợ, khuyến khích doanh nghiệp trong nước đầu tư vào các dự án năng lượng ở nước ngoài, khai thác tài nguyên năng lượng để nhập khẩu về Việt Nam. Mở rộng quan hệ đối tác với các công ty đầu tư năng lượng, phát triển công nghệ tiên tiến. Chú trọng hợp tác phát triển năng lượng với các nước láng giềng, các quốc gia Tiểu vùng Mekong mở rộng và khu vực Đông Nam Á, các nước là bạn bè truyền thống, đối tác của Việt Nam. Đẩy mạnh triển khai các cơ chế trao đổi, phối hợp với các nước trong khu vực, nhất là các nước ASEAN về an ninh năng lượng; thúc đẩy hợp tác, kết nối lưới điện ASEAN và miền Nam Trung Quốc. Đẩy mạnh phát triển các dự án xuất khẩu điện năng lượng tái tạo sang các nước ASEAN và hợp tác quốc tế về điện hạt nhân với các nước có công nghệ tiên tiến. Chủ động, tích cực tham gia các tổ chức quốc tế về năng lượng hạt nhân, đặc biệt là IAEA. Triển khai các cam kết quốc tế trong việc nghiên cứu ứng dụng năng lượng hạt nhân cho mục đích hòa bình.

PHÁT TRIỂN SẢN XUẤT VÀ ỨNG DỤNG VẬT LIỆU ỐNG NANOCARBON (CNT) TỪ CÁC NGUỒN KHÍ THIÊN NHIÊN CỦA VIỆT NAM CÓ HÀM LƯỢNG CO₂ CAO

Lê Mạnh Hùng¹, Phan Minh Quốc Bình², Nguyễn Hữu Lương²

¹Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PVN)

²Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

Email: hunglm@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.02-01>

Tóm tắt

Nanocarbon được xem là thế hệ vật liệu thứ 4, loại vật liệu này đã, đang và sẽ dần thay thế các ứng dụng của thế hệ vật liệu thứ 3 gốc silic. Với khả năng ứng dụng trong nhiều lĩnh vực khác nhau, thị trường vật liệu nanocarbon là vô cùng lớn. Riêng tại Việt Nam, ước tính sơ bộ thị trường sản phẩm nanocarbon đến 2030 có thể đạt khoảng 3.700 tấn/năm. Khí thiên nhiên có hàm lượng CO₂ cao là nguồn nguyên liệu tiềm năng để tổng hợp CNT. Đây là loại vật liệu có giá trị gia tăng cao, ứng dụng rộng rãi trong nhiều lĩnh vực và phù hợp với điều kiện của Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam. Nhóm nghiên cứu của Petrovietnam/Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã nghiên cứu phát triển thành công công nghệ tiên tiến để tổng hợp vật liệu CNT từ các nguồn khí có hàm lượng CO₂ cao theo phương pháp CVD trên cơ sở ứng dụng hệ xúc tác dạng bản mỏng kim loại. Sản phẩm CNT thu được (không cần qua quá trình tinh chế) có độ tinh khiết đạt 99,8%. Ở Việt Nam, Cá Voi Xanh được đánh giá là mỏ khí có trữ lượng lớn và có thành phần nằm ở giới hạn biên về thành phần và tỷ lệ thuận lợi cho tổng hợp CNT.

Các ứng dụng tiềm năng và phù hợp của vật liệu CNT tại Việt Nam là làm phụ gia để tạo ra các sản phẩm tiên tiến có tính năng vượt trội trong các lĩnh vực sơn phủ, dầu nhờn, phân bón và nhựa. Song song với việc hoàn thiện công nghệ sản xuất vật liệu CNT, việc nghiên cứu và phát triển các ứng dụng của loại vật liệu này là cần thiết và cũng cần sớm được thực hiện. Trên cơ sở phân tích đánh giá sơ bộ về thị trường, cung - cầu, nguồn lực và khả năng nghiên cứu phát triển của Petrovietnam/VPI, lộ trình nghiên cứu và phát triển 2 nhóm sản phẩm được đề xuất gồm: (i) Vật liệu nanocarbon làm nguyên vật liệu cho các ngành công nghiệp khác; và (ii) Các sản phẩm đặc trưng sử dụng vật liệu nanocarbon.

Từ khóa: CNT, CVD, graphene, nanocarbon, ống nanocarbon, khí thiên nhiên có hàm lượng CO₂ cao, mỏ khí Cá Voi Xanh.

1. Nhu cầu phát triển vật liệu CNT tại Việt Nam

Vật liệu nano carbon (CNT, GONR, graphene) là nhóm vật liệu được ứng dụng rộng rãi trong ngành công nghiệp hiện nay. Theo Future Market, trong giai đoạn 2020 - 2030, tiềm năng tiêu thụ vật liệu nano carbon được dự báo tăng nhanh với lĩnh vực ứng dụng phong phú và đan xen, lĩnh vực này có thể sử dụng sản phẩm của lĩnh vực khác. Hình 1 cho thấy mối liên hệ của các ứng dụng trong công nghiệp [1]. Vật liệu CNT có thể được tổng hợp từ các nguồn nguyên liệu chứa carbon khác nhau, bao gồm: graphite, methane, ethylene, acetylene, benzene, ethanol... Tùy thuộc vào đặc

tính của nguyên liệu, các phương pháp công nghệ và điều kiện tổng hợp CNT khác nhau có thể được áp dụng. Đối với phương pháp lắng đọng pha hơi (chemical vapor deposition - CVD), methane là nguyên liệu được sử dụng nhiều nhất do có khả năng hình thành CNT ít khuyết tật và sự thuận lợi khi nâng quy mô công suất để triển khai sản xuất công nghiệp. Vì vậy, các nguồn khí thiên nhiên với thành phần chủ yếu là methane sẽ là nguồn nguyên liệu tiềm năng cho quá trình tổng hợp CNT ở quy mô công nghiệp.

Ở Việt Nam, thị trường vật liệu CNT và graphene vẫn còn khá mới, chưa có nhiều số liệu thống kê về loại vật liệu này ở thị trường trong nước. Các nghiên cứu chủ yếu dừng ở quy mô phòng thí nghiệm là chủ yếu. Nhìn chung, cho đến thời điểm hiện tại, ứng dụng ở thị trường trong nước của vật liệu nanocarbon, bao gồm CNT và graphene,

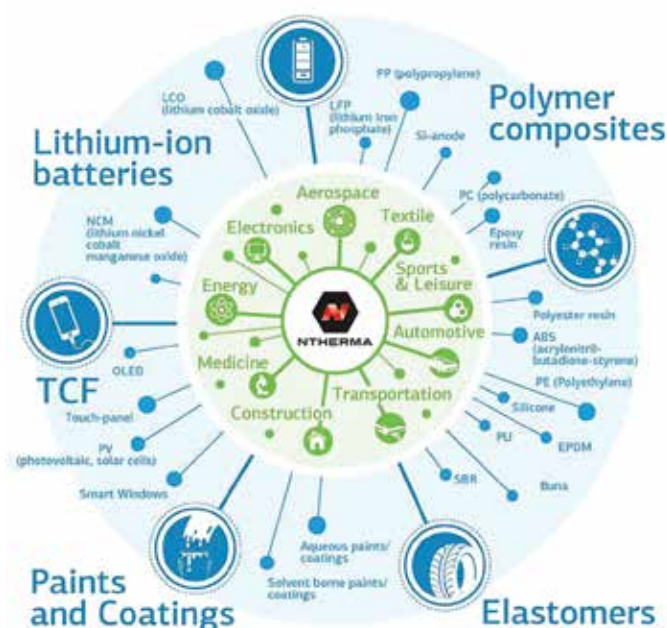


Ngày nhận bài: 26/3/2025.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 26/3 - 11/4/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 11/4/2025.

còn hạn chế do đây là thế hệ vật liệu mới, cần có thời gian để thâm nhập vào thị trường. Không những vậy, năng lực sản xuất cũng như mức giá của các loại vật liệu này vẫn là rào cản để triển khai ứng dụng ở quy mô lớn hơn. Tuy nhiên, với sự phát triển nhanh chóng của khoa học công nghệ và các ngành công nghiệp, CNT và graphene được dự đoán có tiềm năng phát triển mạnh trong thời gian tới. Nanocarbon được xem là thế hệ vật liệu thứ 4, loại vật liệu này đã, đang và sẽ dần thay thế các ứng dụng của thế hệ vật liệu thứ 3 trên cơ sở silic. Việt Nam cũng không nằm ngoài xu hướng phát triển này. Bảng 1 thể hiện ước tính sơ bộ tiềm năng tiêu thụ vật liệu nanocarbon ở Việt Nam khi sử dụng vật liệu này làm phụ gia cho một số sản phẩm tiềm năng tại thị trường Việt Nam, bao gồm: pin cho thiết bị điện tử, nguyên vật liệu cho ngành nhựa, sơn phủ, phụ gia dầu bôi trơn, xi măng, phân bón vô cơ và nhựa đường. Ước tính dựa trên giả định tỷ lệ sử dụng vật liệu này trong các sản phẩm trên khoảng 100 ppm và 10% sản phẩm với mức tiêu thụ hiện tại của các ứng dụng sẽ sử dụng vật liệu này trong năm 2030.



Hình 1. Các lĩnh vực ứng dụng của vật liệu nanocarbon [1].

Với ước tính sơ bộ như trên, thị trường sản phẩm nanocarbon tại Việt Nam đến 2030 đạt khoảng 3.700 tấn/năm, cho thấy tiềm năng không nhỏ của loại vật liệu này trong tương lai, đặc biệt trong bối cảnh các nước trên thế giới đang tăng cường đầu tư vào Việt Nam ở các lĩnh vực sản xuất có mức độ tiêu thụ nanocarbon lớn như điện tử, năng lượng và sơn phủ. Mặt khác, mặc dù ứng dụng của vật liệu nanocarbon trong lĩnh vực dầu khí còn khá hạn chế nhưng với 5 sản phẩm liên quan trực tiếp là nhựa, sơn phủ, dầu bôi trơn, nhựa đường và phân bón thì nhu cầu tiềm năng của dòng sản phẩm này có thể đạt tới khoảng 2.700 tấn/năm, chiếm > 70% các lĩnh vực ứng dụng tiềm năng của loại vật liệu này tại thị trường Việt Nam. Cho đến hiện tại, CNT và các loại vật liệu nanocarbon nói chung vẫn là một loại vật liệu mới và ngày càng có nhiều ứng dụng mới trong các lĩnh vực khác nhau. Trong tương lai, khi thực tế thị trường sử dụng CNT được mở rộng về cả số lĩnh vực ứng dụng và tỷ lệ thay thế thị phần thì nhu cầu CNT và lượng tiêu thụ khí thiên nhiên có thể đạt cao hơn. Với ưu thế về nguồn khí trong nước, Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam cần tận dụng được lợi thế cạnh tranh của mình trong việc phát triển lĩnh vực mới mẻ nhưng đầy tiềm năng này.

Khi sử dụng các nguồn khí thiên nhiên có hàm lượng CO₂ cao làm nguyên liệu để sản xuất các loại vật liệu nanocarbon nói chung và CNT nói riêng, sản phẩm CNT thu được có cấu trúc từ vài lớp đến đa lớp, phụ thuộc vào điều kiện tổng hợp và thành phần CO₂ có trong nguyên liệu. Loại vật liệu CNT này phù hợp cho các ứng dụng làm phụ gia trong lĩnh vực dầu khí như sơn phủ, dầu bôi trơn, nhựa đường và phân bón. Với mục đích phát triển bền vững, sử dụng hiệu quả các nguồn tài nguyên trong nước và tìm kiếm các hướng đi đột phá, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ban hành khung chương trình nghiên cứu khoa học dài hạn giai đoạn 2021 - 2025 (Quyết định số 3379/QĐ-

Bảng 1. Ước tính tiềm năng tiêu thụ vật liệu nanocarbon trong một số lĩnh vực tại Việt Nam đến 2030

TT	Lĩnh vực	Mức tiêu thụ sản phẩm (triệu tấn/năm)	Tỷ lệ sử dụng nanocarbon trong sản phẩm (ppm)	Nhu cầu nanocarbon tiềm năng (tấn/năm)
1	Pin cho thiết bị điện tử	15	100	150
2	Nhựa	2,5	100	25
3	Sơn phủ	250	100	2.500
4	Dầu bôi trơn	0,09	100	0,9
5	Xi măng	90	100	900
6	Phân bón vô cơ	9	100	90
7	Nhựa đường	0,66	100	33
Tổng				3.699

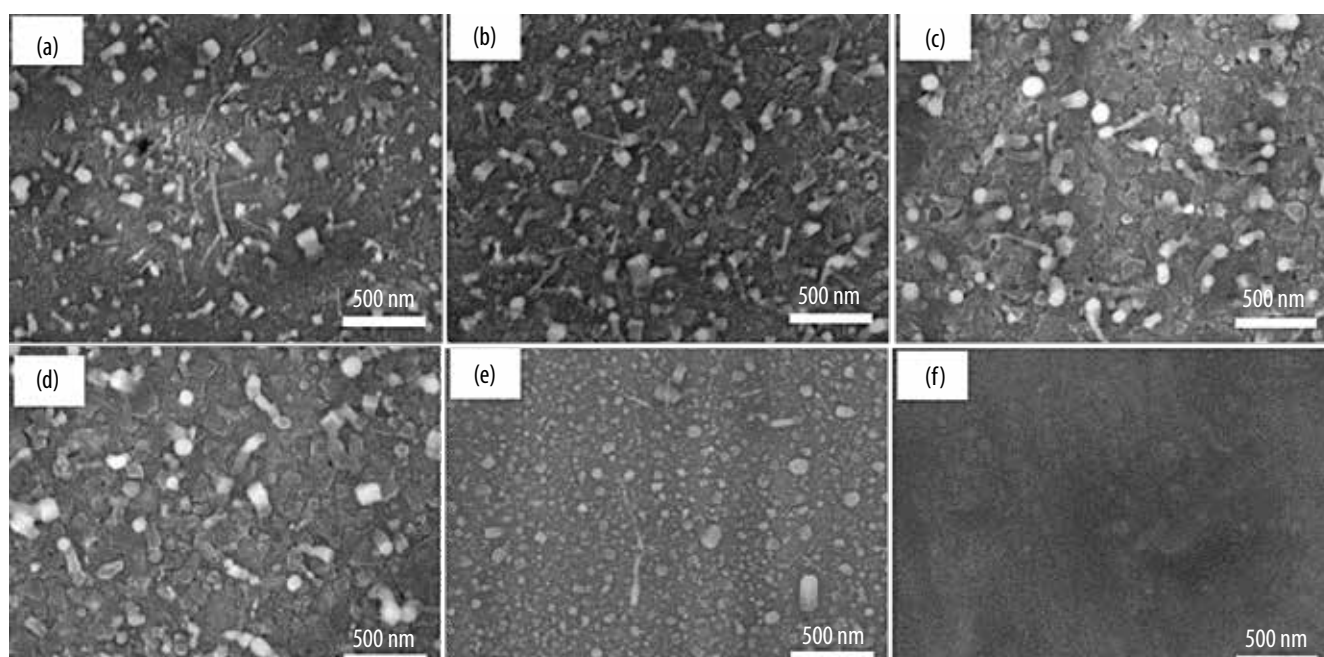
ĐKVN ngày 17/6/2021), bao gồm 6 chương trình nhánh phục vụ cho các hoạt động cốt lõi của Petrovietnam. Trong đó, định hướng phát triển công nghệ sản xuất vật liệu nanocarbon từ các nguồn khí có hàm lượng CO_2 cao thuộc chương trình nhánh “Phát triển sản xuất và ứng dụng các sản phẩm hóa chất và hóa dầu mới, vật liệu tiên tiến và nhiên liệu sạch từ các nguồn nguyên liệu trong nước, có thị trường lớn, có khả năng xuất khẩu và biên lợi nhuận cao”.

2. Ảnh hưởng của thành phần CO_2 trong khí thiên nhiên đến quá trình tổng hợp CNT

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã nghiên cứu phát triển thành công công nghệ tiên tiến để tổng hợp vật liệu CNT từ các nguồn khí có hàm lượng CO_2 cao theo phương pháp CVD trên cơ sở ứng dụng hệ xúc tác dạng bản mỏng kim loại. Sản phẩm CNT thu được (không cần qua quá trình tinh chế) có độ tinh khiết đạt 99,8%. Trong khi đó, CNT từ xúc tác dạng bột cần được xử lý qua quá trình tinh chế để loại bỏ thành phần xúc tác đi cùng với sản phẩm CNT. Tùy thuộc vào quá trình tinh chế sử dụng (xử lý bằng acid/kiềm, oxy hóa, thủy nhiệt, dung môi, hoặc kết hợp các quá trình khác nhau), sản phẩm CNT thu được sau quá trình xử lý có thể đạt độ tinh khiết 82 - 98% [2]. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng, quá trình tiền xử lý sẽ làm giảm chất lượng và hiệu suất thu CNT, đồng thời tạo ra lượng nước thải cần được xử lý. Điều này cho thấy ưu điểm vượt trội của phương pháp sử dụng xúc tác dạng bản mỏng kim loại so với phương pháp sử dụng xúc tác dạng bột truyền thống khi áp dụng công nghệ CVD cho quá trình tổng hợp CNT.

Để đánh giá ảnh hưởng của thành phần CO_2 trong khí thiên nhiên đến quá trình tổng hợp CNT, nhóm nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam đã tiến hành thử nghiệm với đối tượng nguyên liệu mô phỏng là hỗn hợp khí bao gồm CH_4 và CO_2 , với các tỷ lệ CH_4/CO_2 khác nhau, bao gồm: ∞ (chỉ chứa thành phần CH_4), 0 (chỉ chứa thành phần CO_2), 1/1, 2/1, 3/1 và 4/1. Quá trình tổng hợp CNT được thực hiện theo phương pháp CVD sử dụng xúc tác dạng bản mỏng kim loại. Kết quả phân tích SEM của bề mặt các mẫu xúc tác sau quá trình tổng hợp CNT (Hình 2) cho thấy, tùy theo tỷ lệ CH_4/CO_2 trong hỗn hợp khí mà có thể cho kết quả hình thành CNT khác nhau. Với tỷ lệ $\text{CH}_4/\text{CO}_2 \geq 2$ và khí CH_4 , kết quả cho thấy có sự hình thành CNT trên bề mặt mẫu xúc tác. Với tỷ lệ CO_2 trong nguyên liệu cao hơn như $\text{CH}_4/\text{CO}_2 = 1/1$ và 0 thì không thấy sự xuất hiện của CNT trên bề mặt xúc tác.

Kết quả phân tích Raman của các mẫu được thể hiện ở Hình 3 cho kết quả phù hợp với phân tích SEM. Cụ thể, với nguyên liệu CH_4 và tỷ lệ CH_4/CO_2 cao thì sự hình thành CNT thông qua các đỉnh (peak) đặc trưng, bao gồm đỉnh D ($\sim 1.355 \text{ cm}^{-1}$), G ($\sim 1.575 \text{ cm}^{-1}$), G^+ ($\sim 1.650 \text{ cm}^{-1}$) và G' ($\sim 2.620 \text{ cm}^{-1}$). Trong đó, 2 đỉnh cực đại G và G' ở 1.405 cm^{-1} và 2.432 cm^{-1} tương ứng với carbon sp^2 trong cấu trúc graphene. Đỉnh G^+ liên quan đến dao động dọc theo ống CNT [3, 4]. Trong khi đó, với nguyên liệu CH_4/CO_2 có tỷ lệ $\text{CH}_4/\text{CO}_2 = 2$, khi quan sát phổ Raman chỉ thấy dải G, sự phân biệt 2 đỉnh không rõ, tập trung chủ yếu ở đỉnh G và đây là sự xuất hiện của MWCNT (multi-walled carbon nanotube). Tuy nhiên, với tỷ lệ $\text{CH}_4/\text{CO}_2 < 2$ và nguyên liệu



Hình 2. Hình ảnh SEM trên bề mặt xúc tác sau phản ứng ở một số tỷ lệ CH_4/CO_2 khác nhau: (a) $\text{CH}_4/\text{CO}_2 = \infty$; (b) $\text{CH}_4/\text{CO}_2 = 4/1$; (c) $\text{CH}_4/\text{CO}_2 = 3/1$; (d) $\text{CH}_4/\text{CO}_2 = 2/1$; (e) $\text{CH}_4/\text{CO}_2 = 1/1$; (f) 0.

chỉ có khí CO_2 thì không có sự hình thành CNT thể hiện qua kết quả phân tích Raman và SEM.

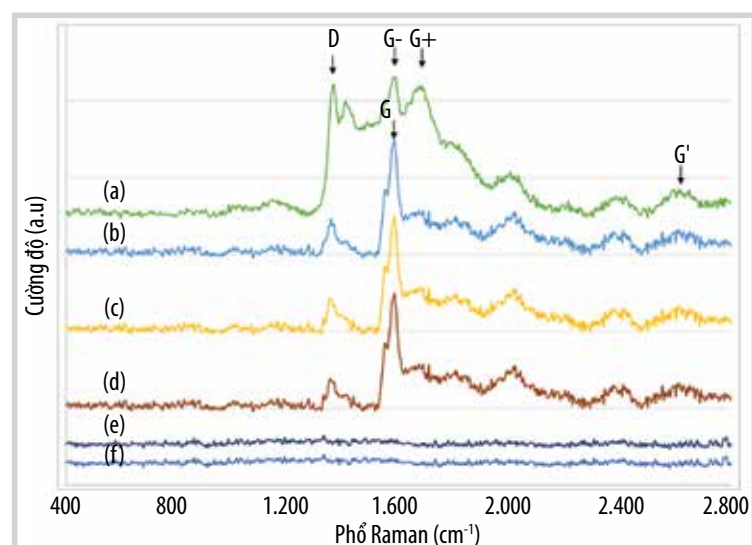
Có thể thấy, tùy theo thành phần hỗn hợp khí nguyên liệu CH_4/CO_2 , sự hình thành CNT có những thay đổi về số lượng và chất lượng. Kết quả phân tích hình ảnh SEM và Raman cho thấy, với hàm lượng $\text{CH}_4/\text{CO}_2 = 3$, kết quả CNT được hình thành đều hơn, và ít khuyết tật hơn với tỷ lệ $I_D/I_G = 0,54 < 1$. Như vậy, việc xuất hiện của CO_2 trong hỗn hợp khí chứa CH_4 , với các tỷ lệ khác nhau, ảnh hưởng đến việc hình thành CNT. CO_2 là hợp chất rất bền, do đó, việc sử dụng CO_2 làm tiền chất carbon để tổng hợp CNT tương đối khó khăn. Ở điều kiện phản ứng 800 - 900°C với nguyên liệu là hỗn hợp CH_4 và CO_2 , phản ứng dry reforming ($\text{CO}_2 + \text{CH}_4 \rightarrow 2\text{H}_2 + 2\text{CO}$) sẽ xảy ra cạnh tranh với phản ứng nhiệt phân CH_4 tạo CNT khi có sự hiện diện của

các kim loại Fe và Ni trong xúc tác. Ngoài ra, khi tăng hàm lượng CO_2 trong nguyên liệu, phản ứng Boudouard ngược cũng xảy ra mạnh hơn làm giảm khả năng thu hồi carbon. Tuy nhiên, một số tính chất của CNT được cải thiện đáng kể khi có sự hiện diện của CO_2 với tỷ lệ phù hợp. Sự cải thiện chất lượng CNT có thể được giải thích thông qua việc thúc đẩy 2 hiệu ứng sau đây: (i) hiệu ứng “ CO_2 cleaning” - CO_2 phản ứng với carbon khuyết tật ở nhiệt độ cao (phản ứng Boudouard ngược: $\text{CO}_2 + \text{C} \rightarrow 2\text{CO}$); (ii) hiệu ứng “in situ cooling” - sự tái cấu trúc CNT do nhiệt độ cục bộ giảm đột ngột (gây ra bởi phản ứng Boudouard ngược) [5]. Ngoài ra, hiệu ứng “ CO_2 cleaning” còn có thể kéo dài tuổi thọ xúc tác khi loại bỏ được carbon vô định hình bao bọc xúc tác. Ảnh hưởng của CO_2 trong quá trình tổng hợp CNT thông qua việc phân tích Raman và SEM được tổng hợp ở Bảng 2.

3. Sản xuất CNT từ các mỏ khí trong nước có hàm lượng CO_2 cao

3.1. Xác định nguồn khí có hàm lượng CO_2 cao phù hợp làm nguyên liệu cho quá trình tổng hợp CNT

Ở Việt Nam, một số mỏ khí được phát hiện với trữ lượng lớn từ năm 2010, phân bố ở 3 miền Bắc, Trung và Nam. Trong đó, mỏ khí Cá Voi Xanh được phát hiện năm 2011, là mỏ khí lớn nhất Việt Nam với trữ lượng ước tính trên 150



Hình 3. Kết quả Raman với các tỷ lệ khác nhau: (a) $\text{CH}_4/\text{CO}_2 = \infty$; (b) $\text{CH}_4/\text{CO}_2 = 4/1$; (c) $\text{CH}_4/\text{CO}_2 = 3/1$; (d) $\text{CH}_4/\text{CO}_2 = 2/1$; (e) $\text{CH}_4/\text{CO}_2 = 1/1$; (f) 0.

Bảng 2. Ảnh hưởng của hàm lượng CO_2 đến quá trình tổng hợp CNT

Tỷ lệ CH_4/CO_2	I_D/I_G	Đường kính (nm)	Chiều dài (μm)	Hiệu suất (%)
∞	0,53	15 ± 14	1 - 20	59,5
4/1	0,58	20 ± 25	1 - 25	55,7
3/1	0,54	25 ± 15	1 - 24	53,5
2/1	0,62	25 ± 10	1 - 26	51,6
1/1	-	-	-	-
0	-	-	-	-

Điều kiện phản ứng: Thời gian tiền xử lý: 10 phút; nhiệt độ tiền xử lý và nhiệt độ phản ứng: 850°C; thời gian phản ứng: 60 phút.

Bảng 3. Thành phần một số mỏ khí trong nước có hàm lượng CO_2 cao

TT	Thành phần (%mol)	Lô B	PM3	Cá Voi Xanh	Kèn Bẩu	Khánh Mỹ
1	CO_2	15,46	7,51	29,92	7,25	35,31
2	N_2	3,28	1,80	9,49	5,83	1,52
3	CH_4	73,8	82,17	58,65	75,43	52,53
4	C_2	3,88	7,43	1,11	3,45	3,24
5	C_3	2,18	0,56	0,40	3,57	1,45
6	C_4	0,96	0,28	0,21	2,66	0,51
7	C_5	0,25	0,24	0,06	1,17	0,51
8	C_6^+	0,19	0,0001	0,0001	0,45	

tỷ m³. Mỏ khí này có hàm lượng methane (CH₄) khoảng 60% và khí CO₂ khoảng 30%. Ngoài ra, nhiều mỏ khí khác cũng có chứa thành phần CO₂ đáng kể như Lô B Ô Môn (~ 21% CO₂), PM3 (~ 8% CO₂)... Mỏ khí Kèn Bầu phát hiện năm 2018 cũng cho thấy hàm lượng CO₂ khoảng 7%. Các nguồn khí mỏ nhỏ, khí cận biên của Việt Nam đa phần chứa từ 10 - 50% thành phần CO₂, như mỏ Khánh Mỹ có hàm lượng CO₂ đến 35% mol (Bảng 3).

Với thành phần một số mỏ khí ở Việt Nam có hàm lượng CO₂ cao cho thấy lượng CO₂ trong các mỏ khí ở Việt Nam ở các mức: 7%, 15%, 30% và cao hơn với mỏ khí cận biên. Qua khảo sát ở trên, tùy theo hỗn hợp khí nguyên liệu CH₄/CO₂, sự hình thành CNT có những thay đổi. Với tỷ lệ CH₄/CO₂ ≤ 1, không có sự hình thành CNT. Với tỷ lệ CH₄/CO₂ ≥ 2, có sự hình thành CNT. Trong đó, tỷ lệ CH₄/CO₂ = 3 hoặc CH₄/CO₂ = 4, cho kết quả CNT hình thành đều và có tỷ lệ I_G/I_G = 0,54. Một số nhận định và xác định nguồn khí thiên nhiên phù hợp để sản xuất CNT ở Việt Nam như Bảng 4.

Các mỏ khí có hàm lượng CO₂ (≤ 30%) và tỷ lệ CH₄/CO₂ ≥ 2 có thể được sử dụng làm nguyên liệu cho quá trình sản xuất CNT. Với các mỏ khí có hàm lượng CO₂ cao hơn thì chưa thuận lợi cho sản xuất CNT với phương pháp CVD và ở các điều kiện khảo sát, do đó, cần được xem xét nghiên cứu thêm để đánh giá và tìm giải pháp phù hợp. Như vậy,

mỏ khí Lô B và Cá Voi Xanh là những nguồn nguyên liệu tiềm năng, có thể sử dụng để tổng hợp CNT với chất lượng tốt. Các mỏ PM3 và Kèn Bầu, mặc dù có thành phần khí phù hợp cho quá trình tổng hợp CNT, nhưng do hạn chế về trữ lượng (PM3) cũng như chưa có kế hoạch khai thác cụ thể (Kèn Bầu), sẽ chưa được xem xét trong giai đoạn này.

3.2. Đánh giá hiệu quả tổng hợp CNT từ nguyên liệu khí Cá Voi Xanh

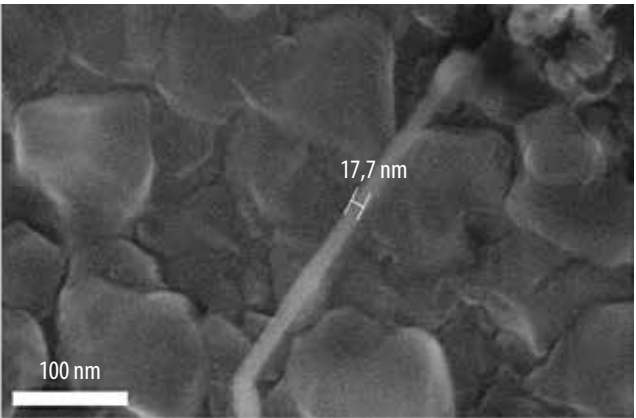
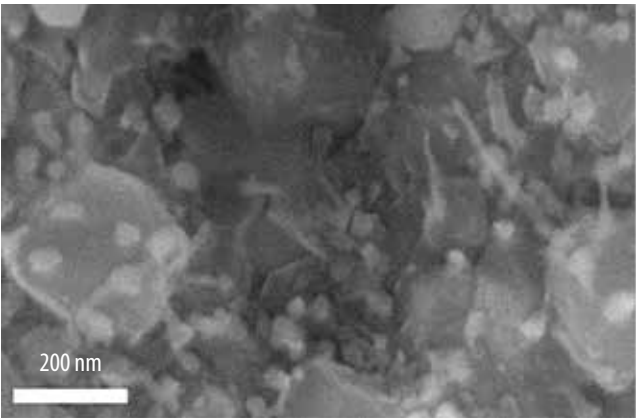
Trong các mỏ khí ở Việt Nam, mỏ Cá Voi Xanh được đánh giá là mỏ khí có trữ lượng lớn và có thành phần nằm ở giới hạn biên về thành phần và tỷ lệ thuận lợi cho tổng hợp CNT. Trong thành phần khí thiên nhiên bên cạnh CH₄ và CO₂ còn có khí trơ (N₂), một số hydrocarbon nặng (C₂₊), và các khí acid như H₂S.

3.2.1. Ảnh hưởng của thành phần hydrocarbon nặng (C₂₊)

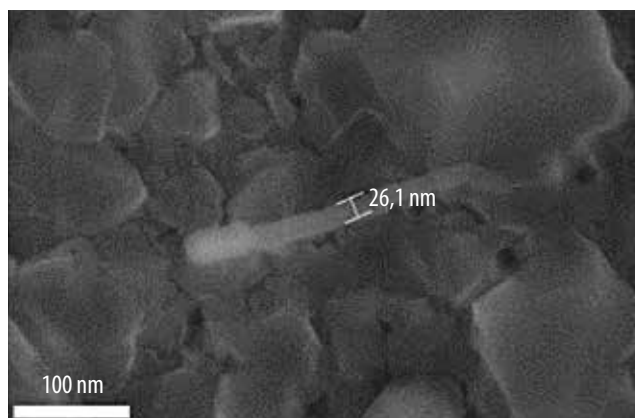
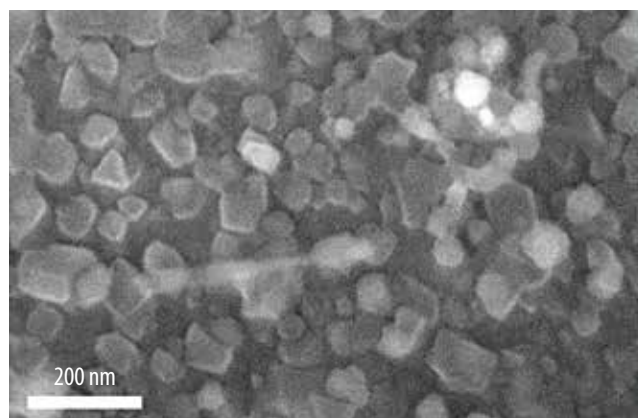
Ảnh hưởng của thành phần hydrocarbon nặng (C₂₊) đến quá trình tổng hợp CNT được khảo sát thông qua việc sử dụng hỗn hợp khí nguyên liệu có chứa khí ethane (C₂) và LPG (C₃/C₄). Về cơ bản, ethane và LPG cũng là nguồn nguyên liệu cho sản xuất CNT. Tuy nhiên, điều kiện phản ứng tối ưu cho mỗi nguyên liệu sẽ khác nhau, cụ thể với phương pháp CVD thì ethane và LPG yêu cầu ở nhiệt độ

Bảng 4. Đánh giá sự phù hợp mỏ khí có hàm lượng CO₂ cao cho sản xuất CNT

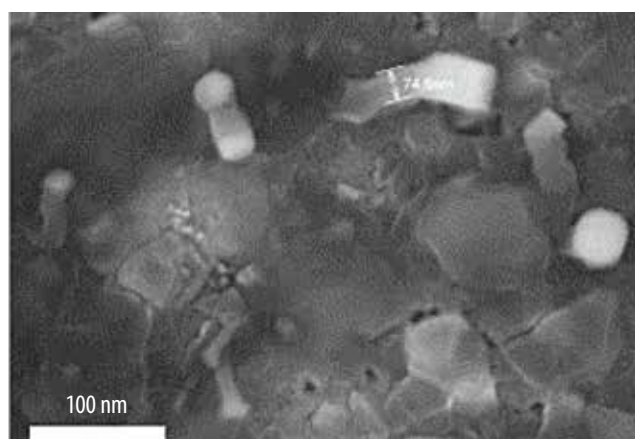
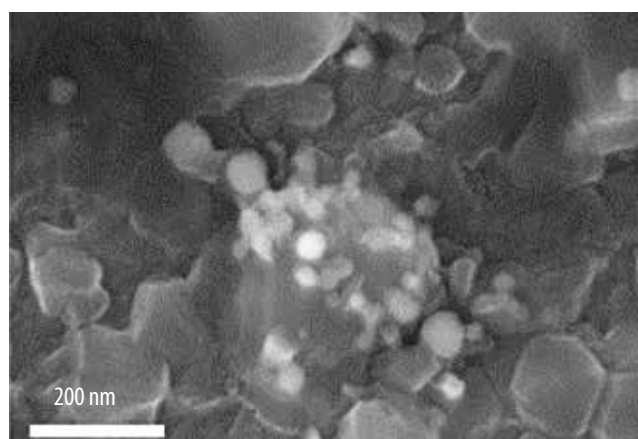
TT	Mỏ khí	Nhận định	Khuyến nghị
1	PM3	Thành phần CO ₂ thấp (khoảng 7 - 8%), thuận lợi cho tổng hợp CNT, nhưng cần xem xét về giá nguyên liệu và trữ lượng.	Thuận lợi cho sản xuất CNT
2	Kèn Bầu	Thành phần CO ₂ thấp (khoảng 7 - 8%), thuận lợi cho tổng hợp CNT, nhưng cần xem xét về giá nguyên liệu.	Thuận lợi cho sản xuất CNT
3	Lô B	Thành phần CO ₂ trung bình (khoảng 15%), thuận lợi cho tổng hợp CNT, nhưng cần xem xét về giá nguyên liệu.	Thuận lợi cho sản xuất CNT
4	Cá Voi Xanh	Thành phần CO ₂ cao (khoảng 30%), CNT được hình thành có kích thước lớn hơn, nhưng vẫn phù hợp và đạt yêu cầu.	Thuận lợi cho sản xuất CNT
5	Khánh Mỹ	Thành phần CO ₂ rất cao (≥ 35%), CNT chưa hình thành với thành phần CO ₂ cao, cần nghiên cứu xem xét phương pháp và điều kiện khác.	Chưa thuận lợi cho sản xuất CNT



Hình 4. Ảnh SEM của CNT tổng hợp từ hỗn hợp khí CH₄/CO₂ có bổ sung ethane.



Hình 5. Ảnh SEM của CNT tổng hợp từ hỗn hợp khí CH_4/CO_2 có bổ sung $\text{C}_2/\text{C}_3/\text{C}_4$



Hình 6. Ảnh SEM của CNT tổng hợp từ hỗn hợp khí CH_4/CO_2 có bổ sung $\text{H}_2\text{S}/\text{N}_2$

thấp hơn, tức là dễ dàng hơn cho tổng hợp CNT so với nguyên liệu methane [6 - 8]. Do đó, về cơ bản, việc bổ sung C_2 , C_3/C_4 vào trong nguyên liệu sẽ làm ảnh hưởng đến mật độ và tính chất của CNT. Sự bổ sung của hydrocarbon nặng làm giảm mật độ và sự đồng đều của CNT. CNT hình thành có kích thước lớn hơn. Hình ảnh phân tích SEM của CNT hình thành trên hỗn hợp nguyên liệu có chứa 5% C_2 hoặc 5% C_3/C_4 được trình bày ở Hình 4 và 5.

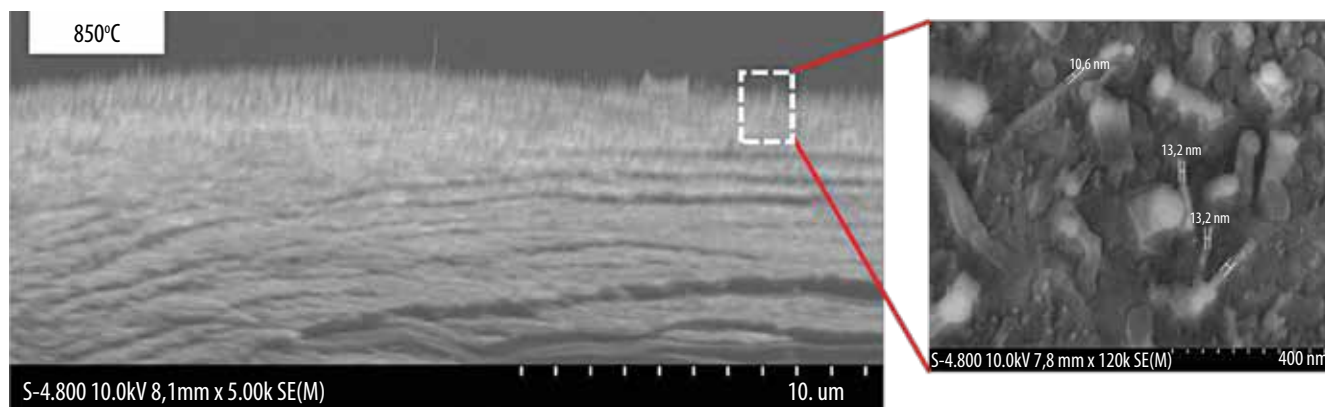
Có thể thấy rằng, việc hỗn hợp nguyên liệu có chứa thành phần hydrocarbon nặng làm ảnh hưởng đến độ tinh khiết của sản phẩm CNT thu được và cơ bản sẽ ảnh hưởng đến độ đồng đều của CNT hình thành. Khi trong thành phần khí nguyên liệu có chứa đến 5% C_{2+} , CNT vẫn hình thành được trên bề mặt xúc tác để bản mỏng với đường kính ~ 20 nm.

3.2.2. Ảnh hưởng của các thành phần khác ($\text{H}_2\text{S}/\text{N}_2$)

Tương tự khảo sát ảnh hưởng của hydrocarbon nặng, ảnh hưởng của thành phần H_2S trong nguyên liệu đến quá trình tổng hợp CNT được thực hiện với hỗn hợp khí có chứa H_2S trong N_2 . Lượng khí bổ sung được thực hiện là 100 sccm của hỗn hợp $\text{H}_2\text{S}/\text{N}_2$ tương đương với lượng H_2S

trong hỗn hợp khí nguyên liệu đi vào thiết bị CVD là 100 ppm. Kết quả cho thấy, sự xuất hiện H_2S trong hỗn hợp khí làm yếu quá trình hình thành CNT. Hình ảnh SEM cho thấy lượng CNT giảm khá nhiều, có thể vì H_2S làm cho xúc tác kim loại mất hoạt tính. Trong hỗn hợp nguyên liệu khí có chứa đến 100 ppm H_2S , CNT vẫn được hình thành trên bề mặt xúc tác để bản mỏng nhưng với mật độ và mức độ đồng đều bị giảm mạnh, kích thước đường kính ống lên đến > 70 nm (Hình 6). Do đó, việc giảm hàm lượng H_2S trong nguyên liệu cho sản xuất CNT là cần thiết để kiểm soát sự đồng đều và mật độ CNT hình thành.

Khi sử dụng nguyên liệu là khí từ mỏ khí Cá Voi Xanh, thành phần khí này chứa chủ yếu là CH_4 và CO_2 , là 2 yếu tố có vai trò quan trọng ảnh hưởng đến sự hình thành CNT. Các thành phần khác, bao gồm C_2 (1%), C_3 (0,4%) và H_2S (30 ppm), sẽ không ảnh hưởng nhiều đến quá trình hình thành CNT. Hình 7 trình bày kết quả phân tích ảnh SEM của mẫu CNT được tổng hợp từ hỗn hợp khí nguyên liệu mô phỏng thành phần khí từ mỏ Cá Voi Xanh với tỷ lệ $\text{CH}_4/\text{CO}_2 = 2$, có bổ sung 1% ethane và 30 ppm H_2S . Như vậy, khí từ mỏ khí Cá Voi Xanh là một nguồn nguyên liệu tiềm năng thuận lợi cho quá trình sản xuất CNT.



Hình 7. Ảnh SEM của CNT tổng hợp từ hỗn hợp khí mô phỏng khí Cá Voi Xanh.

4. Định hướng phát triển sản xuất và ứng dụng vật liệu CNT và graphene tại Petrovietnam

Định hướng phát triển ứng dụng của CNT hoặc graphene dựa trên các tiêu chí sau:

- Tiềm năng thị trường tại Việt Nam (quy mô, cân bằng cung cầu, giá):

- + Được đánh giá dựa trên thị trường tiềm năng trong nước của các sản phẩm đặc trưng trong lĩnh vực ứng dụng ở Việt Nam hoặc dựa trên xu hướng toàn cầu và có kết nối với công nghiệp ở Việt Nam;

- + Giá trị của nguyên vật liệu nanocarbon và giá của sản phẩm đặc trưng.

- Xu hướng phát triển/mức độ trưởng thành về công nghệ và khả năng áp dụng công nghệ tại Việt Nam: Đây là tiêu chí dựa trên mức độ thương mại hóa và mức độ phát triển của công nghệ ở thời điểm hiện tại và xu hướng thời gian tới. Mức độ thương mại hóa về công nghệ sẽ được đánh giá cho điểm theo thang điểm từ 1 đến 3 tương ứng với các mức: nghiên cứu ở quy mô phòng thí nghiệm/pilot nhỏ, sản xuất quy mô lớn, đã thương mại hóa:

- + Công nghệ sản xuất tạo nanocarbon đã thương mại hóa hay đang giai đoạn nghiên cứu phát triển;

- + Công nghệ phát triển các ứng dụng từ nanocarbon đã thương mại hóa hay đang trong giai đoạn nghiên cứu phát triển.

- Khả năng gắn kết với các dự án, nhà máy của Petrovietnam: Đây là tiêu chí đánh giá khả năng gắn kết, kết hợp hoặc phục vụ cho chuỗi giá trị của các nhà máy khai thác và chế biến dầu khí của Petrovietnam hoặc các ngành mang lại giá trị cao ở Việt Nam. Mức độ cũng được đánh giá theo thang điểm 3 dựa trên khả năng gắn kết, sử dụng/cung cấp nguyên liệu/sản phẩm cho dự án, nhà máy:

- + Việc sử dụng nguồn nguyên liệu khí trong nước (Lô B, Cá Voi Xanh);

- + Tận dụng hệ thống phụ trợ của các nhà máy khi vị trí được đặt ở gần các nhà máy chế biến dầu khí của Petrovietnam.

- Quy hoạch, chiến lược phát triển của VPI/ngành dầu khí: Sản phẩm đặc trưng có trong quy hoạch/chiến lược phát triển của VPI/ngành dầu khí hoặc phù hợp với quy hoạch/chiến lược phát triển của VPI/ngành dầu khí:

- + Quy hoạch hóa chất, quy hoạch ngành công nghiệp phụ trợ;

- + Chiến lược dài hạn về chương trình chế biến khí giàu CO₂: VPI đã có Công văn số 5692/VDKVN-NCCB ngày 19/12/2018: nhằm phát triển các sản phẩm mang thương hiệu Petrovietnam, từ đó góp phần nâng cao lợi thế cạnh tranh của Petrovietnam và phục vụ cho hoạt động sản xuất kinh doanh của các đơn vị trong tập đoàn.

- + Ngày 27/2/2020, Petrovietnam và Vinachem đã hợp về việc triển khai hợp tác giữa 2 tập đoàn, trong đó có các lĩnh vực ưu tiên nghiên cứu như phụ gia, pin, ắc quy. Điều này cũng phù hợp với hướng phát triển dài hạn của VPI bởi vật liệu nanocarbon đã thể hiện được các tính năng trong các ứng dụng về pin, ắc quy thông qua các kết quả nghiên cứu khắp thế giới.

Lộ trình nghiên cứu và phát triển 2 nhóm sản phẩm được phân loại như sau:

- Nhóm 1: Sản xuất vật liệu nanocarbon làm nguyên vật liệu cho các ngành công nghiệp khác;

- Nhóm 2: Các sản phẩm đặc trưng sử dụng vật liệu nanocarbon. Lộ trình R&D của nhóm sản phẩm đặc trưng này được phát triển có thể tách biệt với lộ trình với vật liệu nanocarbon ở Nhóm 1 nêu trên bằng cách sử dụng các sản phẩm nanocarbon đã thương mại.

Về sản phẩm Nhóm 1:

- Vật liệu CNT có khá nhiều ứng dụng và nhiều tiềm năng với nguồn nguyên liệu khí thiên nhiên. Trong CNT thì VPI đã thử nghiệm sơ bộ để sản xuất MWCNT từ CH_4 . Đây là sản phẩm có giá trị và cần được tập trung nghiên cứu và phát triển thương mại hóa.

- Graphene cũng là sản phẩm tiềm năng và nhiều ứng dụng. Tuy nhiên, do một số đơn vị trong nước (như SHTP) đã đầu tư, nghiên cứu và thương mại hóa graphene, nên, với phạm vi của chương trình R&D này thì VPI tập trung theo hướng hợp tác với các đơn vị trong nước thông qua các nghiên cứu hoặc dự án.

Về sản phẩm Nhóm 2 (sản phẩm ứng dụng của nanocarbon): dựa vào phân tích đánh giá sơ bộ về mặt thị trường, cung cầu, nguồn lực và khả năng nghiên cứu phát triển của Petrovietnam/VPI, một số sản phẩm có tiềm năng thương mại hóa được đề xuất cho VPI triển khai trong chương trình nghiên cứu và phát triển theo Bảng 5.

Lộ trình nghiên cứu và phát triển các sản phẩm đặc trưng được thực hiện thông qua các stage-gate để làm cơ sở đánh giá đề xuất. Điểm cuối của chương trình R&D là sản phẩm có thể đưa ra thị trường (ready to market), cụ thể được mô tả ở Hình 8.

Việc xây dựng lộ trình được thực hiện chủ yếu theo 2 giai đoạn chính (stage-gate), bao gồm:

- Stage-gate 1: Phân tích và thực hiện các ý tưởng, hoàn thiện quy trình tổng hợp ở quy mô phòng thí nghiệm, đánh giá về mặt kỹ thuật.

Tiêu chí đánh giá: Đánh giá về mặt kỹ thuật dựa trên một số tiêu chí kỹ thuật quan trọng để xem xét khả năng tiến hành tiếp ở quy mô pilot. Khi thỏa mãn các yêu cầu kỹ thuật thì sản phẩm được đề xuất triển khai ở giai đoạn tiếp theo.

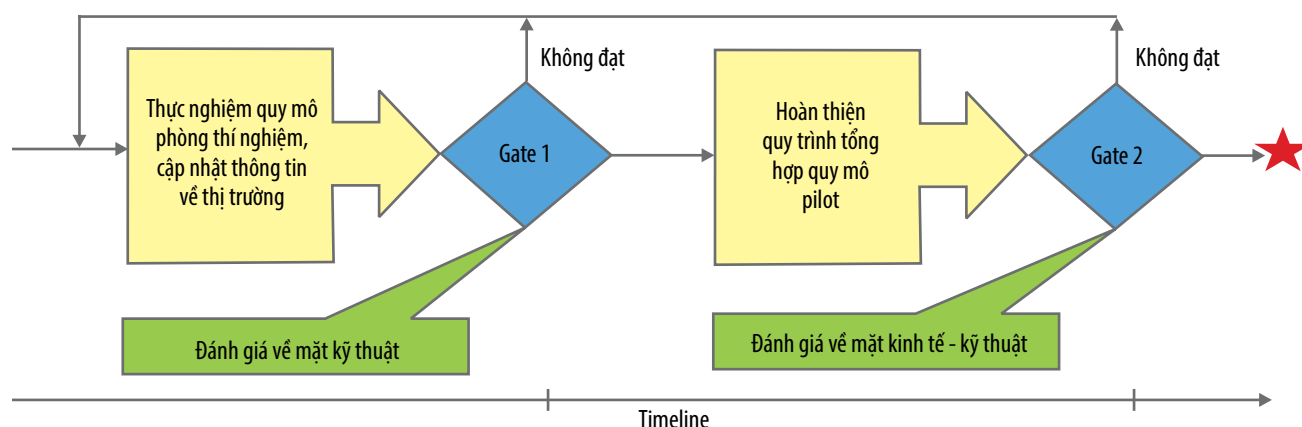
Tiêu chí đánh giá về mặt kỹ thuật được nhóm tác giả xây dựng dựa trên thực nghiệm sơ bộ, tiêu chuẩn chất lượng từ sản phẩm tương tự trên thị trường hoặc từ các nghiên cứu khác ở phòng thí nghiệm.

- Stage-gate 2: Hoàn thiện quy mô sản xuất sản phẩm ở quy mô pilot và có sản phẩm mẫu. Tính toán chi phí sản xuất, giá thành sản phẩm và hiệu quả về mặt kinh tế khi triển khai sản xuất lớn và thương mại.

Tiêu chí đánh giá: Đánh giá chủ yếu về mặt kinh tế - kỹ thuật căn cứ vào giá thành sản xuất sản phẩm đặc trưng và chỉ tiêu chất lượng đạt được để so sánh với mức giá thành có thể được thị trường chấp nhận. Khi thỏa mãn tiêu chí này thì sản phẩm đặc trưng có thể đưa ra thị trường.

Bảng 5. Danh sách sản phẩm đặc trưng được đề xuất

TT	Sản phẩm đặc trưng	Lĩnh vực ứng dụng
1	Hệ phụ gia cải thiện tính năng sơn phủ	Dân dụng, công nghiệp
2	Phụ gia cho vật liệu composite	Dệt may, da giày
3	Hệ phụ gia dầu mỡ bôi trơn	Dầu mỡ bôi trơn
4	Phụ gia cho bitumen	Xây dựng, giao thông vận tải, đặc biệt trong các hệ thống đường cao tốc, các tuyến đường có tải trọng lớn và lưu lượng cao
5	Hệ phụ gia cải thiện tính năng xăng/dầu	Dầu khí
6	Hệ phụ gia tăng độ bền cơ học cho xi măng	Xây dựng
7	Chất mang vi lượng trong phân bón	Dầu khí (phân bón)
8	Vật liệu tồn trữ hydrogen	Năng lượng
9	Màng phân tách/lọc	Phân tách khí, xử lý môi trường



Hình 8. Lộ trình nghiên cứu và phát triển sản phẩm đặc trưng theo stage-gate.

Tiêu chí đánh giá về mặt kinh tế được nhóm tác giả xây dựng dựa trên kết quả đánh giá ở quy mô pilot, giá thành sản phẩm tương tự có mặt trên thị trường hoặc các ước tính sơ bộ từ các đơn vị nghiên cứu, sản xuất.

Dựa trên lộ trình chung nêu trên, kế hoạch phát triển một số sản phẩm Nhóm 1 (sản phẩm làm nguyên liệu cho sản xuất công nghiệp) và Nhóm 2 (sản phẩm đặc trưng từ vật liệu nanocarbon) được đề xuất như sau:

Nhóm 1: Tập trung vào nghiên cứu và phát triển sản xuất vật liệu CNT từ các nguồn nguyên liệu của Việt Nam.

- Giai đoạn 2020 - 2025:
 - + Tập trung nghiên cứu phát triển MWCNT từ nguồn nguyên liệu khí có hàm lượng CO₂ cao, sau đó đa dạng hóa sản phẩm từ các nguồn nguyên liệu khác (ethylene, acetylene, biogas,...) và thử nghiệm ở quy mô pilot để đưa sản phẩm ra thị trường;
 - + Hợp tác nghiên cứu phát triển sản phẩm graphene (khi có đối tác).
- Giai đoạn 2026 - 2030:

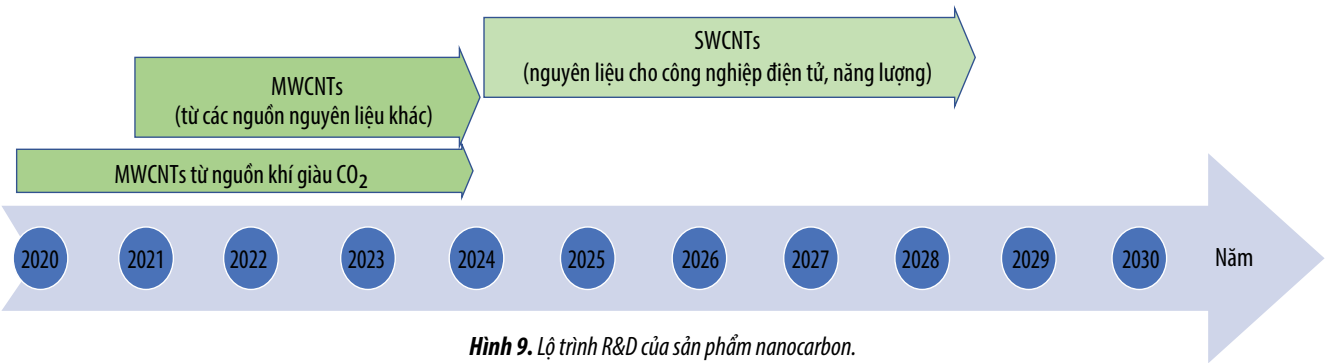
Nghiên cứu và đánh giá khả năng đưa sản phẩm SWCNT (single-walled carbon nanotube) ra thị trường.

Nhóm 2: Phát triển một số sản phẩm đặc trưng từ nanocarbon, ứng dụng cho một số lĩnh vực tiềm năng.

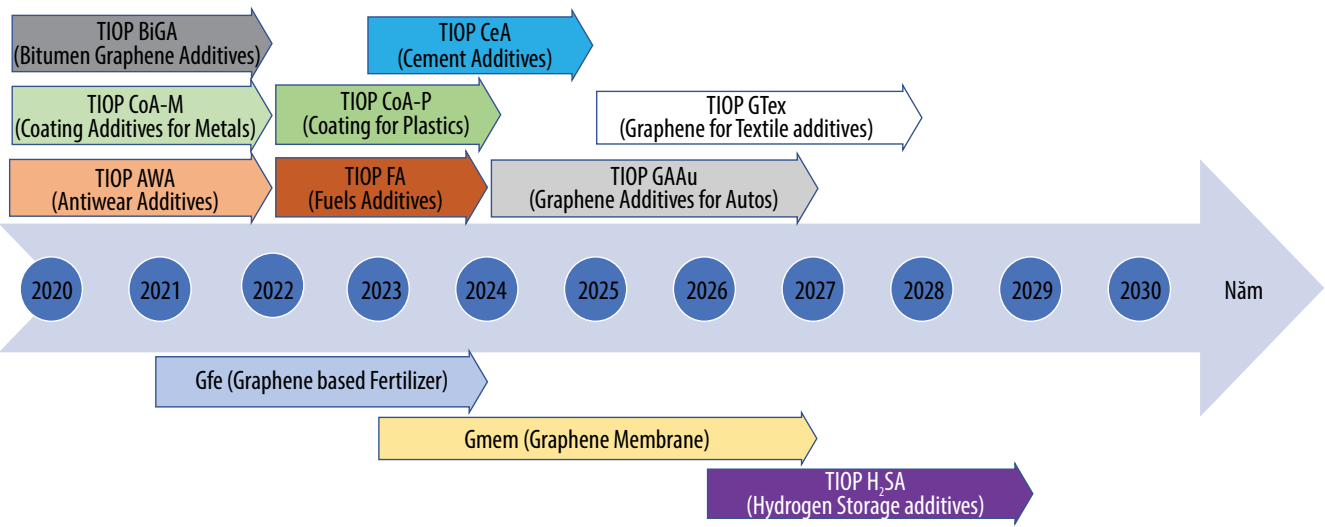
- 2020 - 2025:

Nghiên cứu phát triển một số hệ phụ gia đa chức năng, có thể ứng dụng vào một số lĩnh vực tiềm năng và chưa yêu cầu nhiều:

 - + Phụ gia chống ăn mòn (TIOP-AWA);
 - + Phụ gia cho sơn phủ kim loại (TIOP-CoA-M) và sơn phủ cho bề mặt nhựa (TIOP-CoA-P) trên cơ sở graphene;
 - + Phụ gia cải thiện tính năng của bitumen (TIOP-BiGA) trên cơ sở graphene;
 - + Phụ gia cải thiện tính năng nhả chậm cho phân bón (GFe);
 - + Phụ gia tăng RON của xăng (TIOP FA);
 - + Phụ gia cải thiện độ bền cơ học cho xi măng.
- 2026 - 2030:
 - + Thử nghiệm, đánh giá và thương mại hóa sản phẩm như phụ gia đa chức năng phục vụ cho lĩnh vực ô tô điện (TIOP GAAu);



Hình 9. Lộ trình R&D của sản phẩm nanocarbon.



Hình 10. Tổng hợp lộ trình R&D của sản phẩm đặc trưng từ nanocarbon.

+ Phát triển và thương mại hóa một số sản phẩm phụ gia đa chức năng cho lĩnh vực dệt may (TIOP GTex);

+ Vật liệu màng cho tách khí và xử lý môi trường dựa trên cơ sở graphene (GMem);

+ Vật liệu tồn trữ hydrogen trên cơ sở nanocarbon (TIOP H2SA).

Trong giai đoạn 2017 - 2022, Petrovietnam/VPI đã thực hiện các nghiên cứu quy mô phòng thí nghiệm và pilot về tổng hợp và ứng dụng của vật liệu nanocarbon và đã đạt được một số kết quả ban đầu như sau:

- Nghiên cứu, tổng hợp thành công vật liệu CNT từ các nguồn khí CH_4 chứa CO_2 và hệ khí mô phỏng thành phần khí từ mỏ khí Cá Voi Xanh bằng phương pháp CVD trên hệ xúc tác bản mỏng, làm cơ sở cho việc tổng hợp CNT từ nguồn khí thiên nhiên có hàm lượng CO_2 cao trong tương lai;

- Nghiên cứu, xây dựng quy trình tổng hợp vật liệu graphene từ CNT bằng phương pháp oxy hóa khử, sản phẩm thu được có độ tinh khiết cao, chất lượng đồng đều;

- Đã khảo sát một số ứng dụng của vật liệu nanocarbon trong lĩnh vực dầu khí cho kết quả khả quan, cụ thể:

+ Ứng dụng vật liệu CNT biến tính, graphene trong vai trò phụ gia chống mài mòn cho dầu bôi trơn. Sản phẩm này hiện đã được thương mại hóa và đưa ra sử dụng tại thị trường Việt Nam;

+ Ứng dụng vật liệu graphene làm phụ gia đa chức năng trong hệ sơn phủ bề mặt kim loại ở khu vực khí hậu biển;

+ Ứng dụng vật liệu graphene trong vai trò phụ gia tăng tính năng cơ lý của cao su, bitumen và xi măng biến tính;

+ Ứng dụng vật liệu graphene để sản xuất các dạng phân bón thông minh có khả năng kiểm soát tốc độ cung cấp chất dinh dưỡng vào môi trường đất trồng.

Các kết quả thu được góp phần khẳng định về tiềm năng ứng dụng của loại vật liệu này trong lĩnh vực dầu khí, làm cơ sở cho việc mở rộng các ứng dụng trong thời gian tới.

4. Kết luận

Tiềm năng phát triển của vật liệu nanocarbon (CNT và graphene) trên thế giới và Việt Nam rất lớn. Khí thiên nhiên có hàm lượng CO_2 cao là một nguồn nguyên liệu đầy tiềm năng để tổng hợp CNT, tạo ra được sản phẩm có giá trị cao và ứng dụng rộng rãi trong nhiều lĩnh vực. Với khả năng ứng dụng trong nhiều lĩnh vực khác nhau, thị trường vật liệu nanocarbon là vô cùng lớn. Đây là loại vật liệu có giá trị gia tăng cao và phù hợp với điều kiện của Petrovietnam.

Nhóm tác giả đã tổng hợp thành công vật liệu CNT từ các nguồn khí CH_4 chứa CO_2 và hệ khí mô phỏng thành phần khí từ mỏ khí Cá Voi Xanh. Trong các mỏ khí ở Việt Nam, mỏ Cá Voi Xanh được đánh giá là mỏ khí có trữ lượng lớn và có thành phần nằm ở giới hạn biên về thành phần và tỷ lệ thuận lợi cho tổng hợp CNT. Khí từ mỏ Cá Voi Xanh có thành phần chủ yếu là CH_4 và CO_2 , là 2 cấu tử có vai trò quan trọng ảnh hưởng đến sự hình thành CNT. Các thành phần cấu tử khác, bao gồm C_2 (1%), C_3 (0,4%) và H_2S (30 ppm), sẽ không ảnh hưởng nhiều đến quá trình hình thành CNT. Như vậy, khí từ mỏ khí Cá Voi Xanh là một nguồn nguyên liệu tiềm năng thuận lợi cho quá trình sản xuất CNT. Bên cạnh đó, cần tiếp tục thử nghiệm với nguồn khí và nguyên liệu khác để có thể đa dạng hóa nguồn nguyên liệu, giảm giá thành và chi phí sản xuất, nhằm đưa sản phẩm CNT ra thị trường với giá thấp.

Song song với việc hoàn thiện công nghệ sản xuất vật liệu CNT, việc nghiên cứu và phát triển các ứng dụng của loại vật liệu này là cần thiết và cũng cần sớm được thực hiện. Trên cơ sở phân tích đánh giá sơ bộ về mặt thị trường, cung cầu, nguồn lực và khả năng nghiên cứu phát triển của Petrovietnam/VPI, lộ trình nghiên cứu và phát triển 2 nhóm sản phẩm được đề xuất, bao gồm: (i) Sản xuất vật liệu nanocarbon làm nguyên vật liệu cho các ngành công nghiệp khác; và (ii) Các sản phẩm đặc trưng sử dụng vật liệu nanocarbon. Các ứng dụng tiềm năng và phù hợp của vật liệu CNT tại Việt Nam là làm phụ gia để tạo ra các sản phẩm tiên tiến có tính năng vượt trội trong các lĩnh vực sơn phủ, dầu nhờn, phân bón và nhựa.

Tài liệu tham khảo

- [1] Cattien V. Nguyen, "Advanced technology utilising CO_2 -containing methane for production of CNTs and graphene and their applications", *Petrovietnam Journal*, Volume 10, pp. 59 - 70, 2019.
- [2] E.R. Edwards, E.F. Antunes, E.C. Botelho, M.R. Baldan, and E.J. Corat, "Evaluation of residual iron in carbon nanotubes purified by acid treatments", *Applied Surface Science*, Volume 258, Issue 2, pp. 641 - 648, 2011. DOI: 10.1016/j.apsusc.2011.07.032.
- [3] R. Saito, M. Hofmann, G. Dresselhaus, A. Jorio, and M. S. Dresselhaus, "Raman spectroscopy of graphene and carbon nanotubes", *Advances in Physics*, Volume 60, Issue 3, pp. 413 - 550, 2011. DOI: 10.1080/00018732.2011.582251.
- [4] Dmitry Yu. Usachov, Valery Yu. Davydov, Vladimir S. Levitskii, Viktor O. Shevelev, Dmitry Marchenko, Boris V. Senkovskiy, Oleg Yu. Vilkov, Artem G. Rybkin, Lada V.

Yashina, Evgueni V. Chulkov, Irina Yu. Sklyadneva, Rolf Heid, Klaus-Peter Bohnen, Clemens Laubschat, and Denis V. Vyalikh, "Raman spectroscopy of lattice-matched graphene on strongly interacting metal surfaces", *ACS Nano*, Volume 11, Issue 6, pp. 6336 - 6345, 2017. DOI: 10.1021/acsnano.7b02686.

[5] Steven Corthals, Jasper Van Noyen, Jan Geboers, Tom Vosch, D. Liang, Xiaoxing Ke, Johan Hofkens, Gustaaf van Tendeloo, Jacobs Pierre, and Bert F Sels, "The beneficial effect of CO₂ in the low temperature synthesis of high quality carbon nanofibers and thin multiwalled carbon nanotubes from CH₄ over Ni catalysts", *Carbon*, Volume 50, Issue 2, pp. 372 - 384, 2012. DOI:10.1016/j.carbon.2011.08.047.

[6] Giuseppe Gulino, Ricardo Vieira, Julien Amadou, Patrick Nguyen, Marc J. Ledoux, Signorino Galvagno, Gabriele Centi, and Cuong Pham-Huu, "C₂H₆ as an active carbon source for a large scale synthesis of carbon nanotubes by CVD", *Applied Catalysis A: General*, Volume 279, Issues 1-2, pp. 89 - 97, 2005. DOI: 10.1016/j.apcata.2004.10.016.

[7] Buppachat Toboonsung and Pisith Singjai, "Growth of CNTs using liquefied petroleum gas as carbon source by chemical vapor deposition method", *Advanced Materials Research*, Volume 770, pp. 116 - 119, 2013. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.770.116.

[8] I.D. Rahatwan, Praswasti P.D.K. Wulan, and M. Solahudin, "Techno-economic analysis of pilot scale carbon nanotube production from LPG with Fe-Co-Mo/MgO catalyst in Indonesia", *AIP Conference Proceedings*, Volume 2230, Issue 1, 2020.

[9] Nguyễn Hữu Lương, Huỳnh Minh Thuận, Nguyễn Mạnh Huân, Đỗ Phạm Noa Uy, Nguyễn Thị Châu Giang, và Đặng Ngọc Lương, "Tiềm năng phát triển vật liệu carbon nanotube từ nguồn khí thiên nhiên giàu CO₂ của Việt Nam", *Tạp chí Dầu khí*, Số 9, trang 31 - 40, 2022. DOI: 10.47800/PVJ.2022.09-05.

[10] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, "Khung chương trình nghiên cứu khoa học dài hạn giai đoạn 2021 - 2025", Quyết định số 3379/QĐ-DKVN ngày 17/6/2021.

ADVANCING THE PRODUCTION AND APPLICATION OF CARBON NANOTUBES (CNT) FROM VIETNAM'S HIGH-CO₂ NATURAL GAS SOURCES

Le Manh Hung¹, Phan Minh Quoc Binh², Nguyen Huu Luong²

¹Chairman of the Board of Directors, Vietnam National Industry-Energy Group (PVN)

²Vietnam Petroleum Institute (VPI)

Email: hunglm@pvn.vn

Summary

Nanocarbon is considered the fourth-generation materials, gradually replacing applications of third-generation silicon-based materials. With its wide range of applications across various sectors, the nanocarbon material market holds immense potential. In Vietnam alone, preliminary estimates indicate that the nanocarbon market could reach approximately 3,700 tons/year by 2030. Natural gas with high CO₂ content represents a highly promising feedstock for synthesizing carbon nanotubes (CNTs). This is a high-value-added material with wide-ranging applications across multiple fields and is highly suitable for future development by the Vietnam National Industry-Energy Group.

The Petrovietnam/Vietnam Petroleum Institute (VPI) has successfully developed an advanced technology to synthesize CNTs from high-CO₂-content gas sources using the chemical vapor deposition (CVD) method based on the application of thin-film metal catalyst systems. The obtained CNT products, without requiring purification, achieve a purity level of 99.8%. In Vietnam, the Ca Voi Xanh gas field is assessed as a major reserve with compositions lying at a favorable threshold in terms of constituent components and ratios for CNT synthesis. Potential and suitable applications of CNT materials in Vietnam include their use as additives to create advanced products with superior properties in coatings, lubricants, fertilizers, and plastics. In parallel with completing CNT production technology, research and development of CNT-based applications are necessary and should be initiated soon. Informed by a preliminary analysis of market trends, supply and demand, available resources, and the research and development capabilities of Petrovietnam/VPI, a roadmap for research and development of two product groups is proposed: (i) Nanocarbon materials as raw inputs for other industries; and (ii) Specialized products incorporating nanocarbon materials.

Key words: CNT, CVD, graphene, nanocarbon, carbon nanotubes, CO₂-rich natural gas, Ca Voi Xanh gas field.

PHÁT TRIỂN NHIÊN LIỆU ĐẶC CHỦNG PHỤC VỤ QUỐC PHÒNG - AN NINH: BÀI TOÁN CÔNG NGHỆ TẠI NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT

Lê Mạnh Hùng¹, Bùi Minh Tiến¹, Lê Xuân Huyền¹

Bùi Ngọc Dương², Nguyễn Văn Hội², Khương Lê Thành², Nguyễn Việt Thắng², Mai Tuấn Đạt²

¹Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PVN)

²Công ty Cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR)

Email: datmt@bsr.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.02-02>

Tóm tắt

Nhiên liệu đặc chủng đóng vai trò quan trọng trong lĩnh vực quốc phòng - an ninh, đòi hỏi chất lượng cao, đáp ứng các tiêu chuẩn kỹ thuật nghiêm ngặt. Trong bối cảnh Việt Nam đang hướng tới tự chủ về nguồn cung nhiên liệu, việc phát triển các dòng sản phẩm nhiên liệu đặc chủng tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là một yêu cầu cấp thiết. Tuy nhiên, quá trình này gặp nhiều thách thức về công nghệ, từ những giới hạn trong thiết kế ban đầu của nhà máy đến các yêu cầu khắt khe về chất lượng sản phẩm. Bài báo phân tích những rào cản công nghệ trong giai đoạn đầu nghiên cứu (2012 - 2014) và giới thiệu một số giải pháp mà Công ty cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn đã thực hiện nhằm làm chủ công nghệ sản xuất nhiên liệu đặc chủng trong nước.

Từ khóa: Nhiên liệu đặc chủng, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, công nghệ lọc dầu, quốc phòng - an ninh.

1. Giới thiệu

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là nhà máy lọc dầu đầu tiên của Việt Nam, được xây dựng tại huyện Bình Sơn, tỉnh Quảng Ngãi, với tổng mức đầu tư trên 3 tỷ USD do Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) làm chủ đầu tư, công suất chế biến theo thiết kế là 6,5 triệu tấn dầu thô/năm. Hiện nay, nhà máy do Công ty cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) chịu trách nhiệm quản lý và vận hành.

Từ khi chính thức đi vào hoạt động, các sản phẩm xăng dầu của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã đáp ứng khoảng 30% nhu cầu tiêu thụ của thị trường trong nước, góp phần giảm sự phụ thuộc vào nguồn cung nhập khẩu. Tuy nhiên, đối với nhiên liệu đặc chủng - yêu cầu đặc biệt phát sinh do phần lớn các trang bị vũ khí của Quân đội Nhân dân Việt Nam có nguồn gốc từ Liên bang Nga - đòi hỏi sử dụng các loại nhiên liệu phù hợp với tiêu chuẩn công nghệ quân sự Nga. Vì vậy, để đảm bảo cung cấp nhiên liệu cho các trang thiết bị quân sự, Bộ Quốc phòng phải nhập khẩu hoàn toàn nhiên liệu đặc chủng từ Liên bang Nga. Điều này tiềm ẩn nguy cơ gián đoạn nguồn

cung, đặc biệt trong bối cảnh căng thẳng địa chính trị, bất ổn thương mại hoặc các tình huống xung đột quân sự. Sự gián đoạn này có thể ảnh hưởng trực tiếp đến công tác huấn luyện và khả năng sẵn sàng chiến đấu của quân đội, do đó đặt ra yêu cầu cấp bách về phát triển năng lực sản xuất nhiên liệu đặc chủng trong nước. Từ đó, giúp nâng cao tính tự chủ chiến lược, góp phần gia tăng khả năng dự trữ và chủ động điều phối nguồn cung nhiên liệu trong mọi tình huống.

Từ năm 2012, Bộ Quốc phòng đã chủ động dự báo tình hình, sớm triển khai cho Cục Xăng dầu (Tổng cục Hậu cần - Kỹ thuật) và Trung tâm Nhiệt đới Việt Nga phối hợp với Petrovietnam và BSR nghiên cứu sản xuất các loại nhiên liệu đặc chủng (gồm nhiên liệu máy bay phản lực và dầu diesel) tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Các loại nhiên liệu đặc chủng sử dụng trong quân đội đòi hỏi tiêu chuẩn kỹ thuật khắt khe nhằm đảm bảo tính an toàn, hiệu suất cao khi vận hành trên các trang thiết bị quân sự, đồng thời duy trì tính ổn định về đặc tính hóa lý trong suốt quá trình tồn trữ dài hạn. Đây là những sản phẩm không thuộc danh mục thiết kế ban đầu của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Với cấu hình công nghệ hiện có, vốn được tối ưu hóa cho một tập hợp giới hạn các loại dầu thô, việc điều chỉnh nguồn nguyên liệu đầu vào cũng như



Ngày nhận bài: 12/3/2025.

Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 13/3 - 2/4/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 2/4/2025.

cải tiến quy trình sản xuất để đáp ứng yêu cầu kỹ thuật của nhiên liệu đặc chủng đặt ra thách thức lớn đối với đội ngũ cán bộ, kỹ sư của nhà máy, đòi hỏi sự nghiên cứu chuyên sâu và đổi mới công nghệ toàn diện.

Bài báo giới thiệu những thách thức về mặt công nghệ BSR phải đối mặt trong giai đoạn đầu nghiên cứu sản xuất nhiên liệu đặc chủng (2012 - 2014) và các giải pháp cải tiến công nghệ đã được áp dụng nhằm phát triển thành công sản phẩm mới của nhà máy.

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

Theo thiết kế, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có thể chế biến dầu thô Bạch Hổ (có hàm lượng lưu huỳnh khoảng 0,03% khối lượng) hoặc hỗn hợp dầu thô bao gồm 85% dầu thô Bạch Hổ và 15% dầu thô Dubai (có hàm lượng lưu huỳnh khoảng 2,1% khối lượng) với công suất 148.000 thùng/ngày. Danh mục sản phẩm của nhà máy gồm LPG, nhựa PP, xăng RON 92/95, nhiên liệu phản lực, dầu hỏa dân dụng, dầu diesel, dầu nhiên liệu và lưu huỳnh. Nhà máy có 15 phân xưởng công nghệ và 10 phân xưởng phụ trợ, khu bể chứa dầu thô, khu bể chứa trung gian và khu bể chứa sản phẩm cùng với hệ thống

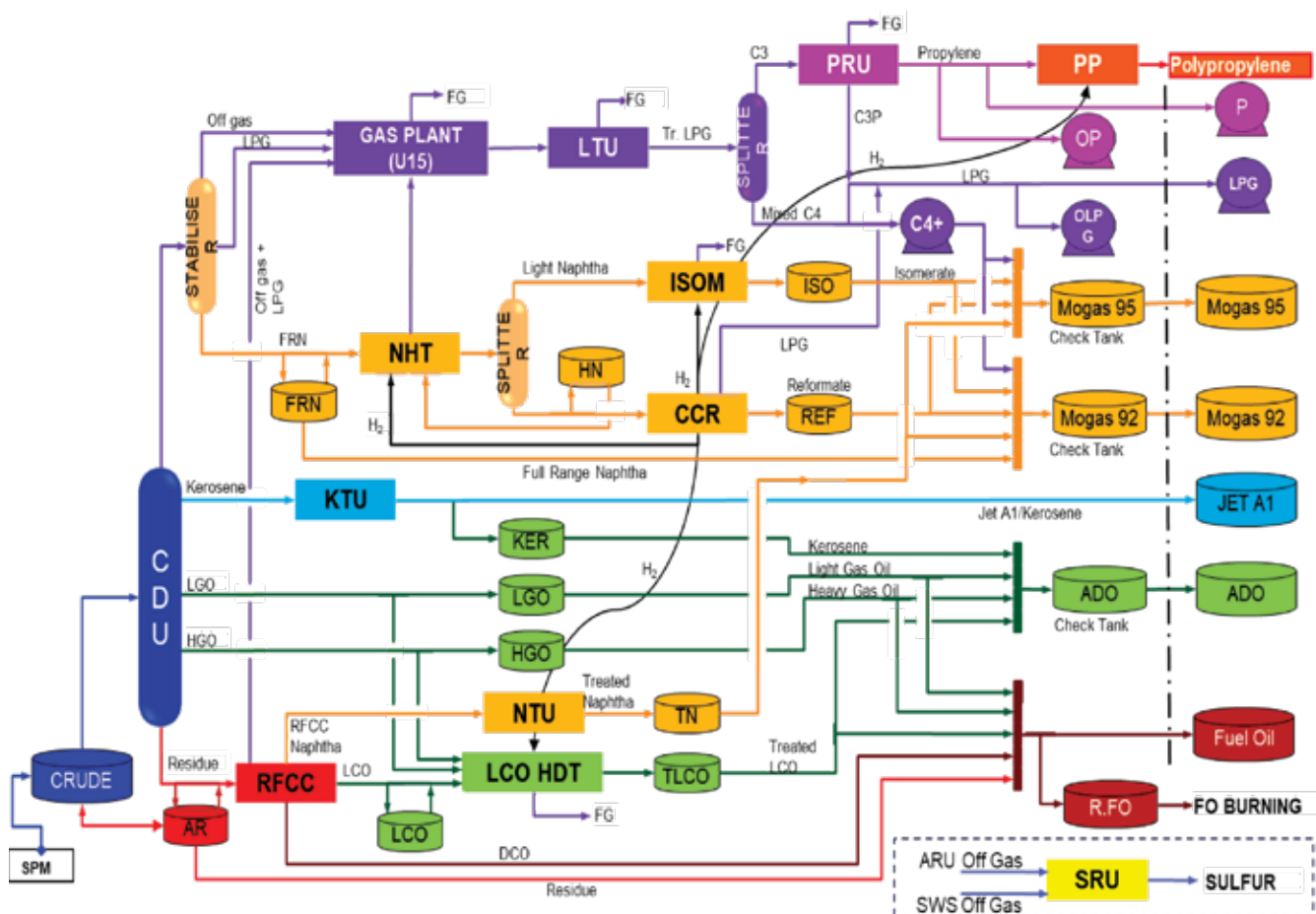
xuất nhập. Cấu hình công nghệ của nhà máy được mô tả như trong Hình 1.

Dầu thô được nhập vào nhà máy để chế biến thông qua hệ thống phao rót dầu một điểm neo (SPM) có khả năng tiếp nhận tàu trọng tải từ 80.000 - 150.000 tấn và đường ống dẫn dầu từ phao đến khu bể chứa dầu thô dài khoảng 4,2 km.

Dầu thô được bơm vào khu bể chứa gồm 8 bể có dung tích bằng nhau, mỗi bể là 65.000 m³. Dầu thô, sau khi tách muối và nước, được bơm vào tháp chưng cất khí quyển có công suất thiết kế 140.000 thùng/ngày để tách thành các phân đoạn như: khí, naphtha, kerosene, gas oil nặng và nhẹ, và cặn khí quyển.

Khí được đưa đến Phân xưởng chế biến khí và thu hồi propylene để cho ra khí hóa lỏng và propylene thì chuyển sang Nhà máy Polypropylene để chế biến hạt nhựa.

Naphtha được đưa vào các phân xưởng công nghệ (Phân xưởng đồng phân hóa - ISOM và Phân xưởng reforming xúc tác - CCR) để nâng cao chỉ số octane phối trộn xăng.



Hình 1. Cấu hình công nghệ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Kerosene được chuyển đến Phân xưởng xử lý kerosene (KTU) để cho ra nhiên liệu phản lực và dầu hỏa.

Gas oil nặng (HGO) và nhẹ (LGO) được phối trộn tạo thành dầu diesel.

Cặn khí quyển được đưa đến Phân xưởng cracking xúc tác (RFCC) xử lý để cho ra các sản phẩm LPG, xăng, diesel, dầu nhiên liệu...

Các phân xưởng công nghệ và phụ trợ của nhà máy được điều hành tại nhà điều khiển trung tâm thông qua hệ thống điều khiển phân tán DCS hiện đại có chức năng điều khiển, giám sát, ghi nhận, lưu trữ và hiển thị dữ liệu về quá trình vận hành của nhà máy.

Để phục vụ cho các phân xưởng công nghệ hoạt động, nhà máy có 10 phân xưởng phụ trợ như nhà máy điện, các phân xưởng cung cấp khí nén và khí điều khiển, hóa chất, nước làm mát, nước cứu hỏa và nước sinh hoạt, khí nhiên liệu, dầu nhiên liệu, phân xưởng xử lý nước thải...

Các sản phẩm từ khu vực công nghệ được chuyển đến khu bể chứa trung gian. Tại đây các sản phẩm được kiểm tra chất lượng và phối trộn với tỷ lệ hợp lý trước khi đưa đến khu bể chứa sản phẩm qua đường ống dài khoảng 7 km.

Các sản phẩm của nhà máy được chứa trong 22 bể chứa thành phẩm để xuất bán bằng đường bộ và đường biển. Cảng xuất đường biển nằm trong vịnh Dung Quất cách khu bể chứa sản phẩm khoảng 3 km. Cảng có 6 bến xuất cho tàu có trọng tải từ 1.000 - 30.000 tấn.

Với cấu hình công nghệ theo thiết kế, giở dầu thô đầu vào của nhà máy khá hạn hẹp, chủ yếu bao gồm dầu thô nhóm paraffin khai thác trong nước từ mỏ Bạch Hổ hoặc các loại dầu có chất lượng tương đương, thuộc nhóm dầu ngọt, nhẹ và chứa ít tạp chất. Do đó, việc nghiên cứu, đánh giá các loại dầu thô khác có tính chất phù hợp để sản xuất nhiên liệu đặc chủng là một bài toán công nghệ đầy thách thức. Mỗi thay đổi trong thành phần dầu thô đầu

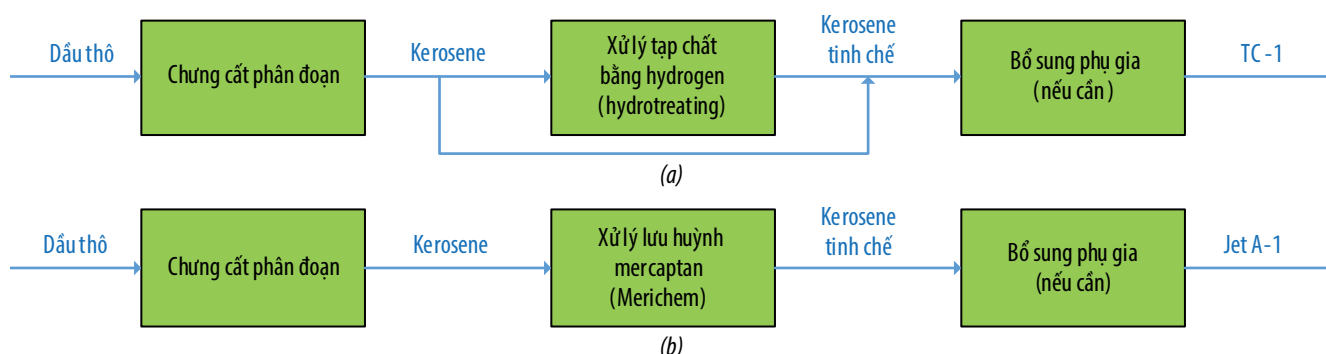
vào có thể tác động đến cân bằng vật chất, mức tiêu thụ năng lượng và hóa phẩm xúc tác, đồng thời làm thay đổi các tính chất của dòng sản phẩm và ảnh hưởng đến khả năng vận hành của các phân xưởng công nghệ.

3. Những thách thức công nghệ khi sản xuất nhiên liệu đặc chủng tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

3.1. Đối với sản xuất nhiên liệu máy bay phản lực quân sự

Nhiên liệu đặc chủng nhập khẩu từ Liên bang Nga TC-1 dùng cho máy bay quân sự sản xuất theo tiêu chuẩn GOST 10227 và nhiên liệu Jet A-1 do Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sản xuất theo tiêu chuẩn TCVN 6426 (tương đương với các tiêu chuẩn quốc tế ASTM D1655 và DEFSTAN 91-91) đều có nguồn gốc từ phân đoạn kerosene thu được trong quá trình chưng cất dầu thô. Tuy nhiên, mỗi loại dầu thô sẽ có thành phần hóa học và tính chất khác nhau. Sản phẩm TC-1 được sản xuất từ dầu thô khai thác nội địa ở Liên bang Nga với tính chất đặc trưng là dầu chua, có tỷ trọng từ trung bình đến cao, thành phần chứa ít paraffin, nhiều naphthene và các hợp chất thơm. Trong khi đó Jet A-1 của BSR được sản xuất từ dầu ngọt, nhẹ với thành phần chính là dầu Bạch Hổ, thuộc họ dầu chứa nhiều paraffin.

Do phụ thuộc nguồn nguyên liệu chế biến nên công nghệ sản xuất nhiên liệu máy bay phản lực TC-1 và Jet A-1 cũng có sự khác biệt đáng kể (Hình 2). Khi chế biến từ dầu chua, phân đoạn kerosene chứa nhiều lưu huỳnh hơn mức yêu cầu nên cần được xử lý bằng hydrogen (hydrotreating) để loại bỏ các hợp chất lưu huỳnh. Sau quá trình xử lý, thành phần kerosene chưng cất trực tiếp sẽ được pha trộn với thành phần kerosene đã qua xử lý hydrogen và bổ sung phụ gia để sản xuất TC-1. Khi chế biến từ dầu ngọt, phân đoạn kerosene sạch hơn, nên chỉ cần xử lý nhẹ bằng công nghệ của Merichem để khử lưu huỳnh mercaptan thành hợp chất disulfide, loại bỏ nước và các tạp chất và bổ sung thêm phụ gia chống tĩnh điện để sản xuất Jet A-1.



Hình 2. Các công nghệ sản xuất nhiên liệu máy bay phản lực. (a) Công nghệ sản xuất TC-1; (b) Công nghệ sản xuất Jet A-1.

Bảng 1. So sánh các tính chất quan trọng của nhiên liệu TC-1 và Jet A-1

TT	Chỉ tiêu	Yêu cầu kỹ thuật		Kết quả phân tích	
		TCVN 6426 Jet A-1	GOST 10227 TC-1	Jet A-1	TC-1
1	Khối lượng riêng (kg/m ³):				
	- Ở 20°C	-	≥ 775	776,3	783,8
	- Ở 15°C	775 - 840	-	779,9	-
2	Thành phần cất:				
	Nhiệt độ sôi đầu (°C)	Ghi kết quả	≤ 150	153,9	145,8
	Nhiệt độ cất 10% (°C)	≤ 205	≤ 165	164,6	159,3
	Nhiệt độ cất 50% (°C)	Ghi kết quả	≤ 195	180,1	180,2
	Nhiệt độ cất 90% (°C)	Ghi kết quả	≤ 230	198,9	214,4
	Nhiệt độ cất 98% (°C)	-	≤ 250	213,2	234,3
	Nhiệt độ sôi cuối (°C)	≤ 300	-	213,5	237,2
	Cặn chưng cất (% thể tích)	≤ 1,5	≤ 1,5	1,1	1,1
	Hao hụt (% thể tích)	≤ 1,5	≤ 1,5	0,8	0,2
3	Độ nhớt động học (cSt):				
	- Ở 20°C	-	≥ 1,25	1,405	1,354
	- Ở -20°C	≤ 8,000	≤ 8,000	3,180	2,902
4	Nhiệt lượng riêng thực (KJ/kg)	≥ 42.800	≥ 42.900	43.540	43.313
5	Chiều cao ngọn lửa không khói (mm)	≥ 25	≥ 25	27,5	25
6	Trị số acid:				
	- mg KOH/100 cm ³ - mg KOH/g	- ≤ 0,015	≤ 0,7 -	Không có 0,002	0,31 -
7	Nhiệt độ chớp cháy cốc kín (°C)	≥ 38	≥ 28	38	39
8	Nhiệt độ bắt đầu kết tinh (°C)	≤ - 47	≤ - 50	- 56	-64
9	Hàm lượng nhựa thực tế (mg/100 cm ³ nhiên liệu)	≤ 7	≤ 5	0,5	1
10	Hàm lượng hydrocarbon thơm (% thể tích)	≤ 26,5	≤ 20	11,3	14,4
11	Hàm lượng lưu huỳnh tổng (% khối lượng)	≤ 0,3	≤ 0,25	0,0037	0,0433
12	Hàm lượng lưu huỳnh mercaptan (% khối lượng)	≤ 0,003	≤ 0,003	0,0006	0,0021
13	Trị số iodine (g iodine/100g nhiên liệu)	-	≤ 2,5	0,09	0,4
14	Thành phần nhiên liệu:				
	- Thành phần không qua quá trình hydrogen hóa (% thể tích)	Báo cáo	-	100	16
	- Thành phần qua quá trình hydrogen hóa khắc nghiệt (% thể tích)	Báo cáo	-	0	84

So sánh các tính chất hóa lý của các mẫu nhiên liệu TC-1 và Jet A-1 (phân tích năm 2013) được thể hiện trong Bảng 1.

Mặc dù nhiên liệu Jet A-1 do Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sản xuất theo TCVN 6426, có chất lượng đáp ứng cả tiêu chuẩn DEFSTAN 91-91 của Bộ Quốc phòng Anh dùng cho nhiên liệu máy bay quân sự, nhưng khi so sánh với yêu cầu kỹ thuật GOST 10227 của Liên bang Nga, nhận thấy rằng tiêu chuẩn GOST có những quy định khắt khe hơn. Cụ thể, các chỉ tiêu nhiệt độ sôi đầu, nhiệt độ cất 10% và nhiệt độ chớp cháy cốc kín có giá trị quy định khá thấp, nhằm đảm bảo khả năng khởi động nhanh, tăng tốc tức thời và thay đổi độ cao linh hoạt theo kế hoạch tác chiến của máy bay quân sự; nhiệt lượng riêng thực cao hơn

giúp tăng hiệu suất động cơ, tăng tầm bay và thời gian hoạt động của máy bay; nhiệt độ bắt đầu kết tinh rất thấp nhằm đảm bảo máy bay hoạt động ở độ cao lớn, vùng có khí hậu lạnh; hàm lượng hydrocarbon thơm, hàm lượng nhựa thấp hơn so với TCVN 6426 để hạn chế hiện tượng tạo cặn, muội than trong hệ thống nhiên liệu; hàm lượng lưu huỳnh và các trị số acid, trị số iodine được quy định ở mức thấp nhằm giảm nguy cơ ăn mòn hệ thống thiết bị máy bay và đảm bảo tính ổn định oxy hóa trong điều kiện lưu trữ dài hạn.

Kết quả Bảng 1 cho thấy hầu hết các chỉ tiêu chất lượng của Jet A-1 đáp ứng yêu cầu kỹ thuật GOST 10227, một số thông số còn có giá trị tốt hơn so với nhiên liệu TC-1. Ví dụ, các chỉ tiêu của Jet A-1 liên quan đến tính ổn

định oxy hóa và tính ăn mòn như trị số acid, trị số iodine và hàm lượng lưu huỳnh đều thấp hơn đáng kể so với TC-1. Do nguồn nguyên liệu chế biến từ dầu thô Bạch Hổ (loại dầu ngọt, nhẹ) và phân đoạn kerosene (không cần xử lý bằng hydrogen) nên thành phần Jet A-1 chứa rất ít tạp chất lưu huỳnh và các hợp chất chưa bão hòa, điều này đảm bảo an toàn vận hành cho máy bay và đáp ứng yêu cầu tồn chứa dài hạn.

Tuy nhiên, Jet A-1 có chỉ tiêu nhiệt độ sôi đầu không đạt yêu cầu theo tiêu chuẩn GOST 10227, trong khi tiêu chuẩn nhà máy đang áp dụng thì không quy định mức tối đa cho chỉ tiêu này. Theo kết quả phân tích thực tế các mẫu kerosene trong giai đoạn 2012 - 2013 cho thấy nhiệt độ sôi đầu của phân đoạn này dao động trong khoảng giá trị 151 - 163°C (Hình 3). Ngoài ra, theo chế độ vận hành thiết kế của phân xưởng CDU, nhiệt độ sôi đầu của phân đoạn kerosene khi chế biến dầu thô Bạch Hổ hoặc hỗn hợp dầu Bạch Hổ và dầu chưa đều có giá trị cao hơn so với mức yêu cầu của tiêu chuẩn GOST 10227 (Bảng 2).

Vi vậy, việc điều chỉnh nhiệt độ sôi đầu của phân đoạn kerosene về mức không lớn hơn 150°C để đáp ứng tiêu chuẩn GOST 10227 là một thách thức công nghệ đối với

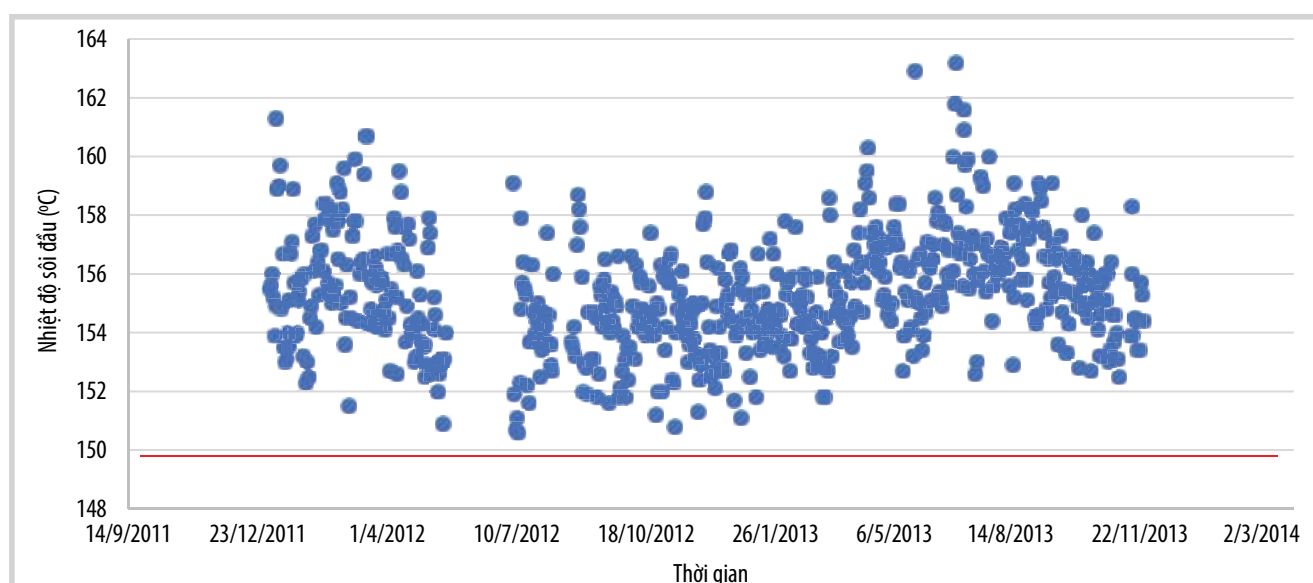
nhà máy. Sự thay đổi các thông số vận hành có thể ảnh hưởng lớn đến phân đoạn xăng cũng như sản lượng các sản phẩm khác, đặc biệt khi phân xưởng CDU chạy chế độ tối đa xăng. Ngoài ra, các chỉ tiêu khác cũng có sự khác biệt như nhiệt độ chớp cháy cốc kín của TC-1 quy định tối thiểu là 28°C, còn với Jet A-1 là 38°C. Để đáp ứng quy định an toàn về tồn trữ tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, nhiên liệu máy bay trong các bể chứa phải có điểm chớp cháy không nhỏ hơn 38°C. Nếu thay đổi điểm cắt phân đoạn naphtha/kerosene để hạ nhiệt độ sôi đầu thì phân đoạn kerosene sẽ trở nên nhẹ hơn, có khả năng gây giảm nhiệt độ chớp cháy.

3.2. Đối với nhiên liệu diesel đặc chủng

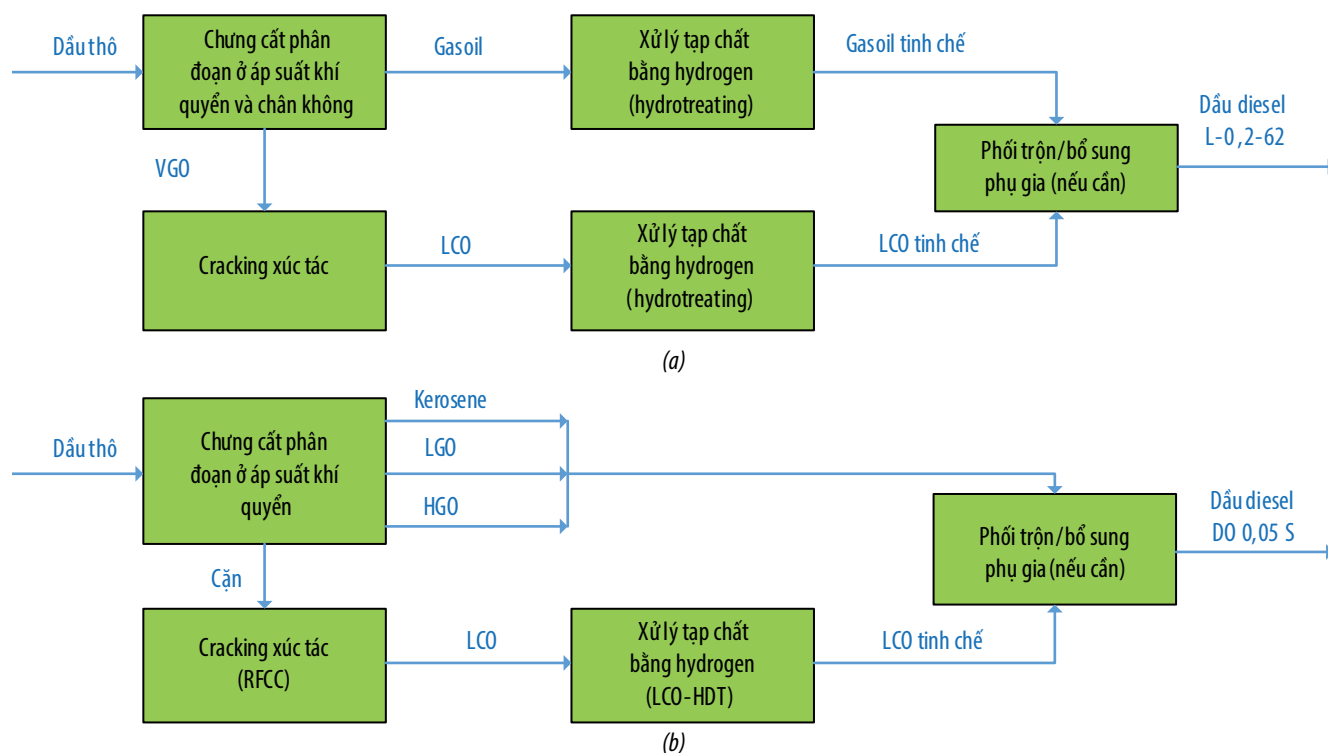
Ngành công nghiệp quốc phòng của Liên bang Nga sản xuất nhiên liệu diesel cho các trang thiết bị quân sự dựa trên tiêu chuẩn GOST 305. Do khí hậu nước này có sự thay đổi nhiệt độ lớn giữa các mùa và vùng địa lý, nhiên liệu diesel được phân thành các nhóm chính như: L (diesel được sử dụng vào mùa hè và các vùng có khí hậu ấm), Z (diesel dùng vào mùa đông ở vùng khí hậu ôn đới), A (diesel dùng ở vùng có điều kiện khí hậu băng giá khắc nghiệt). Đối với

Bảng 2. Thành phần cất phân đoạn kerosene trong các điều kiện vận hành khác nhau

TT	Chỉ tiêu chất lượng	Phân đoạn kerosene trong các điều kiện vận hành theo thiết kế		Tiêu chuẩn GOST 10227
		100% dầu Bạch Hổ	Hỗn hợp dầu Bạch Hổ và dầu chưa	
1	Khoảng nhiệt độ sôi (°C)	165 - 205	165 - 205	
2	Nhiệt độ chưng cất:			
	Nhiệt độ sôi đầu (°C)	154,3	153,5	≤ 150
	Nhiệt độ sôi 10% (°C)	171,0	174,4	≤ 165
	Nhiệt độ sôi 50% (°C)	183,1	187,7	≤ 195
	Nhiệt độ sôi 90% (°C)	198,8	201,4	≤ 230



Hình 3. Sự thay đổi giá trị nhiệt độ sôi đầu của phân đoạn kerosene trong giai đoạn 2012 - 2013.



Hình 4. Công nghệ sản xuất dầu diesel. (a) Công nghệ sản xuất diesel đặc chủng L-0,2-62; (b) Công nghệ sản xuất dầu DO 0,05S.

điều kiện khí hậu nhiệt đới nóng ẩm, các phương tiện kỹ thuật quân sự của Việt Nam thích hợp sử dụng nhiên liệu diesel mức mùa hè của Liên bang Nga. Công nghệ sản xuất dầu diesel tại các nhà máy lọc dầu ở Liên bang Nga bao gồm nhiều công đoạn: chưng cất phân đoạn các loại dầu thô nội địa; xử lý bằng hydrogen để nâng cấp chất lượng; cracking gasoil chân không (VGO) nhằm tăng sản lượng; phối trộn các cấu tử và bổ sung phụ gia để đảm bảo nhiên liệu đáp ứng tiêu chuẩn GOST 305 (Hình 4a).

Nhiên liệu DO 0,05S tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được sản xuất theo yêu cầu kỹ thuật đáp ứng tiêu chuẩn quốc gia TCVN 5689 bằng cách pha trộn 4 cấu tử: 3 phân đoạn chưng cất trực tiếp từ Phân xưởng CDU là kerosene (10 - 14% khối lượng), LGO (40 - 50% khối lượng), HGO (15 - 20% khối lượng) và phân đoạn LCO (20 - 30% khối lượng) từ phân xưởng RFCC sau khi được xử lý loại bỏ tạp chất lưu huỳnh tại Phân xưởng LCO-HDT, sau đó bổ sung phụ gia (chống mài mòn, tăng trị số cetane, hạ điểm đông đặc) (Hình 4b).

So sánh các tính chất hóa lý của nhiên liệu diesel đặc chủng mức mùa hè L-0,2-62 và nhiên liệu DO 0,05S (phân tích năm 2013) được trình bày trong Bảng 3.

Theo kết quả phân tích, các yêu cầu kỹ thuật theo tiêu chuẩn TCVN 5689 cho nhiên liệu DO 0,05S có nhiều điểm khác biệt so với tiêu chuẩn GOST 305 (đối với mức L-0,2-62). Tiêu chuẩn TCVN 5689 không quy định chất lượng

DO 0,05S theo các chỉ tiêu như: thành phần cất ở 50% và 95%, trị số cetane, điểm đục, nhiệt độ giới hạn lọc, độ nhớt động học ở 20°C, hàm lượng nhựa thực tế, hàm lượng lưu huỳnh mercaptan và trị số acid.

Các thông số thành phần cất và trị số cetane đóng vai trò quan trọng trong đánh giá tính chất cháy, hiệu suất và chất lượng nhiên liệu diesel, ảnh hưởng trực tiếp đến khả năng khởi động, hiệu suất đốt cháy của động cơ. Khác với chỉ số cetane, trị số cetane được xác định bằng thử nghiệm thực tế trên động cơ cetane tiêu chuẩn, nên có tính chính xác cao hơn khi đánh giá khả năng tự bốc cháy của nhiên liệu diesel. Thành phần cất ở 50% phản ánh đặc tính bay hơi trung bình, ảnh hưởng đến sự hình thành hỗn hợp nhiên liệu - không khí và hiệu suất cháy trong động cơ diesel, trong khi thành phần cất ở 95% thể hiện mức độ tồn tại của các phân đoạn nặng, ảnh hưởng đến khả năng cháy hoàn toàn và mức độ tạo muội than trong động cơ.

Ở những nước có khí hậu ôn đới như Liên bang Nga, các loại nhiên liệu diesel phải đảm bảo điều kiện vận hành an toàn cho các loại tàu quân sự ở vùng biển lạnh. Vậy nên, tiêu chuẩn GOST 305 quy định thêm các chỉ tiêu như độ nhớt động học ở 20°C, điểm đục, nhiệt độ giới hạn lọc, nhằm duy trì khả năng bơm, phun nhiên liệu, hạn chế nguy cơ nhiên liệu bị đóng băng, gây tắc nghẽn hệ thống. Bên cạnh đó, thông số điểm đông đặc đều được quy định trong 2 tiêu chuẩn có sự chênh lệch khá nhiều: tối đa là

Bảng 3. So sánh các tính chất quan trọng của nhiên liệu diesel L-0,2-62 và DO 0,05S

TT	Chỉ tiêu	Yêu cầu kỹ thuật		Kết quả phân tích	
		TCVN 5689 DO 0,05S	GOST 305 L-0,2-62	DO 0,05S	L-0,2-62
1	Thành phần cất:				
	Nhiệt độ cất 50% (°C)	-	≤ 280	255	265
	Nhiệt độ cất 90% (°C)	≤ 360	-	349	-
	Nhiệt độ cất 95% (°C)	-	≤ 360	360	358
2	Trị số cetane	-	≥ 45	57	49
3	Chỉ số cetane	≥ 46	-	54	-
4	Điểm đục (°C)	-	≤ -5	6	-6
5	Điểm đông đặc (°C)	≤ 6	≤ -10	1	-12
6	Nhiệt độ giới hạn lọc (°C)	-	≤ -5	4	-6
7	Nhiệt độ chớp cháy cốc kín (°C)	≥ 55	≥ 62	59	69
8	Độ nhớt động học (cSt):				
	Ở 20°C	-	3 - 6	3,715	4,3
	Ở 40°C	2 - 4,5	-	2,453	-
9	Khối lượng riêng (kg/m³):				
	Ở 15°C	820 - 860		821	-
	Ở 20°C	-	≤ 860	823,9	828,2
10	Hàm lượng nhựa thực tế (mg/100 cm³ nhiên liệu)	-	≤ 40	8,5	5
11	Hàm lượng lưu huỳnh (% khối lượng)	≤ 0,05	≤ 0,2	0,017	0,17
12	Hàm lượng lưu huỳnh mercaptan (% khối lượng)	-	≤ 0,01	0,0003	0,0009
13	Hàm lượng tro (% khối lượng)	≤ 0,01	≤ 0,01	0,0015	Không có
14	Cặn carbon của 10% cặn chưng cất (% khối lượng)	≤ 0,3	≤ 0,2	0,2	0,01
15	Trị số acid (mg KOH/100 cm³ nhiên liệu)	-	≤ 5	3,08	0,18

-10°C đối với nhiên liệu đặc chủng L-0,2-62 và tối đa +6°C đối với nhiên liệu DO 0,05S.

Ngoài ra, GOST 305 còn đưa ra yêu cầu với các thông số như hàm lượng nhựa thực tế, trị số acid và hàm lượng lưu huỳnh mercaptan. Các chỉ tiêu này đóng vai trò quan trọng trong đánh giá tính ổn định oxy hóa, khả năng ăn mòn và độ tinh khiết của nhiên liệu diesel, ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu suất động cơ, tuổi thọ hệ thống nhiên liệu và mức độ phát thải khí thải.

Nhìn chung, các chỉ tiêu chất lượng của mẫu nhiên liệu DO 0,05S đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật của GOST 305, ngoại trừ các chỉ tiêu như nhiệt độ chớp cháy cốc kín, điểm đục, điểm đông đặc và nhiệt độ giới hạn lọc... GOST 305 quy định nhiệt độ chớp cháy cao hơn nhằm giúp động cơ hoạt động ổn định hơn, tránh nguy cơ cháy sớm hoặc hiện tượng kích nổ. Để điều chỉnh chỉ tiêu này, cần giảm tỷ lệ của phân đoạn kerosene trong phối trộn diesel. Đối với các tính chất ở nhiệt độ thấp, do dầu thô chế biến của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất thuộc họ giàu paraffin nên các hợp chất paraffin có khối lượng phân tử cao thường hiện diện ở các phân đoạn nặng như HGO dẫn đến giá trị của điểm đục, điểm đông đặc và nhiệt độ giới hạn lọc của diesel nằm ở mức cao.

Như vậy, việc điều chỉnh tỷ lệ phối trộn các cấu tử diesel là cần thiết nhằm tạo ra sản phẩm có chất lượng tương đương mức L-0,2-62 theo tiêu chuẩn GOST 305. Tuy nhiên, nếu sản xuất diesel đặc chủng với sản lượng lớn, có thể gây ảnh hưởng đến thành phần phối trộn của DO 0,05S, dẫn đến nguy cơ sản phẩm này không đạt chất lượng theo TCVN 5689.

3.3. Đối với hệ thống tồn chứa, vận chuyển và xuất bán

Do tính chất của các loại nhiên liệu đặc chủng có sự khác biệt so với nhiên liệu thông thường nên cần phải có hệ thống tồn chứa và xuất bán riêng. Theo thiết kế, khu bể chứa sản phẩm của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất chỉ có 3 bể chứa dành cho nhiên liệu Jet A-1 với công suất chứa trung bình 7.407 m³/bể và 3 bể chứa dành cho nhiên liệu DO 0,05S với công suất chứa trung bình 48.391 m³/bể. Tuy nhiên, do công suất các bể chứa có giới hạn và không có hệ thống đường ống riêng biệt nên việc sản xuất các loại nhiên liệu đặc chủng sẽ ảnh hưởng rất lớn đến kế hoạch sản xuất, tồn trữ và xuất bán sản phẩm của nhà máy.

Đặc biệt, khi chuyển đổi từ chế độ sản xuất nhiên liệu thông thường sang chế độ sản xuất nhiên liệu đặc chủng và ngược lại, cần tẩy rửa đường ống/thiết bị sử dụng chung cũng như thay đổi các thông số hoạt động

Bảng 4. Các thông số công nghệ phân xưởng CDU trong quá trình sản xuất thử nghiệm Jet A-1K

TT	Thông số	Ngưỡng thấp	Ngưỡng cao	Giá trị cơ sở	Kết quả thử nghiệm	Chênh lệch
1	Nhiệt độ đỉnh tháp chưng cất dầu thô T-1101 (°C)	112	124	120	118	-2
2	Nhiệt độ đĩa rút kerosene của tháp T-1101 (°C)	172	184	176	174	-2
3	Nhiệt độ nổi đun tháp tinh luyện kerosene T-1102 (°C)	202	215	206	203	-3
4	Lưu lượng naphtha ra khỏi tháp T-1101 (m³/giờ)	152	200	183	175	-8
5	Lưu lượng kerosene ra khỏi tháp T-1101 (m³/giờ)	33	73	53	55	+2

Bảng 5. Kết quả phân tích mẫu nhiên liệu Jet A-1K trong quá trình thử nghiệm

TT	Chỉ tiêu	Mẫu thử nghiệm	GOST 10227	Đánh giá
1	Nhiệt độ sôi đầu (°C)	141,3	≤ 150	Đạt
2	Nhiệt độ cất 10% thể tích (°C)	154,6	≤ 165	Đạt
3	Nhiệt độ chớp cháy (°C)	35,0	≥ 28	Đạt
4	Khối lượng riêng tại 20°C (kg/m³)	777,8	≥ 775	Đạt

của hệ thống, làm phức tạp quy trình vận hành và quản lý chất lượng sản phẩm. Trong trường hợp có sai sót trong vận hành có thể dẫn đến sản phẩm cuối cùng không đạt chất lượng.

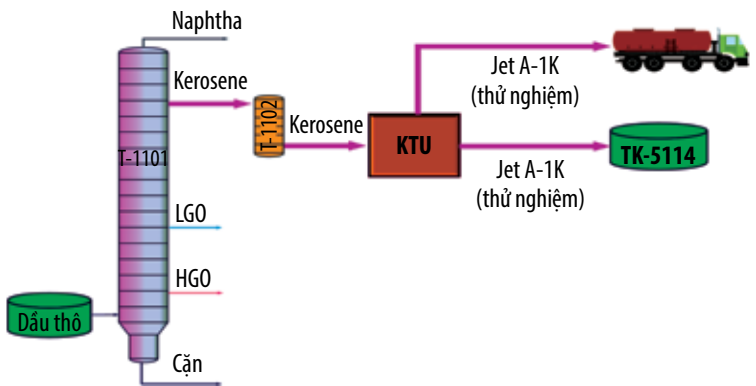
4. Hướng tiếp cận giải quyết các vấn đề về công nghệ

Trên cơ sở phân tích, nhận diện những thách thức về công nghệ hiện có tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trong quá trình phát triển các sản phẩm nhiên liệu đặc chủng, BSR đã nghiên cứu áp dụng một số giải pháp cải tiến công nghệ để sản xuất thử nghiệm các lô công nghiệp (năm 2014), cụ thể như sau:

- Đối với nhiên liệu máy bay phản lực quân sự:

+ Điều chỉnh tỷ lệ phối trộn dầu thô đầu vào: Lựa chọn loại dầu thô ngoại nhập có thành phần hóa học chủ yếu gồm các nhóm naphthene và hợp chất thơm như Azeri Light để phối trộn vào hỗn hợp nguyên liệu chế biến với tỷ lệ thích hợp nhằm đảm bảo khi điều chỉnh hạ điểm sôi đầu của kerosene thì chỉ tiêu khối lượng riêng vẫn nằm trong giới hạn quy định.

+ Điều chỉnh thông số công nghệ tại Phân xưởng CDU: Nghiên cứu này tập trung vào việc thử nghiệm thay đổi các thông số công nghệ tại Phân xưởng chưng cất dầu thô CDU nhằm điều chỉnh thành phần cất của kerosene. Theo kết quả mô phỏng trên phần mềm Petro-SIM, sau khi thay đổi điều kiện công nghệ của tháp chưng cất chính T-1101 và tháp tinh luyện



Hình 5. Sơ đồ quá trình sản xuất thử nghiệm Jet A-1K.

kerosene T-1102 thì phân đoạn kerosene ra khỏi Phân xưởng CDU đáp ứng được yêu cầu của GOST 10227 về điểm sôi đầu và nhiệt độ 10% thể tích chưng cất. Các thông số công nghệ phân xưởng CDU trong quá trình sản xuất thử nghiệm Jet A-1K được trình bày trong Bảng 4. Nhiệt độ đỉnh tháp T-1101, nhiệt độ đĩa rút kerosene tại tháp T-1101 và nhiệt độ nổi đun tháp tinh luyện kerosene T-1102 đều được hạ thấp hơn giá trị cơ sở để giảm điểm sôi đầu của phân đoạn kerosene. Việc giảm điểm cất naphtha/kerosene dẫn đến tăng sản lượng kerosene và giảm sản lượng naphtha.

Kết quả phân tích các chỉ tiêu chất lượng của Jet A-1K được trình bày trong Bảng 5. Các chỉ tiêu nhiệt độ sôi đầu và nhiệt độ cất 10% thể tích đạt yêu cầu theo tiêu chuẩn GOST 10227. Tuy nhiên, phân đoạn kerosene có điểm chớp cháy là 35°C, trong khi giới hạn thông số này đối với quy định an toàn về tồn chứa tại nhà máy là không nhỏ hơn 38°C. Trong quá trình sản xuất thử nghiệm, một phần kerosene từ Phân xưởng CDU sẽ được chuyển trực tiếp vào xe bồn để tiến hành đánh giá tính chất, phần kerosene còn lại sẽ được chuyển về bể chứa TK-5114 (Hình 5). Để đảm bảo an toàn về tồn chứa, BSR đã duy trì sẵn một lượng nhất định sản phẩm kerosene có điểm chớp cháy cao hơn 38°C (từ 38,5 - 40°C) trong bể chứa trung gian TK-5114 trước khi sản xuất thử nghiệm để bảo đảm lượng kerosene có điểm

Bảng 6. Kết quả phân tích các cấu tử thành phần của nhiên liệu diesel

TT	Chỉ tiêu	Kết quả phân tích				GOST 305
		Kerosene	LGO	HGO	LCO	
1	Thành phần cất:					
	Nhiệt độ cất 50% (°C)	166	245	324	260	≤ 280
	Nhiệt độ cất 95% (°C)	185	296	-	350	≤ 360
2	Trị số cetane	37,0	54,0	59,2	41,0	≥ 45
3	Điểm đục (°C)	< -60	-16	20	4	≤ -5
4	Điểm đông đặc (°C)	< -60	-23	8	-9	≤ -10
5	Nhiệt độ giới hạn lọc (°C)	< -60	-19	12	-2	≤ -5
6	Nhiệt độ chớp cháy cốc kín (°C)	39	62	115	82	≥ 62
7	Độ nhớt động học ở 20°C (cSt)	1,223	3,143	10,950	3,814	3,0-6,0
8	Khối lượng riêng ở 20°C (kg/m ³)	780	814	841	856	≤ 860
9	Hàm lượng nhựa thực tế (mg/100 cm ³ nhiên liệu)	0,5	3,6	14,2	3,0	≤ 40
10	Hàm lượng lưu huỳnh (% khối lượng)	0,004	0,008	0,062	0,007	≤ 0,05
11	Hàm lượng lưu huỳnh mercaptan (% khối lượng)	0,0006	0,0003	0,0002	0,0002	≤ 0,01
12	Hàm lượng tro (% khối lượng)	0,0018	0,0025	0,0013	0,0023	≤ 0,01
13	Cặn carbon của 10% cặn chưng cất (% khối lượng)	0,02	0,2	0,07	0,2	≤ 0,2
14	Trị số acid (mg KOH/100 cm ³ nhiên liệu)	0,09	4,62	11,44	0,09	≤ 5

chớp cháy thấp sau khi pha trộn với lượng kerosene có sẵn trong bể chứa để có điểm chớp cháy đạt yêu cầu.

- Đối với nhiên liệu diesel đặc chủng:

+ Tối ưu hóa tỷ lệ phối trộn các cấu tử trung gian: Nghiên cứu tập trung vào việc phân tích tính chất hóa lý của các cấu tử trung gian như kerosene, LGO, HGO và LCO. Theo kết quả hóa nghiệm trong Bảng 6, cấu tử HGO gây ảnh hưởng xấu đến các tính chất ở nhiệt độ thấp (điểm đục, điểm đông đặc, nhiệt độ giới hạn lọc) và độ nhớt của nhiên liệu diesel. Ngoài ra, thành phần kerosene khi được pha trộn với tỷ lệ cao sẽ làm giảm tỷ trọng, tính bôi trơn và nhiệt độ chớp cháy cốc kín của nhiên liệu diesel. Chỉ riêng mẫu LGO có các tính chất hóa lý phù hợp với tiêu chuẩn GOST 305 để sản xuất DO L-62. Vì vậy, có thể lấy mẫu LGO sản xuất trực tiếp từ phân xưởng CDU để tiếp tục đánh giá mức độ sẵn sàng về công nghệ của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trong việc sản xuất dầu DO L-62 có chất lượng phù hợp với tiêu chuẩn kỹ thuật của Liên bang Nga.

+ Đánh giá cân bằng vật chất: Tùy theo thành phần nguồn nguyên liệu dầu thô, sản lượng cấu tử LGO sản xuất được thay đổi trong khoảng 170 - 275 m³/giờ. Dựa trên nhu cầu hàng năm của Bộ Quốc phòng, lượng LGO dùng để sản xuất nhiên liệu DO L-62 chiếm khoảng 2 - 3% sản lượng LGO. Như vậy, về mặt tổng thể sẽ không ảnh hưởng đáng kể đến cân bằng vật chất và quá trình sản xuất nhiên liệu dân dụng DO 0,05S của nhà máy.

Việc điều chỉnh thông số công nghệ tại Phân xưởng CDU có thể tác động đáng kể đến tính chất của các phân

đoạn chưng cất, từ đó ảnh hưởng đến chất lượng của các sản phẩm thương mại. Do đó, quá trình sản xuất thử nghiệm các loại nhiên liệu đặc chủng Jet A-1K (tương đương TC-1) và DO L-62 (tương đương L-0,2-62) cần được thực hiện tại các thời điểm khác nhau nhằm đảm bảo kiểm soát chất lượng tối ưu cho từng sản phẩm. Các lô thử nghiệm DO L-62 (lấy ngày 5/3/2014) và Jet A-1K (lấy ngày 28/4/2014) tiếp tục được vận chuyển đến Liên bang Nga để kiểm nghiệm các đặc tính hóa lý, đồng thời tiến hành thử nghiệm chuyên sâu trên mô hình động cơ mô phỏng. Điều này giúp đánh giá một cách chính xác và khách quan nhất tính tương thích của nhiên liệu đặc chủng sản xuất tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với các động cơ trang thiết bị kỹ thuật quân sự của Liên bang Nga.

Dựa trên kết quả kiểm nghiệm của Viện Nghiên cứu khoa học quốc gia Hóa động cơ 25 Bộ Quốc phòng Liên bang Nga, Cục Nhiên liệu và Chất cháy tên lửa - Bộ Tham mưu Bảo đảm vật tư - kỹ thuật - Các lực lượng vũ trang Liên bang Nga đã ban hành các Quyết định số 70/14 và 71/14 ngày 6/10/2014 cấp phép cho nhiên liệu phản lực Jet A-1K và nhiên liệu diesel DO L-62 do Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sản xuất sử dụng trên vũ khí trang bị, thiết bị quân sự và thiết bị đặc biệt.

Ngoài ra, nhằm chủ động trong công tác sản xuất các loại nhiên liệu đặc chủng trong giai đoạn dài hạn, Cục Xăng dầu (Tổng cục Hậu cần - Kỹ thuật) đã cùng BSR phối hợp triển khai dự án đầu tư xây dựng hệ thống bể chứa và xuất bán riêng biệt cho các sản phẩm đặc thù này.

5. Kết luận

Phát triển nhiên liệu đặc chủng tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là một nhiệm vụ chiến lược, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, giảm phụ thuộc vào nguồn nhập khẩu và nâng cao năng lực làm chủ công nghệ lọc - hóa dầu trong nước. Tuy nhiên, quá trình này đặt ra nhiều thách thức đối với hệ thống công nghệ hiện có của nhà máy, do giờ dầu thô chế biến chỉ bao gồm một số chủng loại dầu thô nhất định và các giới hạn trong vận hành các phân xưởng công nghệ, vốn chỉ được thiết kế để sản xuất các loại nhiên liệu thông thường.

Trên cơ sở nghiên cứu các tài liệu kỹ thuật, sổ tay vận hành cụm phân xưởng công nghệ CDU-KTU, tính chất hóa lý của nhiên liệu thông thường do nhà máy sản xuất và yêu cầu kỹ thuật đối với nhiên liệu đặc chủng, BSR đã áp dụng một số giải pháp cải tiến công nghệ như sau:

- Đối với nhiên liệu máy bay phản lực quân sự Jet A-1K: Đánh giá, lựa chọn nguồn dầu thô phù hợp để điều chỉnh thành phần nguyên liệu đầu vào theo hướng giảm tỷ lệ paraffin, tăng tỷ lệ naphthene và hợp chất thơm; điều chỉnh các thông số công nghệ của phân xưởng chưng cất CDU nhằm hạ điểm sôi đầu.

- Đối với nhiên liệu diesel đặc chủng DO L-62: Phân tích tính chất hóa lý của từng cấu tử trung gian và lựa chọn được phân đoạn LGO có chất lượng hoàn toàn đáp ứng tiêu chuẩn GOST 305. Do nhu cầu sử dụng LGO để sản xuất nhiên liệu diesel đặc chủng chỉ chiếm 2 - 3% tổng sản lượng LGO của nhà máy nên không gây ảnh hưởng đáng kể đến quá trình sản xuất diesel thông thường.

Trên cơ sở các giải pháp nêu trên, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã sản xuất thử nghiệm thành công các lô nhiên liệu Jet A-1K và DO L-62 đạt tiêu chuẩn chất lượng của Liên bang Nga. BSR là đơn vị thứ 2 ngoài lãnh thổ Liên bang Nga được Cục Nhiên liệu và Chất cháy tên lửa thuộc Bộ Tham mưu bảo đảm vật tư - kỹ thuật các Lực lượng Vũ trang Liên bang Nga cấp phép sản xuất nhiên liệu máy bay phản lực Jet A-1K và nhiên liệu DO L-62 sử dụng cho phương tiện kỹ thuật quân sự và thiết bị đặc biệt do Liên bang Nga sản xuất. Đây chính là tiền đề quan trọng, giúp BSR hướng đến làm chủ hoàn toàn công nghệ sản xuất nhiên liệu đặc chủng, góp phần hoàn thành nhiệm vụ chính trị trong việc đảm bảo an ninh năng lượng thiết yếu cho đất nước trước mọi tình huống.

Tài liệu tham khảo

- [1] Petrovietnam, "Operating manual crude distillation unit (CDU) 8474L-011-ML-001-3", 2010.
- [2] Petrovietnam, "Operating manual KTU 8474L-014-ML-001-1", 2008.
- [3] Tiêu chuẩn quốc gia TCVN 6426:2009, "Nhiên liệu phản lực tước bin hàng không Jet A-1 - Yêu cầu kỹ thuật".
- [4] Tiêu chuẩn quốc gia TCVN 5689:2013, "Nhiên liệu diesel (DO) - Yêu cầu kỹ thuật và phương pháp thử".
- [5] GOST 10227-86, "Jet fuels. Specifications".
- [6] GOST 305-82, "Diesel fuel. Specifications".

DEVELOPING SPECIALIZED FUELS FOR NATIONAL DEFENSE AND SECURITY: TECHNOLOGICAL CHALLENGES AT DUNG QUAT REFINERY

Le Manh Hung¹, Bui Minh Tien¹, Le Xuan Huyen¹

Bui Ngoc Duong², Nguyen Van Hoi², Khuong Le Thanh², Nguyen Viet Thang², Mai Tuan Dat²

¹Vietnam National Industry - Energy Group (PVN)

²Binh Son Refining and Petrochemical Joint Stock Company (BSR)

Email: datmt@bsr.com.vn

Summary

Specialized fuels play a crucial role in national defense and security, requiring high quality and compliance with strict technical standards. As Vietnam aims at self-sufficiency in fuel supply, developing specialized fuel product lines at the Dung Quat Refinery is an urgent priority. However, this process encounters significant technological challenges, from limitations in the initial design of the refinery to strict quality requirements on the final products. The article analyzes the key technological barriers encountered during the initial research phase (2012 - 2014) and introduces some technological solutions that BSR has implemented to master the technology of producing specialized fuels domestically.

Key words: Specialized fuels, Dung Quat Refinery, oil refining technology, defense-security.

ỨNG DỤNG DUNG DỊCH GRAPHENE VÀO HỆ SƠN EPOXY

Nguyễn Mạnh Huấn¹, Nguyễn Huỳnh Hưng Mỹ¹, Huỳnh Minh Thuận¹, Phan Minh Quốc Bình^{1,2}, Phạm Ngọc Kiên¹, Vũ Duy Cường³

¹Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

²Trường Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU)

³Công ty Cổ phần Sơn Dầu khí Việt Nam (PVPaint)

Email: huannm.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.02-03>

Tóm tắt

Nghiên cứu này tập trung vào việc ứng dụng dung dịch graphene vào hệ sơn epoxy để nâng cao khả năng bảo vệ chống ăn mòn cho kết cấu thép. Vật liệu graphene được phân tán trong dung môi xylene tạo thành dung dịch có độ ổn định phân tán cao. Dung dịch graphene được thêm vào hệ sơn epoxy 2 thành phần bằng phương pháp khuấy trộn. Kết quả thử nghiệm cho thấy màng sơn có khả năng chịu được kiềm, acid, nước muối và nhiệt. Đặc biệt, mẫu sơn có nồng độ graphene cao giúp tăng độ bền va đập từ 50 kg.m lên 60 kg.m so với mẫu không có graphene. Thử nghiệm ngâm trong nước muối 5% sau 2 tháng cho thấy mẫu có graphene không xuất hiện hiện tượng phồng rộp và rỉ sét, trong khi mẫu đối chứng đã bắt đầu xuất hiện các dấu hiệu trên. Thử nghiệm gia tốc thời tiết cũng cho thấy mẫu có graphene có độ bền UV tốt hơn với độ bóng giảm ít hơn. Khi ứng dụng vào sơn thương mại, graphene giúp tăng độ cứng màng sơn từ F, HB, H lên 2H và 3H, giảm độ mài mòn từ 5,65% xuống 2,43%, tăng độ bám dính từ 10,2 MPa lên 13,5 MPa. Thử nghiệm muối sau 816 giờ cho thấy mẫu có graphene có khả năng chống rỉ vượt trội. Sản phẩm đã được đăng ký nhãn hiệu Peraphene và được trưng bày tại triển lãm công nghệ cao năm 2024.

Từ khóa: Graphene, sơn epoxy, phân tán, chống ăn mòn, peraphene.

1. Giới thiệu

Kết cấu thép của các công trình ven biển và ngoài khơi Việt Nam đang đối mặt với tình trạng ăn mòn nghiêm trọng. Quá trình này làm giảm tiết diện thanh thép, suy yếu khả năng chịu tải, tăng nguy cơ phá hoại giòn, đồng thời gây ô nhiễm môi trường do sản phẩm ăn mòn bị rửa trôi. Sử dụng sơn phủ để bảo vệ bề mặt thép được áp dụng rộng rãi, chiếm trên 80% công trình. Giải pháp này được lựa chọn do thi công đơn giản, phù hợp với nhiều kích thước và hình dạng, đảm bảo tính thẩm mỹ và dễ bảo dưỡng. Lớp sơn đóng vai trò như tấm chắn vật lý, ngăn cản sự tiếp xúc trực tiếp giữa kim loại và môi trường biển [1]. Nhựa epoxy được sử dụng phổ biến làm lớp phủ chống ăn mòn kim loại nhờ có độ bền cao với hóa chất, khả năng kháng nước, chống va đập và mài mòn tốt. Tuy nhiên, vật liệu này dễ bị phân hủy dưới tia UV và có thể bị thấm thấu bởi nước và ion Cl⁻. Sơn phủ epoxy 2 thành phần bao gồm nhựa epoxy (A), chất đóng rắn (B) và các phụ gia tính năng. Cơ chế bảo vệ chống ăn mòn hoạt động theo 2 hướng: tạo

rào chắn vật lý ngăn sự xâm nhập của các tác nhân gây ăn mòn và bảo vệ điện hóa thông qua phụ gia như oxide kẽm để thụ động hóa bề mặt kim loại. Vật liệu nano carbon đặc biệt là graphene ngày càng được ứng dụng nhiều trong sản phẩm sơn epoxy nhằm nâng cao hiệu quả bảo vệ ăn mòn kim loại (Bảng 1).

Sơn epoxy có chứa graphene là giải pháp hiệu quả và tiên tiến giúp bảo vệ ăn mòn kim loại do loại vật liệu này có nhiều đặc tính nổi bật sau [2]:

- Khả năng chống thấm cao: Graphene sở hữu cấu trúc dạng tấm phẳng với diện tích bề mặt lớn, giúp tạo ra rào cản hiệu quả, ngăn chặn sự xâm nhập của các tác nhân gây ăn mòn như oxy, hơi ẩm, hóa chất... vào bề mặt kim loại [3, 4].
- Độ bền cơ học cao: Graphene được biết đến với độ bền cơ học vượt trội, giúp tăng cường khả năng chống trầy xước, mài mòn và va đập cho lớp sơn, bảo vệ kim loại khỏi tác động cơ học bên ngoài [5].
- Tính dẫn điện tốt: Graphene có khả năng dẫn điện cao, giúp phân tán điện tích đồng đều trên bề mặt, hạn chế hiện tượng ăn mòn điện hóa học trên kim loại [6].



Ngày nhận bài: 26/11/2024.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 27/11/2024 - 14/1/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 14/1/2025.

Bảng 1. Một số nhà cung cấp phụ gia graphene, sơn phủ epoxy có sử dụng phụ gia graphene trên thị trường

TT	Công ty	Lĩnh vực sản xuất	Sản phẩm sơn phủ sử dụng phụ gia graphene
1	GrapheneUp	Sản xuất và cung cấp các sản phẩm sơn phủ có sử dụng phụ gia graphene. Vật liệu graphene chủ yếu được sản xuất từ nguồn nguyên liệu graphite thân thiện với môi trường do quy trình sản xuất graphene không phát sinh hóa chất độc hại.	Sơn phủ công nghiệp, sơn phủ xây dựng, sơn phủ ô tô, sơn phủ hàng không vũ trụ.
2	GrapheneMex	Sản xuất và cung cấp các sản phẩm sơn phủ sử dụng phụ gia graphene.	Nhiều loại sơn phủ có sử dụng phụ gia graphene, graphene oxide cho các ứng dụng khác nhau như: sơn phủ công nghiệp, sơn phủ xây dựng, sơn phủ ô tô, sơn phủ hàng không vũ trụ.
3	Talga	Khai thác và sản xuất graphene cung cấp ra thị trường dưới dạng sản phẩm phụ gia tính năng. Nghiên cứu ứng dụng phụ gia graphene, biến tính graphene ứng dụng cho sơn phủ epoxy và các vật liệu khác.	Các sản phẩm phụ gia graphene, graphene biến tính cho sơn phủ epoxy và các vật liệu khác.
4	Akzo Nobel	Sản xuất sơn, chất phủ và hóa chất chuyên dụng	Phát triển thương mại sản phẩm sơn phủ epoxy có sử dụng phụ gia graphene, graphene biến tính cho các ngành công nghiệp đóng tàu, ô tô, xây dựng, hàng không vũ trụ.

Bảng 2. Các loại nguyên liệu của thành phần A của công thức sơn phủ epoxy

TT	Nguyên liệu	Hãng sản xuất	Công dụng
1	Epoxy resin BE501X75	Chang Chun Plastic Co., Ltd.	Chất tạo màng epoxy
2	Butylglycol	Công ty TNHH Top Solvent	Dung môi hòa tan
3	Methyl proxitol (MP)	Công ty TNHH Top Solvent	Dung môi đệm
4	Methyl isobutyl ketone (MIBK)	Công ty TNHH Top Solvent	Dung môi pha loãng
5	SG-520	KeumJung Co., Ltd.	Phụ gia chống lắng
6	Dioxide titan NTR 606	Ningbo, Trung Quốc	Bột màu
7	Talc HTP	Liaoning Aihai Imi Mineral Co., Ltd.	Bột độn
8	Barium sulphate AB1600	Elementis	Bột độn
9	Methyl proxitol (MP)	Công ty TNHH Top Solvent	Vệ sinh
10	SG-720	KeumJung Co., Ltd.	Phụ gia chống chảy
11	Xylene có/không có graphene	Công ty TNHH Top Solvent	Dung môi

- Khả năng tương thích với các hợp phần sơn phủ: Graphene có thể tương thích tốt với nhiều loại nhựa epoxy khác nhau [7].

Graphene đã được ứng dụng rộng rãi như phụ gia trong sơn phủ epoxy. So với sơn phủ epoxy sử dụng phụ gia oxide kẽm truyền thống, các sản phẩm chứa graphene có hiệu quả cao trong bảo vệ chống ăn mòn cho kết cấu thép trong môi trường khắc nghiệt. Với đặc tính này, graphene được dự báo sẽ trở thành thành phần thiết yếu trong các sản phẩm sơn phủ thế hệ mới. Các nhà nghiên cứu và sản xuất đang tiếp tục phát triển những ứng dụng mới của graphene, nhằm tạo ra các sản phẩm sơn phủ có hiệu năng cao hơn, độ bền tốt hơn [8 - 10]. Nghiên cứu này tập trung vào việc khảo sát và đánh giá các tính chất của hệ sơn epoxy cơ bản và hệ sơn epoxy thương mại có và không sử dụng graphene, từ đó đánh giá tiềm năng ứng dụng của vật liệu này trong các hệ sơn epoxy khác nhau.

2. Thực nghiệm

2.1. Nguyên vật liệu

Nghiên cứu sử dụng graphene có số lớp từ 15 - 30 lớp, với độ tinh khiết cao hơn 95%. Graphene được phân tán vào dung môi xylene tạo thành dung dịch có chỉ số đa phân tán nhỏ hơn 1, điều này chứng tỏ hệ phân tán có độ ổn định cao. Hệ sơn epoxy được nghiên cứu là loại 2 thành phần A và B, với thành phần nguyên liệu được thể hiện trong Bảng 2 và 3. Graphene được đưa vào mẫu sơn epoxy thông qua dung dịch phân tán trong xylene, được liệt kê là nguyên liệu số 11 trong thành phần A (Bảng 2). Do đặc tính màu đen của graphene có thể ảnh hưởng đến màu sắc của sản phẩm cuối cùng khi sử dụng ở nồng độ cao, nghiên cứu tiến hành khảo sát ở 2 mức nồng độ thấp và cao, trong đó mức nồng độ cao được xác định là nồng độ tối đa mà sản phẩm vẫn chưa bị ảnh hưởng bởi màu đen của graphene. Mẫu đối chứng được chuẩn bị không sử dụng graphene, chỉ sử dụng dung môi xylene trong

Bảng 3. Các loại nguyên liệu của thành phần B của công thức sơn phủ epoxy

TT	Nguyên liệu	Hãng sản xuất	Công dụng
1	BS850EX	Jiangxi Baisheng Fine Chemical's Co., Ltd.	Chất tạo màng polyamide biến tính, tác nhân đông rắn
2	R-1085	Rich Special Materials Co., Ltd.	Chất xúc tác đông rắn
3	Iso butanol	Công ty TNHH Top Solvent	Dung môi hòa tan
4	Xylene	Công ty TNHH Top Solvent	Dung môi đệm

Bảng 4. Chỉ tiêu phân tích hệ sơn

TT	Chỉ tiêu phân tích	Phương pháp thử
1	Khả năng kháng nước muối	TCVN 9014:2011
2	Khả năng kháng kẽm	TCVN 9014:2011
3	Khả năng kháng xăng	TCVN 9014:2011
4	Thời gian khô (giờ)	TCVN 2096-2015
5	Độ bền va đập (kg.m)	TCVN 2100-2:2013
6	Khả năng chịu nhiệt của màng sơn ở 105°C/24 giờ	ASTM D2485-91 A
7	Đo độ dày màng khô của lớp phủ bảo vệ hữu cơ	TCVN 9014:2011
8	Đánh giá độ bền màng sơn theo phương pháp mù muối	ASTM D117
9	Đánh giá độ bền UV	ISO 11341, TCVN 2069:1993

Bảng 5. Tính chất màng sơn với thành phần khác nhau

TT	Tên mẫu	Khả năng chịu xăng	Khả năng chịu kiềm	Khả năng chịu nước muối	Khả năng chịu nhiệt	Độ bám dính (loại)	Độ bền va đập (kg.m)
1	Mẫu epoxy	x	x	x	x	0	50
2	Mẫu epoxy với graphene mức thấp	x	x	x	x	0	55
3	Mẫu epoxy với graphene mức cao	x	x	x	x	0	60

Ghi chú: - Đối với các chỉ tiêu chịu xăng, chịu kiềm, chịu nước muối và chịu nhiệt: X: đạt, O: không đạt.
 - Đối với chỉ tiêu độ bám dính (loại): 0: Các cạnh của vết cắt hoàn toàn nhẵn; không có ô vuông nào của mạng lưới bị tách ra.

thành phần A (nguyên liệu số 11, Bảng 2). Các nguyên liệu của thành phần A và B của hệ sơn epoxy được phối trộn đồng nhất với nhau bằng phương pháp khuấy trộn.

2.2. Thử nghiệm, đánh giá đặc trưng tính chất của hệ sơn phủ

Thép CT3 được sử dụng để làm mẫu thử nghiệm sơn epoxy trong nghiên cứu này, bề mặt vật liệu thép được xử lý theo tiêu chuẩn quốc gia TCVN 8790:2011 (Tiêu chuẩn sơn bảo vệ kết cấu thép - quy trình thi công và nghiệm thu), theo cách xử lý bề mặt vật liệu thép carbon bằng giấy nhám:

- Sử dụng giấy nhám mác P100, 150, 180 chà bề mặt thép carbon có kích thước 3 × 9 cm để loại bỏ các vết rỉ, sét có trên bề mặt;
- Sau khi được đánh nhám, bề mặt thép được rửa lại bằng cồn, sau đó sấy khô trước khi sơn phủ.

Quá trình chuẩn bị hệ sơn được thực hiện theo các bước:

- + Bước 1: Chuẩn bị bình chứa mẫu sơn, bề mặt kim loại, đánh dấu mẫu sơn;

- + Bước 2: Cân thành phần A và B của sơn epoxy theo tỷ lệ xác định;
- + Bước 3: Khuấy đều hỗn hợp đã chuẩn bị trong 2 phút;
- + Bước 4: Sơn lên miếng thép, bề dày màng sơn theo quy định tại TCVN 9014:2011, sau đó tiến hành các bước phân tích, đánh giá tiếp theo.

Phân tích chất lượng hệ sơn theo các chỉ tiêu được thể hiện ở Bảng 4 tại Nhà máy PVPaint, Viện Khoa học Vật liệu Ứng dụng, Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam.

3. Kết quả và thảo luận

Kết quả phân tích mẫu sơn sau khi phối trộn được thể hiện ở Bảng 5, cho thấy các mẫu sơn epoxy đạt khả năng chịu kiềm, chịu xăng, chịu nước muối (thông số và điều kiện thử nghiệm ở Bảng 6), bổ sung graphene vào đã giúp hệ sơn có độ bền va đập cao hơn so với mẫu không sử dụng, giải thích bởi cấu trúc mạng lưới 2D của graphene với liên kết sp² có độ bền cao đã tạo ra một khung gia cường trong nền epoxy [5].

Bảng 6. Thống số và điều kiện thử nghiệm màng sơn

TT	Thông số	Điều kiện thử nghiệm
1	Khi ngâm trong kiềm, không có dấu hiệu bất thường	Sodium hydroxide (NaOH) 50 g/l sau 168 giờ
2	Khi ngâm trong xăng, không có dấu hiệu bất thường	Ngâm trong 48 giờ
3	Khi ngâm trong dung dịch sodium chloride (NaCl), không có dấu hiệu bất thường	Ngâm vào dung dịch sodium chloride (30 g/l) trong 240 giờ
4	Sau khi chịu nhiệt ở 105°C trong 24 giờ màng sơn không có dấu hiệu hư hỏng	



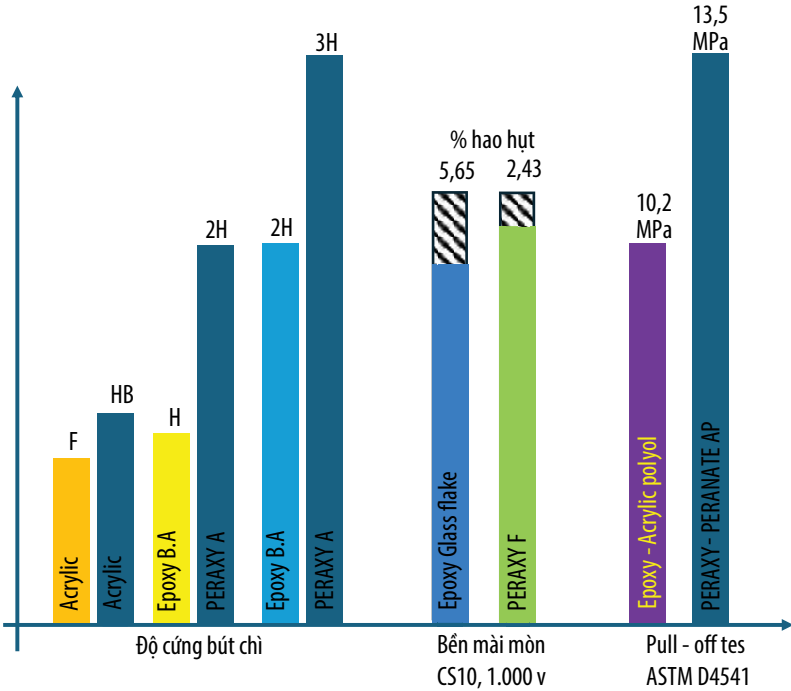
Hình 1. Mẫu thử nghiệm ngâm muối theo ASTM B895.



Mẫu epoxy Mẫu E10
Hình 2. Mẫu gia tốc hiện trường trước (a, b) và sau (c, d).

Sau 2 tháng thử nghiệm ngâm nước muối 5% theo ASTM B895 (Hình 1), mẫu sơn có graphene nồng độ cao thể hiện khả năng chống nước muối: bề mặt màng sơn của mẫu có graphene (b) vẫn chưa có hiện tượng phồng rộp, trong khi mẫu không chứa graphene (a) đã có hiện tượng phồng rộp và các rỉ sắt đã xuất hiện trên bề mặt sơn. Kết quả trên là do tính kỵ nước của graphene, hiệu ứng "rào cản nano" Nielson [11] ngăn chặn sự xâm nhập của nước và ion, mạng lưới graphene làm giảm thể tích tự do trong màng sơn.

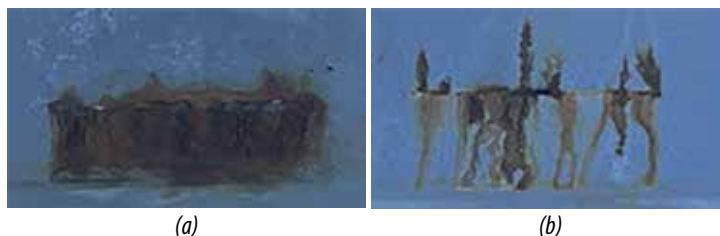
Ảnh hưởng bền thời tiết cho màng sơn được thực hiện ở điều kiện giả lập: Nhiệt độ 63°C, bước sóng bức xạ 295 nm, cường độ bức xạ 2,6 W/m², thời gian thử nghiệm tương đương 5 năm (Hình 2). Kết quả cho thấy mẫu sơn có graphene có độ bóng giảm ít hơn so với mẫu epoxy không sử dụng graphene, chứng minh khả năng chống UV cho lớp phủ epoxy, tương tự kết quả nghiên cứu [12]. Ảnh hưởng của nồng độ graphene: Kết quả thử nghiệm cho thấy graphene ở nồng độ cao cho hiệu quả tốt hơn về độ bền va đập, khả năng chống mù muối, độ bền UV do nồng độ đủ cao để tạo ra mạng lưới liên tục, không quá cao để gây



Hình 3. Khả năng cải thiện tính năng cơ lý của graphene khi cho vào các hệ sơn khác nhau.

ra hiện tượng kết tụ, tối ưu cho sự phân tán đồng đều trong nền epoxy. Graphene tạo ra hiệu ứng hiệp trợ trong bảo vệ chống ăn mòn thông qua các tính chất tăng cường độ bám dính giữa sơn và bề mặt kim loại, cải thiện tính chất cơ học của màng sơn, ngăn chặn sự khuếch tán của tác nhân ăn mòn. Sự kết hợp này tạo ra hiệu quả bảo vệ vượt trội so với từng cơ chế riêng, giải thích cho hiệu quả tổng thể của hệ sơn có graphene trong các thử nghiệm thực tế.

Graphene cũng được thử nghiệm vào các hệ sơn thương mại khác



Hình 4. Thử nghiệm muối, mẫu đối chứng (a) mẫu Peraxy (b).



Hình 5. Sản phẩm sơn Peraphene tại triển lãm sản phẩm công nghệ cao năm 2024.

n nhau tại Công ty CP Sơn Dầu khí Việt Nam (PVPaint)/Tổng công ty Bảo dưỡng - Sửa chữa Công trình Dầu khí (PVMR). Kết quả Hình 3 cho thấy mẫu Peraxy (mẫu sơn sử dụng graphene) giúp tăng độ cứng cho màng sơn từ F, HB, H lên 2H và 3H, bền mài mòn giảm từ 5,65% xuống 2,43%, gia tăng khả năng bám dính của màng sơn từ 10,2 MPa lên 13,5 MPa của các mẫu sơn có sử dụng graphene (Peraxy) so với mẫu sơn so sánh, chứng minh khả năng cải thiện các tính năng cho các mẫu sơn của graphene không chỉ ở các mẫu nghiên cứu, mà còn có khả năng cải thiện tính năng cho các mẫu sơn thương mại sẵn có.

Thử nghiệm muối ở điều kiện độ ẩm 100%, nước muối 5%, 35°C theo ASTM B117, sau 816 giờ (Hình 4) mẫu Peraxy cho kết quả chống rỉ tốt hơn mẫu so sánh do graphene đã ngăn chặn xâm nhập ẩm, O_2 trong không khí - tác nhân của quá trình ăn mòn điện hóa - làm giảm mức độ ăn mòn [6].

GNRs cũng được thử nghiệm vào các hệ sơn epoxy khác nhau tại PVPaint và PVMR. Từ kết quả này, nhóm nghiên cứu và PVMR đã đăng ký nhãn hiệu sơn Peraphene, giới thiệu tại Sự kiện "Kết nối công nghệ và Đổi mới sáng tạo Việt Nam năm 2024" (Techconnect and Innovation Vietnam 2024), Hình 5. Sản phẩm của nhóm nghiên cứu đang được tiếp tục thử nghiệm ở giai đoạn tiếp theo, để ứng dụng vào các công trình khác nhau trong và ngoài tập đoàn.

4. Kết luận

Hệ sơn epoxy có chứa graphene. Kết quả thử nghiệm cho thấy hệ sơn này có khả năng kháng muối, kháng acid, kháng bazơ, độ bền va đập và độ bám dính. Đặc biệt, mẫu có hàm lượng graphene cao thể hiện hiệu quả khi gia tăng độ bền va đập từ 50 kg.m lên 60 kg.m và khả năng chống UV tốt hơn

trong thử nghiệm gia tốc thời tiết. Thử nghiệm trong môi trường nước muối 5% sau 2 tháng cũng cho thấy độ bền vượt trội của hệ sơn có graphene. Quan trọng hơn, graphene không chỉ cải thiện tính năng cho hệ sơn nghiên cứu mà còn cho cả sơn thương mại.

Từ kết quả nghiên cứu, để ứng dụng graphene vào các hệ sơn nói chung và hệ sơn epoxy nói riêng, ở các quy mô lớn hơn, cần có những chính sách hỗ trợ phát triển sản phẩm này trong ngành dầu khí và các ngành công nghiệp liên quan. Đối với lĩnh vực công nghiệp - năng lượng, cần ưu tiên sử dụng sơn epoxy-graphene cho các công trình biển và ven biển có yêu cầu chống ăn mòn cao, đồng thời xây dựng tiêu chuẩn ngành về sử dụng loại sơn này trong bảo vệ kết cấu thép. Các ngành công nghiệp khác như đóng tàu, xây dựng và năng lượng tái tạo xem xét áp dụng công nghệ này cho các kết cấu tiếp xúc với môi trường biển như: thân tàu, cầu cảng và trụ turbine gió ngoài khơi.

Để thúc đẩy nghiên cứu và ứng dụng công nghệ này, cần cơ chế ưu đãi về thuế cho việc sản xuất và sử dụng sơn epoxy-graphene trong các dự án công trình trọng điểm; tăng cường hợp tác quốc tế trong nghiên cứu và phát triển công nghệ sơn nano tiên tiến; xây dựng hệ thống tiêu chuẩn và quy chuẩn kỹ thuật cho sản phẩm sơn có graphene.

Tài liệu tham khảo

- [1] Nguyễn Nam Thắng, Nguyễn Mạnh Hồng và Phan Văn Chương, "Đánh giá chất lượng các hệ sơn phủ chống ăn mòn kết cấu thép vùng biển Việt Nam", *Tạp chí Khoa học Công nghệ Xây dựng*, Số 3, 2011.
- [2] Tullio Monetta, Annalisa Acquesta, and Francesco Bellucci, "Graphene/epoxy coating as multifunctional material for aircraft structures, aerospace", *Aerospace*, Volume 2, Issue 3, pp. 423 - 434, 2015. DOI: 10.3390/aerospace2030423.
- [3] Samarah V. Harb, Sandra H. Pulcinelli, Celso V. Santilli, Kevin M. Knowles, and Peter Hammer, "A comparative study on graphen oxide and carbon nanotube reinforcement of PMMA-Siloxane-Silica anticorrosive coatings", *ACS Applied Materials & Interfaces*, Volume 8, Issue 25, pp. 16339 - 16350, 2016. DOI: 10.1021/acsami.6b04780.

[4] Sepideh Pourhashem, Mohammad Reza Vaezi, Alimorad Rashidi, and Mohammad Reza Bagherzadeh, "Exploring corrosion protection properties of solvent based epoxy-graphen oxide nanocomposite coatings on mild steel", *Corrosion Science*, Volume 115, pp. 78 - 92, 2017. DOI: 10.1016/j.corsci.2016.11.008.

[5] Xin Li, Bing Yu, Jie Chen, Dongxia Huo, Jun Liu, and Ding Nan, "Optimized functionalization of graphene oxide for enhanced mechanical properties in epoxy resin composites", *Coatings*, Volume 14, Issue 5, 2024. DOI: 10.3390/coatings14050609.

[6] Seyed Rasoul Mousavi, Sara Estaji, Hediye Kiaei, Mohammad Mansourian-Tabaei, Sasan Nouranian, Seyed Hassan Jafari, Holger Ruckdäschel, Mohammad Arjmand, and Hossein Ali Khonakdar, "A review of electrical and thermal conductivities of epoxy resin systems reinforced with carbon nanotubes and graphene-based nanoparticles", *Polymer Testing*, Volume 112, 2022. DOI: 10.1016/j.polymertesting.2022.107645.

[7] Sheetal Gulia, Md Moniruzzaman, and Atanu Panda, "Approaches in graphene-based nanocomposites: Synthesis, modification, and multifaceted applications", *FlatChem*, Volume 48, 2024. DOI: 10.1016/j.flatc.2024.100761.

[8] Siti Shafiah Shazali, Ahmad Amiri, Mohd Nashrul Mohd Zubir, Shaifulazuar Rozali, Mohd Zakuan Zabri, Mohd

Faizul Mohd Sabri, and Mohammadreza Soleymaniha, "Investigation of the thermophysical properties and stability performance of non-covalently functionalized graphene nanoplatelets with Pluronic P-123 in different solvents", *Materials Chemistry and Physics*, Volume 206, pp. 94 - 102, 2018. DOI: 10.1016/j.matchemphys.2017.12.008.

[9] Sutripto Majumder, Ankita Meher, Srikanta Moharana, and Ki Hyeon Kim, "Graphene nanoribbon synthesis and properties in polymer composites: A review", *Carbon*, Volume 216, 2024. DOI: 10.1016/j.carbon.2023.118558.

[10] Sabih Qamar, Naveed Ramzan, and Waqas Aleem, "Graphene dispersion, functionalization techniques and applications: A review", *Synthetic Metals*, Volume 307, 2024. DOI: 10.1016/j.synthmet.2024.117697.

[11] Lawrence E. Nielsen, "Models for the permeability of filled polymer systems", *Journal of Macromolecular Science Part A: Chemistry*, Volume 1, Issue 5, pp. 929 - 942, 1967. DOI: 10.1080/10601326708053745.

[12] Hao Li, Qin-Hao Zhang, and Xian-Ze Meng, Hao-Jie Yan, Hui-Song Hu, Lian-Kui Wu, and Fa-He Cao, "Active/passive protection and anti-UV waterborne epoxy coatings based on low defect functionalized PDA-GO-CeO₂ material for excellent corrosion control", *Chemical Engineering Journal*, Volume 479, 2024. DOI: 10.1016/j.ccej.2023.147859.

APPLICATION OF GRAPHENE SOLUTION IN EPOXY PAINT SYSTEMS

Nguyen Manh Huan¹, Nguyen Huynh Hung My¹, Huynh Minh Thuan¹, Phan Minh Quoc Binh^{1,2}, Pham Ngoc Kien¹, Vu Duy Cuong³

¹Vietnam Petroleum Institute (VPI)

²Petrovietnam University (PVU)

³Petrovietnam Paint Joint Stock Company (PVPaint)

Email: huanm.pvpro@vpi.pvn.vn

Summary

This study focuses on applying graphene solution to epoxy paint systems to enhance corrosion protection for steel structures. Graphene material is dispersed in xylene solvent to create a solution with high dispersion stability. The graphene solution is added to the two-component epoxy paint system using a stirring method. Test results show that the paint film is resistant to alkali, acid, salt water, and heat. Notably, samples with high graphene content increased impact resistance from 50 to 60 kg.m compared to samples without graphene. The immersion test in 5% NaCl solution (salt spray test) after 2 months showed that samples with graphene exhibited no blistering or rusting, while control samples began to show these signs. Accelerated weathering tests also demonstrated that samples with graphene had better UV resistance with less gloss reduction. When applied to commercial paints, graphene improved film hardness from F, HB, H to 2H and 3H, reduced wear resistance from 5.65% to 2.43%, and increased adhesion strength from 10.2 MPa to 13.5 MPa. Salt spray testing after 816 hours indicated that samples with graphene demonstrated superior anti-corrosion resistance. The product has been registered under the Peraphene trademark and was showcased at the 2024 high-tech exhibition.

Key words: Graphene, epoxy paint, dispersion, anti-corrosion, peraphene.

KHUYẾN NGHỊ CỦA IAEA VỀ VIỆC CẢI THIỆN NỘI DUNG: MỐI ĐE DỌA LÀM CƠ SỞ THIẾT KẾ (DBT) TRONG BÁO CÁO TỰ ĐÁNH GIÁ CƠ SỞ HẠ TẦNG NHÀ MÁY ĐIỆN HẠT NHÂN

Lê Khánh Phương, Nguyễn Văn Dấu

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

Email: phuonl@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.02-04>

Tóm tắt

Việt Nam đang tích cực tái khởi động dự án xây dựng nhà máy điện hạt nhân từ đầu năm 2025 với việc thành lập Ban chỉ đạo xây dựng nhà máy điện hạt nhân [1] và Chính phủ giao cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) và Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PVN) lần lượt thực hiện các nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận 1 và 2 [2]. Nhà máy điện hạt nhân không chỉ là tổ hợp các công trình phức tạp về công nghệ, lớn về quy mô và chi phí, còn cần sự hợp tác của các quốc gia cung cấp vật liệu hạt nhân cũng như công nghệ nhà máy điện hạt nhân. Để có được sự ủng hộ tối đa, quốc gia phát triển điện hạt nhân cần được Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA) đánh giá 19 điều kiện cơ sở hạ tầng trong đó an ninh hạt nhân là điều kiện quan trọng nhằm đảm bảo an ninh cho vật liệu hạt nhân và cơ sở hạ tầng trong suốt quá trình xây dựng, vận hành và tháo dỡ nhà máy.

Trong giai đoạn 2012 - 2014, khi Việt Nam ở chặng khởi đầu của chương trình điện hạt nhân, IAEA đã đánh giá Việt Nam cần bổ sung Mối đe dọa làm cơ sở thiết kế (Design Basis Threats - DBT) trong Báo cáo “Đánh giá cơ sở hạ tầng điện hạt nhân tích hợp” (Báo cáo INIR 2012) [3]. Nhằm thực hiện các khuyến nghị của IAEA, bài báo tập trung phân tích các biện pháp bảo vệ thực thể (Physical Protection System - PPS) cho nhà máy điện hạt nhân dựa trên Tài liệu hướng dẫn kỹ thuật “Đánh giá tình trạng phát triển cơ sở hạ tầng điện hạt nhân quốc gia” (Tài liệu NG-T-3.2 (Rev.2)) [4].

Từ khóa: Năng lượng nguyên tử, an ninh hạt nhân, mối đe dọa làm cơ sở thiết kế, hệ thống bảo vệ thực thể, nhà máy điện hạt nhân.

1. Hướng dẫn của IAEA khi lập Báo cáo Tự đánh giá cơ sở hạ tầng an ninh hạt nhân về Điều kiện 15.1

Báo cáo Tự đánh giá phát triển cơ sở hạ tầng điện hạt nhân ở Việt Nam (Self-evaluation report on the development of nuclear power infrastructure in Vietnam - Báo cáo SER 2012) [5] được quốc gia thực hiện tự đánh giá 19 điều kiện cơ sở hạ tầng do IAEA khuyến nghị. Trên cơ sở báo cáo này, IAEA được mời để đánh giá theo 3 giai đoạn phát triển nhà máy điện hạt nhân, đưa ra phản hồi bằng Báo cáo INIR 2012 là các nội dung đánh giá về sự sẵn sàng của quốc gia trong việc phát triển hạt nhân, đây là các điều kiện để các đối tác, nhà thầu, các bên liên quan xem xét hợp tác với quốc gia có nhu cầu phát triển điện hạt nhân. An ninh hạt nhân là một trong những nội dung đánh giá quan trọng nhất

trong 19 điều kiện quan trọng về yêu cầu cơ sở hạ tầng và cũng là 1 trong 3 nhánh thiết yếu (cùng với an toàn và thanh sát hạt nhân) trong quá trình xây dựng, vận hành và tháo dỡ nhà máy điện hạt nhân.

Việt Nam đã có 2 kỳ báo cáo SER về chương trình điện hạt nhân Ninh Thuận 2. Theo đánh giá của IAEA, vấn đề an ninh hạt nhân đặc biệt là Điều kiện 15.1¹(các biện pháp bảo vệ thực thể nhà máy điện hạt nhân) vẫn còn các nội dung cần phải tích cực hoàn thiện để sẵn sàng cho chương trình đầu tư xây dựng nhà máy điện hạt nhân từ năm 2025, dự kiến vận hành từ năm 2031.

Từ Tài liệu NG-T-3.2 (Rev.2) của IAEA, để đạt mục tiêu của Điều kiện 15.1, việc thiết lập biện pháp bảo vệ thực thể và kế hoạch ứng phó được mô tả như Hình 1.

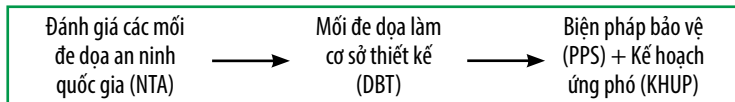


Ngày nhận bài: 14/4/2025.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 14 - 25/4/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 25/4/2025.

¹ Tài liệu NG-T-3.2, Rev.2: Có 4 nội dung cần đánh giá trong yêu cầu về an ninh hạt nhân (i) Mục 15.1 - Các biện pháp bảo vệ thực thể nhà máy điện hạt nhân; (ii) Mục 15.2 - Các chương trình quản lý thông tin nhạy cảm; (iii) Mục 15.3 - Các chương trình quản lý độ tin cậy của nhân sự; (iv) Mục 15.4 - Các chương trình phát triển văn hóa an ninh hạt nhân.



Hình 1. Lưu đồ đánh giá mối đe dọa an ninh quốc gia làm cơ sở thiết kế, xây dựng Biện pháp bảo vệ và Kế hoạch ứng phó.

Theo đó, quốc gia phân chia trách nhiệm rõ ràng dựa theo chức năng các cơ quan có thẩm quyền để đánh giá các mối đe dọa dựa trên tình hình an ninh, chính trị, xã hội của quốc gia đó, nhằm nhận diện đầy đủ tất cả các mối đe dọa và khả năng đe dọa tối đa có thể ảnh hưởng đến vật liệu, cơ sở hạt nhân và các hoạt động liên quan. Những đánh giá về mối đe dọa an ninh là nền tảng cho việc thiết lập DBT. Từ đó, chủ sở hữu/chủ đầu tư nhà máy điện hạt nhân sẽ xây dựng các biện pháp bảo vệ thực thể và kế hoạch ứng phó sự cố [4].

Bài báo này tập trung phân tích những khuyến nghị của IAEA khi xem xét Báo cáo SER 2012 [5] đối với các nội dung về các biện pháp bảo vệ thực thể đảm bảo an ninh hạt nhân, đặc biệt đối với hệ thống văn bản pháp luật của Việt Nam quy định về an ninh an toàn hạt nhân, đó là: Luật Năng lượng nguyên tử số 94/2005/QH12 đã được Quốc hội thông qua vào ngày 27/6/2005 (Luật Năng lượng nguyên tử) [6], Thông tư số 38/2011/TT-BKHCN ngày 30/12/2011 [7], trọng tâm vào các mục tiêu: Đánh giá mối đe dọa an ninh quốc gia (NTA), Mối đe dọa làm cơ sở thiết kế (DBT) và Biện pháp bảo vệ thực thể nhà máy điện hạt nhân (PPS).

2. Về công tác Đánh giá mối đe dọa an ninh quốc gia

Theo hướng dẫn của IAEA tại nội dung 1 của Tài liệu NG-T-3.2 (Rev.2), Báo cáo SER 2012 cần có Đánh giá mối đe dọa quốc gia (National Threat Assessment - NTA), bao gồm đầy đủ các mối đe dọa ảnh hưởng đến vật liệu hạt nhân, cơ sở hạt nhân và các hoạt động liên quan. Trên cơ sở đó, IAEA đánh giá/khuyến nghị về sự sẵn sàng của quốc gia đối với điều kiện 15.1 thông qua hệ thống văn bản pháp luật thể hiện rõ vai trò trách nhiệm của các tổ chức/cá nhân tham gia đánh giá NTA. Việc đánh giá của IAEA được hướng dẫn tại Tài liệu Đánh giá mối đe dọa an ninh hạt nhân quốc gia, các mối đe dọa cơ sở thiết kế và các tuyên bố đại diện về mối đe dọa - National nuclear security threat assessment, design basis threats and representative threat statements (Tài liệu NSS No.10-G (Rev.1)) [8] như sau: (i) Nhà nước có trách nhiệm phân công, phối hợp và giám sát các cơ quan có thẩm quyền chỉ đạo và tham gia vào các hoạt động: đánh giá và duy trì đánh giá liên tục các mối đe dọa an ninh hạt nhân đảm bảo tính hợp lệ, chất lượng cao nhất; xây dựng kết quả đánh giá thành các tiêu chí làm cơ sở đưa vào thiết kế nhà máy điện hạt nhân; (ii) Cơ quan có thẩm quyền liên quan² phải tham gia vào quá trình đánh giá mối đe dọa an ninh hạt nhân quốc gia để có thể xem xét và xác định đầy đủ nhất các mối đe dọa đảm bảo việc đánh giá đáng tin cậy, trách nhiệm gồm: thu thập, đối

chiếu, phân tích đảm bảo độ tin cậy thông tin về các mối đe dọa tiềm ẩn; chia sẻ, phối hợp với các cơ quan chức năng khác, hợp tác xác định các đối thủ tiềm tàng và ghi lại đánh giá mối đe dọa an ninh hạt nhân quốc gia [8].

Hai tài liệu của IAEA nêu trên cho thấy bước đầu tiên để triển khai thiết lập các biện pháp bảo vệ thực thể là phải đánh giá được mối đe dọa quốc gia. Tiếp đến, các công tác đánh giá mối đe dọa quốc gia cần gắn với vai trò trách nhiệm của từng cơ quan/tổ chức theo quy định của pháp luật. Sự rõ ràng trong quy định vai trò trách nhiệm, đề cao chức năng chuyên môn phù hợp và sự phối hợp từ các cơ quan có thẩm quyền khi tham gia vào đánh giá mối đe dọa, nhằm thể hiện chất lượng và tính chất đặc biệt của công tác này. Hơn thế nữa, đảm bảo công tác tổ chức được triển khai một cách chính quy, bài bản, không chồng chéo, nhận diện toàn diện các mối đe dọa, phân tích triệt để các nguy cơ ảnh hưởng để có biện pháp ứng phó hiệu quả; đồng thời, thời gian thực hiện đánh giá đảm bảo phù hợp với mục tiêu hoàn thành nhà máy điện hạt nhân cũng như kịp thời giải đáp/làm rõ với IAEA trong thời gian IAEA đánh giá Báo cáo SER sắp tới.

Đối chiếu với quy định pháp luật hiện hành, Khoản 2b Điều 19 Luật Năng lượng nguyên tử quy định việc “Xây dựng và thực hiện biện pháp bảo vệ thực thể đối với vật liệu hạt nhân” phải dựa trên cơ sở đánh giá mối đe dọa nhằm ngăn chặn thất lạc, mất cắp, chiếm đoạt hoặc phá hoại vật liệu/cơ sở hạt nhân.

Nếu nhìn một cách khách quan, Luật Năng lượng nguyên tử đã đề cập tổng thể về đánh giá mối đe dọa an ninh và chuyển hóa các đánh giá này thành các biện pháp bảo vệ thực thể. Việc này có thể giúp áp dụng luật linh hoạt và tránh phải liên tục cập nhật/sửa đổi Luật. Tuy nhiên, các quy định này chưa nêu rõ vai trò nhiệm vụ của từng cơ quan cụ thể trong việc đánh giá mối đe dọa. Chính vì vậy, các quy định này nên tiếp tục được Nhà nước hướng dẫn cụ thể bằng văn bản dưới Luật (nghị định, thông tư) để thể hiện rõ vai trò/trách nhiệm của tổ chức, cá nhân và

² Các tổ chức tình báo gồm: Cơ quan an ninh, Bộ Nội vụ và Ngoại giao; các trung tâm an ninh máy tính, cơ quan thực thi pháp luật; các dịch vụ quân sự, cơ quan quản lý an ninh hạt nhân.

từng cơ quan chức năng trong việc đánh giá toàn diện các mối đe dọa quốc gia như khuyến nghị của IAEA trong lần đánh giá năm 2012³. Có được như vậy, các nhận định của IAEA trong lần đánh giá sắp tới sẽ được cải thiện và có thể tạo được lợi thế trong việc lựa chọn các đối tác cung cấp công nghệ, vật liệu hạt nhân, bảo hiểm cũng như sự ủng hộ mạnh mẽ của cộng đồng và thế giới.

3. Về công tác phát triển Mối đe dọa làm cơ sở thiết kế (DBT)

3.1. Sự cần thiết của Mối đe dọa làm cơ sở thiết kế trong việc thiết lập biện pháp bảo vệ thực thể nhà máy điện hạt nhân và kế hoạch ứng phó sự cố

Đến nay, hệ thống pháp luật về năng lượng nguyên tử đã có các quy định thiết lập biện pháp bảo vệ thực thể chặt chẽ và kế hoạch ứng phó hiệu quả đối với sự kiện mất an ninh hạt nhân. Tuy nhiên, để thiết lập biện pháp bảo vệ thực thể và kế hoạch ứng phó đáp ứng vai trò một cách hiệu quả, điều kiện đầu vào của công tác thiết lập là phải nhận diện đầy đủ DBT.

Một điển hình là Pakistan, nước này khẳng định tầm quan trọng của DBT trong công tác xây dựng các biện pháp bảo vệ thực thể nhà máy điện hạt nhân bằng việc áp dụng hướng dẫn của IAEA về các mô tả đặc điểm và tính chất của các phần tử có khả năng đánh cắp và/hoặc phá hoại vật liệu hạt nhân và phá hoại cơ sở hạt nhân trong văn bản pháp quy [9]. Kết quả cho thấy rõ hiệu quả của các biện pháp bảo vệ qua các sự kiện mất an ninh như đánh bom cảm tử ở một số địa điểm gần cơ sở hạt nhân ở đất nước [9].

Ngoài ra, việc xác định DBT có thể giúp nhà nước đánh giá được những rủi ro từ tình hình an ninh chính trị của một quốc gia. Tài liệu NSS No.10-G (Rev.1) nhận định rằng một số rủi ro có thể vượt quá năng lực bảo vệ của hệ thống. Ví dụ, hành động chiến tranh do lực lượng vũ trang thực hiện, khác với các hành động, tính chất phá hoại của tội phạm, phần tử cực đoan và phần tử khủng bố [8]. Do đó, Nhà nước cần có các kế hoạch ứng phó đối với những rủi ro nằm ngoài phạm vi DBT, phối hợp cùng với kế hoạch ứng phó của chủ sở hữu/chủ đầu tư nhà máy điện hạt nhân. Việc loại bỏ các rủi ro vượt khả năng của DBT không đồng nghĩa với việc loại trừ trách nhiệm của chủ sở hữu/chủ đầu tư nhà máy điện hạt nhân [8]. Từ đó, việc xác định nội dung DBT và chuyển hóa thành các thiết kế bảo vệ thực thể an ninh hạt nhân và kế hoạch ứng phó trở nên hiệu quả nhất.

Một ví dụ về rủi ro do hành động chiến tranh là:

Sự kiện xung đột chính trị giữa Iran và Israel: tấn công trên cao vào cơ sở hạt nhân gây ra ảnh hưởng nghiêm trọng: có 12/14 quả bom nhằm vào nhà máy làm giàu uranium Fordow và 2 quả còn lại đánh xuống công trình ngầm thuộc cơ sở hạt nhân Natanz. Đây là các cơ sở có chức năng làm giàu uranium và cơ sở lưu trữ hạt nhân bị thiệt hại, trong đó, cơ sở chuyển đổi uranium là mất xích quan trọng bị tê liệt. Mặc dù không có dấu hiệu hư hại đối với các cơ sở làm giàu uranium dưới lòng đất ở Natanz, nhưng IAEA xác nhận có nguy cơ ô nhiễm phóng xạ cục bộ do cơ sở hạt nhân trên mặt đất hầu như phá hủy hoàn toàn qua hình ảnh vệ tinh. Trong khi đó, việc thả bom GBU-57 được dùng để đánh 2 cơ sở hạt nhân trên được nhận diện khó lòng phá hủy tổ hợp hạt nhân Isfahan, vì cấu trúc cơ sở hạ tầng nằm sâu trong lòng đất, ngoài tầm tấn công của bom [10].

Từ sự cố mất an ninh hạt nhân nêu trên, có thể thấy tầm quan trọng của việc đánh giá các rủi ro nằm trong và nằm ngoài phạm vi của DBT được phản ánh rõ rệt qua lớp phòng thủ của biện pháp bảo vệ thực thể. Nếu không nhận diện đầy đủ thì mức độ thiệt hại khi các cơ sở hạt nhân bị tấn công sẽ nghiêm trọng hơn rất nhiều. Việc nhận diện các khả năng đe dọa tiềm ẩn từ tình hình an ninh chính trị xã hội của quốc gia, mang lại tính hữu dụng cho việc xây dựng các lớp bảo vệ ngăn chặn các sự kiện gây mất an ninh; các nhận diện ngoài phạm vi DBT sẽ được cụ thể hóa theo kế hoạch của từng quốc gia. Do vậy, Việt Nam cần sớm tăng cường nhận diện rủi ro từ các mối đe dọa gây ảnh hưởng nghiêm trọng đến cơ sở hạ tầng nhà máy điện hạt nhân, bảo đảm việc thiết lập các biện pháp bảo vệ thực thể, chuẩn bị sẵn sàng các kế hoạch ứng phó sự cố, nhà nước và chủ sở hữu/chủ đầu tư nhà máy điện hạt nhân thực hiện kế hoạch ứng phó dựa trên công tác đánh giá mối đe dọa khi tái khởi động dự án điện hạt nhân tại Ninh Thuận.

3.2. IAEA hướng dẫn về Mối đe dọa làm cơ sở thiết kế và ví dụ điển hình

DBT được Tài liệu NSS No.10-G (Rev.1) định nghĩa: Mối đe dọa làm cơ sở thiết kế là các thuộc tính và đặc điểm của những kẻ thù tiềm ẩn bên trong và/hoặc bên ngoài có thể cố gắng loại bỏ hoặc phá hoại trái phép, mà hệ thống bảo vệ thực thể được thiết kế và đánh giá.

Đồng thời, Tài liệu NSS No.10-G (Rev.1) hướng dẫn cách xây dựng DBT như sau: Một mối đe dọa làm cơ sở

³ IAEA khuyến nghị tại Báo cáo INIR 2012: National plans to develop the nuclear security systems and measures should be defined with clear roles, responsibilities and requirements.

thiết kế (DBT) để thiết kế PPS nên được phát triển từ đánh giá mối đe dọa an ninh hạt nhân quốc gia bằng cách sử dụng năm nhiệm vụ sau: (1) Sàng lọc tài liệu đánh giá mối đe dọa an ninh hạt nhân quốc gia để xác định các mối đe dọa có liên quan với động cơ, ý định và/hoặc khả năng thực hiện hành vi ác ý; (2) Đối chiếu các thuộc tính và đặc điểm của đối thủ; (3) Điều chỉnh các thuộc tính và đặc điểm của đối thủ đã đối chiếu để tính đến các yếu tố chính sách; (4) Điều chỉnh các thuộc tính và đặc điểm của đối thủ cho phù hợp với các cơ sở và hoạt động cụ thể; (5) Hoàn thiện và thiết lập mối đe dọa làm cơ sở thiết kế.

Nội dung 2 và 4 của Tài liệu NG-T-3.2 (Rev.2) yêu cầu một Báo cáo SER cần thể hiện cơ quan chức năng là đầu mối chủ trì và phối hợp với các cơ quan liên quan để phát triển DBT. Tài liệu hướng dẫn triển khai Thiết lập cơ sở hạ tầng an ninh hạt nhân cho chương trình điện hạt nhân - Establishing the nuclear security infrastructure for a nuclear power programme (Tài liệu NSS No.19) [11] cũng chỉ ra vai trò, trách nhiệm của cơ quan chức năng, đơn vị vận hành nhà máy điện hạt nhân và khối cơ quan an ninh liên quan như cảnh sát, lực lượng vũ trang, hải quan, kiểm soát biên giới trong việc thiết lập DBT. Có được sự rõ ràng này thì việc đánh giá các mối đe dọa và thiết lập DBT mới đầy đủ các tiêu chí để xây dựng thành các biện pháp bảo vệ thực thể cho nhà máy điện hạt nhân, bảo vệ vật liệu hạt nhân không bị mất, đánh cắp hoặc cơ sở bị phá hoại trong quá trình sử dụng, lưu giữ và vận chuyển.

Minh chứng cho việc áp dụng hướng dẫn trên, Luật Năng lượng nguyên tử Ba Lan quy định cụ thể vai trò trách nhiệm của các cơ quan nhà nước khi đánh giá mối đe dọa quốc gia để xác định DBT, như sau: Chủ tịch cơ quan An toàn Hạt nhân quốc gia Ba Lan chủ trì xây dựng DBT trên cơ sở kết hợp với các Bộ Năng lượng, Tổng tư lệnh Cảnh sát, Cơ quan tình báo, Cơ quan Phòng cháy chữa cháy, Biên phòng, và An ninh nội địa. Điều 41 của Luật Năng lượng nguyên tử Ba Lan quy định [12]:

- Công tác phát hiện, nhận diện, ngăn ngừa và đấu tranh chống lại các tội phạm có thể gây ra mối đe dọa từ góc độ bảo vệ thực thể các vật liệu hạt nhân hoặc các cơ sở hạt nhân được Tổng tư lệnh Cảnh sát triển khai trong phạm vi quốc gia, Trưởng cơ quan tình báo triển khai trong phạm vi ngoài lãnh thổ nhà nước Ba Lan;

- Tổng tư lệnh Biên phòng có trách nhiệm phân tích và báo cáo về số lượng và tần suất di chuyển qua biên giới quốc gia các vật liệu hạt nhân, nguồn phóng xạ, thiết bị chứa các nguồn đó, chất thải phóng xạ, nhiên liệu hạt nhân đã qua sử dụng và các chất phóng xạ khác cũng như

các hành vi bất thường được ghi nhận liên quan đến việc di chuyển các vật liệu và thiết bị này qua biên giới quốc gia, cũng như các trường hợp cố gắng vận chuyển qua biên giới quốc gia các vật liệu, đồ vật hoặc thiết bị có thể gây ra mối đe dọa theo quan điểm bảo vệ thực thể các vật liệu hạt nhân hoặc cơ sở hạt nhân.

Theo đó, công tác đánh giá mối đe dọa an ninh được pháp luật quy định rõ ràng trách nhiệm của bộ, ban, ngành liên quan đến an ninh quốc gia. Dựa trên cơ sở này, công tác xây dựng tiêu chí/cơ sở thiết kế nhà máy điện hạt nhân là trách nhiệm trọng tâm của cơ quan An toàn Hạt nhân quốc gia Ba Lan.

3.3. Thực trạng pháp luật Việt Nam quy định về Mối đe dọa làm cơ sở thiết kế

Sau khi nghiên cứu, đánh giá đầy đủ các mối đe dọa an ninh quốc gia và thiết lập được DBT, IAEA yêu cầu quốc gia cần quy định các tiêu chí này trong hệ thống văn bản pháp luật của nhà nước, duy trì tính hợp lệ của đánh giá mối đe dọa an ninh hạt nhân quốc gia bằng hình thức rà soát, theo dõi, về các mối đe dọa an ninh quốc gia để cập nhật vào DBT và biện pháp bảo vệ nhà máy điện hạt nhân.

Rà soát hệ thống Luật về Năng lượng nguyên tử Việt Nam, cho thấy Việt Nam chưa định nghĩa DBT và cách thiết lập DBT như hướng dẫn của IAEA tại Tài liệu NSS No.10-G (Rev.1). Các quy định chưa thể hiện rõ cơ quan chức năng nào chủ trì, cơ quan chức năng nào phối hợp trong việc xác lập DBT, dẫn đến mất nhiều thời gian để thiết lập DBT, có thể chưa đáp ứng được mục tiêu DBT là điều kiện đầu vào cho thiết kế các biện pháp bảo vệ và kế hoạch ứng phó trong thiết kế cơ sở nhà máy điện hạt nhân. Bên cạnh đó, hệ thống văn bản của Nhà nước thiếu quy định về DBT có thể ảnh hưởng đến kết quả đánh giá của IAEA (như đã đánh giá về Báo cáo INIR năm 2012, IAEA có thể đánh giá Nhà nước có cơ sở pháp lý chưa đủ mạnh để thực hiện đánh giá các mối đe dọa và triển khai các biện pháp bảo vệ thực thể và kế hoạch ứng phó, đảm bảo an ninh hạt nhân).

Vi vậy, để xây dựng được các bảo vệ thực thể cho nhà máy điện hạt nhân và kế hoạch ứng phó hiệu quả sự cố gây mất an ninh hạt nhân, Việt Nam cần xem xét: (i) quy định cụ thể trách nhiệm của các cơ quan Nhà nước trong việc triển khai đánh giá mối đe dọa an ninh quốc gia như đã phân tích trong phần 1; (ii) khảo sát, nghiên cứu, đánh giá chính xác mối đe dọa an ninh hạt nhân quốc gia để phát triển các DBT. Để triển khai các nhiệm vụ này, Việt Nam có thể tham khảo trình tự thực hiện IAEA hướng dẫn ở trên.

Với tầm quan trọng của DBT, thực trạng quy định pháp luật Việt Nam về an ninh hạt nhân và tham khảo các nước trên thế giới quy định về DBT trong hệ thống văn bản pháp luật, để giải quyết nhiệm vụ đánh giá mối đe dọa quốc gia phù hợp nội dung IAEA đã khuyến nghị năm 2012 và mục tiêu cao nhất là đảm bảo an ninh hạt nhân, Việt Nam xem xét cụ thể hóa các quy định tại Luật Năng lượng nguyên tử bằng các văn bản: (i) quy định rõ vai trò/trách nhiệm của các tổ chức/cá nhân, cơ quan chức năng trong việc đánh giá mối đe dọa quốc gia (cụ thể hóa vai trò trách nhiệm của Bộ Công an, Bộ Quốc phòng, Cơ quan An toàn Bức xạ và hạt nhân quốc gia, EVN, PVN...); (ii) định nghĩa nội dung của DBT và cách thức triển khai lập DBT để đảm bảo đưa ra DBT là đầy đủ nhất, làm cơ sở thiết lập biện pháp bảo vệ thực thể và kế hoạch ứng phó hiệu quả.

4. Về công tác thiết lập biện pháp bảo vệ thực thể nhà máy điện hạt nhân và kế hoạch ứng phó sự cố

Từ năm 2008, Việt Nam đã có những quy định về biện pháp bảo vệ an ninh cho nhà máy điện hạt nhân, cụ thể tại Thông tư số 38/2011/TT-BKHCN: Chương II có những quy định về việc bảo đảm an ninh của vật liệu hạt nhân theo phân loại các nhóm I, II, III trong quá trình sử dụng và lưu giữ trong cơ sở hạt nhân và Chương III có những quy định bảo đảm an ninh hạt nhân trong quá trình vận chuyển vật liệu hạt nhân về các quy trình vận chuyển đến cơ sở hạt nhân cũng được phân loại theo nhóm I, II và III. Luật Năng lượng nguyên tử có một số quy định liên quan, như: Điều 19 (Yêu cầu an ninh nguồn bức xạ và vật liệu hạt nhân), Điều 44 (Thiết kế xây dựng nhà máy điện hạt nhân). Kèm theo những quy định về Bảo vệ thực thể nhà máy điện hạt nhân là quy định về Kế hoạch ứng phó sự cố gây mất an ninh hạt, được quy định tại Điều 6, Điều 11 của Thông tư số 38/2011/TT-BKHCN và Điều 66 của Luật Năng lượng nguyên tử. Bài báo này tập trung phân tích các quy định pháp luật cần được cụ thể hóa như thế nào để việc triển khai xây dựng Biện pháp bảo vệ thực thể và Kế hoạch dự phòng/ứng phó khẩn cấp sẽ thuận lợi, thực sự trở thành những chốt chặn cuối cùng về an ninh hạt nhân.

4.1. Biện pháp bảo vệ thực thể nhà máy điện hạt nhân

Để có biện pháp bảo vệ thực thể khả thi cho nhà máy điện hạt nhân, Tài liệu Khuyến nghị về an ninh hạt nhân đối với bảo vệ vật lý vật liệu hạt nhân và các cơ sở hạt nhân (INFCIRC/225/Bản sửa đổi lần thứ 5) - Nuclear security recommendations on physical protection of nuclear material and nuclear facilities (INFCIRC/225/Revision 5) (Tài liệu NSS No.13) [13] khuyến nghị quốc gia tổ chức

đánh giá mối đe dọa quốc gia để nhận diện toàn bộ các động cơ, cách thức và hành vi phá hoại cụ thể của các đối tượng tình nghi. Theo đó, chủ sở hữu/chủ đầu tư nhà máy điện hạt nhân và nhà nước cần thống nhất đưa ra các kịch bản dựa trên DBT; ví dụ, đối với nhận diện rủi ro có kẻ thù bên ngoài hoặc bên trong thì biện pháp là từ chối tiếp cận trái phép với mục tiêu phá hoại, đối với kẻ thù dùng drone có khả năng tấn công từ trên cao thì phải xây rào chắn cao [13]. Đối với các mối đe dọa từ bên trong thì phát hiện, tri hoãn, đối phó, còn đối với các thiết bị có khả năng tấn công trên cao thì có các thiết kế rào chắn, ngăn chặn tấn công hệ thống mạng, thì hệ thống máy tính phải được thiết kế bảo đảm bảo vệ thực thể, kiểm kê vật liệu hạt nhân và an toàn hạt nhân [13].

Trong khi đó, Luật Năng lượng nguyên tử chưa định nghĩa và cách thức thực hiện DBT, dẫn đến việc nhận diện cụ thể toàn bộ các mối đe dọa quốc gia về an ninh hạt nhân có thể chưa đầy đủ như khuyến nghị của IAEA tại Tài liệu NSS No.13. Luật Năng lượng nguyên tử mới chỉ có quy định một cách ngắn gọn việc “xây dựng và thực hiện các biện pháp bảo đảm an ninh nguồn phóng xạ” và “thiết lập các biện pháp bảo vệ thực thể đối với vật liệu hạt nhân” đều dựa trên các đánh giá mối đe dọa (Điều 19). Tới đây, khi Luật Năng lượng nguyên tử có hiệu lực, việc bổ sung các nghị định/thông tư cần thể hiện rõ nội dung và cách triển khai DBT trong đó có các nội dung về nhận diện, phân tích, đánh giá đối với các hành vi phá hoại nhà máy điện hạt nhân và cơ sở hạt nhân để thiết kế biện pháp bảo vệ thực thể khả thi, hiệu quả cao nhất.

Hơn nữa, thiết kế các biện pháp bảo vệ thực thể nhà máy điện hạt nhân là một nội dung của thiết kế cơ sở trong Báo cáo nghiên cứu khả thi đầu tư xây dựng (FS) dự án nhà máy điện hạt nhân và được Điều 44 Luật Năng lượng nguyên tử quy định việc thiết kế các biện pháp bảo vệ thực thể phải đảm bảo tính khả thi. Các yêu cầu để đáp ứng tính khả thi của giải pháp an ninh hạt nhân lại chưa được quy định ở Điều này. Tuy nhiên, chi tiết các nội dung để đi đến tính khả thi của giải pháp an ninh hạt nhân sẽ được Chính phủ quy định như hướng dẫn tại Khoản 6 Điều 44 Luật Năng lượng nguyên tử. Khi Chính phủ triển khai xây dựng các quy định này, cần quy định rõ việc thiết kế cơ sở của nhà máy điện hạt nhân phải tham chiếu đến DBT, nhằm thể hiện được thiết kế về an ninh hạt nhân là nội dung được xem xét, đánh giá đảm bảo tính khả thi. Làm được như vậy, tính khả thi của giải pháp an ninh hạt nhân sẽ tăng do: thiết kế cơ sở có các dữ liệu đầu vào là việc nhận diện được các mối đe dọa có liên quan với động cơ, ý định và/hoặc khả năng thực hiện hành vi ác ý để điều

chính các thuộc tính và đặc điểm của đối thủ cho phù hợp với các cơ sở, hoạt động cụ thể và các yếu tố chính sách của quốc gia, giúp đưa ra các thông số kỹ thuật sát với thực tế của tình hình chính trị quốc gia và phù hợp với các cơ sở hạ tầng nhà máy điện hạt nhân để lập nên các biện pháp bảo vệ thực thể. Chủ sở hữu/chủ đầu tư nhà máy điện hạt nhân sẽ tự đánh giá nhận diện các nội dung yêu cầu của thiết kế cơ sở trên để chứng minh được tính khả thi của giải pháp thiết kế về an toàn và an ninh hạt nhân. Như vậy, để có các biện pháp bảo vệ thực thể là khả thi, phát huy đầy đủ của mục đích bảo vệ an ninh hạt nhân thì Chính phủ cần có các quy định cụ thể về DBT trong các văn bản dưới luật (nghị định, thông tư hoặc hướng dẫn cụ thể).

Từ các phân tích nêu trên, tiếp tục khẳng định vai trò của DBT là rất quan trọng trong việc thiết kế các biện pháp bảo vệ thực thể và Kế hoạch ứng phó sự cố, sự thiếu vắng các quy định về DBT trong hệ thống pháp luật cần được cải thiện kịp thời, đáp ứng yêu cầu thực tế việc IAEA chứng nhận trong các giai đoạn đánh giá quốc gia phát triển nhà máy điện hạt nhân, cũng như sự thuận lợi trong triển khai các biện pháp bảo vệ thực thể và Kế hoạch ứng phó sự cố đảm bảo khả thi và có hiệu quả phòng/bảo vệ cao nhất.

Đối với biện pháp bảo vệ thực thể chống đánh cắp vật liệu hạt nhân, Thông tư số 38/2011/TT-BKHCN đã có các quy định khá tương đồng với hướng dẫn của IAEA tại Tài liệu NSS No.13, điểm này sẽ làm cho việc đánh giá của IAEA về Báo cáo SER sắp tới của Việt Nam có nhiều thuận lợi; đồng thời, khi triển khai thực hiện sẽ bám sát được hướng dẫn của IAEA như những thông lệ quốc tế khác.

4.2. Kế hoạch ứng phó sự cố kèm theo các biện pháp bảo vệ thực thể

Đầu tiên, một trong những hành động của kế hoạch ứng phó sự cố là trách nhiệm có hành động thông báo

kịp thời cho các bên liên quan mang vai trò vô cùng quan trọng từ cấp cơ sở đến cấp quốc gia và đặc biệt là với quốc tế. Trách nhiệm không gây thiệt hại cho môi trường xuyên biên giới - Transboundary Harm principle được ban hành bởi Ủy ban Luật pháp Quốc tế (ILC) [14] yêu cầu các quốc gia không được gây thiệt hại cho môi trường, con người hoặc tài sản của quốc gia khác, quốc gia phải có trách nhiệm thiết lập sẵn sàng các biện pháp phòng ngừa mà không chờ đến khi có bằng chứng chắc chắn về hậu quả. Trong đó, công tác thông báo, tham vấn và hợp tác với các quốc gia bị ảnh hưởng là nghĩa vụ đầu tiên và quan trọng nhất trong nguyên tắc này đối với quốc gia là chủ sở hữu/chủ đầu tư của rủi ro thiệt hại vượt biên giới.

Nguyên tắc không gây thiệt hại xuyên quốc gia không phải là điều ước quốc tế và không có tính ràng buộc với Việt Nam vì tính chất phức tạp của nguyên tắc⁴, tuy nhiên lại được Luật tập quán quốc tế và các tòa án quốc tế công nhận rộng rãi. Ví dụ điển hình của thực tiễn chung của nhiều quốc gia về nguyên tắc này là vụ Trail Smelter⁵ (Hoa Kỳ và Canada) [15], vụ Corfu Channel⁶ (Anh và Albania) [16], và vụ Pulp Mills⁷ (Argentina và Uruguay) [17]. Ngoài ra, Công ước Espoo⁸ 1991 [18], Công ước Aarhus⁹ 1998 [19], Tuyên bố Stockholm¹⁰ 1972 [20], Tuyên bố Rio¹¹ 1992 [21], và hệ thống luật pháp Hoa Kỳ¹² đều có quy định về phòng ngừa thiệt hại xuyên biên giới. Luật Bảo vệ môi trường số 72/2020/QH14 ngày 17/11/2020 cũng quy định trách nhiệm phòng ngừa sự cố môi trường được căn cứ theo phạm vi ô nhiễm đặc biệt là theo phân cấp quốc gia có phạm vi ô nhiễm, suy thoái môi trường xuyên quốc gia [22].

Tương tự với nguyên tắc thiệt hại xuyên biên giới ở lĩnh vực môi trường, ở lĩnh vực hạt nhân, cơ chế trách nhiệm dân sự đặc thù của ngành năng lượng hạt nhân nằm ở Công ước CSC [23] cho phép bồi thường thiệt hại hạt nhân vượt quá trách nhiệm quốc gia (xảy ra ngoài

⁴ Giải thích về nguyên tắc Transboundary Harm: (i) phải chứng minh được hành vi gây ô nhiễm xuyên biên giới phải trái với nghĩa vụ quốc tế, và có mối liên hệ trực tiếp với hậu quả ô nhiễm xuyên biên giới; (ii) dự thảo (draft article về nguyên tắc này của ILC chưa thành hiệp ước chính thức; (iii) chỉ áp dụng khi thiệt hại đáng kể; (iv) quốc gia có nghĩa vụ phòng ngừa chứ không phải trách nhiệm tuyệt đối.

⁵ Vụ Trail Smelter (1941) có phán quyết rằng: "Không quốc gia nào có quyền sử dụng hoặc cho phép sử dụng lãnh thổ của mình theo cách gây tổn hại do khói bụi trong hoặc đối với lãnh thổ của quốc gia khác, cũng như đối với tài sản hoặc cá nhân trong lãnh thổ đó, khi vụ việc có hậu quả nghiêm trọng và thiệt hại được chứng minh bằng bằng chứng rõ ràng và thuyết phục".

⁶ Vụ Corfu Channel (1949) có phán quyết rằng: "một số nguyên tắc chung và được công nhận rộng rãi, cụ thể là nghĩa vụ của mỗi quốc gia không được cho phép lãnh thổ của mình bị sử dụng để thực hiện các hành vi vi phạm quyền của các quốc gia khác".

⁷ Vụ Pulp Mills (2010) có phán quyết liên quan nghĩa vụ tận tâm để đảm bảo hoạt động trong phạm vi thẩm quyền của mình không gây thiệt hại đáng kể đến môi trường của quốc gia hoặc khu vực ngoài thẩm quyền tài phán quốc gia.

⁸ Espoo Convention 1991, Điều 2(1) quy định nghĩa vụ phòng ngừa thiệt hại thông qua đánh giá tác động môi trường EIA.

⁹ Aarhus Convention 1998, Điều 1: Quyền được sống trong môi trường phù hợp với sức khỏe, Điều 3: các quốc gia đảm bảo khung pháp lý rõ ràng để công chúng dễ dàng tiếp cận thông tin và tham gia các quyết định liên quan đến môi trường.

¹⁰ Stockholm Declaration 1972, Nguyên tắc 21: Quốc gia có quyền khai thác tài nguyên môi trường, tuy nhiên có nghĩa vụ đảm bảo các hoạt động khai thác đó không gây ra thiệt hại về môi trường đến các nước khác.

¹¹ Rio Declaration 1992, Nguyên tắc 2 và 19: Củng cố nghĩa vụ phòng ngừa và hợp tác xuyên biên giới về bảo vệ môi trường.

¹² Hệ thống Luật Hoa Kỳ có Luật môi trường liên bang như Clean Air Act, Clean Water Act; án lệ và nguyên tắc luật quốc tế được công nhận bởi các tòa án Hoa Kỳ, đặc biệt khi liên quan đến tranh chấp quốc tế; cam kết quốc tế như các hiệp định môi trường đa phương (ví dụ: Rio Declaration, Stockholm Declaration), trong đó Hoa Kỳ là một bên tham gia.

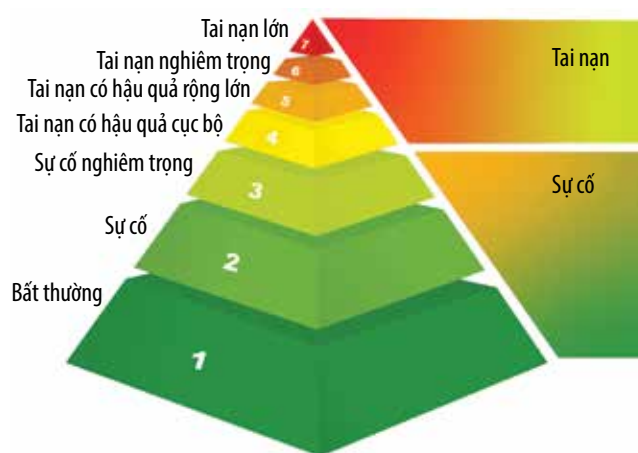
lãnh thổ quốc gia) với việc thiết lập quỹ bổ sung quốc tế hỗ trợ nạn nhân và áp dụng nguyên tắc trách nhiệm tuyệt đối và trách nhiệm duy nhất của chủ sở hữu/chủ đầu tư cơ sở hạt nhân. Ngoài ra, ở Công ước Vienna [24], mặc dù điểm giao thoa của luật hạt nhân và luật môi trường quốc tế là khá xa và chưa phản ánh được đầy đủ nguyên tắc thiệt hại xuyên biên giới, tuy nhiên cơ chế hợp tác giữa các quốc gia thành viên cho phép Công ước Vienna cũng bồi thường thiệt hại cho nạn nhân ở các quốc gia khác [24].

Luật Năng lượng nguyên tử chưa quy định cụ thể vai trò trách nhiệm của 3 cấp: cơ sở, tỉnh và quốc gia về kế hoạch ứng phó sự cố (Điều 66). Thứ hai, sự phân cấp về việc ứng phó sự cố mới được quy định đến cấp quốc gia là khi sự cố hạt nhân “vượt quá khả năng ứng phó của cấp tỉnh, vượt quá phạm vi cấp tỉnh”, chưa có trường hợp ứng phó vượt khỏi biên giới quốc gia. Những ảnh hưởng về tác động vượt biên giới của Chernobyl và Fukushima cho thấy hậu quả phóng xạ không chỉ giới hạn trong lãnh thổ quốc gia xảy ra sự cố mà còn có nguy cơ vượt ra ngoài biên giới của lãnh thổ Việt Nam với mức độ thiệt hại là vô cùng lớn.

Chính vì vậy, trách nhiệm thông báo kịp thời và cung cấp thông tin chi tiết cho các quốc gia lân cận và IAEA khi xảy ra tai nạn hạt nhân có thể gây ra hậu quả xuyên biên giới để chủ động trong việc phòng tránh (như Việt Nam đã tham gia Công ước Thông báo sớm về tai nạn hạt nhân - Early Notification Convention, 1987¹³) [25] cũng như bồi thường thiệt hại là nhiệm vụ cần được nêu rõ trong Kế hoạch ứng phó sự cố hạt nhân, điểm này cũng cần được cụ thể hóa trong các văn bản dưới luật, nhằm: (i) quy trình phát triển kế hoạch ứng phó được thực hiện đầy đủ, gắn với trách nhiệm của tổ chức/cá nhân và các cơ quan chức năng liên quan; (ii) trách nhiệm của chủ đầu tư/nhà nước trong việc xây dựng các quỹ bảo hiểm bồi thường sự cố hạt nhân do các sự cố này có mức chi trả vô cùng lớn; (iii) định hướng chính sách bao gồm: trách nhiệm kịp thời thông báo, đề nghị sự hỗ trợ từ quốc tế để không gây ra ảnh hưởng qua biên giới quốc gia và sớm tham gia các công ước để có các quỹ bồi thường thiệt hại cho nạn nhân ở quốc gia khác.

Văn bản dưới Luật như Thông tư số 38/2011/TT-BKHCN cũng có những quy định về kế hoạch ứng phó sự cố: Khoản 8, 9 Điều 11¹⁴ đề cập đến trách nhiệm của trung tâm kiểm soát vận chuyển trong việc giám sát vị trí, tình trạng an ninh, duy trì liên lạc với lực lượng phản ứng và sự bố trí của nhân viên bảo vệ trong quá trình vận chuyển Điều 10¹⁵ quy định về quy trình báo cáo ứng cứu khẩn cấp. Tuy nhiên, Khoản 11 Điều 11 chưa quy định rõ phương hướng hành động, hay yêu cầu cụ thể đối với một kế hoạch ứng phó khi xảy ra sự cố mất an ninh vật liệu, cơ sở hạt nhân và các hoạt động liên quan khác trong quá trình sử dụng và lưu giữ. Cấu trúc của chương III cần có sự tách bạch trong việc xây dựng các biện pháp bảo vệ và kế hoạch ứng phó sự cố để Thông tư thể hiện các bước cụ thể trong việc bảo đảm an ninh hạt nhân.

Về trách nhiệm tổ chức triển khai các cuộc diễn tập, Tài liệu NSS No.13 còn khuyến nghị các cuộc diễn tập cần diễn ra thường xuyên để đào tạo, rà soát và đánh giá mức độ an toàn, sự phối hợp nhuần nhuyễn từ các cơ quan chức năng nhằm cải thiện hệ thống ứng phó khẩn cấp. Lực lượng ứng phó không những phải được đào tạo để có đủ kiến thức về bảo vệ bức xạ mà còn cần phải trở nên quen thuộc với các hoạt động vận chuyển, lưu giữ, sử dụng, thân thuộc với cơ sở hạ tầng nhà máy điện hạt nhân, nhận diện đầy đủ các đối tượng phạm tội điển hình và các rủi ro tiềm ẩn [13]. Trách nhiệm diễn tập được nhắc



Hình 2. Thang đánh giá INES được sử dụng để đánh giá mức độ nghiêm trọng của các sự kiện hạt nhân hoặc phóng xạ. Nguồn: IAEA.

¹³ Early Notification Convention 1987: Nghĩa vụ thông báo ngay lập tức cho các quốc gia bị ảnh hưởng và IAEA (Điều 2), yêu cầu cung cấp thông tin chi tiết về thời gian, địa điểm, bản chất tai nạn, mức độ phát thải phóng xạ, điều kiện khí tượng giúp các quốc gia đánh giá và ứng phó với nguy cơ phóng xạ (Điều 5).

¹⁴ Khoản 8, 9 Điều 11 Thông tư số 38/2011/TT-BKHCN, quy định: về giữ liên lạc, báo động các lực lượng ứng phó mà trong đó lực lượng là từ việc bố trí nhân viên bảo vệ tham gia vào quá trình vận chuyển.

¹⁵ Điều 10 Thông tư số 38/2011/TT-BKHCN quy định: “Tổ chức, cá nhân có vật liệu hạt nhân, cơ sở hạt nhân khi phát hiện dấu hiệu mất an ninh đối với vật liệu hạt nhân, cơ sở hạt nhân có trách nhiệm: (i) Thông báo ngay cho cơ quan công an nơi gần nhất để có biện pháp phối hợp xử lý; (ii) Trong vòng 8 giờ phải báo cáo cơ quan quản lý cấp trên trực tiếp, Sở Khoa học và Công nghệ địa phương và Cục An toàn bức xạ và hạt nhân. (iii) Phối hợp với cơ quan có thẩm quyền tìm kiếm và thu hồi vật liệu hạt nhân bị mất; (iv) Ngay sau khi xảy ra hành vi phá hoại vật liệu hạt nhân, cơ sở hạt nhân phải tiến hành các biện pháp ngăn chặn thiệt hại, bảo vệ cơ sở hạt nhân, bảo vệ người”.

đến trong Khoản 16 Điều 6¹⁶ cụ thể về phương hướng lập và thực hiện kế hoạch ứng phó sự cố mất an ninh bao gồm công tác phối hợp với lực lượng ứng phó, đào tạo nhân viên và tổ chức diễn tập ứng phó thường niên.

Vì các lý do nêu trên, khi triển khai các văn bản hướng dẫn Luật Năng lượng nguyên tử, cần bổ sung một cách phù hợp, có thể tham khảo Tài liệu NSS No.13 để hoàn thiện hệ thống văn bản này. Cụ thể:

- Các văn bản dưới luật có quy định về vai trò, trách nhiệm và căn cứ thể gắn với từng trường hợp mất an ninh hạt nhân, tránh gây chồng chéo [13].

- Đối với kế hoạch ứng phó khẩn cấp: quy định trách nhiệm theo từng trường hợp: trách nhiệm của nhà nước, các cơ quan chức năng và đơn vị vận hành/chủ sở hữu/chủ đầu tư nhà máy điện hạt nhân trong quá trình lưu giữ và sử dụng.

- Kế hoạch ứng phó sự cố đối với hành vi đánh cắp vật liệu hạt nhân: xây dựng kế hoạch định vị và các bước thu hồi vật liệu bị mất [13].

- Đối với hành vi phá hoại cơ sở/vật liệu hạt nhân: xây dựng kế hoạch giảm thiểu rủi ro bị phá hoại [13].

- Đối với vận chuyển hạt nhân: quy định rõ trách nhiệm của nhà nước, các cơ quan chức năng và đơn vị vận chuyển vật liệu hạt nhân trong quá trình vận chuyển vật liệu đi và đến cơ sở hạt nhân.

- Kế hoạch ứng phó sự cố đối với hành vi đánh cắp vật liệu hạt nhân: xây dựng kế hoạch định vị và các bước thu hồi vật liệu bị mất [13].

- Đối với hành vi phá hoại cơ sở/vật liệu hạt nhân: xây dựng kế hoạch giảm thiểu rủi ro bị phá hoại [13].

5. Kết luận và khuyến nghị

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu, phân tích, đánh giá dựa trên nhận diện các khuyến nghị của IAEA với mức độ hoàn thiện hiện tại của hệ thống văn bản pháp luật hiện tại của Việt Nam, đặt trong mục tiêu hướng đến thực hiện nhà máy điện hạt nhân tại Việt Nam một cách thuận lợi, an toàn, an ninh hạt nhân là ưu tiên hàng đầu, bài báo này có một số gợi ý như sau:

- IAEA sẽ sớm đánh giá sự chuẩn bị của Việt Nam trong phát triển nhà máy điện hạt nhân qua Báo cáo Tự đánh giá (để có thể hợp tác với các tổ chức quốc tế về công

nghệ, chi phí đầu tư, vận hành cũng như giám sát thanh sát hạt nhân) đặc biệt tiến độ thực hiện các nhà máy điện hạt nhân là rất cấp bách. Trong đó, đánh giá về an ninh hạt nhân là nhiệm vụ then chốt và là trách nhiệm quốc gia đảm bảo cho an ninh an toàn cho người dân và môi trường.

- Khi cập nhật Báo cáo Tự đánh giá, Việt Nam nên khẳng định hệ thống pháp luật Việt Nam về an ninh hạt nhân đã cải thiện so với lần đánh giá trước vào năm 2012 (đó là đã bước đầu quy định về đánh giá mối đe dọa quốc gia để có DBT cho các biện pháp bảo vệ thực thể và kế hoạch ứng phó sự cố tại Điều 19, Điều 44 và Điều 66 của Luật Năng lượng nguyên tử).

- Khuyến nghị về DBT

Đối với các nội dung khuyến nghị của IAEA về nội dung cần cải thiện (Significant area for further action: DBT development) [3], Việt Nam xem xét quy định về DBT cách thức triển khai xây dựng DBT trong các văn bản dưới luật (đó là: định nghĩa đầy đủ về DBT, quy định về nội dung, cách thức triển khai xây dựng các DBT làm cơ sở đưa các dữ liệu được đánh giá vào thiết kế cơ sở cũng như triển khai các biện pháp ứng phó về an ninh an toàn hạt nhân xuyên suốt giai đoạn thiết kế, xây dựng, vận hành và tháo dỡ công trình nhà máy điện hạt nhân).

- Khuyến nghị bổ sung

Đối với việc triển khai hướng dẫn Luật Năng lượng nguyên tử, cơ quan đầu mối tiếp tục xem xét quy định/bổ sung vào các văn bản dưới luật: (i) Trách nhiệm của từng tổ chức, cá nhân, cơ quan chức năng trong việc đánh giá mối đe dọa quốc gia, đảm bảo việc thực hiện đánh giá này là hiệu quả cao nhất mang đến những cơ sở thiết kế vững chắc cho thiết kế các Biện pháp bảo vệ thực thể nhà máy điện hạt nhân và Kế hoạch ứng phó an ninh hạt nhân, tiệm cận với thông lệ quốc tế về an ninh an toàn hạt nhân; (ii) Quy định về kế hoạch ứng phó cần bao gồm việc đền bù thiệt hại cho các đối tượng trong và ngoài nước liên quan; từ đó, có thể xây dựng kế hoạch ứng phó hoàn thiện và hiệu quả; có cơ sở để xây dựng các khung pháp lý và vận hành các quỹ bảo hiểm hạt nhân phù hợp.

- Khuyến nghị cập nhật sửa đổi

Khi xây dựng văn bản hướng dẫn các quy định về Biện pháp bảo vệ thực thể và Kế hoạch ứng phó có thể cần nhắc bố cục tham khảo NSS No.13, để cụ thể hóa và tách bạch như sau: (i) Quy định về Bảo đảm an ninh vật liệu hạt

¹⁶ Khoản 16 Điều 6 Thông tư số 38/2011/TT-BKHCN quy định "Xây dựng kế hoạch ứng phó với các tình huống mất an ninh, trong đó bảo đảm sự hợp tác giữa cơ sở và lực lượng ứng phó bên ngoài; đào tạo cho nhân viên của cơ sở thực hiện các hành động ứng phó sự cố mất an ninh; tổ chức diễn tập kế hoạch ứng phó một năm một lần để đánh giá tính hiệu quả của các biện pháp bảo đảm an ninh".

nhân trong sử dụng, lưu giữ và bảo đảm an ninh cơ sở hạt nhân: nên quy định biện pháp bảo vệ thực thể nhà máy điện hạt nhân và kế hoạch ứng phó của trường hợp vật liệu bị đánh cắp/mất cắp riêng biệt với trường hợp vật liệu và/hoặc cơ sở hạt nhân bị phá hoại; (ii) Quy định về Bảo đảm an ninh hạt nhân trong vận chuyển: nên quy định biện pháp bảo vệ thực thể máy điện hạt nhân và kế hoạch ứng phó của trường hợp vật liệu bị đánh cắp/mất cắp riêng biệt với trường hợp vật liệu hạt nhân bị phá hoại.

Tài liệu tham khảo

[1] Thủ tướng Chính phủ, “Quyết định về việc thành lập Ban chỉ đạo xây dựng nhà máy điện hạt nhân”, Quyết định số 72/QĐ-TTg ngày 10/1/2025.

[2] Văn phòng Chính phủ, “Thông báo kết luận tại các phiên họp Ban chỉ đạo xây dựng nhà máy điện hạt nhân”, Văn bản số 381/TTg-CN ngày 1/4/2025.

[3] International Atomic Energy Agency, “Mission report on the integrated nuclear infrastructure review (INIR): Vietnam, 5 - 14 December 2012”, 2013. [Online]. Available: <https://www.iaea.org/newscenter/news/iaea-reviews-vietnams-progress-nuclear-power-development>.

[4] International Atomic Energy Agency (IAEA), “Evaluation of the status of national nuclear infrastructure development”, *IAEA Nuclear Energy Series*, No. NG-T-3.2 (Rev.2), 2022.

[5] Vietnam Agency for Radiation and Nuclear Safety, “Self-Evaluation report on the development of nuclear power infrastructure in Vietnam”, 2012. [Online]. Available: <https://vinatom.gov.vn/wp-content/uploads/2020/10/TC-KHCNNH-so64.14.10.pdf>.

[6] Quốc hội, “Luật Năng lượng nguyên tử”, Luật số 94/2025/QH15 ngày 27/6/2025.

[7] Bộ Khoa học và Công nghệ, “Quy định các yêu cầu về bảo đảm an ninh vật liệu hạt nhân và cơ sở hạt nhân”, Thông tư số 38/2011/TT-BKHCN ngày 30/12/2011.

[8] International Atomic Energy Agency (IAEA), “National nuclear security threat assessment, design basis threats and representative threat statements”, *IAEA Nuclear Security Series*, No. 10-G (Rev.1), 2021.

[9] Tahir Mahmood Azad and Karl Dewey, “Assessing the security of Pakistan’s nuclear weapon programme”, *Defense & Security Analysis*, Volume 39, Issue 2, 2023. DOI: 10.1080/14751798.2023.2178069.

[10] Allegra Goodwin, Gianluca Mezzofiore, Christian

Edwards, Thomas Bordeaux, and Jessie Yeung, “How badly have US strikes damaged Iran’s nuclear facilities? Here’s what to know”, 23/6/2025. [Online]. Available: <https://edition.cnn.com/2025/06/21/middleeast/nuclear-sites-iran-us-bombs-wwk-intl>.

[11] International Atomic Energy Agency (IAEA), “Establishing the nuclear security infrastructure for a nuclear power programme”, *IAEA Nuclear Security Series*, No. 19, 2013.

[12] Republic of Poland, “Atomic Law”, 29/11/2000. [Online]. Available: <https://dziennikustaw.gov.pl/D2024000127701.pdf>.

[13] International Atomic Energy Agency (IAEA), “Nuclear security recommendations on physical protection of nuclear material and nuclear facilities (INFCIRC/225/Revision 5)”, *IAEA Nuclear Security Series*, No. 13, 2011.

[14] United Nations International Law Commission, “Draft articles on prevention of transboundary harm from hazardous activities, with commentaries”, 2001. [Online]. Available: https://legal.un.org/ilc/texts/instruments/english/commentaries/9_7_2001.pdf.

[15] United Nations (UN), “Trail smelter case (United States, Canada)”, *Reports of International Arbitral Awards*, Volume III, pp. 1905 - 1982, 2006.

[16] The International Court of Justice, “Corfu channel case (United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland v. Albania)”. [Online]. Available: <https://www.icj-cij.org/case/1>.

[17] The International Court of Justice, “Pulp mills on the river Uruguay (Argentina v. Uruguay)”. [Online]. Available: <https://www.icj-cij.org/case/135>.

[18] United Nations Economic Commission for Europe, “Convention on environmental impact assessment in a transboundary context”, 2017. [Online]. Available: <https://unece.org/sites/default/files/2021-03/Espoo%20Convention.pdf>.

[19] United Nations Economic Commission for Europe, “Convention on access to information, public participation in decision-making and access to justice in environmental matters”, Treaty Series, Volume 2161, 1998. [Online]. Available: https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=IND&mtdsg_no=XXVII-13&chapter=27.

[20] United Nations, “Declaration of the United

Nations conference on the human environment", 1972. [Online]. Available: <https://www.un.org/en/conferences/environment/stockholm1972>.

[21] United Nations, "Rio declaration on environment and development", 1992. [Online]. Available: https://www.un.org/en/development/desa/population/migration/generalassembly/docs/globalcompact/A_CONF.151_26_Vol.I_Declaration.pdf.

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

[23] International Atomic Energy Agency (IAEA), "Convention on supplementary compensation for nuclear damage", 1997. [Online]. Available: <https://www.iaea.org>.

[org/topics/nuclear-liability-conventions/convention-supplementary-compensation-nuclear-damage](https://www.iaea.org/topics/nuclear-liability-conventions/convention-supplementary-compensation-nuclear-damage).

[24] International Atomic Energy Agency (IAEA), "Vienna convention on civil liability for nuclear damage", 1963. [Online]. Available: <https://www.iaea.org/topics/nuclear-liability-conventions/vienna-convention-on-civil-liability-for-nuclear-damage>.

[25] International Atomic Energy Agency (IAEA), "Convention on early notification of a nuclear accident", 1986. [Online]. Available: <https://www.iaea.org/topics/nuclear-safety-conventions/convention-early-notification-nuclear-accident>.

IAEA'S RECOMMENDATIONS ON ENHANCING THE DESIGN BASIC THREAT (DBT) SECTION IN THE SELF-EVALUATION REPORT FOR NUCLEAR POWER PLANT

Le Khanh Phuong, Nguyen Van Dau

Vietnam National Industry - Energy Group (PVN)

Email: phuonglk@pvn.vn

Summary

Vietnam has proactively resumed its nuclear power development program as of early 2025, marked by governmental decisions to establish a Steering Committee for the construction of nuclear power plants (NPPs) [1]. The Government has officially designated the Vietnam Electricity Corporation (EVN) and the Vietnam National Industry - Energy Group (PVN) as the principal investors for the Ninh Thuan 1 and Ninh Thuan 2 NPP projects, respectively [2].

The development of nuclear power plants entails not only technologically sophisticated and capital-intensive infrastructure, but also necessitates strategic international collaboration, particularly with countries that supply nuclear materials and advanced technologies. To secure such cooperation, a nation pursuing nuclear energy must undergo a comprehensive assessment by the International Atomic Energy Agency (IAEA), which evaluates compliance with 19 key infrastructure conditions. Among these, nuclear security stands out as a critical criterion, ensuring the protection of nuclear materials and associated infrastructure throughout the lifecycle of the plant - from construction and operation to eventual decommissioning.

In the period of 2012 - 2014, when Vietnam was in the early stage of its nuclear power program, the IAEA assessed that Vietnam needed to incorporate a Design Basis Threat (DBT), a foundational element in developing a robust Physical Protection System (PPS), in the "Mission report on the integrated infrastructure review" (INIR 2012) [3]. To review the areas requiring improvement in line with the recommendations of this report, this article focuses on analyzing the Physical Protection System (PPS) for nuclear power plants, based on the IAEA's most recent technical guidance on evaluating the status of national nuclear infrastructure development "Evaluation of the status of national nuclear infrastructure development", IAEA Nuclear Energy Series No. NG-T-3.2 (Rev. 2) [4].

Key words: Nuclear energy, nuclear security, design basis threat (DBT), physical protection system (PPS), nuclear power plant.

KHẢO SÁT MÔI TRƯỜNG ĐỐI VỚI DỰ ÁN ĐIỆN GIÓ NGOÀI KHƠI Ở VIỆT NAM: KHOẢNG TRỐNG PHÁP LÝ VÀ KINH NGHIỆM QUỐC TẾ

Cáp Văn Lý, Lê Quốc Thắng, Đoàn Đặng Phi Công

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

Email: congddp.cpse@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.02-05>

Tóm tắt

Với tổng công suất lắp đặt toàn cầu vượt 83 GW, điện gió ngoài khơi đóng vai trò ngày càng quan trọng trong quá trình chuyển dịch năng lượng. Các quốc gia đã ban hành nhiều quy định pháp lý và áp dụng các tiêu chuẩn quốc tế đặc thù để bảo vệ môi trường, bảo tồn hệ sinh thái trong quá trình xây dựng, khai thác dự án điện gió ngoài khơi.

Việt Nam đang trong quá trình xây dựng, hoàn thiện khung pháp lý cho ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi, tuy nhiên vẫn thiếu các hướng dẫn cụ thể về bảo vệ môi trường trong khu vực dự án. Từ kinh nghiệm của các quốc gia phát triển điện gió ngoài khơi và khuyến nghị của các tổ chức quốc tế, nhóm tác giả đề xuất các tiêu chí và phương pháp khảo sát môi trường phù hợp nhằm hỗ trợ việc xây dựng và hoàn thiện hệ thống pháp lý cho các dự án điện gió ngoài khơi tại Việt Nam.

Từ khóa: Điện gió ngoài khơi, quy định pháp luật, khảo sát môi trường.

1. Giới thiệu

Theo Hội đồng Năng lượng gió Toàn cầu (Global Wind Energy Council), công suất điện gió ngoài khơi đã bổ sung thêm 8 GW trong năm 2024, đưa tổng công suất điện gió ngoài khơi đã lắp đặt trên toàn cầu lên 83 GW, đủ để cung cấp điện cho 73 triệu hộ gia đình [1]. Hội đồng Năng lượng Thế giới (WEC) dự báo đến năm 2050 nguồn năng lượng từ điện gió ngoài khơi có thể cung cấp 10% điện năng tiêu thụ của toàn thế giới [2].

Việt Nam có nguồn năng lượng gió ngoài khơi lớn. Theo dự báo của Ngân hàng Thế giới (World Bank), Việt Nam có thể đáp ứng 30% nhu cầu điện năng vào năm 2050 nhờ vào điện gió ngoài khơi và sẽ tiếp tục phát triển trong các năm tiếp theo [3].

Mặc dù có điều kiện thuận lợi trong việc phát triển điện gió ngoài khơi nhưng cơ chế chính sách của Việt Nam cho ngành công nghiệp này chưa đồng bộ [4]. Giải quyết được bài toán về pháp lý và chính sách sẽ tạo điều kiện phát triển ngành điện gió ngoài khơi tại Việt Nam.

Bên cạnh ưu điểm là nguồn năng lượng sạch, điện gió ngoài khơi đối mặt với những lo ngại về các tác động tiềm ẩn đến môi trường xung quanh do quá trình lắp đặt và vận hành. Các tác động của công trình điện gió ngoài khơi

đã được nghiên cứu và báo cáo trên thế giới bao gồm: mất môi trường sống, rủi ro va chạm giữa các loài sinh vật và tàu thuyền với công trình, ảnh hưởng của tiếng ồn và trường điện từ, sự du nhập của các loài xâm lấn và tác động thị giác, cũng như ảnh hưởng đến các sinh vật sinh sống lân cận turbine gió. Khi quy mô của điện gió ngoài khơi ngày càng phát triển và mở rộng, nguy cơ phát sinh các tác động tích lũy dự kiến cũng sẽ tăng lên [5]. Trong bối cảnh đó, công tác khảo sát môi trường đóng vai trò nền tảng trong quá trình phát triển điện gió ngoài khơi, cung cấp dữ liệu cơ bản nhằm xác định các tác động tiềm ẩn, đề xuất những biện pháp giảm thiểu hiệu quả [6].

Bài báo phân tích những thách thức trong việc khảo sát môi trường điện gió ngoài khơi tại Việt Nam và đề xuất các khuyến nghị dựa trên kinh nghiệm quốc tế. Bài báo tập trung vào việc xem xét các quy định pháp luật hiện hành của Việt Nam liên quan đến khảo sát môi trường cho điện gió ngoài khơi, nhận diện những vướng mắc phát sinh trong quá trình áp dụng trên thực tế, cũng như tổng hợp các bài học giá trị từ các quốc gia và tổ chức có kinh nghiệm sâu rộng trong lĩnh vực này.

2. Khung pháp lý của Việt Nam về khảo sát môi trường điện gió ngoài khơi

2.1. Các văn bản pháp luật liên quan

Việt Nam đã ban hành nhiều quy định liên quan đến công tác bảo vệ môi trường nói chung và khảo sát, quan



Ngày nhận bài: 2/4/2025.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 2 - 21/4/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 21/4/2025.

trắc môi trường nói riêng (Bảng 1). Tuy nhiên, chưa có văn bản pháp luật cụ thể đối với khảo sát môi trường cho các dự án điện gió ngoài khơi. Trong bối cảnh hiện nay, việc cụ thể hóa các quy định pháp luật liên quan đến môi trường biển và các dự án công nghiệp là cần thiết để đảm bảo tính pháp lý và bảo vệ môi trường.

Bảng 1. Các quy định pháp luật về bảo vệ, khảo sát môi trường của Việt Nam liên quan đến điện gió ngoài khơi

Văn bản pháp luật	Cơ quan ban hành	Nội dung chính liên quan đến khảo sát môi trường điện gió ngoài khơi	Tình trạng
Luật Biển Việt Nam số 18/2012/QH13 ngày 21/6/2012	Quốc hội	Quy định chung về quản lý biển, giao khu vực biển	Đang có hiệu lực
Luật Tài nguyên, môi trường biển và hải đảo số 82/2015/QH13 ngày 25/6/2015	Quốc hội	Quy định chung về quản lý, bảo vệ tài nguyên và môi trường biển	Đang có hiệu lực
Luật Quy hoạch số 21/2017/QH14 ngày 24/11/2017	Quốc hội	Khung pháp lý cho quy hoạch tổng thể quốc gia và quy hoạch không gian biển	Đang có hiệu lực
Luật Bảo vệ môi trường số 72/2020/QH14 ngày 17/11/2020	Quốc hội	Khung pháp lý chung về đánh giá tác động môi trường, nguyên tắc bảo vệ môi trường	Đang có hiệu lực
Luật Điện lực số 61/2024/QH15 ngày 30/11/2024	Quốc hội	Mục 2 Chương III quy định về phát triển điện gió ngoài khơi	Đang có hiệu lực
Nghị định số 40/2016/NĐ-CP ngày 15/5/2016	Chính phủ	Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Tài nguyên, môi trường biển và hải đảo.	Đang có hiệu lực
Nghị định số 11/2021/NĐ-CP ngày 10/2/2021	Chính phủ	Quy định việc giao khu vực biển cho tổ chức, cá nhân khai thác, sử dụng tài nguyên biển.	Đang có hiệu lực
Nghị định số 65/2025/NĐ-CP ngày 12/3/2025	Chính phủ	Sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 40/2016/NĐ-CP ngày 15/5/2016 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Tài nguyên, môi trường biển và hải đảo và Nghị định số 11/2021/NĐ-CP ngày 10/2/2021 của Chính phủ quy định việc giao các khu vực biển nhất định cho tổ chức, cá nhân khai thác, sử dụng tài nguyên biển.	Đang có hiệu lực
Nghị định số 08/2022/NĐ-CP ngày 10/1/2022	Chính phủ	Quy định chi tiết một số điều của Luật Bảo vệ môi trường	Đang có hiệu lực
Nghị định số 58/2025/NĐ-CP ngày 3/3/2025 [7]	Chính phủ	Quy định chi tiết một số điều của Luật Điện lực về phát triển điện năng lượng tái tạo, điện năng lượng mới. <i>Điều 27 của Nghị định số 58/2025/NĐ-CP quy định chi tiết hoạt động khảo sát dự án điện gió ngoài khơi như sau:</i> a) Khảo sát năng lượng gió, gồm: Hướng gió, độ cao đo tốc độ gió, tốc độ gió, tần suất xuất hiện tốc độ gió, mật độ năng lượng gió; b) Khảo sát địa hình, địa chất đáy biển, gồm: Đặc điểm địa hình đáy biển, đường đẳng sâu, lớp trầm tích đáy biển; lấy mẫu, phân tích địa chất đáy biển, đánh giá sơ bộ điều kiện nền đáy biển phục vụ cho việc xây dựng móng turbine gió; c) Khảo sát hải dương học, gồm: Đặc điểm khí hậu, thời tiết biển, độ cao sóng biển, tần suất xuất hiện bão, rủi ro sóng thần; d) Khảo sát hệ sinh thái biển, gồm: Xác định các loài động, thực vật dưới biển, trên mặt biển đại diện cho khu vực biển khảo sát, đặc điểm di cư của các loài động vật; e) Khảo sát hoạt động hàng hải và đường thủy nội địa tại khu vực biển; f) Khảo sát ảnh hưởng tới các tuyến cáp ngầm, các hoạt động dầu khí, công trình dầu khí và lô/mô dầu khí đang hoạt động; g) Khảo sát các điều kiện khác có khả năng tác động tới dự án.	Đang có hiệu lực
Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT ngày 10/1/2022	Bộ Tài nguyên và Môi trường (nay là Bộ Nông nghiệp và Môi trường)	Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Bảo vệ môi trường.	Đang có hiệu lực
Thông tư số 07/2025/TT-BTNMT ngày 28/2/2025		Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT ngày 10/1/2022 của Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Bảo vệ môi trường.	Đang có hiệu lực
Thông tư số 31/2024/TT-BTNMT ngày 12/12/2024		Quy định kỹ thuật điều tra, khảo sát hải văn, môi trường vùng ven bờ và hải đảo.	Đang có hiệu lực
Thông tư số 02/2019/TT-BCT ngày 15/1/2019	Bộ Công Thương	Quy định thực hiện phát triển dự án điện gió và Hợp đồng mua bán điện mẫu cho các dự án điện gió. <i>Chương II Quy định phát triển dự án điện gió, yêu cầu đo gió tối thiểu 12 tháng liên tục trước khi lập và phê duyệt báo cáo nghiên cứu khả thi.</i>	Đang có hiệu lực

2.2. Thực thi quy định khảo sát môi trường điện gió ngoài khơi tại Việt Nam

Ngành năng lượng điện gió ngoài khơi Việt Nam có nhiều khác biệt so với các dự án, công trình dầu khí tại Việt Nam hiện nay. Mặc dù Việt Nam đã có những bước tiến trong việc xây dựng khung pháp lý cho điện gió ngoài khơi nhưng thách thức lớn vẫn là sự thiếu hụt một hệ thống văn bản pháp luật toàn diện và chuyên biệt, đặc biệt là các hướng dẫn cụ thể liên quan đến bảo vệ môi trường trong khu vực dự án. Các quy định hiện hành thường mang tính chung chung hoặc bị phân mảnh, dẫn đến thiếu sự rõ ràng và đồng bộ.

Thông thường khi tiến hành khảo sát môi trường, có 3 yếu tố cần quan tâm bao gồm: (i) mạng lưới lấy mẫu môi trường, (ii) các chỉ tiêu và thông số lấy mẫu môi trường, và (iii) tần suất lấy mẫu môi trường.

- Về mạng lưới lấy mẫu khảo sát môi trường: Hiện nay, các quy định pháp luật của Việt Nam về thiết kế mạng lưới lấy mẫu ngoài khơi mới chỉ áp dụng cho các dự án dầu khí (Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT), chưa có quy định cụ thể cho điện gió ngoài khơi. Tại Việt Nam, mạng lưới lấy mẫu tại các công trình dầu khí thường được bố trí theo dạng tỏa tròn đồng tâm (tâm là giếng khoan hoặc công trình) với các bán kính lần lượt 250 m, 500 m, 1.000 m, 2.000 m, 4.000 m và khu vực tham khảo. Theo thông lệ quốc tế, việc thiết kế mạng lưới lấy mẫu cho các dự án điện gió ngoài khơi phụ thuộc vào từng thông số và đối tượng khảo sát. Ví dụ, tại Cộng hòa Liên bang Đức, mẫu trầm tích và động vật đáy được lấy bằng gàu theo mạng lưới các trạm cách nhau khoảng 1 hải lý, tức là đối với các trang trại điện gió được thiết kế với nhiều dãy trụ điện gió song song nhau thì mạng lưới trạm khảo sát sẽ là 1 x 1 hải lý; còn vùng tham khảo - đại diện cho khu vực không bị ảnh hưởng bởi dự án - cách biên giới khu vực này khoảng 2 hải lý. Đối với khảo sát chim và động vật biển cỡ lớn bằng tàu, tuyến khảo sát được bố trí theo các đường thẳng (transect) cách nhau khoảng 2 hải lý bao phủ toàn bộ khu vực dự án. Do sự khác biệt về quy mô và tính chất giữa công trình dầu khí và điện gió ngoài khơi, việc áp dụng quy định mạng lưới lấy mẫu trong dầu khí cho điện gió ngoài khơi là không phù hợp, cần xây dựng quy định riêng về mạng lưới lấy mẫu khảo sát môi trường đối với điện gió ngoài khơi, phù hợp với đặc thù của lĩnh vực này.

- Về các chỉ tiêu và thông số khảo sát: Điều 27 của Nghị định số 58/2025/NĐ-CP quy định chi tiết các chỉ tiêu và thông số khảo sát cho điện gió ngoài khơi tại Việt Nam. Nội dung khảo sát bao gồm: 1) Khảo sát năng lượng gió:

hướng gió, độ cao đo tốc độ gió, tốc độ gió, tần suất xuất hiện tốc độ gió, mật độ năng lượng gió; 2) Khảo sát địa hình, địa chất đáy biển: đặc điểm địa hình đáy biển, lớp trầm tích đáy biển, lấy mẫu, phân tích địa chất đáy biển, đánh giá sơ bộ điều kiện nền đáy biển phục vụ cho việc xây dựng móng turbine gió; 3) Khảo sát hải dương học: đặc điểm khí hậu, thời tiết biển, độ cao sóng biển, tần suất xuất hiện bão, rủi ro sóng thần; 4) Khảo sát sinh thái biển: xác định các loài động vật, thực vật dưới biển, trên mặt biển đại diện cho khu vực biển khảo sát, đặc điểm di cư của các loài động vật; 5) Khảo sát hoạt động hàng hải và đường thủy nội địa tại khu vực biển; 6) Khảo sát ảnh hưởng tới các tuyến cáp ngầm, các hoạt động dầu khí, công trình dầu khí và lò/mỏ dầu khí đang hoạt động; 7) Khảo sát các điều kiện khác có khả năng tác động tới dự án. Tuy nhiên, các hướng dẫn chi tiết về phương pháp khảo sát tiêu chuẩn hiện chưa được làm rõ. Tại các nước đi đầu về điện gió ngoài khơi, các chỉ tiêu khảo sát môi trường được quy định chi tiết, phù hợp theo từng giai đoạn phát triển của dự án và các phương pháp tiêu chuẩn để thực hiện khảo sát.

- Về tần suất quan trắc môi trường: Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT mới chỉ quy định về tần suất lấy mẫu ngoài khơi cho các công trình dầu khí, chưa có quy định cụ thể về tần suất quan trắc môi trường cho dự án điện gió ngoài khơi. Do đặc thù và cơ chế vận hành khác nhau giữa 2 lĩnh vực, đối tượng môi trường có nguy cơ bị tác động cũng không giống nhau. Đối với điện gió ngoài khơi, các tác động mang tính thời vụ có thể rất lớn, vì vậy tần suất quan trắc cần được quy định cho phù hợp với từng đối tượng nhằm giảm thiểu các nguy cơ ảnh hưởng đến môi trường biển. Dựa vào các hướng dẫn quốc tế, tần suất quan trắc thường được xác định theo từng giai đoạn của dự án để đưa ra các quy định cụ thể đối với từng đối tượng cần được khảo sát.

3. Các bài học kinh nghiệm quốc tế và thực tiễn

3.1. Các quy định và hướng dẫn khảo sát quốc tế

Trong thời gian gần đây, dựa vào nghiên cứu của các nhà khoa học, cơ quan quản lý môi trường của các tổ chức và các nước trên thế giới cũng đã dần ban hành quy định về quan trắc, đánh giá chất lượng môi trường cho điện gió ngoài khơi. Các quốc gia, vùng lãnh thổ và tổ chức đi đầu trong công tác bảo vệ môi trường có thể kể đến như Đức, Đan Mạch, Mỹ, Australia, Vương quốc Anh, Đài Loan, Tổ chức Công ước Bảo vệ Môi trường biển Đông Bắc Đại Tây Dương (OSPAR), Ngân hàng Thế giới (World Bank), Hội đồng các quốc gia biển Baltic (Council of the Baltic Sea

States - CBSS)... Nội dung các quy định về khảo sát môi trường của một số quốc gia, vùng lãnh thổ và tổ chức đối với các giai đoạn của dự án điện gió ngoài khơi.

3.1.1. Đức

Cơ quan Hải dương và Thủy văn Liên bang (Federal Maritime and Hydrographic Agency) đã ban hành Tiêu chuẩn StUK4 [8] về đánh giá tác động của turbine gió ngoài khơi đến môi trường biển. Tiêu chuẩn này hướng dẫn chi tiết việc khảo sát, đánh giá tác động đến hệ sinh thái trong các giai đoạn của dự án như khảo sát cơ sở, xây dựng và vận hành. Quy định cũng hướng dẫn cách xác định vị trí, mạng lưới và phương pháp lấy mẫu đối với các chỉ tiêu môi trường. Đối tượng khảo sát gồm động vật đáy, cá, chim, chim di cư, động vật có vú biển, dơi và cảnh quan.

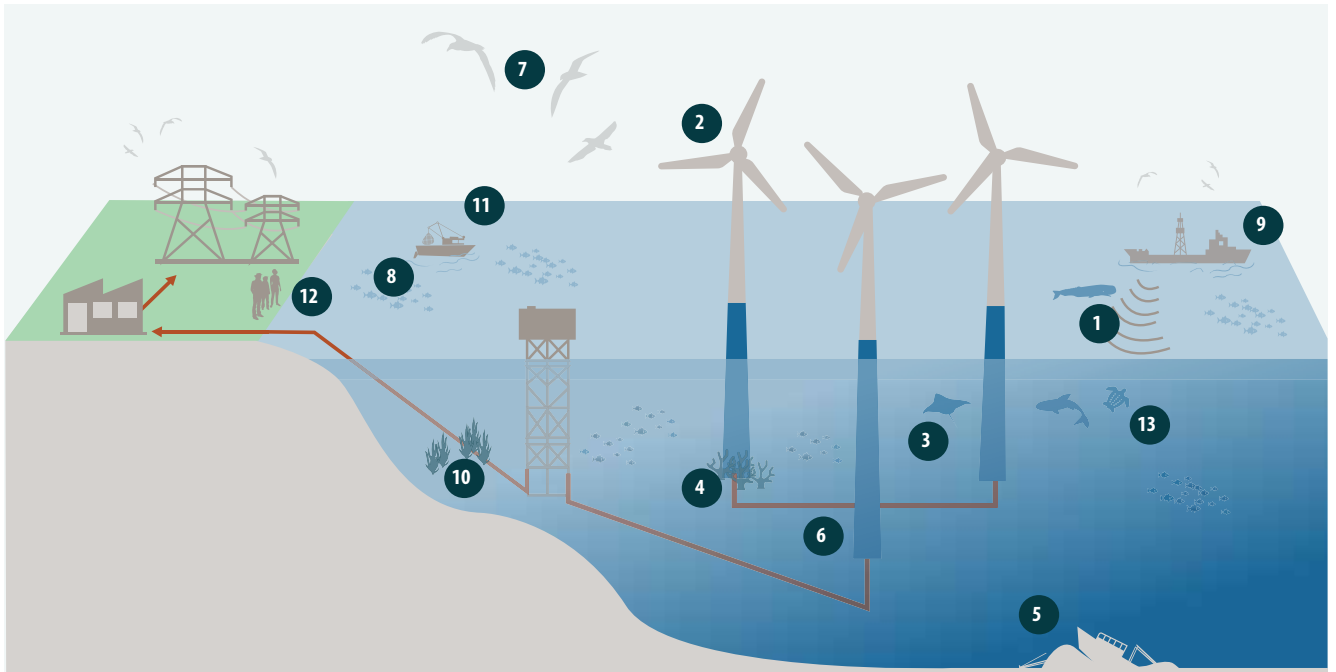
3.1.2. Đan Mạch

Đan Mạch, quốc gia nằm ở phía Nam biển Baltic, có bề dày kinh nghiệm trong phát triển điện gió ngoài khơi. Các nghiên cứu và thực tiễn từ Đan Mạch là nguồn tài liệu tham khảo quan trọng trong đánh giá tác động môi trường của điện gió ngoài khơi. Viện Thủy lợi, Nước và Môi trường Đan Mạch (DHI) đã ban hành tài liệu "Hướng dẫn nhanh về phát triển điện gió ngoài khơi - Vượt qua các

thách thức kỹ thuật và môi trường" [9], trong đó trình bày các nội dung và đối tượng khảo sát theo 5 bước phát triển dự án điện gió ngoài khơi bao gồm: 1) Lựa chọn vị trí chiến lược, xác định môi trường biển và khảo sát môi trường; 2) Lập kế hoạch và phát triển dự án, tính toán tải trọng môi trường tác động lên công trình và đánh giá tác động môi trường; 3) Lắp đặt và xây dựng, thực hiện dự báo, giám sát khí tượng - hải dương, an toàn lao động và môi trường (kể cả sinh vật biển); 4) Vận hành và bảo trì, giám sát môi trường sau xây dựng, theo dõi hoạt động của các loài sinh vật và môi trường trong khu vực; 5) Tháo dỡ, đánh giá tác động của hoạt động tháo dỡ đến môi trường biển, đảm bảo an toàn và môi trường khôi phục về điều kiện tương tự như trước khi triển khai dự án.

3.1.3. Australia

Bộ Biển đổi Khí hậu, Năng lượng, Môi trường và Nước (DCCEEW) của Australia đã ban hành "Hướng dẫn các yếu tố môi trường chính trong việc đánh giá tác động môi trường của các trang trại điện gió ngoài khơi theo Đạo luật Bảo vệ Môi trường và Bảo tồn Đa dạng Sinh học 1999" [10]. Hướng dẫn đã chỉ ra các yếu tố có thể gây tác động đến môi trường và cần giám sát, được trực quan hóa bằng hình ảnh như Hình 1.



1. Tiếng ồn dưới nước - tác động gây tử vong, thương tích và hành vi; 2. Tương tác với turbine - gây thương tích và tử vong cho chim và dơi; 3. Trường điện từ; 4. Xáo trộn đáy biển - Mất mát/tổn hại môi trường sống tầng đáy; 5. Xáo trộn di sản văn hóa dưới nước; 6. Sự hiện diện vật lý - ảnh hưởng đến thủy động lực học và quá trình vận chuyển trầm tích; 7. Sự hiện diện vật lý - hiệu ứng rào cản và xua đuổi động vật biển;

8. Phát xạ ánh sáng; 9. Tương tác với tàu thuyền - gây thương tích và tử vong cho động vật biển; 10. Các loài sinh vật biển xâm hại; 11. Sự hiện diện vật lý - KTXH: cản trở/xua đuổi các hoạt động sử dụng hiện tại; 12. Sự hiện diện vật lý - KTXH: cảnh quan biển và sự tiện nghi về mặt thị giác; 13. Nhiều kênh tác động - các công viên biển của Australia và các giá trị của chúng.

Hình 1. Các yếu tố có thể gây tác động đến môi trường cần được giám sát của điện gió ngoài khơi tại Australia [10].

3.1.4. Vương quốc Anh

Vương quốc Anh có khung pháp lý và cơ cấu tổ chức chặt chẽ để điều chỉnh các vấn đề môi trường và đa dạng sinh học liên quan đến phát triển điện gió, đặc biệt là điện gió ngoài khơi. Do được cấu thành từ 4 quốc gia và vùng lãnh thổ (Anh, Scotland, Wales và Bắc Ireland) có tính độc lập cao nên hệ thống quy định ở Vương quốc Anh khá phức tạp và liên quan đến nhiều cơ quan, từ các bộ, ngành, chính phủ đến các tổ chức chuyên trách và tư vấn. Mục tiêu là đảm bảo phát triển điện gió bền vững và thân thiện với môi trường.

Ngoài các cơ quan quản lý về môi trường, các tổ chức bảo vệ môi trường chung của Vương quốc Anh như Tổ chức Quản lý biển (MMO), Trung tâm Khoa học Môi trường, Nghề cá và Nuôi trồng Thủy sản (CEFAS), RenewableUK... Bên cạnh đó, các tổ chức bảo tồn thiên nhiên theo luật định (SNCBs) cũng đóng vai trò quan trọng trong việc ban hành các hướng dẫn về khảo sát và bảo vệ môi trường cho các dự án điện gió ngoài khơi như: Cơ quan Bảo tồn Thiên nhiên Anh (Natural England), Ủy ban Liên hợp Bảo tồn Thiên nhiên (JNCC), Cơ quan Bảo tồn Thiên nhiên Scotland (NatureScot), Cơ quan Tài nguyên Thiên nhiên xứ Wales (Natural Resource Wales)...

Nhìn chung, các hướng dẫn tập trung vào các nội dung và đối tượng khảo sát trong suốt vòng đời dự án được tóm tắt theo các giai đoạn của dự án từ khảo sát cơ sở, xây dựng và vận hành, cũng như sự phục hồi sau giai đoạn vận hành. Theo CEFAS [11], MMO [12], nguyên tắc của việc thiết kế các chỉ tiêu, tần suất khảo sát,... nên dựa trên cơ sở đại diện chứ không phải lấy mẫu đầy đủ nhằm cung cấp bức tranh toàn thể của môi trường dự án. Đối với khu vực tham chiếu (reference survey area), cần xem xét các yếu tố quan trọng như: vị trí độc lập, điều kiện tự nhiên tương đồng, không bị ảnh hưởng bởi khu vực xây dựng (khoảng cách tối ưu khoảng 1 km). Các đối tượng khảo sát bao gồm: 1) Hệ sinh thái đáy biển; 2) Hệ sinh thái vùng triều; 3) Khu vực ven biển và quá trình trầm tích hóa; 4) Cá và động vật có vỏ; 5) Động vật có vú biển; 6) Chim; 7) Tiếng ồn dưới nước.

Bên cạnh đó, DEFRA [13] còn hướng dẫn thực hiện các khảo sát các sinh cảnh trên đất liền và ven biển nhằm đánh giá các tác động (nếu có) của OWF đối với các khu vực quan trọng này. Các khu vực cần quan tâm khảo sát như: đầm lầy mặn ven biển, đụn cát ven biển, đồng cỏ chăn thả ven biển và vùng ngập lũ,...

3.1.5. Mỹ

Hội Bảo vệ Tài nguyên thiên nhiên Quốc gia (NRDC) và Liên minh Khoa học có trách nhiệm ngoài khơi (ROSA) đã ban hành hướng dẫn và các đề xuất về quan trắc môi trường biển trong quá trình phát triển điện gió ngoài khơi năm 2023 [14]. Tài liệu nhấn mạnh rằng điện gió ngoài khơi là một ngành công nghiệp mới tại Mỹ, với nhiều bất định liên quan đến các tác động tiềm tàng đối với môi trường biển và các loài sinh vật sử dụng hoặc sinh sống trong môi trường này. Các loài cần được quan tâm bao gồm động vật có vú biển, rùa biển, chim, dơi, cá vây, cá giữa và động vật không xương sống ở đáy biển, trong cột nước và trên mặt nước - những khu vực chịu ảnh hưởng bởi các thiết bị, cơ sở hạ tầng và các hoạt động của dự án điện gió ngoài khơi.

Ngoài ra, Cơ quan bảo vệ đại dương bang California (OPC) đang xây dựng Hướng dẫn Quan trắc Môi trường điện gió ngoài khơi (Offshore Wind Environmental Monitoring Guidance) dự kiến hoàn thiện và ban hành vào năm 2025 [15]. Hướng dẫn này được thiết kế phù hợp với đặc thù phát triển điện gió ngoài khơi tại California, nơi các dự án chủ yếu sử dụng các trụ điện gió nổi trên vùng biển sâu. Mục tiêu là hỗ trợ việc đánh giá tác động tiềm tàng và xác định các đối tượng cần quan trắc trong suốt quá trình phát triển dự án.

3.1.6. Đài Loan

Cơ quan bảo vệ môi trường (EPA) đã nhận định rằng việc phát triển điện gió ngoài khơi là khác biệt so với bất kỳ hoạt động phát triển duyên hải nào mà Đài Loan từng trải qua trong quá khứ. Trong quá trình giám sát việc thực hiện các cam kết môi trường theo Báo cáo đánh giá tác động môi trường, EPA yêu cầu các dự án phải nộp báo cáo khảo sát tác động đến sinh cảnh của chim. Ngoài ra, các dự án phát triển sẽ phải đo đặc tiếng ồn dưới nước theo phương pháp do Viện Phân tích Môi trường Quốc gia đề xuất. Ngưỡng quy định hiện hành giới hạn tiếp xúc âm thanh (SEL) không được vượt quá 160 dB (SEL trung bình đo trong 30 giây của việc đóng cọc) tại khoảng cách 750 m tính từ vùng cảnh báo. EPA cũng đề nghị khả năng bổ sung các yêu cầu mới nếu có các bằng chứng khoa học về tác động của các hoạt động của điện gió ngoài khơi. Đối với tần suất khảo sát trong giai đoạn cơ sở, tiến hành khảo sát tiếng ồn trong 1 năm, với tần suất mỗi quý 1 lần, tại 2 vị trí để thu thập dữ liệu tiếng ồn dưới nước và giá trị nền dài hạn [16].

3.1.7. Tổ chức Công ước Bảo vệ Môi trường biển Đông Bắc Đại Tây Dương (OSPAR)

OSPAR đã ban hành 2 tài liệu quan trọng: “Hướng dẫn của OSPAR về các xem xét môi trường cho phát triển trang trại gió ngoài khơi” [17] và “Đánh giá tác động môi trường của các trang trại điện gió ngoài khơi” [18]. Mục tiêu của các hướng dẫn này là hỗ trợ các bên ký kết công ước OSPAR, cũng như các nhà phát triển dự án, tư vấn viên, cơ quan quản lý hoặc các bên liên quan khác trong việc xác định, xem xét và đánh giá các vấn đề môi trường liên quan đến phát triển trang trại gió ngoài khơi.

3.1.8. Ngân hàng Thế giới (World Bank)

Ngân hàng thế giới đã ban hành “Hướng dẫn an toàn, sức khỏe và môi trường” [19] cho các dự án năng lượng gió, bao gồm các cơ sở năng lượng gió trên đất liền và ngoài khơi. Hướng dẫn này cung cấp thông tin liên quan đến các khía cạnh môi trường, sức khỏe và an toàn trong toàn bộ vòng đời dự án và được khuyến nghị áp dụng áp dụng từ giai đoạn đánh giá khả thi ban đầu, cũng như từ thời điểm đánh giá tác động môi trường và tiếp tục áp dụng trong suốt các giai đoạn xây dựng và vận hành.

3.1.9. Tổ chức các nước khu vực biển Baltic

“Hướng dẫn cho các nghiên cứu tác động môi trường đối với đa dạng sinh học biển cho các dự án trang trại gió ngoài khơi ở khu vực biển Baltic” [20] đã được ban hành nhằm hỗ trợ các nhà phát triển, đơn vị tư vấn, chuyên gia và cơ quan quản lý trong việc đánh giá các tác động môi trường của các dự án điện gió ngoài khơi tại khu vực biển phía Bắc biển Baltic bao gồm các nước Thụy Điển, Phần Lan, Estonia và Latvia. Do đặc điểm tự nhiên phức tạp của môi trường khu vực biển Baltic và các tài liệu hiện có còn mang tính khái quát. Hướng dẫn này chủ yếu tập trung vào các nội dung liên quan tác động môi trường và các nghiên cứu phòng của đa dạng sinh học biển, bao gồm cả các đối tượng, chỉ tiêu phân tích và tần suất thực hiện các nghiên cứu này.

3.2. Phương pháp khảo sát và quan trắc môi trường

Trên thế giới, nhiều quốc gia đã và đang tiến hành nghiên cứu nhằm đánh giá một cách hệ thống các tác động đến môi trường biển do hoạt động phát triển điện gió ngoài khơi gây ra. Song song với các nghiên cứu thực địa, nhiều khung pháp lý và hướng dẫn kỹ thuật đã được ban hành, nhằm đảm bảo hoạt động giám sát tác động được thực hiện theo phương pháp khoa học và có thể so sánh. Dù có sự khác biệt giữa các quốc gia, nội dung giám

sát thường tập trung vào một số thành phần sinh thái và môi trường trọng yếu dưới đây:

3.2.1. Sinh cảnh đáy biển

Bao gồm các loài sinh vật sống trên và trong trầm tích, là một trong những đối tượng chịu ảnh hưởng trực tiếp bởi sự thay đổi vật lý và sinh học do quá trình xây dựng và hiện diện lâu dài của các cấu trúc turbine dưới đáy biển. Các tác động điển hình bao gồm xói mòn, lắng đọng trầm tích và thay đổi chế độ dòng chảy. Giai đoạn giám sát: khảo sát môi trường cơ sở và giai đoạn vận hành.

Phương pháp áp dụng:

- Sonar quét ngang để khảo sát cấu trúc địa hình và trầm tích đáy (Đức);
- Quay video để ghi nhận sinh vật sống trên bề mặt và thực vật đáy lớn (Đức, Vương quốc Anh);
- Lấy mẫu sinh vật sống trong trầm tích bằng gầu (Đức, Vương quốc Anh);
- Lấy mẫu sinh vật sống trên trầm tích bằng lưới kéo đáy (Đức, Vương quốc Anh);
- Áp dụng phương pháp BACI (Before-After-Control-Impact) theo khuyến nghị của OSPAR.

3.2.2. Các loài cá

Nhóm sinh vật có khả năng phản ứng nhanh với sự thay đổi môi trường, đặc biệt là tiếng ồn và thay đổi sinh cảnh đáy. Việc giám sát thường tập trung vào việc đánh giá phân bố, hành vi di chuyển và cấu trúc quần thể. Đối tượng này cần được khảo sát trong 2 giai đoạn: khảo sát môi trường cơ sở và vận hành.

Phương pháp áp dụng:

- Sử dụng lưới kéo đáy dạng chùm và otter để thu mẫu (Đức, Vương quốc Anh);
- Gắn thẻ điện tử để theo dõi di chuyển, kết hợp khảo sát âm thanh chủ động (Vương quốc Anh);
- Giám sát bằng hệ thống thu âm thụ động dưới nước (Đan Mạch);
- Áp dụng phương pháp BACI (OSPAR);
- Sử dụng quay phim để nhận diện quần thể cá (Đài Loan).

3.2.3. Chim biển

Bao gồm cả các loài bản địa và chim di cư, là nhóm sinh vật được đánh giá là nhạy cảm nhất đối với các hoạt

động điện gió ngoài khơi. Giám sát cần được thực hiện xuyên suốt cả 3 giai đoạn của dự án: khảo sát cơ sở, xây dựng và vận hành.

Phương pháp áp dụng:

- Khảo sát từ tàu (Đức, Vương quốc Anh, Đài Loan);
- Khảo sát trên không, sử dụng thiết bị quay video hoặc chụp ảnh số (Đức, Đan Mạch, Vương quốc Anh);
- Sử dụng radar để theo dõi đường bay và mật độ (Đức, Vương quốc Anh, Đài Loan, Australia);
- Giám sát bằng camera hiệu suất cao (Đài Loan, Vương quốc Anh);
- Áp dụng phương pháp BACI (Vương quốc Anh, OSPAR);
- Áp dụng thiết kế mạng khảo sát theo phương pháp BAG (Before-After-Gradient) và mô hình hóa mật độ bề mặt (Vương quốc Anh).

3.2.4. Động vật có vú biển

Nhóm động vật có vú biển (như cá voi, cá heo, hải cẩu...) có thể bị ảnh hưởng bởi tiếng ồn và thay đổi môi trường sinh sống. Giám sát cần được triển khai trong suốt vòng đời dự án, từ giai đoạn khảo sát nền đến giai đoạn vận hành.

Phương pháp áp dụng:

- Khảo sát bằng tàu (Đức, Vương quốc Anh, Đài Loan);
- Khảo sát trên không bằng kỹ thuật số (Đức, Vương quốc Anh, Australia);
- Sử dụng hệ thống âm thanh thụ động để ghi nhận tín hiệu sinh vật (Đan Mạch, Vương quốc Anh, Australia);
- Áp dụng phương pháp BAG hoặc BACI (Vương quốc Anh).

3.2.5. Tiếng ồn dưới nước

Tiếng ồn dưới nước, đặc biệt trong giai đoạn đóng cọc khi xây dựng, có thể tác động tiêu cực đến các loài sinh vật nhạy cảm. Vì vậy, việc đo đạc và giám sát tiếng ồn là bắt buộc trong 2 giai đoạn: xây dựng và vận hành.

Phương pháp áp dụng:

- Sử dụng thiết bị chuyên dụng đặt dưới nước để đo mức ồn (Đức, Vương quốc Anh, Đài Loan, Mỹ);
- Áp dụng tiêu chuẩn đo âm thanh và đập ISO 18406:2017 (Australia).

3.2.6. Trường điện từ (EMF)

Cáp điện ngầm dẫn điện từ các turbine có thể phát sinh trường điện từ, ảnh hưởng đến các loài sử dụng từ trường để định hướng hoặc di cư. Khảo sát trong giai đoạn vận hành.

Phương pháp áp dụng:

- Đo trực tiếp EMF phát ra từ cáp liên mảng nổi trên mặt nước (Mỹ);
- Áp dụng phương pháp BACI (Mỹ).

3.2.7. Cảnh quan và sinh cảnh

Khía cạnh cảnh quan, đặc biệt là tác động thị giác từ các công trình trên mặt biển, cần được đánh giá như một phần trong bảo tồn tài nguyên và giá trị văn hóa.

Phương pháp áp dụng:

- Mô phỏng ảnh hưởng thị giác của dự án bằng hình ảnh 3D (Đức);
- Áp dụng các giải pháp thiết kế (màu sắc, hạn chế ánh sáng nhân tạo) nhằm giảm thiểu tác động thị giác (Australia);
- Thực hiện tham vấn cộng đồng và các bên liên quan trong đánh giá cảnh quan (Australia).

4. Kết luận và kiến nghị

Việt Nam được đánh giá là quốc gia có tiềm năng lớn trong phát triển điện gió, đặc biệt điện gió ngoài khơi. Điện gió là loại hình dự án sạch, thân thiện với môi trường, đáp ứng nhu cầu chuyển dịch sang năng lượng tái tạo. Bên cạnh các giải pháp về công nghệ và kỹ thuật, kinh tế và tài chính, giải pháp về cơ chế chính sách là một yếu tố rất quan trọng trong việc thúc đẩy sự phát triển của điện gió ngoài khơi, đặc biệt việc hoàn thiện và triển khai các khung pháp lý và các quy định hướng dẫn cụ thể. Để đảm bảo công tác khảo sát, quan trắc môi trường trong quá trình triển khai các dự án điện gió ngoài khơi tuân thủ đúng quy định pháp luật của Việt Nam, đồng thời đáp ứng các tiêu chuẩn quốc tế và yêu cầu từ các tổ chức tài chính cung cấp vốn cho các dự án, nhóm tác giả đề xuất một số khuyến nghị và giải pháp như sau:

- Cần xây dựng Hướng dẫn khảo sát, quan trắc môi trường khi triển khai các dự án điện gió ngoài khơi Việt Nam nhằm góp phần bảo vệ môi trường, hệ sinh thái đặc thù, đồng thời tạo sự đồng bộ trong quá trình triển khai khi chưa có các quy định pháp luật cụ thể cho loại hình dự án này.

- Để thực hiện khảo sát, quan trắc các chỉ tiêu môi trường, sinh thái đặc thù của điện gió ngoài khơi, bên cạnh việc xây dựng các phương pháp chuẩn hóa, cần thiết có cơ chế khuyến khích các đơn vị có chức năng khảo sát, quan trắc môi trường bổ sung đầu tư trang thiết bị phù hợp nhằm nâng cao năng lực khảo sát, phân tích, đồng thời giúp bổ sung đầy đủ thông tin về các ảnh hưởng của hoạt động điện gió ngoài khơi đến môi trường và hệ sinh thái.

- Khi có nhiều dự án điện gió ngoài khơi được triển khai trên cùng một khu vực, cần thiết xây dựng Hướng dẫn cụ thể về đánh giá tác động tích lũy, xem xét tác động tổng hợp để đưa ra các quyết định quy hoạch không gian biển bền vững hơn.

Tài liệu tham khảo

[1] Global Wind Energy Council, "Global offshore wind report 2025", 2025. [Online]. Available: <https://www.gwec.net/gwec-news/offshore-wind-installed-capacity-reaches-83-gw-as-new-report-finds-2024-a-record-year-for-construction-and-auctions>.

[2] World Energy Council, "World energy scenarios: Composing energy futures to 2050", 2024. [Online]. Available: <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-scenarios-composing-energy-futures-to-2050>.

[3] World Bank, "Offshore wind roadmap for Vietnam", 2021. [Online]. Available: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/261981623120856300/pdf/Offshore-Wind-Development-Program-Offshore-Wind-Roadmap-for-Vietnam.pdf>.

[4] Phạm Quý Ngọc và Dư Văn Toán, "Phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam: Cơ hội, rào cản và giải pháp chính sách", *Đặc san Dầu khí - Khoa học, Công nghệ và Đổi mới sáng tạo*, Số 2, trang 31 - 40, 2024. DOI: 10.47800/PVSI.2024.02-03.

[5] Stephen C.L. Watson, Paul J. Somerfield, Anaëlle J. Lemasson, Antony M. Knights, Andrew Edwards-Jones, Joana Nunes, Christine Pascoe, Caroline Louise McNeill, Michaela Schratzberger, Murray S.A. Thompson, Elena Couce, Claire L. Szostek, Heather Baxter, and Nicola J. Beaumont, "The global impact of offshore wind farms on ecosystem services", *Ocean & Coastal Management*, Volume 249, 2024. DOI: 10.1016/j.ocecoaman.2024.107023.

[6] UTM Consultants, "Navigating the environmental impact assessments of offshore wind farms". [Online].

Available: <https://www.utmconsultants.com/navigating-the-environmental-impact-assessments-of-offshore-wind-farms/>.

[7] Chính phủ, "Quy định chi tiết một số điều của Luật Điện lực về phát triển điện năng lượng tái tạo, điện năng lượng mới", Nghị định số 58/2025/NĐ-CP ngày 3/3/2025.

[8] Federal Maritime and Hydrographic Agency, "Standard for investigation of the impacts of offshore wind turbines on the marine environment (StUK4)", 2013.

[9] DHI, "A quick guide to offshore wind development - Overcoming engineering and environmental challenges", 2021. [Online]. Available: <https://www.dhigroup.com/upload/campaigns/DHI-OffshoreWindDevelopment-eBook-web.pdf>.

[10] Department of Climate change, Energy, the Environment and Water, "Guidance key environmental factors for offshore windfarm environmental impact assessment under the Environment Protection and Biodiversity Conservation Act 1999", 2023. [Online]. Available: <https://www.dcceew.gov.au/sites/default/files/documents/key-environmental-factors-offshore-windfarm-environmental-impact-assessment-under-EPBC-Act.pdf>.

[11] Centre for Environment, Fisheries and Aquaculture Science (CEFAS), "Offshore wind farms: guidance note for environmental impact assessment in respect of FEPA and CPA Requirements", 2004.

[12] Marine Management Organization, "Response to an independent review of environmental data collected at UK and European offshore wind farms and 22 recommendations for future post-consent monitoring", 2014.

[13] Department for Environment, Food and Rural Affairs (DEFRA), "Nature conservation guidance on offshore windfarm development", 2005.

[14] Francine Kershaw, "Monitoring of marine life during offshore wind energy development - Guidelines and recommendations", 2023. [Online]. Available: https://www.nrdc.org/sites/default/files/ow_marine-life_monitoring_guidelines.pdf.

[15] California Ocean Protection Council, "Offshore wind environmental monitoring guidance solicitation", 2023. [Online]. Available: <https://opc.ca.gov/wp-content/uploads/2023/05/OSW-Environmental-Monitoring-Solicitation-508.pdf>.

[16] Philip Tang and Terence Fong, "Hai Long offshore wind farm - Critical habitat assessment", 2021. [Online]. Available: <https://hailongoffshorewind.com/files/20230602164717477.pdf>.

[17] OSPAR Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic, "*OSPAR guidance on environmental considerations for offshore wind farm development*", 2008.

[18] OSPAR Commission, "Assessment of the environmental impact of offshore wind-farms", 2008. [Online]. Available: https://qsr2010.ospar.org/media/assessments/p00385_Wind-farms_assessment_final.pdf.

[19] World Bank, "Environmental, health, and safety guidelines for wind energy", 2015. [Online]. Available: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/498831479463882556/pdf/110346-WP-FINAL-Aug-2015-Wind-Energy-EHS-Guideline-PUBLIC.pdf>.

[20] LIFE+, Baltic Environmental Forum, European Union, "Guidelines for the environmental impact studies on marine biodiversity for offshore wind farm projects in the Baltic sea region", 2016. [Online]. Available: https://marmoni.balticseaportal.net/wp/wp-content/uploads/2011/03/Windfarm-EIA-Guidelines_March2016.pdf.

ENVIRONMENTAL ASSESSMENT FOR OFFSHORE WIND PROJECTS IN VIETNAM: LEGAL GAPS AND INTERNATIONAL EXPERIENCE

Cap Van Ly, Le Quoc Thang, Doan Dang Phi Cong

Vietnam Petroleum Institute (VPI)

Email: congddp.cpse@vpi.pvn.vn

Summary

With a total global installed capacity exceeding 83 GW, offshore wind power plays an increasingly important role in the energy transition. Countries have issued legal regulations and adopted specific international standards to protect environment, conserve ecosystems during the construction and operation of offshore wind projects.

Vietnam is in the process of developing and finalizing the legal framework for the offshore wind industry, however, detailed guidelines for environmental protection in project areas remain lacking. Based on studying the experience of countries with advanced offshore wind development and recommendations from international organizations, the authors propose appropriate environmental assessment criteria and methods to support the development and completion of the legal system for offshore wind power projects in Vietnam.

Key words: Offshore wind power, legal regulation, environment survey.

HỆ THỐNG KHUNG PHÁP LÝ VỀ THU HỒI, SỬ DỤNG VÀ LƯU TRỮ CARBON CỦA INDONESIA

Nguyễn Anh Đức, Hoàng Anh Tuấn, Nguyễn Trung Khương

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

Email: ducna@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.02-06>

Tóm tắt

Thu hồi, lưu trữ carbon (CCS) là phương pháp giảm lượng khí thải carbon bao gồm 3 bước: thu hồi carbon, nén và vận chuyển CO₂ đến địa điểm được bơm vĩnh viễn vào các thành tạo đá như tầng chứa nước mặn hoặc các tầng chứa dầu khí đã cạn kiệt. Trong khi đó, thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) tập trung vào việc tái sử dụng CO₂ từ các quy trình công nghiệp bằng cách chuyển hóa CO₂ thành các sản phẩm mới như bê tông hoặc dầu diesel sinh học. Với mục tiêu giảm lượng khí thải CO₂ trong các ngành công nghiệp trong nước đồng thời đóng vai trò trung tâm của khu vực Đông Nam Á, Indonesia đã xây dựng khung pháp lý cho CCS/CCUS.

Trên cơ sở nghiên cứu khung pháp lý liên quan đến hoạt động CCS/CCUS của Indonesia [1 - 6], bài viết cung cấp thông tin tham khảo để Việt Nam có thể nghiên cứu, vận dụng trong quá trình xây dựng khung pháp lý cho lĩnh vực này.

Từ khóa: Thu hồi, lưu trữ carbon (CCS), thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS), khung pháp lý, Indonesia.

1. Giới thiệu

Hiện Indonesia có 16 dự án CCS/CCUS đang trong giai đoạn nghiên cứu, chuẩn bị, và dự kiến được đưa vào hoạt động trước năm 2030 [7]. Indonesia đã thiết lập khung pháp lý để hỗ trợ việc triển khai các hoạt động CCS trong các lĩnh vực như dầu khí và công nghiệp với 4 văn bản sau:

- PR 14/2024 [1]: Quy định của Tổng thống (Presidential Regulation - PR) ban hành ngày 30/1/2024, thiết lập khuôn khổ cho việc thực hiện các hoạt động CCS trong nước. Bên cạnh các quy định để triển khai CCS ở Indonesia, quy định này còn mở rộng ra ngoài hoạt động dầu khí thượng nguồn, bao gồm cấp phép kinh doanh mở và khai thác mỏ. PR 14/2024 đưa ra các điều kiện cấp phép và quy trình trao quyền đối với các khu vực áp dụng CCS từ giai đoạn thăm dò đến khi kết thúc vòng đời, mở ra cơ hội vận chuyển và lưu trữ CO₂ bên ngoài Indonesia.

- MEMR 2/2023 [2]: Quy định của Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản ban hành ngày 3/3/2023 về CCS/CCUS trong các hoạt động dầu khí thượng nguồn.

- MEMR 16/2024 [3]: Quy định của Bộ Năng lượng và Tài nguyên Khoáng sản (Ministry of Energy and Mineral

Resources - MEMR) ban hành ngày 20/12/2024 mở rộng phạm vi, cho phép phát triển các dự án CCS độc lập, không gắn với hoạt động dầu khí.

- PTK-070/SKKIA0000/2024/S9 (PTK-070) [4]: Hướng dẫn chi tiết của Bộ phận chuyên trách về hoạt động dầu khí thượng nguồn (Special Task Force for Upstream Oil and Gas Business Activities - SKK Migas) ban hành ngày 12/1/2024 về thủ tục và yêu cầu đối với các nhà thầu dầu khí thượng nguồn triển khai CCS/CCUS trong khu vực được cấp phép.

Nghiên cứu của Frédéric Draps và nnk [5, 6] cho thấy sự phát triển của các chính sách, luật pháp và quy định liên quan đến CCS/CCUS tại Indonesia (Hình 1).

2. PR 14/2024 của Tổng thống Indonesia [1, 5]

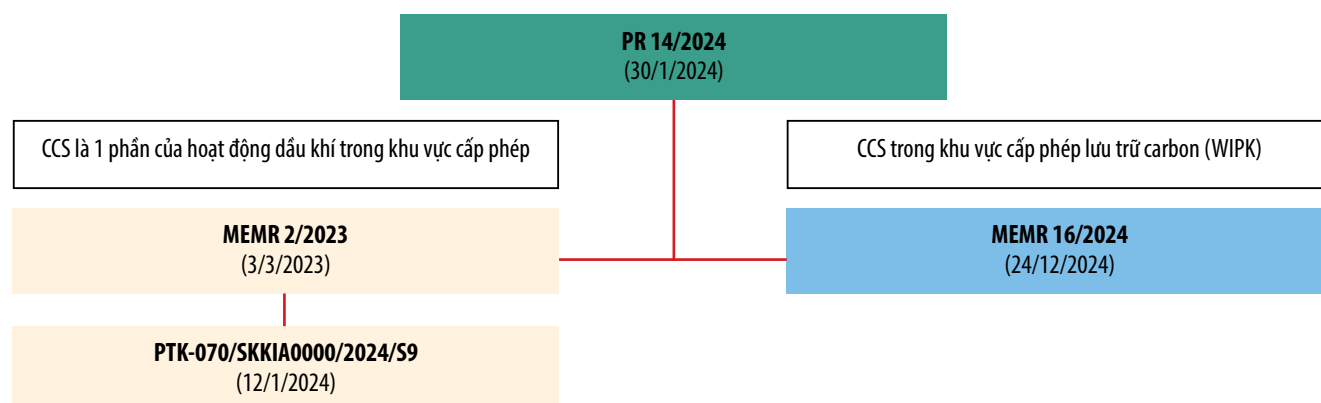
PR 14/2024 do Tổng thống Indonesia ban hành vào ngày 30/1/2024, thiết lập khuôn khổ cho việc thực hiện CCS trong nước, mở rộng phạm vi ra ngoài hoạt động dầu khí thượng nguồn, bao gồm cả cấp phép kinh doanh mở và khai thác mỏ [1]. PR 14/2024 đưa ra 2 cơ chế thực hiện CCS khác nhau ở Indonesia: (i) thông qua khu vực dầu khí hiện có (hoặc khu vực hoạt động); (ii) khu vực cấp phép lưu trữ carbon. Mỗi khu vực chỉ được cấp phép cho doanh nghiệp sau khi đáp ứng đầy đủ các yêu cầu theo quy định của pháp luật Indonesia.



Ngày nhận bài: 27/3/2025.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 27/3 - 5/4/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 5/4/2025.



Hình 1. Khung pháp lý hiện hành của Indonesia đối với các hoạt động CCS/CCUS [6].

2.1. Triển khai CCS tại khu vực dầu khí hiện tại (khu vực hoạt động)

Theo PR 14/2024, việc triển khai CCS trong khu vực dầu khí hiện tại hay còn gọi là “khu vực hoạt động” (working area) tuân theo các điều khoản được trong MEMR 2/2023 quy định việc triển khai CCS/CCUS của các nhà thầu trong lĩnh vực dầu khí thượng nguồn. Các nhà thầu dầu khí thượng nguồn (nhà thầu PSC) được phép tích hợp hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí với CCS trong khu vực hợp đồng chia sản phẩm (PSC) đã ký kết với SKK Migas hoặc BPMA (Điều 4 - 8, PR 14/2024) [1].

Để tích hợp như vậy, nhà thầu PSC phải nộp kế hoạch triển khai CCS cho SKK Migas hoặc BPMA cùng với kế hoạch phát triển mỏ hoặc kế hoạch phát triển mỏ điều chỉnh. Sau khi kế hoạch thực hiện được phê duyệt, nhà thầu PSC được yêu cầu sửa đổi PSC để bổ sung các điều khoản quản lý CCS (Điều 5) [1].

Đối với dự án được triển khai trong lô đang có PSC, CCS sẽ được tích hợp vào hoạt động dầu khí của PSC và phải được chính phủ phê duyệt trong kế hoạch phát triển (POD). Ngoài ra, PSC sẽ tiếp tục được sửa đổi để bổ sung một số điều khoản về CCS, bao gồm các điều khoản thương mại, cơ chế thu tiền (nếu lưu trữ carbon cho bên thứ ba), trách nhiệm pháp lý và vùng mục tiêu bơm ép (ZTI) được chỉ định (Điều 7) [1].

Lượng khí thải carbon sẽ được bơm và lưu trữ trong ZTI được chỉ định trong các tầng chứa, trên bờ hoặc ngoài khơi thuộc khu vực hoạt động của PSC, bao gồm các tầng chứa đã cạn kiệt, tầng chứa không thông thường, tầng chứa nước mặn hoặc vỉa than chứa khí methane (Điều 8) [1]. Việc lưu trữ carbon phải được chứng nhận bởi cơ quan xác minh độc lập được SKK Migas phê duyệt.

Các chi phí để thực hiện CCS bao gồm chi phí tài chính có thể được thu hồi theo PSC, và mọi doanh thu từ CCS sẽ được dùng để bù đắp chi phí vận hành của nhà thầu.

2.2. Triển khai CCS trong khu vực cấp phép lưu trữ carbon

Ngoài cơ chế dành cho các nhà thầu PSC, CCS cũng có thể được thực hiện bởi các bên khác trong khu vực được cấp phép lưu trữ carbon (carbon storage license area hay wilayah izin penyimpanan karbon - WIPK).

Nếu khu vực đề xuất nằm chồng lấn hoặc nằm trong khu vực có giấy phép kinh doanh khai thác mỏ hoặc khu vực khai thác dầu khí, MEMR sẽ tiến hành đánh giá rủi ro và kỹ thuật ban đầu (Điều 10) [1].

Các doanh nghiệp được thành lập ở Indonesia hoặc cơ sở thường trú (permanent establishments) có thể đề xuất WIPK cho MEMR. MEMR sẽ xác định WIPK bằng cách tiến hành: (i) đánh giá rủi ro ban đầu, và (ii) xem xét dữ liệu kỹ thuật liên quan (Điều 12) [1].

WIPK được cấp phép cho các doanh nghiệp/cơ sở thường trú thông qua: i) Lựa chọn hạn chế - áp dụng đối với WIPK do các doanh nghiệp/cơ sở thường trú đề xuất và đơn vị đưa ra giá đề xuất cao nhất sẽ được lựa chọn; ii) Đấu giá (Điều 12.2) [1].

Để tham gia lựa chọn hạn chế hoặc đấu giá, đơn vị kinh doanh/cơ sở thường trú phải đáp ứng tất cả các điều kiện sau: i) Có năng lực kỹ thuật liên quan đến dầu khí thượng nguồn, khai thác mỏ hoặc địa nhiệt; ii) Có năng lực quản lý vật liệu nguy hiểm và độc hại, và iii) Có năng lực tài chính để thực hiện các hoạt động thăm dò ở ZTI và/hoặc các hoạt động lưu trữ carbon trong WIPK (Điều 12.6) [1].

Để thực hiện CCS trong WIPK, PR 14/2024 quy định 2 loại giấy phép: giấy phép hoạt động thăm dò và giấy phép hoạt động lưu trữ carbon.

2.2.1. Giấy phép hoạt động thăm dò (CCS exploration permit)

Nhà thầu trúng thầu trong lựa chọn hạn chế hoặc đấu giá WIPK có thể được MEMR cấp “Giấy phép thăm dò CCS” có giá trị trong 6 năm, có thể gia hạn thêm 4 năm, với điều

kiện giấy phép đó đáp ứng mọi yêu cầu về hành chính, kỹ thuật, môi trường và tài chính; Giấy phép thăm dò không được chuyển nhượng (Điều 17.1) [1].

Hồ sơ xin cấp phép thăm dò phải được nhà thầu trúng thầu nộp qua hệ thống cấp phép kinh doanh điện tử quốc gia (online single submission - OSS).

Theo Điều 17.2 [1], giấy phép thăm dò tối thiểu phải có các điều khoản liên quan đến: Thông tin của doanh nghiệp hoặc tổ chức được cấp giấy phép; Nghĩa vụ thực hiện cam kết thăm dò ZTI; Kế hoạch thực hiện cam kết thăm dò ZTI; Bảo đảm thực hiện cam kết thăm dò ZTI; Thủ tục và yêu cầu nộp kế hoạch phát triển và vận hành ZTI; Nghĩa vụ sau khai thác đối với hoạt động thăm dò ZTI; Thời hạn hiệu lực của giấy phép; Nghĩa vụ cung cấp dữ liệu thăm dò ZTI; Nghĩa vụ nộp ngân sách nhà nước; Cơ chế giám sát của cơ quan chức năng đối với doanh nghiệp hoặc tổ chức được cấp giấy phép.

2.2.2. Giấy phép hoạt động lưu trữ carbon (CCS operation permit)

Nếu hoạt động thăm dò tại ZTI cho thấy có tiềm năng lưu trữ carbon, đơn vị được cấp giấy phép thăm dò sẽ nộp kế hoạch phát triển và vận hành cho MEMR (Điều 20.1) [1], bao gồm các tài liệu kỹ thuật và nghiên cứu phác thảo quá trình phát triển và vận hành ZTI.

Nếu kế hoạch được phê duyệt, MEMR sẽ cấp giấy phép hoạt động lưu trữ, cho phép bơm ép và lưu trữ carbon trong WIPK. Giấy phép hoạt động lưu trữ chỉ có thể được cấp cho các doanh nghiệp. Nếu đơn vị được cấp phép thăm dò là cơ sở thường trú, cần phải thành lập doanh nghiệp tại Indonesia, sở hữu 100% vốn, để xin giấy phép hoạt động lưu trữ carbon (Điều 23.4 và 23.5) [1].

Giấy phép hoạt động lưu trữ carbon sẽ có hiệu lực trong 30 năm, với tùy chọn gia hạn 20 năm phụ thuộc vào dung lượng lưu trữ carbon (Điều 25.1 [1]). Hồ sơ xin cấp phép được nộp cho MEMR thông qua OSS và phải đáp ứng các yêu cầu hành chính, kỹ thuật, môi trường và tài chính nhất định.

Đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon phải nộp kế hoạch làm việc hàng năm để MEMR phê duyệt trước khi triển khai. Giấy phép hoạt động lưu trữ carbon không được chuyển nhượng (Điều 26) [1].

2.2.3. Giấy phép vận chuyển carbon (carbon transportation permit)

Hoạt động kinh doanh vận chuyển CO₂ chỉ được thực hiện bởi pháp nhân kinh doanh hoặc đơn vị được cấp

phép hoạt động lưu trữ carbon sau khi có giấy phép vận chuyển carbon được cấp bởi MEMR và/hoặc Bộ trưởng Bộ Giao thông Vận tải (MOT), cụ thể:

- Vận chuyển bằng đường ống trên cạn: Giấy phép vận chuyển carbon do MEMR cấp sau khi hoạt động vận chuyển được phê duyệt về môi trường;
- Vận chuyển bằng đường ống dưới nước: Giấy phép vận chuyển carbon do MEMR cấp sau khi phối hợp với Bộ Hàng hải và Thủy sản;
- Vận chuyển bằng xe tải, tàu thủy và/hoặc các phương thức khác: Giấy phép vận chuyển carbon do Bộ Giao thông Vận tải cấp theo khuyến nghị của Bộ Môi trường và Lâm nghiệp.

Giấy phép vận chuyển carbon có thời hạn tối đa 20 năm (riêng vận chuyển bằng xe tải, tàu thủy và/hoặc các phương thức khác được cấp tối đa 10 năm) và có thể được gia hạn, tối đa mỗi lần 10 năm (Điều 31.5) [1].

2.3. Ưu tiên lưu trữ carbon cho nhu cầu trong nước

PR 14/2024 ưu tiên phân bổ dung lượng lưu trữ cho nguồn CO₂ phát thải trong nước. Các nhà thầu và đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon thực hiện CCS phải dành 70% dung lượng lưu trữ carbon từ các nguồn trong nước; 30% còn lại cho CO₂ có nguồn gốc từ nước ngoài với điều kiện nguồn phát thải này thực hiện bởi các nhà sản xuất có đầu tư và/hoặc liên kết đầu tư ở Indonesia (Điều 35) [1].

2.4. Hạn chế đầu tư trực tiếp nước ngoài

Không có hạn chế về đầu tư trực tiếp nước ngoài áp dụng cho các hoạt động dầu khí thương mại và CCS. Tuy nhiên, giấy phép hoạt động CCS và giấy phép vận chuyển carbon chỉ được cấp cho công ty trách nhiệm hữu hạn của Indonesia và bị hạn chế chuyển nhượng cổ phần có thời hạn.

Đối với vận chuyển carbon bằng tàu thủy, các quy định không nêu rõ liệu có bắt buộc phải có giấy phép kinh doanh vận tải biển (SIUPAL) hay không; nếu có, sẽ phải tuân thủ các quy định vận chuyển hàng hóa theo luật vận tải của Indonesia. Ngoài ra, Quy tắc Cabotage yêu cầu tất cả các công ty vận tải biển hoạt động trong vùng biển Indonesia phải do công dân Indonesia hoặc công ty nội địa Indonesia sở hữu ít nhất 51% [8].

2.5. Phạm vi hoạt động CCS

PR 14/2024 phân loại hoạt động CCS thành các giai đoạn như sau:

2.5.1. Thu hồi carbon

PR 14/2024 công nhận các phương pháp thu hồi carbon, bao gồm: tách carbon tại các cơ sở sản xuất dầu khí, thu hồi carbon từ quá trình đốt cháy, trước khi đốt, trong quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy (oxyfuel) và thu hồi trực tiếp từ không khí (Điều 29.1 và 29.2) [1]. Các phương pháp thu hồi này có thể áp dụng tại cơ sở dầu khí thượng nguồn, nhà máy lọc dầu khí, nhà máy điện, cơ sở công nghiệp và các hoạt động phát thải khác trong và ngoài Indonesia (Điều 29.3) [1]. Tất cả các phương pháp thu hồi carbon phải tuân thủ các tiêu chuẩn kỹ thuật quốc gia hoặc quốc tế được chính phủ Indonesia công nhận.

2.5.2. Vận chuyển carbon

Việc vận chuyển carbon từ cơ sở thu hồi và/hoặc xử lý đến địa điểm bơm ép có thể được thực hiện bằng đường ống, xe tải, tàu thủy hoặc các phương thức khác phù hợp (Điều 30.2) [1]. Các hoạt động này yêu cầu phải có giấy phép vận chuyển carbon, được cấp cho tổ chức kinh doanh hoặc đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon. Giấy phép vận chuyển carbon bằng đường ống được cấp tối đa 20 năm và được gia hạn mỗi lần tối đa 10 năm (Điều 31.4) [1]. Đối với vận chuyển carbon bằng xe tải, tàu thủy và/hoặc các phương thức khác, thời hạn tối đa 10 năm và cũng được gia hạn tối đa 10 năm mỗi lần (Điều 31.5) [1].

2.5.3. Bơm ép và lưu trữ carbon

Việc bơm ép và lưu trữ carbon có thể được tiến hành trong các tầng chứa đã cạn kiệt, các tầng chứa nước mặn hoặc các vỉa than (Điều 34.1) [1]. PR 14/2024 yêu cầu ưu tiên lưu trữ carbon cho các nguồn phát thải trong nước. Nhà thầu PSC và đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon phải phân bổ 70% dung lượng lưu trữ cho các cơ sở phát thải carbon trong nước, 30% còn lại cho các cơ sở phát thải nước ngoài có đầu tư hoặc liên kết đầu tư vào Indonesia (Điều 35.2 và 35.3) [1].

2.5.4. Đo lường, báo cáo và thẩm định (MRV)

Nhà thầu và đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon phải thực hiện MRV khi tiến hành các hoạt động CCS gồm: Đo lường: Thực hiện mỗi năm một lần, đo lường carbon tồn kho và thông số vận hành CCS (Điều 49.1 và 49.2) [1]; Báo cáo: Nộp báo cáo tiến độ hành động giảm phát thải, bao gồm hoạt động thu hồi, vận chuyển và lưu trữ carbon, cùng kế hoạch hành động giảm thiểu biến đổi khí hậu (Điều 50.1 và 50.2) [1]; Xác minh: Báo cáo phải được thẩm tra và xác nhận bởi một tổ chức đủ thẩm

quyền độc lập đã đăng ký trong hệ thống đăng ký quốc gia về biến đổi khí hậu của Indonesia (Điều 51.2) [1].

2.5.5. Đóng cửa hoạt động lưu trữ carbon

PR 14/2024 quy định việc đóng cửa hoạt động lưu trữ carbon sẽ được thực hiện trong các trường hợp sau (Điều 36.1) [1]: Dung lượng lưu trữ carbon của ZTI đã đạt đỉnh; Không bơm ép thêm CO₂; Giấy phép hoạt động lưu trữ carbon hết hạn và không gia hạn; Thời hạn của hợp đồng hợp tác kết thúc và không tiếp tục quản lý CCS; Xuất hiện các điều kiện mất an toàn; Các trường hợp bất khả kháng; Dự án không còn hiệu quả kinh tế.

Trước khi đóng cửa, nhà thầu hoặc đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon, phải nộp kế hoạch đóng cửa hoạt động CCS cho MEMR, bao gồm tối thiểu các thông tin sau (Điều 36.3 và 36.4) [1]: Thông tin dưới lòng đất, thiết bị, hệ thống lắp đặt, cơ sở vật chất và giếng khoan nơi các hoạt động CCS bị đóng cửa; Tổng lượng CO₂ lưu trữ; Dự toán chi phí; Thời điểm đóng cửa; Kế hoạch giám sát sau đóng cửa; Kế hoạch phòng ngừa nhằm giảm thiểu các rủi ro của việc ngừng hoạt động CCS: (i) Thiệt hại về môi trường; (ii) Nguy hiểm cho con người; (iii) Thiệt hại tài nguyên thiên nhiên; (iv) Thiệt hại về thiết bị, lắp đặt và cơ sở vật chất.

Nếu bị từ chối, nhà thầu hoặc doanh nghiệp/tổ chức được cấp đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon sẽ phải chỉnh sửa để được thông qua và có thể kết thúc các hoạt động CCS (Điều 37.3 và 37.4) [1].

Nhà thầu có thể trả lại một phần khu vực hoạt động cho MEMR - thông qua SKK Migas hoặc BPMA - trước khi kết thúc PSC khi đã thực hiện các hoạt động CCS/CCUS trong tầng chứa cạn kiệt (Điều 61.2) [1].

Khi đóng cửa CCS hoặc chuyển toàn bộ/một phần khu vực hoạt động sang MEMR, việc giám sát và trách nhiệm đối với tầng chứa cạn kiệt nơi các hoạt động CCS đã được thực hiện sẽ được chuyển giao cho nhà nước (thông qua MEMR và Tổng cục Dầu khí DGOG) (Điều 61.6) [1].

Trách nhiệm pháp lý của nhà thầu PSC hoặc nhà điều hành CCS sẽ chấm dứt và được chuyển giao cho chính phủ khi (Điều 61.1) [1]: i) Cơ sở CCS chính thức đóng cửa theo xác nhận của MEMR; ii) Giấy phép cơ bản (giấy phép hoạt động PSC/CCS) đã hết hạn hoặc bị từ bỏ; iii) Không phát hiện rò rỉ, ô nhiễm, di chuyển carbon ngoài kế hoạch hoặc các rủi ro khác trong giai đoạn 10 năm giám sát.

Trong giai đoạn 10 năm sau khi kết thúc hoạt động CCS, nhà điều hành hoặc nhà thầu phải giám sát và

thường xuyên báo cáo việc lưu trữ carbon cho chính phủ (Điều 57.2) [1]. Các hoạt động giám sát về cơ bản phải bao gồm kế hoạch xác định và khắc phục rủi ro rò rỉ, ô nhiễm nước ngầm, tính toàn vẹn của ZTI và các rủi ro liên quan khác (Điều 58) [1]. Ngoài ra, nhà điều hành phải lập một quỹ dự trữ trong tài khoản ký quỹ để trang trải chi phí giám sát và mọi hành động khắc phục sự cố rò rỉ hoặc ô nhiễm (Điều 57.4) [1].

2.6. Cơ chế kinh doanh và thu tiền

Cả nhà thầu PSC và đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon đều có thể thu tiền từ hoạt động CCS dưới dạng phí lưu trữ (Điều 42.1) [1]. Việc thu tiền từ hoạt động CCS phải tuân thủ các luật và quy định về thuế áp dụng cho hoạt động dầu khí thượng nguồn (Điều 42.2) [1]. Phí lưu trữ carbon phải chịu nghĩa vụ khoản thu không phải thuế của nhà nước (tiền hoa hồng - royalties) và phải nộp cho Chính phủ (Điều 42.3) [3]. PR 14/2024 cũng cung cấp ưu đãi cho các nhà thầu PSC và đơn vị được cấp phép hoạt động thăm dò, vận chuyển và lưu trữ carbon dưới hình thức xử lý thuế và miễn thuế (Điều 43.1 và 43.2) [1].

Giá trị và bất kỳ quyền lợi nào đối với tín chỉ carbon thu được sẽ được phân bổ cho nhà điều hành dự án CCS. Tuy nhiên, nếu nhà điều hành là nhà thầu PSC và doanh nghiệp/tổ chức mua tín chỉ carbon ở bên ngoài Indonesia - tức là phải chuyển giấy chứng nhận giảm phát thải ra nước ngoài - thì nhà thầu PSC phải được SKK Migas cho phép [8].

Nhà thầu PSC hoặc nhà điều hành CCS có thể ký hợp đồng thương mại để lưu trữ carbon của bên thứ ba và thu phí lưu trữ carbon [8].

2.7. Quyền sở hữu tài sản CCS

Quyền sở hữu tài sản CCS trong lô PSC tuân theo các quy định về dầu khí thượng nguồn và sẽ là tài sản nhà nước (Điều 44.1) [1]. Tuy nhiên, tài sản CCS theo giấy phép hoạt động CCS sẽ vẫn là tài sản của nhà điều hành CCS (Điều 44.2) [1].

2.8. Vận chuyển CO₂ xuyên biên giới

Để tạo thuận lợi cho việc vận chuyển CCS xuyên biên giới, các thỏa thuận hợp tác song phương giữa các quốc gia có thể được ký kết (Điều 45.1) [1]. Các thỏa thuận này đóng vai trò hướng dẫn cho tất cả các bên liên quan trong việc ban hành các khuyến nghị hoặc giấy phép cần thiết cho vận chuyển carbon xuyên biên giới, phù hợp với luật pháp và quy định hiện hành tại mỗi quốc gia (Điều 45.2) [1].

Mọi hoạt động vận chuyển CO₂ vào lãnh thổ Indonesia (gọi là khu vực hải quan Indonesia) phải: Được thực hiện

bằng phương tiện đáp ứng các yêu cầu về an toàn, sức khỏe và bảo vệ môi trường (Điều 47.1) [1]; Được nhà nhập khẩu đăng ký tại thời điểm của lần nhập khẩu đầu tiên theo quy định hải quan và nhập khẩu hiện hành; những lần nhập khẩu tiếp theo chỉ cần thông báo (Điều 47.2) [1]. CO₂ chỉ được lưu trữ trong lãnh thổ Indonesia sau khi có thỏa thuận song phương giữa Indonesia và quốc gia nơi CO₂ được sinh ra và thu hồi (Điều 47.3) [1].

CO₂ bị rò rỉ trong quá trình vận chuyển trong phạm vi lãnh thổ Indonesia (bao gồm cả vùng biển Indonesia) không được tính vào kiểm kê khí nhà kính của Indonesia (Điều 47.4) [1].

Trường hợp xảy ra rò rỉ CO₂ trong quá trình vận chuyển xuyên biên giới, việc phân bổ trách nhiệm sẽ thực hiện theo quy định hiện hành và thỏa thuận giữa các bên liên quan (đơn vị phát thải, đơn vị được cấp phép vận chuyển, đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon và nhà thầu) (Điều 47.6) [1].

2.9. Thực hiện giá trị kinh tế carbon

PR 14/2024 đưa ra khái niệm giá trị kinh tế carbon (carbon economic value) và thiết lập cơ sở cho việc thực hiện định giá carbon đối với hoạt động CCS. Nhà thầu hoặc đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon bắt buộc phải ghi nhận và báo cáo lên Hệ thống đăng ký quốc gia về Kiểm soát biến đổi khí hậu (SRN PPI) (Điều 55.1) [1].

Khung pháp lý chung về định giá và kinh doanh carbon được Indonesia quy định tại: Quy định PR 98/2021: Thực hiện giá trị kinh tế carbon để đạt được mục tiêu NDC và kiểm soát phát thải khí nhà kính; Quy định MOEF 21/2022 của Bộ Môi trường và Lâm nghiệp Indonesia: Hướng dẫn triển khai giá trị kinh tế carbon.

Tính đến nay, Indonesia chưa ban hành quy định cụ thể về định giá carbon áp dụng riêng cho hoạt động CCS.

2.10. Ưu đãi

Nhà thầu có thể được hưởng ưu đãi về thuế theo quy định đối với hoạt động dầu khí thượng nguồn cũng như các ưu đãi phi thuế theo pháp luật và các quy định hiện hành (Điều 43.1) [1].

Đơn vị được cấp phép thăm dò, vận chuyển carbon và/hoặc lưu trữ carbon cũng được hưởng các ưu đãi về thuế và phi thuế theo quy định của pháp luật (Điều 43.2) [1].

2.11. Thoái vốn và hạn chế chuyển nhượng

Đơn vị được cấp phép thăm dò bị cấm chuyển nhượng giấy phép thăm dò (Điều 17.3 [1]). Đơn vị được cấp giấy

phép hoạt động lưu trữ không được chuyển nhượng giấy phép hoạt động lưu trữ (Điều 25.3) [1]. Tuy nhiên, phần lớn cổ phần của đơn vị được cấp phép có thể được chuyển nhượng với các điều kiện sau:

- Đối với Giấy phép thăm dò: Chỉ được chuyển nhượng sau khi thực thể kinh doanh hoặc thực thể kinh doanh thường trực đã thực hiện tất cả các cam kết thăm dò ZTI xác định và được MEMR chấp thuận (Điều 19.1) [1];
- Đối với Giấy phép hoạt động lưu trữ: Chỉ được chuyển nhượng sau khi MEMR chấp thuận và phải đảm bảo tính bền vững của hoạt động lưu trữ carbon theo quy định của giấy phép hoạt động lưu trữ carbon (Điều 27.1) [1].

3. Quy định MEMR 2/2023 [2, 5]

MEMR 2/2023 cung cấp khung pháp lý cho CCS và CCUS trong hoạt động dầu khí thượng nguồn nhằm thúc đẩy giảm phát thải khí nhà kính tại các dự án thăm dò khai thác dầu khí trong nước. MEMR 2/2023 cũng bổ sung vào luật hiện hành của Indonesia quy định về lượng khí thải, định giá và kinh doanh carbon cũng như thuế carbon. Đây là bước tiến trong lộ trình đạt mức phát thải ròng bằng "0" của Indonesia với phạm vi bao trùm toàn bộ quá trình hoạt động CCS/CCUS [9].

3.1. Các giai đoạn thiết lập dự án CCS/CCUS

Điều 10 của MEMR 2/2023 quy định mọi dự án CCS/CCUS được tiến hành theo 2 giai đoạn: (1) Lập kế hoạch và (2) Thực hiện.

Điều 11 [2] quy định các hoạt động CCS/CCUS chỉ có thể được thực hiện bởi các nhà thầu được cơ quan có liên quan ký hợp đồng để thăm dò và khai thác khu vực hoạt động (working area). Trong giai đoạn lập kế hoạch, nhà thầu phải nộp đề xuất hoặc nghiên cứu cho cơ quan quản lý có thẩm quyền của Indonesia, cụ thể:

- Nếu hoạt động CCS/CCUS nằm trong kế hoạch phát triển mỏ ban đầu thì hồ sơ phải được trình lên Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản (ESDM) (Điều 14) [2].
- Nếu hoạt động CCS/CCUS là một phần của kế hoạch phát triển mỏ tiếp theo, hồ sơ phải nộp cho SKK Migas hoặc Cơ quan quản lý dầu khí Aceh (BPMA) để ban hành hướng dẫn quy trình thực hiện (Điều 15) [2].

Trong giai đoạn này, nhà thầu phải đảm bảo hoàn thành các nhiệm vụ, nghiên cứu sau: i) Chuẩn bị các tài liệu về giảm thiểu và xử lý các tác động đến môi trường, xã hội và sự tham gia của cộng đồng; ii) Quy trình kỹ thuật, mua sắm và xây dựng; iii) Vận hành thử và đưa vào hoạt động CCS/CCUS; iv) Công tác quản lý vận hành an toàn;

v) Quản lý môi trường; vi) Triển khai hoạt động khẩn cấp; vii) Thực hiện hoạt động sửa chữa và bảo trì; viii) Thực hiện giám sát và MRV; ix) Đóng cơ sở CCS/CCUS (Điều 19) [2].

3.2. Yêu cầu về giám sát và đo lường, báo cáo và xác minh

Theo Điều 27 [2], hoạt động giám sát CCS/CCUS sẽ được bắt đầu kể từ khi kế hoạch triển khai được phê duyệt và tiếp tục cho đến 10 năm sau khi hoàn thành việc đóng cửa cơ sở (sau khi xác minh rằng đã đóng cửa cơ sở CCS/CCUS an toàn và đảm bảo CO₂ vẫn ở dưới lòng đất). Nhà thầu phải dự phòng chi phí cho toàn bộ hoạt động giám sát này. Chi phí và dự phòng cho hoạt động giám sát được tính vào chi phí hoạt động theo quy định của pháp luật. Các khoản chi phí dự phòng được gửi vào tài khoản chung (quỹ) do nhà thầu và SKK Migas hoặc BPMA cùng quản lý. Quỹ cũng có thể được sử dụng để thực hiện hành động khắc phục liên quan đến rò rỉ CO₂ trong thời gian 10 năm sau khi xác minh việc đóng cửa các hoạt động CCS/CCUS.

Kế hoạch triển khai CCS/CCUS gồm các chi tiết về hoạt động giám sát và chi phí vận hành của nhà thầu phải được SKK Migas hoặc BPMA phê duyệt.

3.3. Quản lý và giám sát

Tổng cục Dầu khí (DGOG) được ESDM giao nhiệm vụ giám sát việc thực hiện các hoạt động CCS/CCUS thông qua: i) Kiểm tra để đảm bảo sự an toàn của thiết bị, hệ thống lắp đặt và cơ sở vật chất; ii) Giám sát hàng năm hoặc khi cần thiết [9].

Dựa trên hoạt động giám sát của mình, nhà thầu phải nộp báo cáo an toàn 6 tháng một lần cho SKK Migas hoặc BPMA (Điều 30 [2]). Trường hợp không tuân thủ các nghĩa vụ giám sát và báo cáo, nhà thầu có thể bị xử phạt hành chính, bao gồm cả việc tạm thời đình chỉ hoạt động kinh doanh CCS/CCUS.

3.4. Thu tiền từ CCS/CCUS

Theo MEMR 2/2023, đối với khí thải carbon phát sinh từ các hoạt động dầu khí thượng nguồn, việc thu tiền từ CCS/CCUS gồm: i) Kinh doanh carbon theo quy định của pháp luật; ii) Hoàn trả chi phí hoạt động sử dụng chung cơ sở. Đối với lượng khí thải carbon không bắt nguồn từ các hoạt động dầu khí thượng nguồn, doanh thu của CCS/CCUS đến từ các dịch vụ bơm ép và lưu trữ (Điều 42) [2].

3.5. Đóng cửa các hoạt động CCS/CCUS

Đối với dự án được chuyển giao cho chính phủ sau khi hợp đồng hợp tác chấm dứt, nhà thầu phải đảm bảo các cơ sở CCS/CCUS đã được đóng cửa an toàn, không có dấu hiệu

rò rỉ và nhà thầu đã tuân thủ các yêu cầu kỹ thuật để ngăn chặn rò rỉ và hỏng hóc trong tương lai. Việc này sẽ được đánh giá bởi SKK Migas hoặc BPMA. Các hoạt động CCS/CCUS sẽ bị chấm dứt nếu xảy ra một trong các tình huống được quy định trong Điều 22 [2]: Đã đạt đến dung lượng lưu trữ carbon trong vùng bơm ép mục tiêu (injection target zone - ZTI); Không còn khí thải carbon cần bơm vào; Xuất hiện các điều kiện mất an toàn; Các sự kiện bất khả kháng được quy định trong hợp đồng; Hết hạn hợp đồng.

Để tiến hành đóng cửa các hoạt động CCS/CCUS, nhà thầu phải nộp kế hoạch đóng cửa kinh doanh cho ESDM thông qua SKK Migas hoặc BPMA (nếu có), trong đó nêu rõ: Thông tin về tầng chứa, thiết bị, hệ thống lắp đặt, cơ sở vật chất cũng như các giếng đã đóng để phục vụ hoạt động CCS/CCUS; Tổng lượng khí thải carbon đã giảm; Dự toán chi phí; Khung thời gian kết thúc các hoạt động; Kế hoạch phòng ngừa về khả năng xảy ra các thiệt hại về môi trường, nguy hiểm cho con người, thiệt hại về tài nguyên, thiệt hại về thiết bị và cơ sở vật chất do việc đóng cửa các hoạt động CCS/CCUS (Điều 23 [2]).

Sau khi kế hoạch kết thúc hoạt động được ESDM phê duyệt, DGOG (hoặc bên thứ ba được chỉ định) sẽ tiến hành xác minh việc đóng cửa kinh doanh CCS/CCUS. Toàn bộ chi phí phát sinh từ quá trình kết thúc và xác minh các hoạt động CCS/CCUS do DGOG thực hiện sẽ do nhà thầu chịu như một phần chi phí vận hành (Điều 26 [2]).

4. Quy định MEMR 16/2024 [3, 6]

Bộ Năng lượng và Tài nguyên Khoáng sản Indonesia đã ban hành Quy định số 16 năm 2024 (MEMR 16/2024), thiết lập khung pháp lý toàn diện cho hoạt động CCS. Quy định này mở rộng phạm vi CCS ra ngoài lĩnh vực dầu khí thương mại, tạo điều kiện cho các tổ chức kinh doanh trong và ngoài nước tham gia vào hoạt động CCS trong các khu vực WIPK.

MEMR 2/2023 chỉ áp dụng cho các nhà thầu dầu khí trong khu vực PSC theo đó CCS được thực hiện như một hoạt động phụ trợ. Trong khi đó, MEMR 16/2024 mở rộng đối tượng tham gia, cho phép CCS trở thành hoạt động kinh doanh chính, độc lập với ngành dầu khí. Giấy phép WIPK không thể chuyển nhượng, trong khi lợi ích PSC có thể được chuyển nhượng theo quy định của SKK Migas.

MEMR 16/2024 phân biệt rõ 2 mô hình triển khai CCS (Bảng 1):

- Mô hình PSC (Hợp đồng chia sản phẩm): Áp dụng cho các nhà thầu dầu khí thực hiện CCS như một phần phụ trợ trong khu vực khai thác hiện hữu. Quy định

này được bổ sung bởi MEMR 2/2023 và hướng dẫn kỹ thuật PTK-070.

- Mô hình WIPK: Cho phép các tổ chức kinh doanh hoặc cơ sở thường trú (bao gồm cả bên ngoài ngành dầu khí) để xuất khu vực lưu trữ carbon và tham gia đấu thầu để được cấp phép thăm dò và vận hành lưu trữ.

4.1. Quy trình xác lập và đấu thầu WIPK

MEMR thành lập Nhóm đấu thầu WIPK (Tim Penawaran WIPK) để hỗ trợ việc xác định, đánh giá và phân bổ khu vực lưu trữ carbon. Các tổ chức có thể để xuất khu vực WIPK và nếu khu vực đó trùng với khu vực dầu khí hiện hữu, MEMR sẽ phối hợp với nhà thầu để xác định quyền ưu tiên (Điều 5, [3]).

WIPK có thể được phân bổ thông qua:

- Đấu giá công khai (Điều 6, [3]): Áp dụng cho các khu vực do MEMR khởi xướng.
- Lựa chọn hạn chế (Điều 8, [3]): Áp dụng cho các khu vực do bên thứ ba đề xuất.

Đơn vị tham gia đấu thầu phải nộp hồ sơ gồm: kế hoạch thăm dò, đánh giá rủi ro, ngân sách, bảo lãnh dự thầu và cam kết thực hiện (Điều 15, 26, 27, [3]). MEMR sẽ đánh giá và công bố đơn vị trúng thầu, yêu cầu nộp đơn xin Giấy phép thăm dò (Điều 28, [3]).

4.2. Cấp phép và vận hành lưu trữ carbon

Giấy phép thăm dò: Bên trúng thầu trong đấu giá hoặc lựa chọn hạn chế khu vực WIPK phải nộp đơn xin Giấy phép thăm dò. Giấy phép thăm dò do MEMR cấp có thời hạn 6 năm, gia hạn tối đa 4 năm. Giấy phép này cho phép thực hiện các hoạt động thăm dò khu vực ZTI, dựa trên các cam kết đã được đề xuất trong hồ sơ dự thầu. Nếu phát hiện tiềm năng lưu trữ carbon, đơn vị phải nộp Kế hoạch phát triển và vận hành ZTI (Điều 40, [3]). Sau khi được MEMR phê duyệt, đơn vị có thể nộp đơn xin Giấy phép hoạt động lưu trữ (Điều 42, [3]).

Giấy phép hoạt động lưu trữ: Giấy phép hoạt động lưu trữ được nộp thông qua hệ thống OSS, kèm theo các tài liệu hành chính, kỹ thuật, môi trường và tài chính. Giấy phép này có thời hạn ban đầu 30 năm, gia hạn thêm 20 năm. Yêu cầu giám sát định kỳ, báo cáo môi trường, kế hoạch đóng cửa và quỹ bảo lãnh sau hoạt động (Điều 42 - 53, [3]).

4.3. Vận chuyển và thương mại hóa carbon

MEMR cấp Giấy phép vận chuyển carbon bằng đường ống, thời hạn tối đa 20 năm, gia hạn thêm 10

Bảng 1. So sánh khung pháp lý cho 2 mô hình CCS tại Indonesia: PSC và WIPK [6]

Tiêu chí	Mô hình PSC (Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí)	Mô hình WIPK (Giấy phép lưu trữ carbon)
Đối tượng áp dụng	Nhà thầu dầu khí theo PSC	Tổ chức kinh doanh bất kỳ đáp ứng yêu cầu đầu thầu (bao gồm cả nhà thầu PSC)
Khu vực triển khai CCS	Trong khu vực làm việc PSC đã được xác định	Địa điểm phù hợp do MEMR xác định (có thể nằm trong khu vực PSC nếu được phép theo chương trình WIPK)
Loại giấy phép	Dựa trên PSC hiện hành	Giấy phép thăm dò WIPK, Giấy phép hoạt động lưu trữ và Giấy phép vận chuyển carbon
Tính chất hoạt động CCS	Là hoạt động phụ trợ cho hoạt động thăm dò dầu khí	Là hoạt động kinh doanh chính, độc lập
Khả năng chuyển nhượng	Quyền lợi trong PSC có thể được chuyển nhượng (cần thông báo và phê duyệt từ SKK Migas)	Quyền lợi trong giấy phép WIPK không thể chuyển nhượng

năm (Điều 61 - 69, [3]). Các yêu cầu chính để được cấp phép gồm: (i) Chứng minh tuân thủ các quy định về môi trường; (ii) Đáp ứng tiêu chuẩn an toàn đối với cơ sở hạ tầng vận chuyển; (ii) Có đủ năng lực tài chính để thực hiện hoạt động.

Ngoài ra, nếu đơn vị xin cấp phép vận chuyển khí CO₂ từ các bên thứ ba phải nộp kèm theo Thỏa thuận vận chuyển carbon để chứng minh quyền và trách nhiệm liên quan đến nguồn CO₂.

Đơn vị có Giấy phép hoạt động lưu trữ có thể cung cấp dịch vụ và tính phí lưu trữ carbon cho bên thứ ba, MEMR sẽ thu một khoản phí ngoài thuế dựa trên khoản phí lưu trữ này (Điều 57, [3]). Dịch vụ CCS có thể được thương mại hóa thông qua thị trường carbon tự nguyện trong nước hoặc quốc tế (Điều 56, [3]).

5. Hướng dẫn PTK-070 [4, 5]

PTK-070, được SKK Migas ban hành ngày 12/1/2024, là quy định kỹ thuật hướng dẫn các nhà thầu dầu khí thượng nguồn thực hiện các hoạt động CCS/CCUS trong khu vực hoạt động [4].

5.1. Quyền và nghĩa vụ của các bên liên quan

SKK Migas chịu trách nhiệm kiểm soát, giám sát cũng như đánh giá và phê duyệt kế hoạch công việc và ngân sách để nhà thầu thực hiện các hoạt động CCS/CCUS trong khu vực hoạt động.

Các nhà thầu (nhà điều hành) chịu trách nhiệm triển khai các hoạt động CCS/CCUS trong khu vực hoạt động tương ứng, bao gồm lập kế hoạch, đánh giá, thực hiện, giám sát; đo lường, báo cáo và thẩm định (MRV).

5.2. Triển khai CCS/CCUS tại khu vực hoạt động

Trước khi triển khai các hoạt động CCS/CCUS, nhà thầu phải xác định ranh giới và hệ thống CCS/CCUS bằng cách xác định rõ ràng các nguồn phát thải CO₂. Trong hoạt động

dầu khí thượng nguồn, nguồn phát thải carbon có thể đến từ: i) Tách CO₂ khỏi hydrocarbon trong quá trình khai thác dầu khí; ii) Thu giữ trước khi đốt và sau đốt. Trường hợp phát thải có nguồn gốc từ các ngành công nghiệp khác (ngoài dầu khí), nhà thầu có thể thu hồi CO₂ với sự chấp thuận của SKK Migas, và phải tiến hành nghiên cứu khả thi cùng với đơn vị/nhà cung cấp/phát thải CO₂ để đảm bảo tính khả thi và sẵn có của CO₂ (Chương III Mục 1.3 [4]).

CO₂ có thể được lưu trữ trong các tầng chứa nước mặn hoặc các tầng chứa đã cạn kiệt - là tài nguyên thiên nhiên thuộc sở hữu của nhà nước. Các nhà thầu phải thu thập dữ liệu về tiềm năng lưu trữ, khả năng bơm ép CO₂ thông qua việc tiến hành các nghiên cứu địa chất - địa vật lý, địa cơ học, tầng chứa và kỹ thuật khai thác cũng như các dự án thí điểm (nếu cần) để thử nghiệm ban đầu và phát triển công nghệ CCS/CCUS ở quy mô nhỏ (Chương III Mục 2.1) [4].

5.3. Giám sát, đo lường, báo cáo và thẩm định (MRV)

Giám sát và MRV phải được thực hiện ở mọi giai đoạn từ thu hồi đến đóng cửa để đảm bảo rằng các hoạt động CCS/CCUS được thực hiện an toàn, hiệu quả, giảm phát thải khí nhà kính và CO₂ được lưu trữ vĩnh viễn theo kế hoạch lưu trữ đã được SKK Migas phê duyệt (Chương IV Mục 1.1) [4]. Nhà thầu có nghĩa vụ thực hiện MRV cho các hành động giảm thiểu nhằm hỗ trợ đạt được mục tiêu Đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC) và Phát thải ròng bằng 0 (NZE) của Indonesia (Chương IV Mục 3) [4].

Nhà thầu phải báo cáo hoạt động giảm phát thải khí nhà kính, bao gồm lượng CO₂ được thu hồi, vận chuyển và lưu trữ, lên Hệ thống đăng ký quốc gia của Bộ Môi trường và Lâm nghiệp (MOEF) (Chương IV Mục 3.2) [4].

Các nhà thầu phải dành riêng chi phí cho hoạt động giám sát trong thời gian 10 năm sau khi đóng cửa các hoạt động CCS/CCUS. Khoản chi phí dự phòng này được gửi vào tài khoản ký quỹ theo cơ chế được các nhà thầu sử dụng để đặt quỹ Hủy bỏ và Khôi phục địa điểm (Abandonment

and Site Restoration - ASR) theo Hướng dẫn của SKK Migas số PTK-040/SKKMA0000/2018/S0 (Chương IV Mục 2.2 và 2.3) [2].

5.4. Thu tiền từ CCS/CCUS

Các nhà thầu có thể thu tiền từ các hoạt động CCS/CCS liên quan đến phát thải CO₂ từ dầu khí thượng nguồn thông qua: i) Kinh doanh carbon; ii) Lợi nhuận từ các hoạt động CCS/CCUS có thể được coi là khoản giảm chi phí vận hành hoặc hình thức thu tiền khác theo luật hiện hành (Chương VI Mục 1.1 và 1.2) [2].

Nếu khí thải CO₂ phát sinh từ các nguồn ngoài hoạt động dầu khí thượng nguồn, doanh thu sẽ đến từ các dịch vụ bơm ép và lưu trữ carbon (phí lưu trữ).

Các nhà thầu phải được SKK Migas chấp thuận kế hoạch thu tiền bằng cách gửi trước (i) đề xuất thu tiền từ hoạt động CCS/CCUS, và (ii) đánh giá đối tác và tiềm năng thị trường. Ngoài ra, nhà thầu phải cung cấp thường xuyên báo cáo bằng văn bản về việc triển khai thu tiền từ CCS/CCUS cho SKK Migas (Chương VI Mục 3.1 và 3.2) [2].

5.5. Chi phí

Chi phí ước tính cho việc đóng cửa CCS/CCUS và giám sát sau khi đóng cửa là một phần trong kế hoạch phát triển khu vực hoạt động và có thể được nhà thầu điều chỉnh với sự chấp thuận của SKK Migas.

6. Kết luận

Chỉ trong hơn 1 năm, Indonesia đã ban hành 4 quy định riêng biệt về CCS/CCUS là PR 14/2024, MEMR 2/2023, MEMR 16/2024 và PTK-070 thể hiện cam kết mạnh mẽ của Chính phủ Indonesia trong việc đẩy mạnh áp dụng công nghệ CCS/CCUS để giảm phát thải CO₂ cho các ngành công nghiệp trong nước, và đưa Indonesia trở thành trung tâm CCS/CCUS của khu vực Đông Nam Á.

Để xây dựng được cơ chế quản lý toàn diện, khả thi, có khả năng thúc đẩy quá trình thương mại hóa CCS/CCUS, Indonesia cần bổ sung các quy định chi tiết hơn về: Xác định khu vực được cấp phép lưu trữ carbon; Quy trình lựa chọn và phê duyệt các địa điểm phù hợp để lưu trữ carbon; Thông số kỹ thuật carbon: Các loại và chất lượng CO₂ có thể được lưu trữ và vận chuyển; Thủ tục lựa chọn dự án CCS thông qua đấu giá hoặc quy trình lựa chọn hạn chế; Quy định vận chuyển carbon xuyên biên giới; Thủ tục, yêu cầu đối với tổ chức chứng nhận lưu trữ carbon; Quy trình và điều kiện chuyển nhượng cổ phần của các đơn vị kinh doanh CCS; Thủ tục và điều kiện để xin giấy phép thăm

dò, lưu trữ và vận chuyển carbon; Tiêu chuẩn kỹ thuật thực hiện CCS: Tiêu chuẩn do chính phủ Indonesia ban hành hoặc công nhận sẽ được sử dụng để xác định thông số kỹ thuật áp dụng cho việc bơm ép, lưu trữ hoặc vận chuyển carbon; Các ưu đãi cho thực hiện CCS/CCUS.

Tại Việt Nam, CCS/CCUS là lĩnh vực hoàn toàn mới và đã được Chính phủ đưa vào danh mục công nghệ cao được ưu tiên phát triển ban hành kèm theo Quyết định số 38/2020/QĐ-TTg ngày 30/12/2020. Hiện nay, Việt Nam chưa có khung pháp lý và quy định riêng cho CCS/CCUS, mới chỉ có các văn bản quy phạm pháp luật có liên quan đến hoạt động này thuộc các lĩnh vực dầu khí, đất đai, nước, tài nguyên - môi trường.

Để xây dựng khung pháp lý đầy đủ về hoạt động CCS/CCUS, Việt Nam có thể tham khảo kinh nghiệm của Indonesia, đồng thời cần nghiên cứu, đánh giá các yếu tố theo khuyến nghị 6 bước của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) [10]. Các vấn đề ưu tiên chính trong khuyến nghị bao gồm: phạm vi điều chỉnh; quy trình đánh giá và thẩm quyền cấp phép; xác định quyền đối với không gian lỗ rỗng; các cơ chế đặc trưng; đo lường, giám sát và xác minh địa điểm lưu trữ carbon; đảm bảo lưu trữ carbon an toàn; trách nhiệm lưu trữ carbon dài hạn; các vấn đề quốc tế và xuyên biên giới; giải quyết tác động tiềm ẩn giữa bơm ép, lưu trữ carbon với các nguồn tài nguyên khác; tạo điều kiện thuận lợi cho các dự án tiên phong; quy định cho các giai đoạn đóng cửa và sau đóng cửa địa điểm lưu trữ carbon; cơ chế kinh doanh, ưu đãi cho CCS/CCUS...

Hoạt động lưu trữ carbon gần tương tự như hoạt động bơm ép các chất khí xuống vỉa dầu, khí. Trong các giai đoạn mới phát triển công nghệ CCS/CCUS, hoạt động CCS/CCUS ở Việt Nam có thể được dẫn dắt bởi các công ty dầu khí giống như nhiều nước trên thế giới, Việt Nam có thể xây dựng khung pháp lý cho hoạt động CCS/CCUS theo hướng tích hợp vào luật dầu khí giống như kinh nghiệm của Indonesia.

Khung pháp lý về CCS/CCUS cần quy định rõ vai trò của quản lý carbon công nghiệp trong các chính sách về khí hậu; mục tiêu lưu trữ CO₂ và biện pháp để đạt được mục tiêu đó; các quy định để đảm bảo lưu trữ vĩnh viễn và an toàn lượng CO₂ đã thu hồi; trách nhiệm của các cơ quan có thẩm quyền trong chuỗi hoạt động của dự án CCS/CCUS. Sau khi có quy định khung pháp lý về CCS/CCUS cần tiếp tục xây dựng các quy định chi tiết về từng vấn đề, nhóm vấn đề chính theo khuyến nghị của IEA; cơ chế, chính sách khuyến khích CCS/CCUS.

Tài liệu tham khảo

- [1] Presiden Republik Indonesia, "Peraturan Presiden Republik Indonesia nomor 14 tahun 2024 tentang penyelenggaraan kegiatan penangkapan dan penyimpanan karbon", 2024 (PR 14/2024).
- [2] Berita Negara Republik Indonesia (BNRI), "Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral nomor 2 tahun 2023: Penyelenggaraan penangkapan dan penyimpanan karbon, serta penangkapan, pemanfaatan, dan penyimpanan karbon pada kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi", 2023 (MEMR 2/2023).
- [3] Berita Negara Republik Indonesia (BNRI), "Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 16 Tahun 2024: Penyelenggaraan kegiatan penyimpanan karbon pada wilayah izin penyimpanan karbon dalam rangka kegiatan penangkapan dan penyimpanan karbon", 2024 (MEMR 16/2024).
- [4] Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi (SKK Migas), "Pedoman tata kerja nomor PTK-070/SKKIA0000/2024/S9 tahun 2024 tentang penyelenggaraan penangkapan dan penyimpanan karbon, serta Penangkapan, pemanfaatan, dan penyimpanan karbon pada wilayah kerja kontraktor kontrak kerja sama", 2024.
- [5] Frédéric Draps, Alfred Ng, Jean-Louis Neves Mandelli, Jessica Davies, Guy Dwyer, Norman Ibnuaji, Dan Trevanion, and Rachelia Jumanti, "Indonesia issues further regulations for CCS and CCUS deployment - A quick guide to Presidential regulation 14/2024 and SKK Migas regulation PTK-070", 6/3/2024. [Online]. Available: <https://www.ashurst.com/en/insights/indonesia-issues-further-regulations-for-ccs-and-ccus-deployment/>.
- [6] Frédéric Draps and Norman Ibnuaji, "Indonesia CCS - New regulation on carbon storage", 21/2/2025. [Online]. Available: <https://www.ashurst.com/en/insights/indonesia-ccs-new-regulation-on-carbon-storage/>.
- [7] Denia Isetianti and Robert Reidr, "Indonesia's carbon capture regulations: The latest addition to Indonesia's evolving legal framework", 2024. [Online]. Available: <https://bsd-kadin.id/2024/02/12/indonesias-carbon-capture-regulations-the-latest-addition-to-indonesias-evolving-legal-framework/>.
- [8] Assegaf Hamzah & Partners, "Indonesia's carbon capture and storage (CCS) regulatory overview: Steps to become Asia-Pacific hub?", 13/2/2024. [Online]. Available: <https://www.ahp.id/indonesias-carbon-capture-and-storage-ccs-regulatory-overview-steps-to-become-asia-pacific-hub/>.
- [9] Setyawati Fitrianggraeni and Marcel Raharja, "Indonesia's carbon capture storage policy in comparison with other countries", 26/6/2023. [Online]. Available: <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=c01a878b-4a77-4b4a-b216-bf099bc5eab6>.
- [10] International Energy Agency (IEA), "Legal and regulatory frameworks for CCUS", 25/7/2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/legal-and-regulatory-frameworks-for-ccus>.

LEGAL AND REGULATORY FRAMEWORK FOR CARBON CAPTURE, UTILIZATION AND STORAGE OF THE REPUBLIC OF INDONESIA

Nguyen Anh Duc, Hoang Anh Tuan, Nguyen Trung Khuong

Vietnam National Industry - Energy Group (PVN)

Email: ducna@pvn.vn

Summary

Carbon capture and storage (CCS) is a method for reducing carbon emission that consists of 3 main steps: capturing, compressing and transporting CO₂ to locations where it is permanently injected into geological formations such as saline aquifers or depleted oil and gas reservoirs. Carbon capture, utilization and storage (CCUS), meanwhile, takes this further by reusing captured CO₂ from industrial processes to produce new products such as concrete or biodiesel. With the goal of reducing CO₂ emissions from domestic industries while positioning itself as a regional hub for Southeast Asia, Indonesia has developed a legal framework for CCS/CCUS activities.

Based on a review of Indonesia's legal framework for CCS/CCUS [1 - 6], this article provides reference information that may support Vietnam in developing its own CCS/CCUS legal and regulatory framework.

Key words: Carbon capture and storage (CCS), carbon capture, utilization and storage (CCUS), legal framework, Indonesia.

NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ NHIỆT PHÂN CHUYỂN HÓA RÁC THẢI NHỰA THÀNH NHIÊN LIỆU LỎNG

Phan Minh Quốc Bình^{1,2}, Dương Chí Trung², Lê Văn Long², Mai Thị Quỳnh Châu²

¹Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

²Trường Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU)

Email: trungdc@pvu.edu.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.02-07>

Tóm tắt

Ô nhiễm rác thải nhựa ngày càng trở nên nghiêm trọng ở Việt Nam, đặc biệt tại khu vực miền Nam nơi phát sinh lượng rác thải nhựa lớn nhất cả nước. Mặc dù tỷ lệ thu gom rác sinh hoạt cao, khoảng 90% tại mỗi tỉnh, song việc phân loại rác tại nguồn hầu như chưa được thực hiện. Nhựa có giá trị được thu mua tự phát để tái chế, phần còn lại chủ yếu là nhựa hỗn hợp chất lượng thấp, chiếm 5 - 8% khối lượng rác thường được xử lý bằng phương pháp chôn lấp. Dự án nghiên cứu đã phân tích thực trạng rác thải nhựa tại Việt Nam, khảo sát tuyến đường đi của rác thải nhựa tại các tỉnh miền Nam và so sánh các công nghệ xử lý hiện có. Kết quả cho thấy: tái chế cơ học giúp sử dụng lại vật liệu nhưng bị giới hạn bởi chất lượng rác; tái chế bằng nhiệt phân và khí hóa có thể chuyển hóa nhựa hỗn hợp thành nhiên liệu lỏng, olefin hoặc khí tổng hợp, mang lại giá trị cao hơn.

Dựa trên các tiêu chí kỹ thuật và kinh tế, công nghệ nhiệt phân được lựa chọn cho dự án nhờ tính khả thi cao, rủi ro vận hành thấp và dễ mở rộng quy mô, phù hợp với điều kiện Việt Nam hiện nay. Về địa điểm, nhóm nghiên cứu đề xuất triển khai tại một số khu xử lý chất thải tập trung ở Đông Nam Bộ - nơi có nguồn rác, hạ tầng sẵn có và chính sách hỗ trợ, đồng thời thảo luận các thách thức khi triển khai dự án.

Từ khóa: Rác thải nhựa, nhiệt phân, khí hóa, tái chế nhựa, nhiên liệu từ rác, Đông Nam Bộ.

1. Giới thiệu

Ô nhiễm do rác thải nhựa đã và đang là thách thức lớn trên toàn cầu và tại Việt Nam. Trung bình mỗi năm, Việt Nam thải ra khoảng 2,8 - 3,1 triệu tấn rác nhựa, nhưng phần lớn chưa được tái chế hiệu quả, gây lãng phí gần 3 tỷ USD mỗi năm [1]. Việt Nam được xếp vào nhóm quốc gia thải nhiều rác nhựa, với mức phát sinh nhựa bình quân đầu người cao hơn trung bình thế giới. Thực trạng này cho thấy sự cấp thiết phải có giải pháp xử lý rác nhựa hiệu quả nhằm giảm thiểu ô nhiễm môi trường và tận dụng nguồn tài nguyên nhựa phế liệu.

Khu vực miền Nam Việt Nam, đặc biệt các tỉnh Đông Nam Bộ, hiện đang đối mặt với lượng chất thải rắn sinh hoạt khổng lồ. Tổng lượng rác sinh hoạt cả nước ước khoảng 68 nghìn tấn/ngày, riêng vùng Đông Nam Bộ chiếm khoảng 17 nghìn tấn/ngày. Thành phố Hồ Chí Minh dẫn đầu với khoảng 10.000 tấn/ngày. Nhựa chiếm khoảng

10% khối lượng rác sinh hoạt, tương đương hơn 1.000 tấn nhựa thải mỗi ngày tại miền Nam. Các đô thị công nghiệp lân cận như Bình Dương, Đồng Nai cũng thải ra hàng nghìn tấn rác mỗi ngày. Tuy nhiên, tỷ lệ thu gom xử lý rác ở các địa phương này cũng đạt mức rất cao (thường 95 - 100% ở đô thị) nên phần lớn rác - bao gồm rác nhựa - đều được thu gom về các khu xử lý tập trung, ít thất thoát trực tiếp ra môi trường [2].

Do chưa có phân loại rác tại nguồn, rác nhựa được thu gom theo hai dòng chính: (1) Nhựa giá trị cao (nhựa sạch như vỏ chai PET, nhựa cứng...) được thu mua để bán cho các nhà máy tái chế cơ học; (2) Nhựa giá trị thấp (nhựa bẩn, lẫn tạp như túi nylon, hộp xốp, nhựa đã lão hóa, PVC,...) không được thu gom tận dụng mà lẫn trong rác sinh hoạt và đi vào bãi rác. Lượng nhựa "thất thoát" này ước chiếm khoảng 5 - 8% khối lượng rác sinh hoạt đầu vào mỗi ngày. Đây chính là nguồn nhựa phế liệu chất lượng thấp đang bị chôn lấp lãng phí, có thể thu hồi làm nguyên liệu đầu vào cho các công nghệ chuyển hóa hóa học.

Mặt khác, các bãi chôn lấp rác tập trung ở miền Nam đang dần quá tải. Quá trình chôn lấp kéo dài, các thành



Ngày nhận bài: 12/3/2025.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 12/3 - 5/4/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 5/4/2025.

phần hữu cơ phân hủy nhanh hơn khiến tỷ lệ nhựa trong khối rác tồn đọng tăng dần theo thời gian, có thể đạt 60 - 70% sau khoảng 6 tháng. Nhựa tồn dư với khối lượng lớn tiềm ẩn nguy cơ ô nhiễm môi trường đất, nước nghiêm trọng nếu không được xử lý kịp thời. Thực trạng này đòi hỏi những giải pháp công nghệ mang tính đột phá nhằm xử lý triệt để lượng nhựa hỗn hợp khó tái chế, giảm gánh nặng cho các bãi rác và tận dụng nguồn phế liệu nhựa.

Nhận thức được tính cấp bách của vấn đề, nước ta đã ban hành nhiều chính sách quan trọng trong giai đoạn 2023 - 2024. Đặc biệt, quy định mở rộng trách nhiệm của nhà sản xuất và nhà nhập khẩu (extended producer responsibility - EPR) đối với tái chế, xử lý chất thải xuyên suốt vòng đời đã chính thức có hiệu lực từ ngày 1/1/2024. Theo Nghị định số 08/2022/NĐ-CP ngày 10/1/2022 của Chính phủ, nhà sản xuất khi đưa sản phẩm ra thị trường Việt Nam phải thực hiện trách nhiệm tái chế sản phẩm, bao bì đó theo tỷ lệ, quy cách tái chế bắt buộc. Nghị định số 05/2025/NĐ-CP ngày 6/1/2025 của Chính phủ đã mở rộng phạm vi áp dụng và thống nhất ngưỡng miễn trừ cho cả nhà sản xuất và nhà nhập khẩu. Chính sách EPR được kỳ vọng sẽ thúc đẩy nhà sản xuất tìm cách giảm lượng rác thải ra môi trường, tăng khả năng tái chế và tái sử dụng các bao bì đóng gói.

Song song với EPR, quy định phân loại rác tại nguồn cũng đã được ban hành. Theo Luật Bảo vệ môi trường 2020 (Điều 75 và 79), từ ngày 1/1/2025, tất cả hộ gia đình, cá nhân, cơ quan, tổ chức phát sinh chất thải rắn sinh hoạt (CTRSH) đều bắt buộc phải phân loại chất thải rắn sinh hoạt tại nguồn, đánh dấu sự chuyển biến căn bản trong cách tiếp cận quản lý rác thải từ nguồn phát.

Trong những năm gần đây, vấn đề quản lý rác thải nhựa tại Việt Nam đã nhận được nhiều sự quan tâm từ cả cộng đồng nghiên cứu và các cơ quan quản lý. Một số nghiên cứu mới đã được thực hiện nhằm đánh giá và đề xuất các giải pháp xử lý rác thải nhựa hiệu quả, đáp ứng yêu cầu về phát triển bền vững và bảo vệ môi trường.

Báo cáo của WWF Việt Nam (2023) lần đầu tiên cung cấp các số liệu định lượng chi tiết về lượng rác thải nhựa phát sinh từ lĩnh vực thương mại điện tử, đồng thời đề xuất các giải pháp can thiệp cụ thể như thúc đẩy sử dụng bao bì thân thiện với môi trường, phân loại rác tại nguồn và xây dựng các chuỗi thu gom - tái chế riêng biệt cho lĩnh vực này [3]. Tương tự, một báo cáo của Ngân hàng Thế giới năm 2023 đã phân tích chi tiết chuỗi giá trị nhựa tại Việt Nam, xác định các điểm nghẽn trong hệ thống thu gom, phân loại và tái chế. Báo cáo này khuyến nghị các ưu tiên

đầu tư, điều chỉnh chính sách và đẩy mạnh hợp tác công tư nhằm cải thiện quản lý rác thải nhựa, đặc biệt tại các đô thị lớn và vùng ven biển [4].

Dự án "Nguồn phát thải, nơi tích tụ và các giải pháp nhằm giảm thiểu tác động của rác thải nhựa đến cộng đồng ven biển ở Việt Nam" tập trung khảo sát thực địa, phân tích dòng chảy rác thải nhựa từ đất liền ra biển, và xây dựng các mô hình giảm thiểu rác thải nhựa tại cộng đồng ven biển, góp phần cung cấp dữ liệu thực tiễn quan trọng và các đề xuất giảm thiểu rác thải nhựa đại dương [5]. Ngoài ra, nghiên cứu của PGS. TS. Phùng Chí Sỹ (2024) nhấn mạnh vai trò của các giải pháp phát triển kinh tế tuần hoàn, như hoàn thiện hệ thống pháp lý, ứng dụng công nghệ tái chế tiên tiến, xây dựng các công cụ hỗ trợ kinh tế và nâng cao nhận thức cộng đồng, nhằm thúc đẩy quản lý chất thải nhựa hiệu quả và bền vững [6].

Tổng thể, các nghiên cứu và chính sách gần đây tại Việt Nam đều hướng tới mục tiêu quản lý bền vững, giảm thiểu thất thoát nhựa ra môi trường, tận dụng tối đa nguồn tài nguyên nhựa phế liệu thông qua đổi mới công nghệ và mô hình kinh tế tuần hoàn - đây cũng là xu hướng chung của thế giới hiện nay.

Nghiên cứu này được thực hiện nhằm khảo sát hiện trạng quản lý rác thải nhựa tại các tỉnh miền Nam, đồng thời đánh giá các công nghệ xử lý rác nhựa tiềm năng, trong đó tập trung vào công nghệ nhiệt phân và khí hóa, từ đó đề xuất hướng công nghệ hiệu quả và địa điểm phù hợp để xây dựng nhà máy xử lý rác thải nhựa thành các sản phẩm có giá trị như nhiên liệu lỏng, olefin hoặc khí tổng hợp.

2. Phương pháp nghiên cứu

Khảo sát thực địa: Nhóm tác giả đã khảo sát thực tế công tác thu gom, phân loại và xử lý rác sinh hoạt tại 10 tỉnh/thành khu vực phía Nam (TP. Hồ Chí Minh, Bà Rịa - Vũng Tàu, Đồng Nai, Bình Dương, Long An, Bến Tre, Kiên Giang, Bình Phước, Tây Ninh, Cần Thơ). Thông tin thu thập gồm: khối lượng và thành phần rác thải nhựa phát sinh; mô hình thu gom, tái chế nhựa; tình trạng các bãi chôn lấp và nhà máy xử lý chất thải. Đồng thời, nhóm tác giả đã làm việc với các đơn vị thu gom, xử lý rác thải địa phương để tìm hiểu tuyến đường đi của rác thải nhựa, tỷ lệ nhựa được tái chế, chôn lấp cũng như những khó khăn, thuận lợi trong quản lý rác nhựa. Kết quả khảo sát hiện trạng được sử dụng để xác định các vấn đề tồn tại và làm cơ sở đề xuất giải pháp.

Nghiên cứu công nghệ: Xuất phát từ hiện trạng thu thập được qua quá trình khảo sát thực địa, nhóm tác giả

tiếp tục nghiên cứu các công nghệ xử lý chất thải nhựa đang được áp dụng trên thế giới và Việt Nam, gồm: tái chế cơ học, tái chế hóa học trong đó tập trung vào các quá trình tiềm năng nhiệt phân, khí hóa và đốt rác thu hồi năng lượng.

Đánh giá lựa chọn công nghệ: Dựa trên kết quả nghiên cứu, 2 phương án công nghệ chuyên biệt được xem xét sâu cho dự án là nhiệt phân và khí hóa. Nhóm tác giả xây dựng bộ tiêu chí đánh giá định tính và định lượng, gồm: mức độ trưởng thành của công nghệ; khả năng xử lý nhựa hỗn hợp lẫn tạp; giá trị và tính hữu ích của sản phẩm đầu ra; yêu cầu hạ tầng kỹ thuật đi kèm; mức độ an toàn và thân thiện môi trường; chi phí đầu tư và vận hành; hiệu quả tài chính (IRR, NPV); khả năng mở rộng trong tương lai... Mỗi tiêu chí được cho điểm cho từng công nghệ dựa trên tổng quan tài liệu và kinh nghiệm chuyên gia. Tổng điểm đánh giá dùng để xếp hạng mức độ phù hợp của 2 phương án.

Đề xuất địa điểm xây dựng: Song song với lựa chọn công nghệ, nhóm nghiên cứu khảo sát và thu thập dữ liệu về các khu xử lý chất thải và khu công nghiệp tại một số tỉnh miền Nam để đề xuất địa điểm xây dựng nhà máy. Tiêu chí lựa chọn địa điểm gồm: gần nguồn rác nhựa ở Đồng Nam Bộ; có hạ tầng giao thông thuận tiện; diện tích đủ lớn; xa khu dân cư nhằm đảm bảo an toàn môi trường và có hành lang pháp lý thuận lợi được phép xử lý chất thải, có ưu đãi đầu tư về đất đai, thuế... Các địa điểm được chấm điểm và so sánh để đưa ra danh sách các phương án khả thi, sau đó đề xuất địa điểm tối ưu và các phương án dự phòng.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Hiện trạng quản lý rác thải nhựa tại miền Nam

Kết quả khảo sát cho thấy lượng rác thải nhựa phát sinh ở miền Nam rất lớn, tập trung chủ yếu tại vùng kinh tế trọng điểm Đông Nam Bộ. Năm 2021, tổng lượng nhựa thải của 6 tỉnh/thành Đông Nam Bộ ước khoảng 1.837 tấn/ngày, chiếm 64% lượng nhựa thải cả nước. Trong đó, Tp. Hồ Chí Minh cao nhất với ~1.490 tấn/ngày, Đồng Nai với 297 tấn/ngày. Tỉnh Tây Ninh dân số ít hơn nhưng cũng phát sinh hàng chục tấn nhựa mỗi ngày. Tỷ lệ thu gom rác sinh hoạt ở đô thị các địa phương này đạt 95 - 100%, ở nông thôn đạt 50 - 75%, trung bình toàn tỉnh > 80% đồng nghĩa phần lớn rác thải đều được thu gom về khu xử lý tập trung chứ không bị xả bừa bãi [2].

Tuy nhiên, do hạn chế trong phân loại, lượng nhựa tái chế được thu gom theo kênh phi chính thức khá lớn. Ở hầu hết địa phương, người dân nghèo và các cơ sở thu mua phế liệu: vỏ chai nhựa, thùng nhựa, phế liệu nhựa

có giá trị để bán cho nhà máy tái chế cơ học. Hoạt động này diễn ra tự phát giúp tận dụng nhựa tái sử dụng được, nhưng cũng khiến nhựa còn lại trong rác chủ yếu là loại khó tái chế gồm các loại nhựa bẩn, lẫn nhiều tạp chất. Theo ước tính, tỷ lệ nhựa trong rác sinh hoạt đưa vào bãi chôn lấp chỉ còn khoảng 5 - 8% khối lượng rác. Con số này tương đương 900 tấn nhựa mỗi ngày bị chôn lấp trên cả nước - là nguồn tài nguyên lớn có thể thu hồi. Thực tế tại các nhà máy xử lý rác, nhựa chiếm tỷ lệ không cao trong rác đầu vào, nhưng tích lũy dần theo thời gian chôn lấp. Sau vài tháng, phần hữu cơ phân hủy khiến nhựa nổi lên chiếm tới 60 - 70% khối lượng rác tồn đọng. Điều này lý giải vì sao rác thải nhựa đang là vấn đề nổi cộm ở các bãi rác lâu năm.

Mặt khác, khảo sát cũng ghi nhận những chuyển biến tích cực gần đây. Trước áp lực rác thải, một số doanh nghiệp tư nhân đã đầu tư dây chuyền phân loại và tái chế rác nhựa tại chỗ. Chẳng hạn, ở Tp. Hồ Chí Minh, Đồng Nai xuất hiện các cơ sở xử lý rác trung gian, phân tách rác nhựa ra khỏi rác hỗn hợp để tái chế hoặc cung cấp cho nhà máy nhựa. Các dây chuyền này có thể thu hồi > 90% lượng nhựa có trong rác sinh hoạt đầu vào. Nhờ đó, nguồn nhựa nguyên liệu cho dự án tiềm năng có thể được đảm bảo ổn định. Để vận hành nhà máy lâu dài, nhóm nghiên cứu khuyến nghị chỉ nên sử dụng khoảng 30 - 35% lượng nhựa có thể thu hồi làm nguyên liệu - tương đương 250 - 300 tấn nhựa/ngày cho công suất nhà máy để xuất. Mức khai thác này vừa đủ đáp ứng vận hành, vừa để lại dư địa an toàn để bù đắp khi nguồn nhựa biến động, đồng thời phần nhựa còn lại vẫn do các đơn vị tái chế cơ học xử lý. Như vậy, có thể phối hợp hài hòa giữa mô hình tái chế truyền thống và công nghệ mới để tận dụng tối đa rác nhựa.

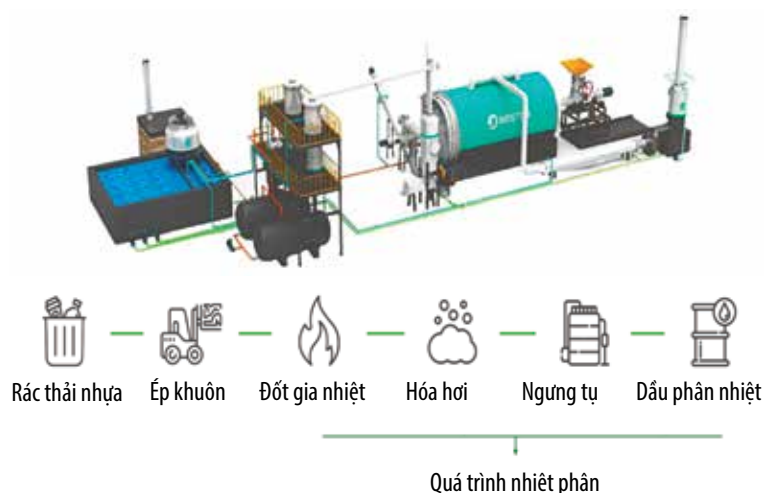
Tóm lại, các tỉnh miền Nam mỗi ngày thải ra lượng nhựa phế liệu rất lớn. Hệ thống thu gom hiện tại tương đối hiệu quả, nhưng khâu phân loại - tái chế còn nhiều hạn chế, dẫn đến tỷ lệ tái chế thực tế thấp và một lượng lớn nhựa vẫn bị chôn lấp lãng phí. Thực trạng này đòi hỏi áp dụng các công nghệ xử lý nhựa tiên tiến có khả năng xử lý hiệu quả nhựa hỗn hợp, đồng thời phù hợp với điều kiện hạ tầng và kinh tế địa phương.

3.2. So sánh và lựa chọn công nghệ xử lý rác nhựa

Mỗi phương pháp xử lý rác nhựa đều có ưu nhược điểm riêng, dưới đây thể hiện quy trình chung của các phương pháp tái chế chính đang áp dụng phổ biến hiện nay như tái chế cơ học (Hình 1), nhiệt phân (Hình 2) và khí hóa (Hình 3).



Hình 1. Quy trình tái chế nhựa cơ học. Nguồn: Amcor Company [7].

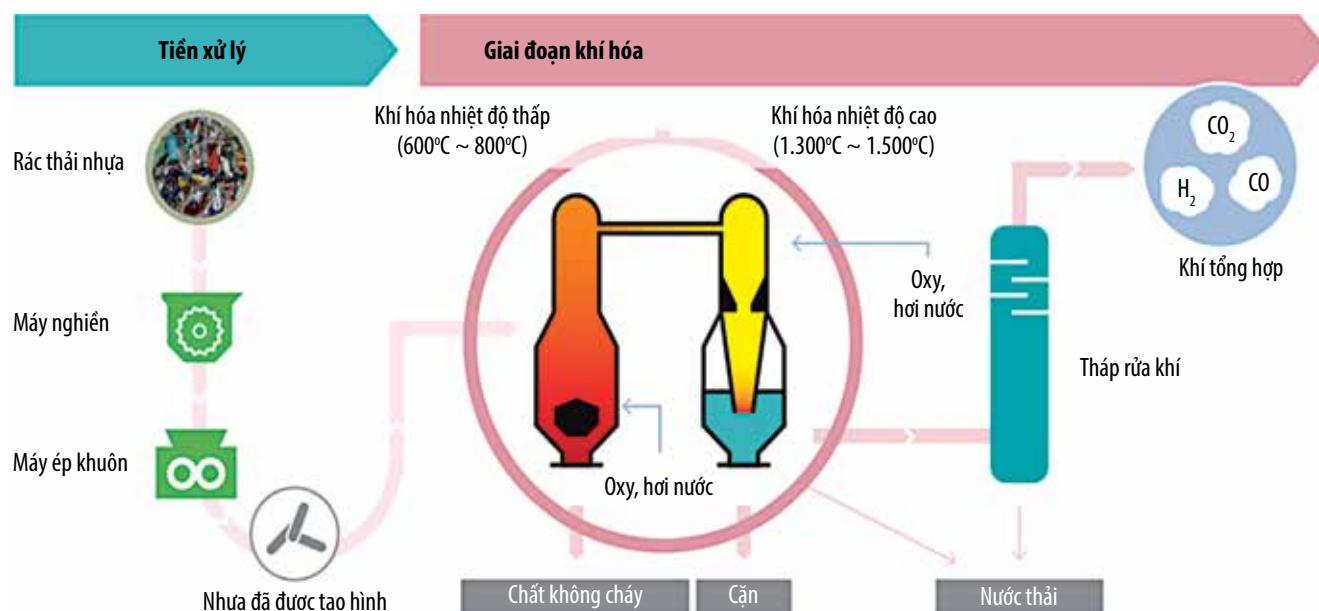


Hình 2. Quy trình xử lý rác thải nhựa bằng phương pháp nhiệt phân. Nguồn: Công nghệ Beston Group [9].

Trong quy trình tái chế cơ học, hạt nhựa tái sinh được sản xuất từ nhựa thải. Nhựa thải được phân loại nhằm loại bỏ tạp chất trước khi được nghiền thành các mảnh nhỏ, rửa sạch và sấy khô. Sau đó nhựa được nung chảy và tạo hạt, trong quá trình này nhà sản xuất có thể pha màu, trộn phụ gia thêm để tạo thành hạt nhựa tái sinh dùng làm nguyên liệu sản xuất nhựa.

Đối với quy trình nhiệt phân rác thải nhựa tiêu biểu (Hình 2), hỗn hợp nhựa thải được cho vào thiết bị phản ứng nhiệt phân ở điều kiện yếm khí, nhiệt độ khoảng 500°C, có thể bổ sung xúc tác. Ở điều kiện này, nhựa thải sẽ được phân hủy thành 3 sản phẩm chính, trong đó sản phẩm lỏng sau khi được ngưng tụ là dầu nhiệt phân, sản phẩm khí không ngưng tụ được xử lý tách tạp chất làm khí nhiên liệu, có thành phần chính trong khoảng $C_1 - C_4$, thành phần cuối cùng được gọi là than đen, có thành phần chủ yếu là carbon và tro. Dầu nhiệt phân nếu được tiếp tục đi qua tháp chưng cất sẽ thu được các phân đoạn naphtha đến fuel oil, sau đó có thể tiếp tục được xử lý bằng các quá trình hydrotreating hay no hóa để tạo thành các loại nhiên liệu cuối cùng tương tự nhà máy lọc dầu [8].

Phương pháp khí hóa rác thải nhựa thải (Hình 3) được áp dụng với mục đích chính là xử lý chất thải rắn sinh hoạt tạo thành khí để đốt. Tuy nhiên, có thể ứng dụng phương pháp



Hình 3. Quy trình xử lý rác thải nhựa bằng phương pháp khí hóa. Nguồn: Công nghệ EUP [11].

này để xử lý rác thải nhựa nhằm mục đích tạo ra sản phẩm trung gian cung cấp cho các nhà máy sản xuất methanol, ammonia. Quá trình khí hóa là quá trình chuyển hóa nguyên liệu thành khí tổng hợp với thành phần gồm có CO_2 , CO , H_2 , CH_4 và các khí hydrocarbon nhẹ [10]. Quá trình khí hóa được thực hiện tại điều kiện nhiệt độ cao và sự có mặt của oxy, nhờ vào điều kiện vận hành khắc nghiệt nên quá trình khí hóa có thể sử dụng được đa dạng các loại nguyên liệu mà các quá trình tái chế vật lý không xử lý được. Khí hóa gồm 4 bước chính: sấy, nhiệt phân, đốt kết hợp bề mặt và cuối cùng là quá trình khử.

Do các công nghệ trên đều có ưu nhược điểm riêng, nhóm tác giả đã so sánh theo các tiêu chí về nguyên liệu, sản phẩm, yêu cầu kỹ thuật, chi phí, tác động môi trường, dưới đây là các phân tích về công nghệ theo một số yếu tố định lượng và định tính chính:

Về nguyên liệu: Trong các quy trình trên, tái chế cơ học là phương pháp ưu tiên để tái sử dụng vật liệu nhựa, giúp tiết kiệm nguyên liệu và năng lượng so với sản xuất nhựa mới. Tuy nhiên phương pháp này đòi hỏi nguồn rác nhựa đầu vào phải sạch, phân loại theo chủng loại được quy định, nên chỉ áp dụng hiệu quả với các loại nhựa có giá trị, tinh khiết và được thu gom tốt. Đối với những loại nhựa bẩn, lẫn nhiều tạp chất - vốn chiếm tỷ trọng lớn trong rác thải sinh hoạt - rất khó tái chế cơ học. Bên cạnh đó, chi phí tái chế cơ học nhựa lẫn tạp chất cao hơn so với các lựa chọn khác do cần đầu tư cho khâu phân loại, vệ sinh nguyên liệu. Do vậy, quy trình tái chế cơ học tuy quan trọng nhưng không thể xử lý toàn bộ lượng nhựa thải.

Yêu cầu kỹ thuật và vận hành: Tái chế cơ học vận hành đơn giản, không đòi hỏi công nghệ cao nhưng yêu cầu nhiều công đoạn thủ công như phân loại, rửa sạch, nghiền, tạo hạt. Quá trình nhiệt phân thực hiện ở điều kiện kỵ khí ở khoảng 500°C , có thể thực hiện ở áp suất thường, thiết bị chính là lò phản ứng quay dạng mẻ hoặc liên tục và hệ thống ngưng tụ, vận hành tương đối đơn giản. Điều này giúp giảm rủi ro an toàn và dễ kiểm soát hơn; nhân sự vận hành chỉ cần trình độ trung bình. Khí hóa xảy ra ở nhiệt độ khá cao, thường trên 800°C và dưới áp suất cao, đòi hỏi vật liệu chịu nhiệt đặc biệt và hệ điều khiển chính xác [10]. Vận hành khí hóa phức tạp, tiềm ẩn rủi ro cháy nổ nếu rò rỉ khí cháy, cần hệ thống xử lý khí độc đồng bộ; do đó đòi hỏi nhân sự kỹ thuật trình độ cao và kinh nghiệm vận hành tốt. Công nghệ đốt phát điện đã thương mại hóa lâu năm, nguyên lý lò hơi đốt rác tương tự lò nhiệt điện than nhưng nhiên liệu rác có độ ẩm và tính không đồng nhất cao. Lò đốt hiện đại đòi hỏi hệ thống kiểm soát quá trình cháy và hệ thống xử lý khí

thải rất phức tạp, vận hành đòi hỏi trình độ tương đương ngành điện - nhiệt.

Chi phí đầu tư và vận hành: Đầu tư, tái chế cơ học thường có chi phí thấp nhất trên mỗi tấn công suất do thiết bị đơn giản nhưng tổng vốn lại phụ thuộc nhiều vào quy mô phân loại và thu gom. Nhiệt phân có chi phí đầu tư khá thấp trong các công nghệ tái chế hóa học: thiết bị gọn nhẹ, sẵn có từ nhiều nhà cung cấp từ Trung Quốc, Ấn Độ, EU và cả trong nước. Ước tính suất đầu tư nhà máy nhiệt phân thương mại từ 2 - 4 triệu USD hoặc cao hơn cho công suất 50 tấn/ngày tùy mức tự động hóa, thấp hơn đáng kể so với khí hóa. Nhờ thiết kế module hóa, thời gian xây dựng dự án nhiệt phân khá nhanh trong khoảng 12 - 18 tháng. Khí hóa có chi phí đầu tư rất cao: lò khí hóa và hệ thống làm sạch, sử dụng khí chiếm vốn lớn - suất đầu tư có thể gấp hơn 3 lần so với nhiệt phân cùng công suất. Thời gian triển khai khí hóa dài do phải thiết kế, chế tạo thiết bị đặc thù; rủi ro chậm tiến độ và đội vốn cao, khó kêu gọi đầu tư khi chưa có dự án tương tự trong nước và chỉ có thể thực hiện ở nơi đã có sẵn cơ sở hạ tầng cho vận chuyển, sử dụng khí sản phẩm. Đốt rác phát điện có chi phí đầu tư cao, do bao gồm lò đốt, nồi hơi, turbine phát điện và hệ xử lý khí thải hoàn chỉnh. Suất đầu tư các nhà máy đốt rác phát điện cao hơn nhiệt phân nhưng có thể thấp hơn khí hóa nếu cùng xử lý rác nhựa sạch, do công nghệ đốt đã phổ biến hơn. Tái chế cơ học tốn chi phí nhân công phân loại, rửa sạch, năng lượng xay, đùn nhựa; nhiệt phân và khí hóa tốn chi phí năng lượng gia nhiệt hoặc cũng có thể tận dụng lấy nhiệt từ dòng khí sản phẩm, chi phí xử lý nước thải, khí thải, chi phí bảo trì các thiết bị chịu nhiệt cao. Đốt rác phát điện có chi phí vận hành lớn cho nhiên liệu hỗ trợ như dầu đốt kèm khi rác ẩm, hóa chất xử lý khí thải, nhân công vận hành nhà máy điện... nhưng các nhà máy này thường được trợ giá qua phí xử lý rác và bán điện.

Hiệu quả kinh tế: Do tạo ra sản phẩm giá trị cao hơn, nhiệt phân và khí hóa tiềm năng mang lại doanh thu tốt hơn so với điện rác. Tuy nhiên hiệu quả lợi nhuận phụ thuộc lớn vào chi phí đầu tư và quy mô. Tái chế cơ học có chi phí đầu tư thấp nhưng sản phẩm hạt nhựa tái sinh giá trị không cao và thị trường biến động, lợi nhuận biên mỏng, thường chỉ khả thi nhờ chi phí nguyên liệu thấp khi nhựa phế liệu được thu gom rẻ hoặc miễn phí. Nhiệt phân nhựa có thể sinh lợi ở quy mô vừa trong khoảng 50 - 300 tấn/ngày. Trên thế giới, nhà máy nhiệt phân ở công suất 100 tấn/ngày thường đạt $\text{IRR} > 15\%$, thời gian hoàn vốn khoảng 5 - 7 năm. Tính toán cho thấy dự án nhiệt phân 100.000 tấn/năm tại Việt Nam có IRR nội tại $15,9\%$, cao hơn mức tối thiểu yêu cầu 13% , NPV dương 3,8 triệu USD

và thời gian hoàn vốn 6,4 năm. Trong khi đó, dự án khí hóa cùng quy mô do vốn đầu tư lớn và vận hành phức tạp nên thường có IRR rất thấp dưới 10% hoặc âm, thời gian hoàn vốn trên 10 năm. Trường hợp điển hình tại 1 dự án khí hóa 100 tấn/ngày tại châu Âu chỉ đạt IRR 6%, NPV âm 178 triệu USD - hoàn toàn không khả thi. Tính toán phân tích về kinh tế tại Việt Nam cũng cho thấy dự án khí hóa 300 tấn/ngày khó đạt mức sinh lời tối thiểu do chi phí cao và nhiều rủi ro kinh tế. Đối với đốt rác phát điện, hiệu quả tài chính thường thấp nếu chỉ dựa vào bán điện khi IRR có thể dưới 10%, nhưng có thể được cải thiện nhờ nguồn thu từ phí xử lý rác của địa phương. Nhìn chung, nhiệt phân được đánh giá có lợi thế kinh tế nổi trội trong xử lý rác nhựa phân tán hiện nay, trong khi khí hóa và đốt rác chỉ phù hợp khi có quy mô lớn hoặc hỗ trợ tài chính đáng kể.

Trong bối cảnh thực trạng rác thải nhựa khu vực phía Nam chủ yếu là nhựa hỗn hợp, bẩn, khó tái chế, các công nghệ nhiệt phân và khí hóa là giải pháp tiềm năng giúp chuyển hóa rác nhựa thành các sản phẩm hữu ích là nhiên

liệu lỏng hoặc làm nguyên liệu cho hóa dầu. Kết quả đánh giá cho thấy cả hai công nghệ này đều đáp ứng mục tiêu xử lý triệt để rác nhựa và hướng tới nền kinh tế tuần hoàn. Tuy nhiên, cần lựa chọn công nghệ phù hợp nhất với điều kiện thực tế. Bảng 1 tóm tắt so sánh chính giữa nhiệt phân và khí hóa dựa trên các tiêu chí đã đặt [12].

Bảng 1 cho thấy công nghệ nhiệt phân có nhiều ưu thế hơn so với khí hóa trong bối cảnh hiện nay của Việt Nam. Cụ thể, về nguyên liệu, nhiệt phân phù hợp với rác nhựa chưa được phân loại tốt, có thể chấp nhận nhựa lẫn tạp chất vừa phải, trong khi khí hóa đòi hỏi nguyên liệu nhựa rất sạch. Về quy mô và sản phẩm, nhiệt phân cho ra nhiên liệu lỏng có thể sử dụng hoặc bán trực tiếp, hiệu quả ngay ở quy mô vừa và nhỏ. Ngược lại, khí hóa tạo ra syngas muốn sử dụng hiệu quả cần quy mô lớn và tích hợp nhiều khâu, không linh hoạt cho dự án nhỏ. Về vận hành, nhiệt phân đơn giản và an toàn hơn, phù hợp với năng lực nhân sự trong nước, trong khi khí hóa phức tạp dễ gặp rủi ro.

Bảng 1. So sánh công nghệ nhiệt phân và khí hóa rác thải nhựa cho dự án

Tiêu chí	Nhiệt phân	Khí hóa
Nguyên liệu đầu vào	Chấp nhận nhựa lẫn tạp chất ở mức nhất định. Có thể cần loại bỏ một số tạp chất gây hại (PVC, kim loại) trước khi phản ứng.	Đòi hỏi nguyên liệu rất sạch - cần tiền xử lý loại bỏ hầu hết tạp chất, sấy khô triệt để. Cần nhựa đồng nhất hơn để vận hành ổn định ở nhiệt độ cao.
Sản phẩm đầu ra	Dầu nhiệt phân có thể dùng làm nhiên liệu thay thế như đốt lò, máy phát điện hoặc nâng cấp thành xăng, diesel; khí nhiệt phân giàu hydrocarbon nhẹ có thể đốt thu nhiệt; than carbon có rất nhiều ứng dụng như làm chất hấp phụ, điện cực, phụ gia sử dụng trong sản xuất lốp xe. Sản phẩm lỏng dễ lưu trữ, vận chuyển; giá trị thị trường cao; dầu thường có giá trên 10 triệu VNĐ/tấn.	Khí tổng hợp cần sử dụng ngay như đốt phát điện hoặc qua bước tổng hợp nhiên liệu/hóa chất. Có thể sản xuất methanol, nhiên liệu lỏng hoặc H ₂ nhưng đòi hỏi chuỗi thiết bị quy mô lớn, phức tạp. Sản phẩm khí tổng hợp khó lưu trữ, chỉ phù hợp cho dự án quy mô rất lớn liên thông với nhà máy điện hoặc lọc hóa dầu, những nơi có sẵn cơ sở hạ tầng vận chuyển và sử dụng khí tổng hợp.
Quy mô vận hành	Hiệu quả ở quy mô vừa và nhỏ. Công suất một lò nhiệt phân phổ biến 10 - 50 tấn/ngày; có thể thiết kế dạng module, lắp ghép mở rộng linh hoạt theo nhu cầu. Đã có nhiều dự án < 100 tấn/ngày triển khai thành công trên thế giới.	Chỉ hiệu quả ở quy mô rất lớn do cần tính kinh tế cho chuỗi thiết bị xử lý khí và tổng hợp. Công suất lò khí hóa thường > 100 tấn/ngày; khó chia nhỏ module độc lập, công suất gần như cố định theo thiết kế ban đầu. Không phù hợp quy mô nhỏ lẻ, phân tán.
Vận hành và an toàn	Công nghệ vận hành khá đơn giản: phản ứng ở áp suất thường hoặc áp suất thấp; nhiệt độ khoảng 500°C thiết bị chủ yếu là lò phản ứng kín và thiết bị ngưng tụ. Rủi ro an toàn thấp, dễ kiểm soát hơn. Yêu cầu nhân sự vận hành trình độ vừa phải.	Vận hành phức tạp: Nhiệt độ rất cao ($\geq 800^\circ\text{C}$) và có áp suất, đòi hỏi vật liệu chịu nhiệt tốt, điều khiển chính xác. Tiềm ẩn rủi ro cháy nổ nếu rò rỉ khí cháy; cần hệ thống xử lý khí độc. Đòi hỏi nhân sự kỹ thuật cao, kinh nghiệm vận hành.
Chi phí đầu tư	Chi phí thấp hơn: Công nghệ nhiệt phân thương mại tương đối phổ biến, nhiều nhà cung cấp từ Trung Quốc, Ấn Độ, EU và cả Việt Nam. Thiết bị đơn giản nên suất đầu tư thấp - ước tính từ 2 - 4 triệu USD cho 50 tấn/ngày, phụ thuộc mức tự động hóa. Thời gian xây dựng nhanh từ 12 - 18 tháng do có sẵn thiết kế module.	Chi phí rất cao: Lò khí hóa và hệ thống xử lý khí chiếm vốn đầu tư lớn - suất đầu tư có thể gấp 2 - 3 lần nhiệt phân cho cùng công suất. Thời gian triển khai dài (≥ 24 tháng) do phải thiết kế, chế tạo thiết bị đặc thù; rủi ro chậm tiến độ và đội vốn. Khó kêu gọi đầu tư khi chưa có dự án tương tự trong nước và rất ít các dự án ở nước ngoài, tính minh chứng thấp.
Hiệu quả kinh tế	Đã có nhiều nghiên cứu và dự án cho thấy nhiệt phân nhựa có thể sinh lợi ở quy mô vừa (50 - 300 tấn/ngày). Trên thế giới, nhà máy nhiệt phân nhựa 100 tấn/ngày thường đạt IRR > 15%, thời gian hoàn vốn khoảng từ 5 - 7 năm.	Do vốn đầu tư lớn và vận hành phức tạp, dự án khí hóa quy mô tương đương thường có IRR rất thấp (< 10%) hoặc âm, thời gian hoàn vốn > 10 năm. Trường hợp điển hình: dự án khí hóa 100 tấn/ngày tại châu Âu có IRR khoảng 6%, NPV âm 178 triệu USD - không khả thi. Tại Việt Nam, mô phỏng cho thấy dự án khí hóa 300 tấn/ngày khó đạt mức sinh lời tối thiểu với IRR yêu cầu trên 13% do chi phí quá cao, rủi ro lỗ vốn.
Tác động môi trường	Phát sinh khí thải từ lò gia nhiệt và đốt khí không ngưng tụ (pygas), có thể sinh dioxin nếu chứa PVC, nước thải nhiễm dầu có chỉ số COD và BOD cao, cần có hệ thống xử lý triệt để các khí thải và nước thải phát sinh.	Phát sinh khí thải cần phải xử lý tương tự quy trình nhiệt phân.

Trên cơ sở phân tích trên, nhóm tác giả đề xuất lựa chọn công nghệ nhiệt phân để thực hiện dự án chuyển hóa rác thải nhựa tại miền Nam. Đây là công nghệ phù hợp nhất khi xét tổng hòa các yếu tố kỹ thuật, kinh tế và tính khả thi triển khai trong nước. Trong tương lai dài hạn, khi lượng rác nhựa tăng lên đủ lớn và điều kiện kỹ thuật cho phép, có thể xem xét bổ sung công nghệ khí hóa tại tổ hợp quy mô lớn (ví dụ tích hợp với nhà máy lọc hóa dầu) để tận dụng triệt để khí tổng hợp. Nhưng trong giai đoạn hiện tại, nhiệt phân là lựa chọn tối ưu để khởi động mô hình chuyển hóa rác thải nhựa tại Việt Nam.

Hình 4 minh họa sơ đồ dây chuyền công nghệ nhiệt phân chất thải nhựa điển hình của hãng Doing, một trong những nhà cung cấp phổ biến tại Trung Quốc. Nhựa thải sau tiền xử lý được cấp vào lò phản ứng nhiệt phân và đun nóng bởi hệ thống gia nhiệt sử dụng toàn bộ phần khí nhiên liệu thu hồi. Hỗn hợp dầu khí sinh ra được làm nguội qua hệ thống ngưng tụ để tách thành dầu nhiệt phân và khí không ngưng. Dầu lỏng thu vào bồn chứa để sử dụng làm nhiên liệu hoặc tiếp tục chưng cất; khí không ngưng được qua thiết bị lọc bụi, bồn chứa cao áp rồi quay lại sử dụng với vai trò nhiên liệu giúp gia nhiệt thiết bị phản ứng. Carbon đen và các chất rắn còn lại được thu hồi qua hệ thống xả. Toàn bộ quá trình vận hành kín, khí thải qua xử lý đạt tiêu chuẩn môi trường.

3.3. Đánh giá rủi ro môi trường của công nghệ nhiệt phân

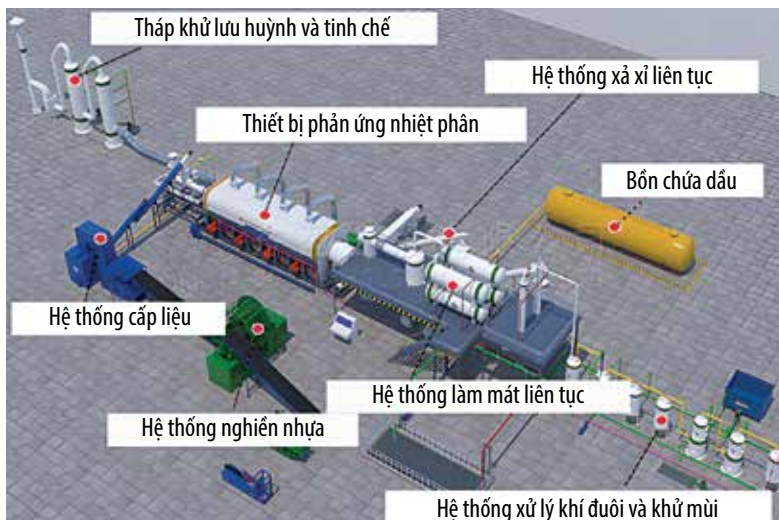
Công nghệ nhiệt phân rác thải nhựa nếu được đầu tư và vận hành đúng quy trình có thể đảm bảo an toàn môi trường cao. Theo khảo sát thực tế của nhóm tác giả tại các cơ sở nhiệt phân cao su, nhựa phế thải ở Việt Nam cho thấy với cơ sở đầu tư đầy đủ hệ thống xử lý môi trường, gồm hệ thống xử lý khí thải, nước thải, chất thải rắn hiện đại cùng quy trình quan trắc định kỳ đều vận hành ổn định, đạt các tiêu chuẩn môi trường như tại Công ty cổ phần năng lượng tái tạo DVA. Trong khi đó, các cơ sở nhiệt phân trái phép hoặc đầu tư sơ sài không có hệ thống xử lý khí thải gây ô nhiễm nghiêm trọng, bị người dân phản ánh và xử lý bởi cơ quan chức năng. Đối với dự án thí điểm, yêu cầu bắt buộc là lựa chọn nhà cung cấp công nghệ uy tín, đảm bảo thiết bị có tích hợp hệ thống

xử lý khí thải, nước thải đạt chuẩn, đồng thời xây dựng quy trình vận hành chuẩn và đào tạo nhân sự vận hành có kỹ năng.

Về các rủi ro môi trường cụ thể, quá trình nhiệt phân nếu không kiểm soát tốt có thể gây một số tác động sau:

Khí thải phát sinh dioxin/furan: Dioxin thường sinh ra khi đốt cháy chất thải chứa clo ở 300 - 500°C có oxy, đối với lò nhiệt phân vận hành yếm khí nên ít tạo dioxin hơn. Tuy nhiên, khí không ngưng tụ là sản phẩm từ quá trình nhiệt phân thường được đốt để thu hồi năng lượng, nếu đốt ở nhiệt độ không đủ cao và không có hệ thống xử lý khí thải phù hợp thì vẫn có nguy cơ hình thành một lượng nhỏ dioxin/furan hoặc các khí acid thoát ra môi trường. Do đó, cần đảm bảo buồng đốt khí phải duy trì ở nhiệt độ cao trên 850°C và có thiết bị hấp phụ/phân hủy dioxin ở ống khói tương tự lò đốt rác. Ngoài dioxin, khí thải từ quá trình đốt có thể chứa các tạp chất có hại khác như NO_x , CO, bụi than mịn... nên bắt buộc trang bị đầy đủ hệ thống xử lý khí thải gồm lọc bụi tĩnh điện, hấp thụ xử lý SO_x , quy trình khử xúc tác chọn lọc SCR khử NO_x , hấp phụ than hoạt tính khử dioxin tương tự tiêu chuẩn cho nhà máy đốt rác phát điện. Một điểm cần lưu ý là nguyên liệu nhựa cần được loại bỏ tối đa hàm lượng PVC để giảm nguồn hình thành dioxin và ăn mòn thiết bị. Khảo sát thực tế cho thấy đối với nhà máy trang bị và thực hiện đầy đủ các quy trình trên, khí thải sau xử lý đạt quy chuẩn Việt Nam và lượng tạp chất độc hại, trong đó có dioxin, phát thải nằm dưới ngưỡng cho phép.

- Nước thải và chất thải rắn: Nước thải chủ yếu phát sinh từ hệ thống ngưng tụ bằng nước làm mát tuần hoàn và phần nước tách từ dầu. Thành phần nước thải có thể chứa dầu, cặn carbon mịn và hợp chất hữu cơ hòa tan, các dự án nhiệt phân cần thiết kế hệ thống xử lý nước thải cục bộ tại nhà máy trước khi xả ra hệ thống xử lý chung của các khu công nghiệp. Chất thải rắn của nhà máy gồm than với thành phần chủ yếu là carbon và lượng nhỏ tro bụi từ hệ thống khí thải. Than carbon có thể tận dụng làm nguyên



Hình 4. Sơ đồ dây chuyền nhiệt phân rác thải nhựa. Nguồn: Công nghệ Doing [13].

liệu đầu vào cho ngành sản xuất carbon đen, sản xuất lốp xe, sản xuất vật liệu xây dựng, hoặc làm nhiên liệu đốt lò.

Như vậy, công nghệ nhiệt phân có thể vận hành an toàn, đảm bảo các tiêu chí môi trường nếu tuân thủ đúng quy trình và trang bị đầy đủ hệ thống xử lý tạp chất nguy hại.

3.4. Đề xuất địa điểm xây dựng nhà máy

Việc chọn địa điểm xây dựng nhà máy có ý nghĩa quan trọng, quyết định hiệu quả vận hành và chi phí lâu dài. Dựa trên khảo sát, nhóm nghiên cứu tập trung xem xét các khu vực thuộc vùng Đông Nam Bộ - nơi có nguồn rác nhựa dồi dào và hạ tầng công nghiệp phát triển. Tiến hành sơ tuyển hơn 15 địa điểm tiềm năng gồm các khu xử lý chất thải tập trung hiện hữu như Khu xử lý chất thải Tóc Tiên ở TP. Hồ Chí Minh, Khu Quang Trung ở Đồng Nai, Khu liên hợp xử lý rắn Nam Bình Dương, một số khu xử lý tại Tây Ninh, Long An... và một số khu công nghiệp có thể tiếp nhận dự án như Khu công nghiệp Đất Đỏ, TP. Hồ Chí Minh; Khu công nghiệp Dầu Giây, Giang Điền - Đồng Nai, Khu công nghiệp Bàu Bàng, Bắc Tân Uyên - TP. Hồ Chí Minh...

Các địa điểm được đánh giá theo thang điểm 100 dựa trên các tiêu chí: Nguồn nguyên liệu gần nơi phát sinh nhiều rác nhựa, hạ tầng - giao thông sẵn có và thuận lợi với đường cho xe rác, điện, nước, xử lý nước thải, cảng...; mặt bằng diện tích đất khả dụng, khả năng mở rộng; khoảng cách an toàn của nhà máy với yêu cầu cần xa khu dân cư, không ảnh hưởng môi trường; chính sách, quy hoạch, pháp lý cho phép xử lý rác, ưu đãi đầu tư. Kết quả phân loại thành 3 nhóm địa điểm: Nhóm 1, phù hợp nhất, có duy nhất khu xử lý chất thải Tóc Tiên TP. Hồ Chí Minh; Nhóm 2, phương án tốt tiếp theo, gồm khu xử lý Quang Trung, Đồng Nai, khu liên hợp Nam Bình Dương, TP. Hồ Chí Minh và một số khu xử lý tại Trảng Bom, Đồng Nai; Phú Giáo, TP. Hồ Chí Minh; Nhóm 3, kém phù hợp, chủ yếu là các khu công nghiệp không chuyên xử lý rác, do xa nguồn rác hoặc hạn chế về pháp lý.

Trong đó, khu xử lý chất thải Tóc Tiên TP. Hồ Chí Minh được xếp hạng cao nhờ hội tụ nhiều lợi thế, thuận tiện kết nối qua Quốc lộ 51. Nguồn rác đầu vào cho dự án rất dồi dào. Ngoài khoảng 300 tấn nhựa/ngày phát sinh tại Bà Rịa - Vũng Tàu và phụ cận, khu này còn có thể tiếp nhận rác từ TP. Hồ Chí Minh, tỉnh Đồng Nai đều trong bán kính 80 km. Về hạ tầng, khu vực này đã có sẵn đường giao thông cho xe chở rác, trạm điện, cấp nước, hệ thống xử lý nước rỉ rác và các dự án xử lý khác đang hoạt động, giúp dự án mới tiết kiệm đáng kể chi phí đầu tư hạ tầng. Do nằm trong quy hoạch xử lý chất thải của tỉnh, dự án xây dựng

tại đây có thể được cấp phép và hưởng các ưu đãi đầu tư dành cho lĩnh vực tái chế chất thải như miễn/giảm tiền thuê đất, hỗ trợ thủ tục pháp lý. Những lợi thế này các khu công nghiệp thông thường không có, khiến phương án xây dựng nhà máy trong khu công nghiệp kém hấp dẫn hơn về tài chính.

Về hiện trạng môi trường khu vực Tóc Tiên, do đây là nơi tập trung nhiều cơ sở xử lý chất thải, khu vực xung quanh đã chịu một số ảnh hưởng nhất định, thực tế trong quá khứ đã ghi nhận các sự cố môi trường xảy ra tại đây, chẳng hạn cuối năm 2022 đã xảy ra sự cố vỡ bờ làm tràn nước thải ra ngoài. Những sự cố này cho thấy nguy cơ tác động môi trường tại khu vực Tóc Tiên nếu công tác quản lý vận hành các nhà máy không đảm bảo. Do đó, khi triển khai dự án nhiệt phân tại đây, cần đặc biệt lưu ý đến hệ thống phòng ngừa rủi ro và ứng phó sự cố môi trường. Thiết kế nhà máy phải có đầy đủ các hạng mục bảo vệ môi trường: hồ chứa nước thải an toàn, hệ thống quan trắc và cảnh báo rò rỉ hóa chất, quy trình ứng phó sự cố chất thải nguy hại, đảm bảo không để xảy ra sự cố đáng tiếc như từng xảy ra. Việc xây dựng thêm nhà máy nhiệt phân trong khu sẽ không làm biến động lớn thêm nếu dự án tuân thủ nghiêm ngặt các quy chuẩn xả thải. Đồng thời, dự án thí điểm sẽ được cơ quan chức năng giám sát chặt chẽ - qua đó nâng cao mặt bằng quản lý môi trường cho toàn khu.

Từ những phân tích trên, nhóm tác giả đề xuất lựa chọn khu xử lý chất thải Tóc Tiên làm địa điểm triển khai dự án thí điểm. Trong trường hợp khu vực này không khả thi do quỹ đất hoặc thay đổi quy hoạch, các phương án dự phòng gồm khu Quang Trung, Đồng Nai hoặc khu Nam Bình Dương, TP. Hồ Chí Minh vốn cũng là những khu xử lý chất thải lớn của vùng Đông Nam Bộ và đáp ứng phần lớn tiêu chí đề ra.

Dựa trên đánh giá khả năng thu gom rác thải nhựa ở mục hiện trạng, nghiên cứu đề xuất quy mô công suất xử lý là 275 tấn/ngày, tương đương 100.000 tấn/năm. Nguồn cung cấp nguyên liệu với công suất trên được đánh giá là khả thi thông qua việc kết hợp thu mua từ các khu xử lý chất thải rắn tập trung, nơi loại nhựa này tồn đọng nhiều và bổ sung từ mạng lưới các cơ sở thu mua phế liệu, với tiềm năng mở rộng thông qua việc phát triển mô hình phân loại tại nguồn trong tương lai. Nguồn nguyên liệu dự kiến bao gồm 240 tấn/ngày từ các khu xử lý chất thải rắn sinh hoạt và 35 tấn/ngày từ các cơ sở thu mua phế liệu. Với công suất này, dự án có thể đạt hiệu quả kinh tế tối ưu, đồng thời đáp ứng được khả năng cung cấp nguyên liệu ổn định từ thị trường.

Nghiên cứu đã xem xét 4 phương án cấu hình công nghệ nhiệt phân: Phương án 1 là nhiệt phân sản xuất 165 tấn/ngày dầu nhiệt phân; Phương án 2a là nhiệt phân sản xuất 115 tấn/ngày dầu FO và 32 tấn/ngày dầu DO; Phương án 2b là nhiệt phân sản xuất 65 tấn/ngày dầu FO và 96 tấn/ngày dầu DO và phương án 2c là nhiệt phân sản xuất 15 tấn/ngày dầu FO và 96 tấn/ngày dầu DO.

Phương án 1 chỉ sử dụng công nghệ nhiệt phân cơ bản, tập trung vào việc sản xuất dầu FO-R với quy trình đơn giản, chi phí đầu tư thấp và hiệu quả kinh tế cao. Trong khi đó, các phương án 2a - 2c bổ sung thêm các cụm công nghệ nâng cao chất lượng sản phẩm như cụm chưng cất dầu nhiệt phân thành dầu DO, cụm sản xuất hydrogen, cụm hydrotreating và cụm xử lý lưu huỳnh. Các phương án này có chi phí đầu tư cao hơn nhưng tạo ra sản phẩm DO có giá trị cao hơn.

Xét về hiệu quả kinh tế, phân tích cho thấy phương án nhiệt phân 1 đạt các chỉ số tài chính khả quan IRR khoảng 16%, cao hơn IRR tối thiểu cần đạt là 13%, thời gian hoàn vốn dự kiến 6,4 năm - tức có thể thu hút đầu tư, còn phương án khí hóa khó đảm bảo lợi nhuận kỳ vọng.

3.5. Thách thức và kiến nghị khi triển khai dự án

Về nguồn nguyên liệu: Dự án có lợi thế lớn khi nguồn rác thải các loại nhựa cuối vòng đời tái chế, cao su hiện cung lớn hơn cầu do hệ thống tái chế còn hạn chế. Thay vì đơn vị chủ quản, chủ đầu tư tự xây dựng hệ thống thu gom cổng kênh và kém hiệu quả, dự án nên mua nguyên liệu từ các đầu mối tư nhân có giấy phép kinh doanh thu gom rác thải. Việc ký hợp đồng dài hạn với 2 - 3 đơn vị thu gom lớn sẽ đảm bảo nguồn cung ổn định, đồng thời dự án nên vận hành ở mức 70 - 80% công suất để có dự phòng khi nguồn rác biến động.

Về nhân lực: Được giải quyết thông qua đào tạo thực tế tại chỗ ở các đơn vị trong nước. Kỹ sư và công nhân có thể được gửi đào tạo thực địa tại các nhà máy hiện có ở Việt Nam có chức năng tương tự như nhà máy tái chế hóa học, lọc dầu hoặc hóa chất. Đồng thời lựa chọn nhà cung cấp công nghệ có dịch vụ đào tạo và hỗ trợ vận hành 6 - 12 tháng đầu, kết hợp xây dựng quy trình vận hành tiêu chuẩn chi tiết để đảm bảo vận hành an toàn.

Hành lang pháp lý hiện tại tạo cơ hội tích cực cho dự án. Chính sách EPR có hiệu lực từ 1/1/2024 tạo nguồn tài chính từ các doanh nghiệp nhựa thông qua Quỹ Bảo vệ môi trường Việt Nam để hỗ trợ tái chế. QCVN 19:2024/BTNMT về khí thải công nghiệp có hiệu lực từ 1/7/2025 đưa ra tiêu chuẩn thống nhất, tạo khung pháp lý rõ ràng.

Dự án cần hoàn thiện đánh giá tác động môi trường theo quy chuẩn mới và duy trì minh bạch với cộng đồng thông qua việc công bố báo cáo đánh giá tác động môi trường và mời đại diện cộng đồng giám sát định kỳ.

Về hỗ trợ tài chính, sự phối hợp với chính quyền địa phương là then chốt thông qua các chính sách ưu đãi như giá thuê đất thấp trong 5 - 7 năm đầu, thuế môi trường ưu đãi trong giai đoạn khởi động và đơn giản hóa thủ tục hành chính. Với nguồn nguyên liệu dồi dào, chính sách EPR hỗ trợ và quy chuẩn pháp lý hoàn thiện, dự án nhiệt phân rác thải nhựa có tiềm năng thành công cao tại Việt Nam nếu được triển khai đúng cách và có sự phối hợp chặt chẽ giữa các bên liên quan.

4. Kết luận

Ô nhiễm rác thải nhựa đang đặt ra thách thức cấp bách về môi trường, đòi hỏi các giải pháp công nghệ hiệu quả và bền vững. Thông qua việc kết hợp khảo sát thực tiễn và đánh giá khoa học, nghiên cứu này đã đề xuất hướng đi phù hợp cho bài toán rác thải nhựa ở miền Nam Việt Nam. Trên cơ sở phân tích hiện trạng, nhóm tác giả khuyến nghị áp dụng công nghệ nhiệt phân để chuyển hóa nhựa khó tái chế thành nhiên liệu lỏng và khí, nhờ những ưu việt về kỹ thuật và kinh tế trong điều kiện Việt Nam. Các địa điểm tiềm năng được đề xuất để triển khai dự án thí điểm, tận dụng lợi thế vùng nguyên liệu và hạ tầng sẵn có, đồng thời dễ mở rộng nếu thành công. Kết quả nghiên cứu là cơ sở giúp các cơ quan quản lý và doanh nghiệp định hướng đầu tư vào công nghệ mới, góp phần giảm ô nhiễm nhựa và thúc đẩy kinh tế tuần hoàn trong ngành công nghiệp dầu khí cũng như trên phạm vi quốc gia. Trong giai đoạn tiếp theo, nhóm tác giả kiến nghị sớm triển khai dự án thí điểm quy mô 275 tấn/ngày tại một trong các địa điểm ở khu xử lý chất thải tập trung Tóc Tiên, TP. Hồ Chí Minh; khu Quang Trung, tỉnh Đồng Nai hoặc khu Nam Bình Dương, TP. Hồ Chí Minh, kết hợp chương trình giám sát - tối ưu hóa vận hành. Đồng thời, cần xây dựng cơ chế chính sách hỗ trợ ưu đãi tín dụng, mặt bằng... để dự án sớm trở thành hiện thực, mang lại lợi ích môi trường - kinh tế thiết thực.

Tài liệu tham khảo

- [1] World Bank, "Hướng tới một Lộ trình quốc gia về nhựa dùng một lần tại Việt Nam", 2022.
- [2] Trường Đại học Dầu khí Việt Nam, "Báo cáo tổng kết đề tài Nghiên cứu ứng dụng công nghệ xử lý chuyển hóa rác thải nhựa thành nhiên liệu lỏng và olefin hoặc khí tổng hợp", 2024.

- [3] WWF Việt Nam, “*Báo cáo chất thải nhựa bao bì từ thương mại điện tử tại Việt Nam 2023*”, 2023.
- [4] World Bank, “*Phân tích về ô nhiễm rác thải nhựa tại Việt Nam*”, 2022.
- [5] Khánh Chi, “Giải pháp quản lý rác thải nhựa, hướng đến phát triển bền vững”, *Tạp chí Tài chính*, 2024.
- [6] Phùng Chí Sỹ và Phùng Anh Đức, “Một số giải pháp thúc đẩy phát triển mô hình kinh tế tuần hoàn trong quản lý chất thải tại Việt Nam”, *Tạp chí Môi trường*, 2025.
- [7] Amcor, “Chemical recycling for flexible packaging in Europe”, 15/2/2023. [Online]. Available: <https://www.amcor.com/insights/educational-resources/chemical-recycling-flexible-plastic-packaging>.
- [8] Shafferina Dayana Anuar Sharuddin, Faisal Abnisa, Wan Mohd Ashri Wan Daud, and Mohamed Kheireddine Aroua, “A review on pyrolysis of plastic wastes”, *Energy Conversion and Management*, Volume 115, pp. 308 - 326, 2016. DOI: 10.1016/J.ENCONMAN.2016.02.037.
- [9] Beston Group, “Plastic pyrolysis plant”. [Online]. Available: <https://www.bestongroup.com/plastic-pyrolysis-plant/>.
- [10] Lizhuo Peng, Senlin Dong, Jie Yang, Junyuan Gou, Lan Shao, Liping Ma, Rui Nie, Junjie Shi, Yalei Du, Yongqing Liu, and Changye Han, “Industrial solid waste as oxygen carrier in chemical looping gasification technology: A review”, *Journal of the Energy Institute*, Volume 116, 2024. DOI: 10.1016/J.JOEI.2024.101694.
- [11] JGC Group, “Waste plastics chemical recycling by gasification”. [Online]. Available: https://www.jgc.com/en/media/pdf/catalog_02.pdf.
- [12] Tihomir Tomić, Iva Slatina, and Daniel R. Schneider, “Techno-economic review of pyrolysis and gasification plants for thermochemical recovery of plastic waste and economic viability assessment of small-scale implementation”, *Clean Technologies and Environmental Policy*, Volume 26, Issue 1, pp. 171 - 195, 2024, DOI: 10.1007/s10098-023-02648-3.
- [13] Doing Holdings, “Full continuous pyrolysis plant”. [Online]. Available: https://english.doinggroup.com/products/henan_doing/continuous_pyrolysis_plant/.

RESEARCH ON APPLICATION OF PYROLYSIS TECHNOLOGY TO CONVERT PLASTIC WASTE INTO LIQUID FUEL

Phan Minh Quoc Binh^{1,2}, Duong Chi Trung², Le Van Long², Mai Thi Quynh Chau²

¹Vietnam Petroleum Institute (VPI)

²Petrovietnam University (PVU)

Email: trungdc@pvu.edu.vn

Summary

Plastic waste pollution has become increasingly severe in Vietnam, particularly in the Southern region, which generates the country's largest amount of plastic waste. Although the rate of municipal waste collection is high, about 90% in each province, source separation is virtually not implemented. Valuable plastics are informally collected for recycling, while the remainder - comprising predominantly low-quality mixed plastics, accounting for 5 - 8% of waste by weight - ends up in landfills. The research analyzed the status of plastic waste in Vietnam, surveyed the waste plastic flow in southern provinces, and compared existing treatment technologies. Results show that mechanical recycling helps reuse materials but is limited by feedstock quality; meanwhile, pyrolysis and gasification can convert mixed plastics into liquid fuels, olefins, or synthesis gas, providing higher value.

Based on technical and economic criteria, pyrolysis technology was selected for the project due to its high feasibility, low operational risk, and scalability, making it suitable for Vietnam's current conditions. Regarding implementation sites, the research team proposed several centralized waste treatment zones in the Southeast region - areas characterized by abundant waste sources, existing infrastructure, and investment support policies - and discussed the challenges associated with project deployment.

Key words: Plastic waste, pyrolysis, gasification, plastic recycling, waste-to-fuel, Southeast region.

XU HƯỚNG CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG VÀ 3 MÔ HÌNH CHIẾN LƯỢC ĐIỂN HÌNH

Bài viết giới thiệu 3 mô hình chính trong chiến lược chuyển dịch năng lượng: (i) Đa dạng hóa danh mục đầu tư - tiêu biểu là Equinor, mở rộng sang năng lượng gió ngoài khơi và công nghệ thu hồi, lưu trữ carbon (CCS); (ii) Tập trung vào lĩnh vực cốt lõi - đại diện là Chevron, ưu tiên giảm phát thải trong hoạt động hiện có và đầu tư có chọn lọc vào công nghệ thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS), nhiên liệu tái tạo; (iii) Trụ cột năng lượng quốc gia - điển hình là Petronas, cân bằng giữa mục tiêu đảm bảo an ninh năng lượng và net zero thông qua phát triển các dự án LNG, CCS và hydrogen. Trên cơ sở đó, bài báo đề xuất các giải pháp về giảm phát thải, phát triển năng lượng tái tạo, hydrogen và CCUS, nhằm hỗ trợ quá trình chuyển dịch năng lượng bền vững.

Từ khóa: Chuyển dịch năng lượng, hydrogen, ammonia, thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS), năng lượng tái tạo.

1. Giới thiệu

Trong thập kỷ qua, chuyển dịch năng lượng trở thành xu thế tất yếu nhằm ứng phó biến đổi khí hậu, đảm bảo an ninh năng lượng và thực hiện mục tiêu phát thải ròng bằng "0" (net zero) vào giữa thế kỷ XXI. Điều này đặt ra thách thức lớn cho các tập đoàn năng lượng: vừa duy trì sứ mệnh cốt lõi là thăm dò, khai thác và thương mại hóa nhiên liệu hóa thạch, vừa phải thích ứng với yêu cầu giảm phát thải và đầu tư vào công nghệ năng lượng sạch.

Đến nay, hơn 140 quốc gia (chiếm 90% GDP toàn cầu) đã cam kết net zero vào giữa thế kỷ, song tiến độ vẫn chưa đạt kỳ vọng. Báo cáo của IRENA cho thấy, mặc dù COP28 kêu gọi tăng gấp 3 công suất năng lượng tái tạo và gấp 2 hiệu quả năng lượng vào năm 2030, song thế giới vẫn "lệch quỹ đạo" so với mục tiêu duy trì nhiệt độ toàn cầu tăng ở mức 1,5°C [1]. Thực tế, lượng phát thải khí nhà kính năm 2023 cao hơn 4,7% so với 2016, năm Thỏa thuận Paris chính thức có hiệu lực. Một số nghiên cứu cảnh báo mức tăng nhiệt độ toàn cầu đã tiệm cận ngưỡng 1,5°C [2].

Trong bối cảnh đó, nhu cầu năng lượng toàn cầu vẫn ở mức cao, đặc biệt là điện. Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), nhu cầu điện toàn cầu năm 2024 tăng 4,3% (1.080 TWh) - gần gấp đôi mức trung bình thập kỷ qua - do điện khí hóa giao thông, công nghiệp, cùng sự bùng nổ trung tâm dữ liệu và AI. Trong cơ cấu đáp ứng phần nhu cầu điện tăng thêm này, năng lượng tái tạo đóng góp khoảng 38%, tiếp theo là khí tự nhiên 28%, than 15%, dầu 11% và năng lượng hạt nhân 8%. Điều này cho thấy các nguồn nhiên liệu hóa thạch vẫn giữ vai trò nhất

định trong cơ cấu năng lượng dù năng lượng tái tạo tăng trưởng đáng kể [3].

Năm 2024, công suất năng lượng tái tạo toàn cầu tăng kỷ lục 585 GW (452 GW điện mặt trời, 113 GW điện gió), nâng tổng công suất lên 4.448 GW (chủ yếu từ điện mặt trời 1.865 GW, điện gió 1.133 GW và thủy điện 1.283 GW). Xét trên toàn hệ thống, năng lượng tái tạo đã chiếm tới 46,2% trong tổng công suất điện toàn cầu 9,6 TW. Tuy nhiên, để đạt mục tiêu 11.000 GW vào 2030, tốc độ tăng trưởng phải đạt ít nhất 16,6%/năm, cao hơn mức 15,1% hiện tại [4] - dù đã cao hơn đáng kể so với tốc độ 10,4% trong giai đoạn 2018 - 2023 [5]. Điều này cho thấy sự chuyển dịch rõ rệt khỏi nhiên liệu hóa thạch nhưng vẫn đòi hỏi mức độ tăng trưởng cao hơn nữa để bắt kịp các mục tiêu về khí hậu.

Theo BloombergNEF, đầu tư toàn cầu vào chuyển dịch năng lượng năm 2024 đạt 2,1 nghìn tỷ USD, tăng 11% so với 2023. Trong đó, giao thông điện chiếm 757 tỷ USD, năng lượng tái tạo 728 tỷ USD, và lưới điện 390 tỷ USD [6]. Tuy nhiên, một số doanh nghiệp đã thu hẹp hoặc thoái vốn khỏi các dự án năng lượng tái tạo có biên lợi nhuận thấp, để chuyển hướng vào những công nghệ được coi là chiến lược dài hạn như hydrogen và CCUS. Dù vốn cam kết cho các công nghệ này dự kiến tăng mạnh với đầu tư vào điện phân hydrogen có thể tăng gấp đôi lên khoảng 5 tỷ USD và đầu tư vào CCUS có thể tăng gấp 10 lần nếu các dự án được phê duyệt song rủi ro vẫn rất lớn, vì gần như các dự án chủ yếu mới chỉ dừng ở giai đoạn công bố và chưa có quyết định đầu tư cuối cùng (FID). Chỉ khoảng 7% dự án hydrogen toàn cầu đạt FID, cho thấy vẫn còn nhiều thách thức về chính sách, chi phí sản xuất và thị trường tiêu thụ [7].

Mặc dù năng lượng tái tạo đang mở rộng nhanh chóng để đáp ứng nhu cầu điện tăng thêm, nhiên liệu hóa thạch hiện vẫn chiếm tới 80% nhu cầu năng lượng sơ cấp toàn cầu - mức gần như không đổi so với năm 1997, thời điểm diễn ra hội nghị khí hậu toàn cầu đầu tiên. Điều này cho thấy, dù năng lượng tái tạo tăng trưởng nhanh, sự gia tăng mạnh mẽ của tổng nhu cầu năng lượng đã khiến tỷ trọng nhiên liệu hóa thạch trong cơ cấu năng lượng sơ cấp gần như không thay đổi. Với sản lượng 170 triệu thùng dầu quy đổi/ngày với chi phí tương đối thấp, dầu khí là nguồn cung năng lượng không dễ dàng thay thế. Theo kịch bản tiến gần mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 của IEA, tỷ trọng nhiên liệu hóa thạch dự kiến giảm còn khoảng 25% nhu cầu năng lượng sơ cấp, trong đó dầu và khí vẫn chiếm tỷ lệ lớn, trong khi than dần bị loại bỏ khỏi hệ thống năng lượng [8].

Sự quan ngại về an ninh nguồn cung và chi phí cũng như tốc độ chuyển dịch năng lượng vẫn chưa đủ nhanh buộc các tập đoàn phải tiếp tục đầu tư mạnh vào hoạt động cốt lõi. Đặc biệt, khí tự nhiên và LNG được coi là giải pháp chuyển đổi trung hạn với nhu cầu dự báo tăng trong giai đoạn 2023 - 2030. Trong năm 2024, đầu tư thượng nguồn phục hồi, lần đầu tiên vượt 600 tỷ USD, phản ánh nhu cầu đảm bảo an ninh năng lượng trong bối cảnh địa chính trị bất ổn [9].

Hiện nay, các tập đoàn năng lượng đang cố gắng cân bằng giữa hoạt động cốt lõi (thăm dò, khai thác nhiên liệu hóa thạch) và cam kết chuyển dịch năng lượng. Tuy nhiên, tiến độ chuyển dịch năng lượng vẫn đối mặt nhiều thách thức: chính sách quốc gia thiếu nhất quán, chi phí đầu tư cao, lợi nhuận thấp trong lĩnh vực năng lượng tái tạo. Bên cạnh đó, các công nghệ mới chưa được kiểm chứng ở quy mô lớn tiếp tục là rào cản cho quá trình chuyển dịch năng lượng bền vững.

2. Mô hình chiến lược chuyển dịch năng lượng [2]

Để thích ứng với xu thế chuyển dịch năng lượng, các doanh nghiệp đã tích hợp mục tiêu giảm phát thải carbon vào chiến lược phát triển dài hạn. Các doanh nghiệp không chỉ duy trì cam kết công khai về giảm phát thải trong hoạt động hiện tại mà còn đầu tư vào công nghệ hạ nguồn nhằm sản xuất sản phẩm carbon thấp trong tương lai.

Theo CMS [2], các doanh nghiệp đang theo đuổi 3 cách tiếp cận chiến lược khác nhau, phản ánh hướng phát triển và ưu tiên riêng biệt. Cụ thể:

- Đa dạng hóa danh mục đầu tư (Diverse portfolio): Các doanh nghiệp theo chiến lược này mở rộng đầu tư vào lĩnh vực năng lượng tái tạo và giải pháp chuyển dịch năng lượng, danh mục kinh doanh đa dạng để vừa giảm rủi ro vừa tận dụng cơ hội từ nhiều loại năng lượng mới.
- Tập trung vào lĩnh vực cốt lõi (Core focus): Sử dụng năng lượng tái tạo chủ yếu cho hoạt động nội bộ, trong khi ưu tiên vốn cho hoạt động hiện tại và các giải pháp carbon thấp cho khách hàng. Các doanh nghiệp đi theo hướng này không có tham vọng trở thành nhà cung cấp điện tái tạo quy mô lớn. Đầu tư vào năng lượng tái tạo chủ yếu nhằm hỗ trợ vận hành, đồng thời do ảnh hưởng lớn từ cổ đông, cần đưa ra thông điệp khí hậu rõ ràng và thể hiện tính chủ động trong giảm phát thải. Thay vào đó, các doanh nghiệp này tập trung vào lĩnh vực cốt lõi gắn liền với thế mạnh (như hydrogen, CCUS, nhiên liệu carbon thấp) nhằm phục vụ khách hàng và đảm bảo khả năng tồn tại trong quá trình chuyển dịch năng lượng... Với hạ tầng quy mô lớn, chuyên môn kỹ thuật trong xử lý và vận chuyển khí, cùng mạng lưới khách hàng công nghiệp rộng khắp, các doanh nghiệp dầu khí có lợi thế rõ rệt khi mở rộng sang hydrogen và CCUS.

Bảng 1. Chiến lược chuyển dịch năng lượng của Equinor, Chevron và Petronas theo từng lĩnh vực đầu tư [2]

Doanh nghiệp	Khử carbon và giảm phát thải carbon				Hydrogen	Giải pháp năng lượng carbon thấp		Sản xuất điện từ năng lượng tái tạo	
	Các giải pháp dựa vào thiên nhiên	Công nghệ thu giữ và lưu trữ CO ₂ (CCS)	Công nghệ thu giữ CO ₂ trực tiếp từ không khí	Mua tín chỉ carbon từ bên thứ ba		Nhiên liệu tái tạo	Trạm sạc cho xe điện	Vận hành nội bộ các cơ sở dầu khí	Bán ra thị trường hoặc cung cấp cho bên ngoài
Chiến lược đa dạng hóa danh mục đầu tư Equinor	•	•		•	•	•		•	•
Chiến lược tập trung vào lĩnh vực cốt lõi Chevron	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Chiến lược trụ cột năng lượng quốc gia Petronas	•	•		•	•	•	•	•	•

+ Trụ cột năng lượng quốc gia (National champions): Đây là các doanh nghiệp năng lượng đóng vai trò trụ cột trong tăng trưởng kinh tế và thực hiện cam kết khí hậu của đất nước. Chiến lược và mức độ tham gia chuyển dịch năng lượng của các doanh nghiệp này phản ánh trực tiếp định hướng chính sách và lộ trình net zero của quốc gia.

CMS đã phân tích chiến lược chuyển dịch năng lượng của 16 tập đoàn năng lượng, chia thành 3 mô hình điển hình: (i) Chiến lược đa dạng hóa danh mục đầu tư (ví dụ Equinor, BP, Eni, Repsol, Shell, TotalEnergies); (ii) Chiến lược tập trung vào lĩnh vực cốt lõi (ví dụ Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Harbour Energy); (iii) Chiến lược trụ cột năng lượng quốc gia (ví dụ Petronas, ADNOC, Aramco, PEMEX, PETROBRAS).

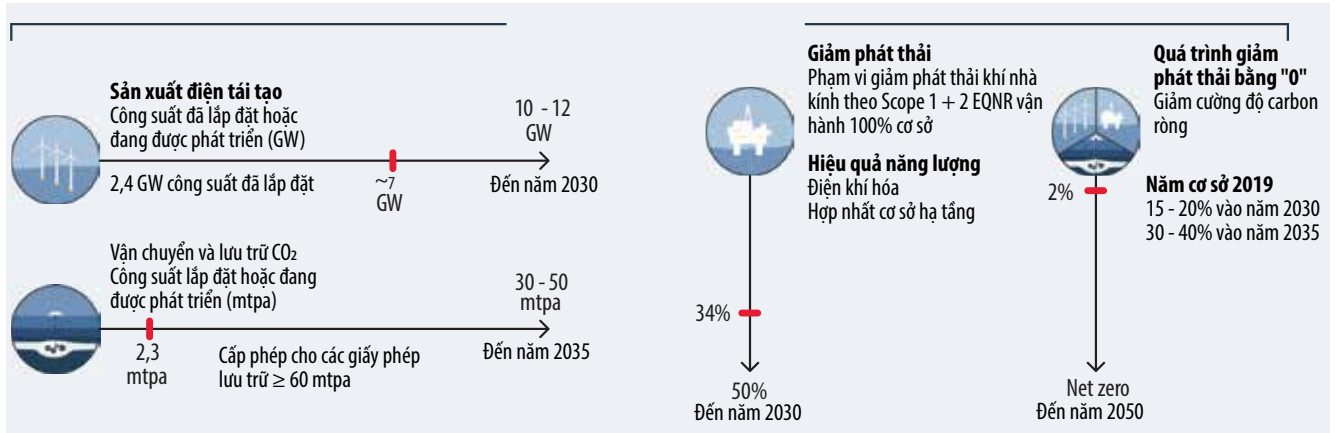
2.1. Equinor

Theo kế hoạch chuyển dịch năng lượng năm 2025 [10], để hiện thực hóa mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050, Equinor xây dựng chiến lược dựa trên 3 trụ cột: (i) tối ưu hóa danh mục đầu tư, (ii) tăng trưởng giá trị cao trong năng lượng tái tạo, và (iii) phát triển các giải pháp carbon thấp. Chiến lược này không chỉ hướng tới giảm phát thải mà còn đảm bảo tạo giá trị dài hạn và khả năng chống chịu trước biến động chính trị, thị trường và chuỗi cung ứng. Equinor đặt mục tiêu duy trì danh mục đầu tư có thể mang lại giá trị ngắn hạn lẫn tăng trưởng dài hạn, đồng thời tạo ra sự linh hoạt để thích ứng với những thay đổi trong tương lai. Để hỗ trợ mục tiêu này, Equinor sử dụng các giải pháp như áp dụng cơ chế định giá carbon nội bộ (áp dụng mức giá 56 USD cho mỗi tấn CO₂ đối với tất cả tài sản và dự án, để xuất mức chi phí CO₂ đã điều chỉnh theo lạm phát từ 92 - 118 USD/tấn CO₂ sau năm 2030) và đánh giá rủi ro trong quá trình chuyển dịch năng lượng theo các kịch bản trong Báo cáo Triển vọng kinh tế

thế giới (WEO/IEA). Doanh nghiệp này cũng áp dụng chỉ số cường độ carbon ròng để đo lường tiến độ, bao gồm cả phát thải từ sản phẩm năng lượng bán ra (Scope 3). Ngoài ra, Equinor cũng đầu tư vào các công nghệ và chuỗi giá trị mới như lưu trữ CO₂, hydrogen, ammonia và khoáng sản thiết yếu (như lithium), đồng thời hợp tác chặt chẽ với các đối tác, khách hàng và chính phủ để thúc đẩy chuyển dịch năng lượng bền vững và có trách nhiệm.

- Tối ưu hóa danh mục đầu tư

Equinor xây dựng danh mục đầu tư khí cạnh tranh cao về chi phí và hiệu quả phát thải khí nhà kính, nhằm đảm bảo khả năng chống chịu trước biến động thị trường, giá carbon và xu hướng giảm nhu cầu trong tương lai. Trong năm 2024, 67% sản lượng khai thác theo tỷ lệ sở hữu của Equinor đến từ Na Uy, còn lại 33% từ các quốc gia khác với cơ cấu 52% dầu - 48% khí; và từ trữ lượng hiện tại, dự báo tỷ trọng khí sẽ tăng nhẹ trong những năm tới. Tại các dự án thuộc thềm lục địa Na Uy, Equinor đã giảm 19% lượng phát thải và tăng 17% sản lượng khai thác kể từ năm 2015. Các nguồn tài nguyên mới sẽ được khai thác thông qua các cơ sở đã điện khí hóa, giúp tránh chi phí thuế carbon quốc gia và hệ thống giao dịch phát thải của EU (ETS), từ đó giảm chi phí vận hành và tăng tính cạnh tranh. Từ năm 2018 đến nay, Equinor đã dừng hoạt động tại hơn 20 quốc gia để tập trung vào các thị trường trọng điểm như Vương quốc Anh, Mỹ và Brazil, qua đó nâng cao chất lượng danh mục đầu tư và giảm cường độ phát thải. Các dự án mới như Bacalhau, Raia, Rosebank, Sparta, Johan Castberg và Yggdrasil đều có thời gian hoàn vốn trung bình khoảng 2,5 năm, chi phí hòa vốn < 40 USD/thùng và cường độ CO₂ < 6 kg/thùng dầu quy đổi. Equinor đang dẫn đầu ngành năng lượng về hiệu quả carbon, với cường độ CO₂ thấp hơn 1/2 so với mức trung bình của ngành, cường độ methane và flaring gần bằng "0". Doanh nghiệp này cũng



Hình 1. Mục tiêu chiến lược chuyển dịch năng lượng của Equinor [10].

đang triển khai gần 100 sáng kiến giảm phát thải, trong đó điện khí hóa các cơ sở ngoài khơi - tận dụng lưới điện tái tạo của Na Uy - là biện pháp hiệu quả nhất, vừa giảm phát thải toàn cầu vừa giảm chi phí vận hành.

- Tăng trưởng trong lĩnh vực năng lượng tái tạo

Equinor đang xây dựng danh mục đầu tư năng lượng tái tạo đa dạng và có giá trị cao, tập trung vào các thị trường trọng điểm như Vương quốc Anh, Mỹ, Ba Lan, Brazil và Đan Mạch. Equinor đặt mục tiêu đạt 10 - 12 GW công suất tái tạo vào năm 2030. Danh mục đầu tư của Equinor trong lĩnh vực năng lượng tái tạo gồm:

+ Điện gió ngoài khơi: Dogger Bank (Vương quốc Anh, 3,6 GW), Empire Wind 1 (Mỹ, 3,6 GW), Bałtyk II & III (Ba Lan, 0,8 GW).

+ Điện gió trên bờ, điện mặt trời, lưu trữ năng lượng tại Brazil, Ba Lan, Đan Mạch, Mỹ và Vương quốc Anh: Tổng công suất điện đã lắp đặt là 2,4 GW và khoảng 4,5 GW công suất đang được phát triển.

+ Đầu tư chiến lược vào các công ty năng lượng tái tạo: Mua cổ phần của Ørsted (một trong những công ty dẫn đầu về năng lượng gió ngoài khơi) và Scatec (công ty chuyên phát triển năng lượng mặt trời tại các thị trường mới nổi) và mua lại 100% cổ phần như Wento (công ty phát triển năng lượng mặt trời Ba Lan), BeGreen (công ty chuyên phát triển năng lượng mặt trời tại Đan Mạch) và East Point Energy (công ty phát triển các dự án lưu trữ năng lượng bằng pin tại Mỹ).

+ Lợi nhuận kỳ vọng: >10% từ danh mục các dự án năng lượng tái tạo và giải pháp carbon thấp.

Equinor điều chỉnh chiến lược tăng trưởng theo thực tế thị trường, ưu tiên các dự án có khả năng sinh lời cao và giảm rủi ro bằng cách hợp tác chiến lược, tài trợ dự án và giao dịch thông qua công ty con chuyên về mua bán điện và khí đốt Danske Commodities. Doanh nghiệp này cũng phát triển danh mục nguồn điện linh hoạt từ nhiệt điện khí (gas-fired) có thể tích hợp CCS hoặc hydrogen nhằm cung cấp điện ổn định trong bối cảnh tỷ trọng các nguồn năng lượng tái tạo có tính gián đoạn như gió, mặt trời ngày càng tăng. Bên cạnh đó, doanh nghiệp này đang xây dựng danh mục lưu trữ điện với công suất khoảng 100 MW đã vận hành và hơn 2.000 MW đang phát triển tại Vương quốc Anh, Mỹ và Ba Lan.

- Giải pháp carbon thấp và khoáng sản thiết yếu

Equinor là đơn vị tiên phong trong công nghệ CCS/CCUS:

+ Northern Lights: Đây là cơ sở lưu trữ CO₂ thương mại đầu tiên trên thế giới, công suất 1,5 triệu tấn/năm từ 2025, nằm trong dự án Longship của chính phủ Na Uy. Tính đến năm 2024, Equinor đã lưu trữ an toàn gần 20 triệu tấn CO₂ tại Sleipner và 8 triệu tấn tại Snøhvit.

+ Net zero Teesside Power: Đây là nhà máy điện khí đầu tiên tích hợp công nghệ CCS, dự kiến vận hành từ 2028, có thể lưu trữ tới 4 triệu tấn CO₂/năm, mở rộng lên 23 triệu tấn vào năm 2035.

+ Mục tiêu lưu trữ CO₂: 30 - 50 triệu tấn/năm vào năm 2035, thông qua các dự án như Northern Endurance Partnership (Vương quốc Anh), Bayou Bend (Mỹ), CO₂ Highway Europe và các giấy phép lưu trữ tại Na Uy và Đan Mạch.

Các dự án CCS này được thiết kế để lưu trữ CO₂ vĩnh viễn trong các tầng địa chất sâu dưới biển, không phục vụ mục đích tăng cường thu hồi dầu, qua đó khẳng định định hướng giảm phát thải bền vững.

Về hydrogen và ammonia, Equinor đang phát triển các dự án quy mô lớn tại Anh (H2H Saltend, Aldbrough), Đức (H2GE Rostock), Bỉ (H2BE Ghent), Hà Lan (H2M Eemshaven) và Mỹ (Gulf Coast Ammonia). Các dự án này cung cấp hydrogen và ammonia có cường độ carbon rất thấp, phục vụ các ngành khó giảm phát thải như: luyện kim, hóa chất và vận tải đường dài.

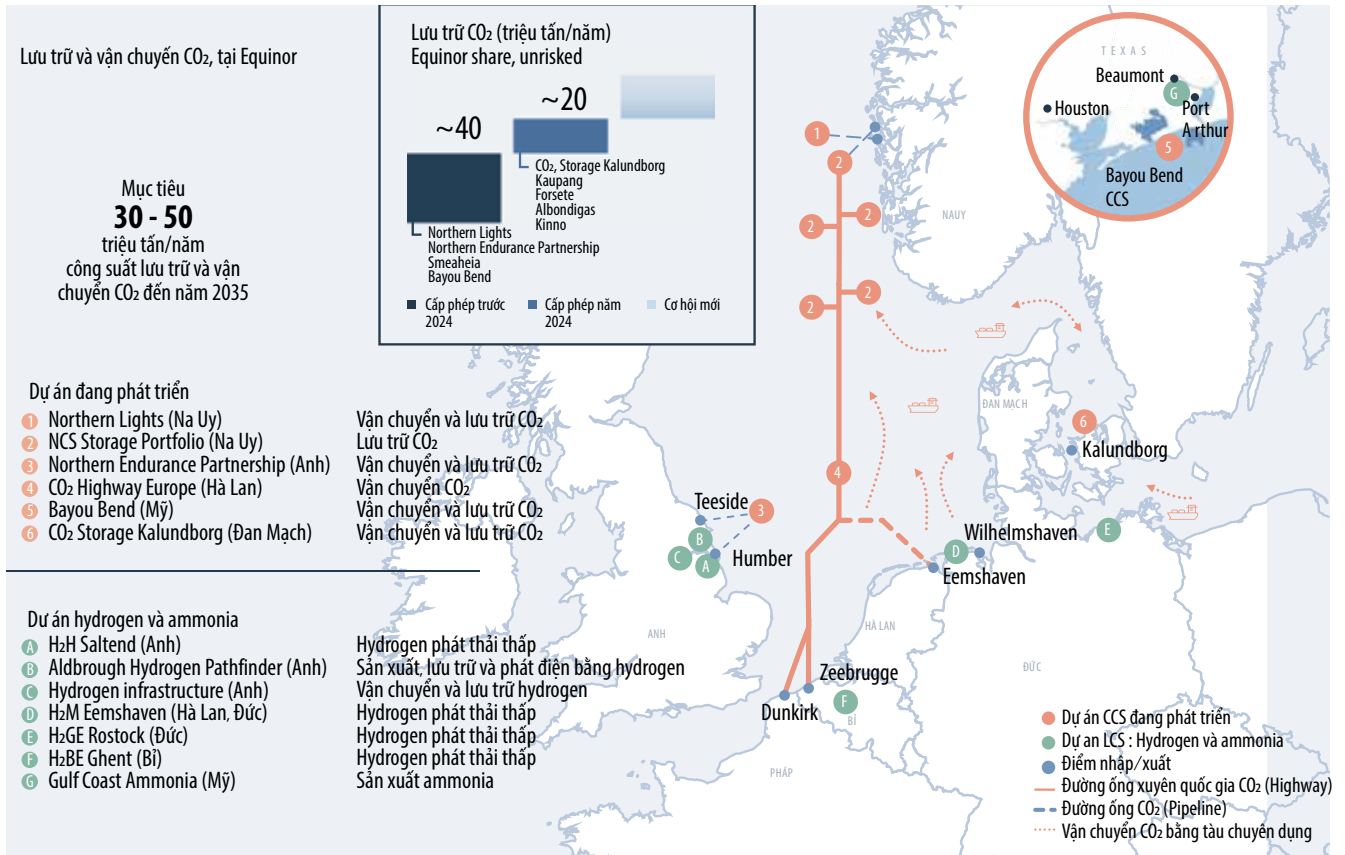
Ngoài ra, Equinor đầu tư vào khai thác lithium thông qua công nghệ chiết xuất trực tiếp (DLE) tại Mỹ và Pháp. Năm 2024, doanh nghiệp thành lập liên doanh Smackover Lithium với Standard Lithium tại Mỹ, trong đó dự án South West Arkansas nhận được khoản tài trợ 225 triệu USD từ Bộ Năng lượng Mỹ. Tại Pháp, Equinor Ventures đầu tư vào Lithium de France, đơn vị phát triển các dự án DLE và địa nhiệt.

- Hợp tác ngành và chính sách

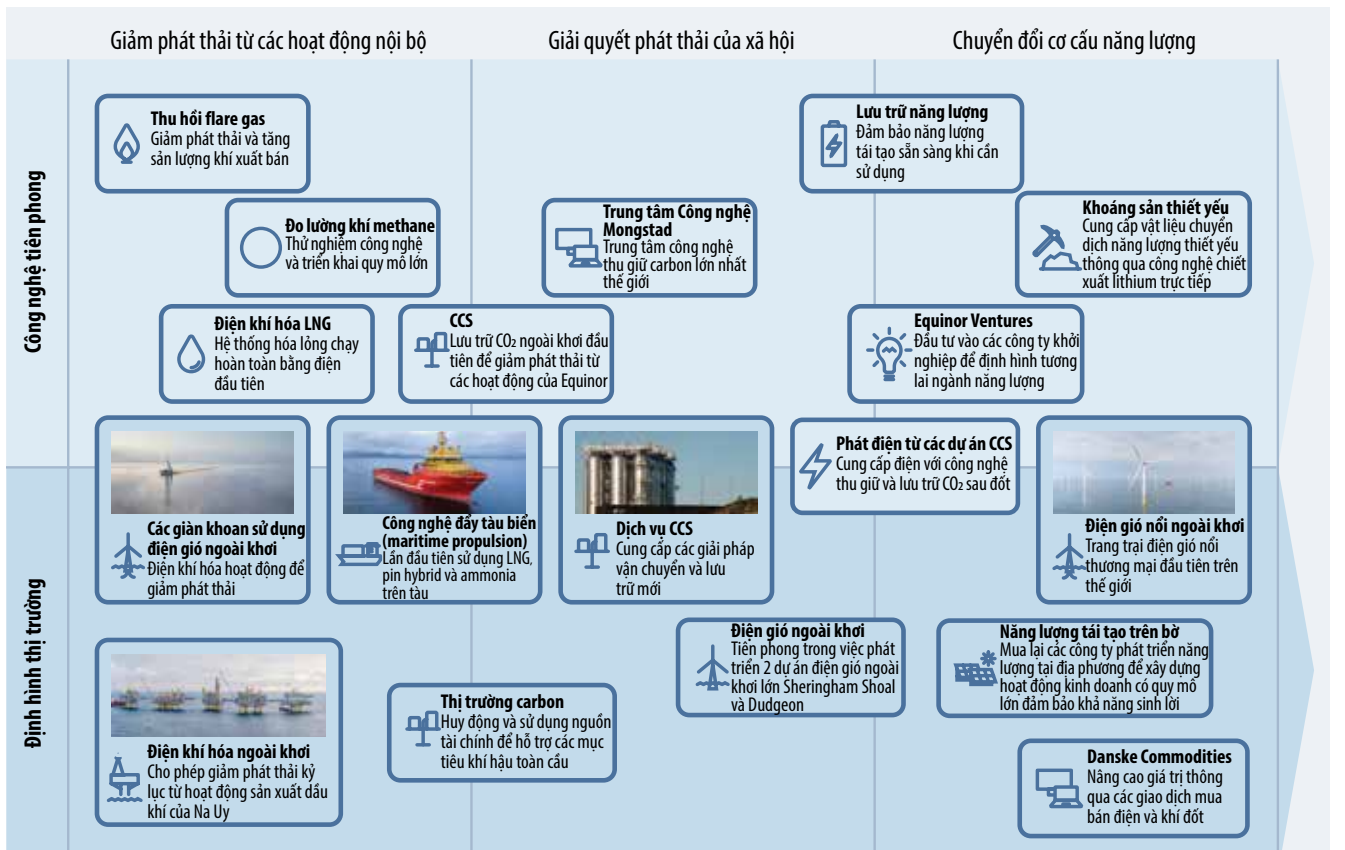
Equinor tham gia nhiều sáng kiến toàn cầu:

+ Oil and Gas Decarbonisation Charter (COP28): Đây là sáng kiến ngành quy mô lớn với hơn 50 doanh nghiệp dầu khí quốc gia và quốc tế, chiếm hơn 40% sản lượng toàn cầu, cam kết giảm phát thải vận hành về mức ròng bằng "0" vào năm 2050.

+ Global Flaring and Methane Reduction Fund (World Bank): Quỹ hỗ trợ các quốc gia đang phát triển giảm phát thải methane và khí đốt thừa, với mục tiêu huy động hàng tỷ USD từ khu vực tư nhân.



Hình 2. Bản đồ các dự án vận chuyển, lưu trữ carbon, hydrogen và ammonia của Equinor [10].



Hình 3. Các công nghệ và thị trường Equinor dẫn đầu [10].

+ OGCI Satellite Monitoring và Methane Partnership 2.0: Equinor là thành viên sáng lập, tham gia giám sát phát thải methane qua vệ tinh và đạt chuẩn cao nhất (Gold Standard) về báo cáo methane hằng năm (theo chương trình của UNEP).

Equinor yêu cầu các nhà cung cấp đặt mục tiêu phát thải ròng bằng "0", công bố dữ liệu Scope 1+2 và ước tính Scope 3, đồng thời tham gia chương trình CDP Supply Chain. Tính đến cuối năm 2024, gần 80% nhà cung cấp của Equinor (chiếm khoảng 2/3 chi tiêu của Equinor) đã phản hồi yêu cầu báo cáo khí nhà kính, cho thấy mức độ cam kết cao từ chuỗi cung ứng của Equinor.

Trong lĩnh vực hàng hải, Equinor đã giảm 35% phát thải tại Na Uy và 15% toàn cầu trong giai đoạn 2008 - 2023 thông qua sử dụng nhiên liệu thay thế như LNG, LPG, ammonia và hệ thống hybrid điện. Doanh nghiệp này hiện có khoảng 200 tàu hoạt động, với 2.500 chuyến vận chuyển mỗi năm.

Về chính sách, Equinor đề xuất:

- + Định giá carbon minh bạch thông qua thuế carbon hoặc hệ thống giao dịch phát thải.
- + Xây dựng khung pháp lý ổn định cho CCS và năng lượng tái tạo, bao gồm cấp phép và quy định tài chính.
- + Tăng cường tiếp cận điện để hỗ trợ điện khí hóa các cơ sở ngoài khơi tại Na Uy.

Equinor đã thực hiện thoái vốn khỏi các tài sản phát thải cao nhằm tối ưu danh mục và giảm rủi ro carbon trong bối cảnh áp lực net zero ngày càng lớn. Năm 2024, công ty đã bán toàn bộ cổ phần tại Azerbaijan và Nigeria với tổng giá trị khoảng 2 tỷ USD, bao gồm 20,21% tại mỏ Agbami (Nigeria), 7,27% tại mỏ Azeri-Chirag-Gunashli, 8,71% đường ống dẫn dầu Baku - Tbilisi - Ceyhan (BTC) và 50% dự án Karabagh (Azerbaijan) [11]. Các tài sản này có chi phí khai thác cao, cường độ phát thải lớn và nằm ngoài khu vực chiến lược. Mục tiêu của Equinor là tập trung vào thị trường cốt lõi (Na Uy, Vương quốc Anh, Mỹ, Brazil), đồng thời tái phân bổ vốn cho các dự án carbon thấp như CCS (Northern Lights), hydrogen và gió ngoài khơi.

2.2. Chevron

Nhận định dầu khí vẫn sẽ đóng vai trò quan trọng trong hệ thống năng lượng toàn cầu, ngay cả trong các kịch bản chuyển dịch năng lượng, Chevron đã thực hiện chiến lược "Tập trung vào lĩnh vực cốt lõi", đầu tư vào năng lượng mới và công nghệ carbon thấp [12].

Lộ trình chuyển dịch năng lượng hiệu quả của Chevron dựa trên 4 nguyên tắc: (i) giảm phát thải khí nhà kính, đòi hỏi sự tham gia và hành động của tất cả các quốc gia; (ii) chính sách năng lượng cần được thiết kế thận trọng nhằm đảm bảo cân bằng các mục tiêu dài hạn về kinh tế, bảo vệ môi trường và an ninh năng lượng; (iii) duy trì nghiên cứu, đổi mới và ứng dụng công nghệ để thúc đẩy quá trình chuyển đổi sang năng lượng carbon thấp; (iv) minh bạch về chi phí, rủi ro [13].

Chevron cho rằng cơ chế thị trường hợp lý là phương thức hiệu quả nhất để giảm phát thải, đồng thời vẫn bảo đảm độ tin cậy của hệ thống năng lượng và tăng trưởng kinh tế. Tập đoàn cam kết hợp tác tích cực với các chính phủ để thúc đẩy chính sách năng lượng hợp lý, như đã thực hiện tại nhiều quốc gia và vùng lãnh thổ.

Cuối năm 2024, Chevron đã bán toàn bộ tài sản dầu khí tại Alberta (Canada), bao gồm các mỏ dầu cát - loại tài sản nổi tiếng phát thải lớn - với giá trị 6,5 tỷ USD. Đây là một phần trong kế hoạch thoái vốn 10 - 15 tỷ USD đến năm 2028 [14], nhằm giải phóng nguồn lực cho các lĩnh vực ưu tiên như CCUS, nhiên liệu tái tạo và hydrogen. Chevron thoái vốn chủ yếu để giảm tỷ trọng tài sản có cường độ carbon cao và duy trì kỷ luật vốn trong quá trình chuyển dịch năng lượng. Chevron hướng tới mục tiêu duy trì danh mục đầu tư khí chi phí thấp (bể Permian, vịnh Mexico) và tăng đầu tư vào công nghệ carbon thấp để đáp ứng yêu cầu giảm phát thải.

Chevron đã xác lập chiến lược chuyển dịch năng lượng rõ ràng hướng tới năng lượng carbon thấp, dựa trên 2 trụ cột.

- Giảm cường độ carbon trong hoạt động hiện tại: Mục tiêu đến năm 2028 là giảm cường độ phát thải khí nhà kính trên toàn chuỗi giá trị (Scope 1, 2 và 3) xuống 71 gCO₂đ/mJ. Cụ thể, đối với dầu thô là 24 kgCO₂đ/thùng dầu quy đổi, khí tự nhiên 24 kgCO₂đ/thùng dầu quy đổi và hoạt động chế biến 36 kgCO₂đ/thùng dầu quy đổi. Để đạt được các mục tiêu này, Chevron triển khai các biện pháp kỹ thuật và quản lý gồm: tối ưu hóa vận hành và tái cấu trúc danh mục tài sản để ưu tiên các nguồn năng lượng có cường độ carbon thấp; áp dụng phương pháp phân tích chi phí giảm phát thải biên (marginal abatement cost curve - MACC) nhằm lựa chọn các giải pháp giảm phát thải hiệu quả nhất về chi phí; và thiết kế các cơ sở mới không phát thải methane định kỳ, đặc biệt tại các khu vực như bể Permian (Mỹ) và Angola.

- Đầu tư vào năng lượng mới và công nghệ carbon thấp: Chevron cam kết đầu tư 8 tỷ USD trong giai đoạn

2021 - 2028 vào các dự án năng lượng carbon thấp, trong đó 2 tỷ USD cho các sáng kiến giảm phát thải khí nhà kính.

Chiến lược đầu tư này tập trung vào 3 lĩnh vực trọng tâm:

Công nghệ thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) nhằm giảm phát thải từ các ngành công nghiệp khó chuyển đổi như xi măng, thép và hóa chất. Các dự án tiêu biểu bao gồm Bayou Bend CCS Project (liên doanh với Talos Energy và Equinor, diện tích 140.000 mẫu địa chất tại Texas), và Kern River Carbon Capture Project (hợp tác với Svante và Bộ Năng lượng Mỹ) nhằm thử nghiệm công nghệ thu giữ CO₂ sau đốt tại nhà máy điện ở California.

Quản lý khí methane thông qua áp dụng các công nghệ kiểm soát quy trình và hệ thống giám sát tiên tiến nhằm ngăn chặn methane rò rỉ ra môi trường. Tập đoàn này đã thiết kế các cơ sở khai thác mới không phát thải methane định kỳ và triển khai chương trình "Find and Fix" tại nhiều quốc gia. Với mục tiêu giảm cường độ methane xuống 2 kg CO₂đđ/thùng dầu quy đổi vào năm 2028, Chevron tham gia các sáng kiến toàn ngành như The Environmental Partnership và Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), thử nghiệm các công nghệ phát hiện methane (GHGSat, SeekOps, Project Astra) và triển khai chương trình "Find and Fix" tại nhiều quốc gia.

Phát triển nhiên liệu tái tạo và hydrogen với các dự án tiêu biểu: Geismar Renewable Diesel dự kiến hoàn thành năm 2024, tăng 30% công suất sản xuất nhiên liệu tái tạo; liên doanh Brightmark RNG Holdings LLC và CalBioGas LLC sản xuất khí sinh học từ chất thải chăn nuôi (Mỹ); Bunge Chevron Ag Renewables LLC cung ứng nhiên liệu sinh học từ nông trại đến trạm nhiên liệu, với mục tiêu tăng gấp đôi công suất chế biến lên 7.000 tấn/ngày vào cuối năm 2024; Beyond6 LLC phát triển 55 trạm nén khí tự nhiên (CNG) trên toàn quốc để phân phối khí sinh học (RNG), và sáng kiến Airports of Tomorrow thúc đẩy nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) và hydrogen trong ngành hàng không toàn cầu.

Bên cạnh đó, Chevron đang triển khai các công nghệ hỗ trợ quá trình chuyển dịch sang hệ thống năng lượng carbon thấp hơn. Các giải pháp bao gồm:

- Thiết kế cơ sở hạ tầng không phát thải methane định kỳ, đặc biệt tại các cơ sở thượng nguồn mới, giúp kiểm soát khí nhà kính ngay từ khâu vận hành.
- Phát triển nhiên liệu sinh học tương thích với hạ tầng hiện có, cho phép sử dụng ngay trong hệ thống phân phối và thiết bị hiện hành, từ đó giảm chi phí chuyển đổi và tăng tốc độ triển khai.

- Thúc đẩy thị trường carbon tự nguyện, đặc biệt tại California, thông qua các dự án khí sinh học có cường độ carbon âm theo tiêu chuẩn Low Carbon Fuel Standard.

Chevron đặt mục tiêu đến năm 2030 công suất sản xuất nhiên liệu tái tạo sẽ đạt 100.000 thùng/ngày; công suất sản xuất hydrogen carbon thấp đạt 150 triệu tấn/năm.

Về dài hạn, Chevron định hướng đến năm 2050 sẽ đạt mục tiêu trung hòa carbon từ hoạt động thượng nguồn (Scope 1 và 2), phù hợp với các kịch bản khí hậu của IPCC và mục tiêu của Thỏa thuận Paris. Việc đạt được các mục tiêu này phụ thuộc vào nhiều yếu tố ngoài tầm kiểm soát gồm: Biến động thị trường năng lượng; chính sách và quy định pháp lý; rủi ro tài chính; khả năng thương mại hóa công nghệ mới.

2.3. Petronas

Petronas là 1 trong 6 doanh nghiệp được phân loại là "National Champions" trong báo cáo CMS 2025, phản ánh vai trò của doanh nghiệp trong việc thực hiện các cam kết khí hậu quốc gia. Là doanh nghiệp nhà nước, Petronas không chỉ chịu trách nhiệm về lợi nhuận mà còn phải đảm bảo an ninh năng lượng và hỗ trợ các mục tiêu phát triển bền vững của Malaysia. Petronas đã công bố các mục tiêu: Giảm phát thải khí nhà kính; giảm cường độ carbon; giảm phát thải methane; đạt mức phát thải ròng bằng "0" trong hoạt động nội bộ vào năm 2050 (phát thải Phạm vi 1 + 2) [2].

Việc công bố các mục tiêu này cho thấy Petronas đang tích cực tham gia vào xu hướng toàn cầu hướng tới net zero, đồng thời duy trì tính minh bạch trong báo cáo ESG.

Petronas nhận định thế giới đang bước vào giai đoạn chuyển dịch năng lượng mạnh mẽ. Nhu cầu năng lượng toàn cầu vẫn tăng, đặc biệt tại các thị trường mới nổi, trong khi áp lực giảm phát thải khí nhà kính ngày càng lớn. Các yếu tố địa chính trị, biến động giá cả và thay đổi chính sách quốc gia càng làm quá trình này phức tạp hơn.

Trong bối cảnh đó, Petronas xác định rằng một chiến lược chuyển dịch năng lượng có trách nhiệm và tiến bộ là cần thiết để đảm bảo sự phát triển dài hạn của Malaysia và duy trì vị thế cạnh tranh toàn cầu. Cụ thể, Petronas đã triển khai chiến lược chuyển dịch toàn diện nhằm cân bằng 3 yếu tố cốt lõi: an ninh năng lượng, khả năng chi trả và tính bền vững. Chiến lược này được xây dựng trên 3 trụ cột: (i) duy trì giá trị từ hoạt động cốt lõi với phát thải thấp hơn; (ii) mở rộng các giải pháp năng lượng sạch thông qua các lĩnh vực kinh doanh mới và (iii) thúc đẩy lộ trình phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 [15].

Với mục tiêu “Nhiều năng lượng hơn, ít phát thải hơn”, Petronas tiếp tục giữ vai trò chủ đạo trong ngành công nghiệp dầu khí của Malaysia, đảm bảo cung cấp năng lượng ổn định cho thị trường trong khi giảm thiểu tác động môi trường. Các biện pháp chính gồm: Dừng việc đốt và xả khí thường xuyên; tối ưu hóa hiệu suất năng lượng thông qua cải tiến quy trình, thiết bị và ứng dụng công nghệ số; điện khí hóa hoạt động sản xuất, sử dụng năng lượng tái tạo khi khả thi; triển khai CCS tại các tài sản chiến lược.

Mục tiêu của Petronas là duy trì dòng tiền ổn định, đảm bảo lợi nhuận cho cổ đông, đồng thời giảm phát thải khí nhà kính trong ngắn và trung hạn.

Để nắm bắt cơ hội tăng trưởng mới, Petronas mở rộng sang các lĩnh vực kinh doanh mới, đa dạng hóa danh mục đầu tư là năng lượng sạch và công nghệ mới. Các lĩnh vực trọng tâm của Petronas gồm:

- Năng lượng tái tạo: Tập trung vào điện mặt trời, điện gió và tích hợp với hydrogen.
- Hydrogen xanh và ammonia: Phát triển dự án, ký kết hợp đồng mua bán dài hạn, tăng cường cạnh tranh về chi phí.
- Hạ tầng xe điện và di chuyển xanh: Mở rộng điểm sạc và triển khai mô hình “Vehicle-as-a-Service” tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương.
- Chuỗi giá trị sinh học và hóa chất chuyên dụng: Phát triển sản phẩm phù hợp với xu hướng tiêu dùng bền vững.

Về lộ trình trung hòa carbon vào năm 2050, Petronas cam kết đạt phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050 thông qua: Đặt mục tiêu ngắn hạn, trung hạn và dài hạn cụ thể cho từng giai đoạn; đầu tư hơn 7 tỷ RM vào các dự án giảm phát thải và năng lượng sạch; tích hợp các yếu tố bền vững vào toàn bộ chuỗi giá trị và hệ thống quản trị.

Petronas triển khai chuyển dịch năng lượng toàn diện trên toàn bộ chuỗi giá trị, với các lĩnh vực trọng tâm sau:

- Thượng nguồn: Tập trung phát triển các mỏ có lượng carbon thấp, tối ưu hóa danh mục đầu tư và duy trì hệ sinh thái dầu khí trong nước. Tiêu biểu dự án Kasawari CCS (Malaysia), một trong những dự án CCS lớn nhất châu Á, giúp giảm hơn 3,3 triệu tấn CO₂ mỗi năm; mở rộng hoạt động tại các mỏ khí tự nhiên ở Sarawak và Sabah, sử dụng công nghệ số để tối ưu hóa hiệu suất khai thác.
- Khí đốt và hàng hải: Petronas đã xuất khẩu hơn 35,7 triệu tấn LNG trong năm 2024, chủ yếu sang thị trường

Nhật Bản, Hàn Quốc và Trung Quốc. Petronas đã ký kết thỏa thuận cung cấp LNG dài hạn với ENEOS (Nhật Bản) và CNOOC (Trung Quốc).

- Hạ nguồn: Tối ưu hóa lợi nhuận và mở rộng sản phẩm phù hợp với nhu cầu thị trường. Tại tổ hợp lọc hóa dầu RAPID (Johor), công nghệ AI được tích hợp để tối ưu hóa vận hành và giảm tiêu hao năng lượng. Petronas cũng phát triển các sản phẩm nhiên liệu sinh học và dầu nhờn thân thiện với môi trường.

- Hóa chất chuyên dụng: Petronas đầu tư vào các sản phẩm hóa chất có giá trị cao, phục vụ các ngành điện tử, ô tô, y tế và tiêu dùng. Ví dụ như sản phẩm polymer sinh học phục vụ ngành bao bì phân hủy; hợp tác với BASF để phát triển hóa chất chuyên dụng tại Gebeng.

- Chuỗi giá trị sinh học (Bio-based Value Chain): Petronas tập trung vào sản phẩm có nguồn gốc sinh học, phù hợp với xu hướng tiêu dùng bền vững. Cụ thể, Petronas đã đầu tư vào sản xuất bioethanol và biodiesel từ dầu cọ và chất thải nông nghiệp; hợp tác với các công ty khởi nghiệp để phát triển enzyme sinh học dùng trong xử lý nước thải công nghiệp.

- Thu giữ và lưu trữ carbon: Ngoài dự án Kasawari CCS sẽ lưu trữ CO₂ tại mỏ khí cạn ngoài khơi Sarawak, Petronas đang nghiên cứu mở rộng CCS sang các mỏ khí có hàm lượng CO₂ cao như K5 và Tembikai.

- Năng lượng tái tạo: Thông qua công ty con Gentari, Petronas đã lắp đặt hơn 300 MW điện mặt trời tại Malaysia và Ấn Độ; đang phát triển các dự án điện gió ngoài khơi tại Việt Nam và Philippines.

- Hydrogen xanh và ammonia: Phát triển hydrogen xanh tại Bintulu sử dụng điện mặt trời để điện phân nước; ký thỏa thuận với ENEOS (Nhật Bản) để xuất khẩu ammonia xanh.

- Vận tải xanh (hạ tầng xe điện và dịch vụ di chuyển bền vững): Gentari đã triển khai hơn 200 điểm sạc xe điện tại Malaysia và đang mở rộng sang Thái Lan, Indonesia; thử nghiệm mô hình “Vehicle-as-a-Service” tại Kuala Lumpur, cho phép thuê xe điện theo giờ hoặc ngày.

Hình 4 trình bày mô hình tạo ra giá trị bền vững của Petronas thông qua chiến lược chuyển dịch năng lượng, đầu tư vào các loại vốn và quản lý rủi ro chủ động. Petronas chấp nhận đánh đổi một phần lợi nhuận trong ngắn hạn để đầu tư vào công nghệ, nghiên cứu, đào tạo nhân lực và bảo vệ môi trường nhằm đảm bảo chiến lược chuyển dịch năng lượng toàn diện. Các kết quả nổi bật là: lợi nhuận sau thuế 55,1 tỷ RM, giảm 1,3 triệu tấn CO₂ mỗi năm, tái

Chiến lược
chuyển dịch
năng lượng
của Petronas

Chiến lược chuyển dịch năng lượng của Petronas	 Hoạt động cốt lõi Nhiều năng lượng hơn, ít phát thải hơn	FC Vốn tài chính Nguồn vốn sẵn có để tài trợ cho các hoạt động, dự án và đầu tư vào các lĩnh vực tăng trưởng khác của Tập đoàn	NC Nguồn nhân lực Lực lượng lao động có kỹ năng, là người thực hiện và thúc đẩy chiến lược công nghệ tạo ra giá trị dài hạn.	IC Vốn trí tuệ Công nghệ độc quyền, giải pháp và hệ thống tổ chức giúp tạo ra giá trị và tăng trưởng.	NC Ưu đãi từ thiên nhiên Chúng tôi phụ thuộc vào tài nguyên môi trường trong toàn bộ hoạt động và quản lý tác động lên đất, nước, không khí và đa dạng sinh học thông qua sử dụng có trách nhiệm, quản lý chất thải và giảm khí nhà kính.
Chiến lược chuyển dịch năng lượng của Petronas	 Hoạt động cốt lõi Nhiều năng lượng hơn, ít phát thải hơn	FC Vốn tài chính Nguồn vốn sẵn có để tài trợ cho các hoạt động, dự án và đầu tư vào các lĩnh vực tăng trưởng khác của Tập đoàn	NC Nguồn nhân lực Lực lượng lao động có kỹ năng, là người thực hiện và thúc đẩy chiến lược công nghệ tạo ra giá trị dài hạn.	IC Vốn trí tuệ Công nghệ độc quyền, giải pháp và hệ thống tổ chức giúp tạo ra giá trị và tăng trưởng.	NC Ưu đãi từ thiên nhiên Chúng tôi phụ thuộc vào tài nguyên môi trường trong toàn bộ hoạt động và quản lý tác động lên đất, nước, không khí và đa dạng sinh học thông qua sử dụng có trách nhiệm, quản lý chất thải và giảm khí nhà kính.

Hình 4. Mô hình tạo ra giá trị bền vững của Petronas [15].

chế hơn 47.000 tấn chất thải nguy hại, và triển khai 400 chương trình cộng đồng trên quy mô toàn cầu. Mô hình này cũng nhấn mạnh vai trò của các bên liên quan - từ chính phủ, cộng đồng đến nhà đầu tư - trong việc đồng hành cùng Petronas xây dựng tương lai năng lượng sạch, công bằng và bền vững cho Malaysia và thế giới.

Petronas triển khai thoái vốn chọn lọc để tăng tính linh hoạt tài chính và tái định hướng danh mục đầu tư theo xu hướng carbon thấp, phù hợp vai trò doanh nghiệp trụ cột quốc gia. Petronas đang đàm phán bán 50% cổ phần tại mỏ nước sâu Tartaruga Verde (Brazil) với giá trị khoảng 1 tỷ USD [16] và xem xét thoái vốn khỏi dự án khí đá phiến Canada (ước tính 6 - 7 tỷ USD) [17]. Trong năm 2024, Petronas cũng hoàn tất bán 74% cổ phần tại Engen Limited (Nam Phi) [18] để tập trung vào các tài sản phù hợp hơn với chiến lược phát triển và có tiềm năng gia tăng giá trị. Các quyết định đầu tư sẽ dựa trên 3 yếu tố chính: chiến lược chuyển dịch năng lượng rõ ràng, phân bổ vốn có kỷ luật và khuôn khổ đầu tư có tích hợp các số liệu liên quan đến carbon, tác động môi trường và xã hội cùng các chỉ tiêu tài chính [19].

Chiến lược chuyển dịch năng lượng của Petronas phản ánh sự cân bằng giữa trách nhiệm quốc gia, áp lực thị trường và yêu cầu chuyển dịch năng lượng. Việc phân bổ 20% CAPEX trong 5 năm tới cho các dự án carbon thấp và khử carbon trong nỗ lực hướng tới mục tiêu phát thải carbon ròng bằng "0" vào năm 2050 không đồng nghĩa với việc rút lui khỏi chuyển đổi xanh, mà là sự tái cấu trúc để phù hợp hơn với năng lực và mục tiêu dài hạn [19]. Petronas đang định hình mô hình chuyển dịch năng lượng đặc thù cho các tập đoàn năng lượng quốc gia trong thế kỷ XXI.

3. Các giải pháp chính để giảm phát thải và hỗ trợ chuyển dịch năng lượng

Trong bối cảnh Việt Nam đặt ưu tiên cao cho an ninh năng lượng và giá năng lượng hợp lý, các tập đoàn năng lượng nhà nước, đặc biệt là Petrovietnam, tiếp tục giữ vai trò trụ cột của hệ thống. Vì vậy, mô hình trụ cột năng lượng quốc gia (National Champion) là hướng đi phù hợp, vừa đáp ứng nhiệm vụ quốc gia, vừa nâng cao năng lực cạnh tranh của doanh nghiệp. Để thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng toàn cầu, doanh nghiệp cần đa dạng hóa danh mục đầu tư theo hướng có trọng tâm. Việc này bao gồm tối ưu các lĩnh vực truyền thống còn lại để duy trì dòng tiền ngắn hạn, đồng thời lựa chọn kỹ lưỡng và đầu tư hiệu quả vào các trụ cột mới như năng lượng tái tạo, hydrogen và các giải pháp carbon thấp. Cách tiếp cận

có trọng tâm và thận trọng này giúp hài hòa mục tiêu phát triển bền vững với yêu cầu bảo đảm an ninh năng lượng, giảm rủi ro tài chính trong bối cảnh sản lượng dầu khí suy giảm, đồng thời nắm bắt cơ hội từ xu hướng chuyển dịch năng lượng toàn cầu.

Chuyển dịch năng lượng và giảm phát thải là xu hướng tất yếu nhằm ứng phó với biến đổi khí hậu và thực hiện cam kết net zero 2050. Các doanh nghiệp trong ngành năng lượng cần triển khai đồng bộ nhiều giải pháp chiến lược. Dưới đây là các nhóm giải pháp chính [2]:

- Giảm phát thải trong hoạt động nội bộ:
 - + Tối ưu hóa vận hành bằng cách ứng dụng trí tuệ nhân tạo (AI) và công nghệ số hóa.
 - + Tích hợp năng lượng tái tạo tại những khu vực khả thi để giảm phát thải, tối ưu chi phí năng lượng.
 - + Thoái vốn hoặc dừng đầu tư tài sản phát thải cao, thường thông qua việc bán cho các đơn vị ngoài ngành.
- Phát triển năng lượng tái tạo:
 - + Đầu tư hoặc mua lại các dự án điện gió, điện mặt trời.
 - + Tận dụng kinh nghiệm từ lĩnh vực thượng nguồn để phát triển điện gió ngoài khơi - một lĩnh vực có tiềm năng lớn.
- Đầu tư vào khí tự nhiên
 - + Tận dụng tối đa sản lượng khí trong nước để giảm áp lực nhập khẩu, đồng thời đầu tư hoặc liên doanh phát triển hạ tầng LNG bao gồm kho cảng và nhà máy điện theo quy mô phù hợp với nhu cầu tiêu thụ thực tế, tránh lãng phí và rủi ro công suất dư thừa.
 - + Thiết lập các thỏa thuận dài hạn với đối tác trong chuỗi giá trị, đa dạng hóa nguồn cung quốc tế, và áp dụng các công cụ phòng ngừa rủi ro giá. Song song, chuẩn bị sẵn phương án tích hợp công nghệ carbon thấp như đồng đốt hydrogen để đáp ứng xu hướng giảm phát thải.
- Thúc đẩy phát triển hydrogen
 - + Kết hợp sản xuất hydrogen với điện gió ngoài khơi hoặc nguồn tái tạo khác.
 - + Ứng dụng hydrogen trong vận tải biển và các ngành tiêu thụ nhiều năng lượng.
 - + Tập trung nghiên cứu và thí điểm sản xuất hydrogen xanh tại các khu vực có tiềm năng năng lượng tái tạo cao, tận dụng điện gió, điện mặt trời dư thừa hoặc ngoài giờ cao điểm.

Bảng 2. Các nhóm giải pháp chính để đạt mục tiêu giảm phát thải [2]

Tăng cường trách nhiệm với mục tiêu phát thải - Xây dựng thông điệp rõ ràng, minh bạch về chỉ số đo lường cụ thể, gắn trách nhiệm với nhiều bên liên quan. - Hợp tác với các tổ chức bên thứ ba nhằm thiết lập mục tiêu và thúc đẩy cải thiện trên phạm vi rộng. - Chuẩn hóa báo cáo theo các khung quốc tế như UN SDGs và ISSB, đặc biệt phổ biến tại châu Âu.	Nâng cao hiệu quả vận hành - Cải thiện hiệu suất là trọng tâm ban đầu để giảm phát thải trong phạm vi Scope 1 và Scope 2. - Tập trung kiểm soát chi phí và tối ưu hóa hiệu quả vận hành trong bối cảnh giả năng lượng biến động. - Ứng dụng công nghệ tiên tiến, đặc biệt là trí tuệ nhân tạo (AI) để phát hiện phát thải và rút ngắn thời gian ứng phó.
Sử dụng năng lượng tái tạo như công cụ giảm phát thải Các doanh nghiệp năng lượng chủ yếu đã triển khai dự án điện mặt trời và điện gió, qua đó giảm phát thải trực tiếp trong hoạt động sản xuất.	Thoái vốn khỏi tài sản phát thải cao Uy tín của doanh nghiệp gắn liền với việc thực hiện mục tiêu giảm phát thải, do đó nhiều doanh nghiệp lựa chọn thoái vốn khỏi các tài sản phát thải cao. Tuy nhiên, cách tiếp cận này vẫn gây tranh cãi, bởi các tài sản này thường được chuyển nhượng cho các thực thể ít bị điều tiết, dẫn đến việc “làm đẹp” hồ sơ phát thải của doanh nghiệp nhưng không mang lại tác động đáng kể cho quá trình chuyển dịch năng lượng toàn cầu.

+ Phát triển các mô hình hợp tác để hình thành thị trường tiêu thụ ổn định trong các lĩnh vực công nghiệp, vận tải và phát điện, trước khi mở rộng quy mô thương mại. Việc này vừa giảm áp lực cắt giảm công suất tái tạo, vừa từng bước xây dựng chuỗi giá trị hydrogen phù hợp với điều kiện hạ tầng và nhu cầu trong nước.

- Công nghệ khử carbon:
- + Ưu tiên dự án thí điểm và mô hình “cluster & hub” tại các cơ sở phát thải lớn, vừa để tích lũy kinh nghiệm vận hành, vừa chia sẻ chi phí hạ tầng vận chuyển và lưu trữ CO₂.
- + Chủ động hợp tác quốc tế để tiếp cận công nghệ tiên tiến, huy động vốn ưu đãi và chia sẻ rủi ro cho các dự án CCS. Hợp tác này còn giúp doanh nghiệp tham gia các cơ chế chia sẻ tín chỉ carbon và các chương trình hỗ trợ kỹ thuật quốc tế, tạo lợi thế cả về tài chính lẫn năng lực triển khai trong giai đoạn đầu.
- Hỗ trợ chuyển dịch ở lĩnh vực hạ nguồn:
- + Phát triển các sản phẩm carbon thấp gắn với nhu cầu thị trường, ưu tiên các phân khúc đã có đầu ra như nhiên liệu hàng không bền vững và nhiên liệu cho vận tải biển.
- + Bổ sung trạm sạc xe điện tại hệ thống trạm xăng hiện có.

Việc triển khai các giải pháp giảm phát thải trong hoạt động truyền thống được xem là hướng đi trực tiếp và hiệu quả. Hiện nay, các doanh nghiệp đã công bố mục tiêu đạt phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050, với 4 nhóm giải pháp chính để thực hiện và giám sát tiến độ (Bảng 2).

Quá trình chuyển dịch năng lượng trong ngành dầu khí không chỉ là xu hướng tất yếu mà còn là bài toán chiến lược phức tạp, đòi hỏi sự cân bằng giữa lợi nhuận, an

ninh năng lượng và mục tiêu khí hậu. Ba mô hình chiến lược - Đa dạng danh mục đầu tư (Equinor), Tập trung vào lĩnh vực cốt lõi (Chevron) và Trụ cột năng lượng quốc gia (Petronas) - phản ánh các cách tiếp cận khác nhau dựa trên vị thế, nguồn lực và bối cảnh chính sách. Các doanh nghiệp năng lượng, đặc biệt tại các nền kinh tế mới nổi, có thể học hỏi mô hình này để xây dựng lộ trình chuyển dịch phù hợp: duy trì thế mạnh truyền thống, đầu tư có chọn lọc vào công nghệ carbon thấp, và tận dụng cơ hội từ hydrogen, CCS và năng lượng tái tạo. Đồng thời, khung pháp lý đồng bộ, sự hỗ trợ từ chính phủ và chiến lược phát triển rõ ràng của doanh nghiệp là yếu tố then chốt để đảm bảo quá trình chuyển dịch năng lượng diễn ra bền vững và khả thi về tài chính.

Hiền Trang (tổng hợp)

Tài liệu tham khảo

[1] International Renewable Energy Agency (IRENA), “World energy transitions outlook”, 2024. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2024/Nov/World-Energy-Transitions-Outlook-2024>.

[2] CMS, “Energy transition 2025”, 2025. [Online]. Available: <https://cms.law/en/media/international/files/publications/brochures/cms-energy-transition-report-20>.

[3] Andreas Franke, “Global power demand growth accelerates to 4.3% in 2024; renewables, gas lead supply gains: IEA”, 2025. [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/energy-transition/032425-g>.

[4] Charlotte Edmond, “Renewable energy capacity surged around the world in 2024”, 2025. [Online]. Available: <https://www.weforum.org/stories/2025/04/renewable-energy-transition-wind-solar-power-2024/>.

- [5] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Renewable capacity statistics 2025", 2025. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_DAT_RE_Statistics_2025.
- [6] BloombergNEF (BNEF), "Global investment in the energy transition exceeded \$2 trillion for the first time in 2024", 2025. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/insights/finance/global-investment-in-the-energy-transition-exceeded-2-trill>.
- [7] James Burgess, "Hydrogen and CCUS investment to soar in 2024, risks remain: IEA", 2024. [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/energy-transition/060624-h>.
- [8] Micah Smith, "The energy transition is happening: What role can the oil and gas industry play?", 2024. [Online]. Available: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/oil-and-gas-blog/the-energy-transition>.
- [9] Energy Council, "State of the oil and gas industry in 2024: A resilient and dynamic sector", 2024. [Online]. Available: <https://energycouncil.com/articles/weca24-state-of-the-oil-and-gas-industry-in-2024-a-resilient-and>.
- [10] Equinor, "Energy transition plan 2025", 2025. [Online]. Available: <https://www.equinor.com/sustainability/energy-transition-plan>.
- [11] Adekunle Agbetiloye, "Equinor finalizes \$2 billion asset sales in Nigeria and Azerbaijan", 9/12/2024. [Online]. Available: <https://africa.businessinsider.com/local/markets/equinor-finalizes-dollar2-billion-asset-sales-in-n>.
- [12] Chevron, "Climate change resilience report", 2025.
- [13] Chevron, "The energy transition", 2025.
- [14] Chevron, "Chevron announces US\$6.5 bn sale of its interests in the athabasca oil sands project and duvernay shale", 7/10/2024. [Online]. Available: <https://www.chevron.com/newsroom/2024/q4/chevron-announces-us6-5-bn-sale-of-its-interests-in-athaba>.
- [15] Petronas, "Energising a sustainable future", 2024. [Online]. Available: <https://www.petronas.com/integrated-report-2024/assets/pdf/by-section/PETRONAS-Integrated-Report-20>.
- [16] Cristiane Lucchesi, Rachel Gamarski and Vinícius Andrade, "Petronas seeking \$1 billion for Brazil oil field stake sale, sources say", 4/8/2025. [Online]. Available: <https://worldoil.com/news/2025/8/4/petronas-seeking-1-billion-for-brazil-oil-field-stake-sale-sourc>.
- [17] Dinesh Nair and Elffie Chew, "Petronas considering sale of Canadian assets for up to \$7 billion, sources say", 3/6/2025. [Online]. Available: <https://worldoil.com/news/2025/6/3/petronas-considering-sale-of-canadian-assets-for-up-to-7-billion>.
- [18] Petronas, PETRONAS Completes Transaction on Engen, 21/5/2024. [Online]. Available: <https://www.petronas.com/media/media-releases/petronas-completes-transaction-engen>.
- [19] Anis Hazim & Izzul Ikram, "Petronas to channel 20% of capex to decarbonisation projects over next five years", 17/6/2025. [Online]. Available: <https://theedgemaalaysia.com/node/759289>.

DỰ BÁO CUNG - CẦU NĂNG LƯỢNG TOÀN CẦU ĐẾN NĂM 2026

Nguồn cung dầu toàn cầu tăng nhẹ trong tháng 8/2025 lên mức 106,9 triệu thùng/ngày khi OPEC+ tiếp tục nới lỏng các biện pháp cắt giảm sản lượng và nguồn cung từ các nước ngoài OPEC+ duy trì gần mức cao nhất mọi thời đại. Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo nguồn cung sẽ tăng 2,7 triệu thùng/ngày lên 105,8 triệu thùng/ngày trong năm 2025 và tăng 2,1 triệu thùng/ngày lên 107,9 triệu thùng/ngày trong năm 2026 [1]. Tăng trưởng nguồn cung dầu ngoài OPEC+ tiếp tục với tốc độ nhanh, với sản lượng từ Mỹ, Brazil, Canada, Guyana và Argentina ở mức cao nhất hoặc gần mức cao nhất mọi thời đại. Các nhà sản xuất ngoài OPEC+ đang trên đà tăng sản lượng 1,4 triệu thùng/ngày trong năm 2025 và hơn 1 triệu thùng/ngày trong năm 2026. Trong khi đó, OPEC+

được kỳ vọng sẽ bổ sung 1,3 triệu thùng/ngày trong năm nay và 1 triệu thùng/ngày trong năm 2026, tương đương sản lượng của các nước ngoài OPEC+.

Nhu cầu dầu toàn cầu được IEA dự báo tăng 740 nghìn thùng/ngày trong năm 2025 và 700 nghìn thùng/ngày trong năm 2026. Mức tiêu thụ tại các nền kinh tế mới nổi và đang phát triển kém hơn dự kiến, đặc biệt là tại Trung Quốc, Brazil, Ai Cập và Ấn Độ. Nhu cầu dầu cho máy bay/dầu hỏa tăng 2,1% trong năm 2025, tuy nhiên chỉ đạt khoảng 7,7 triệu thùng/ngày, con số này vẫn thấp hơn 180 nghìn thùng/ngày so với thời điểm trước Covid-19.

Nguồn cung dầu thô cho các nhà máy lọc dầu tăng vọt 400 nghìn thùng/ngày lên mức cao kỷ lục 85,1 triệu

Bảng 1. Sản xuất, tiêu thụ, tồn kho dầu thô và nhiên liệu lỏng toàn cầu đến năm 2026 (Đơn vị: Triệu thùng/ngày) [2]

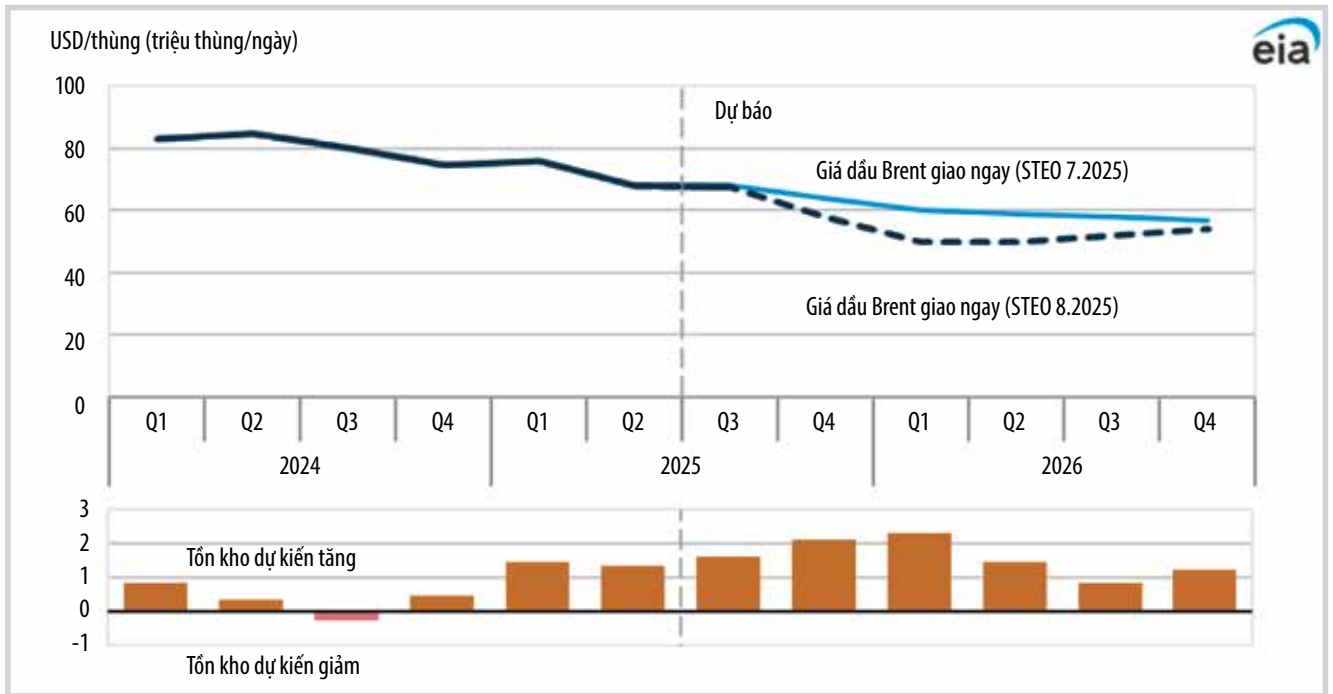
TT	Khu vực	2025				2026				2024	2025	2026
		Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV			
1	Nguồn cung toàn cầu	103,62	105,02	106,62	106,85	106,07	106,65	106,85	106,99	103,19	105,54	106,64
	Dầu thô	77,23	77,84	79,05	79,42	79,00	78,86	78,80	78,95	76,59	78,39	78,90
	Sản phẩm lỏng khác	26,39	27,18	27,57	27,43	27,07	27,79	28,05	28,05	26,60	27,15	27,74
1.1	OPEC	32,89	33,39	33,76	33,69	33,34	33,65	33,86	33,68	32,73	33,43	33,64
	Dầu thô	27,18	27,68	28,06	27,94	27,55	27,84	28,01	27,79	27,09	27,72	27,80
	Sản phẩm lỏng khác	5,71	5,70	5,70	5,74	5,79	5,81	5,86	5,89	5,64	5,71	5,84
1.2	Ngoài OPEC	70,74	71,64	72,86	73,17	72,73	73,00	72,99	73,31	70,47	72,11	73,01
	Dầu thô	50,05	50,16	50,99	51,48	51,46	51,02	50,79	51,16	49,51	50,68	51,11
	Sản phẩm lỏng khác	20,68	21,48	21,86	21,69	21,28	21,97	22,20	22,15	20,96	21,43	21,90
2	Nhu cầu toàn cầu	102,18	103,76	104,61	104,65	103,62	105,10	105,93	105,66	102,91	103,81	105,09
2.1	OECD	45,18	45,54	46,15	46,01	45,54	45,70	46,40	46,12	45,84	45,72	45,94
	Canada	2,39	2,41	2,46	2,39	2,37	2,34	2,45	2,39	2,37	2,41	2,39
	Châu Âu	12,92	13,53	13,90	13,51	13,14	13,57	13,97	13,53	13,47	13,47	13,55
	Nhật Bản	3,35	2,84	2,87	3,18	3,36	2,76	2,81	3,11	3,14	3,06	3,01
	Mỹ	20,31	20,51	20,58	20,54	20,27	20,69	20,81	20,68	20,46	20,49	20,61
	Vùng lãnh thổ của Mỹ	0,12	0,12	0,13	0,12	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	Các nước OECD khác	6,10	6,12	6,22	6,27	6,29	6,23	6,24	6,29	6,28	6,18	6,26
	Ngoài OECD	57,00	58,23	58,46	58,63	58,08	59,40	59,53	59,54	57,07	58,09	59,14
	Trung Quốc	16,39	16,65	16,41	16,77	16,72	16,88	16,63	16,93	16,31	16,55	16,79
2.2	Lục địa Á - Âu	4,84	5,00	5,33	5,22	4,88	5,04	5,38	5,26	5,11	5,10	5,14
	Châu Âu	0,74	0,77	0,79	0,79	0,74	0,77	0,79	0,79	0,77	0,77	0,77
	Các nước châu Á khác	14,99	15,05	14,71	15,26	15,40	15,64	15,20	15,64	14,65	15,00	15,47
	Các nước ngoài OECD khác	20,05	20,76	21,22	20,60	20,34	21,07	21,54	20,91	20,23	20,66	20,97
3	Tồn kho thương mại dầu thô và các chất lỏng khác cuối kỳ (triệu thùng)	2,739	2,783	2,861	2,911	2,975	3,037	3,062	3,084	2,743	2,911	3,084
3.1	Mỹ	1,205	1,245	1,278	1,265	1,265	1,295	1,295	1,274	1,236	1,265	1,274
3.2	Các nước OECD khác	1,534	1,539	1,583	1,646	1,709	1,742	1,767	1,810	1,506	1,646	1,810

Bảng 2. Nguồn cung dầu thô và nhiên liệu lỏng toàn cầu trong giai đoạn 2024 - 2026 (Đơn vị: Triệu thùng/ngày) [2]

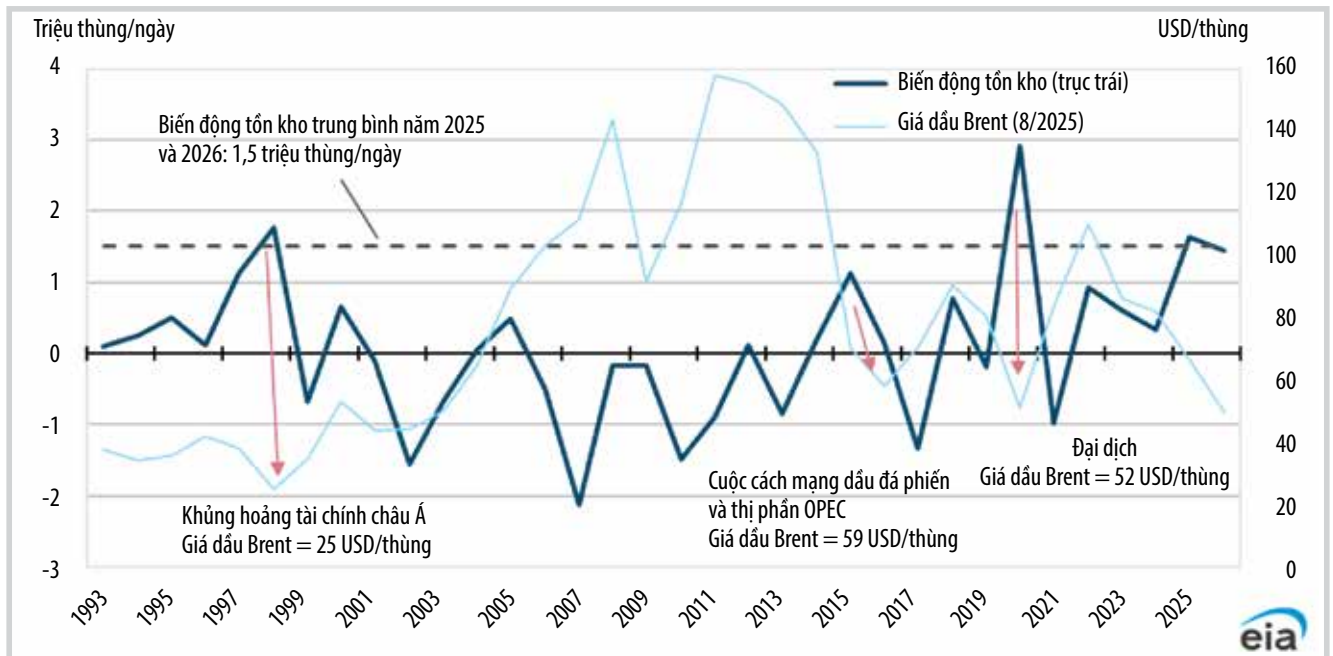
TT	Khu vực	2025				2026				2024	2025	2026
		Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV			
	Toàn cầu	103,62	105,02	106,62	106,85	106,07	106,65	106,85	106,99	103,19	105,54	106,64
1	Mỹ	22,75	23,48	23,51	23,53	23,30	23,52	23,42	23,43	22,84	23,32	23,42
2	Ngoài OPEC+ không bao gồm Mỹ	38,01	38,16	39,10	38,92	38,75	38,90	39,16	39,29	37,31	38,55	39,03
3	OPEC+	42,86	43,38	44,01	44,41	44,02	44,22	44,27	44,27	43,04	43,67	44,20
3.1	Các thành viên OPEC tuân theo thỏa thuận OPEC+	25,83	26,30	26,80	27,02	26,65	26,96	27,18	26,99	26,01	26,49	26,95
	Các thành viên khác của OPEC+	17,03	17,09	17,21	17,39	17,37	17,26	17,09	17,28	17,02	17,18	17,25
	<i>Azerbaijan</i>	<i>0,57</i>	<i>0,57</i>	<i>0,56</i>	<i>0,56</i>	<i>0,55</i>	<i>0,54</i>	<i>0,53</i>	<i>0,53</i>	<i>0,60</i>	<i>0,57</i>	<i>0,54</i>
	<i>Bahrain</i>	<i>0,20</i>	<i>0,19</i>	<i>0,19</i>	<i>0,18</i>	<i>0,17</i>	<i>0,18</i>	<i>0,18</i>	<i>0,18</i>	<i>0,19</i>	<i>0,19</i>	<i>0,18</i>
	<i>Brunei</i>	<i>0,11</i>	<i>0,10</i>	<i>0,11</i>	<i>0,11</i>	<i>0,11</i>	<i>0,10</i>	<i>0,11</i>	<i>0,10</i>	<i>0,10</i>	<i>0,11</i>	<i>0,10</i>
	<i>Kazakhstan</i>	<i>2,16</i>	<i>2,18</i>	<i>2,21</i>	<i>2,26</i>	<i>2,26</i>	<i>2,21</i>	<i>2,16</i>	<i>2,25</i>	<i>1,90</i>	<i>2,20</i>	<i>2,22</i>
3.2	<i>Malaysia</i>	<i>0,58</i>	<i>0,58</i>	<i>0,58</i>	<i>0,58</i>	<i>0,55</i>	<i>0,56</i>	<i>0,55</i>	<i>0,55</i>	<i>0,57</i>	<i>0,58</i>	<i>0,55</i>
	<i>Mexico</i>	<i>1,87</i>	<i>1,86</i>	<i>1,87</i>	<i>1,84</i>	<i>1,84</i>	<i>1,81</i>	<i>1,79</i>	<i>1,77</i>	<i>2,01</i>	<i>1,86</i>	<i>1,80</i>
	<i>Oman</i>	<i>1,00</i>	<i>1,00</i>	<i>1,02</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,00</i>	<i>1,01</i>	<i>1,04</i>
	<i>Liên bang Nga</i>	<i>10,44</i>	<i>10,47</i>	<i>10,49</i>	<i>10,66</i>	<i>10,69</i>	<i>10,64</i>	<i>10,56</i>	<i>10,70</i>	<i>10,53</i>	<i>10,51</i>	<i>10,65</i>
	<i>Nam Sudan</i>	<i>0,07</i>	<i>0,10</i>	<i>0,14</i>	<i>0,14</i>	<i>0,14</i>	<i>0,14</i>	<i>0,14</i>	<i>0,14</i>	<i>0,08</i>	<i>0,11</i>	<i>0,14</i>
	<i>Sudan</i>	<i>0,03</i>	<i>0,03</i>	<i>0,03</i>	<i>0,03</i>	<i>0,03</i>	<i>0,03</i>	<i>0,03</i>	<i>0,03</i>	<i>0,04</i>	<i>0,03</i>	<i>0,03</i>

Bảng 3. Nguồn cung dầu thô và nhiên liệu lỏng của các nước ngoài OPEC (Đơn vị: Triệu thùng/ngày) [2]

TT	Khu vực	2025				2026				2024	2025	2026
		Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV			
	Ngoài OPEC	70,74	71,64	73,86	73,17	72,73	73,00	72,99	73,31	70,47	72,11	73,01
1	Bắc Mỹ	30,89	31,23	31,52	31,74	31,53	31,42	31,52	31,71	30,85	31,35	31,54
	Canada	6,28	5,89	6,15	6,38	6,39	6,09	6,30	6,51	6,00	6,17	6,32
	Mexico	1,87	1,86	1,87	1,84	1,84	1,81	1,79	1,77	2,01	1,86	1,80
	Mỹ	22,75	23,48	23,51	23,53	23,30	23,52	23,42	23,43	22,84	23,32	23,42
2	Trung và Nam Mỹ	7,14	7,66	8,24	7,93	7,82	8,37	8,48	8,19	7,39	7,75	8,22
	Argentina	0,93	0,94	0,98	1,01	1,03	1,04	1,04	1,07	0,89	0,97	1,05
	Brazil	3,99	4,51	4,88	4,46	4,36	4,90	5,03	4,68	4,28	4,46	4,75
	Colombia	0,79	0,77	0,78	0,77	0,77	0,76	0,76	0,76	0,80	0,78	0,76
	Guyana	0,63	0,65	0,81	0,89	0,88	0,88	0,88	0,91	0,62	0,75	0,89
3	Châu Âu	3,95	3,87	3,99	4,12	4,07	3,96	3,86	3,97	3,85	3,98	3,96
	Na Uy	1,97	1,96	2,12	2,22	2,18	2,11	2,07	2,12	2,01	2,07	2,12
	Vương quốc Anh	0,82	0,76	0,76	0,78	0,76	0,74	0,67	0,73	0,74	0,78	0,73
4	Lục địa Á - Âu	13,53	13,59	13,64	13,86	13,88	13,78	13,63	13,86	13,39	13,66	13,79
	Azerbaijan	0,57	0,57	0,56	0,56	0,55	0,54	0,53	0,53	0,60	0,57	0,54
	Kazakhstan	2,16	2,18	2,21	2,26	2,26	2,21	2,16	2,25	1,90	2,20	2,22
	Liên bang Nga	10,44	10,47	10,49	10,66	10,69	10,64	10,56	10,70	10,53	10,51	10,65
5	Trung Đông	3,16	3,23	3,25	3,26	3,26	3,27	3,32	3,38	3,16	3,22	3,31
	Oman	1,00	1,00	1,02	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,00	1,01	1,04
	Qatar	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,93	1,99	1,87	1,88	1,92
6	Châu Phi	2,58	2,57	2,70	2,70	2,63	2,62	2,61	2,60	2,56	2,64	2,61
	Angola	1,08	1,01	1,09	1,09	1,07	1,06	1,04	1,03	1,16	1,07	1,05
	Âi Cập	0,61	0,61	0,63	0,63	0,59	0,59	0,59	0,59	0,64	0,62	0,59
7	Châu Á và Châu Đại Dương	9,49	9,50	9,51	9,56	9,54	9,58	9,57	9,60	9,25	9,51	9,57
	Trung Quốc	5,51	5,48	5,42	5,46	5,45	5,48	5,47	5,51	5,33	5,47	5,48
	Ấn Độ	1,02	1,01	1,02	1,03	1,05	1,05	1,05	1,06	0,95	1,02	1,05
	Indonesia	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,84	0,84	0,85	0,85
	Malaysia	0,58	0,58	0,58	0,58	0,55	0,56	0,55	0,55	0,57	0,58	0,55



Hình 1. Giá dầu thô Brent giao ngay và thay đổi tồn kho toàn cầu. Nguồn: EIA [2].

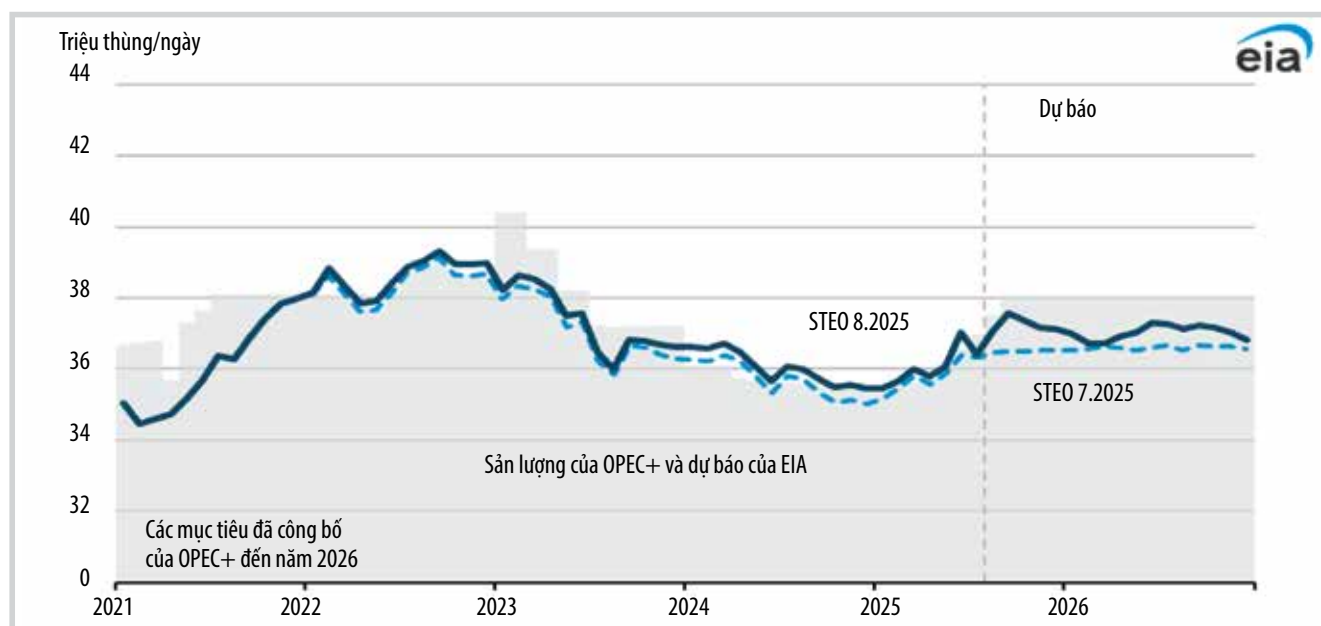


Hình 2. Tồn kho dầu toàn cầu trong giai đoạn 1993 - 2025. Nguồn: EIA [2].

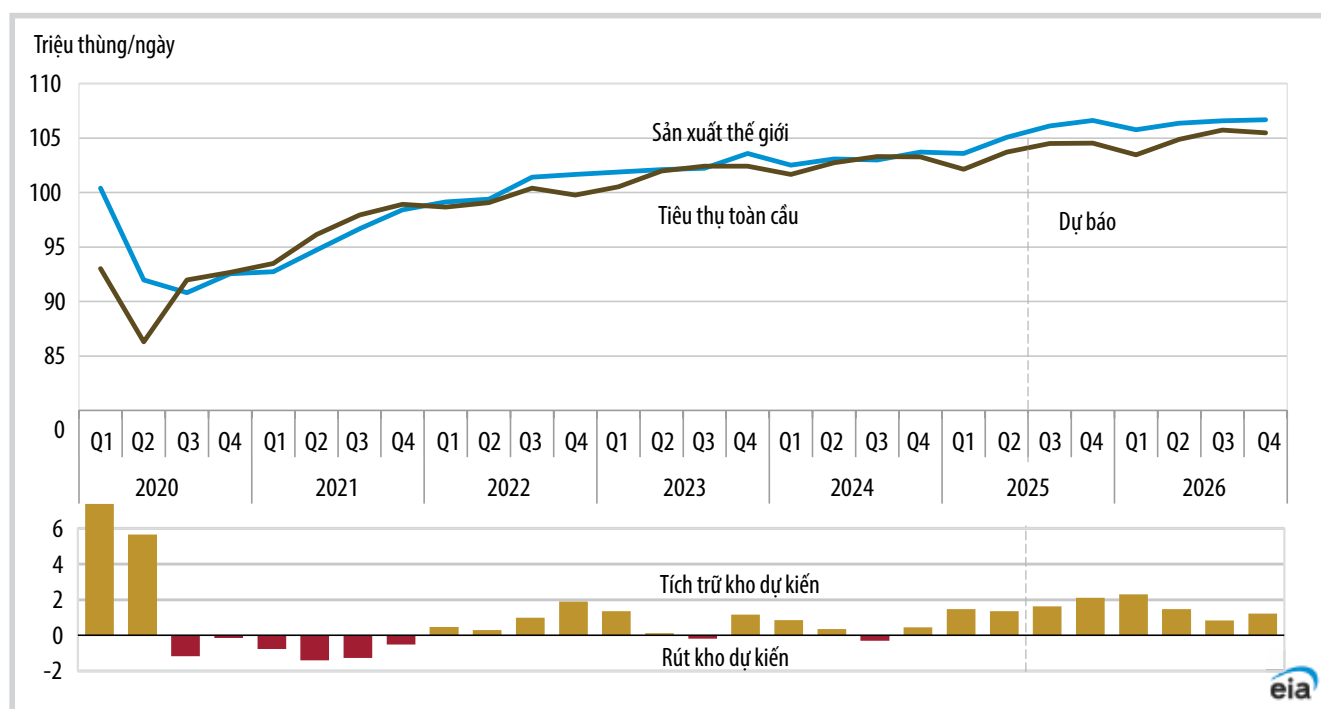
thùng/ngày trong tháng 8/2025, tuy nhiên dự kiến sẽ giảm 3,5 triệu thùng/ngày cho đến tháng 10/2025. Lượng dầu thô đưa vào các nhà máy lọc dầu toàn cầu được IEA dự báo đạt trung bình 83,5 triệu thùng/ngày trong năm 2025 và 84 triệu thùng/ngày trong năm 2026.

Dự trữ dầu toàn cầu tăng trong tháng thứ 6 liên tiếp với mức tăng 26,5 triệu thùng trong tháng 7/2025, đưa tăng trưởng tích lũy từ đầu năm lên 187 triệu thùng. Tồn

kho dầu thô của Trung Quốc tăng 64 triệu thùng trong cùng kỳ và tăng 106 triệu thùng trong giai đoạn từ tháng 2 - 8/2025. Dự trữ dầu toàn cầu được dự báo sẽ tăng trung bình 2,5 triệu thùng/ngày trong nửa cuối năm 2025 khi nguồn cung vượt xa nhu cầu. Tuy nhiên, IEA nhận định có một số rủi ro như căng thẳng địa chính trị, chính sách thương mại và các lệnh trừng phạt bổ sung đối với Nga và Iran... có thể làm thay đổi cán cân thị trường.



Hình 3. Sản lượng dầu thô của OPEC+ và dự báo đến năm 2026. Nguồn: EIA [2].

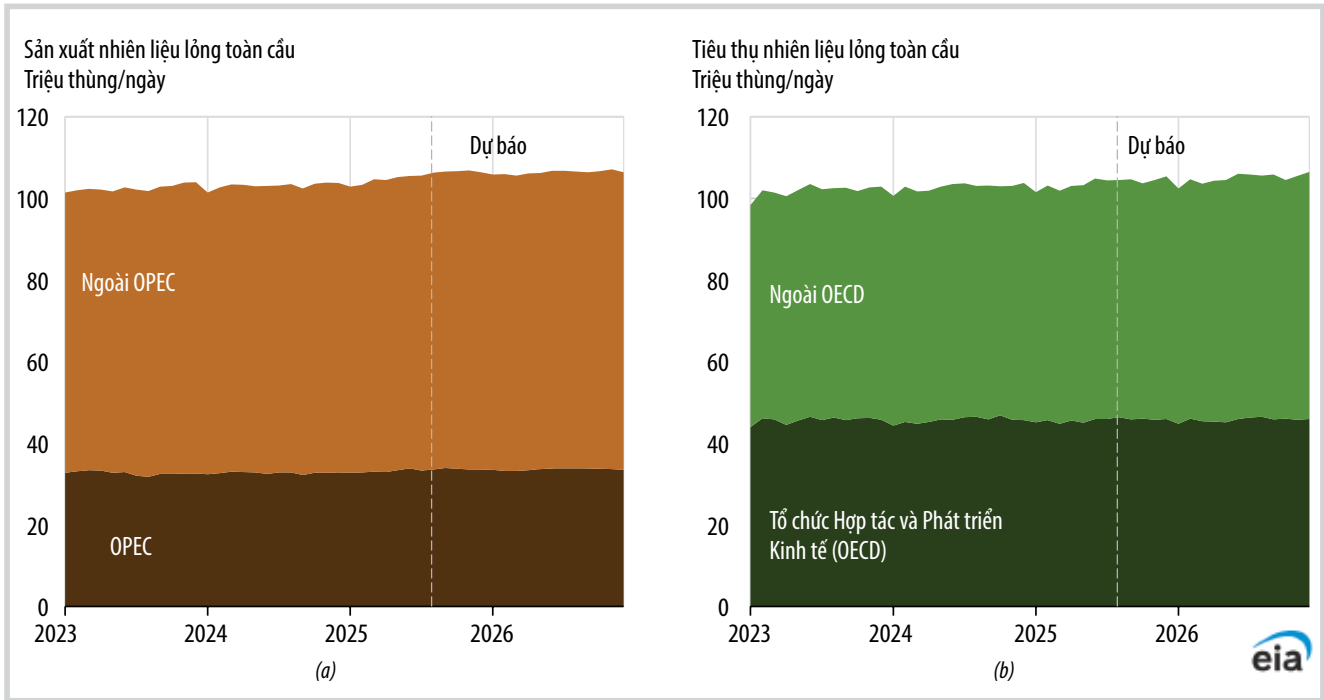


Hình 4. Cân bằng sản xuất và tiêu thụ nhiên liệu lỏng toàn cầu đến năm 2026. Nguồn: EIA [2].

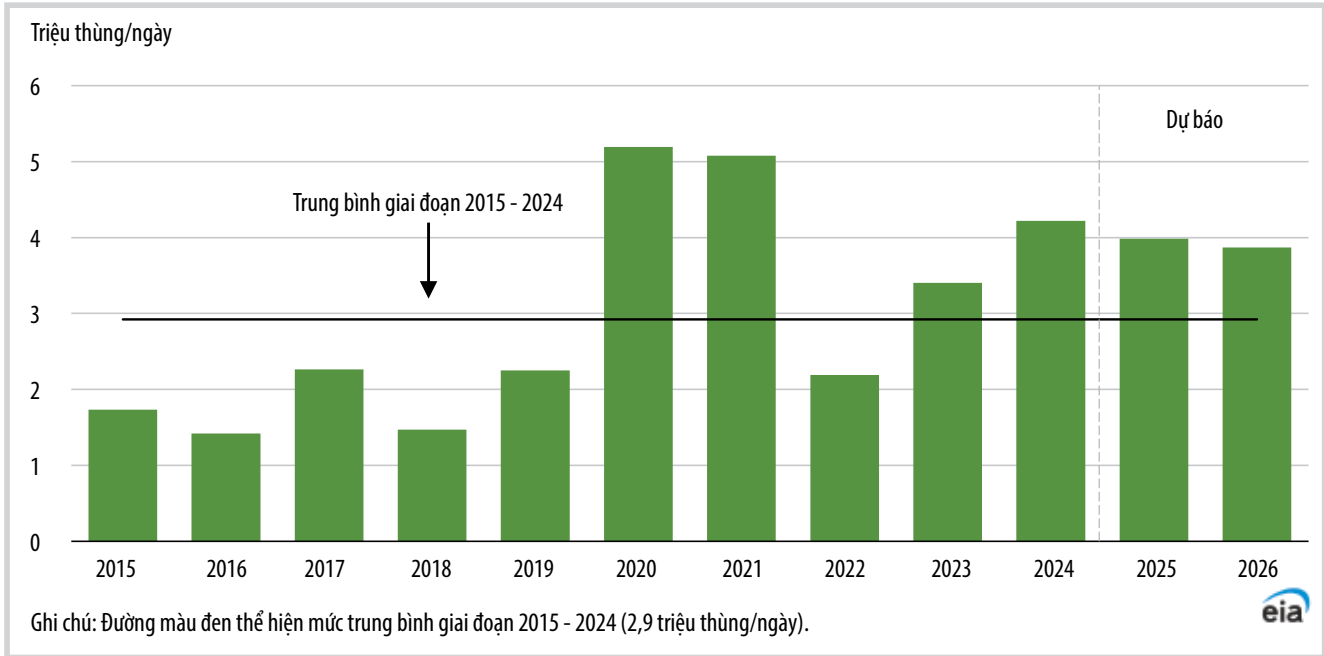
Giá dầu Brent gần như ổn định, chỉ dao động biên độ hẹp quanh mức 67 USD/thùng sau khi OPEC+ công bố kế hoạch tăng sản lượng thêm 137 nghìn thùng/ngày trong tháng 10/2025. Nhận định nguồn cung từ OPEC+ thực tế sẽ thấp hơn mức tăng mục tiêu, IEA cho rằng sản lượng dầu thô thực tế của OPEC+ tăng 1,5 triệu thùng/ngày so với Quý I/năm 2025, thấp hơn nhiều so với mục tiêu đã công bố là 2,5 triệu thùng/ngày.

Theo Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), nguồn cung gia tăng sẽ khiến giá dầu thô giảm mạnh trong thời gian tới, giá dầu Brent có thể giảm từ mốc 68 USD/thùng (tháng 8/2025) xuống còn 59 USD/thùng trong Quý IV/2025, đạt mức giá trung bình 68 USD/thùng trong năm 2025 và 51 USD/thùng trong năm 2026 [2].

EIA dự báo nguồn cung nhiên liệu lỏng toàn cầu sẽ tăng 2,3 triệu thùng/ngày trong năm 2025 và 1,1 triệu



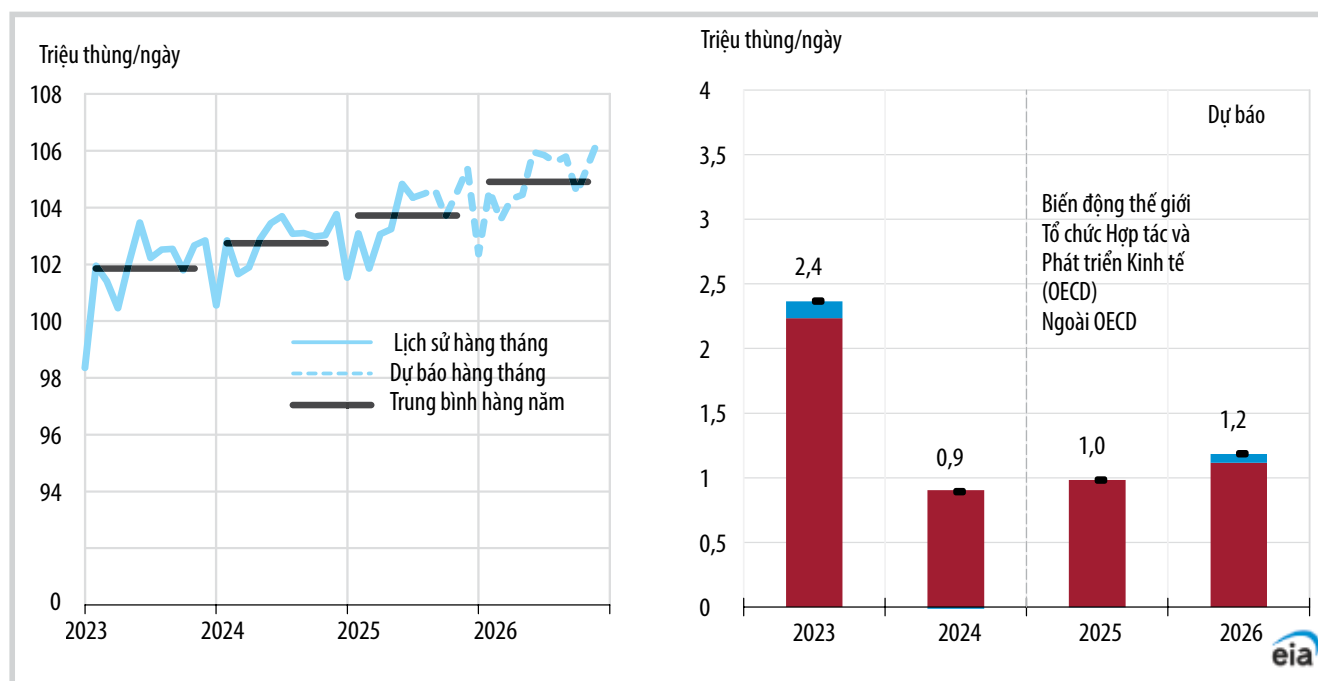
Hình 5. Sản xuất (a) và tiêu thụ (b) nhiên liệu lỏng toàn cầu đến năm 2026. Nguồn: EIA [2].



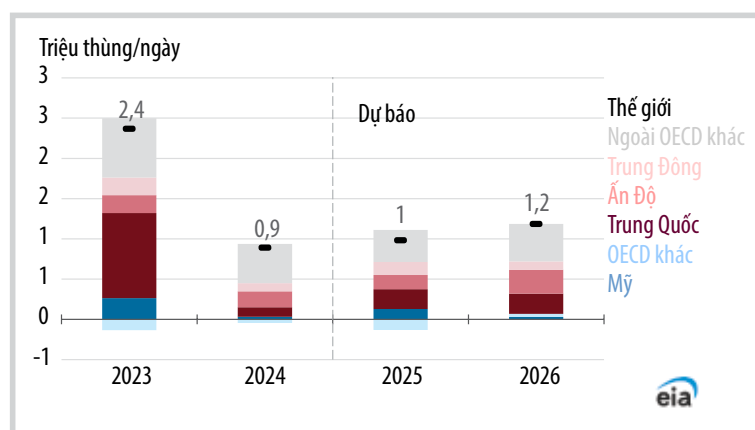
Hình 6. Công suất sản xuất dầu thô dư thừa của OPEC. Nguồn: EIA [2].

thùng/ngày trong năm 2026. Trong đó, tổng sản lượng từ các nước ngoài OPEC+ được dự báo tăng 1,7 triệu thùng/ngày trong năm 2025 và 0,6 triệu thùng/ngày trong năm 2026, dẫn đầu là Mỹ, Brazil, Canada và Guyana. Sản xuất dầu thô của OPEC+ được dự báo tăng 0,6 triệu thùng/ngày trong năm 2025 và 0,5 triệu thùng/ngày trong năm 2026. Trong khi đó, nhu cầu tiêu thụ nhiên liệu lỏng toàn cầu trong nửa cuối 2025 được EIA dự báo sẽ tăng 1,6 triệu thùng/ngày so với 6 tháng đầu năm.

Tiêu thụ nhiên liệu lỏng toàn cầu được EIA dự báo tăng 0,9 triệu thùng/ngày trong năm 2025 và 1,3 triệu thùng/ngày trong năm 2026. Tiêu thụ nhiên liệu lỏng của các nước ngoài OECD tăng 1 triệu thùng/ngày trong năm 2025 và 1,1 triệu thùng/ngày trong năm 2026. Trong khi đó, tiêu thụ nhiên liệu lỏng của các nước OECD giảm 0,1 triệu thùng/ngày trong năm 2025 và tăng 0,2 triệu thùng/ngày trong năm 2026.



Hình 7. Tiêu thụ nhiên liệu lỏng toàn cầu và biến động hàng năm giai đoạn 2023 - 2026. Nguồn: EIA [2].



Hình 8. Biến động tiêu thụ nhiên liệu lỏng thế giới hàng năm đến năm 2026. Nguồn: EIA [2].

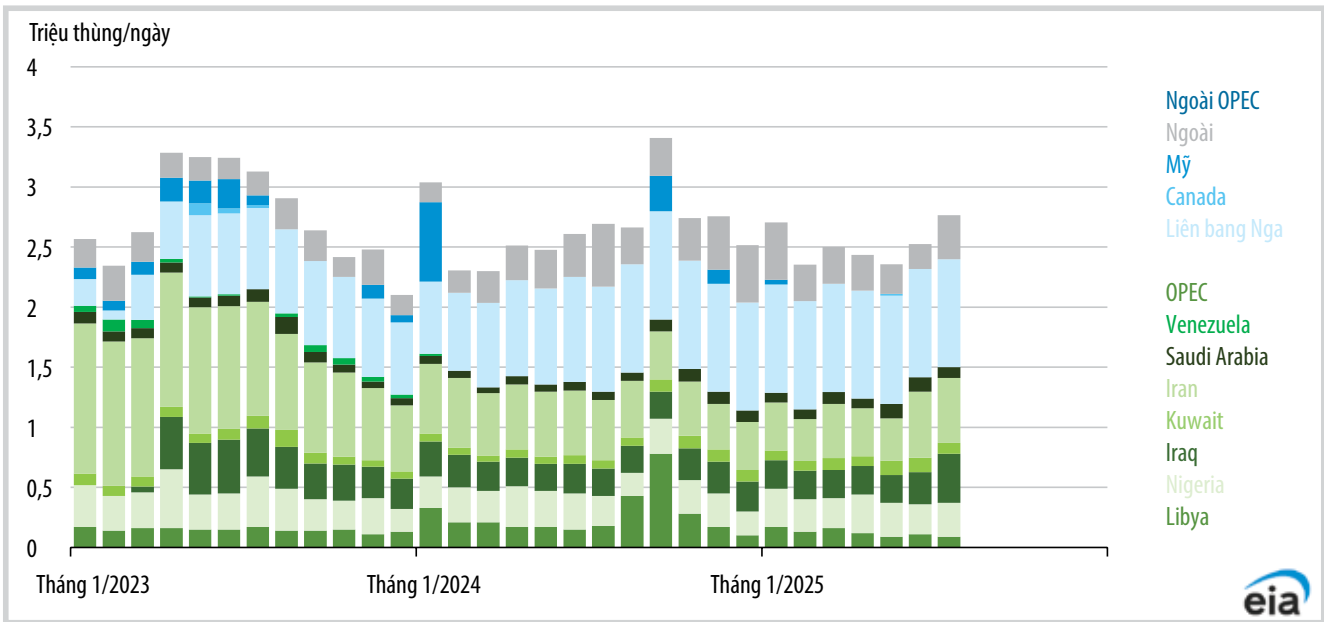
EIA dự báo dự trữ dầu toàn cầu sẽ tăng trung bình 1,7 triệu thùng/ngày trong năm 2025 và 1,6 triệu thùng/ngày trong năm 2026 (riêng Quý I/2026 có thể đạt 2,3 triệu thùng/ngày). Khi tồn kho toàn cầu vượt quá 1 triệu thùng/ngày trong thời gian kéo dài - bao gồm các năm 2020, 2015 và 1998 - giá dầu thô đã giảm 25 - 50% so với năm trước đó.

Mặc dù không dự báo bất kỳ sự gián đoạn nguồn cung lớn nào, song EIA cho rằng các rủi ro đối với nguồn cung dầu vẫn tồn tại. Việc phá vỡ lệnh ngừng bắn giữa Israel và Iran; căng thẳng và đàm phán đang diễn ra liên quan đến xung đột Nga - Ukraine có thể ảnh hưởng đến nguồn cung, trong khi các lệnh trừng phạt mới có thể được ban hành. Diễn biến của các cuộc đàm phán thương mại và thách thức pháp lý đang diễn ra liên quan đến thuế quan giữa Mỹ và các đối tác thương mại có thể tác động đến tăng trưởng kinh tế và nhu cầu dầu, từ đó ảnh hưởng đến giá dầu. EIA nhận định trước tình trạng nguồn

cung dư thừa đáng kể từ cuối năm nay, có khả năng OPEC+ xem xét lại kế hoạch sản xuất, để hạn chế áp lực giảm giá dầu.

EIA nhận định khi giá dầu rơi xuống dưới mức 50 USD/thùng sẽ khiến một số nhà sản xuất phải cắt giảm nguồn cung. Trong đó, OPEC+ có thể sẽ giảm sản lượng 0,2 triệu thùng/ngày trong năm 2026 so với Quý IV/2025. Một số quốc gia ngoài OPEC phụ thuộc vào nguồn cung từ chu kỳ đầu tư ngắn hạn sẽ giảm sản lượng. Đáng chú ý nhất là Mỹ, dự kiến sản lượng dầu thô trung bình năm 2026 sẽ giảm 0,1 triệu thùng/ngày so với mức sản lượng kỷ lục đạt được năm 2025.

Wood Mackenzie dự báo giá dầu Brent đạt trung bình 68,6 USD/thùng trong năm 2025, 59,4 USD/thùng trong năm 2026 và 64,9 USD/thùng trong năm 2027. Nhu cầu nhiên liệu lỏng toàn cầu trong năm 2025 được Wood Mackenzie dự báo đạt 104,28 triệu thùng/ngày, tăng so với cùng kỳ năm trước 0,85 triệu thùng/ngày, sau đó tiếp tục tăng 0,75 triệu thùng/ngày trong năm 2026. Nguồn cung nhiên liệu lỏng toàn cầu được Wood Mackenzie dự báo đạt 105,0 triệu thùng/ngày trong năm 2025, 107,0 triệu thùng/ngày trong năm 2026 và 107,5 triệu thùng/ngày trong năm 2027. Tăng



Hình 9. Ước tính các sự cố gián đoạn sản xuất nhiên liệu lỏng không có kế hoạch của các nhà sản xuất OPEC và ngoài OPEC. Nguồn: EIA [2].

trường sản lượng chủ yếu từ các nước ngoài OPEC, dẫn đầu là Mỹ và Mỹ Latinh. Sản lượng của OPEC+ dự kiến sẽ ổn định từ cuối năm 2025 đến năm 2027 [3].

Goldman Sachs dự báo giá dầu trung bình năm 2026 sẽ ở mức 56 USD/thùng đối với dầu Brent và 52 USD/thùng đối với dầu WTI [4].

Hồng Hạnh (tổng hợp)

Tài liệu tham khảo

[1] International Energy Agency (IEA), “Oil market report”, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-september-2025>.

[2] U.S. Energy Information Administration (EIA), “Short-term energy outlook”, 2025. [Online]. Available: https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo_full.pdf.

[3] Wood Mackenzie, “Macro oils short-term outlook: Price forecast for 2027 revised down due to a larger oversupply”, 2025.

[4] Reuters, “Goldman Sachs expects slightly larger oil surplus in 2026”, 2025. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/goldman-sachs-expects-slightly-larger-oil-surplus-2026-2025>.