

Dầu Khí

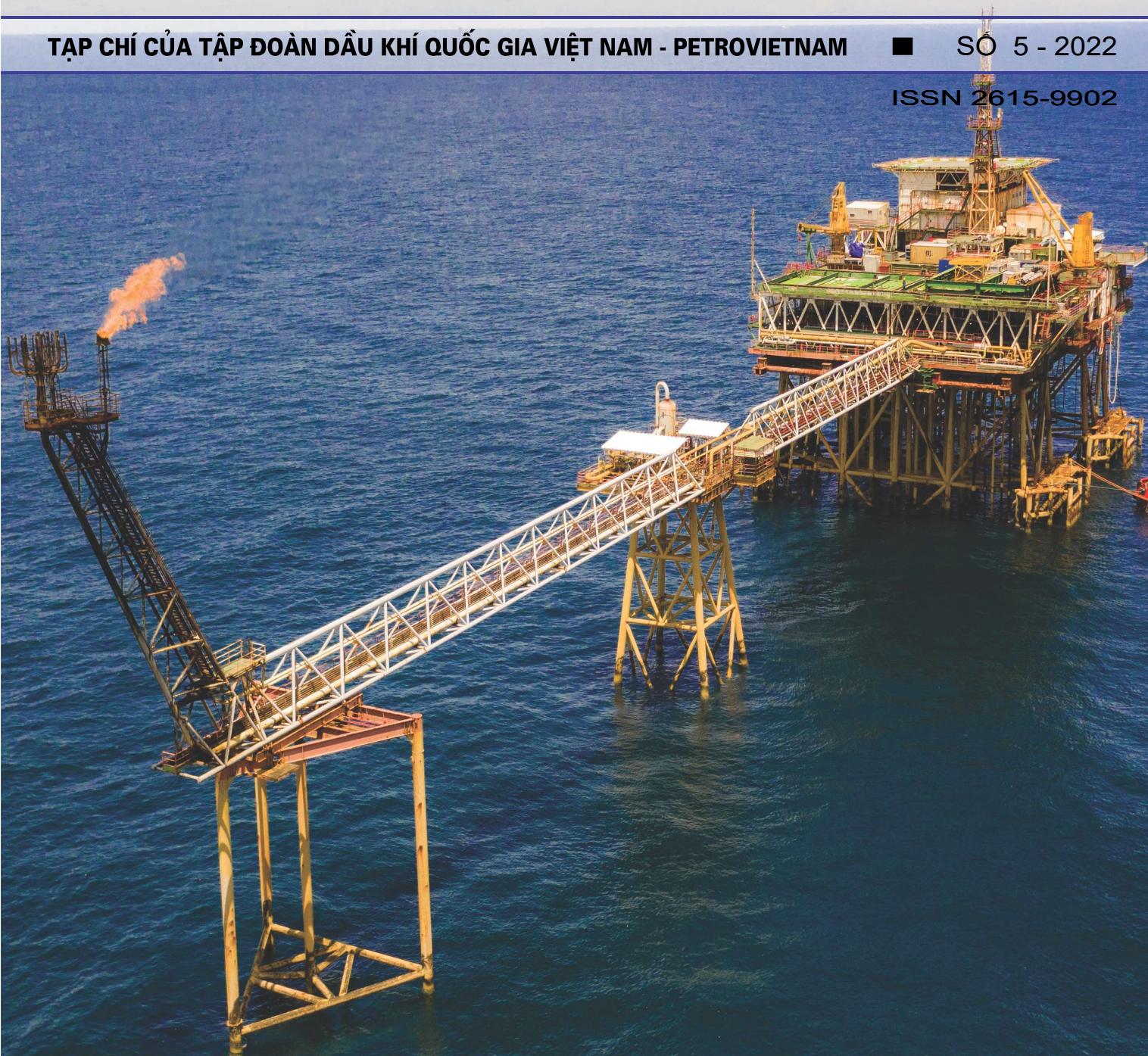


TẠP CHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM - PETROVIETNAM

■ SỐ 5 - 2022

ISSN 2615-9902

PETROVIETNAM Số 5 - 2022





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Xuân Huyền

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Vũ Đào Minh

ThS. Trần Thái Ninh

ThS. Dương Mạnh Sơn

ThS. Lê Ngọc Sơn

PGS.TS. Lê Văn Sỹ

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

ThS. Phạm Xuân Trường

TS. Trần Quốc Việt

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

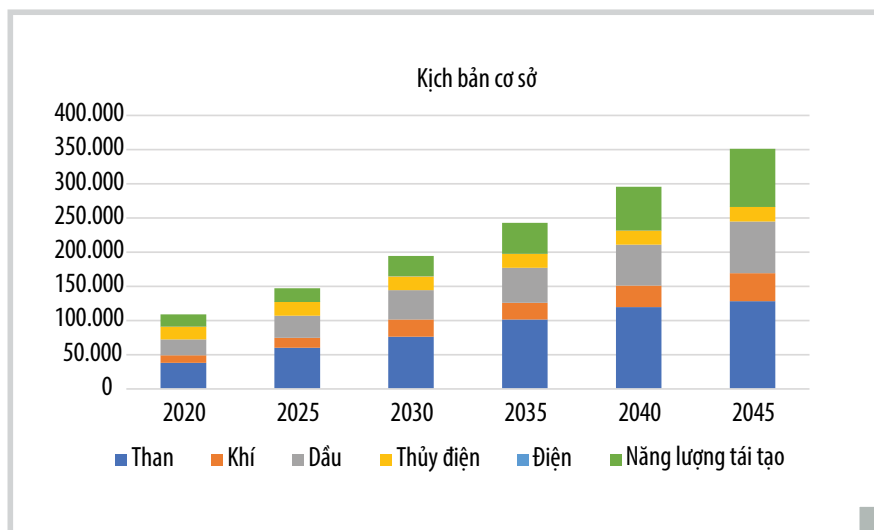
Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

*Tel: 024-37727108 | 0982288671 * Fax: 024-37727107 * Email: tcdk@pvn.vn*

Ảnh bìa: Giàn cố định MSP-6, mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Lê Anh Đức/Vietsovpetro



4

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

4. Xu hướng phát triển bền vững của ngành năng lượng Việt Nam và định hướng phát triển bền vững của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

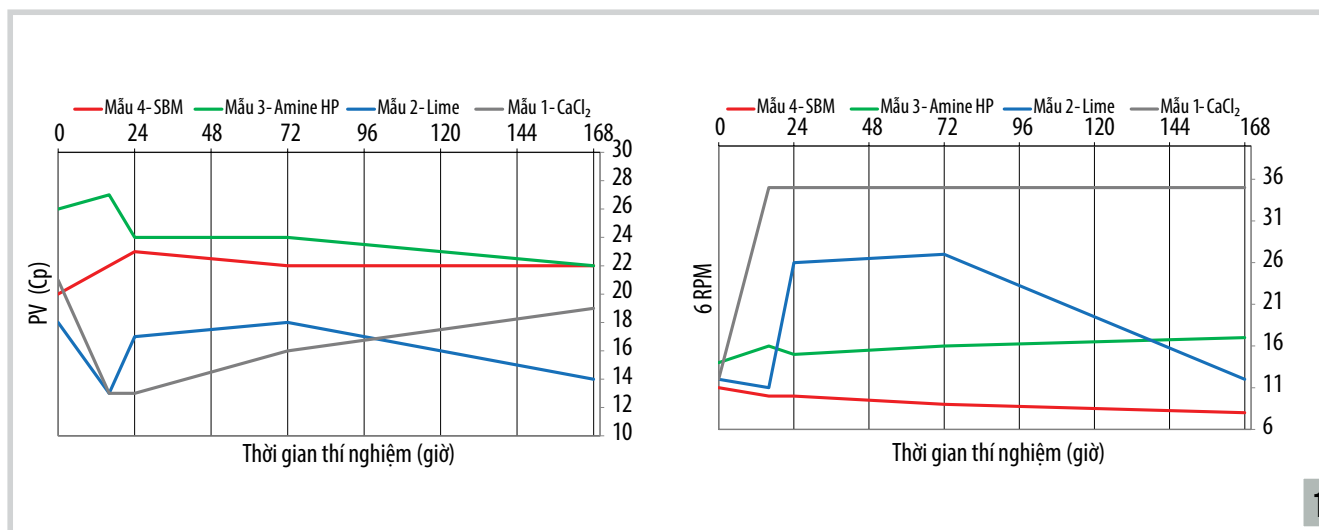
10. Lựa chọn dung dịch khoan cho các giếng khoan có hàm lượng khí CO₂ cao tại bể Sông Hồng

19. Đặc điểm sinh địa tầng và chính xác hóa ranh giới giữa trầm tích Miocene và Oligocene khu vực phía Bắc bể Malay - Thổ Chu



CÔNG NGHỆ DẦU KHÍ

28. Nghiên cứu chế tạo hệ lớp phủ composite chống ăn mòn đường ống kim loại tại vị trí gối đỡ



CÔNG NGHIỆP ĐIỆN

38. Thu hồi nhiệt từ dòng khói thải ra khỏi hệ thống lò hơi thu hồi nhiệt bằng chu trình rankine hữu cơ tại Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 & 2 để sản xuất thêm điện

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Sustainable development trend of Vietnam's energy industry and orientations for sustainable development of Vietnam Oil and Gas Group until 2030 with vision to 2045 **4**

Selection of drilling fluid system for wells with high CO₂ content in Song Hong basin **10**

Biostratigraphic characteristics and correction of the boundary between Miocene and Oligocene sediments in the northern Malay - Tho Chu basin **19**

Research on production of a composite coating system to control corrosion at pipe supports **28**

Recovering heat of flue gas from heat recovery steam generator system at Nhon Trach 1 and Nhon Trach 2 gas power plants by organic Rankine cycle to produce power **38**

XU HƯỚNG PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG CỦA NGÀNH NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM VÀ ĐỊNH HƯỚNG PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM ĐẾN NĂM 2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2045

Hoàng Quốc Vương

Chủ tịch Hội đồng Thành viên

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: vuonghq@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.05-01>

Tóm tắt

Năng lượng đóng vai trò quan trọng trong phát triển kinh tế - xã hội của các quốc gia nói chung và đặc biệt trong bối cảnh Việt Nam là nền kinh tế năng động với tốc độ tăng trưởng cao. Để đạt các mục tiêu về phát triển kinh tế bền vững, Chính phủ Việt Nam đẩy mạnh và quyết tâm thực hiện chuyển đổi cơ cấu ngành năng lượng theo định hướng xanh hơn, sạch hơn và sử dụng năng lượng hiệu quả hơn.

Là công ty dầu khí quốc gia, có đóng góp lớn cho sự phát triển kinh tế - xã hội, đồng thời là trụ cột góp phần bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, trước tác động trực tiếp của xu hướng chuyển dịch năng lượng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có trách nhiệm trong việc chung tay cùng Chính phủ đảm bảo an ninh năng lượng, giảm phát thải khí nhà kính để bảo vệ môi trường và ứng phó với biến đổi khí hậu... thực hiện thành công chiến lược phát triển bền vững.

Từ khóa: Chuyển dịch năng lượng, phát triển bền vững, an ninh năng lượng.

1. Chính sách phát triển bền vững của Việt Nam

Chuyển đổi phương thức phát triển để hướng tới xây dựng nền kinh tế phát triển bền vững là mục tiêu quan trọng của các quốc gia, phù hợp với xu thế phát triển chung của hệ thống kinh tế toàn cầu (Hình 1). Nhiều quốc gia lựa chọn hướng phát triển kinh tế bền vững là mô hình phát triển mới để giải quyết đồng thời những vấn nạn môi trường đang diễn ra phức tạp. Mô hình kinh tế mới này ghi nhận giá trị và vai trò của đầu tư vào vốn tự nhiên, tạo ra việc làm, là trụ cột để giảm nghèo. Thay vì sử dụng nhiên liệu hóa thạch, nền kinh tế phát triển bền vững sử dụng năng lượng tái tạo và công nghệ carbon thấp, khuyến khích sử dụng nguồn lực và năng lượng hiệu quả hơn nữa để phát triển kinh tế. Bên cạnh đó, thực tiễn tại các nước cũng cho thấy, việc thúc đẩy tăng trưởng xanh hay quá trình chuyển đổi sang nền kinh tế phát triển bền vững đã tạo ra những tín hiệu tích cực.

Tại Việt Nam, Chính phủ đã ban hành Chương trình nghị sự 21 của Việt Nam (2004), Chiến lược phát triển bền

vững Việt Nam giai đoạn 2011 - 2020 (2012), Kế hoạch hành động quốc gia thực hiện Chương trình nghị sự 2030 vì sự phát triển bền vững với 17 mục tiêu phát triển bền vững và 115 mục tiêu cụ thể (2017), Lộ trình thực hiện các mục tiêu phát triển bền vững của Việt Nam đến năm 2030 (2019) và gần đây nhất Chính phủ đã ban hành Nghị quyết số 136/NQ-CP ngày 25/9/2020 về phát triển bền vững để thúc đẩy việc thực hiện các mục tiêu phát triển bền vững đến năm 2030 [1, 2].

Như vậy, có thể thấy phát triển bền vững là chủ trương nhất quán của Đảng và Nhà nước Việt Nam, là vấn đề thu hút sự quan tâm của xã hội. Đặc biệt, phát triển bền vững gắn với phát triển kinh tế, môi trường trong thời gian qua đã có nhiều cơ chế, chính sách được ban hành và triển khai, bước đầu mang lại những chuyển biến tích cực.

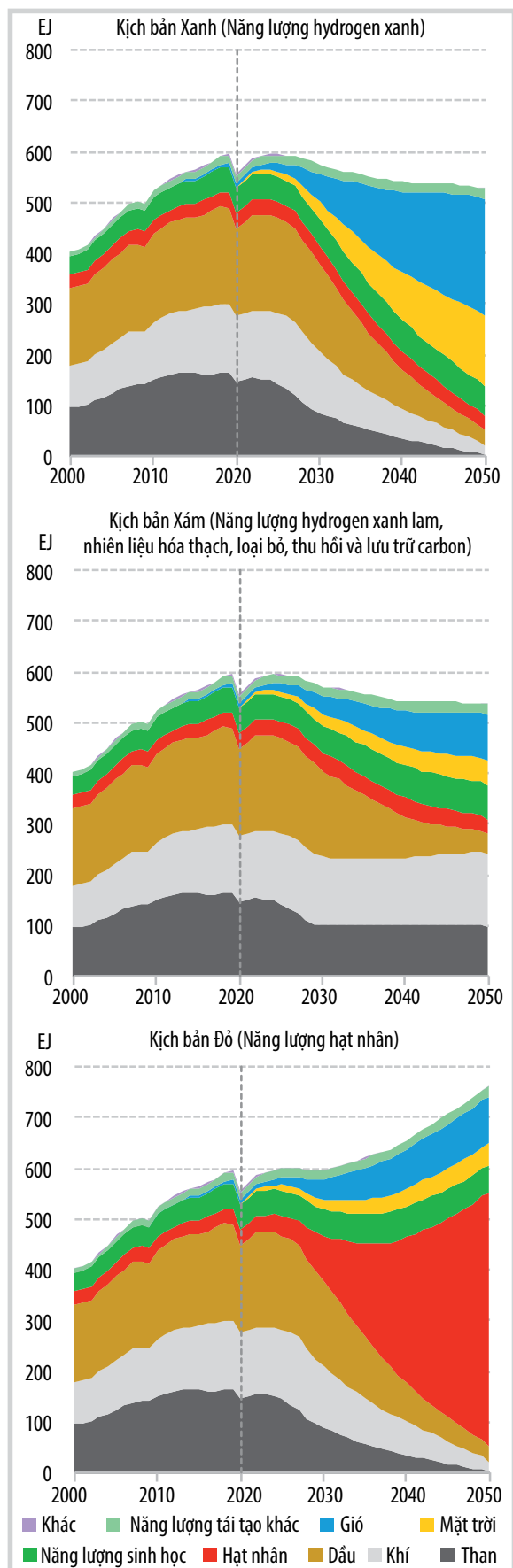
2. Xu hướng phát triển bền vững của ngành năng lượng Việt Nam

Năng lượng đóng vai trò vô cùng quan trọng trong phát triển kinh tế - xã hội của các quốc gia nói chung và đặc biệt trong bối cảnh Việt Nam là một nền kinh tế năng động với tốc độ tăng trưởng cao trong nhiều năm



Ngày nhận bài: 12/5/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 12 - 16/5/2022.

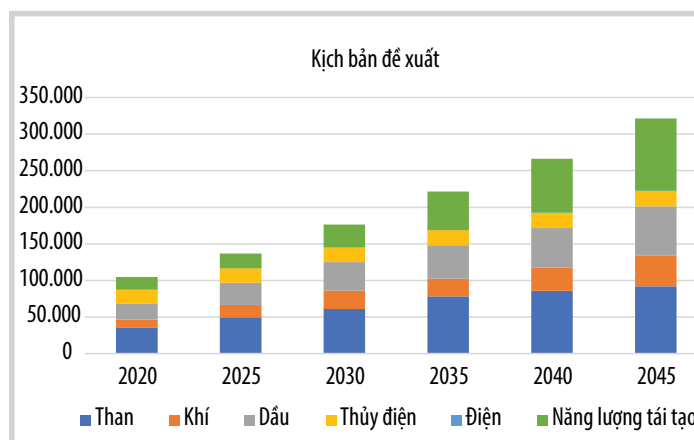
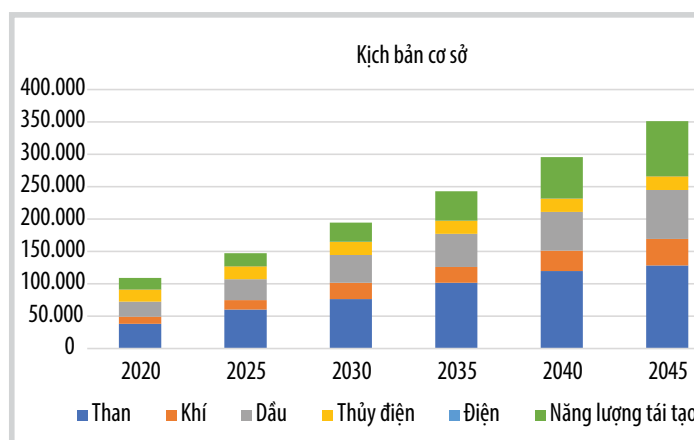
Ngày bài báo được duyệt đăng: 20/5/2022.



Hình 1. Tổng cung năng lượng sơ cấp toàn thế giới trong giai đoạn 2000 - 2020 và dự báo đến năm 2050 theo 3 kịch bản của Bloomberg NEF [4].

liên tục. Để đạt các mục tiêu về phát triển kinh tế bền vững, Chính phủ Việt Nam đẩy mạnh và quyết tâm thực hiện chuyển đổi cơ cấu ngành năng lượng theo định hướng xanh hơn, sạch hơn và sử dụng năng lượng hiệu quả hơn.

Trong bối cảnh đó, Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị [3] có ý nghĩa to lớn thể hiện đường lối đúng đắn của Đảng về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia Việt Nam đến năm 2030 tầm nhìn đến năm 2045 (Hình 2, Bảng 1). Nghị quyết số 55-NQ/TW đã nêu 14 mục tiêu cụ thể, trong đó phần đầu: Tỷ lệ các nguồn năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt khoảng 15 - 20% vào năm 2030 và 25 - 30% vào năm 2045; Tỷ lệ tiết kiệm năng lượng trên tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng so với kịch bản phát triển bình thường đạt khoảng 7% vào năm 2030 và khoảng 14% vào năm 2045 (Bảng 2); Giảm phát thải khí nhà kính từ hoạt động năng lượng so với kịch bản phát triển bình thường ở mức 15% vào năm 2030, lên mức 20% vào năm 2045; Năng lực nhập khẩu khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) đạt khoảng 8 tỷ m³ vào năm 2030 và khoảng 15 tỷ m³ vào năm 2045... Nghị quyết số 55-NQ/TW đề ra 10 giải pháp, trong đó giải pháp phát triển các nguồn cung năng lượng sơ cấp theo hướng tăng khả năng tự chủ, đa dạng hóa, bảo đảm tính hiệu quả, tin cậy và bền vững.



Hình 2. Cung năng lượng sơ cấp theo từng kịch bản phát triển năng lượng Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045. Đơn vị tính: Nghìn tấn dầu quy đổi [5].

Bảng 1. Cung năng lượng sơ cấp của Việt Nam theo kịch bản cơ sở và kịch bản để xuất [5]

Kịch bản	Năm	2020		2025		2030		2035		2040		2045	
		Nghìn tấn dầu quy đổi	%	Nghìn tấn dầu quy đổi	%	Nghìn tấn dầu quy đổi	%	Nghìn tấn dầu quy đổi	%	Nghìn tấn dầu quy đổi	%	Nghìn tấn dầu quy đổi	%
Kịch bản cơ sở	Than	38.510	35	60.430	41	76.520	39	101.770	42	119.759	40	128.513	37
	Khí	10.750	10	14.470	10	25.260	13	24.360	10	31.442	11	40.903	12
	Dầu	23.440	21	32.430	22	42.840	22	50.950	21	61.021	21	75.636	22
	Thủy điện	18.810	17	19.890	13	20.230	10	20.570	8,5	20.776	7	20.983	6
	Điện*	30	0,03	40	0,03	40	0,02	60	0,02	76	0,03	95	0,03
Kịch bản để xuất	Năng lượng tái tạo	17.800	16	20.240	14	29.510	15	45.260	19	63.479	21	84.950	24
	Tổng	109.340	100	147.500	100	194.400	100	242.970	100	296.553	100	351.079	100
	Than	35.920	34	49.590	36	61.080	35	78.120	35	85.928	32	92.209	29
	Khí	10.660	10	17.050	12	25.010	14	24.360	11	31.614	12	41.480	13
	Dầu	22.110	21	30.210	22	39.130	22	45.660	21	54.090	20	67.685	21
Kịch bản để xuất	Thủy điện	18.810	18	19.890	15	20.230	11	20.570	9,3	20.776	7,8	20.983	6,5
	Điện*	30	0,03	40	0,03	40	0,02	60	0,03	76	0,03	95	0,03
	Năng lượng tái tạo	17.100	16	20.000	15	30.980	18	52.630	24	73.816	28	98.783	31
	Tổng	104.630	100	136.780	100	176.470	100	221.400	100	266.299	100	321.234	100

* Điện nhập khẩu

Ngoài ra, theo như Đóng góp quốc gia tự quyết định (NDC) cập nhật năm 2020, Chính phủ đặt mục tiêu đến năm 2030 sẽ giảm 9% tổng lượng phát thải khí nhà kính so với Kịch bản phát triển thông thường (BAU) bằng nguồn lực trong nước và tăng đóng góp lên tới 27% khi có hỗ trợ quốc tế, trong đó phân bổ cho ngành năng lượng chiếm 5,5% và 16,7% tương ứng theo từng kịch bản cắt giảm.

Để cụ thể hóa định hướng Chiến lược phát triển ngành năng lượng Việt Nam theo Nghị quyết số 55-NQ/TW, Chính phủ Việt Nam đang hoàn thiện Quy hoạch về tổng thể phát triển năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050, Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến 2045 (Quy hoạch điện VIII), theo đó tổng công suất nguồn điện sạch bao gồm thủy điện và điện khí sẽ chiếm 73% vào năm 2030 và 88% vào năm 2045 (không bao gồm các nhà máy điện than chuyển đổi nhiên liệu biomass/anmonia); trong đó tính riêng công suất nguồn điện năng lượng tái tạo (không bao gồm thủy điện) chiếm khoảng 26% vào năm 2030 và 54% vào năm 2045.

3. Định hướng Chiến lược phát triển bền vững của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045

Triển khai thực hiện Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 và để phù hợp với bối cảnh chuyển dịch năng lượng và chuyển đổi số đang diễn ra mạnh mẽ trên toàn cầu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng, điều chỉnh Chiến lược phát triển đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 và trình các cấp thẩm quyền với mục tiêu tổng quát là: “Xây dựng và phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thành Tập đoàn năng lượng hàng đầu đất nước, khu vực; có vị trí và vai trò nòng cốt trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia”. Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam gắn liền với định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia và Chiến lược phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, đảm bảo đồng bộ, hiệu quả và bền vững, có khả năng cạnh tranh, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng cho phát triển đất nước, đồng thời nhấn mạnh quan điểm sử dụng tài nguyên tiết kiệm, hiệu quả, gắn liền với bảo vệ môi trường sinh thái; chủ động thực hiện các giải pháp giảm thiểu và thích ứng với biến đổi khí hậu; thúc đẩy tìm kiếm và phát triển năng lượng mới, năng lượng tái tạo; thực hiện chuyển đổi số, ứng dụng trí tuệ nhân tạo

trong mọi hoạt động và được cụ thể hóa theo từng lĩnh vực hoạt động chính của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, cụ thể như:

- Lĩnh vực tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí:
 - + Hợp tác quốc tế để nghiên cứu điều tra cơ bản và tìm kiếm thăm dò khai thác các nguồn năng lượng mới/ năng lượng sạch, phi truyền thống như: khí hydrate (băng cháy), khí sét, khí than, hydrogen, nguồn địa nhiệt...
 - + Ứng dụng các giải pháp thu hồi, giảm đốt bỏ và rò rỉ khí ra môi trường; nghiên cứu tích hợp sử dụng nguồn điện năng lượng tái tạo. Nghiên cứu sử dụng hiệu quả nguồn khí tự nhiên có hàm lượng CO₂ cao trong nước để có thể nhận lợi ích đồng thời từ việc sử dụng nguồn hydrocarbon và CO₂ nhằm giảm phát thải khí nhà kính.
- Lĩnh vực công nghiệp khí:
 - + Đảm bảo thu gom tối đa sản lượng khí của các lô/ mỏ khai thác tại Việt Nam nhằm hạn chế tối đa đốt bỏ khí. Phấn đấu trở thành đơn vị đứng đầu trong chuỗi LNG trong đó xem xét ưu tiên đầu tư hạ tầng đi trước.
 - + Đa dạng hóa các sản phẩm từ khí; phát triển lĩnh vực hóa dầu từ khí, tăng cường đầu tư chế biến sâu khí tự nhiên để nâng cao giá trị gia tăng sản phẩm khí, ưu tiên sử dụng nguồn khí giá rẻ trong nước để phát triển các dự án hóa dầu.
- Lĩnh vực công nghiệp điện:
 - + Nghiên cứu và triển khai giải pháp tiết kiệm, sử dụng năng lượng hiệu quả và giải pháp nhằm xanh hóa các nhà máy điện.
 - + Ưu tiên phát triển nhiệt điện khí sử dụng nguồn khí tự nhiên khai thác trong nước kết hợp với nguồn LNG nhập khẩu; tham gia đầu tư phát triển các dự án năng lượng tái tạo, đặc biệt là các dự án điện gió ngoài khơi nhằm tận dụng cơ sở hạ tầng và kinh nghiệm triển khai các công trình trên biển.
 - + Phấn đấu đạt 8.000 - 14.000 MW, trong đó nguồn điện năng lượng tái tạo chiếm từ 5 - 10% tổng công suất

điện của Petrovietnam trong giai đoạn 2021 - 2030 và đạt 8 - 10% tổng công suất lắp đặt hệ thống điện Việt Nam, trong đó công suất nguồn điện năng lượng tái tạo chiếm 10 - 20% tổng công suất của Petrovietnam trong giai đoạn 2031 - 2045.

- Lĩnh vực chế biến, tồn trữ và phân phối sản phẩm dầu khí:
 - + Tập trung phát triển lĩnh vực hóa dầu (bao gồm cả hóa dầu từ khí), hóa chất để nâng cao giá trị gia tăng sản phẩm dầu khí, tạo ra các nguyên, nhiên liệu, vật liệu để phục vụ tối đa nhu cầu sản xuất công nghiệp trong nước.
 - + Tiếp tục phát triển nhiên liệu sinh học nhằm giảm thiểu sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch và bảo vệ môi trường. Thường xuyên nghiên cứu, tìm kiếm cách thức cải tiến/nâng cao chất lượng sản phẩm theo xu hướng thay đổi của thị trường cũng như đáp ứng các chỉ số an toàn môi trường theo lộ trình áp dụng tiêu chuẩn khí thải.
 - + Nghiên cứu sản xuất hydrogen, sản xuất năng lượng tái tạo, tích hợp với nhà máy lọc hóa dầu, hóa chất, phân bón, sử dụng làm nhiên liệu cho pin nhiên liệu, định hướng hoàn thiện chuỗi giá trị hydrogen khâu sau.

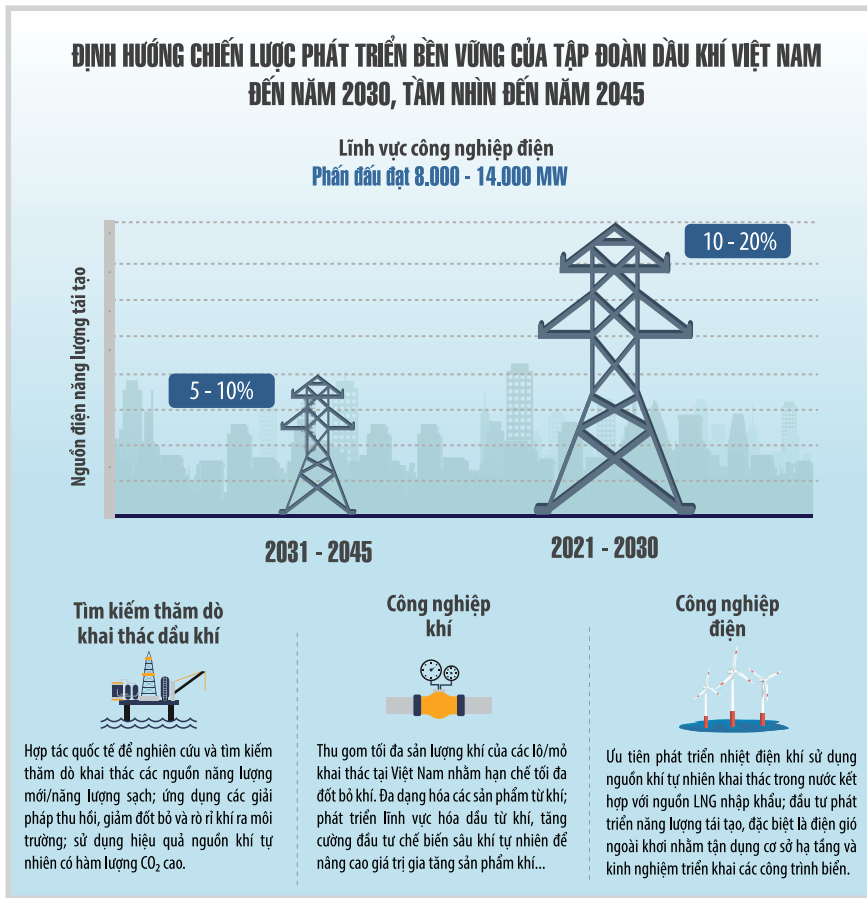
4. Giải pháp thực thi thành công Chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Bên cạnh 10 nhóm giải pháp triển khai thực hiện Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 đã được xây dựng về: Quản trị, quản lý doanh nghiệp; tái cấu trúc; chuyển đổi số; khoa học công nghệ, an toàn môi trường; thị trường; đầu tư; tài chính; phát triển nguồn nhân lực; quốc phòng - an ninh - đối ngoại và văn hóa doanh nghiệp, để thực thi Chiến lược phát triển thành công nhằm đảm bảo phát triển đồng bộ, hiệu quả và bền vững, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang tập trung triển khai các nhiệm vụ cụ thể sau:

- Xây dựng Kế hoạch hành động triển khai thực hiện Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 phân cấp, giao trách nhiệm

Bảng 2. Tỷ lệ tiết kiệm điện năng và năng lượng của Việt Nam giai đoạn đến năm 2030 và 2045 [5]

Hạng mục	Kịch bản đề xuất		Kịch bản cơ sở	
	2030	2045	2030	2045
Điện năng (tỷ kWh)	375,59	713,9	427,17	841,42
GDP (tỷ USD giá 2010)	450,3	913,6	450,3	913,6
Cường độ điện (kWh/USD)	0,834	0,781	0,949	0,921
Tỷ lệ tiết kiệm điện năng (Kịch bản đề xuất so với Kịch bản cơ sở)	12,1%	15,2%		
Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (nghìn tấn dầu quy đổi)	104.468	162.233	112.273	187.295
Tỷ lệ tiết kiệm năng lượng (Kịch bản đề xuất so với Kịch bản cơ sở)	6,95% (~ 7%)	13,38% (~ 14%)		



Hình 3. Định hướng Chiến lược phát triển bền vững của Petrovietnam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045.

cho từng lãnh đạo cũng như người đại diện phần vốn của Tập đoàn tại các đơn vị thành viên;

- Xây dựng/phê duyệt/chấp thuận: (i) Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam theo 5 lĩnh vực kinh doanh chính (thăm dò khai thác dầu khí; công nghiệp khí; chế biến dầu khí; công nghiệp điện và năng lượng tái tạo; dịch vụ dầu khí); (ii) Chiến lược phát triển các đơn vị thành viên; (iii) Kế hoạch sản xuất kinh doanh 5 năm theo từng giai đoạn chiến lược... để đảm bảo Chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam được thiết lập/phân cấp cụ thể đến từng đơn vị thành viên, theo từng giai đoạn 5 năm và hàng năm;

- Xây dựng các chính sách hỗ trợ thực thi chiến lược như: Lộ trình/chiến lược phát triển về thị trường/marketing, chuyển đổi số, đổi mới sáng tạo, đào tạo và phát triển nguồn nhân lực, chính sách về tiền lương...;

- Xây dựng và quản trị danh mục đầu tư trong toàn hệ thống Tập đoàn Dầu khí Việt Nam để tối ưu hóa nguồn lực và kiểm soát hiệu quả đầu tư; trong đó ưu tiên xây dựng giá trị chuỗi thông qua việc tổ hợp, tích hợp các nguồn lực để phát triển đồng bộ, chặt chẽ, tăng cường sử dụng nguồn lực nội bộ từ đó đảm bảo gia tăng dòng tiền, lợi nhuận giữa các đơn vị thành viên;

- Nâng cao vai trò công tác dự báo, quản trị rủi ro và quản trị chiến lược, trong đó thành lập Bộ phận Chiến lược trực thuộc Hội đồng Thành viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhằm tham mưu, tư vấn cho Hội đồng Thành viên trong việc định hướng, hoạch định chiến lược phát triển và giám sát, đánh giá, đề xuất

điều chỉnh Chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

5. Kết luận

Phát triển bền vững là chủ trương nhất quán của Đảng và Chính phủ Việt Nam và ngành năng lượng Việt Nam đóng vai trò then chốt trong việc thực thi chủ trương đó. Là công ty dầu khí quốc gia, có đóng góp lớn cho sự phát triển kinh tế - xã hội, đồng thời là trụ cột góp phần bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, trong xu hướng chuyển dịch năng lượng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có trách nhiệm trong việc chung tay cùng Chính phủ đảm bảo an ninh năng lượng, giảm phát thải khí nhà kính để bảo vệ môi trường và ứng phó với biến đổi khí hậu... góp phần thực hiện chiến lược phát triển bền vững.

Trong bối cảnh đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng Chiến lược phát triển với định hướng phát triển thành Tập đoàn năng lượng hàng đầu đất nước và khu vực, trong đó ưu tiên mở rộng phát triển các nguồn năng lượng sạch bền vững cho đất nước như: khí tự nhiên/LNG, điện gió ngoài khơi, hydrogen/ammonia xanh... Để thực thi định hướng chiến lược thành công, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hiện tập trung vào các công tác như: Dự báo, quản trị rủi ro, quản trị danh mục đầu tư và quản trị chiến lược; tái cấu trúc phát triển mô hình doanh nghiệp carbon thấp và đẩy mạnh phát triển và ứng dụng chuyển đổi số, đổi mới sáng tạo... Với những chủ trương, định hướng đúng đắn của Chính phủ Việt Nam cùng các giải pháp triển khai quyết liệt cụ thể, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tin rằng sẽ thực thi thành công Chiến lược phát triển đến năm 2030, tầm nhìn đến năm

2045 để góp phần thúc đẩy phát triển kinh tế - xã hội nhanh và bền vững của đất nước.

Tài liệu tham khảo

[1] Chính phủ, "Nghị quyết về phát triển bền vững", Nghị quyết số 136/NQ-CP, 25/9/2020.

[2] Chính phủ, "Lộ trình thực hiện các mục tiêu phát triển bền vững Việt Nam đến năm 2030", Quyết định số 681/QĐ-TTg, 4/6/2019.

[3] Ban Chấp hành Trung ương, "Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045", Nghị quyết số 55-NQ/TW, 11/2/2020.

[4] Bloomberg NEF, "Newenergyoutlook" 2021, 7/2021.

[5] Ban Kinh tế Trung ương, "Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045". Nhà xuất bản Đại học Kinh tế Quốc dân, 2020.

SUSTAINABLE DEVELOPMENT TREND OF VIETNAM'S ENERGY INDUSTRY AND ORIENTATIONS FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF VIETNAM OIL AND GAS GROUP UNTIL 2030 WITH VISION TO 2045

Hoang Quoc Vuong

Chairman of the Board of Directors

Vietnam Oil and Gas Group

Email: vuonghq@pvn.vn

Summary

Energy plays an important role in the socio-economic development of countries in general and particularly in the context that Vietnam is a dynamic economy with a high growth rate. In order to achieve the goals of sustainable economic development, the Government of Vietnam is determined to implement and accelerate structural transformation of the energy sector towards a greener, cleaner and more efficient use of energy.

As a national oil and gas company making large contribution to the country's socio-economic development and at the same time a pillar in ensuring the national energy security, in view of the direct impacts of the energy transition trend, the Vietnam Oil and Gas Group is responsible for joining hands with the Government to ensure energy security, reduce greenhouse gas emissions to protect the environment and adapt to climate change, thus contributing to successfully implementing the sustainable development strategy.

Key words: Energy transition, sustainable development, energy security.

LỰA CHỌN DUNG DỊCH KHOAN CHO CÁC GIẾNG KHOAN CÓ HÀM LƯỢNG KHÍ CO₂ CAO TẠI BỂ SÔNG HỒNG

Ngô Hữu Hải¹, Nguyễn Trọng Tài², Nguyễn Thế Vinh³, Trương Văn Từ³

¹Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

²Zarubezhneft E&P Vietnam

³Trường Đại học Mở - Địa chất

Email: hainh@biendongpoc.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.05-02>

Tóm tắt

Trong công tác thiết kế và thi công giếng khoan, việc đánh giá và lựa chọn hệ dung dịch khoan có vai trò quan trọng, đặc biệt là đối với giếng khoan có điều kiện địa chất phức tạp (như nhiệt độ cao, áp suất cao) hoặc giếng khoan qua vỉa sản phẩm có chứa các loại khí chua. Đối với các giếng khoan có vỉa sản phẩm chứa hàm lượng khí CO₂ cao, trong quá trình thi công, khí CO₂ từ vỉa sẽ xâm nhập vào dung dịch trong giếng, phản ứng hóa học với nước và các thành phần từ chất phụ gia khác... Hiện tượng này sẽ làm thay đổi tính chất của hệ dung dịch khoan đang sử dụng (như tỷ trọng dung dịch, độ nhớt và tính lưu biến), khiến các thông số chế độ khoan bị sai lệch và có thể là nguyên nhân gây ra các sự cố trong quá trình thi công.

Bài báo đề xuất phương án lựa chọn hệ dung dịch khoan phù hợp sử dụng trong quá trình thi công khoan qua các giếng khoan có hàm lượng khí CO₂ cao tại bể Sông Hồng để góp phần giảm thiểu rủi ro và nâng cao hiệu quả thi công khoan.

Từ khóa: CO₂, dung dịch khoan gốc dầu, dung dịch khoan gốc nước, tỷ trọng dung dịch, tính lưu biến, độ thải nước, bể Sông Hồng.

1. Giới thiệu

Trong quá trình thiết kế giếng khoan, việc lựa chọn hệ dung dịch khoan sử dụng cho từng công đoạn khoan sẽ tùy thuộc vào tính chất của địa tầng khoan qua, gồm nhiệt độ, áp suất và cột địa tầng. Ngoài ra, đối với các giếng khoan thăm dò, thăm lượng có khả năng chuyển đổi thành giếng khai thác thì tính chất của chất lưu trong vỉa sản phẩm gồm các thành phần khí chua (như CO₂, H₂S) cũng được tính đến nhằm xác định độ ăn mòn kim loại đối với thiết bị lòng giếng cũng như ống chống khai thác. Tuy nhiên, ảnh hưởng của các thành phần khí chua trong vỉa chứa đến quá trình thi công khoan chưa được chú ý, đặc biệt đối với các cấu tạo có hàm lượng khí CO₂ cao. Thành phần khí chua sẽ xâm nhập vào dung dịch khoan trong giếng khoan và tạo ra các phản ứng hóa học làm thay đổi tính chất của hệ dung dịch khoan đang sử dụng, đây là nguyên nhân gây nên các sự cố lớn như phun trào dầu khí, kẹt cột cần khoan và giảm hiệu quả thi công khoan.

Theo các nghiên cứu mới nhất về sự phân bố khí CO₂ trong các vỉa dầu khí ở Việt Nam được thực hiện gần đây, có thể thấy hàm lượng khí CO₂ giảm dần từ Bắc vào Nam trong đó hàm lượng lớn nhất được xác định từ phân tích mẫu khí của các giếng khoan tại bể Sông Hồng - có những cấu tạo phát hiện hàm lượng khí CO₂ lên đến 99% (như Quả Mít Vàng Lô 114, Cá Voi Xanh Lô 118). Trong khi đó, hàm lượng khí CO₂ được phát hiện và ghi nhận tại các giếng khoan thuộc bể Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn và Malay - Thổ Chu đều có giá trị dưới 10%.

Về nguồn gốc hình thành khí CO₂, theo lý thuyết khí CO₂ có thể được tạo ra trong quá trình hình thành và biến đổi trầm tích carbonate biển, quá trình biến đổi vật chất hữu cơ, hoặc quá trình biến đổi chất do nhiệt bởi các khối dung nham xâm nhập qua các tập trầm tích chứa than... Kết quả phân tích mẫu khí bằng phương pháp sử dụng tham số đồng vị carbon -13 (13C) tại các giếng khoan đã thực hiện cho thấy các cấu tạo có hàm lượng khí CO₂ dưới 10% thường có nguồn gốc từ sự biến đổi vật chất hữu cơ do nhiệt. Các cấu tạo có hàm lượng khí CO₂ lớn hơn 30% thường có nguồn gốc vô cơ, hình thành từ sự phân hủy nhiệt của carbonate/calcareous shale hoặc có thể nguồn gốc từ manti xâm nhập.



Ngày nhận bài: 16/5/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 16 - 20/5/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 20/5/2022.

Như vậy, căn cứ vào hàm lượng khí CO₂ trong vỉa dầu khí cũng như nguồn gốc hình thành, trong phạm vi bài báo này các cấu tạo có chứa khí CO₂ có thể được phân loại như sau:

- Hàm lượng CO₂ thấp: < 10%
- Hàm lượng CO₂ trung bình: 10 - 30%
- Hàm lượng CO₂ cao: > 30%

Dựa trên số liệu về hàm lượng khí CO₂ tại các giếng khoan đã thực hiện trên thềm lục địa Việt Nam (Bảng 1), để nhận thấy các cấu tạo có hàm lượng khí CO₂ cao chủ yếu phân bố tại khu vực bể Sông Hồng nơi vỉa sản phẩm chủ yếu là đất đá carbonate.

2. Giới thiệu hệ dung dịch khoan

Trong công tác thi công giếng khoan hiện nay có 3 hệ dung dịch khoan được sử dụng gồm dung dịch khoan gốc nước, dung dịch khoan gốc dầu và dung dịch khoan dạng khí. Tuy nhiên, với các thông số đầu vào về điều kiện địa chất cũng như khả năng cung cấp thiết bị trên giàn khoan, các giếng khoan ở Việt Nam chủ yếu sử dụng 2 hệ

dung dịch khoan chính là dung dịch khoan gốc nước và dung dịch khoan gốc dầu.

2.1. Dung dịch khoan gốc nước (WBM)

Là hệ dung dịch khoan được sử dụng phổ biến nhất hiện nay, hệ dung dịch khoan này sử dụng nước làm dung môi nên có giá thành rẻ, ít ảnh hưởng đến môi trường. Dung dịch khoan gốc nước cũng được chia thành 3 loại khác nhau dựa trên chức năng chính gồm: dung dịch khoan không có khả năng ức chế và dung dịch khoan ức chế sự trương nở của sét, tuy nhiên 2 loại dung dịch khoan này chỉ sử dụng cho các công đoạn khoan mở lỗ hoặc các công đoạn có cột địa tầng không phức tạp.

Để thi công khoan qua địa tầng phức tạp, qua tầng sét có tính trương nở cao, dung dịch khoan polymer sẽ được sử dụng với mục đích giữ ổn định thành giếng và duy trì tính chất của dung dịch khoan dưới ảnh hưởng của nhiệt độ. Tuy nhiên, với các giếng khoan có nhiệt độ đáy giếng cao, áp suất cao, thì các thông số của dung dịch khoan có thể thay đổi trong quá trình khoan và chống ống dẫn đến các sự cố như kẹt cột cần khoan và ống chống, phun trào dầu khí.

Bảng 1. Hàm lượng CO₂ trong các cấu tạo trên thềm lục địa Việt Nam

TT	Lô/cấu tạo	Độ sâu (mTVDSS)	CO ₂ trung bình (%)	Via chứa	Phương pháp xác định
1	103-H-1X		5,5	Móng carbonate	DST
2	104-QMV-1X	3.690	99	Móng carbonate	DST
3	106-HR-1, 2X	3.695	8	Móng carbonate	DST
4	106-YT-1X	1.780	3	Móng carbonate	DST
5	106-HL-1X	1.930	2	Móng carbonate	DST
6	111-HE-1X	2.532	40	Miocene sớm	DST
7	112-HO-1X	1.262	66	Miocene giữa	DST
		1.440	40	Miocene sớm	DST
8	112-BT-1X	4.020	27,4	Oligocene muộn	DST
9	112-VGP BT-1X	2.775	72	Miocene sớm	MDT
		3.493	82	Devon	DST
10	113-BV-1X	1.500	1	Pliocene	MDT
11	113-BD-1X	1.550	50	Pliocene	
12	115-A	3.131 - 3.496	82,4	Miocene sớm - Oligocene giữa	RFT
13	117-STB	2.295 - 2.612	77,5	Miocene	RFT
14	118-CVX	1.580 - 1.638	81,5	Miocene sớm - Miocene giữa	RFT
15	119-CH	1.456 - 1.552	2	Móng carbonate	DST
16	05.1b, c - DN	3.246 - 3.800	6	Miocene giữa	DST
17	05.1b, c - SV	3.192-3.536	4	Miocene giữa	DST
18	06.1 - PLDCC	3.486	6	Oligocene	DST
19	46-HM	1.895	1,8	Miocene sớm	DST
20	15.1 STV/STD		0,1 - 0,3	Móng	Khai thác

2.2. Dung dịch khoan gốc dầu (SBM)

Hệ dung dịch khoan gốc dầu được sử dụng để khắc phục những nhược điểm mà dung dịch khoan gốc nước không đáp ứng được yêu cầu khi khoan qua địa tầng đất đá phức tạp do hệ dung dịch khoan này có tính ổn định cao trong điều kiện nhiệt độ cao, khả năng ức chế sự trương nở tầng sét rất tốt, khả năng vận chuyển mùn khoan và làm mát bộ dụng cụ khoan tốt hơn. Nhược điểm của hệ dung dịch khoan này là ảnh hưởng đến môi trường, giá thành cao và cần trang bị thêm các thiết bị xử lý mùn khoan.

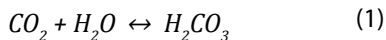
Với các yêu cầu về vấn đề bảo vệ môi trường, hiện nay chính phủ Việt Nam và các cơ quan chức năng qui định chỉ cho phép sử dụng dung dịch khoan gốc dầu từ loại dung môi Neoflo 1-58 trong hoạt động khoan tìm kiếm thăm dò, thăm lượng và khai thác trên lãnh thổ Việt Nam.

3. Đánh giá ảnh hưởng của khí CO₂ đến tính chất của dung dịch khoan

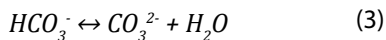
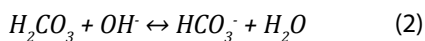
3.1. Lý thuyết về ảnh hưởng của CO₂ đến tính chất của hệ dung dịch khoan

3.1.1. Ảnh hưởng của CO₂ đối với hệ dung dịch khoan gốc nước

Dung dịch khoan là hỗn hợp gồm nước và các chất phụ gia được pha trộn theo tỷ lệ nhất định để đạt được các thông số kỹ thuật theo yêu cầu. Khi có khí CO₂ xâm nhập vào giếng khoan từ thành hệ, phản ứng với nước sẽ xảy ra như sau:



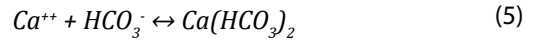
Sự chuyển hóa từ acid carbonic trong nước thành ion bicarbonate HCO₃⁻ và carbonates CO₃²⁻ tùy thuộc vào pH của dung dịch khoan thông qua các phản ứng (2) và (3):



Mối quan hệ giữa pH và sự hiện diện của H₂CO₃, (CO₃)²⁻, HCO₃⁻ được thể hiện trong Hình 1.

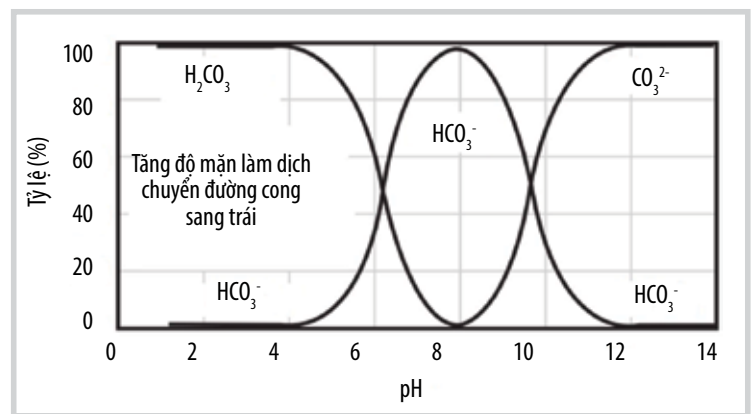
Từ đồ thị Hình 1, nếu pH của dung dịch khoan từ 9 - 11, là khoảng pH phổ biến của dung dịch khoan gốc nước, trong dung dịch khoan tồn tại cả carbonate và bicarbonate. Loại bỏ sự

xâm nhập của khí CO₂ trong dung dịch khoan là quá trình phức tạp do HCO₃⁻ và CO₃²⁻ đều tồn tại trong dung dịch khoan tùy thuộc vào pH. Phương thức phổ biến nhất là kết tủa carbonate bằng Ca⁺⁺ thông qua phản ứng hóa học (4) và (5):

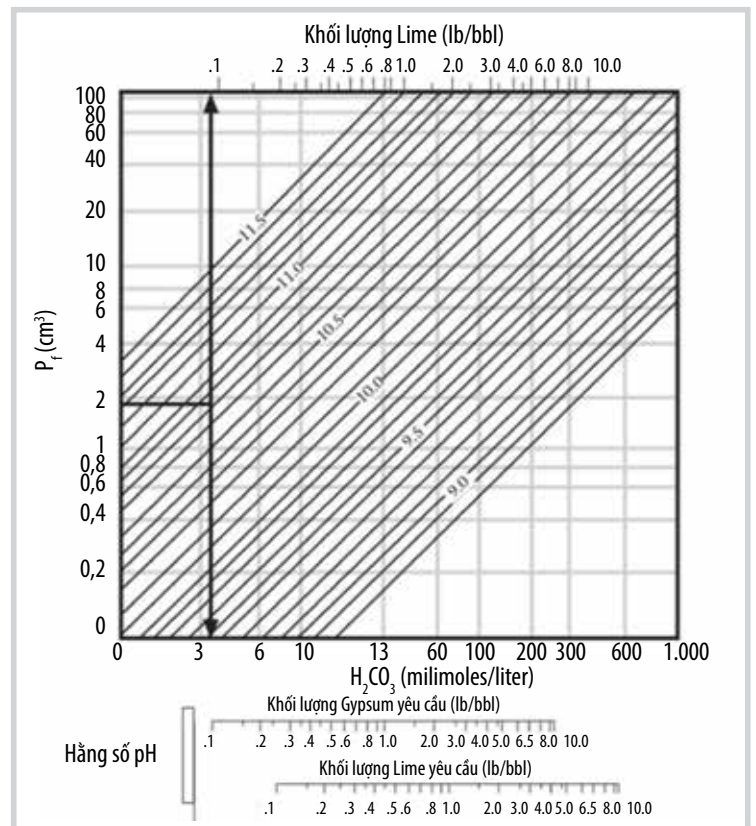


Ca(HCO₃)₂ - calcium bicarbonate là hợp chất hòa tan trong dung dịch khoan, do đó để loại bỏ bicarbonate, dung dịch khoan phải được duy trì pH lớn hơn 10.

Dựa trên tính chất này, lime - Ca(OH)₂ thường được sử dụng để loại bỏ sự xâm nhập của CO₂ dựa trên 2 đặc tính: (i) cung cấp ion



Hình 1. Mối quan hệ giữa pH và H₂CO₃, (CO₃)²⁻, HCO₃⁻ [2].



Hình 2. Đồ thị hàm lượng lime và gypsum [2].

Ca⁺⁺, (ii) đồng thời tạo ra môi trường pH cho dung dịch khoan trong khoảng yêu cầu từ 10,3 - 11,3.

Do lime (vôi) có khả năng làm tăng pH của dung dịch khoan lớn hơn 11,5, điều này không có lợi cho các hợp chất polymer của dung dịch khoan làm việc, do đó thực tế có sử dụng cả lime và gypsum (thạch cao) để loại bỏ CO₂, nhưng không làm tăng pH tới ngưỡng cao gây bất lợi cho polymer và các chất bôi trơn trong thành phần của dung dịch khoan.

Tính toán cho hàm lượng lime và gypsum được mô tả thông qua đồ thị Hình 2 để xử lý sự xâm nhập của khí CO₂ và tính chất của dung dịch khoan bị tác động bởi khí CO₂ xâm nhập.

Trong đó, P_f là thể tích H₂SO₄ 0.02N để chuẩn độ làm giảm pH của dung dịch khoan tới 8,3 sử dụng chất chỉ thị là phenolphthalein. Với trường hợp P_f nhỏ hơn 5 ml H₂SO₄ 0.02N, thì sự ảnh hưởng của khí CO₂ là không đáng kể. Ở phía ngược lại, nếu P_f cho kết quả lớn hơn 5 ml H₂SO₄ 0.02N, khi đó có thể kết luận sự xâm nhập của CO₂ trong dung dịch khoan là đáng kể, và có thể ảnh hưởng tiêu cực tới tính chất của dung dịch.

Ảnh hưởng của các hệ dung dịch khoan gốc nước được sử dụng khi khoan qua hệ tầng có hàm lượng CO₂ cao như sau:

- Dung dịch khoan gốc nước amine high performance (amine HP): Với sự có mặt của polyamine là chất ức chế sự trương nở của sét, tính chất tự nhiên pH ở 3% thể tích trong dung dịch khoan khoảng từ 9 - 10. Trong cùng điều kiện thí nghiệm, sự có mặt của polyamine sẽ hỗ trợ tính ổn định của dung dịch khoan dưới tác động của khí CO₂.

- Dung dịch khoan gốc nước lime (sử dụng lime Ca(OH)₂ hòa tan trong pha nước) có ưu điểm là Ca⁺⁺ luôn được duy trì ổn định. Dưới tác dụng của Ca(OH)₂, dung dịch khoan loại bỏ hoàn toàn CO₂ dưới dạng kết tủa CaCO₃ bằng cách duy trì độ pH ở ngưỡng lớn hơn 11.

- Dung dịch khoan gốc nước CaCl₂ (sử dụng CaCl₂ hòa tan trong pha nước) có ưu điểm là Ca⁺⁺ luôn được duy trì ổn định. Để loại bỏ hoàn toàn CO₂ dưới dạng kết tủa CaCO₃, pH của dung dịch khoan này phải được duy trì ở ngưỡng lớn hơn 11 bằng xút (NaOH). Với yêu cầu này, các polymer trong dung dịch khoan có chức năng kiểm soát độ nhớt, lưu biến và độ thải nước sẽ phản ứng với nhóm OH; tác động này trở nên tiêu cực hơn với các giếng có nhiệt độ cao hơn. Mặt khác, các chất bôi trơn có bản chất là ester sẽ bị mất tính chất hoặc giảm chức năng khi pH

của môi trường lớn hơn 10,5 do phản ứng xà phòng hóa xảy ra.

3.1.2. Ảnh hưởng của CO₂ đối với các hệ dung dịch khoan gốc dầu.

Trong pha lỏng của dung dịch khoan gốc dầu gồm 2 thành phần chính: pha dầu (pha ngoài) và pha nước (pha phân tán). Tỷ lệ dầu/nước được tính theo công thức (6) như sau:

$$SWR = S/(S + W) \tag{6}$$

Trong đó

SWR: Tỷ lệ dầu nước;

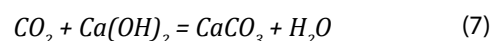
S: Thể tích của pha dầu trong dung dịch khoan;

W: Thể tích của pha nước trong dung dịch khoan.

Bên cạnh đó, để pha nước (và pha rắn) có thể phân tán vào pha dầu dưới dạng nhũ tương, chất phụ gia tạo nhũ sẽ được trộn vào dung dịch khoan. Để phụ gia tạo nhũ tương có thể làm việc, trước hết chất phụ gia tạo nhũ phải phản ứng với chất phụ gia lime Ca(OH)₂ để hình thành 1 phần phân cực, có thể liên kết với ion Ca⁺⁺ trong pha nước. Phần còn lại không phân cực sẽ liên kết trong pha dầu.

Do đó, về bản chất tự nhiên, dung dịch khoan gốc dầu luôn được duy trì lượng lime Ca(OH)₂, tồn tại dưới dạng pha rắn do chưa phản ứng hết với chất tạo nhũ, được gọi là "lượng dư lime", được chuẩn độ thông qua H₂SO₄ 0.02N, dùng chỉ thị phenolphthalein. Ngoài ra, calcium chloride thường được thêm vào pha nước để đảm bảo tính chất ức chế sự trương nở của sét trong quá trình khoan.

Với tính chất như trên, khi sử dụng dung dịch khoan gốc dầu cho các giếng khoan có hàm lượng CO₂ cao, khí CO₂ acid sẽ bị trung hòa bởi lime tạo thành kết tủa theo phương trình phản ứng (7) như sau:



Do "lượng dư lime" luôn được xác định và duy trì bằng cách thêm vào dung dịch khoan, vì vậy lượng lime luôn đảm bảo dư để phản ứng với khí acid từ vỉa. Có điểm rất quan trọng là do lime không có tác động tiêu cực với các thành phần khác của dung dịch khoan gốc dầu khi so sánh với gốc nước, do đó hàm lượng lime luôn được duy trì ở mức 3 ppb hoặc lớn hơn khi khoan với môi trường có khí CO₂ cao. Do đó, dung dịch khoan gốc dầu, về mặt kỹ thuật là phù hợp nhất để khoan cho môi trường có sự xuất hiện của khí CO₂.

3.2. Xác định sự ảnh hưởng của CO₂ bằng phương pháp thực nghiệm

Căn cứ vào lý thuyết về sự ảnh hưởng của CO₂ đến tính chất của dung dịch khoan sử dụng trong giếng khoan, tác giả đề xuất phương pháp thí nghiệm bơm khí CO₂ vào bình chứa dung dịch khoan và áp dụng các điều kiện tương tự như điều kiện giếng khoan trong thực tế. Sự thay đổi tính chất của hệ dung dịch khoan gồm các thông số chính ảnh hưởng đến chế độ khoan, khả năng phun trào sẽ được ghi lại theo thời gian.

Theo số liệu nghiên cứu về nguồn gốc, hàm lượng và phân bố khí CO₂ trên thềm lục địa Việt Nam, các cấu tạo có hàm lượng CO₂ cao chủ yếu phân bố tại bể Sông Hồng, do vậy các thông số kỹ thuật đầu vào để thực hiện các thí nghiệm sẽ được căn cứ trên số liệu của các giếng khoan tại khu vực này.

3.2.1. Thời gian thực hiện

Thời gian thực hiện thí nghiệm sẽ căn cứ theo điều kiện thực tế của hoạt động khoan. Trong quá trình thi công, dung dịch khoan được tuần hoàn liên tục và điều chỉnh các thông số kỹ thuật tại bể chứa trước khi bơm tuần hoàn trở lại giếng khoan. Do vậy, hoạt động đo địa vật lý giếng khoan là thời gian dung dịch khoan tiếp xúc với khí CO₂ từ vỉa chứa lâu nhất. Tùy thuộc vào mục đích của từng giếng khoan mà thời gian đo địa vật lý sẽ thay đổi, tuy nhiên thông thường từ 4 - 14 ngày. Do vậy, trong phạm vi bài báo, giả thiết thời gian thực hiện công việc đo địa vật lý giếng khoan trung bình là 7 ngày.

3.2.2. Các giả thiết lựa chọn thông số dung dịch khoan thực hiện thí nghiệm

Mẫu dung dịch khoan có thể tích 350 ml được chứa trong bình thủy tinh kín với thể tích tiêu chuẩn 500 ml. Trong đó, khí CO₂ được bơm vào bình với áp suất bơm 120 psi dựa trên các giả thiết sau:

- Áp suất bơm CO₂ vào bình dung dịch 120 psi: chênh áp 0,2 ppg do hiện tượng swabbing gây ra bởi hoạt động kéo thả thiết bị đo địa vật lý giếng khoan tương đương áp suất tại độ sâu 3.600 mTVD;

- Khí CO₂ được bơm vào bình sau mỗi 24 giờ;
- Nhiệt độ tại bình chứa 80°C: Trong quá trình khoan, giếng khoan được tuần hoàn bởi dung dịch khoan nên nhiệt độ đáy giếng trung bình là 40°C. Tuy nhiên, sau thời gian ngừng tuần hoàn, nhiệt độ dung dịch khoan sẽ tăng do ảnh hưởng của địa nhiệt, do đó 80°C là giá trị trung bình của cả quá trình thí nghiệm trong 7 ngày từ khi bắt đầu cho đến khi kết thúc đo địa vật lý giếng khoan;

Bảng 2. Hàm lượng và tỷ lệ thể tích dung dịch khoan được sử dụng cho thí nghiệm
Mẫu 1: Dung dịch khoan gốc nước calcium chloride

Thành phần	Hàm lượng (lb/thùng)	Thể tích (%)
Calcium chloride (CaCl ₂)	87,87	18,1
Nước khoan	250	71,4
Magnesium oxide (MgO)	1	0,1
Phụ gia tăng độ nhớt (floviss)	1	0,2
Chất giảm độ thải nước (flotrol)	6	1,1
Chất ức chế glycol (glydril MC)	17,5	5
Phụ gia hòa tan acid (CaCO ₃ F)	5	0,5
Chất giảm độ thải nước (mix II F)	1	0,1
Chất tăng tỷ trọng (barite)	50	3,4
Lime (Ca(OH) ₂)	0,6	0,3

Mẫu 2: Dung dịch khoan gốc nước lime

Thành phần	Hàm lượng (lb/thùng)	Thể tích (%)
Nước khoan	289,18	82,6
Phụ gia điều chỉnh pH (NaOH)	0,2	0,2
Bentonite	10	1,1
Chất ổn định độ nhớt (spersene CF)	6	3,2
Phụ gia tăng độ nhớt (floviss)	1	0,2
Chất giảm độ thải nước (flotrol)	6	1,1
Chất ức chế glycol (glydril MC)	17,5	5
Phụ gia hòa tan acid (CaCO ₃ F)	5	0,5
Chất giảm độ thải nước (mix II F)	1	0,1
Chất tăng tỷ trọng (barite)	80	5,4
Lime (Ca(OH) ₂)	5	0,6

Mẫu 3: Dung dịch khoan gốc nước amine high performance

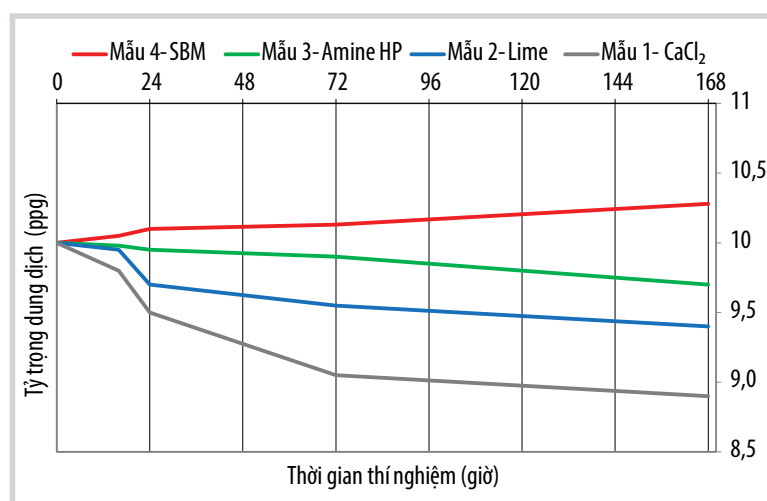
Thành phần	Hàm lượng (lb/thùng)	Thể tích (%)
Nước khoan	297,16	84,9
Potassium chloride (KCl)	40	5,7
Chất tăng độ pH (soda ash)	0,5	0,3
Phụ gia tăng độ nhớt (duoviss)	2	0,4
Phụ gia ức chế (ultrahib)	10,5	3
Phụ gia chống mất dung dịch (pac uL)	4	0,7
Chất tăng vận chuyển mùn khoan (ID CAP)	1,5	0,5
Phụ gia hòa tan acid (CaCO ₃ F)	5	0,5
Chất giảm độ thải nước (mix II F)	1	0,1
Chất tăng tỷ trọng (barite)	57,5	3,9
Lime (Ca(OH) ₂)	0,49	0,2

Mẫu 4: Dung dịch khoan gốc dầu megadrill SBM

Thành phần	Hàm lượng (lb/thùng)	Thể tích (%)
Dung môi gốc dầu - Neoflo 1-58	164,71	60,3
Phụ gia tăng độ nhớt (Versagel HT)	2,5	0,4
Phụ gia tăng độ nhớt (VG plus)	5	0,8
Lime - Ca(OH) ₂	20	2,6
Chất tạo nhũ tương (One mul)	12	3,6
Nước khoan	71	20,3
Calcium chloride (CaCl ₂)	24	2
Chất giảm độ thải nước (Versatrol M)	6	1,6
Chất giảm độ thải nước (Novatec F)	1	0,3
Phụ gia hòa tan acid (CaCO ₃ F)	5	0,5
Phụ gia chống mất dung dịch (vinseal F)	1	0,2
Chất tăng tỷ trọng (barite)	107	7,3

Bảng 3. Các thông số chính của hệ dung dịch khoan trước khi thí nghiệm

Hệ dung dịch khoan	Tỷ trọng (ppg)	Tính lưu biến 6 RPM	PV (cp)	YP (lb/100ft ²)	10" YP (lb/100ft ²)	Độ thải nước (cc)
Dung dịch khoan gốc nước - CaCl ₂	10	12	21	28	10	6,6
Dung dịch khoan gốc nước - lime	10	12	18	23	10	4
Dung dịch khoan gốc nước - amine HP	10	14	26	38	11	3,2
Dung dịch khoan gốc dầu - megadrill SBM	10	12	20	22	10	1,6



Hình 3. Biểu đồ ảnh hưởng của tỷ trọng dung dịch khoan.

- Tỷ trọng dung dịch khoan sử dụng 10 ppg, căn cứ vào áp suất vỉa trung bình tại bể Sông Hồng.

3.2.3. Dung dịch khoan sử dụng

Căn cứ vào địa tầng và điều kiện địa chất các giếng khoan tại bể Sông Hồng, cũng như tài liệu tham khảo từ các giếng khoan đã thực

hiện, cả 2 hệ dung dịch khoan gốc nước và gốc dầu đều có thể sử dụng tại khu vực này. Do vậy, các loại dung dịch khoan sẽ được sử dụng cho thí nghiệm như Bảng 2.

3.3. Kết quả thực nghiệm về thí nghiệm xác định sự ảnh hưởng của khí CO₂ đến tính chất của hệ dung dịch khoan

Tính chất của hệ dung dịch khoan được thể hiện qua nhiều thông số kỹ thuật trong đó có một số mang tính quyết định đến hiệu quả làm việc của hệ dung dịch khoan trong quá trình sử dụng. Trong phạm vi thí nghiệm, chỉ tập trung đánh giá sự thay đổi của thông số kỹ thuật chính của hệ dung dịch khoan để đưa ra kết luận trong việc lựa chọn hệ dung dịch khoan phù hợp cho giếng khoan có hàm lượng khí CO₂ cao.

Các thông số chính của hệ dung dịch khoan trước khi thí nghiệm như Bảng 3.

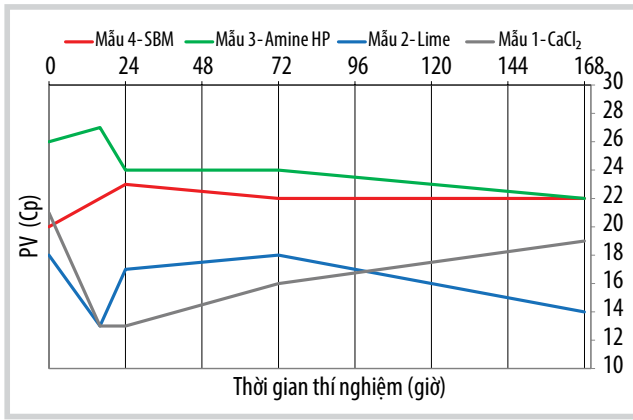
3.3.1. Ảnh hưởng của tỷ trọng dung dịch khoan (MW)

Với giá trị tỷ trọng dung dịch khoan ban đầu 10 ppg trước khi thực hiện thí nghiệm, giá trị này thay đổi theo thời gian được thể hiện như Hình 3.

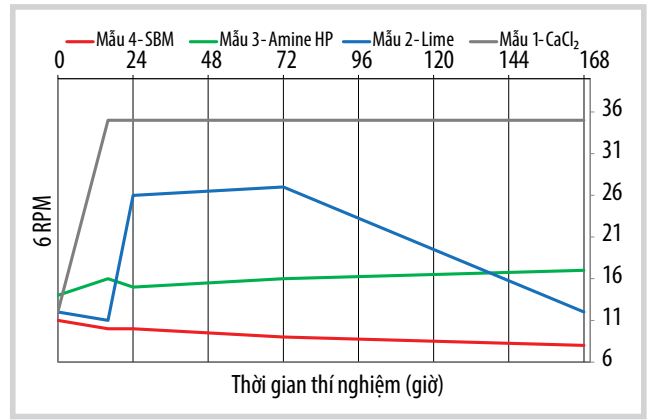
Qua biểu đồ cho thấy dung dịch khoan gốc dầu SBM là hệ dung dịch khoan duy nhất có tỷ trọng tăng theo thời gian. Tất cả các hệ dung dịch khoan gốc nước đều có tỷ trọng giảm theo thời gian, cường độ giảm tùy thuộc vào loại dung dịch khoan. Trong đó, hệ dung dịch khoan amine HP có cường độ giảm nhỏ nhất với giá trị 0,3 ppg trong 7 ngày. Với tiêu chuẩn lựa chọn dung dịch khoan đối với giếng khoan thăm dò, thăm lượng có tỷ trọng > 0,5 ppg so với áp suất vỉa thì chỉ có 2 loại dung dịch SBM và amine HP đáp ứng được tiêu chí an toàn về phòng chống phun trào trong quá trình khoan.

3.3.2. Ảnh hưởng của tính lưu biến

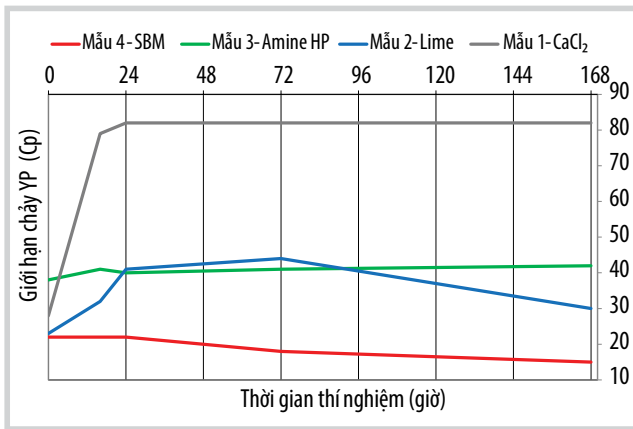
Tính lưu biến của dung dịch khoan đặc trưng cho khả năng vận chuyển mùn khoan làm sạch giếng khoan và khả năng giữ mùn khoan ở trạng thái lơ lửng khi ngừng tuần



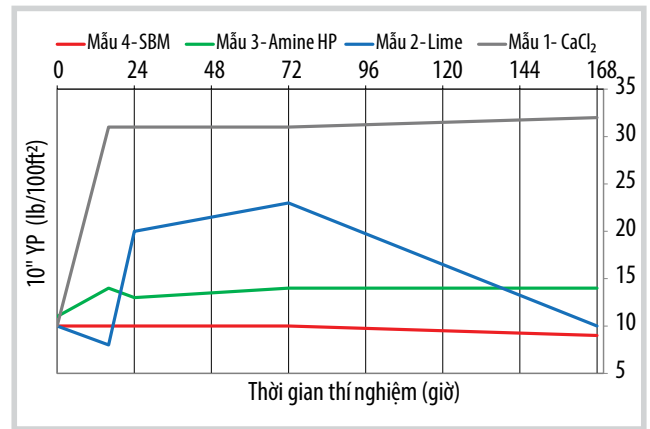
Hình 4. Ảnh hưởng của độ nhớt dẻo (PV).



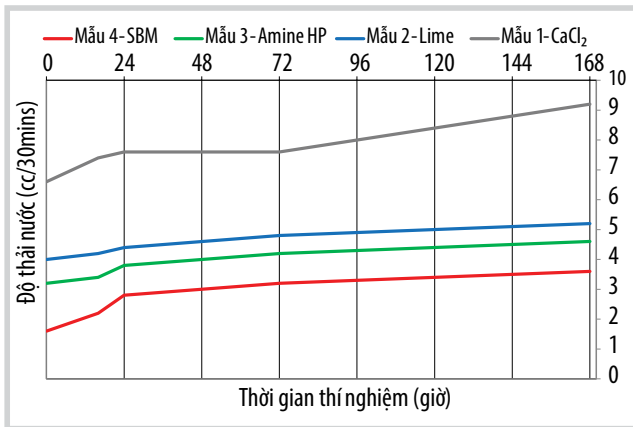
Hình 5. Ảnh hưởng của giá trị 6RPM.



Hình 6. Ảnh hưởng của giới hạn chảy (YP).



Hình 7. Ảnh hưởng của giới hạn chảy (10'' YP).



Hình 8. Ảnh hưởng của độ thải nước (Fluid Loss - FL).

hoàn. Dung dịch khoan sẽ đạt hiệu quả cao nếu giá trị ổn định trong suốt thời gian thí nghiệm. Kết quả thí nghiệm cho thấy tính lưu biến của dung dịch khoan gốc nước amine HP biến đổi rất ít trong suốt thời gian thí nghiệm và nằm trong khoảng hiệu suất cao. Tương tự, đối với dung dịch khoan gốc dầu SBM, 2 hệ dung dịch khoan này đạt yêu cầu kỹ thuật trong điều kiện nhiễm khí CO₂ hàm lượng cao. Dung dịch khoan gốc nước lime và CaCl₂ có sự thay đổi rất lớn về tính lưu biến dẫn đến dung dịch khoan

không hiệu quả trong quá trình làm sạch giếng khoan cũng như gây nên hiện tượng kẹt cột cần khoan do mùn khoan lắng đọng.

3.3.3. Ảnh hưởng của độ thải nước

Giá trị độ thải nước (cc/30mins) đặc trưng cho khả năng thải nước và tạo filter cake trên thành giếng khoan. Dung dịch khoan sẽ đạt hiệu quả cao nếu giá trị độ thải nước nhỏ. Căn cứ vào kết quả thí nghiệm cho thấy dung dịch khoan gốc nước amine HP và lime có giá trị độ thải nước nhỏ do tính chất của dung dịch khoan và biến đổi rất ít trong suốt thời gian thí nghiệm và nằm trong khoảng hiệu suất cao. Dung dịch khoan gốc dầu SBM có giá trị độ thải nước nhỏ nhất và biến đổi không lớn. Do vậy, các hệ dung dịch khoan này đạt yêu cầu kỹ thuật trong điều kiện nhiễm khí CO₂ hàm lượng cao. Dung dịch khoan gốc nước CaCl₂ có giá trị độ thải nước lớn từ ban đầu, ngoài ra cũng có sự thay đổi lớn khiến dung dịch khoan có thể làm ảnh hưởng đến tính chất vỉa, gây ra hiện tượng kẹt cột cần khoan do có độ dày vỏ bùn (mud cake) trên thành giếng khoan lớn.

4. Kết luận và kiến nghị

Căn cứ vào kết quả thí nghiệm đối với các hệ dung dịch khoan trong điều kiện giếng khoan có hàm lượng CO₂ cao, có thể kết luận về tính ổn định của hệ dung dịch khoan như sau:

- Dung dịch khoan gốc dầu - megadrill SBM là hệ dung dịch khoan có tính ổn định cao nhất trong điều kiện giếng khoan nhiễm khí CO₂. Tỷ trọng dung dịch khoan thay đổi theo chiều hướng tăng nhẹ cho đến khi kết thúc 7 ngày, đây cũng là yếu tố quan trọng trong việc giảm thiểu rủi ro phun trào khí, dầu đối với các giếng khoan có áp suất vỉa cao. Ngoài ra, các đặc tính lưu biến ổn định trong điều kiện nhiệt độ và thời gian tiếp xúc. Trong trường hợp hàm lượng khí CO₂ cao hơn giá trị dự đoán, có thể sử dụng lime như chất phụ gia để trung hòa lượng CO₂ mà vẫn không ảnh hưởng đến hiệu suất của hệ dung dịch khoan.

- Dung dịch khoan amine HP là hệ dung dịch khoan có tính ổn định kém hơn hệ dung dịch khoan gốc dầu. Trong điều kiện giếng khoan nhiễm khí CO₂, tỷ trọng dung dịch khoan có xu hướng giảm với cường độ không lớn, giá trị giảm khoảng 3% sau 7 ngày nhiễm khí CO₂ sẽ ít gây ảnh hưởng đến rủi ro phun trào giếng khoan. Các đặc tính lưu biến vẫn ổn định khi tiếp xúc với nhiệt độ và thời gian; có một số yếu tố biến đổi nhẹ sau 24 giờ sau đó ổn định trong suốt thời gian thí nghiệm. Độ thải nước tăng theo thời gian nhưng vẫn nằm trong giới hạn cho phép. Nhìn chung, hệ dung dịch khoan amine HP làm việc tốt trong môi trường giếng khoan có hàm lượng CO₂ cao, trong trường hợp cần thiết có thể sử dụng phụ gia Ca(OH)₂ để trung hòa. Tuy nhiên, cần chú ý lượng phụ gia Ca(OH)₂ thêm vào dung dịch khoan để tránh xảy ra hiện tượng kết tủa tác động đến hiệu suất của hệ dung dịch khoan.

- Dung dịch khoan lime là hệ dung dịch khoan có tính ổn định kém hơn các hệ dung dịch khoan trên. Trong điều kiện giếng khoan nhiễm khí CO₂ với nhiệt độ 80°C thì tỷ trọng dung dịch khoan có xu hướng giảm với cường độ trung bình. Ngoài ra, tính lưu biến của dung dịch khoan có xu hướng tăng lên theo thời gian đến 72 giờ sau đó giảm dần với cường độ lớn, độ thải nước không duy trì được tính ổn định và tăng theo thời gian. Để sử dụng hệ dung dịch khoan gốc lime cho giếng khoan hàm lượng CO₂ cao, việc bổ sung các chất phụ gia có tác dụng ổn định tính lưu biến, độ thải nước là yêu cầu mang tính bắt buộc; tuy nhiên việc hiệu chỉnh tỷ trọng dung dịch khoan bằng barite dẫn đến việc tăng giá thành cả hệ dung dịch khoan.

- Dung dịch khoan CaCl₂ là hệ dung dịch khoan có tính ổn định kém nhất trong các hệ dung dịch khoan được thí nghiệm. Trong điều kiện giếng khoan nhiễm khí CO₂, tỷ trọng dung dịch khoan có xu hướng giảm với cường độ rất lớn, giá trị giảm khoảng 13% sau 7 ngày nhiễm khí CO₂. Đây là nhân tố chính gây nên hiện tượng phun trào gây mất an toàn nhất đối với công tác khoan. Tính lưu biến và độ thải nước của hệ dung dịch khoan tăng nhanh sau 12 giờ (sau đó ổn định trong suốt thời gian thí nghiệm) cũng là yếu tố không ổn định ảnh hưởng đến tính chất của toàn bộ hệ dung dịch khoan. Nhìn chung, với công thức được sử dụng thì cần có thêm các chất phụ gia khác để ổn định tính chất của hệ dung dịch khoan như chất làm loãng/khử chất kết tụ trong trường hợp dự đoán có dòng khí CO₂ xâm nhập.

- Trong điều kiện tỷ trọng dung dịch khoan khoảng 10 ppg thì giá thành trung bình của các hệ dung dịch khoan như sau: dung dịch khoan gốc dầu SBM megadrill 250 - 280 USD/thùng, dung dịch khoan gốc nước amine HP 80 - 100 USD/thùng, dung dịch khoan gốc nước lime 60 - 90 USD/thùng, dung dịch khoan gốc nước CaCl₂ 60 - 80 USD/thùng.

Trên cơ sở kết quả của các thí nghiệm về sự ảnh hưởng về tính chất của hệ dung dịch khoan sử dụng cho các giếng khoan có hàm lượng CO₂ cao và hiệu quả kinh tế thể hiện thông qua giá thành của dung dịch khoan, có thể lựa chọn hệ dung dịch khoan sau cho các giếng khoan thăm dò, thăm lượng và khai thác tại bể Sông Hồng:

- Đối với các giếng khoan đi qua các cấu tạo có áp suất - nhiệt độ thông thường, có khả năng xảy ra hiện tượng mất dung dịch khoan tại vỉa carbonate, hệ dung dịch khoan gốc nước amine HP đáp ứng yêu cầu về các thông số kỹ thuật sau khi nhiễm CO₂ với hàm lượng cao. Tỷ trọng dung dịch khoan giảm trong giới hạn an toàn sau 7 ngày, tính lưu biến ổn định, độ thải nước trong giới hạn an toàn cùng với giá thành thấp hơn hệ dung dịch khoan gốc dầu. Trong trường hợp này, kiến nghị sử dụng hệ dung dịch khoan amine HP để tăng hiệu quả của dự án.

- Đối với các giếng khoan tại các cấu tạo có điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao (150°C, 10 psi) ngoài sự ảnh hưởng của CO₂, dung dịch khoan còn chịu sự ảnh hưởng của nhiệt độ cao dẫn tới sự thay đổi tính chất, thông số trong quá trình khoan có thể gây nên sự cố xâm nhập, phun trào dầu khí. Trong trường hợp này, kiến nghị sử dụng dung dịch khoan gốc dầu (SBM) để giảm thiểu rủi ro cho quá trình thi công.

Tài liệu tham khảo

[1] Trần Châu Giang, "Tìm hiểu nguồn gốc khí CO₂ trong các vỉa dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam", *Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ "Viện Dầu khí Việt Nam: 30 năm phát triển và hội nhập"*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, trang 433 - 442, 2008.

[2] MI SWACO, "102996648 AA M-I SOP CO₂ contamination procedure", Research and Engineering Technical Services Laboratory.

[3] Premier Oil Vietnam North B.V., "104-QMV-1X final well reports", 2011.

[4] Thomas Adebayo, Harrison Oluwaseyi, Thomas A., Olusoga Opeyemi, and Igweze Augusta, "Experimental study of the effects of CO₂ gas kick on the properties water-based drilling fluid", *International Journal of Engineering & Technology*, Vol. 11, No. 4, pp. 133 - 137, 2011.

SELECTION OF DRILLING FLUID SYSTEM FOR WELLS WITH HIGH CO₂ CONTENT IN SONG HONG BASIN

Ngo Huu Hai¹, Nguyen Trong Tai², Nguyen The Vinh³, Truong Van Tu³

¹Bien Dong Petroleum Operating Company

²Zarubezhneft E&P Vietnam

³Hanoi University of Mining and Geology

Email: hainh@biendongpoc.com.vn

Summary

The selection of drilling fluid systems for wells to be drilled plays a vital role in designing and operations, especially for wells that penetrate through challenging geological conditions or through reservoirs containing sour gas. For reservoirs with high CO₂ content, during the drilling operations, CO₂ gas from the reservoir will influx into the well which causes chemical reactions between CO₂ and chemicals used in the mud systems, leading to changes of their properties such as density, viscosity and rheology. These changes lead to incorrect drilling parameters, which can cause problems during operations.

The article proposes an option to select a suitable drilling fluid system for wells with high CO₂ content in the Song Hong basin in order to reduce risks and improve the efficiency of drilling operations.

Key words: CO₂, oil-based drilling fluid, water-based drilling fluid, solution density, rheology, water discharge, Song Hong basin.

ĐẶC ĐIỂM SINH ĐỊA TẦNG VÀ CHÍNH XÁC HÓA RANH GIỚI GIỮA TRẦM TÍCH MIOCENE VÀ OLIGOCENE KHU VỰC PHÍA BẮC BỂ MALAY - THỔ CHU

Mai Hoàng Đảm, Nguyễn Thị Thắm

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: dammh@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.05-03>

Tóm tắt

Nghiên cứu địa tầng trong giếng khoan dầu khí phụ thuộc vào phương pháp nghiên cứu và đặc trưng của mẫu được thu thập (loại mẫu, khoảng cách giữa các mẫu) nên ranh giới địa tầng của giếng khoan có thể dao động trong khoảng trầm tích nhất định. Vì vậy, khi đánh giá lại tiềm năng dầu khí hoặc mở rộng đối tượng tìm kiếm thăm dò dầu khí của khu vực, cần nghiên cứu bổ sung các bằng chứng, sự kiện địa chất để chính xác hóa ranh giới địa tầng giếng khoan và liên kết địa tầng khu vực. Các nghiên cứu này thường sử dụng phương pháp sinh địa tầng và địa chấn địa tầng.

Bài báo cung cấp bằng chứng về sinh địa tầng để chính xác hóa ranh giới địa tầng giữa trầm tích Miocene và Oligocene khu vực phía Bắc bể Malay - Thổ Chu và so sánh với địa tầng tổng quát của bể Malay. Kết quả nghiên cứu xác định nóc của trầm tích Oligocene sau khi được chính xác hóa cao hơn so với các nghiên cứu trước đây trên cơ sở tìm thấy hóa đá định tầng trong 1 chu kỳ phong phú hóa đá; có sự tương đồng về đặc điểm sinh địa tầng giữa khu vực nghiên cứu và bể Malay.

Từ khóa: Sinh địa tầng, vật chất hữu cơ, bào tử phấn, Oligocene, Miocene, bể Malay - Thổ Chu.

1. Giới thiệu

Việc chính xác hóa ranh giới địa tầng thường xuyên được cập nhật bởi các nghiên cứu chuyên ngành nhằm thu thập các thông tin mới, phát hiện mới về sự kiện địa chất, bằng chứng về hóa đá hay dấu vết sinh vật có giá trị định tầng (marker). Đối với Hiệp hội Địa tầng Quốc tế (International Commission on Stratigraphy - ICS), việc cập nhật ranh giới địa tầng toàn cầu thông qua Thang thời gian địa chất (geologic time scale) được thực hiện 4 năm/lần. Vì vậy, ranh giới địa tầng không hẳn là bề mặt địa chất cố định mà có thể thay đổi khi có các phát hiện mới. Đối với địa tầng địa phương, đặc biệt là trong lĩnh vực dầu khí, các đối tượng nghiên cứu không phải lộ ra trên thực địa mà thông qua thể tích mẫu rất nhỏ lấy từ giếng khoan. Vì vậy, việc xác định ranh giới địa tầng trong giếng khoan phụ thuộc vào nhiều yếu tố như: khoảng cách lấy mẫu, loại mẫu, số lượng mẫu được nghiên cứu và phương pháp nghiên cứu.

Hiện nay, ranh giới địa tầng Miocene và Oligocene ở bể Malay có nhiều sự thay đổi đáng chú ý. Nghiên cứu của Morley [1, 2], Lunt [3] cho thấy nóc của trầm tích Oligocene được xác định cao hơn so với các nghiên cứu trước đây của Muhamad [4], Madon [5], Yakzan [6]. Cơ sở để so sánh dựa trên kết quả nghiên cứu sinh địa tầng và liên kết địa chấn - địa tầng. Bể Malay - Thổ Chu trên thềm lục địa Tây Nam Việt Nam, thuộc phần vùng cấu trúc phía Đông Bắc của bể Malay và phía Nam của bể Phú Quốc [7], chịu sự chi phối chung của khung địa tầng bể Malay. Sự thay đổi về ranh giới địa tầng giữa Miocene và Oligocene của bể Malay có thể cũng xảy ra ở bể Malay - Thổ Chu. Vì vậy, nhóm tác giả bài báo này chọn khu vực phía Bắc bể Malay - Thổ Chu (Hình 1) để thực hiện nghiên cứu với mục tiêu là chính xác hóa ranh giới địa tầng trầm tích giữa Miocene và Oligocene, liên hệ đặc điểm sinh địa tầng Oligocene và môi trường lắng đọng với bể trầm tích Malay.

Bể Malay - Thổ Chu là bể được hình thành theo cơ chế tách giãn kéo toạc (pull-apart) sâu và rộng trong suốt Eocene giữa hoặc muộn đến Oligocene bên trái đứt gãy trượt bằng (strike-slip) dọc theo các đới có xu hướng Bắc



Ngày nhận bài: 13/4/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 13 - 28/4/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 20/5/2022.

Tây Bắc [7, 8]. Đới đứt gãy Thổ Chu tạo nên đới đứt gãy trượt bằng bên trái chủ yếu liên quan đến các dạng kiến tạo ép trở (extrusion tectonism) ở Đông Nam Á. Đới đứt gãy này tạo ra vết nứt (rift) sâu, mở rộng về phía Nam và kết nối với trung tâm của bể Malay [8].

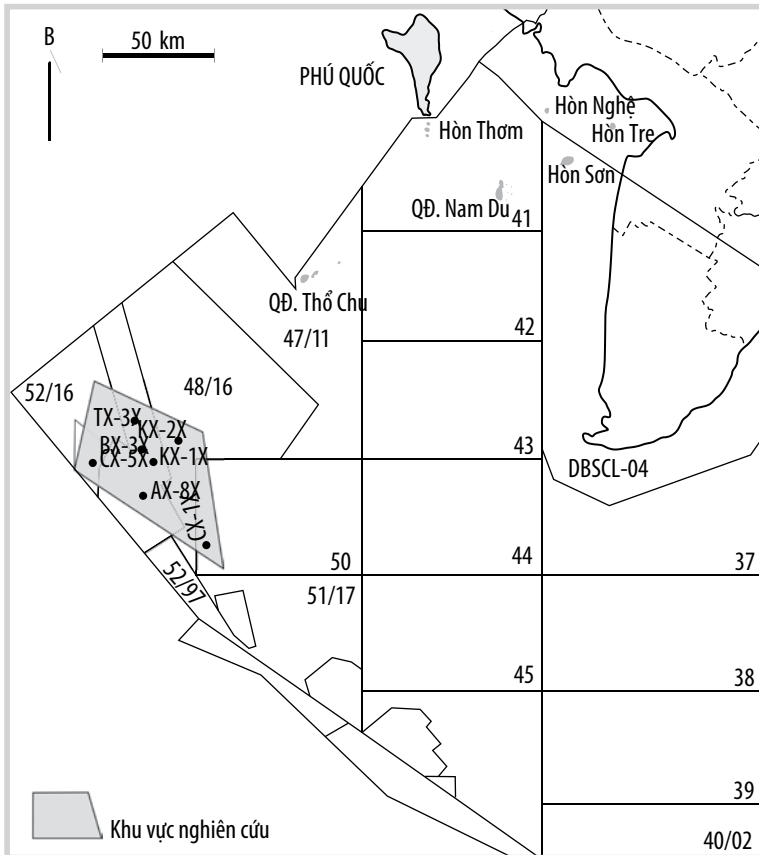
Cấu trúc bể Malay - Thổ Chu gồm tầng cấu trúc trước Cenozoic và tầng cấu trúc Cenozoic. Trong đó, tầng cấu trúc Cenozoic là tầng trầm tích Paleogene - Neogene - Đệ Tứ, phủ trực tiếp trên tầng móng có

tuổi trước Cenozoic. Theo tài liệu giếng khoan, mới chỉ phát hiện trầm tích Oligocene, chưa phát hiện các trầm tích Eocene (?) và cổ hơn. Tuy nhiên, theo tài liệu minh giải địa chấn cắt ngang qua địa hào Thổ Chu, đã phát hiện 1 bề mặt phân xạ ở độ sâu tương đối lớn trong 1 đứt gãy, có thể là trầm tích Eocene (?) (Hình 2). Các trầm tích Oligocene được phân bố chủ yếu trong các địa hào và sườn của các cấu tạo; được phân cách bởi hệ thống đứt gãy có hướng Đông Bắc - Tây Nam và Bắc Nam với bề dày thay đổi từ 500 - 1000 m, được định danh là hệ tầng Kim Long [9]. Trầm tích của hệ tầng này lấp đầy các địa hào từ pha đầu đồng tạo rift (syn-rift) đến pha oằn võng sớm, tuổi từ Oligocene sớm đến đầu Miocene sớm. Phần dưới là trầm tích đồng tạo rift, chủ yếu là các trầm tích hạt vụn được lắng đọng trong môi trường sông ngòi, đầm hồ. Phần trên chuyển tiếp từ trầm tích đồng tạo rift sang trầm tích pha oằn võng sớm, thể hiện bởi sự mở rộng các trầm tích sông ngòi, đầm hồ mà đặc trưng là "tập sét K" tương ứng với phần trên cùng mang tính khu vực trong bể Malay - Thổ Chu. Trầm tích đầm hồ phân bố rộng ở khu vực phía Bắc của bể (Lô A, B). Các tập sét kết, sét than giàu vật chất hữu cơ của hệ tầng Kim Long là các đá mẹ sinh dầu và khí trường thành [7, 10].

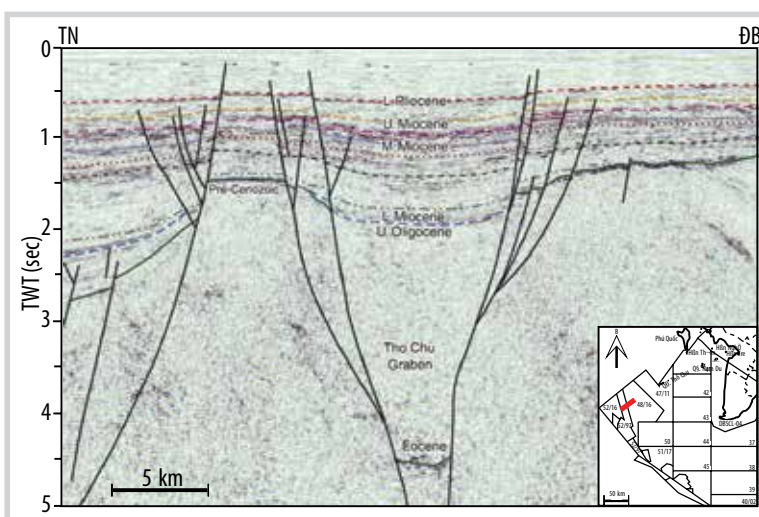
Trầm tích Neogene - Đệ Tứ (sau tách giãn), trong đó Miocene sớm chủ yếu thuộc tương lòng sông, đầm hồ châu thổ, chịu ảnh hưởng của biển nông ven bờ vào cuối Miocene sớm. Từ Miocene giữa đến Pliocene - Đệ Tứ, trầm tích được lắng đọng trong môi trường biển ven bờ và biển nông, chịu tác động của tương đồng bằng châu thổ [7].

2. Tài liệu và phương pháp nghiên cứu

Nghiên cứu sinh địa tầng được thực hiện trong 7 giếng khoan với 154 mẫu đá thuộc phân vùng cấu trúc đới phân dị địa hào, địa lũy Thổ Chu, phía Bắc của bể Malay - Thổ Chu. Đối tượng nghiên cứu là các trầm tích Oligocene, loại mẫu vụn (109 mẫu) và mẫu lõi (45 mẫu) với khoảng cách mẫu từ 5 - 40 m. Mẫu được thực hiện nghiên cứu theo phương pháp cổ sinh với các chỉ tiêu phân tích bào tử phần hoa, trùng lỗ và tảo vôi.



Hình 1. Sơ đồ thêm lục địa Tây Nam và khu vực nghiên cứu.



Hình 2. Mặt cắt địa chấn ngang qua địa hào Thổ Chu thuộc khu vực nghiên cứu, phát hiện trầm tích Eocene (?) ở độ sâu tương đối lớn [8].

Phân tích hóa đá tảo vôi, nhận dạng và phân chia hóa đá theo các đới NP của Martinii (1971), đới CNO của Backman (2012) để xác định tuổi tương đối của trầm tích.

Phân tích hóa đá trùng lỗ, nhận dạng và phân chia hóa đá trùng lỗ trôi nổi theo các đới P của Blow (1969), trùng lỗ bám đáy theo các đới O của Wade (2011) để xác định tuổi tương đối và trùng lỗ bám đáy môi trường lắng đọng trầm tích.

Phân tích hóa đá bào tử phấn hoa, nhận dạng hóa đá định tầng theo khung địa tầng khu vực thềm lục địa Việt Nam và Đông Nam Á để xác định tuổi địa chất tương đối của trầm tích; phân chia các dạng hóa đá theo nhóm môi trường sinh thái sau Haseldonckix (1974), Morley (2019) để minh giải môi trường lắng đọng trầm tích [11]. Nghiên cứu tương bào tử phấn hoa (palynofacies), đánh giá mức độ phong phú và phân loại các dạng vật chất hữu cơ thu được trong trầm tích gồm mảnh vụn hữu cơ (palynomaceral - PM) và vật chất hữu cơ vô định hình (amorphous organic matter - AOM) theo Zwan [12], Whitaker [13], Tyson [14, 15], Batten [16] để xác định môi trường lắng đọng trầm tích.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đặc điểm sinh địa tầng

Trong các thành tạo trầm tích Oligocene khu vực nghiên cứu không tìm thấy di tích, hóa đá đặc trưng của môi trường biển như trùng lỗ và tảo vôi mà chứa phong phú các phức hệ hóa đá bào tử phấn hoa nguồn gốc lục địa. Phức hệ hóa đá chiếm tỷ lệ cao và đặc trưng gồm tảo nước ngọt: *Bosedinia*, *Botryococcus*, *Pediastrum*; phức hệ đầm lầy/ven rìa hồ: *Magnastriatites howardi*, *Stenochlaena palustris*, *Palmaepollenites*, *Calamus*, *Barringtonia*, *Graminae undiff.*, *Polypodiisporites perverrucatus*, *Crassoretitriletes nanhaiensis*. Ngoài ra, các phức hệ hóa đá chiếm tỷ lệ thấp với sự phân bố rộng và phổ biến của bào tử - phấn nước ngọt, phấn ôn đới núi cao. Không tìm thấy sự hiện diện của các phức hệ hóa đá rừng ngập mặn và tảo biển (marine dinocyst).

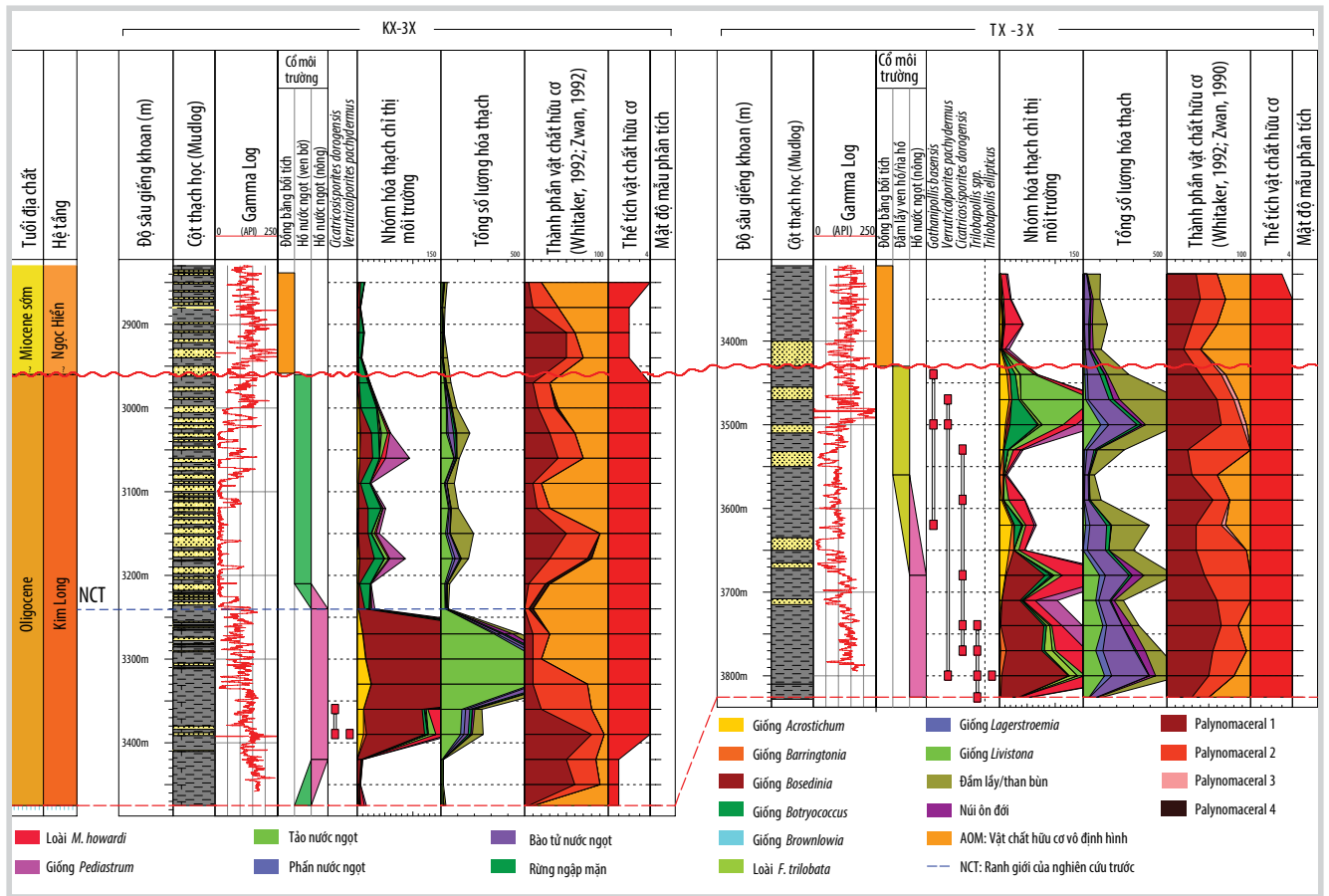
Tuổi của các trầm tích Oligocene khu vực nghiên cứu được xác định bởi tổ hợp hóa đá định tầng trên thềm lục địa Việt Nam: *Verrutricolporites pachydermus*, *Jussieua*, *Gothanipollis basensis*, *Meyeripollis naharkotensis*, *Lycopodiumsporites neogenicus*, *Cicatricosisporites dorogensis*, *Trilobapollis ellipticus*. Trong đó, *Verrutricolporites pachydermus* chỉ xuất hiện trong Oligocene muộn, *Cicatricosisporites dorogensis* xuất hiện trong Paleogene. Đặc biệt, *Meyeripollis naharkotensis* xuất

hiện phổ biến trong trầm tích Oligocene ở các bể Malay, Natuna, Sarawak. Sự xuất hiện sau cùng (LAD) của hóa đá này tương đương với mặt phản xạ địa chấn L (Esso) ở bể Malay [3]. *Meyeripollis naharkotensis* ở thềm lục địa Việt Nam chỉ tìm thấy khá phổ biến ở bể Malay - Thổ Chu và Nam Côn Sơn, rất hiếm xuất hiện ở các bể khác. Ngoài ra, các hóa đá *Crassoretitriletes nanhaiensis*, *Crassoretitriletes vanraadshooveni*, *Magnastriatites howardi*, *Margocolporites vanwijhei* xuất hiện lần đầu tiên (FAD) từ Oligocene (tuổi không cổ hơn Oligocene) trên thềm lục địa Việt Nam [17].

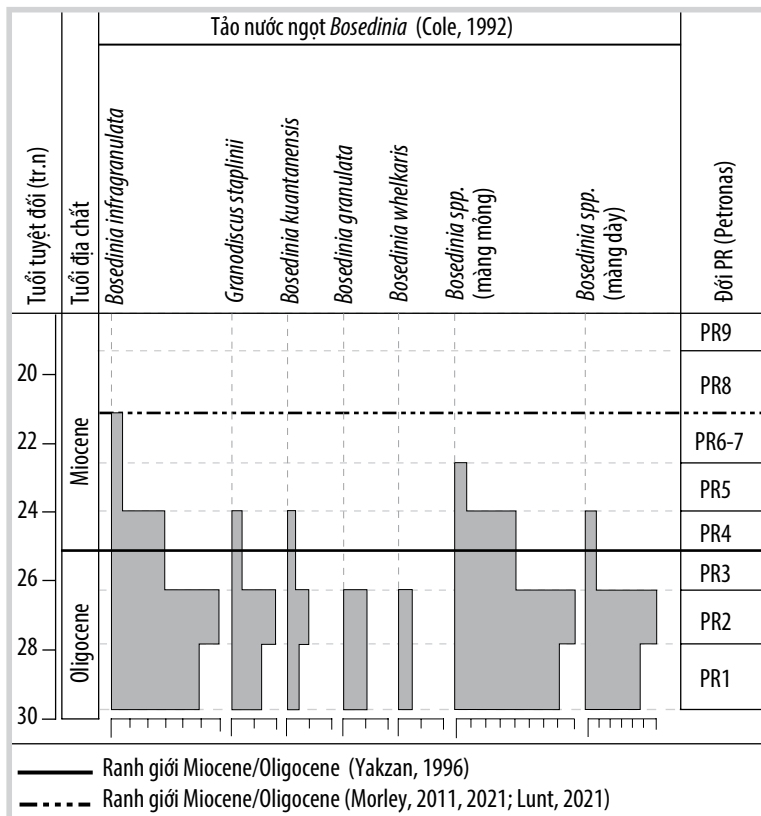
Trầm tích Oligocene ở thềm lục địa Việt Nam, khu vực thềm Sunda thường chứa phong phú phức hệ hóa đá *Bosedinia* đặc trưng cho môi trường hồ nước ngọt trong giai đoạn syn-rift. Phức hệ này rất có ý nghĩa trong việc xác định môi trường và liên kết địa tầng. Trong khu vực nghiên cứu phát hiện 1 tập phong phú *Bosedinia* (50 - 90% tổng lượng hóa đá) tại các giếng khoan TX-3X (2009), KX-3X (2006) với bề dày trầm tích 150 - 300 m (Hình 3). Tập trầm tích này có thể được liên kết tương đương với tập phong phú *Bosedinia* thuộc đới PR2 của bể Malay [2, 6]. Đây là tập phong phú nhất của *Bosedinia* trong Oligocene ở bể Malay, sau đó giảm dần số lượng và kết thúc vào Miocene sớm (Hình 4).

Theo kết quả báo cáo địa chất tổng hợp trước đây của Unocal tại các giếng khoan KX và TX xác định nóc của Oligocene tương đương với nóc của tập phong phú *Bosedinia* (PR2) [18], kết quả này phù hợp với các nghiên cứu trước đây ở bể Malay [4 - 6]. Tuy nhiên, kết quả của các nghiên cứu này chưa phù hợp với kết quả nghiên cứu sinh địa tầng thực hiện sau này ở giếng khoan TX (2009) [19]. Đáng chú ý, trong giếng khoan TX tìm thấy phức hệ hóa đá định tầng xuất hiện thường xuyên, liên tục và kết thúc (LAD) ở nóc của tập trầm tích hạt mịn, bề mặt này được xem xét là ranh giới giữa Miocene và Oligocene đặc trưng cho khu vực nghiên cứu (Hình 3). Sự thay đổi về ranh giới Miocene và Oligocene ở khu vực nghiên cứu có thể được liên kết tương tự với kết quả được công bố ở bể Malay.

Gần đây, số liệu mẫu nghiên cứu và dữ liệu hóa đá thu thập được nhiều hơn, cung cấp nhiều thông tin có giá trị để chính xác hóa địa tầng của khu vực bể Malay và các bể lân cận. Một số thay đổi trong các nghiên cứu về địa tầng ở bể Malay theo từng giai đoạn cũng có thể được xem xét ở bể Malay - Thổ Chu. Trong nghiên cứu trước đây của Muhamad [4], Madon [5], Yakzan [6] xác định nóc Oligocene tại khu vực phía Bắc và trung tâm bể Malay bởi: nóc đới PR3 (đới bào tử phấn theo Petronas), phần nửa dưới của tập địa chấn L, phần đáy của đới *Magnastriatites howardi* và sự suy giảm mạnh của *Bosedinia* (Hình 4 và



Hình 3. Sự phân bố và liên kết địa tầng theo hóa đá bào tử phần hoa giữa giếng khoan KX-3X và TX-3X.



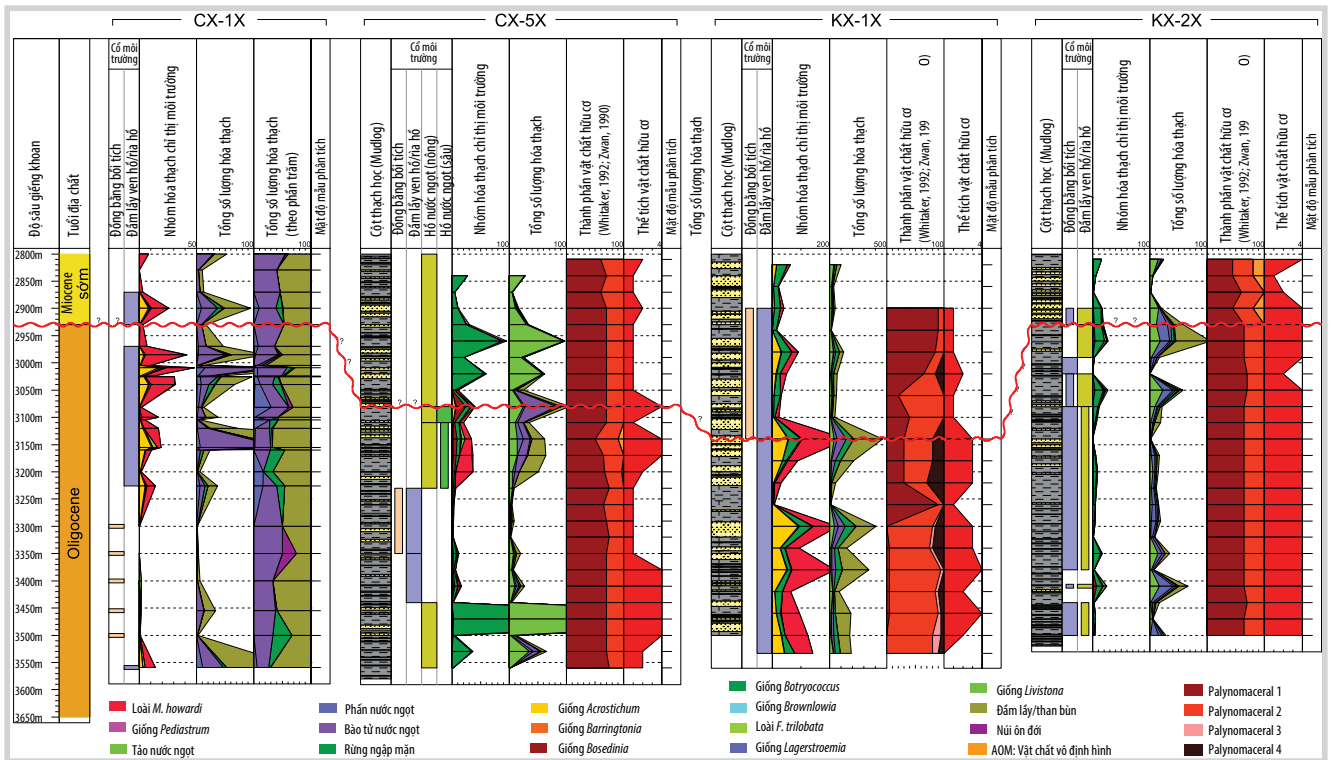
Hình 4. Sự phân bố địa tầng của hóa đá tảo giống *Bosedinia* ở bể Malay [6].

6) [4 - 6]. Tuy nhiên, một số nghiên cứu gần đây của Morley [1, 2], Lunt [3] cho thấy ranh giới Miocene và Oligocene được xác định cao hơn so với các nghiên cứu trước đó tại: nóc đới PR6/7, bề mặt phân xạ địa chấn K và nóc của *Bosedinia* (Hình 6). Hơn nữa, ranh giới này được xác định bởi đáy của nhóm trùng lỗ *Globigerinoides*, *Miogypsina*, *Paragloborotalia kugleri* theo nghiên cứu của Lunt [3].

Từ những thay đổi về ranh giới giữa Miocene và Oligocene ở khu vực nghiên cứu và bể Malay có sự tương đồng với nhau trên cơ sở nghiên cứu sinh địa tầng. Về tài liệu địa chấn - địa tầng cần nghiên cứu thêm bề mặt phân xạ tương đương tại nóc Oligocene của khu vực nghiên cứu sau khi được chính xác hóa bằng tài liệu cổ sinh.

3.2. Môi trường lắng đọng trầm tích

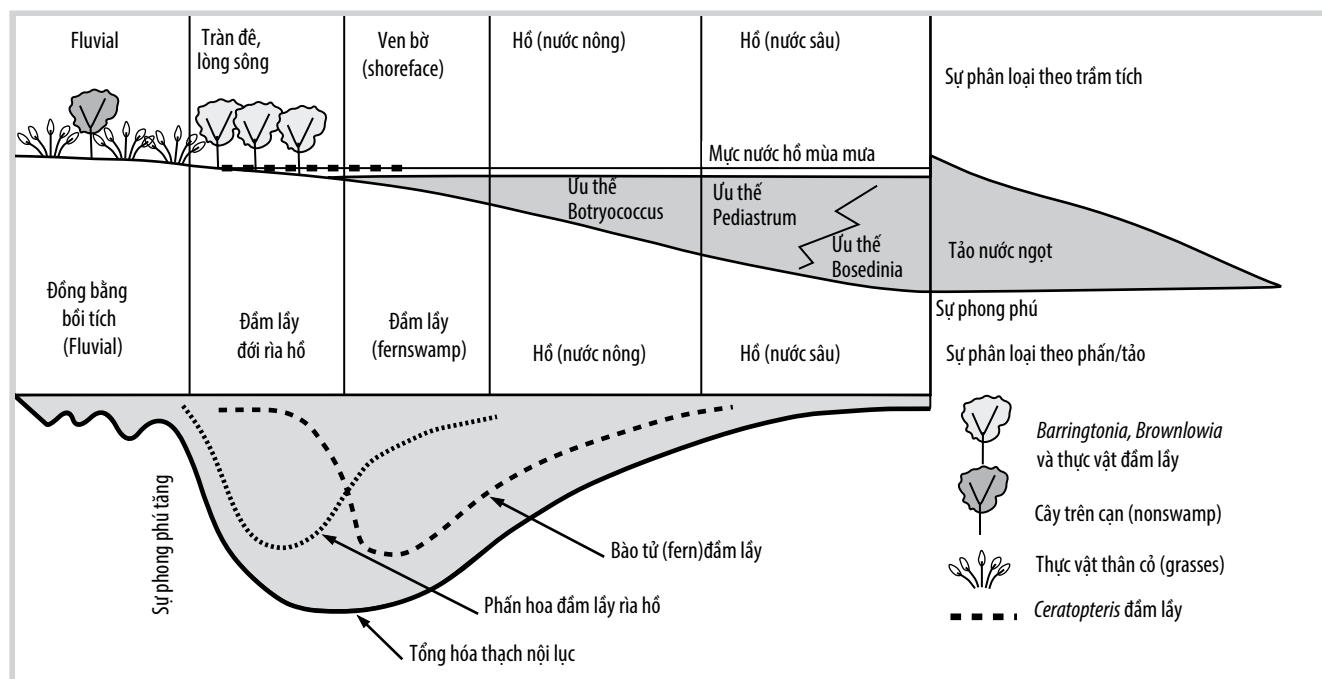
Trầm tích Oligocene trong khu vực nghiên cứu được lắng đọng chủ yếu từ môi trường đầm lầy ven/ria hồ đến hồ nước ngọt (xa bờ). Ngoài ra, có một vài giai đoạn chịu sự ảnh



Hình 5. Mặt cắt liên kết sinh địa tầng Oligocene khu vực nghiên cứu.

Ranh giới địa tầng bể Malay theo Muhamad [4], Madon [5], Yakzan [6]				Ranh giới địa tầng bể Malay theo Morley [1, 2], Lunt [3]				Ranh giới địa tầng bể Malay - Thổ Chu theo VPI, PVN (2019)							
Thống		Phụ thống		Thống		Phụ thống		Thống		Phụ thống		Thống		Phụ thống	
Đới NN (Martini, 1971)		Đới NN (Martini, 1971)		Đới NN (Martini, 1971)		Đới NN (Martini, 1971)		Đới NN (Martini, 1971)		Đới NN (Martini, 1971)		Đới NN (Martini, 1971)		Đới NN (Martini, 1971)	
Tập Seismic (Esso)		Tập Seismic (Esso)		Tập Seismic (Esso)		Tập Seismic (Esso)		Tập Seismic (Esso)		Tập Seismic (Esso)		Tập Seismic (Esso)		Tập Seismic (Esso)	
Đới bảo tử phấn (Petronas)		Đới bảo tử phấn (Petronas)		Đới bảo tử phấn (Petronas)		Đới bảo tử phấn (Petronas)		Đới bảo tử phấn (Petronas)		Đới bảo tử phấn (Petronas)		Đới bảo tử phấn (Petronas)		Đới bảo tử phấn (Petronas)	
Đới bảo tử phấn (Robertson, 1991) Nam Trung Hoa		Đới bảo tử phấn (Robertson, 1991) Nam Trung Hoa		Đới bảo tử phấn (Robertson, 1991) Nam Trung Hoa		Đới bảo tử phấn (Robertson, 1991) Nam Trung Hoa		Đới bảo tử phấn (Robertson, 1991) Nam Trung Hoa		Đới bảo tử phấn (Robertson, 1991) Nam Trung Hoa		Đới bảo tử phấn (Robertson, 1991) Nam Trung Hoa		Đới bảo tử phấn (Robertson, 1991) Nam Trung Hoa	
MIOCENE Trên: NN11, NN10, NN9, NN8, NN7, NN6, NN5, NN4, NN3, NN2, NN1 Giữa: A/B, D, E, F, H, I, J, K, L Dưới: PR15A, PR14, PR13, PR12, PR11, PR10, PR9, PR8, PR6-7, PR5, PR4, PR3 Alnus, Calophyllum, Zonocostites, Casuarina, Magnastriatites, Algalcyst I, Algalcyst II				MIOCENE Trên: MDB, PR14, PR13, PR12, PR11, PR10, PR9, PR8, PR7, PR6, PR5, PR4, PR3, PR2, PR1 Dưới: T ⁿ , D, E, F, H, I, J, K, L, M Sự xuất hiện đầu tiên/kết thúc của hóa thạch palynomorph Bất chỉnh hợp trong Pilog Nóc <i>Forschuetzia trilobata</i> (khu vực) Nóc <i>Forschuetzia trilobata</i> (địa phương) <i>Forschuetzia semilobata</i> <i>Forschuetzia meridionalis</i> Myrtaceidites tầng <i>Forschuetzia levipoli</i> Đỉnh <i>Pandaniidites</i> trong PR9 <i>Forschuetzia semilobata</i> <i>Casuarina</i> tầng Nóc <i>Bosedinia</i> , <i>bisaccates</i> giâm, <i>Acrostichum</i> , <i>Monosporites annulatus</i> <i>Meyeripollis anarkotensis</i> <i>Forschuetzia trilobata</i> (tầng) <i>Bosedinia</i> (phong phú)				MIOCENE Trên: B, D, E, F, H, I, J, K*, L Giữa: Minh Hải, Đám Dơi Dưới: Ngọc Hiển Đới <i>F. meridionalis</i> Đới <i>F. levipoli</i> Đới <i>Forschuetzia trilobata</i> <i>Cadagenis-Maharokatensis-Jussieu-L. neagenicus</i> Phụ đới <i>F. meridionalis</i> Phụ đới <i>S. laurifolia</i> (A, B, C, D) Phụ đới <i>F. trilobata</i> Phụ đới <i>F. semilobata</i> Phụ đới <i>Forschuetzia evipoli</i> Phụ đới <i>V. pachydermus</i>							
												SỰ XUẤT HIỆN ĐẦU TIÊN/KẾT THÚC CỦA HÓA THẠCH PALYNOFORM			
												BẤT CHỈNH HỢP TRONG PİLOG			
												Nóc <i>Forschuetzia trilobata</i> (khu vực) Nóc <i>Forschuetzia trilobata</i> (địa phương) <i>Forschuetzia semilobata</i> <i>Forschuetzia meridionalis</i>			
												Myrtaceidites tầng <i>Forschuetzia levipoli</i> Đỉnh <i>Pandaniidites</i> trong PR9 <i>Forschuetzia semilobata</i>			
												<i>Casuarina</i> tầng Nóc <i>Bosedinia</i> , <i>bisaccates</i> giâm, <i>Acrostichum</i> , <i>Monosporites annulatus</i> <i>Meyeripollis anarkotensis</i>			
												Biến tiến sau khi thay đổi khí hậu <i>Forschuetzia trilobata</i> (tầng) <i>Bosedinia</i> (phong phú)			
												Đới <i>F. meridionalis</i> Đới <i>F. levipoli</i> Đới <i>Forschuetzia trilobata</i> <i>Cadagenis-Maharokatensis-Jussieu-L. neagenicus</i>			
												Phụ đới <i>F. meridionalis</i> Phụ đới <i>S. laurifolia</i> (A, B, C, D) Phụ đới <i>F. trilobata</i> Phụ đới <i>F. semilobata</i> Phụ đới <i>Forschuetzia evipoli</i> Phụ đới <i>V. pachydermus</i>			

Hình 6. Bảng so sánh ranh giới địa tầng giữa Miocene và Oligocene ở bể Malay và bể Malay - Thổ Chu (K*: tập địa chấn K chứa hiệu chỉnh sau khi nóc Oligocene được chính xác hóa bằng tài liệu cổ sinh).



Hình 7. Đặc điểm tương hồ nước ngọt theo nghiên cứu bào tử phần [11].

hường của môi trường lắng đọng đồng bằng bồi tích (fluvial). Trong môi trường hồ nước ngọt thường được phân chia thành 3 đới lắng đọng tương ứng với các phức hệ hóa đá tảo nước ngọt khác nhau (Hình 7). Trong đó, sự hiện diện phong phú và liên tục của *Bosedinia* cho biết đới lắng đọng thuộc hồ nước sâu. Tuy nhiên, còn tùy vào mức độ phong phú và tỷ lệ *Bosedinia* trên tổng lượng hóa đá, bề dày trầm tích mà có thể so sánh được kích thước và độ sâu của mực nước tương đối giữa các hồ [11, 20].

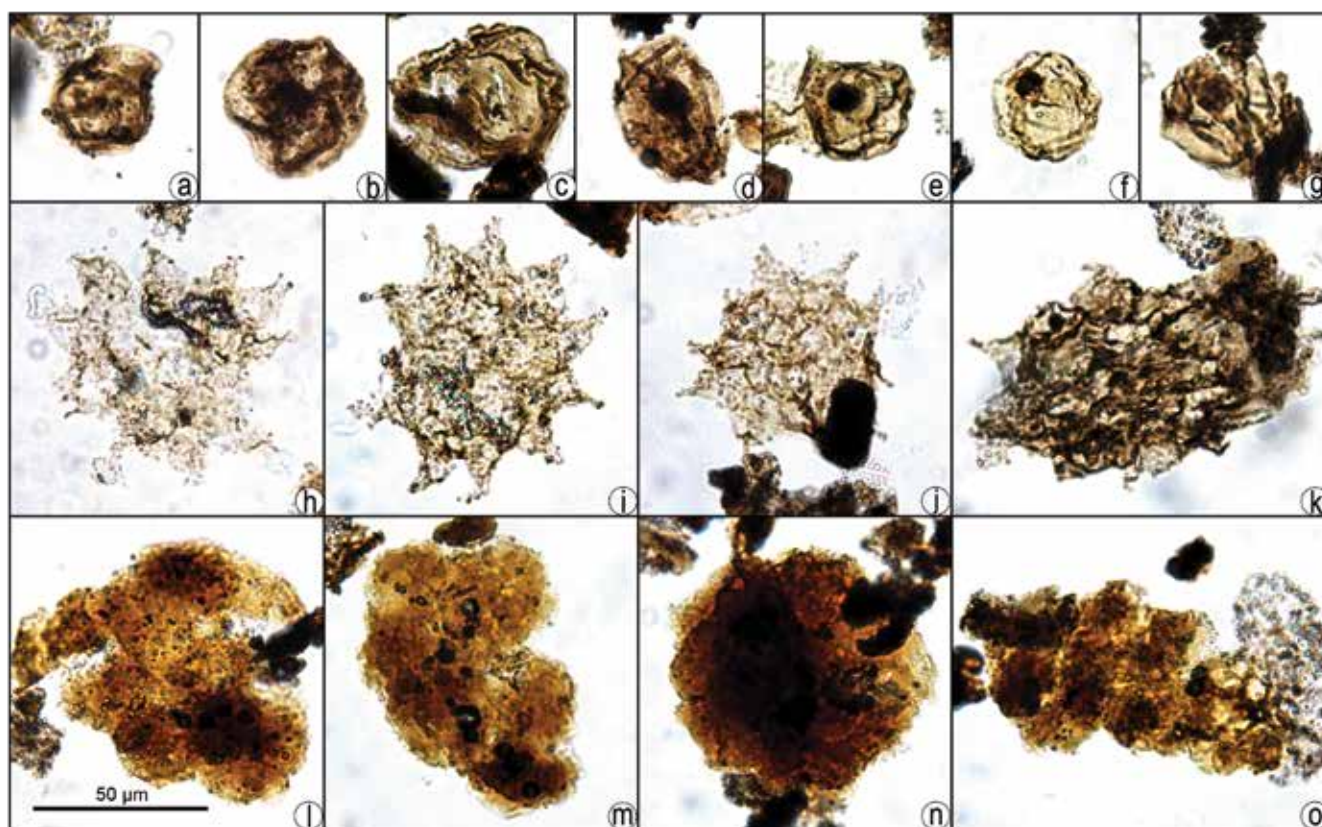
Hồ nước sâu: Những đặc trưng trong môi trường trầm tích này được tìm thấy ở phần dưới trong 2 giếng khoan TX-3X và KX-3X thuộc cấu trúc địa hào Thổ Chu. Phức hệ hóa đá đại diện gồm các nhóm tảo nước ngọt: *Bosedinia*, *Botryococcus*, *Pediastrum* chiếm từ 60 - 90% tổng lượng hóa đá, trong đó *Bosedinia* giữ vai trò chi phối (Hình 3 và 7). Hàm lượng vật chất hữu cơ phong phú, thành phần gồm có PM1, PM2 và AOM (Hình 3 và 8). Trong những khoảng độ có sự hiện diện của *Bosedinia* càng phong phú tương ứng với thành phần AOM càng cao, đặc trưng cho mực nước sâu và kích thước rộng của hồ, phản ánh năng lượng lắng đọng trầm tích thấp, thành phần thạch học đặc trưng vật liệu hạt mịn. Đây cũng là dấu hiệu để xác định sự tồn tại và quy mô của các hồ cổ (paleolake). Trong các giếng khoan nghiên cứu cho thấy sự ưu thế của *Bosedinia* (> 60%), chứng tỏ trầm tích được lắng đọng trong đới hồ nước sâu.

Hồ nước nông: Đặc trưng bởi sự hiện diện ưu thế của *Botryococcus* và sự kém phong phú của các nhóm đầm

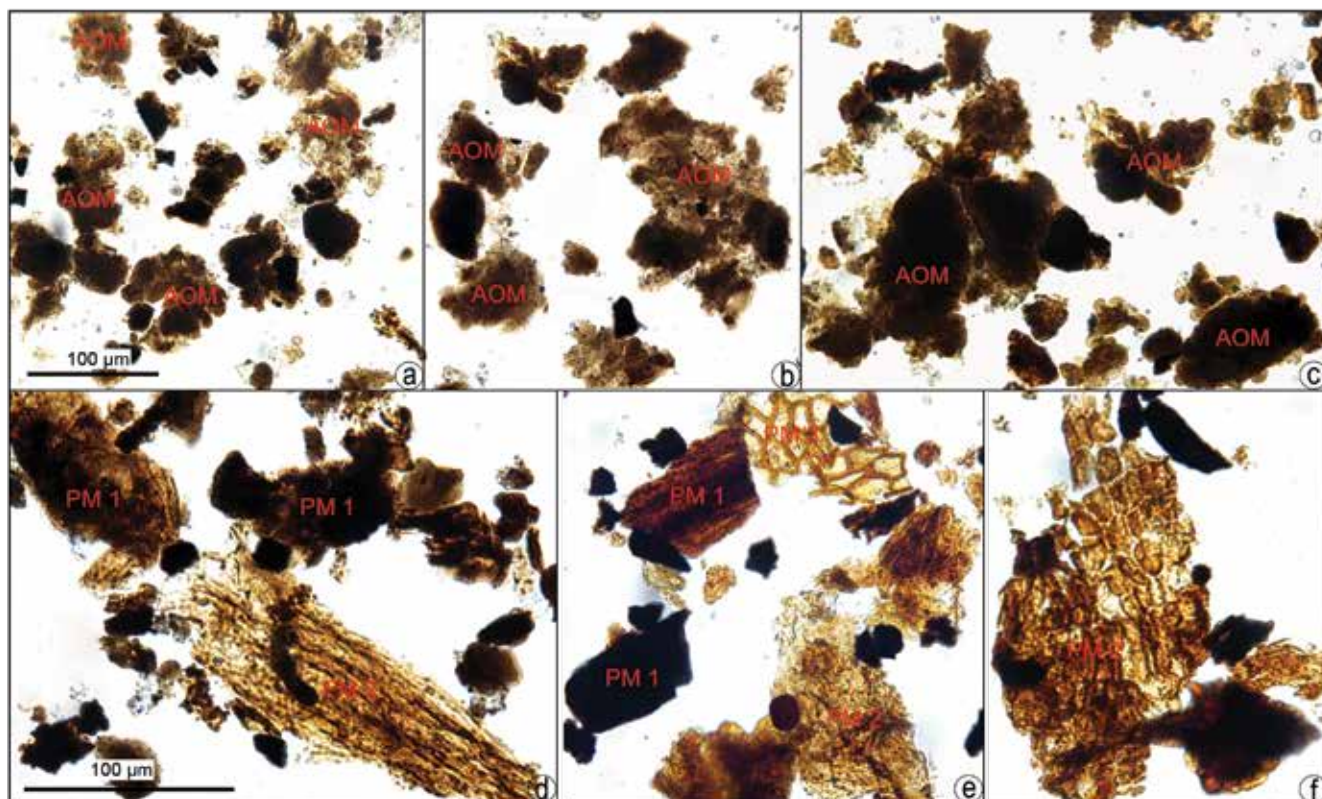
lầy ven/rìa hồ chủ yếu được lắng đọng trong các giếng khoan nghiên cứu. Hàm lượng vật chất hữu cơ phong phú với thành phần vật chất hữu cơ chủ yếu là PM1 và PM2 được bảo tồn tốt, cho biết năng lượng lắng đọng thấp. Môi trường lắng đọng hồ nước nông được phân bố phổ biến ở khu vực phía Bắc của bể (đới phân dị địa hào, địa lũy Thổ Chu) trong các giếng khoan AX-8X, CX-5X, KX-1X, KX-2X và phần bên trên của đới lắng đọng hồ nước sâu ở các giếng khoan TX-3X, KX-3X.

Đầm lầy ven/rìa hồ: Đặc trưng bởi sự phong phú của nhóm hóa đá bào tử (fern spores) và phần hoa môi trường đầm lầy, rìa hồ. Đôi khi có sự hiện diện theo từng nhịp của nhóm hóa đá hồ nước nông như *Botryococcus* thậm chí có cả *Pediastrum* và *Bosedinia* được tìm thấy ở phần trên của giếng CX-5X. Đây cũng là dấu hiệu để nhận dạng các bề mặt ngập lụt (flooding) trong đới cô đặc hóa đá (condensed section). Tiêu biểu cho nhóm bào tử đầm lầy gồm: *Magnastriatites howardi*, *Crassoretitrites nanhaiensis*, *Polypodiisporites perversucatus*; phần rìa hồ: *Barringtonia* type, *Livistona* type, *Lagerstroemia* type. Hàm lượng vật chất hữu cơ phong phú với thành phần gồm PM1, PM2 và một lượng nhỏ PM3 và PM4. Một số giếng khoan có cả AOM được bảo tồn trong các đầm lầy than bùn với năng lượng thấp. Môi trường đầm lầy ven/rìa hồ phát triển phổ biến ở phần nóc của Oligocene trong khu vực nghiên cứu.

Đồng bằng bồi tích: Đặc trưng bởi sự giảm đáng kể của tổng lượng hóa thạch, thành phần đại diện chủ yếu



Hình 8. Phức hệ hóa đá đặc trưng cho môi trường hồ nước ngọt. (a-g) Các dạng hóa đá tảo vòng Bosedinia; (h-k) các nhóm hóa đá tảo lục Pediastrum; (l-o) các nhóm hóa đá tảo lục Botryococcus.



Hình 9. Phân loại các dạng vật chất hữu cơ. (a-c) các hạt vật chất hữu cơ vô định hình (AOM) hiện diện với hàm lượng cao, được bảo tồn tốt trong điều kiện năng lượng lắng đọng thấp và thiếu oxy, xuất hiện cùng với Bosedinia, Pediastrum trong các giếng khoan nghiên cứu, đặc trưng cho môi trường hồ; (d-f) các loại palynomaceral (PM 1-3), bền hơn AOM và được lắng đọng trong môi trường năng lượng cao hơn so với AOM. Các mảnh vụn chưa bị gặm mòn, chưa có dấu hiệu của sự thoái hóa, cho thấy điều kiện bảo tồn tốt với năng lượng lắng đọng thấp trong hồ hoặc đầm lầy.

là phần nội lục thuộc các nhóm thân cỏ và các dạng bào tử thuộc nhóm dây leo *Stenochlaena palustris*. Tổ hợp môi trường này rất hiếm có sự hiện diện của nhóm tảo nước ngọt, thường đặc trưng cho môi trường lắng đọng năng lượng cao, nghèo vật chất hữu cơ với thành phần ưu thế là PM1 và PM2, được phát hiện trong giếng khoan CX-1X, CX-5X (Hình 5)

4. Kết luận

Trong phạm vi nghiên cứu, các trầm tích Oligocene phân bố tương đối rộng rãi, chứa các phức hệ hóa đá nội lục đặc trưng cho môi trường đầm lầy và hồ nước ngọt.

Về địa tầng, tìm thấy phức hệ hóa đá định tầng xuất hiện thường xuyên trong Oligocene, là cơ sở để xác định trầm tích Oligocene; sử dụng phức hệ tảo nước ngọt *Bosedinia* để so sánh và liên kết các đới (PR) ở bể Malay và chính xác hóa ranh giới địa tầng giữa trầm tích Miocene và Oligocene.

Ranh giới địa tầng giữa trầm tích Miocene và Oligocene sau khi chính xác hóa cao hơn so với ranh giới được xác định trong những nghiên cứu trước đó, tương đương với một chu kỳ phong phú của hóa đá. Kết quả này phù hợp với những nghiên cứu sinh địa tầng ở bể Malay.

Về môi trường trầm tích, các thành tạo Oligocene được lắng đọng chủ yếu từ đầm lầy ven hồ/ria hồ đến hồ nước sâu với năng lượng môi trường thấp, hàm lượng vật chất hữu cơ cao, các thành phần vật chất hữu cơ được bảo tồn tốt. Ngoài ra, có một vài giai đoạn lắng đọng bị ảnh hưởng bởi môi trường đồng bằng bồi tích.

Tài liệu tham khảo

- [1] Robert J. Morley, Tony Swiecicki, and Pham Thi Thuy Dung, "A sequence stratigraphic framework for the sunda region, based on integration of biostratigraphic, lithological and seismic data from Nam Con Son basin, Vietnam", *35th Annual Convention & Exhibition, Indonesian Petroleum Association, 18 - 20 May 2011*. DOI: 10.29118/IPA.1942.11.G.002.
- [2] Robert J. Morley, Sanatul Salwa Hasan, Harsanti P. Morley, Jaizan Hardi M. Jais, Amiruddin Mansor, M. Raziken Aripin, M. Hafiz Nordin, and M. Helmi Rohaizar, "Sequence biostratigraphic framework for the Oligocene to Pliocene of Malaysia: High-frequency depositional cycles driven by polar glaciation", *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, Vol. 561, pp. 1 - 37, 2021. DOI: 10.1016/j.palaeo.2020.110058.
- [3] Peter Lunt, "A reappraisal of the Cenozoic stratigraphy of the Malay and West Natuna basins", *Journal of Asian Earth Sciences*: X, Vol. 5, pp. 1 - 13, 2021. DOI: 10.1016/j.jaesx.2020.100044.
- [4] Abdul Jalil Muhamad and Awang Sapawi Awang Jamil, "Organic facies variation in lacustrine source rocks in the southern Malay basin", *Bulletin of the Geological Society of Malaysia*, Vol. 56, pp. 27 - 33, 2010. DOI: 10.7186/bgsm56201004.
- [5] Mazlan Madon, Jiu-Shan Yang, Peter Abolins, Redzuan Abu Hassan, Azmi M. Yakzan and Saiful Bahari Zainal, "Petroleum systems of the Northern Malay Basin", *Bulletin of the Geological Society of Malaysia*, Vol. 49, pp. 125 - 134, 2006. DOI: 10.7186/bgsm49200620.
- [6] Azmi Mohd Yakzan, Awalludin Harun, and Robert J. Morley, "Integrated biostratigraphic zonation for the Malay basin", *Bulletin of the Geological Society of Malaysia*, Vol. 39, pp. 157 - 184, 1996. DOI: 10.7186/bgsm39199615.
- [7] Trương Minh, Trịnh Xuân Cường, Nguyễn Thanh Lam, và Bùi Huy Hoàng, "Bể trầm tích Malay - Thổ Chu và tài nguyên dầu khí", *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2019, trang 443 - 494.
- [8] Michael B.W. Fyhn, Lars O. Boldreel, and Lars H. Nielsen, "Escape tectonism in the Gulf of Thailand: Paleogene left-lateral pull-apart rifting in the Vietnamese part of the Malay basin", *Tectonophysics*, Vol. 483, pp. 365 - 376, 2010. DOI:10.1016/j.tecto.2009.11.004.
- [9] Đỗ Bạt, Nguyễn Địch Dĩ, Phan Huy Quỳnh, Phạm Hồng Quế, Nguyễn Quý Hùng, Đỗ Việt Hiếu, và Chu Đức Quang, "Địa tầng các bể trầm tích Kainozoi Việt Nam", *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2019.
- [10] Nguyễn Thu Huyền, Phùng Sỹ Tài, và Trịnh Xuân Cường, "Bể trầm tích Malay - Thổ Chu và tài nguyên dầu khí", *Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ 30 năm Dầu khí Việt Nam: Cơ hội mới, thách thức mới*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2005, trang 611 - 630.
- [11] Robert J. Morley, Bui Viet Dung, Nguyen Thanh Tung, A.J. Kullmand, Robert T. Birde, Nguyen Van Kieu, and Nguyen Hoai Chung, "High-resolution Palaeogene sequence stratigraphic framework for the Cuu Long basin, offshore Vietnam, driven by climate change and tectonics, established from sequence biostratigraphy", *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, Vol. 530, pp. 113 - 135, 2019. DOI:10.1016/j.palaeo.2019.05.010.

- [12] C.J. Van der Zwan, "Palynostratigraphy and palynofacies reconstruction of the Upper Jurassic to lowermost cretaceous of the Draugen field, offshore Mid Norway", *Review of Palaeobotany and Palynology*, Vol. 62, pp. 157 - 186, 1992. DOI:10.1016/0034-6667(90)90021-a.
- [13] M.F. Whitaker, M.R. Giles, and S.J.C. Cannon, "Palynological review of the Brent Group, UK sector, North Sea", *Geology of the Brent Group*. Geological Society, pp. 169 - 202, 1992. DOI: 10.1144/gsl.sp.1992.061.01.10.
- [14] Richard V. Tyson, "Palynofacies analysis", *Applied micropalaeontology*. Springer Science Business Media, 1993. DOI:10.1007/978-94-017-0763-3_5.
- [15] Richard V. Tyson, *Sedimentary organic matter: organic facies and palynofacies analysis*. Chapman and Hall, 1995.
- [16] David J. Batten and Darrin T. Stead, "Palynofacies analysis and its stratigraphic application", *Applied Stratigraphy*. Springer, 2005.
- [17] Nguyễn Ngọc và Phạm Quang Trung, "Các tiêu chuẩn cổ sinh của một số ranh giới địa tầng Đệ tam ở các bồn trũng Kainozoi ven biển và thềm lục địa Việt Nam", *Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ "Ngành Dầu khí Việt Nam trước thềm thế kỷ 21"*. Nhà xuất bản Thanh niên, 2000, trang 508 - 517.
- [18] Unocal Vietnam Exploration, "Geological Completion Report Block B (KL-3X, TXT-3X)".
- [19] Viện Dầu khí Việt Nam, "Báo cáo sinh địa tầng các giếng khoan CM-1X, AQ-8X, CV-5X, KS-1X, KL-1X, KL-3X, TXT-3X bể Malay - Thổ Chu".
- [20] Robert J. Morley and Harsanti P. Morley, "Mid Cenozoic freshwater wetlands of the Sunda region", *Journal Limnology*, Vol. 72, No. 3, pp. 18 - 35, 2013. DOI:10.4081/jlimnol.2013.s2.e2.

BIOSTRATIGRAPHIC CHARACTERISTICS AND CORRECTION OF THE BOUNDARY BETWEEN MIOCENE AND OLIGOCENE SEDIMENTS IN THE NORTHERN MALAY - THO CHU BASIN

Mai Hoang Dam, Nguyen Thi Tham

Vietnam Petroleum Institute

Email: dammh@vpi.pvn.vn

Summary

Stratigraphic study in oil and gas wells is dependent on the research method and the characteristics of the collected samples, such as sample types and spaces between samples, that is why the stratigraphic boundary of the wells may fluctuate in a certain sedimentary range. Therefore, when re-evaluating the hydrocarbon potential or expanding the petroleum exploration targets of an area, we need to study additional evidence and geological events to correct the stratigraphic boundary of the well and correlate regional stratigraphy. These studies often use biostratigraphic and seismic stratigraphic methods.

This paper provides evidence on biostratigraphy to correct the stratigraphic boundary between Miocene and Oligocene sediments in the northern Malay - Tho Chu basin and compares them with the general stratigraphy of the Malay basin. The research results determined that the top of the Oligocene sediment after correcting is higher than what was specified in the previous studies based on marker fossil findings in a palynomorph abundance cycle; and there are similar biostratigraphic characteristics between the studied area and the Malay basin.

Key words: Biostratigraphy, organic matter, palynomorph, Oligocene, Miocene, Malay - Tho Chu basin.

NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO HỆ LỚP PHỦ COMPOSITE CHỐNG ĂN MÒN ĐƯỜNG ỐNG KIM LOẠI TẠI VỊ TRÍ GỐI ĐỠ

Nguyễn Thị Lê Hiền, Nguyễn Đình Dũng, Phạm Thị Hương, Đoàn Thành Đạt

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: hienntl@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.05-04>

Tóm tắt

Hệ lớp phủ bao gồm 3 lớp trên cơ sở lớp sơn lót chống ăn mòn epoxy chứa graphene, lớp keo trám MS polymer và tấm lót đường ống polyester gia cường sợi thủy tinh đã được nghiên cứu nhằm ứng dụng chống ăn mòn cho đường ống tại vị trí gối đỡ. Graphene được phân tán với hàm lượng 100 ppm trong epoxy để tạo thành lớp phủ lót composite nhằm cải thiện độ bám dính, đặc tính cơ lý và khả năng chống ăn mòn so với lớp phủ epoxy không chứa graphene. Polyester được gia cường sợi thủy tinh với hàm lượng 20% cho phép tăng độ bền và đập và tăng hiệu quả kinh tế của tấm lót đường ống. Lớp keo MS polymer chứa silicone cho phép tạo độ bám dính cao giữa tấm đỡ đường ống và đường ống đã được sơn phủ, với độ đàn hồi tốt cho phép tăng độ bền và đập của hệ phủ và cách ly hoàn toàn đường ống với môi trường, loại bỏ quá trình ăn mòn khe và ăn mòn galvanic đường ống tại vị trí gối đỡ.

Từ khóa: Ăn mòn đường ống tại vị trí gối đỡ, epoxy/graphene, MS polymer, polyester gia cường.

1. Giới thiệu

Trên các công trình dầu khí, bên cạnh quá trình ăn mòn bên trong các đường ống còn chịu tác động ăn mòn bên ngoài khá nghiêm trọng trong môi trường biển hoặc khí quyển biển, đặc biệt tại các vị trí gối đỡ. Quá trình ăn mòn đường ống tại các vị trí gối đỡ diễn ra chủ yếu theo cơ chế ăn mòn khe và được mô tả qua các giai đoạn sau:

- Tại vị trí gối đỡ đường ống, luôn tồn tại khe hẹp, tạo điều kiện "bẫy nước", tạo môi trường ẩm chứa các tác nhân ăn mòn (oxygen hòa tan, ion chloride Cl...) ngưng tụ, khó bay hơi và tích tụ trong thời gian dài;

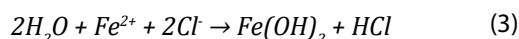
- Trong khe hẹp, lớp sơn phủ bảo vệ đường ống bị ngâm lâu trong môi trường ẩm theo thời gian bị hư hỏng, bong tróc;

- Tại vị trí lớp sơn phủ bị hư hỏng, đường ống thép tiếp xúc trực tiếp với môi trường ẩm chứa ion chloride, kim loại sẽ bị ăn mòn theo cơ chế ăn mòn như sau:

Phản ứng oxy hóa (ăn mòn):



Phản ứng khử:



Trên bề mặt kim loại luôn tồn tại sự chênh lệch điện thế dẫn đến phân hóa thành vùng anode và cathode. Tại vùng anode, kim loại có điện thế bề mặt âm hơn dễ dàng bị oxy hóa theo phản ứng (1). Tại vùng cathode, nơi kim loại có điện thế dương hơn sẽ xảy ra phản ứng khử theo phương trình (2) và điện tử chuyển từ vùng anode sang vùng cathode tạo thành mạch điện khép kín và quá trình ăn mòn điện hóa xảy ra do sự khử phân cực của oxygen hòa tan. Trong khe hẹp, phản ứng ăn mòn điện hóa bị khống chế bởi quá trình khuếch tán, khi oxygen hòa tan trong môi trường ẩm tại khe hẹp bị phản ứng hết, phản ứng (2) bị hạn chế và phản ứng (3) sẽ xảy ra tạo môi trường acid, dẫn đến tốc độ ăn mòn thép cục bộ tại vị trí gối đỡ tăng lên gấp rất nhiều lần [1, 2]. Sự tiếp xúc giữa 2 kim loại không đồng nhất (đường ống/gối đỡ), hình thành tế bào galvanic cũng là nguyên nhân làm tăng tốc quá trình ăn mòn tại vị trí gối đỡ.

Để bảo vệ chống ăn mòn bên ngoài cho các đường ống, sơn phủ chống ăn mòn được áp dụng phổ biến nhất [2]. Việc kiểm tra chất lượng lớp sơn phủ bên ngoài đường



Ngày nhận bài: 26/3/2022. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 26/3 - 27/4/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 20/5/2022.



Hình 1. Hình ảnh ăn mòn đường ống tại vị trí gối đỡ.

ống được thực hiện thường xuyên và định kỳ nhằm phát hiện và sửa chữa kịp thời các vị trí lớp phủ hư hỏng, bong tróc và xuống cấp [3]. Tuy nhiên, trên thực tế tại các vị trí gối đỡ, việc sử dụng lớp sơn phủ chống ăn mòn không còn hiệu quả sau một thời gian vận hành và luôn tiềm ẩn nguy cơ mất an toàn, khó kiểm soát. Bên cạnh đó, ăn mòn đường ống tại vị trí gối đỡ thường rất khó quan sát và phát hiện bởi các phương pháp kiểm tra không phá hủy thông thường [4] và chỉ được phát hiện khi quá trình ăn mòn đã tương đối nghiêm trọng. Việc sửa chữa ăn mòn tại các vị trí gối đỡ cũng gặp khó khăn, tiêu tốn chi phí không nhỏ và đặc biệt khó xử lý triệt để.

Trong thực tế có nhiều biện pháp để giảm thiểu ăn mòn, tuy nhiên mỗi giải pháp đều có hạn chế nhất định.

Composite là vật liệu được nghiên cứu ứng dụng rộng rãi trong lĩnh vực chống ăn mòn. Sử dụng các phụ gia, chất độn, chất gia cường đưa vào trong thành phần nhựa cho phép thay đổi và cải thiện các tính chất cơ lý của nhựa, sơn gốc mà trong nhiều trường hợp còn có thể giúp giảm giá thành sản phẩm, mang lại hiệu quả kinh tế cao.

Composite trên cơ sở epoxy là loại composite được nghiên cứu ứng dụng sớm nhất [5]. Epoxy có độ bền ăn

mòn cao và độ bám dính tốt tuy nhiên lại không bền tử ngoại nên trước đây chỉ được sử dụng làm lớp phủ lót chống ăn mòn. Nhiều lớp sơn phủ trên cơ sở epoxy giàu kẽm, chứa phoi nhôm... đã được áp dụng thực tế cho tuổi thọ rất cao [6], có thể lên tới trên 15 năm. Để cải thiện độ bền tử ngoại cũng như các đặc tính hóa lý, các lớp phủ epoxy biến tính - modified epoxy [7 - 9] hoặc composite trên cơ sở epoxy đã được nghiên cứu, ứng dụng. Các nghiên cứu gần đây đã chỉ ra việc phân tán các vật liệu nano (như graphene, nanocarbon...) trong epoxy tạo các nanocomposite cho phép tăng khả năng chống ăn mòn, độ bền tử ngoại, cải thiện độ bám dính và kháng nước của lớp phủ [10, 11].

MS polymer là loại keo trám được sử dụng rộng rãi trong công nghiệp nói chung và công nghiệp dầu khí nói riêng, có khả năng bám dính cao, che chắn tốt, ngăn nước và ngăn khí, mềm dẻo và đàn hồi [12 - 17].

Nhựa polyester là loại nhựa nhiệt rắn, thường được sử dụng làm vật liệu nền trong vật liệu composite. Khi sử dụng các vật liệu gia cường như sợi thủy tinh có thể tạo các vật liệu composite (FRP) có đặc tính cơ lý cao, cho phép chế tạo các đường ống dẫn chịu hóa chất, môi trường; các lớp phủ chống ăn mòn bên trong và bên ngoài các đường ống, bồn bể chứa và thiết bị; chế tạo các gá đỡ các bộ phận tàu thủy... [18 - 22]. Tuy nhiên, các nghiên cứu cụ thể cho đường ống tại các vị trí gối đỡ lại rất hạn chế.

Với đặc tính vượt trội, vật liệu composite có thể chế tạo được các lớp bọc phủ với chiều dày mong muốn (có thể dày hơn nhiều so với lớp sơn phủ thông thường) đang được nghiên cứu ứng dụng cho rất nhiều mục đích khác nhau. Để chống ăn mòn cho đường ống tại các vị trí gối đỡ, nhiều công ty công nghệ giới thiệu các giải pháp dán lớp composite tại vị trí gối đỡ hoặc bọc (wrapping) composite xung quanh đường ống tại vị trí gối đỡ. Hiệu quả kỹ thuật của biện pháp sử dụng phụ thuộc vào chất lượng của composite, độ bám dính và chất lượng thi công. Thành phần lớp composite là bí quyết công nghệ của đơn vị cung cấp giải pháp, hiện chưa có các công bố hay báo cáo kiểm chứng về hiệu quả kỹ thuật cũng như hiệu quả kinh tế [20 - 22].

Trên cơ sở phân tích các tính chất nổi trội của 3 vật liệu epoxy, MS polymer và polyester, bài báo giới thiệu các kết quả nghiên cứu chế tạo hệ phủ composite trên cơ sở epoxy chứa graphene/MS polymer/polyester gia cường nhằm bảo vệ chống ăn mòn đường ống tại vị trí gối đỡ. Với đặc điểm của hệ lớp composite có độ bám dính cao, không ngấm nước vừa có tác dụng bịt kín giúp cách ly bề

mặt kim loại khỏi môi trường, loại bỏ khe hẹp giữa đường ống/gối đỡ và quá trình ăn mòn galvanic, vừa có tác dụng tạo độ mềm dẻo và đàn hồi, bền cơ lý, chống ăn mòn tốt nhằm định hướng ứng dụng bảo vệ chống ăn mòn cho đường ống tại các vị trí gối đỡ.

2. Điều kiện thực nghiệm

2.1. Chuẩn bị mẫu thử nghiệm

- Sơn composite epoxy/graphene: Graphene đã được sử dụng để phối trộn vào lớp sơn phủ epoxy với mục đích tăng độ bám dính, cải thiện các đặc tính hóa lý và khả năng chống ăn mòn của lớp phủ epoxy. Graphene được sử dụng dưới dạng oxide đã được biến tính hữu cơ, là sản phẩm của Việt Nam được cung cấp bởi VN-Graphene. Sơn epoxy được sử dụng là sơn 2 thành phần, trên cơ sở epoxy biến tính chứa chất ức chế chống gỉ và chất đóng rắn gốc amine.

Graphene được phân tán vào dung môi xylene bằng đầu dò siêu âm tạo hỗn hợp đồng nhất, sau đó được hòa trộn với nhựa epoxy, bổ sung chất đóng rắn và tạo màng trên bề mặt mẫu thép carbon thấp, kích thước 15 × 100 × 0,8 (mm) bằng spin-coating với tốc độ quay 650 vòng/phút, chiều dày màng trung bình 36 - 42 μm. Các mẫu sơn epoxy không chứa graphene được chuẩn bị trong cùng điều kiện để đánh giá đối chứng.

- Keo MS polymer: Keo MS polymer là chất kết dính thương mại trên cơ sở polymer được biến tính bởi silicone, có độ bám dính cao, khả năng chịu va đập tốt và có khả năng đàn hồi. Keo MS polymer sử dụng để kết dính giữa tấm đỡ và bề mặt đường ống đã được sơn phủ tại vị trí gối đỡ.

- Composite polyester gia cường: Tấm đệm đỡ đường ống được chế tạo từ polymer 2 thành phần trên cơ

sở nhựa polyester và chất đóng rắn, được gia cường bằng bột đá hoặc sợi thủy tinh được chế tạo bằng phương pháp đúc. Để dễ dàng đánh giá và thử nghiệm các tính chất cơ lý của vật liệu, tấm đệm được chế tạo dưới dạng tấm phẳng bằng phương pháp đúc nguội trong khuôn nhựa mica.

2.2. Các phương pháp nghiên cứu

Hình thái học bề mặt của các mẫu sơn, polyester và hệ composite được quan sát trực quan hoặc quan sát bằng kính hiển vi điện tử quét SEM. Khả năng bám dính và độ bền va đập của hệ lớp phủ được thử nghiệm bởi phương pháp lục.

Các nghiên cứu đánh giá ăn mòn tiến hành trong dung dịch NaCl 3% trên thiết bị Parstat 2273 tại Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) bằng phương pháp tổng trở điện hóa với hệ 3 điện cực: điện cực làm việc là mẫu sơn thử nghiệm, điện cực so sánh là calomel bão hòa KCl và điện cực đối là lưới platinum (Pt), tại điện thế mạch hở (EOCP), với biên độ dao động hình sine là 30 mV, trong khoảng tần số từ 100 kHz đến 10 mHz [23]. Khả năng bảo vệ chống ăn mòn của lớp phủ được thử nghiệm gia tốc trong tủ phun mù muối theo tiêu chuẩn ASTM B117 trong thiết bị Q-Fog.

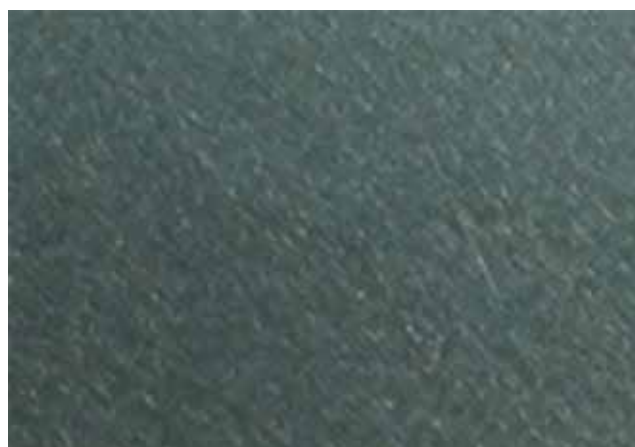
3. Kết quả và thảo luận

3.1. Nghiên cứu màng nanocomposite epoxy/graphene

Lớp phủ epoxy và composite epoxy/graphene, với tỷ lệ graphene 100 ppmv [24] được tạo trên bề mặt thép có bề mặt bằng phẳng, đồng nhất và đóng rắn hoàn toàn sau 24 giờ. Bằng trực quan không nhận thấy sự khác biệt về hình thái học của lớp phủ epoxy có và không có graphene (Hình 2).



Epoxy



Epoxy chứa graphene 100 ppmv

Hình 2. Hình ảnh lớp phủ epoxy chứa và không chứa graphene trên bề mặt thép.

Lớp phủ hữu cơ bảo vệ kim loại theo cơ chế che chắn, do đó độ bền của lớp phủ và độ bám dính trên bề mặt kim loại là các yếu tố quyết định khả năng bảo vệ chống ăn mòn của lớp phủ. Độ bám dính của lớp phủ được xác định bằng phương pháp kéo (pull-off test). Lực kéo và diện tích lớp phủ bị bong tróc cho phép đánh giá độ bám dính của lớp phủ. Bề mặt mẫu epoxy và kết quả thử nghiệm bám dính như Bảng 1.

Các kết quả khảo sát độ bám dính của màng sơn cho thấy việc phối trộn graphene trong lớp phủ đã cho phép tăng đáng kể độ bám dính đối với bề mặt thép.

Độ bền va đập của màng sơn là đại lượng vật lý đánh giá độ bền cơ học của lớp phủ dựa trên khả năng chịu tác động của tải trọng với khối lượng khác nhau rơi lên tấm mẫu ở gia tốc rơi tự do, nhưng không gây



ra sự phá hủy cơ học của mẫu. Độ bền va đập được tính bằng tích của chiều cao cực đại và khối lượng của tải trọng tác động lên mẫu. Kết quả đo thử nghiệm được thể hiện trên Bảng 2.

Lớp phủ epoxy sử dụng trong nghiên cứu này có đặc tính cơ lý tốt tương ứng với độ bền va đập cao. Trong trường hợp có và không có graphene, với độ cao cực đại của tải trọng là 100 cm và khối lượng cực đại là 2 kg, lớp phủ trên bề mặt kim loại vẫn chưa có dấu hiệu bị hư hỏng, phá hủy, do đó khó so sánh độ bền va đập giữa mẫu sơn epoxy có và không có graphene. Tuy nhiên, đối với mẫu sơn epoxy có chứa graphene, diện tích vùng biến dạng của kim loại nền dưới tác động của tải trọng nhỏ hơn nhiều so với mẫu epoxy không chứa graphene trong cùng điều kiện thử nghiệm cho phép dự báo sự có mặt của graphene trong lớp phủ epoxy đã gia tăng độ bền cơ học của lớp phủ cũng như kim loại nền dưới tác động của tải trọng.

Lớp sơn phủ bảo vệ kim loại theo cơ chế che chắn, ngăn không cho sự tiếp xúc trực tiếp của môi trường chứa các tác nhân ăn mòn với bề mặt kim loại, do đó tổng trở (tổng trở kháng) của lớp phủ là đặc tính quan trọng nhất quyết định khả năng bảo vệ kim loại. Tổng trở của lớp phủ càng lớn, khả năng bảo vệ chống ăn mòn kim loại càng cao. Tổng trở của lớp phủ epoxy có chứa và không chứa graphene được theo dõi theo thời gian, tại điện thế mạch hở trong nước muối NaCl 3%. Phổ tổng trở điện hóa dạng Nyquist theo thời gian của mẫu thép phủ epoxy có và không có graphene được thể hiện trên Hình 3.

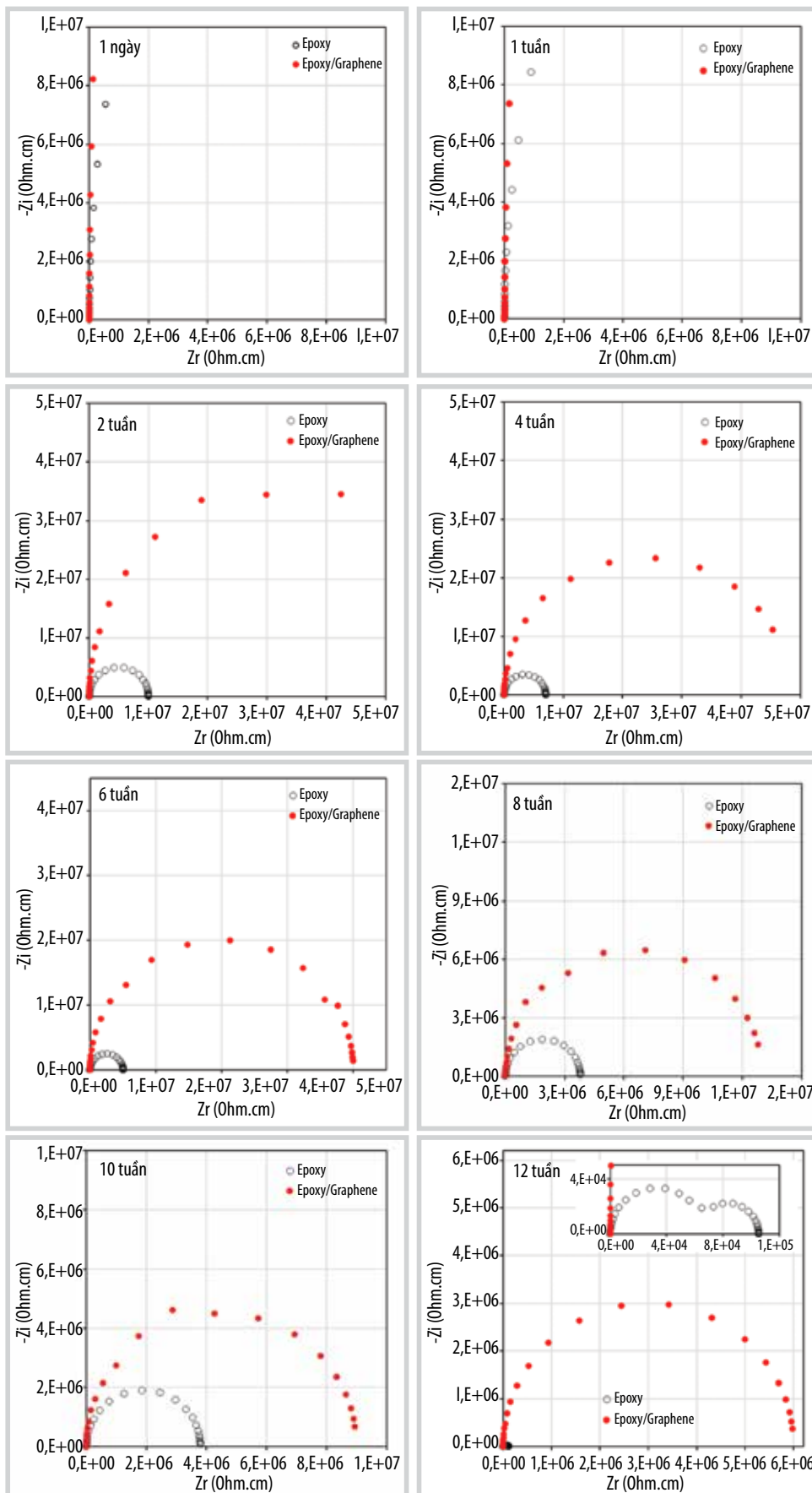
Nhìn chung, tại các thời điểm đầu ngâm mẫu, màng sơn chưa ngấm nước nên gần như được cách điện hoàn toàn. Màng sơn đóng vai trò như điện trở thuần dung, đường biểu diễn tổng trở điện hóa được thể hiện là 1 đường gần như thẳng đứng và chỉ đo được ở tần số cao. Theo thời gian, khi dung dịch điện ly ngấm dần qua màng sơn, độ dẫn điện (dẫn ion) của màng giảm dần, giản đồ tổng trở dạng Nyquist có xu hướng chuyển dần thành đường bán cung ít nhiều được xác định sau 2 tuần thử nghiệm. Đến thời điểm 12 tuần thử nghiệm, đường cong tổng trở điện hóa của

Bảng 1. Kết quả thử nghiệm bám dính của lớp phủ epoxy không chứa và chứa graphene

Kết quả thử nghiệm	Epoxy	Epoxy/graphene
Hình ảnh sau thử nghiệm		
Độ bám dính trung bình (MPa)	2,71 ± 0,06	3,03 ± 0,04

Bảng 2. Kết quả thử nghiệm độ bền va đập của lớp phủ epoxy không chứa và chứa graphene

Mẫu	Hình ảnh sau thử nghiệm	Độ bền va đập (kg.cm)
Lớp phủ epoxy		>200
Lớp phủ epoxy/graphene		>200



Hình 3. Giản đồ tổng trở điện hóa dạng Nyquist của lớp phủ epoxy không và có chứa graphene được tạo trên nền thép, thử nghiệm trong dung dịch NaCl 3%.

mẫu sơn epoxy không chứa graphene đã xuất hiện bán cung thứ 2 ở tần số thấp đặc trưng cho quá trình ăn mòn kim loại, trong khi đó giản đồ tổng trở của mẫu sơn epoxy chứa graphene vẫn chưa xuất hiện quá trình ăn mòn kim loại dưới lớp phủ.

Trên cơ sở phân tích giản đồ tương đương [23], các giá trị điện trở màng R_f và điện dung của màng C_f được xác định và biểu diễn trên Bảng 3.

Nhìn chung, điện trở màng càng lớn, điện dung màng càng nhỏ, khả năng bảo vệ kim loại của màng sơn càng cao. Graphene có mặt trong lớp phủ epoxy cho phép hạn chế khả năng thấm ướt, ngấm nước của màng sơn, hạn chế sự suy giảm điện dung màng theo thời gian so với lớp phủ epoxy cùng chiều dày không chứa graphene.

Để đánh giá thêm khả năng bảo vệ chống ăn mòn của lớp phủ epoxy có và không có graphene, các mẫu sau khi tạo màng được để khô hoàn toàn và thử nghiệm gia tốc trong tủ phun mù muối với dung dịch NaCl 5%. Các kết quả cho thấy sau 5 tuần thử nghiệm, bề mặt mẫu sơn epoxy trong trường hợp có và không có graphene gần như không thay đổi về hình thái học so với mẫu trước khi thử nghiệm, bề mặt đồng nhất và chưa xuất hiện hiện tượng xuống cấp hoặc ăn mòn.

Bảng 3. Kết quả xác định điện trở màng R_f và điện dung màng C_f từ giản đồ tổng điện trở

Thời gian thử nghiệm	Epoxy trắng		Epoxy + graphene	
	R_f ($\Omega.cm$)	C_f (F/cm)	R_m ($\Omega.cm$)	C_m (F/cm)
0 ngày	∞	5,10E-10	∞	1,00E-10
1 ngày	∞	7,90E-9	∞	1,00E-09
1 tuần	∞	6,20E-09	∞	3,00E-09
2 tuần	1,00E+07	5,00E-09	7,80E+07	5,00E-09
4 tuần	7,00E+06	5,00E-09	4,82E+07	6,00E-09
6 tuần	5,00E+06	3,00E-09	4,00E+07	1,00E-09
8 tuần	4,50E+06	6,00E-08	1,30E+07	3,00E-08
10 tuần	3,80E+06	8,30E-08	9,00E+06	5,00E-08
12 tuần	6,00E+04	5,00E-08	6,00E+06	3,20E-08



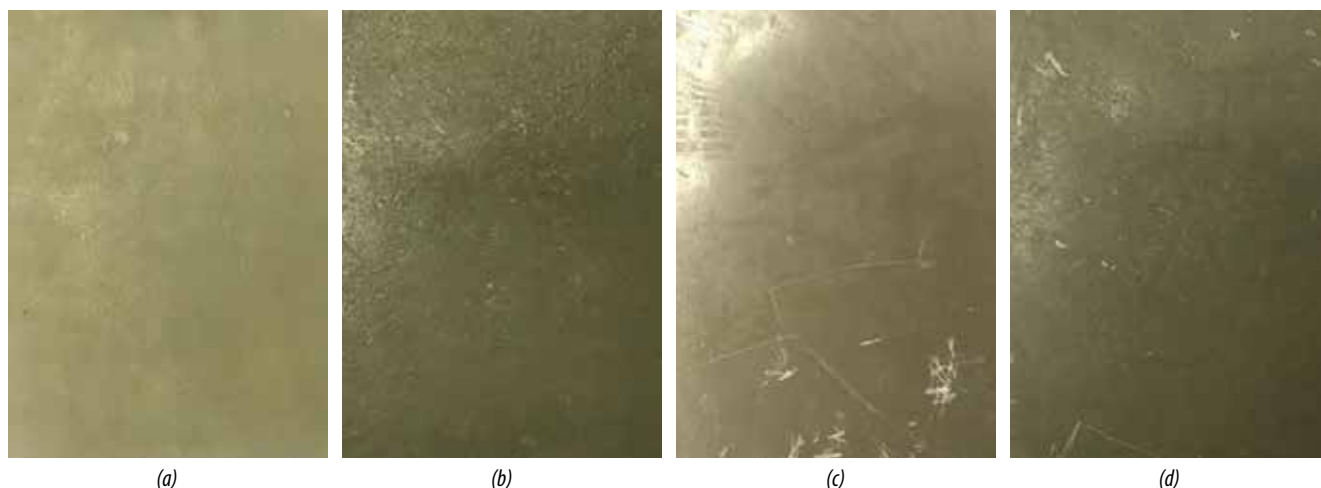
Hình 4. Hình thái học của mẫu sơn epoxy có và không có graphene trước và sau 5 tuần thử nghiệm mù muối.



Hình 5. Hình ảnh bề mặt lớp phủ epoxy không có và có graphene tại vị trí khuyết tật sau 5 tuần thử nghiệm mù muối.

Để có thể đánh giá và so sánh hiệu quả chống ăn mòn của lớp phủ epoxy trong trường hợp có và không có graphene, các khuyết tật nhân tạo có dạng hình chéo và kích thước khuyết tật dài 10 cm đã được tạo trên bề mặt kim loại (Hình 5). Kết quả thử nghiệm cho thấy, đối với các mẫu không có graphene, mức độ ăn mòn tăng dần theo thời gian thử nghiệm tại vị trí có khuyết tật; độ rộng và sâu của khuyết tật tăng dần, mức độ gỉ sắt và sản phẩm ăn

mòn xuất hiện ngày càng nhiều. Ngoài ra, có thể quan sát rõ các vị trí ăn mòn dưới lớp phủ xung quanh vị trí khuyết tật và trên toàn bộ bề mặt mẫu. Trong khi đó, mẫu sơn epoxy chứa graphene có mức độ ăn mòn ít hơn nhiều so với mẫu không có graphene. Độ rộng và sâu của khuyết tật tăng gần như không đáng kể sau 5 tuần thử nghiệm mù muối. Kết quả thu được là do lớp phủ chứa graphene có độ bám dính cao, nên khi quá trình ăn mòn xảy ra các



Hình 6. Hình ảnh trực quan của tấm composite trên cơ sở polyester, (a) Polyester/sợi thủy tinh/ CaCO_3 : 80/20/0; (b) Polyester/sợi thủy tinh/ CaCO_3 : 74/20/6; (c) Polyester/sợi thủy tinh/ CaCO_3 : 72/20/8; (d) Polyester/sợi thủy tinh/ CaCO_3 : 68/20/12

Bảng 4. Độ bền va đập của tấm composite trên cơ sở polyester gia cường sợi thủy tinh và bột đá CaCO_3

Mẫu	Hình ảnh bề mặt mẫu sau thử nghiệm		Độ bền va đập (kg.cm)
	Mặt trước	Mặt sau	
Polyester			>50
Polyester/sợi thủy tinh/ CaCO_3 : 80/20/0			>100
Polyester/sợi thủy tinh/ CaCO_3 : 74/20/6			>60
Polyester/sợi thủy tinh/ CaCO_3 : 72/20/8			>30
Polyester/sợi thủy tinh/ CaCO_3 : 68/20/12	Gìòn	Gìòn	-



Hình 7. Hình ảnh bề mặt tấm composite polyester gia cường sợi thủy tinh trước và sau 5 tuần thử nghiệm.



Hình 8. Quá trình tạo hệ composite epoxy/MS polymer/polyester trên bề mặt kim loại.

vị trí khuyết tật không bị bong tróc, hạn chế ăn mòn dưới lớp phủ, do đó mức độ ăn mòn được cải thiện đáng kể so với lớp phủ không chứa graphene. Lớp phủ epoxy/graphene sẽ được sử dụng như lớp phủ lót chống ăn mòn trong các nghiên cứu tiếp theo.

3.2. Nghiên cứu chế tạo tấm lót tại vị trí gối đỡ

Để loại bỏ bọt nước là nguyên nhân gây nên hiện tượng ăn mòn khe, tại vị trí tiếp xúc giữa kim loại và đường ống được đề xuất dán tấm lót composite. Với độ bền môi trường và các đặc tính cơ lý tốt, các miếng đỡ có khả năng cách ly hoàn toàn kim loại với gối đỡ, hạn chế ăn mòn. Hiệu quả của biện pháp này sẽ phụ thuộc vào độ bền và các đặc tính cơ lý của tấm lót composite chế tạo được.

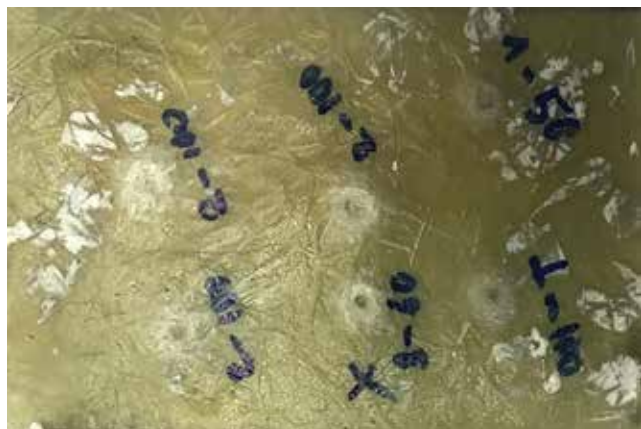
Tấm lót composite được chế tạo bằng phương pháp đúc trên cơ sở nhựa polyester gia cường sợi thủy tinh và/hoặc bổ sung bột đá CaCO₃ nhằm tăng các đặc tính cơ lý của lớp phủ và tăng hiệu quả kinh tế.

Hình thái học bề mặt của tấm composite sau khi đúc với các nồng độ chất gia cường khác nhau được quan sát trên Hình 6. Bề mặt tấm composite được chế tạo bằng phương pháp đúc có màu trắng đục, tương đối bằng phẳng và đồng nhất.

Các tấm lót composite sau khi chế tạo được thử nghiệm độ bền va đập bằng phương pháp lực, kết quả thu được như Bảng 4.

Kết quả thu được cho thấy việc thêm sợi thủy tinh vào trong thành phần polyester cho phép tăng độ bền va đập của tấm nhựa polyester tạo thành. Với hàm lượng khoảng 20% sợi thủy tinh, tấm composite polyester có độ bền va đập trên 100 kg.cm. Trong khi đó, việc thêm bột đá vào thành phần tấm composite polyester/sợi thủy tinh có thể tăng hiệu quả kinh tế, giảm giá thành sản phẩm tuy nhiên lại tạo lớp composite cứng và giòn hơn. Khi hàm lượng bột đá trên 8% thì tấm composite hình thành rất giòn và vỡ vụn với lực va đập 10 kg.cm.

Để đánh giá độ bền môi trường, các tấm composite trên cơ sở polyester gia cường sợi thủy tinh được thử nghiệm trong môi trường acid HCl 0,1N và dung dịch NaCl 3% và quan sát bề mặt mẫu sau thử nghiệm như trên Hình 7. Sau 5 tuần thử nghiệm, bề mặt mẫu composite gần như không thay đổi so với mẫu composite trước khi thử nghiệm, cho phép khẳng định độ bền môi trường của mẫu composite polyester/sợi thủy tinh chế tạo được.



Mặt trước



Mặt sau

Hình 9. Hình ảnh bề mặt hệ composite epoxy/MS polymer/polyester sau khi thử nghiệm độ bền và đập 200 kg.cm.

3.3. Nghiên cứu chế tạo hệ composite trên cơ sở epoxy/MS polymer/polyester nhằm chống ăn mòn tại vị trí gối đỡ

Trên cơ sở lớp phủ lót là composite epoxy/graphene bền ăn mòn với độ bám dính cao, tấm đệm lót là polyester gia cường sợi thủy tinh với các đặc tính cơ lý tốt và bền môi trường, được dán trên bề mặt kim loại đã được sơn phủ bằng keo MS polymer để tạo hệ composite epoxy/MS polymer/polyester nhằm ứng dụng chống ăn mòn cho kim loại tại vị trí gối đỡ.

Hình 8 mô tả quá trình tạo dán polyester trên mẫu kim loại đã được sơn phủ epoxy bằng keo trám MS polymer.

Hệ lớp phủ composite epoxy/MS polymer/polyester sau khi chế tạo có thể chịu được độ bền va đập cao, trên 200 kg.cm, tương đương với độ bền va đập của lớp sơn phủ epoxy chứa graphene và lớn hơn nhiều so với độ bền của lớp polyester thành phần. Kết quả thu được như Hình 9 có thể giải thích do lớp keo trám có khả năng bám dính tốt trong thành phần chứa silicone cho phép hệ composite có khả năng đàn hồi, mềm dẻo nên độ bền va đập tốt, không bị nứt vỡ khi có tác động của ngoại lực.

4. Kết luận

Các kết quả nghiên cứu cho thấy đã tạo ra hệ composite 3 lớp trên cơ sở sơn epoxy chứa graphene, keo MS polymer và lớp lót composite polyester gia cường sợi thủy tinh có khả năng bám dính tốt, bền ăn mòn và có các đặc tính cơ lý vượt trội so với các lớp vật liệu thành phần. Hệ composite tạo thành có khả năng che chắn, ngăn cản sự tiếp xúc trực tiếp giữa đường ống và môi trường, cũng như giữa đường ống và gối đỡ; loại bỏ hoàn toàn cơ chế ăn mòn khe và ăn mòn galvanic là nguyên nhân gây ăn mòn kim loại tại vị trí gối đỡ. Các kết quả thu được cho phép mở ra khả năng ứng

dụng hệ composite chống ăn mòn đường ống tại vị trí gối đỡ trong các công trình dầu khí làm việc trong môi trường khí quyển biển hoặc ngoài khơi.

Tài liệu tham khảo

- [1] Jim Britton, "Corrosion at pipe supports: Causes and solutions", *Deepwater*, 2002.
- [2] Energy Institute, *Guidelines for the integrity management of corrosion under pipe supports (CUPS)*, 2018.
- [3] Rogest Dively, *Inspection and repair of coatings, coatings for corrosion protection: offshore oil and gas operation facilities, marine pipeline and ship structures*, NIST Special Publication, 2004.
- [4] Victor Garcia, Carlos Boyero, and Jesus Antonio Jimenez Garrido, "Corrosion detection under pipe supports using EMAT medium range guided waves", *19th World Conference on Non-Destructive Testing, Munich, Germany, 13 - 17 June 2016*.
- [5] Stuart M. Lee, *Handbook of composite reinforcement*. Wiley VCH, 1993.
- [6] B. Ramezanzadeh, S. Y. Arman, and Milad Mehdipour, "Anticorrosion properties of an epoxy zinc-rich composite coating reinforced with zinc, aluminum, and iron oxide pigments", *Journal of Coatings Technology and Research*, Vol. 11, No. 5, pp. 727 - 737. DOI:10.1007/s11998-014-9580-0.
- [7] James McCarthy, "New advances in epoxy protective coatings", *Corrosion, Vancouver, British Columbia, Canada, March 2016*.
- [8] Gazala Ruhi and S.K. Dhawan, "Conducting polymer nano composite epoxy coatings for anticorrosive applications", 2013. DOI: 10.5772/58388.

- [9] Jean-Pierre Pascault and Roberto J.J. Williams, *Epoxy polymers: New materials and innovations*. Wiley VCH, 2010.
- [10] Ahmad Ghasemi-Kahrizsangi, Jaber Neshati, Homeira Shariatpanahi, and Esmaeil Akbarinezhad, "Improving the UV degradation resistance of epoxy coatings using modified carbon black nanoparticles", *Progress in Organic Coatings*, Vol. 85, pp. 199 - 207, 2015. DOI: 10.1016/j.porgcoat.2015.04.011.
- [11] Lijuan Zhu, Chun Feng, and Yaqiong Cao, "Corrosion behavior of epoxy composite coatings reinforced with reduced graphene oxide nanosheets in the high salinity environments", *Applied Surface Science*, Vol. 493, pp. 889 - 896, 2019. DOI: 10.1016/j.apsusc.2019.06.271.
- [12] Edward M. Petrie, "MS polymers in "Hybrid" sealants", The Adhesive and Sealant Council, 2010.
- [13] CMH-17, *Composite material handbook (Volume 1 - 6)*. SAE International, 2002.
- [14] Zoran S. Petronvic and James Ferguson, "Polyurethan elastomers", *Progress in Polymer Science*, Vol. 16, No. 5, pp. 695 - 836, 1991. DOI: 10.1016/0079-6700(91)90011-9.
- [15] Sabu Thomas, Kuruvilla Joseph, S.K. Malhotra, Koichi Goda, and M.S. Sreekala, *Polymer composites*, Volume 1: Macro- and microcomposites. Wiley VCH, 2012.
- [16] John T. Lutz Jr. And Richard F. Grossman, *Polymer modifiers and additives*. Marcel Dekker, 2000.
- [17] S.Al-Malaika, *Reactive modifiers for polymers*. Blackie Academic & Professional, 1997.
- [18] R.Secacino, *FRP composites in civil engineering*. CiCe, 2004.
- [19] Jerry G. Williams, "Composite material offshore corrosion solutions", *International workshop on corrosion control of marine structures and pipelines*. Galveston, Texas, 1999.
- [20] Stephen J. Kennedy, "Composite steel structural plastic sandwich plate systems", US. Patent No. 6,630,249 B2, 2003.
- [21] George William Berry, Milton Wesley Gregory, John Louis Ambrose, *Composite pipe wrap material and method*, US. Patent No. 3757829A, 1973.
- [22] Fred D. Wilson, *High temperature composite pipe wrapping system*, US. Patent No. 6276401 B1, 2001.
- [23] Nguyễn Thị Lê Hiền, "Kỹ thuật tổng trở điện hóa ứng dụng trong đánh giá khả năng bảo vệ chống ăn mòn của các lớp phủ hữu cơ", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 52 - 59, 2013.
- [24] Nguyễn Thị Lê Hiền, Phạm Thị Hương, và Lê Thị Hồng Giang, Nguyễn Đình Dũng, "Nghiên cứu chế tạo lớp phủ composite epoxy/graphene chống ăn mòn kim loại", *Tạp chí Dầu khí*, Số 4, trang 27 - 38, 2022.

RESEARCH ON PRODUCTION OF A COMPOSITE COATING SYSTEM TO CONTROL CORROSION AT PIPE SUPPORTS

Nguyen Thi Le Hien, Nguyen Dinh Dung, Pham Thi Huong, Doan Thanh Dat

Vietnam Petroleum Institute

Email: hienntl@vpi.pvn.vn

Summary

The coating system which consists of 03 layers based on epoxy anti-corrosion primer containing graphene, MS polymer sealant, and glass fibre reinforced polyester has been studied for control of corrosion at pipe supports. Graphene is dispersed at a concentration of 100 ppm in epoxy to form a primer coating, which can improve the adhesion, mechanical properties, and corrosion resistance as compared to epoxy coating without graphene. Polyester reinforced with 20% glass fibre allows increased impact strength and enhances the economic efficiency of the pipelining. The silicone-based MS polymer layer with good elasticity and high adhesion helps increase the impact strength of the composite system and completely isolate the pipe from the environment, eliminating the crevite and galvanic corrossions at pipe supports.

Key words: Corrosion under support, epoxy/graphene, MS polymer, reinforced polyester.

THU HỒI NHIỆT TỪ DÒNG KHÓI THẢI RA KHỎI HỆ THỐNG LÒ HƠI THU HỒI NHIỆT BẰNG CHU TRÌNH RANKINE HỮU CƠ TẠI NHÀ MÁY ĐIỆN NHƠN TRẠCH 1 & 2 ĐỂ SẢN XUẤT THÊM ĐIỆN

Lê Hồng Nguyên, Đặng Thị Tuyết Mai, Đặng Thị Bích Phương, Lưu Thị Ánh Trinh

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: nguyenlh.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.05-05>

Tóm tắt

Sau khi được thu hồi nhiệt tại các lò hơi thu hồi nhiệt, khói thải từ các turbine khí tại Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 & 2 có nhiệt độ khoảng 100 - 113°C. Nhiệt lượng trong dòng khói thải không được thu hồi bằng các phương án thu hồi nhiệt truyền thống do không mang lại hiệu quả. Chu trình rankine hữu cơ (organic rankine cycle, ORC) sử dụng các môi chất hữu cơ có khả năng bay hơi ở nhiệt độ thấp nên có khả năng thu hồi nhiệt từ dòng khói thải nhiệt độ thấp. Kết quả khảo sát chu trình ORC cho thấy, với môi chất R245fa công suất Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 tăng thêm 2 MW và với môi chất R113 công suất Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 tăng thêm 3,6 MW.

Từ khóa: Chu trình rankine hữu cơ, khói thải, môi chất, công suất điện, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2.

1. Giới thiệu

Nhà máy điện Nhơn Trạch 1 & 2 có cấu hình công nghệ 2-2-1, gồm 2 turbine khí, 2 lò hơi thu hồi nhiệt và 1 turbine hơi. Nhiên liệu chính là khí thiên nhiên, công suất thiết kế của Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 là 450 MW và Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 là 750 MW. Hình 1 mô tả tổng quát sơ đồ công nghệ Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2.

Hỗn hợp không khí và khí nhiên liệu được đốt cháy tại buồng đốt, sau đó giãn nở làm quay turbine khí. Khí thải từ turbine khí có nhiệt độ cao được thu hồi sản xuất hơi tại lò hơi thu hồi nhiệt. Khí thải sau thu hồi nhiệt tại các nhà máy có nhiệt độ khoảng 100 - 113°C được thải ra môi trường qua ống khói thải. Nhiệt độ tối thiểu cho phép đối với các dòng khói thải có liên hệ chặt chẽ với các vấn đề ăn mòn vật liệu, do đó nhiệt độ tối thiểu cho phép của khói thải được duy trì cao hơn so với nhiệt độ điểm sương acid của dòng khói thải. Tuy nhiên, ống khói của Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 & 2 được chế tạo bằng vật liệu thép không gỉ, vì vậy giảm thiểu được vấn đề duy trì nhiệt độ tối thiểu của dòng khói thải.

Với khoảng nhiệt độ trên, nhiệt lượng của các dòng

khói thải không thể tiếp tục thu hồi bằng các phương pháp truyền thống do không mang lại hiệu quả. Trong trường hợp này, chu trình rankine hữu cơ cho phép thu hồi nhiệt từ các nguồn nhiệt thải cấp thấp để sản xuất điện. Chu trình rankine hữu cơ đã được ứng dụng rộng rãi để thu hồi nhiệt từ các nguồn nhiệt thải trong các lĩnh vực công nghiệp khác nhau như: công nghiệp luyện thép, công nghiệp sản xuất xi măng, công nghiệp dầu khí, nhà máy điện [1, 2].

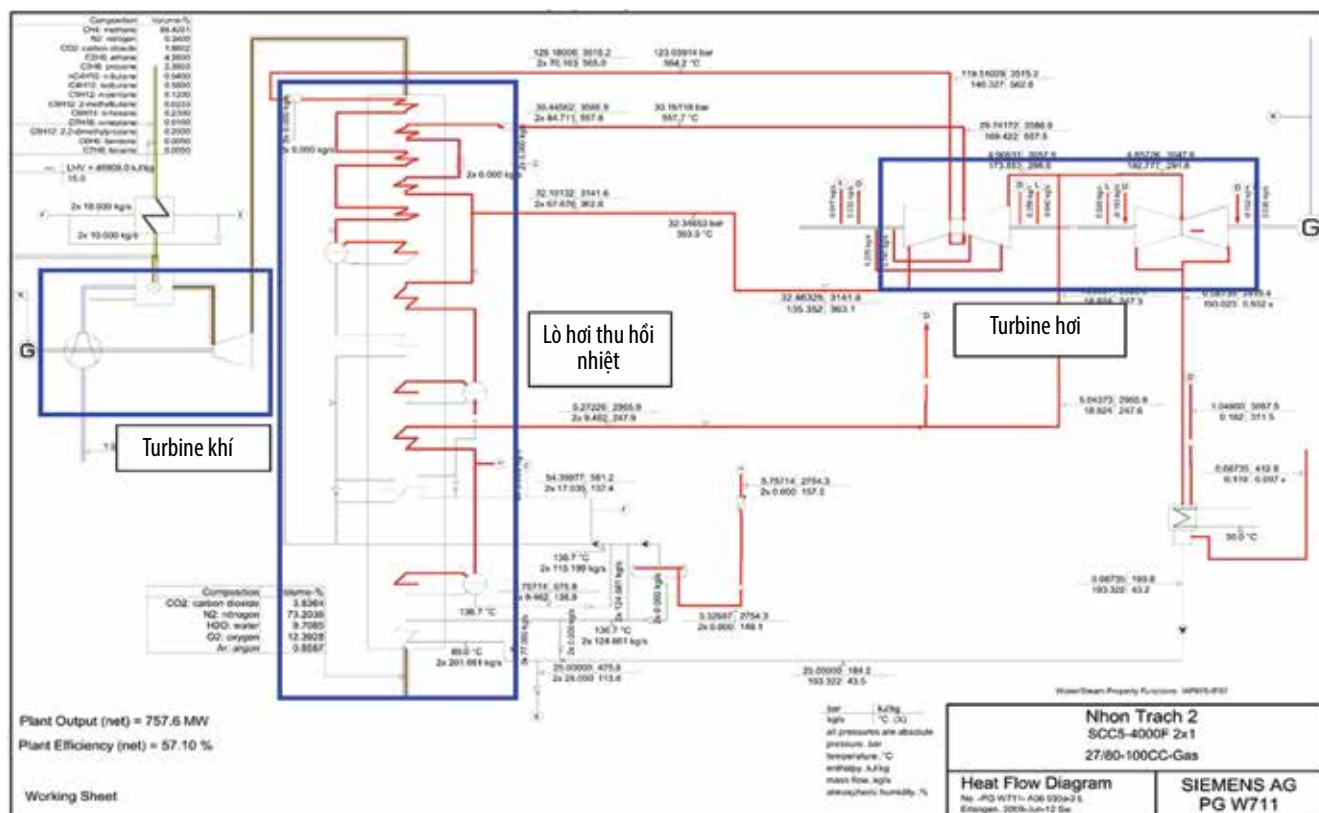
Chu trình rankine hữu cơ là một chu trình nhiệt động lực học, chuyển đổi năng lượng nhiệt thành năng lượng điện. Điện sản xuất từ ORC là điện 3 pha có mức điện áp 380 - 500 V, tần số 50 - 60 Hz, có thể được sử dụng tiêu thụ nội bộ trong nhà máy để giảm tỷ lệ điện tự dùng [3]. Chi phí vận hành chu trình rankine hữu cơ thấp do hệ thống được vận hành từ nhiệt thừa của các quá trình công nghệ chính, cụ thể là nhiệt thừa từ dòng khói thải. Nguyên lý hoạt động của chu trình rankine hữu cơ và bố trí các thiết bị cơ bản tương tự như chu trình rankine truyền thống. Điểm khác biệt chính là môi chất hữu cơ có nhiệt độ bay hơi thấp được sử dụng thay vì hơi nước. Hình 2 mô tả một chu trình rankine hữu cơ sử dụng thu hồi nhiệt từ dòng khói thải ra khỏi hệ thống lò hơi thu hồi nhiệt tại các nhà máy nhiệt điện khí.

Một chu trình rankine hữu cơ gồm các thiết bị cơ bản như bơm môi chất, thiết bị bay hơi, thiết bị giãn nở, thiết

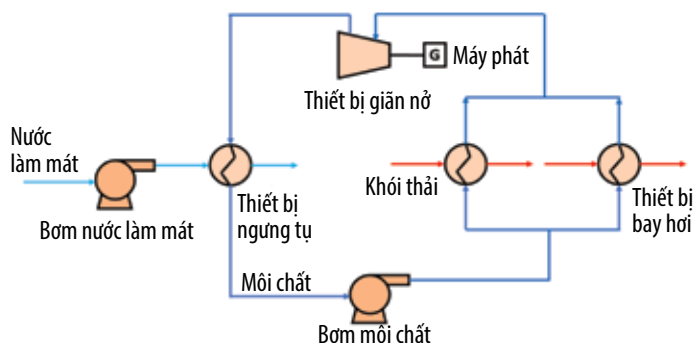


Ngày nhận bài: 22/3/2022. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 22/3 - 26/4/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 20/5/2022.



Hình 1. Sơ đồ công nghệ Nhà máy Điện Nhon Trach 2.



Hình 2. Sơ đồ chu trình rankine hữu cơ.

bị ngưng tụ. Nguyên lý làm việc của chu trình rankine hữu cơ (Hình 2) như sau:

- Môi chất làm việc có nhiệt độ sôi thấp được bơm vào thiết bị bay hơi, tại đây quá trình trao đổi nhiệt giữa nguồn nhiệt thải nhiệt độ thấp và môi chất diễn ra làm hóa hơi môi chất. Thông thường, hơi môi chất tại đầu vào thiết bị giãn nở ở trạng thái bão hòa hơi. Đối với ứng dụng thu hồi nhiệt từ các dòng khói thải tại các nhà máy điện, mỗi chu trình rankine hữu cơ sẽ bao gồm 2 thiết bị bay hơi là 2 lõi trao đổi nhiệt đặt trong 2 hệ thống lò hơi thu hồi nhiệt;

- Tiếp theo, hơi áp suất cao được dẫn vào thiết bị giãn nở, đây là thành phần quan trọng của toàn bộ nhà máy điện ORC, quyết định hiệu suất của hệ thống ORC. Chất lỏng làm việc được giãn nở tạo ra cơ năng rồi biến đổi thành điện năng nhờ 1 máy phát điện kết hợp với trục turbine;

- Sau đó, hơi thải được ngưng tụ tại thiết bị ngưng tụ bằng nước làm mát hoặc không khí và bắt đầu một chu trình làm việc mới.

Môi chất làm việc trong chu trình là các chất lỏng hữu cơ được đặc trưng bởi khối lượng phân tử cao hơn và nhiệt độ bay hơi thấp hơn nước nên thích hợp để thu hồi nhiệt từ các nguồn nhiệt cấp thấp. Một chu trình rankine hữu cơ phù hợp với nhiệt độ và lưu lượng nguồn nhiệt thải sẽ được lựa chọn thông qua khảo sát các môi chất khác nhau. Công suất điện của chu trình ứng với mỗi môi chất được tối ưu thông qua xác định nhiệt độ/áp suất bay hơi/ngưng tụ thích hợp. Đối với nguồn nhiệt thải có nhiệt độ thấp, môi chất R245fa được nhiều nhà sản xuất sử dụng trong chu trình ORC [4], bên cạnh đó, nhóm tác giả đã đánh giá thêm nhiều môi chất khác (như R141b, R601, R152a, R113, R123...) nhằm tìm ra môi chất tiềm năng đối với nguồn nhiệt có sẵn tại mỗi nhà máy điện.

Xét về khía cạnh kinh tế, chi phí đầu tư cho hệ thống ORC được ước tính bằng tổng chi phí đầu tư các thiết bị chính, chi phí xây dựng, chi phí quản lý dự án và chi phí dự phòng khác. Trong đó, chi phí thiết bị như thiết bị bay hơi, thiết bị ngưng tụ, thiết bị giãn nở, các bơm môi chất, bơm nước làm mát được trích xuất từ phần mềm chuyên dụng. Hình 3

minh họa kết quả ước tính chi phí thiết bị từ phần mềm. Một trong những chức năng của phần mềm trong ước tính chi phí thiết bị là cho phép người dùng lựa chọn loại vật liệu - một trong những yếu tố có ảnh hưởng lớn đến chi phí thiết bị. Nhóm tác giả đã lựa chọn vật liệu titanium đối với phần ống của thiết bị ngưng tụ, nơi chất lưu là nước làm mát. Đối với lõi trao đổi nhiệt đặt trong ống khói, vật liệu thép không gỉ đã được lựa chọn. Theo tham khảo từ các dự án đã thực hiện, các chi phí đầu tư còn lại được ước tính chiếm khoảng 70% chi phí thiết bị, trong đó chi phí xây dựng, quản lý dự án, chi phí dự phòng khác lần lượt chiếm 53%, 8% và 10%.

Ngoài ra, nhóm tác giả đã sử dụng thêm khái niệm chi phí điện bình quân hóa (LEC) để đánh giá tính kinh tế khi sử dụng công nghệ ORC thu hồi nhiệt thải từ dòng khói thải để sản xuất thêm điện. LEC được xác định bằng công thức sau [5]:

$$LEC = \frac{CRF \times C_{tot} + COM}{t_{op} \times W_{net}} \quad (USD/kWh) \quad (1)$$

$$CRF = \frac{i(1+i)^{LT_{pl}}}{(1+i)^{LT_{pl}} - 1} \quad (2)$$

Trong đó:

LEC: Chi phí điện bình quân hóa (USD/kWh);

CRF: Hệ số thu hồi vốn;

LT_{pl}: Tuổi thọ hệ thống ORC, 20 năm;

i: Lãi suất, 5%;

C_{tot}: Tổng chi phí đầu tư;

COM: Chi phí vận hành, bảo dưỡng, chiếm 1,5% chi phí đầu tư;

t_{op}: Thời gian vận hành, 8.000 giờ/năm;

W_{net}: Công suất điện ròng của hệ thống ORC.

2. Ứng dụng chu trình rankine hữu cơ tại Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1

Theo kết quả phân tích mẫu khí thải định kỳ 3 tháng/lần trong năm 2021 của Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1, hàm lượng SO₂ trong khói thải nằm trong khoảng không phát hiện, 10 mg/Nm³ và hàm lượng H₂O trong khói thải vào khoảng 9,4% thể tích. Theo kết quả tính toán bằng phần mềm mô phỏng, nhiệt độ điểm sương khói thải nằm trong khoảng 85,7 - 98,5°C (tương ứng với độ chuyển hóa SO₂ thành SO₃ là 1 - 5%). Tuy nhiên, ống khói của Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 được chế tạo bằng thép không gỉ, do đó nhiệt độ khói thải cho phép vận hành xuống dưới nhiệt độ điểm sương acid.

Việc đánh giá phương án thu hồi nhiệt khí thải của Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 sử dụng chu trình rankine hữu cơ sẽ được thực hiện với các thông số giả định và ràng buộc như Bảng 1.

Kết quả đánh giá và tính toán kinh tế cho mô hình ORC với từng loại môi chất làm việc được thể hiện trong Bảng 2.

Bảng 1. Thông số thiết kế chu trình ORC Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1

Các thông số giả định	Giá trị
Nhiệt độ nguồn nhiệt thải vào ORC (°C)	98,3
Lưu lượng nguồn nhiệt thải vào ORC (kg/s)	521,5 × 2
Nhiệt độ đầu vào của nước làm mát (°C)	30
ΔT của nước làm mát (°C)	7
Các điều kiện ràng buộc	Giới hạn
Chênh lệch nhiệt độ tối thiểu giữa dòng nóng và lạnh (°C)	≥ 5
Hệ số hiệu chỉnh Ft	≥ 0,75 [6]
Các biến thay đổi	Giới hạn
Lưu lượng chất lỏng làm việc (kg/s)	
Áp suất làm việc của môi chất ORC (bar) (bao gồm áp suất sau bơm và sau turbine)	Phụ thuộc vào đường bao pha của lưu chất

Name	Equipment Cost [USD]	Equipment Weight [LBS]	Total Installed Weight [LBS]	Sizing Errors	Evaluation Errors
E-100	1,856,300	533700	717716		
E-101	93,300	20200	44051		
K-100	727,600	35400	57751		
K-100-10	720,800	35100	57384		
K-100-11	616,700	31700	52923		
K-100-12	525,200	28500	48762		
K-100-13	538,600	29000	49404		
K-100-14	480,100	26900	46675		
K-100-15	589,100	30800	51737		
K-100-2	654,400	33000	54611		
K-100-3	727,600	35400	57751		
K-100-4	619,900	31800	53057		
K-100-5	709,800	34800	56973		
K-100-6	642,200	32600	54086		
K-100-7	613,500	31600	52790		
K-100-9	607,500	31400	52528		

Hình 3. Ước tính chi phí thiết bị bằng phần mềm chuyên dụng.

Kết quả đánh giá (Bảng 2) cho thấy với các môi chất làm việc R123, R601, R245fa, R113, R141b, hệ thống ORC đều có chi phí sản xuất điện thấp hơn chi phí sản xuất điện của nhà máy. Đánh giá về thời gian thu hồi vốn và LEC, môi chất R245fa thể hiện ưu thế hơn so với các môi chất còn lại với công suất điện nhà máy tăng thêm 2 MW và thời gian thu hồi vốn là 4,6 năm.

3. Ứng dụng chu trình rankine hữu cơ tại Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2

Theo kết quả mô phỏng, dòng khí thải ra khỏi cụm lò

hơi thu hồi nhiệt của Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 có nhiệt độ điểm sương acid là 81,8°C. Tuy nhiên, ống khói của Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 được chế tạo bằng thép không gỉ, do đó nhiệt độ khói thải cho phép vận hành xuống dưới nhiệt độ điểm sương acid. Việc đánh giá phương án thu hồi nhiệt khí thải của Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 sử dụng chu trình rankine hữu cơ được thực hiện với các thông số giả định và ràng buộc như Bảng 3.

Kết quả đánh giá và tính toán kinh tế cho mô hình ORC với từng loại môi chất làm việc được thể hiện như trong Bảng 4.

Bảng 2. Thông số kỹ thuật và kinh tế hệ thống ORC Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1

Môi chất	Công suất turbine (kW)	Công suất bơm môi chất (kW)	Công suất bơm nước làm mát (kW)	Công suất điện ròng (kW)	Thông số vận hành					Chi phí đầu tư (triệu USD)	LEC (USD/kWh)	Thời gian thu hồi vốn (năm)
					Nhiệt độ khí thải ra khỏi ORC (°C)	Lưu lượng nước làm mát (kg/s)	Áp suất đầu ra turbine (bar)	Lưu lượng môi chất (kg/s)	Áp suất đầu ra bơm môi chất (bar)			
R123	2.918	43	304	2.571	67	1.077	1,45	190	3,80	12,448	0,058	7,4
R245fa	2.252	58	192	2.001	78	680	2,34	107	7,60	5,991	0,036	4,6
R113	2.682	24	291	2.367	68	1.028	0,77	200	2,10	10,771	0,054	6,9
R141b	2.918	33	299	2.585	67	1.059	1,25	143	3,30	13,607	0,063	8,1
R152a	2.861	197	307	2.357	67	1.086	9,00	131	18,70	28,116	0,142	18,3
R601	2.836	35	303	2.498	67	1.074	1,10	86	2,88	16,785	0,080	10,3

Bảng 3. Thông số thiết kế chu trình ORC Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2

Các thông số giả định	Giá trị
Nhiệt độ nguồn nhiệt thải vào ORC (°C)	112,7
Lưu lượng nguồn nhiệt thải vào ORC (kg/s)	646 × 2
Nhiệt độ đầu vào của nước làm mát (°C)	30
ΔT của nước làm mát (°C)	7
Các điều kiện ràng buộc	Giới hạn
Chênh lệch nhiệt độ tối thiểu giữa dòng nóng và lạnh (°C)	≥ 5
Hệ số hiệu chỉnh Ft	≥ 0,75 [6]
Nhiệt độ của khí thải sau khi ra khỏi ORC (°C)	Không ràng buộc
Các biến thay đổi	Giới hạn
Lưu lượng chất lỏng làm việc (kg/s)	
Áp suất làm việc của môi chất ORC (bar) (bao gồm áp suất sau bơm và sau turbine)	Phụ thuộc vào đường bao pha của lưu chất

Bảng 4. Thông số kỹ thuật và kinh tế hệ thống ORC Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2

Môi chất	Công suất turbine (kW)	Công suất bơm môi chất (kW)	Công suất bơm nước làm mát (kW)	Công suất điện ròng (kW)	Thông số vận hành					Tổng chi phí đầu tư (triệu USD)	LEC (USD/kWh)	Thời gian thu hồi vốn (năm)
					Nhiệt độ khí thải ra khỏi ORC (°C)	Lưu lượng nước làm mát (kg/s)	Áp suất đầu ra turbine (bar)	Lưu lượng môi chất (kg/s)	Áp suất đầu ra bơm môi chất (bar)			
R123	5.279	80	507	4.724	70	1.792	1,45	316	4,12	24,009	0,061	8,3
R245fa	3.398	107	220	3.070	93	779	2,3	120	11	9,780	0,038	5,2
R113	3.937	46	281	3.610	88	996	0,8	189	3,55	9,847	0,032	4,5
R141b	5.079	65	461	4.553	73	1.632	1,33	221	3,92	20,048	0,052	7,2
R152a	4.812	380	455	3.977	74	1.609	9,54	198	21,8	29,921	0,090	12,3
R601	5.104	67	467	4.570	73	1.653	1,11	131	3,4	24,711	0,064	8,8

Kết quả đánh giá (Bảng 4) cho thấy với môi chất làm việc là R245fa, R113, R601, R141b, R123 hệ thống ORC đều có chi phí sản xuất điện thấp hơn chi phí sản xuất điện của nhà máy. Với khía cạnh đánh giá về thời gian thu hồi vốn và LEC, môi chất R113 thể hiện ưu thế hơn so với các môi chất còn lại với công suất điện tăng thêm là 3,6 MW và thời gian thu hồi vốn là 4,5 năm.

4. Kết luận

Giải pháp thu hồi nhiệt từ dòng khói thải ra khỏi hệ thống lò hơi thu hồi nhiệt bằng chu trình rankine hữu cơ được đề xuất cho Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 & 2. Kết quả khảo sát chu trình rankine hữu cơ với các môi chất làm việc khác nhau cho thấy giải pháp mang lại hiệu quả cho cả 2 nhà máy điện khi công suất điện tăng lên. Đối với Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1, khi áp dụng giải pháp thu hồi nhiệt khói thải bằng chu trình rankine hữu cơ với môi chất R245fa đã góp phần tăng công suất thêm 2 MW với giá trị kinh tế là 1,3 triệu USD, chi phí đầu tư cho giải pháp là 5,992 triệu USD và thời gian thu hồi vốn là 4,6 năm. Đối với Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2, khi áp dụng giải pháp thu hồi nhiệt khói thải bằng chu trình rankine hữu cơ với môi chất R113 đã góp phần tăng công suất thêm 3,6 MW với giá trị kinh tế là 2,2 triệu USD, chi phí đầu tư cho giải pháp là 9,847 triệu USD và thời gian thu hồi vốn là 4,5 năm.

Tài liệu tham khảo

[1] Sanne Lemmens, "Technological innovation in the

energy sector: Case of the organic rankine cycle", Universiteit Antwerpen, 2017.

[2] Dongxiang Wang, Xiang Ling, Hao Peng, Lin Liu, and Lanlan Tao, "Efficiency and optimal performance evaluation of ORC for low grade waste heat power generation", *Energy*, Vol. 50, pp. 343 - 352, 2012. DOI: 10.1016/j.energy.2012.11.010.

[3] ElectraTherm, "6500B+ specification sheet".

[4] Steven Lecompte, Martijn Van den Brock, and Michel De Paepe, "Optimal selection and sizing of heat exchanger for organic rankine cycle (ORC) based on thermo - economics", *Proceedings of the 15th International Heat Transfer Conference, Kyoto, Japan, 10 - 15 August 2014*. DOI: 10.1615/IHTC15.rne.008989.

[5] Yongqiang Feng, Yaning Zhang, Bingxi Li, Jinfu Yang, and Yang Shi, "Comparison between regenerative organic rankine cycle (RORC) and basic organic rankine cycle (BORC) based on thermoeconomic multi-objective optimization considering exergy efficiency and levelized energy cost (LEC)", *Energy Conversion and Management*, Vol. 96, pp. 58 - 71, 2015. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.02.045.

[6] Suraya Hanim Abu Bakar, Mohd Kamaruddin Abd Hamid, Sharifah Rafidah Wan Alwi, and Zainuddin Abdul Manan, "A simple case study on application in synthesizing a feasible heat exchanger network", *Chemical Engineering Transaction*, Vol. 56, pp. 157 - 162, 2017. DOI: 10.3303/CET1756027.

RECOVERING HEAT OF FLUE GAS FROM HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR SYSTEM AT NHON TRACH 1 AND NHON TRACH 2 GAS POWER PLANTS BY ORGANIC RANKINE CYCLE TO PRODUCE POWER

Le Hong Nguyen, Dang Thi Tuyet Mai, Dang Thi Bich Phuong, Luu Thi Anh Trinh

Vietnam Petroleum Institute

Email: nguyenh.vp@vpi.pvn.vn

Summary

Flue gas from gas turbines at Nhon Trach 1 and Nhon Trach 2 gas power plant are in the temperature range of 100 - 113°C after heat has been recovered at the heat recovery steam generator. These heat flows are not recovered by conventional methods since they are not effective. Meanwhile, the organic Rankine cycle (ORC) uses organic fluids with low boiling point, that is why it can recover heat from low-temperature flue gas streams. Results of the ORC investigation reveal that with R245fa as a fluid, the Nhon Trach 1's capacity will increase by 2.0 MW, and the Nhon Trach 2's capacity will see an increase of 3.6 MW with R113 as a fluid.

Key words: Organic Rankine cycle, flue gas, organic fluid, power capacity, Nhon Trach 1 gas power plant, Nhon Trach 2 gas power plant.

CHỦ TỊCH NƯỚC NGUYỄN XUÂN PHÚC: PHONG TRÀO THI ĐUA LAO ĐỘNG SÁNG TẠO THỰC CHẤT VÀ HIỆU QUẢ

Trong chương trình gặp mặt đoàn đại biểu cán bộ, người lao động ngành Dầu khí tiêu biểu trong phong trào thi đua “Lao động giỏi, lao động sáng tạo”, Chủ tịch nước Nguyễn Xuân Phúc đánh giá cao kết quả Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã đạt được trong thời gian qua, đồng thời yêu cầu tiếp tục phát động các phong trào thi đua lao động sáng tạo thực chất và hiệu quả, tạo ra động lực mới, cảm hứng mới trong lao động sản xuất, nghiên cứu khoa học, cải tiến kỹ thuật, kiến tạo môi trường thuận lợi để nuôi dưỡng và phát triển các tài năng của ngành Dầu khí.

Ngày 25/6/2022, tại Phủ Chủ tịch, Chủ tịch nước Nguyễn Xuân Phúc đã gặp mặt đoàn đại biểu cán bộ, người lao động ngành Dầu khí tiêu biểu trong phong trào thi đua “Lao động giỏi, lao động sáng tạo” ngành Dầu khí giai đoạn 2017 - 2022.

Trong giai đoạn 2017 - 2022, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã vượt qua khó khăn (do tác động của cuộc khủng hoảng tài chính và suy thoái kinh tế toàn cầu, giá dầu liên tục biến động cùng diễn biến phức tạp dịch bệnh Covid-19) để hoàn thành xuất sắc các chỉ tiêu kế hoạch được giao, đóng góp quan trọng vào nguồn thu ngân sách Nhà nước, đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, góp phần quan trọng bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển.

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Hoàng Quốc Vương cho biết, mỗi cán bộ, công nhân viên, người lao động Dầu khí đã nỗ lực hoàn thành tốt nhiệm vụ được giao, tìm tòi sáng tạo để đạt được hiệu quả cao nhất. Phong trào thi đua lao động sáng tạo đã trở thành truyền thống sáng tạo và đặc trưng của hoạt động dầu khí. Sáng tạo là động lực để người lao động Dầu khí vượt qua khó khăn thử thách, phấn đấu hoàn thành tốt nhiệm vụ, thực hiện thắng lợi các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh.



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Công đoàn Dầu khí Việt Nam tặng quà lưu niệm cho Chủ tịch nước. Ảnh: Hiến Anh

Trong 5 năm qua, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam có gần 2.805 đề tài, sáng kiến/giải pháp được công nhận áp dụng vào thực tiễn trong các lĩnh vực (như: khoan, thăm dò khai thác dầu khí; chế biến dầu khí; nhiệt điện và cơ khí chế tạo; công nghệ thông tin - tự động hóa - điện tử, sản xuất phân đạm, dịch vụ dầu khí...) với tổng giá trị làm lợi ước tính hàng chục nghìn tỷ đồng. Có 108 đề tài, sáng kiến/giải pháp được quyết định công nhận cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; 12 công trình đạt giải thưởng Khoa học Công nghệ Dầu khí, Giải thưởng Sáng tạo Khoa học Công nghệ Việt Nam (VIFOTEC); Giải thưởng WIPO với 10 giải thưởng/năm; 4 sản phẩm được vinh danh “Tự hào Trí tuệ Lao động Việt Nam” ...

Trong giai đoạn 2017 - 2022, Tổng Liên đoàn Lao động Việt Nam đã tặng Bằng Lao động sáng tạo cho hơn 200 cá nhân trong phong trào thi đua lao động sáng tạo tại các đơn vị trong Tập đoàn; Tổng Liên đoàn Lao động Việt Nam và Công đoàn Dầu khí Việt Nam khen thưởng gần 30 tập thể và 200 cá nhân trong phong trào sáng tạo dầu khí và Chương trình 1 triệu sáng kiến. Trong năm 2021 và 2022, có gần 2.000 sáng kiến, sáng chế trong phong trào thi đua thực hiện Chương trình “75 ngàn sáng kiến, vượt khó, phát triển” và trên 1.480 sáng kiến, sáng chế trong phong trào thi đua thực hiện Chương trình “1 triệu sáng kiến - nỗ lực vượt khó, sáng tạo, quyết tâm chiến thắng đại dịch Covid-19”.



Chủ tịch nước Nguyễn Xuân Phúc tặng quà lưu niệm cho các lãnh đạo, cán bộ công đoàn tiêu biểu của ngành Dầu khí. Ảnh: Hiền Anh

Chủ tịch nước Nguyễn Xuân Phúc đánh giá cao kết quả Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã đạt được trong thời gian qua, đóng góp quan trọng cho nền kinh tế đất nước, đồng thời khẳng định vai trò, vị trí quan trọng của ngành Dầu khí trong bối cảnh đất nước đẩy mạnh sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa. Chủ tịch nước cho rằng, 70 cán bộ, công nhân lao động dầu khí tiêu biểu xuất sắc trong phong trào thi đua “Lao động giỏi - Lao động sáng tạo” là dấu mốc của hành trình đầu tư, đào tạo, bồi dưỡng, phát triển đội ngũ cán bộ, công nhân lao động dầu khí chất lượng cao đáp ứng yêu cầu nhiệm vụ mới.

Để nhân rộng mô hình này, Chủ tịch nước Nguyễn Xuân Phúc yêu cầu “tiếp tục phát động các phong trào thi đua lao động sáng tạo một cách thực chất và hiệu quả, làm sao tạo ra động lực mới, cảm hứng mới trong lao động sản xuất, nghiên cứu khoa học, cải tiến kỹ thuật, kiến tạo môi trường thuận lợi để nuôi dưỡng và phát triển các tài năng của ngành Dầu khí”. Bên cạnh đó, cần phát huy tinh thần nhiệt huyết, sáng tạo, cống hiến, tận tâm vì người lao động của các tổ chức Công đoàn, chỗ dựa tin cậy vững chắc của người lao

động Dầu khí. Qua các phong trào thi đua tìm được những tấm gương tiêu biểu, tạo ra những động lực mới xây dựng đội ngũ công nhân lao động ngành Dầu khí tiên phong, chất lượng cao.

Chủ tịch nước Nguyễn Xuân Phúc đề nghị ngành Dầu khí không ngừng đổi mới, góp phần quan trọng bảo đảm an ninh năng lượng và tự chủ về năng lượng trước yêu cầu phát triển giai đoạn mới. Đặc biệt, cần nghiên cứu triển khai Nghị quyết số 41-NQ/TW của Bộ Chính trị, xây dựng và phát triển Petrovietnam giữ vững vai trò nòng cốt, chủ lực, đầu tàu, có tiềm lực mạnh về tài chính và trình độ khoa học công nghệ tiên tiến, có sức cạnh tranh cao; tập trung phát triển các lĩnh vực sản xuất, kinh doanh chính là tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, công nghiệp khí, chế biến dầu khí, công nghiệp điện và năng lượng tái tạo, dịch vụ kỹ thuật dầu khí chất lượng cao; bảo toàn và phát triển nguồn vốn; gắn hoạt động sản xuất kinh doanh với bảo vệ môi trường và an ninh quốc phòng, bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển.

Chủ tịch nước Nguyễn Xuân Phúc yêu cầu Tập đoàn tiếp tục triển khai công tác tái cơ cấu, chú trọng đầu tư cho khoa

học công nghệ và đổi mới sáng tạo, nâng cao hiệu quả quản trị, nguồn vốn, con người; chú trọng ứng dụng công nghệ cao để khai thác hiệu quả tài nguyên dầu khí; tiếp tục tìm kiếm những giếng dầu mới và khai thác hiệu quả... Ngành Dầu khí cần tính đến xu thế chuyển dịch năng lượng, điều chỉnh cơ cấu và chiến lược phát triển ngành trong bối cảnh khó khăn về tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí kể cả việc suy giảm sản lượng dầu trong những năm gần đây, trong đó có việc nghiên cứu quy hoạch tổng thể từng bước phát triển năng lượng tái tạo, thân thiện môi trường như năng lượng gió ngoài khơi, hydrogen...

Chủ tịch nước Nguyễn Xuân Phúc tin tưởng tập thể lãnh đạo, cán bộ, người lao động Dầu khí sẽ tiếp tục giữ vững bản lĩnh, tinh thần của “Những người đi tìm lửa” để đẩy mạnh phong trào thi đua lao động sáng tạo; hoàn thành xuất sắc mọi nhiệm vụ được Đảng, Nhà nước, nhân dân tin tưởng giao phó; góp phần đưa Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phát triển bền vững, đóng góp quan trọng cho nền kinh tế.

Anh Ngọc

SỬA ĐỔI LUẬT DẦU KHÍ ĐỂ TẠO CƠ CHẾ THU HÚT ĐẦU TƯ

Ngày 15/6/2022, tại phiên thảo luận ở hội trường về dự án Luật Dầu khí (sửa đổi), TS. Lê Mạnh Hùng - Đại biểu Quốc hội tỉnh Cà Mau, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết: "Xu hướng dịch chuyển năng lượng trên thế giới đang diễn ra tác động đến lộ trình, cơ cấu sử dụng các dạng năng lượng đã tạo áp lực rất lớn về mặt thời gian và sự chuyển đổi đối với năng lượng hóa thạch. Bối cảnh nêu trên đã đặt ra yêu cầu cấp thiết và cấp bách phải sửa đổi Luật Dầu khí để tạo cơ chế thu hút đầu tư và phân cấp quyết định, nhằm đẩy nhanh tiến độ sớm đưa các mỏ dầu khí vào khai thác, sử dụng". Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu toàn văn ý kiến của TS. Lê Mạnh Hùng.

Qua nghiên cứu Hồ sơ trình của Chính phủ, Báo cáo thẩm tra của Ủy ban Kinh tế Quốc hội và trực tiếp tham gia nhiều cuộc họp trong quá trình chuẩn bị, tôi thấy rằng việc triển khai sửa đổi Luật Dầu khí đã bám sát chủ trương của Đảng nêu tại Nghị quyết số 41-NQ/TW ngày 23/7/2015 về "Định hướng Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035", Nghị quyết số 36-NQ/TW ngày 22/10/2018 về "Chiến lược phát triển bền vững kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045", Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị về "Định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045" của Bộ Chính trị và Ban Chấp hành Trung ương Đảng về hoàn thiện thể chế cho ngành Dầu khí.

Thực hiện đúng theo Nghị quyết số 17/2021/QH15, các nghị quyết của Chính phủ, trình tự, thủ tục, thông qua tổng kết, đánh giá thực tiễn áp dụng Luật Dầu khí 1993 và các sửa đổi, bổ sung năm 2000, 2008, trên cơ sở đó đã đưa ra 6 nhóm chính sách nhằm giải quyết những thay đổi, vướng mắc phát sinh mới mang tính đặc thù của hoạt động dầu khí, sự chông chéo giữa Luật Dầu khí và các luật khác,



TS. Lê Mạnh Hùng - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: PVN

cũng như những điều chỉnh cơ chế ưu đãi cần thiết để thu hút đầu tư cho các dự án dầu khí. Vì vậy, tôi thống nhất cao với Hồ sơ trình của Chính phủ.

Có thể nói Luật Dầu khí năm 1993 đã tạo ra khung pháp lý quan trọng cho ngành Dầu khí để triển khai mạnh mẽ các hoạt động dầu khí trong phạm vi đất liền, hải đảo và vùng biển của nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam. Đến năm 2021, đã ký kết được 108 hợp đồng dầu khí với 112 phát hiện dầu khí, khai thác được trên 420 triệu tấn dầu và trên 160 tỷ m³ khí, tạo ra doanh thu là 430 tỷ USD, đóng góp cho ngân sách Nhà nước trên 115 tỷ USD, tạo động lực cho phát triển kinh tế xã hội, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng và

chủ quyền quốc gia trên biển. Hình thành ngành công nghiệp Dầu khí hoàn chỉnh, đồng bộ từ thăm dò khai thác, công nghiệp khí, lọc hóa dầu, điện, năng lượng tái tạo và dịch vụ kỹ thuật dầu khí, đã tạo nên tài sản tích lũy đến tháng 12/2021 là 893,9 nghìn tỷ đồng, vốn chủ sở hữu là 486,3 nghìn tỷ đồng, khoảng 60 nghìn lao động kỹ thuật. Tuy nhiên, suốt những năm qua, Việt Nam mới chỉ khai thác được trên 750 triệu m³ dầu quy đổi trên tổng trữ lượng dầu khí đã được xác minh khoảng 1,5 tỷ m³ dầu khí quy đổi. Ngoài ra, Việt Nam vẫn còn khoảng 1,5 - 2,2 tỷ m³ dầu quy đổi ở khu vực tiềm năng chưa được khai thác và phát huy do các khó khăn vướng mắc, trong đó, có vướng mắc về cơ chế.



Việt Nam là nước nhập khẩu ròng về năng lượng từ năm 2015, nhu cầu về năng lượng sơ cấp và sản phẩm dầu khí ở nước ta khá cao, tăng trưởng 3 - 5% năm. Tổng nhu cầu xăng dầu lên tới trên 20 triệu tấn/năm, so với sản lượng khai thác 8 - 10 triệu tấn dầu thô/năm. Trong khi đó, một số mỏ dầu khí, các lô dầu khí sản lượng đã và đang suy giảm tự nhiên, rất cần phải đẩy mạnh gia tăng trữ lượng để tăng sản

lượng khai thác, đáp ứng nhu cầu tiêu thụ, bảo đảm an ninh năng lượng cho đất nước. Bên cạnh đó, xu hướng dịch chuyển năng lượng trên thế giới đang diễn ra tác động đến lộ trình, cơ cấu sử dụng các dạng năng lượng đã tạo áp lực rất lớn về mặt thời gian và sự chuyển đổi đối với năng lượng hóa thạch. Bối cảnh nêu trên đã đặt ra yêu cầu cấp thiết và cấp bách phải sửa đổi Luật Dầu khí để tạo cơ chế thu hút

đầu tư và phân cấp quyết định, nhằm đẩy nhanh tiến độ sớm đưa các mỏ dầu khí vào khai thác, sử dụng.

Để Luật Dầu khí sau khi ban hành có tính khả thi cao, đáp ứng nhu cầu thực tiễn, tôi đề nghị điều chỉnh, bổ sung 3 vấn đề cụ thể sau:

1. Các quy định trong Luật Dầu khí cần phản ánh tính đặc thù của hoạt động dầu khí (đầu tư lớn; rủi ro cao - chỉ thành

Giàn cố định MSP-6, mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Lê Anh Đức



công 20%; công nghệ hiện đại, phức tạp; an toàn cháy nổ; thị trường biến động; hoạt động gắn với an ninh quốc phòng; và chịu tác động lớn của địa chính trị..., do vậy cần bổ sung quy định tại Điều 1 và Điều 3, sửa đổi bổ sung với Khoản 4 Điều 34 cho dự án đồng bộ, siêu lớn được triển khai theo mô hình “chuỗi”.

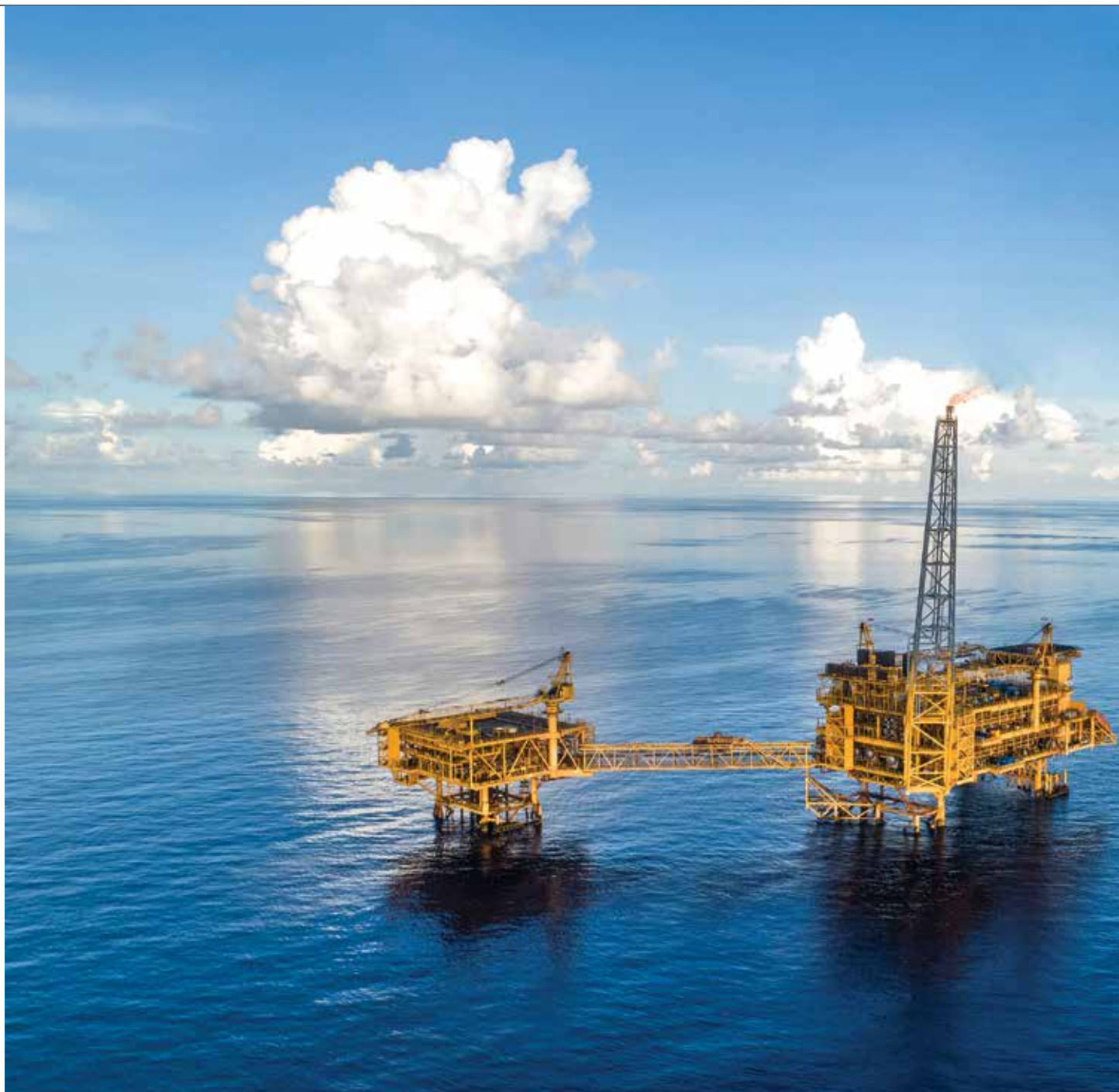
Ngoài ra, việc áp dụng Luật Dầu khí trong hoạt động đầu tư, lựa chọn nhà

thầu, ký kết hợp đồng dầu khí về thẩm quyền, trình tự, thủ tục cần được quy định rõ tại Khoản 2 Điều 4 và Điều 14 để tránh chồng chéo, hiểu nhầm khi áp dụng. Tương tự như vậy, cần xem xét bổ sung quy định việc lựa chọn nhà thầu cung cấp hàng hóa, dịch vụ phục vụ hoạt động dầu khí sẽ áp dụng theo quy định của Luật Dầu khí và Hợp đồng dầu khí, đảm bảo nguyên tắc công bằng, minh bạch, cạnh tranh. Đồng

thời, đề nghị loại bỏ Khoản 3 Điều 34 quy định về việc dự án dầu khí thực hiện theo quy trình Luật Đầu tư công vì không thể thực hiện được.

2. Về ưu đãi cho hoạt động dầu khí cần bảo đảm tính khả thi trong thu hút đầu tư vào hoạt động dầu khí, bảo đảm cạnh tranh ngang bằng khu vực, phù hợp với bối cảnh, điều kiện của Việt Nam, bảo đảm lợi ích của nhà đầu tư và Nhà nước. Trong Dự thảo Luật đã phản ánh ưu đãi thuế và mức thu hồi chi phí (tuy nhiên còn thấp hơn so với một số quốc gia trong khu vực). Do vậy, đề nghị mở rộng phạm vi áp dụng chính sách ưu đãi đối với các hợp đồng đã được ký kết và đang thực hiện nhưng phát hiện có quy mô nhỏ, hiệu quả cận biên, nhằm tận thu tài nguyên và tiết kiệm thời gian. Theo đó, đề nghị bổ sung tại Điều 64 “Trường hợp quy định ưu đãi đầu tư mới cao hơn thì nhà thầu dầu khí được hưởng ưu đãi đầu tư mới từ thời điểm Luật Dầu khí có hiệu lực đến khi kết thúc hợp đồng dầu khí. Trường hợp quy định ưu đãi đầu tư thấp hơn mức mà nhà thầu dầu khí được hưởng trước đó thì nhà thầu dầu khí được tiếp tục áp dụng quy định tại hợp đồng dầu khí”.

3. Cần quy định rõ vai trò, chức năng, nhiệm vụ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại các Điều 52 và Điều 53: (i) Khi PVN thực hiện chức năng quản lý Nhà nước đối với hoạt động dầu khí theo ủy quyền của Chính phủ, thì PVN thực hiện các nhiệm vụ quản lý Nhà nước đối với hoạt động dầu khí do Chính phủ giao một cách rõ ràng, cụ thể (ví dụ ký hợp đồng dầu khí; phê duyệt dự án dầu khí;...); (ii) Khi PVN là nhà thầu dầu khí thì quyền, nghĩa vụ và trách nhiệm của PVN được quy định và áp dụng như với các nhà thầu dầu khí khác trong Luật Dầu khí.



HỘI DẦU KHÍ VIỆT NAM NÂNG CAO HIỆU QUẢ CÔNG TÁC TƯ VẤN, PHẢN BIỆN

Trong nhiệm kỳ 2022 - 2027, Hội Dầu khí Việt Nam (VPA) tiếp tục nâng cao hiệu quả công tác tư vấn, phản biện, góp phần đưa ngành Dầu khí phát triển ổn định, bền vững; khai thác và sử dụng hiệu quả tài nguyên, tạo các sản phẩm giá trị gia tăng cao, đáp ứng yêu cầu cách mạng công nghiệp 4.0, công nghệ tuần hoàn xanh.

Ngày 20/6/2022, Hội Dầu khí Việt Nam (VPA) đã tổ chức Đại hội đại biểu toàn quốc lần thứ IV, xác định mục tiêu, phương

hướng và chương trình hoạt động trong nhiệm kỳ 2022 - 2027.

Trong nhiệm kỳ 2018 - 2021, Hội Dầu khí Việt Nam đã tập trung nâng cao hiệu quả công tác tư vấn, phản biện các đề án,

chiến lược, quy hoạch, chương trình, kế hoạch dài hạn, trung hạn và ngắn hạn liên quan đến lĩnh vực dầu khí và năng lượng, về hoàn thiện cơ chế chính sách trong quản lý hoạt động của Petrovietnam.

Giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh: BIENDONG POC



TSKH. PHAN XUÂN DŨNG
CHỦ TỊCH LIÊN HIỆP CÁC HỘI VÀ KHOA
HỌC KỸ THUẬT VIỆT NAM (VUSTA)

Hội Dầu khí Việt Nam trong nhiệm kỳ tới cần tập hợp và quy tụ trí tuệ của các nhà quản lý, nhà khoa học để tư vấn, phản biện giúp ngành Dầu khí, Bộ Công Thương, Chính phủ, Quốc hội về những đề án, chiến lược, quy hoạch, chương trình, kế hoạch dài hạn, trung hạn và ngắn hạn liên quan đến dầu khí và năng lượng, về hoàn thiện cơ chế chính sách trong quản lý hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Chiến lược phát triển ngành Dầu khí đến năm 2035, tầm nhìn đến năm 2045, tạo cơ sở tiếp tục phát triển ổn định, bền vững, khai thác và sử dụng hiệu quả tài nguyên dầu khí, tạo ra các sản phẩm có giá trị gia tăng cao, đáp ứng yêu cầu cách mạng công nghiệp 4.0, công nghệ tuần hoàn xanh.

Trong đó có Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2035 và tầm nhìn đến năm 2045; Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035; Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045; Chiến lược phát triển bền vững kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045...

Hội Dầu khí Việt Nam đã cho ý kiến phản biện về: Báo cáo đánh giá trữ lượng

(RAR) các mỏ Hải Sư Trắng - Hải Sư Đen, Dừa, phát hiện Kinh Ngư Trắng Nam, cụm cấu tạo Thiên Nga - Hải Âu; Báo cáo kế hoạch đại cương phát triển mỏ (ODP) Nam Du - U Minh; Báo cáo kế hoạch phát triển mỏ (FDP) Cá Voi Xanh, Nam Rồng - Đồi Mồi...

Hội Dầu khí Việt Nam đã tích cực hỗ trợ nghiên cứu và phát triển khoa học công nghệ dầu khí thông qua việc phối hợp tổ chức Hội thảo về "Tiềm năng tầng chứa phi cấu tạo turbidite và quặng ngầm ở các bể

Cửu Long và Nam Côn Sơn"; Hội thảo khoa học "Tiềm năng dầu khí và định hướng công tác tìm kiếm, thăm dò đối tượng bẫy phi truyền thống trên thềm lục địa Việt Nam"; Hội nghị khoa học tổng kết các giải pháp khoa học công nghệ và kinh nghiệm trong việc tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu trong đá móng; "Nghiên cứu, xây dựng đề án tái cơ cấu tổng thể lĩnh vực tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam"; "Xây dựng Quy chế tìm kiếm và thăm dò dầu khí".



Đoàn chủ tịch điều hành Đại hội đại biểu toàn quốc Hội Dầu khí Việt Nam lần thứ IV. Ảnh: Anh Tuấn



Lãnh đạo VUSTA và Petrovietnam trao tặng Bằng khen cho Hội Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Anh Tuấn

Trong xu hướng chuyển dịch năng lượng, Hội Dầu khí Việt Nam đã tích cực góp ý Dự thảo Luật Dầu khí sửa đổi; phối hợp tổ chức Tọa đàm “Ngành Dầu khí trong tầm nhìn mới về chiến lược biển”; “Xây dựng và hoàn thiện thể chế phát triển tập đoàn kinh tế nhà nước trong bối cảnh hội nhập quốc tế”; “Ngành Dầu khí và cách mạng công nghiệp 4.0”; “Tiềm năng điện gió ngoài khơi và triển vọng về năng lượng hydrogen ở Việt Nam”...

Trong nhiệm kỳ 2022 - 2027, Hội Dầu khí Việt Nam tiếp tục nâng cao hiệu quả công tác tư vấn, phản biện, góp phần đưa ngành Dầu khí phát triển ổn định, bền vững theo Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2035, tầm nhìn đến năm 2045; khai thác và sử dụng hiệu

quả tài nguyên, tạo các sản phẩm giá trị gia tăng cao, đáp ứng yêu cầu cách mạng công nghiệp 4.0, công nghệ tuần hoàn xanh.

Hội Dầu khí Việt Nam tiếp tục phát huy tập hợp ý kiến khách quan của đội ngũ trí thức khoa học và công nghệ, hoàn thành tốt chức năng tư vấn phản biện; nghiên cứu và phát triển khoa học công nghệ; đào tạo, thông tin và phổ biến kiến thức; động viên phong trào tham gia hoạt động sáng tạo khoa học và công nghệ; hợp tác quốc tế trong và ngoài nước... đồng thời thể hiện được tiếng nói của các nhà khoa học dầu khí để dư luận xã hội hiểu đúng, hiểu sâu về ngành Dầu khí, về đường lối chủ trương của Đảng trong xây dựng và phát triển ngành Dầu khí Việt Nam.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Hoàng Quốc Vương ghi nhận và đánh giá cao đóng góp quan trọng của Hội Dầu khí Việt Nam, là nơi kết nối giữa quá khứ và hiện tại, hội tụ của trí tuệ đối với sự phát triển của ngành Dầu khí trong nhiệm kỳ qua. Trải qua chặng đường 60 năm truyền thống ngành Dầu khí và thực hiện ước vọng lớn lao của Chủ tịch Hồ Chí Minh, các thế hệ người lao động Dầu khí đã giữ vững ngọn lửa nhiệt huyết của niềm tin, vững bước trên hành trình tìm lửa để xây dựng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam lớn mạnh như ngày hôm nay.

Hội Dầu khí Việt Nam giữ vai trò kết nối, phát huy tính sáng tạo của các hội viên trong nghiên cứu các chính sách, các vấn đề khoa học công nghệ trong lĩnh vực dầu khí, tham mưu cho các cơ quan lãnh đạo Đảng, Nhà nước và ngành Dầu khí; tư vấn, phản biện các vấn đề về chiến lược, phương hướng phát triển, chính sách, các đề án, giải pháp trong các lĩnh vực khoa học công nghệ, kinh tế, quản lý...; nâng cao kiến thức nghề nghiệp cho các hội viên; đoàn kết, giáo dục truyền thống, tập hợp kiến thức và kinh nghiệm phục vụ cho sự phát triển ngành Dầu khí Việt Nam...

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị Hội Dầu khí Việt Nam cần tập trung đẩy mạnh công tác tư vấn, phản biện và đề xuất các giải pháp tháo gỡ các khó khăn, thách thức trong hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn và các đơn vị thành viên trước các biến động rất nhanh và khó lường của thị trường; tập trung phát huy kinh nghiệm, trí tuệ, tham gia đóng góp cho sự phát triển các lĩnh vực hoạt động của Tập đoàn, đặc biệt là lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí, đồng thời tích cực tham gia công tác giáo dục truyền thống, khơi dậy niềm tự hào, động viên, truyền lửa cho thế hệ trẻ người lao động Dầu khí.

Ngọc Linh



PVEP GIA TĂNG TRỮ LƯỢNG 235 TRIỆU TẤN DẦU QUY ĐỔI

Trong 15 năm qua, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã gia tăng trữ lượng 235 triệu tấn dầu quy đổi, tổng sản lượng khai thác dầu khí đạt 72 triệu tấn dầu quy đổi (trong đó có 51 triệu tấn dầu và 21 tỷ m³ khí), đóng góp vào ngân sách Nhà nước hơn 195 nghìn tỷ đồng (tương đương 9,4 tỷ USD).

Sau 15 năm hình thành và phát triển, PVEP đã trở thành công ty dầu khí chuyên nghiệp có tầm vóc quốc tế với vị thế là đơn vị nòng cốt của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam). Nhận thức rõ trách nhiệm đối với đất nước, PVEP không chỉ làm tốt nhiệm vụ tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí trên vùng biển thuộc chủ quyền của Việt Nam, mà còn là đơn vị kinh tế đầu tiên của Việt Nam vươn ra thị trường dầu khí thế giới.

Trong 15 năm qua, PVEP đã gia tăng trữ lượng 235 triệu tấn dầu quy đổi, đưa 43 mỏ/dự án dầu khí vào khai thác, tổng sản lượng khai thác dầu khí đạt 72 triệu tấn dầu quy đổi (trong đó có 51 triệu tấn dầu và 21 tỷ m³ khí). Tổng doanh thu

của PVEP đạt gần 584 nghìn tỷ đồng; lợi nhuận sau thuế gần 135 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước hơn 195 nghìn tỷ đồng (tương đương 9,4 tỷ USD). Tính đến thời điểm hiện tại, PVEP đạt tổng tài sản 90 nghìn tỷ đồng; vốn chủ sở hữu 62 nghìn tỷ đồng; đang triển khai 35 dự án dầu khí, trong đó có 29 dự án ở trong nước và 6 dự án ở nước ngoài.

Trong giai đoạn tới, PVEP sẽ tiếp tục rà soát, thường xuyên cập nhật kế hoạch triển khai tiếp theo để xây dựng kế hoạch đầu tư phát triển PVEP theo mục tiêu tăng trưởng dương (về sản lượng khai thác) để hiện thực hóa mục tiêu phát triển bền vững đến năm 2030, tầm nhìn đến 2045. Trong giai đoạn 5 năm, PVEP đặt mục tiêu gia tăng trữ lượng 15 triệu tấn dầu quy đổi, sản lượng khai thác 30 - 35 triệu tấn

dầu quy đổi, tổng doanh thu đạt 230 - 250 nghìn tỷ đồng và lợi nhuận sau thuế đạt 40 - 50 nghìn tỷ đồng.

Tại Lễ kỷ niệm 15 năm thành lập PVEP, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Hoàng Quốc Vương đánh giá PVEP đã xây dựng kế hoạch hành động với các mục tiêu cụ thể, các nhóm giải pháp có tính khả thi cao và đã có bước đột phá đáng khích lệ, vượt lên trên khó khăn, thách thức để tiếp tục phát triển. Mặc dù có các dự án chưa thành công như kỳ vọng, có những giai đoạn khó khăn khi phải đối mặt với giá dầu trên thế giới suy giảm và đại dịch Covid-19 làm gián đoạn chuỗi cung ứng, nhưng PVEP đã rút ra bài học kinh nghiệm, từng bước vượt qua khó khăn, ổn định hoạt động sản xuất kinh doanh.



PVEP được thành lập ngày 4/5/2007 trên cơ sở sáp nhập giữa Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí và Công ty Đầu tư - Phát triển Dầu khí (PIDC) nhằm mục tiêu tập trung nguồn lực để phát triển hiệu quả hơn khâu thượng nguồn. Đây là quyết định quan trọng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhằm nâng cao năng lực tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí, xây dựng và phát triển PVEP thành công ty dầu khí có uy tín ở cả trong và ngoài nước.

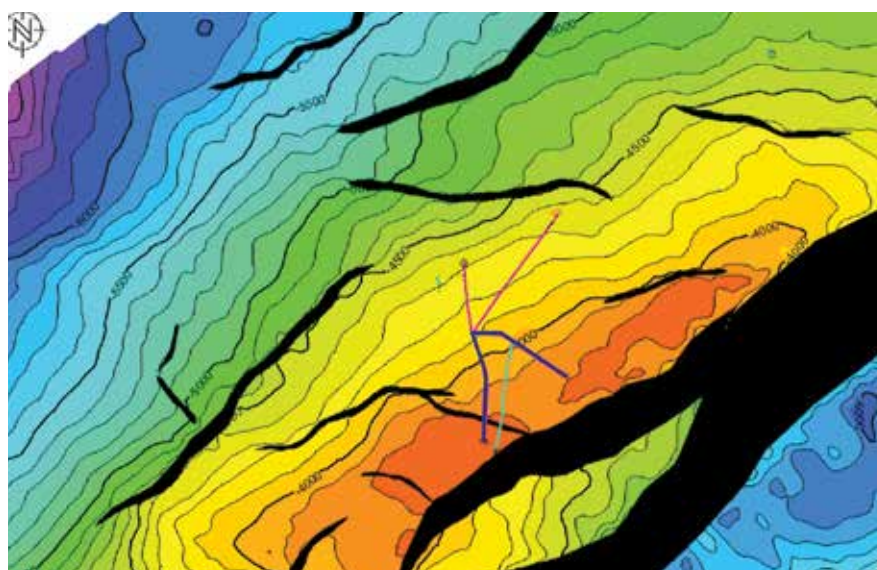
Để đảm bảo sự phát triển ổn định và bền vững trong bối cảnh thị trường dầu khí tiềm ẩn biến động khó lường, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu PVEP có các giải pháp phù hợp trong việc triển khai kế hoạch năm 2022 và những năm tiếp theo. Song song với việc triển khai hiệu quả các dự án hiện có, PVEP cần nỗ lực tháo gỡ khó khăn, khẩn trương giải quyết các tồn đọng, từng bước đưa các dự án có vướng mắc sớm đi vào hoạt động khi giá dầu đang ở mức cao. Đồng thời, tích cực tìm kiếm, mở rộng các dự án mới cả ở trong và ngoài nước nhằm gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác. PVEP cần đẩy mạnh công tác đào tạo đội ngũ nhân sự chất lượng cao, có kiến thức

chuyên môn sâu, có năng lực thực tiễn, làm chủ công nghệ, thiết bị máy móc và điều hành sản xuất hiệu quả... Với định hướng chiến lược tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí luôn là lĩnh vực thiết yếu, then chốt, nòng cốt, là nền tảng cho các lĩnh vực sản xuất kinh doanh khác, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam luôn ủng hộ, đồng hành và tạo điều kiện thuận lợi nhất cho PVEP thực hiện tốt nhiệm vụ chính trị.

Lãnh đạo PVEP cho biết với trách nhiệm của đơn vị Anh hùng Lao động, ý chí, khát vọng của “những người đi tìm lửa”, “tìm dầu để làm giàu cho Tổ quốc”, PVEP kiên định mục tiêu là đơn vị hàng đầu của Petrovietnam trong triển khai các hoạt động tìm kiếm,



Mỏ Sư Tử Vàng. Ảnh: PVEP



ĐỘT PHÁ TRỮ LƯỢNG, GIA TĂNG SẢN LƯỢNG

Tại Hội nghị “Đột phá trữ lượng, gia tăng sản lượng” do PVEP tổ chức, các chuyên gia trong và ngoài nước đã tập trung thảo luận các giải pháp kỹ thuật mang tính đột phá nhằm gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí.

Hội nghị đã tập trung thảo luận các giải pháp công nghệ mới để nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm thăm dò: “Kỹ thuật thăm dò mới dự đoán các bẫy địa tầng ở Lô 09-1, bể Cửu Long” (VPI); “Xây dựng bản đồ cấu trúc có độ tin cậy cao và dự báo phân bố thân cát tuổi Miocene trên tại mỏ Mộc Tinh, Lô 05-3, bể Nam Côn Sơn” (Biển Đông POC); “Bài học kinh nghiệm gia tăng trữ lượng tại Lô 06-1, bể Nam Côn Sơn” (Zarubezhneft); “Nghiên cứu tính chất vỉa chứa của đá móng nứt nẻ nhằm gia tăng trữ lượng và sản lượng tại mỏ Rạng Đông” (JVPC); “Các giải pháp gia tăng sản lượng tại Lô 15-1” (Cửu Long JOC); “Giải pháp tối ưu hóa mỏ trưởng thành, ứng dụng mô phỏng vỉa chứa” (Schlumberger).

Hội nghị cũng đã trao đổi các giải pháp về công nghệ khoan và khai thác nhằm mục tiêu gia tăng sản lượng, cải thiện hệ số thu hồi dầu, giảm thời gian và chi phí khoan như: “Giải pháp sàng lọc tự động các giếng kém hiệu quả (WPO)” (Schlumberger); “Giải pháp duy trì sản lượng tại mỏ Đại Hùng, Lô 05-1(a), bể Nam Côn Sơn” (PVEP POC); “Thách thức và bài học kinh nghiệm tối ưu hóa sản lượng mỏ Chim Sáo, Lô 12W” (Premier Oil Vietnam Offshore); “Giải pháp kỹ thuật số tích hợp tăng cường sản lượng và tối ưu chi phí vận hành” (Halliburton).

Đặc biệt, Cửu Long JOC đã chia sẻ kinh nghiệm khoan phát triển mỏ Sư Tử Trắng và các giải pháp mới đảm bảo hiệu suất khoan tại mỏ khí/condensate trong điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao lần đầu tiên được áp dụng ở Việt Nam, bao gồm ứng dụng kỹ thuật khoan kiểm soát áp suất và kỹ thuật trám xi măng có kiểm soát áp suất, thiết kế và ứng dụng dung dịch khoan lỏng ứng suất, các giải pháp kỹ thuật sử dụng hệ thống khoan lái chính xiên (RSS) có và không có thiết bị đo trong khi khoan (MWD).

Hiên Trang

thăm dò, khai thác dầu khí, là công ty dầu khí có uy tín ở trong và ngoài nước, trước mắt tập trung duy trì hoạt động ổn định, khai thác hiệu quả các nguồn lực hiện có, thực hiện thành công Chiến lược phát triển PVEP đến năm 2025, định hướng đến năm 2035. Trên cơ sở đó, PVEP tập trung thực hiện các nhóm giải pháp cụ thể để điều hành sản xuất an toàn hiệu quả; tối ưu chi phí, giảm giá thành sản phẩm; hoạch định chiến lược rõ ràng cho từng dự án; đầu tư gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác; tăng cường hội nhập quốc tế, đẩy mạnh công tác chuyển đổi số, ứng dụng khoa học công nghệ; nâng cao hiệu quả quản trị và chất lượng nguồn nhân lực.



SẢN LƯỢNG KHAI THÁC DẦU 5 THÁNG ĐẦU NĂM 2022 ĐẠT 4,55 TRIỆU TẤN

Sản lượng khai thác dầu 5 tháng đầu năm 2022 đạt 4,55 triệu tấn, vượt kế hoạch 22% và bằng 52% kế hoạch năm 2022 do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tăng cường công tác quản trị sản lượng khai thác tại các lô/mỏ chủ lực, áp dụng tối ưu giải pháp/biện pháp kỹ thuật gia tăng sản lượng.

Trước sự suy giảm sản lượng khai thác ở các mỏ dầu khí chủ lực do đã khai thác trong thời gian dài, trong khi hệ số bù trừ lượng không đảm bảo do thời gian qua việc đầu tư phát triển mỏ mới gặp vướng mắc về cơ chế, các mỏ mới

đưa vào khai thác chủ yếu là mỏ nhỏ, cận biên... Petrovietnam đã triển khai đồng bộ các giải pháp để giữ vững nhịp độ sản xuất kinh doanh, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, đồng thời tận dụng cơ hội giá dầu thuận lợi để tăng cường đóng góp cho ngân sách Nhà nước.

Sản lượng khai thác dầu thô tháng 5/2022 đạt 0,92 triệu tấn, vượt kế hoạch 18%, tính chung 5 tháng đạt 4,55 triệu tấn, vượt kế hoạch 22% và bằng 52% kế hoạch năm 2022. Sản lượng khai thác dầu 5 tháng đầu năm 2022 vượt cao so với kế hoạch do tăng cường công tác quản trị sản



Thử vỉa tại giếng CT-6X, mỏ Cá Tắm, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam. Ảnh: Phan Ngọc Trung

lượng khai thác tại các lô/mỏ chủ lực, áp dụng tối đa các giải pháp/biện pháp kỹ thuật gia tăng sản lượng. Sản xuất xăng dầu (không bao gồm Công ty TNHH Lọc hóa dầu Nghi Sơn - NSRP) tháng 5/2022 đạt 578,9 nghìn tấn, vượt kế hoạch 8%, tính chung 5 tháng đạt 2,79 triệu tấn, vượt kế hoạch 6% và bằng 45% kế hoạch năm. Sản xuất đạm tháng 5/2022 đạt 150,2 nghìn tấn, vượt kế hoạch 1% tháng, tính chung 5 tháng đạt 776,4 nghìn tấn, vượt kế hoạch 8% và bằng 46% kế hoạch năm, tăng 20% so với cùng kỳ năm 2021.

Nhờ hoạt động sản xuất kinh doanh duy trì ổn định trong 5 tháng đầu năm 2022, Petrovietnam ước đạt tổng doanh thu 372,2 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 63% và bằng 67% kế hoạch cả năm 2022, tăng 58% so với cùng kỳ năm 2021; nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 52,8 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 74% và bằng 82% kế hoạch cả năm 2022, tăng 59% so với cùng kỳ năm 2021.

Nhằm tiếp tục kiểm soát, quản trị tốt, duy trì hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu

khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng chỉ đạo các đơn vị đánh giá tình hình kinh tế vĩ mô, đảm bảo an toàn sản xuất và gia tăng sản lượng, đặc biệt là sản lượng khai thác dầu thô; tận dụng cơ hội để đảm bảo huy động tối đa sản lượng khí, sản xuất điện trong năm 2022. Phát triển thị trường khí (phần đầu 50% thị trường ngoài điện), xem xét sử dụng các giải pháp về quản trị/cơ chế để điều tiết hướng đến mục tiêu tăng thị phần tạo hệ thống kinh doanh đồng bộ đối với lĩnh vực khí; đánh giá thị trường hoạt động dịch vụ ở trong và ngoài nước, để có chính sách hỗ trợ các đơn vị xây dựng chuỗi liên kết giá trị cho lĩnh vực dịch vụ.

Đối với các đơn vị trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu nghiên cứu/đề xuất các giải pháp để duy trì và gia tăng sản lượng khai thác, đảm bảo nguồn cung và tận dụng lợi thế giá dầu tăng cao trong giai đoạn hiện nay; trên cơ sở sản lượng đạt được trong 5 tháng đầu năm 2022 có phân tích quản trị đối với từng lô/mỏ cụ thể; cập nhật công tác gia tăng trữ lượng gắn với hoạt động đầu tư...

Xác định động lực quan trọng để Petrovietnam có thể tăng cường đóng góp cho ngân sách Nhà nước là việc tháo gỡ khó khăn, vướng mắc về mặt cơ chế để có thể gia tăng sản lượng khai thác và thúc đẩy các hoạt động sản xuất kinh doanh khác, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị các cấp thẩm quyền xem xét, hoàn thiện thể chế, trong đó có Luật Dầu khí và hệ thống pháp luật liên quan, nhằm tạo động lực để thúc đẩy hoạt động đầu tư vào lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí, phát triển ngành Dầu khí trong tình hình mới, đóng góp tích cực cho nền kinh tế đất nước.

Nguyễn Huyền



NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT TỐI ƯU HÓA, NÂNG CAO HIỆU QUẢ SẢN XUẤT

Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã đẩy mạnh công tác tối ưu hóa công nghệ, tiết kiệm năng lượng, đa dạng hóa nguồn dầu thô, phát triển sản phẩm mới. Trong đó, BSR đã tối ưu hóa, đa dạng hóa cơ cấu sản phẩm để tạo ra được nhiều loại sản phẩm mới trong điều kiện hạn chế thay đổi lớn về cấu hình công nghệ hiện hữu; tăng độ linh động vận hành, giảm chi phí vận hành sản xuất trong điều kiện năng suất và chất lượng sản phẩm luôn đáp ứng nhu cầu của thị trường nhằm tăng lợi nhuận chế biến.

Trong giai đoạn 2017 - 2022, BSR thực hiện nhiệm vụ tối ưu hóa sản xuất, nâng cao năng lực cạnh tranh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

trong bối cảnh thị trường biến động mạnh. BSR đã chủ động triển khai thực hiện các giải pháp đột phá, sáng tạo, phát huy sáng kiến cải tiến kỹ thuật, nghiên

cứu ứng dụng khoa học công nghệ tiên tiến. Đa dạng hóa nguồn nguyên liệu dầu thô cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để thay thế một phần hoặc thay thế

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR



hoàn toàn dầu thô Bạch Hổ trong điều kiện nguồn dầu thô nội địa suy giảm về sản lượng, thị trường dầu thô biến động, đảm bảo đủ nguyên liệu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất hoạt động hiệu quả. Tối ưu hóa, đa dạng hóa cơ cấu sản phẩm để tạo ra được nhiều loại sản phẩm mới trong điều kiện hạn chế thay đổi lớn về cấu hình công nghệ hiện hữu trước khi Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được hoàn thành. Tăng độ linh động vận hành, giảm chi phí vận hành sản xuất trong điều kiện năng suất và chất lượng sản phẩm luôn đáp ứng nhu cầu của thị trường nhằm tăng lợi nhuận chế biến.

BSR đã ghi dấu ấn đặc biệt trong công tác tối ưu hóa công nghệ, tiết kiệm năng lượng, đa dạng hóa nguồn dầu thô, phát triển sản phẩm mới. Về nguyên liệu, BSR đã đánh giá và bổ sung trên 80 loại dầu thô mới, chế biến thử nghiệm thành công 28 loại dầu thô mới (trong đó có 21 loại dầu thô nhập khẩu từ nước ngoài và 7 loại dầu thô khai thác trong nước). Về sản phẩm, BSR đã phát triển thêm 5 loại sản phẩm nhiên liệu và 4 loại sản phẩm hóa dầu, cụ thể: 3 loại nhiên liệu dành cho trang thiết bị quân sự (Jet A-1K, DO L-62, RON 83); 1 nhiên liệu hàng hải (MFO - 0,5% S) theo tiêu chuẩn quốc tế IMO - 2020; 1 loại dầu T-LCO dùng làm cấu tử pha trộn sản xuất nhiên liệu diesel; 4 loại hạt nhựa PP (T3045, T3050, I3085, I3150).

Về công nghệ, điều kiện sản xuất, BSR đã nâng công suất phân xưởng KTU lên đến 130% so với thiết kế, sản xuất thêm khoảng trên 1 triệu thùng nhiên liệu Jet A-1/năm, đem lại lợi ích khoảng 70 tỷ đồng/năm; nâng công suất cụm phân xưởng nâng cấp chất lượng xăng gồm NHT lên đến 135%, CCR lên đến 110%, ISOM lên đến 150% so với thiết kế, giúp tăng sản lượng xăng Mogas 92/95, đem lại lợi ích khoảng 350 tỷ đồng/năm; nâng công suất Phân xưởng sản xuất hạt nhựa PP Plant từ 110% lên 115% so với thiết kế, sản xuất thêm trên 5 nghìn tấn polypropylene/năm, đem lại lợi ích khoảng trên 71 tỷ đồng/năm.

Bên cạnh đó, BSR cũng thử nghiệm vận hành Phân xưởng RFCC tại các mức công suất cao (105%) và thấp (70%) giúp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất duy trì hoạt động liên tục, linh hoạt trong thời gian dài khi thị trường chịu ảnh hưởng nghiêm trọng của đại dịch Covid-19; áp dụng thành công giải pháp kỹ thuật tách loại cặn rắn trong dầu thô bằng hóa chất giúp loại bỏ trên 70% các tạp chất kim

Tính đến nay, BSR đã sản xuất trên 79,29 triệu tấn sản phẩm xăng dầu các loại, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia; tổng doanh thu đạt trên 1,29 triệu tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế đạt trên 28 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước trên 187,8 nghìn tỷ đồng, tương đương với 8,05 tỷ USD, gấp 2,68 lần tổng mức đầu tư xây dựng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Riêng 5 tháng đầu năm 2022, BSR đã sản xuất 2,84 triệu tấn sản phẩm, sản lượng tiêu thụ đạt 2,75 triệu tấn sản phẩm (lần lượt đạt 44% và 42% kế hoạch năm); tổng doanh thu đạt trên 65,84 nghìn tỷ đồng (đạt 72% kế hoạch năm); nộp ngân sách Nhà nước 7,29 nghìn tỷ đồng (đạt 73% kế hoạch năm).

loại Fe/Ca trong nguyên liệu dầu thô tại Phân xưởng CDU, góp phần đảm bảo vận hành an toàn và giảm tiêu thụ xúc tác cho Phân xưởng RFCC khoảng 5 tấn/ngày (tiết kiệm khoảng 130 tỷ đồng/năm); tối ưu hóa điều kiện vận hành của Phân xưởng RFCC, giảm lượng xúc tác tiêu thụ xuống dưới 9 tấn/ngày, tiết giảm chi phí trên 100 tỷ đồng/năm.

Về hiệu quả sử dụng năng lượng, BSR đã nghiên cứu và áp dụng các giải pháp kỹ thuật giúp chỉ số năng lượng EII, đặc trưng cho hiệu quả sử dụng năng lượng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, giảm đáng kể từ mức ~ 111% (2016) xuống 104 - 106% trong giai đoạn 2017 - 2021. Theo báo cáo đánh giá của Solomon (2018), giảm được 1% chỉ số EII tương đương tiết kiệm được khoảng 2,6 triệu USD/năm.

Thúy Hằng



PVFCCo ĐẨY MẠNH NGHIÊN CỨU PHÁT TRIỂN SẢN PHẨM MỚI

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đặt kế hoạch tổng doanh thu hợp nhất năm 2022 là 17.239 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 4.130 tỷ đồng, tăng lần lượt 31% và 8,7% so với thực hiện năm 2021. Để hoàn thành mục tiêu này, PVFCCo tập trung xây dựng chiến lược phát triển dài hạn, đẩy mạnh nghiên cứu phát triển sản phẩm mới.

T trong năm 2022, PVFCCo triển khai các nhiệm vụ sản xuất kinh doanh đảm bảo an toàn, ổn định,

hiệu quả và tiết kiệm với sản lượng sản xuất 828.000 tấn urea Phú Mỹ, 165.000 tấn NPK Phú Mỹ, 10.000 tấn đạm KeBo,

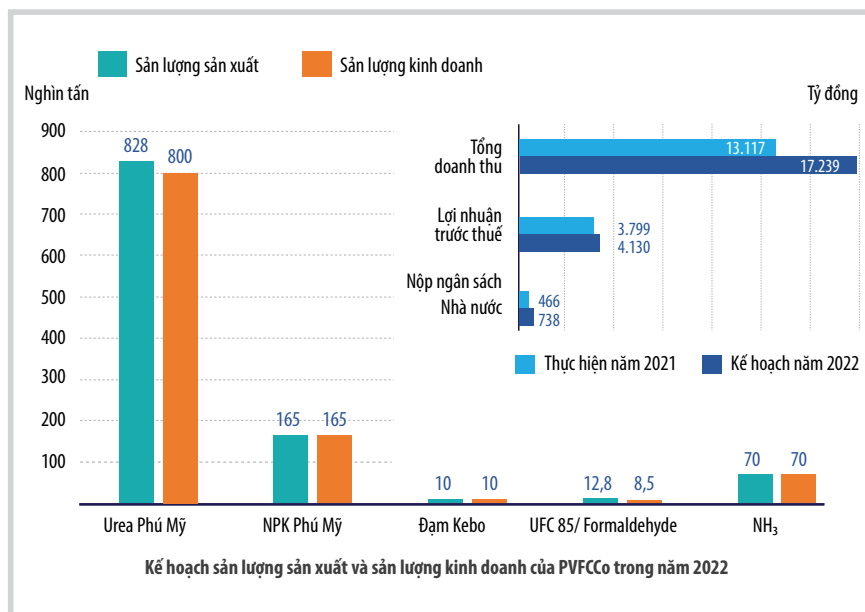
12.800 tấn UFC 85/Formaldehyde, 70.000 tấn NH₃. Tổng sản lượng kinh doanh theo kế hoạch là 800.000 tấn

Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo



urea Phú Mỹ, 165.000 tấn NPK Phú Mỹ, 10.000 tấn đạm KeBo, 8.500 tấn UFC 85/Formaldehyde, 70.000 tấn NH₃, 260.000 tấn phân bón khác, 50.000 tấn CO₂, 0,7 nghìn tấn hóa chất khác. PVFCCo đặt mục tiêu năm 2022 đạt tổng doanh thu hợp nhất 17.239 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 4.130 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 738 tỷ đồng.

Để hiện thực hóa kế hoạch này khi



giá nguyên nhiên vật liệu đầu vào cho sản xuất, vật tư bảo dưỡng sửa chữa, dịch vụ logistic tăng cao và nguồn cung hạn chế, chính sách thuế VAT đối với sản phẩm phân bón còn bất cập, PVFCCo tập trung tìm kiếm nguồn khí ổn định (sản lượng, giá bán) dài hạn cho sản xuất đạm, đảm bảo hiệu quả sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp; vận hành Nhà máy Đạm Phú Mỹ, xưởng sản xuất NPK Phú Mỹ và UFC 85/Formaldehyde an toàn, ổn định, hiệu quả.

Trong đó, PVFCCo xây dựng giải pháp khắc phục các khó khăn trong vận hành sản xuất, kinh doanh sản phẩm NPK để hoàn thành vượt mức kế hoạch, nỗ lực phấn đấu đạt sản lượng sản xuất, kinh doanh NPK đến 200.000 tấn trong năm 2022 nhằm nâng cao hiệu quả đầu tư dự án, hướng tới sản xuất kinh doanh NPK 250 nghìn tấn/năm, hiệu quả kinh tế như kỳ vọng của dự án vào những năm tiếp theo.

Đồng thời, PVFCCo cũng cho biết đang tập trung hoàn thiện và tổ chức triển khai Chiến lược phát triển và Kế hoạch 5 năm 2021 - 2025; tiếp tục thực hiện công tác tái cơ cấu tổng thể PVFCCo giai đoạn 2021 - 2025; xây dựng hệ

thống phân phối phân bón bền vững trong nước và tìm kiếm mở rộng thị trường nước ngoài.

Đặc biệt, PVFCCo đẩy mạnh nghiên cứu phát triển sản phẩm mới (sản xuất melamine, adblue, soda từ CO₂ và NH₃ dư, DAP, PVC...) theo hướng sản xuất nông nghiệp sạch và bền vững trong bối cảnh xu hướng sử dụng phân bón hữu cơ ngày càng gia tăng.

PVFCCo cho biết sẽ tăng cường công tác quản trị, quản lý hiệu quả chi phí bằng cách rà soát, tiết giảm các khoản mục chi phí; xây dựng chương trình thực hành tiết kiệm chống lãng phí trong sản xuất, chi phí bán hàng và chi phí quản lý; dừng/giãn các hạng mục công việc chưa thực sự cần thiết triển khai trong năm 2022.

Trong năm 2021, PVFCCo đã ứng phó linh hoạt và hiệu quả với các khó khăn do dịch bệnh Covid-19, chuỗi cung ứng đứt gãy, chi phí sản xuất tăng cao... lần đầu tiên cán mốc doanh thu kỷ lục 13.117 tỷ đồng và lợi nhuận trước thuế 3.799 tỷ đồng, gấp 4,5 lần so với năm 2020.

Thu Huyền



Mô Bạch Hồ. Ảnh: PVN

tâm và tận thăm dò, thăm dò mở rộng các đối tượng tiềm năng ở khu vực các lô đang khai thác. Tại bể Sông Hồng, cần tập trung thăm dò các bẫy cấu trúc ở khu vực phía Bắc và phi cấu trúc ở Trung tâm và phía Nam của bể.

Ngoài ra, để sớm đưa các mỏ mới vào khai thác, cần đẩy mạnh các hoạt động điều tra cơ bản và nghiên cứu bổ sung cho các lô/khu vực lô mở, lô do Petrovietnam/PVEP quản lý, từ đó xác định vị trí tối ưu cho khoan thăm dò thẩm lượng hàng năm. Các cơ quan thẩm quyền cần sớm xem xét, phê duyệt gia hạn các hợp đồng dầu khí sắp hết hạn để người điều hành có phương án đầu tư, duy trì sản lượng khai thác và đẩy nhanh công tác khoan trên các cấu tạo/khu vực mỏ có triển vọng.

Liên quan đến việc nâng cao hiệu quả sử dụng cơ sở hạ tầng khí khu vực bể Nam Côn Sơn, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cho rằng, cần xây dựng chiến lược tổng thể để sớm phát triển các mỏ/phát hiện trong phạm vi bể, sử dụng hiệu quả cơ sở hạ tầng hiện hữu để tận dụng công suất dư thừa, gia tăng sản lượng khai thác, tối ưu khai thác tài nguyên cho đất nước.

Tại Kỳ họp, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cũng tập trung thảo luận về các nội dung: “Kết quả ứng dụng tài liệu địa chấn 3D/4C trong công tác tận thăm dò Lô 09-1” (Vietsovpetro), “Chiến lược thăm dò thẩm lượng và phát triển khu vực cụm Lô 01 & 02 bể Cửu Long” (PVEP), “Đánh giá tiềm năng dầu khí các lô mở có triển vọng trên thềm lục địa Việt Nam” (VPI), “Tiềm năng dầu khí còn lại khu vực Lô 05-2 & 05-3 và định hướng tìm kiếm thăm dò tiếp theo” (Biển Đông POC) nhằm trao đổi, chia sẻ kinh nghiệm, góp phần đẩy mạnh hiệu quả hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí của Petrovietnam trong giai đoạn tiếp theo.

Anh Tuấn

ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG GIA TĂNG TRỮ LƯỢNG GIAI ĐOẠN 2022 - 2025

Ngày 17/6/2022, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí (Nhiệm kỳ 2020 - 2022) đã tổ chức Kỳ họp lần thứ III tập trung trao đổi các nội dung chuyên môn, đánh giá kết quả tìm kiếm thăm dò dầu khí năm 2021 và 6 tháng đầu năm 2022, kế hoạch tìm kiếm thăm dò dầu khí 6 tháng cuối năm 2022 và giai đoạn tiếp theo.

Để hoàn thành kế hoạch tìm kiếm thăm dò và gia tăng trữ lượng giai đoạn 2023 - 2025, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí xác định cần tập trung đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò tại các khu

vực được xác định theo thứ tự ưu tiên: (i) bể Cửu Long, (ii) Nam Côn Sơn, (iii) Sông Hồng, với từng đối tượng được xác định cụ thể tương ứng để hoàn thành mục tiêu gia tăng trữ lượng đề ra. Cụ thể, tại bể Cửu Long, cần đẩy mạnh thăm dò khu vực lân cận các lô đang khai thác để tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có; xem xét đối tượng Oligocene G, E ở các lô chuẩn bị phát triển; đánh giá lại tiềm năng khu vực các lô đã hoàn trả, kêu gọi đầu tư ký PSC mới. Tại bể Nam Côn Sơn, cần đẩy mạnh thăm dò đối tượng trầm tích vụn (clastic) khu vực Trung

PETROVIETNAM THÚC ĐẨY HỢP TÁC NĂNG LƯỢNG VỚI LIÊN BANG NGA



Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với Zarubezhneft. Ảnh: PVN

tế thường niên thảo luận các xu hướng, thách thức và triển vọng phát triển kinh tế thế giới, đồng thời là điểm đến để cộng đồng doanh nghiệp quốc tế gặp gỡ, tìm kiếm cơ hội đầu tư, kinh doanh.

Nhân dịp này, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã làm việc với Phó Thủ tướng Liên bang Nga Alexander Novak (phụ trách lĩnh vực năng lượng) và lãnh đạo cấp cao của các đối tác Zarubezhneft, Gazprom, Gazprom Neft, Gazprom E&P International, Novatek, Power Machines...

Lãnh đạo các bên đã thảo luận, trao đổi về định hướng thúc đẩy mạnh mẽ hơn nữa quan hệ hợp tác hiện có giữa Petrovietnam/các đơn vị thành viên với các đối tác Liên bang Nga trên cơ sở trọng tâm hợp tác phát triển các lĩnh vực tìm kiếm thăm dò dầu khí, chế biến dầu khí, năng lượng điện và năng lượng tái tạo.

Hoàng Anh

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Hoàng Quốc Vương đã dẫn đầu đoàn công tác của Petrovietnam tham dự Diễn đàn Kinh tế Quốc tế Saint Petersburg lần thứ 25 (SPIEF-2022) với chủ đề “Thế giới mới - cơ hội mới”.

Diễn đàn SPIEF-2022 với sự tham dự của hơn 14.000 đại biểu đến từ hơn 130 quốc gia và vùng lãnh thổ, gồm các nhà lãnh đạo hàng đầu các quốc gia và các tổ chức quốc tế, giới doanh nhân, các chuyên gia kinh tế. SPIEF là diễn đàn kinh tế quốc

NHIỆT ĐIỆN THÁI BÌNH 2 HÒA LƯỚI ĐIỆN BẰNG THAN TỔ MÁY SỐ 1



Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2. Ảnh: PVN

97,93%, công tác thi công đạt khoảng 95,82%. Các hạng mục đang được tập trung thi công hoàn thiện như: Hệ thống vận chuyển than, kho than, đường ống thải xỉ, bãi thải xỉ, quan trắc môi trường trực tuyến...

Theo kế hoạch, Tổ máy số 1 sẽ được đưa vào vận hành thương mại vào ngày 30/11/2022 và tiến tới vận hành thương mại toàn bộ Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 vào ngày 31/12/2022. Sau khi hoàn thành đưa vào vận hành, hằng năm Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 sẽ cung cấp trên 7,2 tỷ kWh điện cho lưới điện Quốc gia, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, đồng thời phát triển kinh tế - xã hội, chuyển dịch cơ cấu kinh tế của tỉnh Thái Bình nói riêng và khu vực Đồng bằng Bắc Bộ nói chung.

Thúy Hằng

Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 đã hòa lưới điện bằng than Tổ máy số 1 vào 15 giờ 41 phút ngày 16/6/2022. Đây là dấu mốc quan trọng để Nhà máy bắt đầu quá trình chạy thử tải Tổ máy số 1 ở các mức công suất khác nhau cho đến mức tối đa 600 MW, nhằm đảm bảo

các yêu cầu kỹ thuật tiến tới phát điện thương mại Tổ máy số 1 vào cuối tháng 11/2022.

Tiến độ tổng thể của Dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 đến nay đạt 93,74%. Trong đó, công tác thiết kế đạt gần 100%, công tác mua sắm đạt khoảng

PVCFC HỢP TÁC NÂNG CAO CHẤT LƯỢNG NHÂN LỰC BẢO DƯỠNG



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: Minh Tài

Ngày 8/6/2022, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã ký Thỏa thuận hợp tác với Công ty CP Thương mại và Dịch vụ Kỹ thuật Khoan Dầu khí PVD (PVD Tech) nhằm phát triển chất lượng nhân lực bảo dưỡng, cung ứng đa dạng và chuyên nghiệp.

PVD Tech là đơn vị thành viên của Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) có trên 21 năm kinh nghiệm trong cung cấp các dịch vụ kỹ thuật, chế tạo, bảo trì, bảo dưỡng cho các hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí trên bờ, ngoài khơi ở trong nước và quốc tế.

PVCFC khẳng định được vị thế trong sản xuất kinh doanh và khoa học công nghệ, kỹ thuật tiên tiến với chúng chỉ vận hành xuất sắc từ Haldor Topsoe (Đan Mạch). Trong năm 2022, cả 3 công trình nghiên cứu của PVCFC (Quy trình tổng hợp dung dịch NH₃; Tối ưu nâng cao hiệu quả hoạt động của Nhà máy Đạm Cà Mau; Thiết kế, chế tạo máy test động mechanical seal) đạt Giải thưởng Sáng tạo Khoa học Công nghệ Việt Nam.

Thỏa thuận hợp tác giữa PVCFC và PVD Tech sẽ mở ra cơ hội mới phát triển dịch vụ bảo dưỡng ở thị trường Việt Nam và quốc tế; đồng thời mở rộng khả năng thành lập liên doanh (hoặc bất kỳ loại hình hợp tác phù hợp khác) để nâng cao năng lực sản xuất kinh doanh của 2 đơn vị trong thời gian tới.

Lan Anh

HẠ THỦY CHÂN ĐẾ GIÀN RC-10 MỎ RỒNG



Hạ thủy thành công chân đế giàn RC-10. Ảnh: VSP

Ngày 9/6/2022, Xí nghiệp Xây lắp, Khảo sát và Sửa chữa các công trình khai thác Dầu khí thuộc Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã hạ thủy thành công chân đế giàn RC-10 mỏ Rồng. Công tác chế tạo trên bờ các hạng mục chân đế, cọc và bển cạp tàu giàn RC-10 đã hoàn thành vượt tiến độ 8 ngày.

Hạng mục thi công chế tạo chân đế RC-10 có tổng khối lượng 1.707,6 tấn, trong đó chân đế 584,5 tấn, cọc 617 tấn và các kết cấu phụ khác (như riser, J-Tube...). Xí nghiệp Xây lắp đã tự thực hiện các công việc từ giai đoạn cuốn ống đến thi công chế tạo trên bờ và hạ thủy lắp đặt ngoài khơi.

Thu Huyền

PV POWER CÀ MAU ĐẠI TƯ NHÀ MÁY ĐIỆN CÀ MAU 1



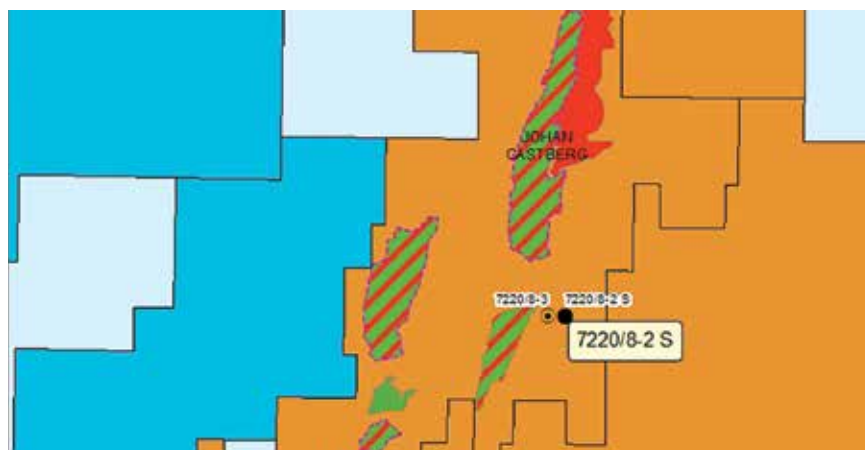
Nhà máy Điện Cà Mau 1. Ảnh: PVN

Ngày 17/6/2022, Công ty Điện lực Dầu khí Cà Mau (PV Power Cà Mau) phát động phong trào thi đua hoàn thành các hạng mục công trình đại tu Nhà máy Điện Cà Mau 1 tại 100 nghìn EOH (giờ vận hành tương đương).

Theo kế hoạch, Nhà máy Điện Cà Mau 1 sẽ tiến hành đại tu trong 77 ngày đêm, từ ngày 19/6 - 3/9/2022. Các nhà thầu chính là Siemens và PV Power Services thực hiện công tác bảo dưỡng, sửa chữa, đại tu đối với 2 tổ máy turbine khí GT2, GT3, tổ máy turbine hơi ST1, 3 máy phát điện, các hệ thống, thiết bị phụ trợ...

Thúy Hằng

EQUINOR CÔNG BỐ PHÁT HIỆN DẦU KHÍ MỚI TẠI MỎ JOHAN CASTBERG



Vị trí giếng Snøfonn Nord tại mỏ Johan Castberg. Nguồn: Equinor.

tầng Nordmela, giếng bắt gặp cột dầu có bề dày tầng sản phẩm đạt 20 m, thuộc vỉa cát kết có chất lượng vỉa từ trung bình đến tốt, không có tiếp xúc dầu - nước. Tại hệ tầng Fruholmen, giếng bắt gặp cột dầu có bề dày tầng sản phẩm đạt 14 m vỉa cát kết 81 m, chất lượng từ trung bình đến tốt. Trữ lượng thu hồi của phát hiện Snøfonn Nord ước đạt 37 - 50 triệu thùng dầu.

Sau phát hiện dầu Snøfonn Nord, giàn Transocean Enabler tiếp tục khoan giếng thăm dò 7220/8-3 và phát hiện khí Skavl Stø với trữ lượng thu hồi khoảng 5 - 10 triệu thùng dầu quy đổi.

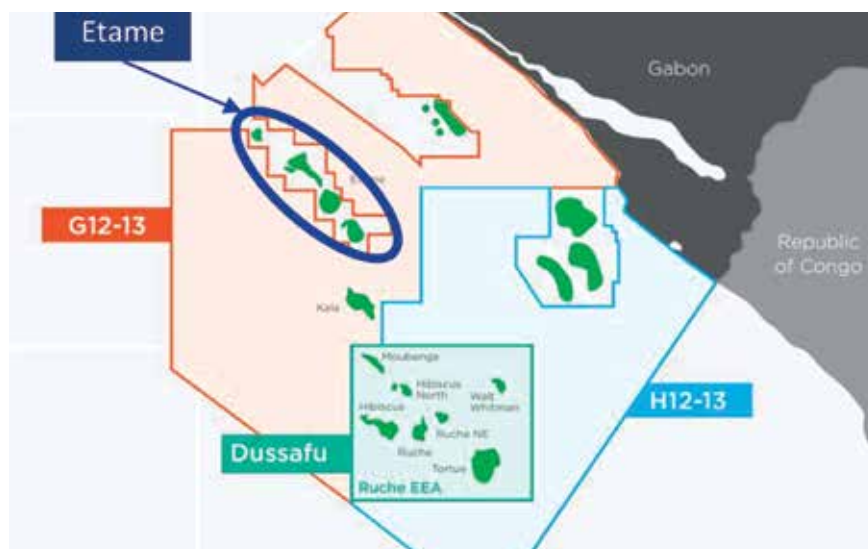
Equinor (50%) sở hữu giấy phép PL 532 cùng các đối tác Petoro AS (20%) và Vår Energi ASA (30%).

Linh Chi (theo Equinor)

Equinor công bố phát hiện dầu Snøfonn Nord sau khi khoan giếng thăm dò 7220/8-2 S và phát hiện khí Skavl Stø sau khi khoan giếng thăm dò 7220/8-3, tại mỏ Johan Castberg, biển Barents.

Giếng 7220/8-2 S được khoan bằng giàn Transocean Enabler, bắt gặp 2 cột dầu có bề dày tầng sản phẩm lần lượt là 81 m và 13 m tại hệ tầng Tubåen, thuộc vỉa cát kết có chất lượng vỉa tốt. Tại hệ

VAALCO PHÁT HIỆN DẦU KHÍ TẠI GIẾNG SOUTH TCHIBALA 1HB-ST



Vị trí mỏ Etame ngoài khơi Gasbon. Nguồn: VAALCO.

SDX PHÁT HIỆN KHÍ TẠI KHU VỰC THĂM DÒ NAM DISOUQ



Khu vực mở rộng thăm dò Nam Disouq. Nguồn: SDX.

SDX Energy công bố phát hiện khí tại giếng MA-1X, thuộc cấu tạo triển vọng Mohsen, khu vực mở rộng thăm dò Nam Disouq.

Giếng được khoan đến tổng chiều sâu 6.400 ft, gặp vỉa cát chứa khí có bề dày tầng sản phẩm đạt 56,3 ft tại độ sâu 5.762 ft, độ rỗng trung bình đạt 31,9%. Tổng trữ lượng thu hồi P50 tại cấu tạo triển vọng Mohsen trước khoan ước đạt 21 tỷ ft³. Giếng MA-1X đang được hoàn thiện và chuẩn bị công tác thử vỉa. Đây là giếng thứ 3 và là giếng cuối cùng được khoan trong chiến dịch khoan tại Nam Disouq vào năm 2022.

Trần Anh (theo SDX)

VAALCO công bố khoan thành công giếng South Tchibala 1HB-ST tại mỏ Etame Marin, ngoài khơi Gasbon bằng giàn khoan Avouma.

Giếng bắt gặp nhiều cột dầu ở các vỉa cát tại Dentale, hoàn thiện thăm dò vỉa cát Dentale D1, phát hiện cột dầu khí có bề dày tầng sản phẩm đạt 18 m với độ xốp và độ thấm tương tự mỏ đang khai thác Deep Dentale (Bắc Tchibala).

Tại vỉa Dentale D9 bắt gặp cột dầu khí có bề dày tầng sản phẩm đạt 15 m. Vỉa cát Gamba cũng được thăm dò nhưng không phát hiện dầu khí thương mại.

VAALCO (63,6%) điều hành Lô Etame Marin cùng các đối tác Addax Petroleum Co. (33,9%) và PetroEnergy Resources Corp. (2,5%).

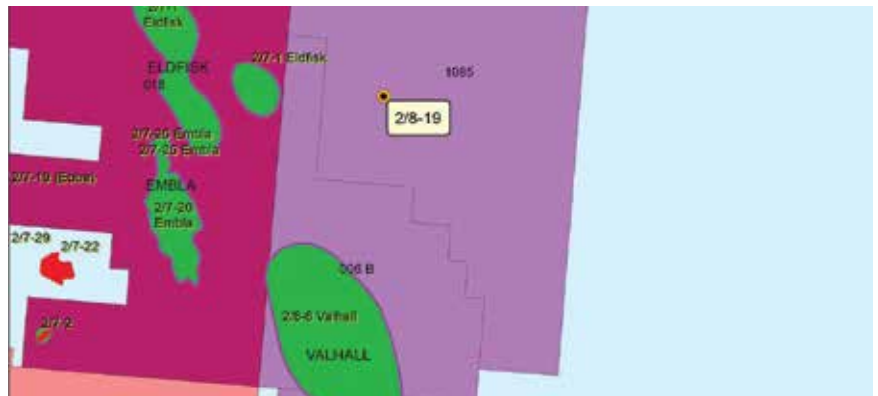
Linh Chi (theo VAALCO)

AKER BP PHÁT HIỆN DẦU KHÍ GẦN MỎ VALHALL

Aker BP ASA công bố kết quả khoan giếng thăm dò 2/8-19, thuộc giấy phép PL 1085. Giếng được khoan bằng giàn khoan Maersk Invincible, cách mỏ Valhall 10 km về phía Bắc và cách mỏ Lista 270 km về phía Tây Nam.

Giếng 2/8-19 là giếng thăm dò đầu tiên thuộc giấy phép PL 1085, được khoan theo phương thẳng đứng đến hệ tầng Pliocene, có tổng chiều sâu khoan đạt 806 m dưới mực nước biển.

Mục tiêu thăm dò chính của giếng 2/8-19 là cột dầu có bề dày tầng sản phẩm đạt 9 m tại vỉa cát kết 56 m có chất lượng vỉa từ trung bình đến tốt, tiếp xúc dầu - nước tại độ sâu 703 m dưới mực nước biển.



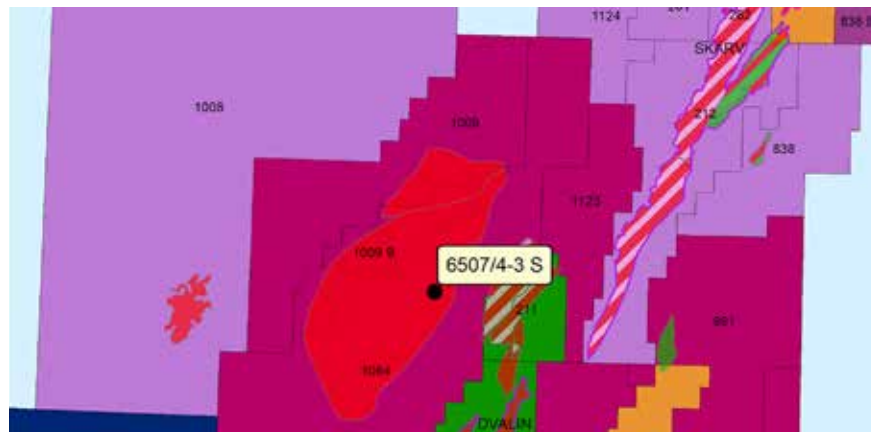
Vị trí giếng 2/8-19. Nguồn: NPD.

Đến mục tiêu thăm dò tiếp theo, giếng bắt gặp cột khí có bề dày tầng sản phẩm 15 m tại vỉa cát kết 68 m tuổi Pliocene giữa, chất lượng vỉa từ kém đến tốt; có tiếp xúc dầu - nước tại độ sâu 563 m dưới mực nước biển.

Trữ lượng thu hồi tại phát hiện ước đạt 0,6 - 1,9 triệu m³ dầu quy đổi. Aker BP (55%) sở hữu giấy phép PL 1085 cùng các đối tác DNO Norge AS (25%) và Petoro AS (20%).

Trần Anh (theo NPD)

PHÁT HIỆN KHÍ TẠI PHÍA TÂY NAM MỎ SKARV



Vị trí giếng 6507/4-3 S ngoài biển Na Uy. Nguồn: NPD.

ConocoPhillips công bố kết quả khoan giếng thăm dò 6507/4-3 S ngoài khơi biển Na Uy. Giếng được khoan bằng giàn khoan Transocean Norge, cách mỏ Skarv khoảng 30 km về phía Tây Nam và cách Brønnøysund 240 km về phía Tây.

Giếng được khoan thẳng đứng đến tổng chiều sâu 3.914 m dưới mực nước biển, mục tiêu thăm dò là xác định dầu khí tại đá chứa tuổi Cretaceous muộn trong hệ tầng Lange.

Giếng 6507/4-3 S bắt gặp vỉa cát kết khoảng 55 m tại hệ tầng Lange, chất lượng vỉa kém. Tại vỉa cát kết phát hiện cột khí có

bề dày tầng sản phẩm đạt 1 m ở phần nông của vỉa, không có tiếp xúc khí - nước.

Kết quả tính toán ban đầu cho thấy trữ lượng tại phát hiện nhỏ hơn 0,1 triệu m³ dầu quy đổi. Kết quả khoan giếng hỗ trợ các nhà điều hành xác định các hoạt động tiếp theo tại giếng.

Giếng sẽ bị đóng và hủy vĩnh viễn. ConocoPhillips (40%) điều hành khu vực giấy phép PL 1064 cùng các đối tác Aker BP (20%), Equinor Energy AS (10%) và PGNiG Upstream Norway AS (30%).

Trần Anh (theo NPD)

APA CẬP NHẬT HOẠT ĐỘNG TẠI LÔ 53, SURINAME



Lô 53 Suriname. Nguồn: Bnamericas.

APA cho biết đã hoàn thành khoan giếng Rasper tại khu vực phía Tây Bắc Lô 53, Suriname.

Giếng được khoan bằng tàu khoan Noble Gerry de Souza, bắt gặp vỉa chứa nước tại các khoảng hệ tầng Campanian và Santonian. Các hoạt động logging, đo vỉa, đánh giá hệ tầng và thử mẫu chất lỏng đang được tiến hành.

Sau khi hoàn thiện khoan giếng Rasper, tàu khoan Noble Gerry de Souza sẽ chuyển sang khoan thăm dò cấu tạo triển vọng Baja, nằm ở phía Tây Nam Lô 53. Baja cách phát hiện Krabdagu, Lô 58 11 km về phía Đông Bắc.

Suriname (45%) điều hành Lô 53 cùng các đối tác Petronas Carigali Sdn. Bhd (30%) và CEPSA (25%).

Linh Chi (theo APA)

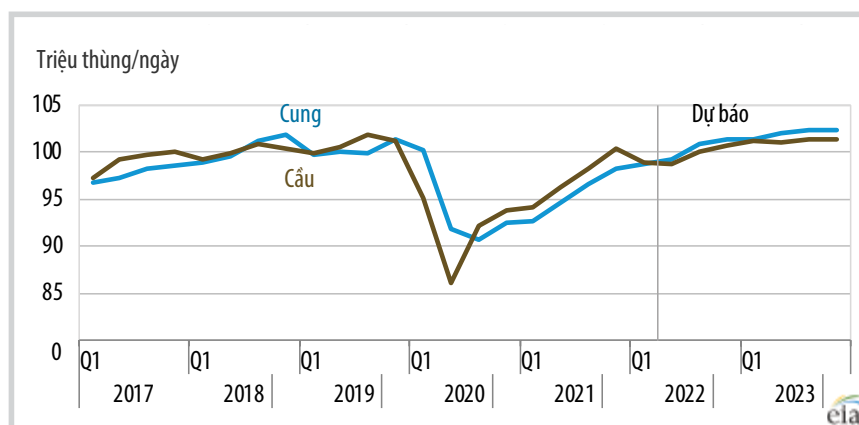


THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Trong Báo cáo Thị trường dầu tháng 6/2022 [1], Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo nhu cầu dầu toàn cầu năm 2023 sẽ đạt trung bình 101,6 triệu thùng/ngày. Trung Quốc được dự báo sẽ thúc đẩy tăng trưởng tiêu thụ dầu trong năm tới, từ mức 1,8 triệu thùng/ngày trong năm 2022 lên 2,2 triệu thùng/ngày vào năm 2023. Các nền kinh tế ngoài OECD được dự báo sẽ chiếm gần 80% tăng trưởng nhu cầu dầu trong năm tới.

Nguồn cung từ các nước ngoài OPEC, dẫn đầu là Mỹ, sẽ bổ sung 1,9 triệu thùng/ngày vào năm 2022 và 1,8 triệu thùng/ngày vào năm 2023. Tổng sản lượng của OPEC+ có thể bị giảm trong năm 2023 do các lệnh cấm vận và trừng phạt đối với Liên bang Nga. Trong trường hợp sản lượng của Libya phục hồi, sản lượng của OPEC+ có thể tăng 2,6 triệu thùng/ngày trong năm 2022.

Công suất lọc dầu toàn cầu tăng thêm 1 triệu thùng/ngày vào năm 2022 và 1,6 triệu thùng/ngày vào năm 2023. Nguồn cung thị trường sản phẩm dầu dự báo vẫn tiếp tục thắt chặt đặc biệt là sản phẩm dầu diesel và dầu hỏa. Các kho dự trữ sản phẩm dầu của OECD đã giảm 25% kể từ tháng



Hình 1. Dự báo cung cầu nhiên liệu lỏng toàn cầu đến năm 2023 [2].

1/2021 xuống mức thấp nhất kể từ năm 2004.

Trong Báo cáo “Triển vọng năng lượng ngắn hạn” (STEO), Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) cho rằng nguồn cung năng lượng chịu tác động mạnh từ các yếu tố không chắc chắn như cách các lệnh trừng phạt ảnh hưởng đến sản lượng dầu của Liên bang Nga, các quyết định sản xuất của OPEC+ và tốc độ tăng cường khoan của các doanh nghiệp dầu khí Mỹ.

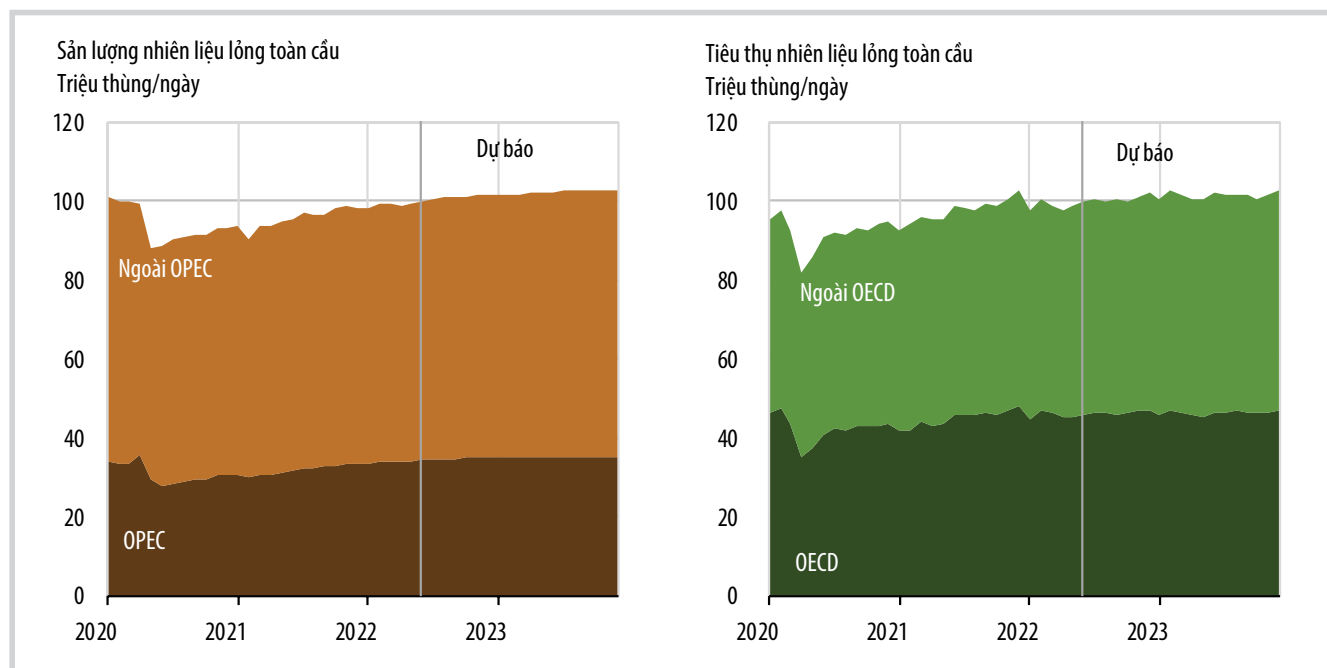
EIA dự báo giá dầu Brent sẽ đạt mức trung bình 108 USD/thùng trong nửa cuối năm 2022, sau đó giảm xuống mức trung bình 97 USD/thùng năm 2023. Mức tổn

kho thấp như hiện nay theo EIA sẽ làm tăng khả năng biến động giá dầu. Giá dầu trên thực tế sẽ chủ yếu phụ thuộc vào mức độ áp đặt các lệnh trừng phạt đối với Liên bang Nga, bất kỳ lệnh trừng phạt nào trong tương lai và các hành động độc lập của doanh nghiệp sẽ ảnh hưởng đến sản lượng dầu của Nga hoặc việc bán dầu của Nga trên thị trường toàn cầu.

EIA dự báo sản lượng của Liên bang Nga sẽ giảm từ 11,3 triệu thùng/ngày trong Quý I/2022 xuống 9,3 triệu thùng/ngày trong Quý IV/2023. EIA giả định lệnh cấm nhập khẩu dầu Nga sẽ được áp dụng trong 6 tháng và lệnh cấm nhập khẩu sản

Bảng 1. Dự báo cung - cầu dầu và các sản phẩm lỏng toàn cầu đến năm 2023 [2]

	2021				2022				2023				Năm		
	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	2021	2022	2023
	Sản lượng toàn cầu (triệu thùng/ngày)	92,62	94,69	96,64	98,27	98,83	99,21	100,84	101,41	101,47	102,05	102,4	102,45	95,57	100,08
OECD	30,08	30,74	31,06	32,19	31,66	32,14	32,70	33,54	33,92	34,16	34,34	34,91	31,02	32,51	34,33
Mỹ	17,62	19,05	18,94	19,87	19,43	19,94	20,47	21,00	21,18	21,48	21,76	22,15	18,88	20,21	21,65
Canada	5,62	5,37	5,49	5,68	5,68	5,66	5,74	5,85	5,92	5,88	5,90	5,91	5,54	5,73	5,90
Mexico	1,93	1,95	1,90	1,92	1,91	1,91	1,90	1,86	1,91	1,87	1,83	1,80	1,92	1,90	1,85
Các nước khác	4,92	4,37	4,73	4,71	4,63	4,63	4,59	4,83	4,92	4,93	4,85	5,04	4,68	4,67	4,94
Ngoài OECD	62,53	63,95	65,58	66,08	67,17	67,07	68,14	67,87	67,55	67,89	68,07	67,55	64,55	67,57	67,77
OPEC	30,34	30,88	32,28	33,10	33,75	33,99	34,57	34,86	35,07	34,92	34,91	34,90	31,66	34,29	34,95
Khu vực Âu - Á	13,38	13,61	13,58	14,23	14,34	13,17	13,11	13,02	12,81	12,55	12,44	12,40	13,70	13,41	12,55
Trung Quốc	4,99	5,03	5,01	4,93	5,18	5,16	5,14	5,18	5,22	5,25	5,24	5,28	4,99	5,17	5,25
Các nước khác	13,82	14,42	14,70	13,82	13,90	14,74	15,32	14,81	14,45	15,17	15,48	14,96	14,19	14,70	15,02
Ngoài OPEC	62,28	63,81	64,35	65,16	65,08	65,22	66,27	66,56	66,41	67,13	67,49	67,55	63,91	65,78	67,15
Tiêu thụ toàn cầu (triệu thùng/ngày)	94,23	96,29	98,35	100,44	98,87	98,77	100,12	100,73	101,27	101,09	101,47	101,45	97,35	99,63	101,32
OECD	42,45	44,08	45,82	46,80	45,83	45,33	46,14	46,59	46,20	45,60	46,35	46,68	44,80	45,98	46,21
Mỹ	18,66	20,22	20,40	20,61	20,44	20,58	20,82	21,11	20,61	20,87	21,06	21,20	19,98	20,74	20,94
Canada	2,26	2,24	2,50	2,40	2,36	2,38	2,51	2,49	2,47	2,42	2,52	2,50	2,35	2,44	2,48
Châu Âu	11,91	12,62	13,83	13,88	13,05	13,26	13,59	13,29	13,16	13,18	13,58	13,35	13,07	13,30	13,32
Nhật Bản	3,73	3,08	3,18	3,67	3,77	3,12	3,19	3,52	3,78	3,12	3,15	3,46	3,42	3,40	3,38
Các nước khác	5,89	5,92	5,90	6,23	6,21	6,00	6,03	6,19	6,18	6,01	6,04	6,18	5,99	6,11	6,10
Ngoài OECD	51,78	52,20	52,53	53,64	53,04	53,44	53,98	54,14	55,07	55,49	55,12	54,77	52,54	53,65	55,11
Khu vực Âu - Á	4,66	4,73	5,09	4,95	4,46	4,32	4,67	4,60	4,27	4,43	4,74	4,66	4,86	4,51	4,53
Châu Âu	0,74	0,74	0,74	0,76	0,75	0,75	0,75	0,76	0,75	0,77	0,77	0,78	0,75	0,75	0,77
Trung Quốc	15,27	15,48	14,99	15,33	15,25	15,29	15,46	15,79	16,36	16,25	15,62	15,54	15,27	15,45	15,94
Các nước khác khu vực châu Á	13,43	12,98	12,84	13,69	13,80	13,90	13,49	13,90	14,52	14,49	13,91	14,20	13,23	13,77	14,28
Các nước khác	17,68	18,27	18,87	18,91	18,78	19,18	19,60	19,08	19,17	19,55	20,09	19,60	18,44	19,16	19,60



Hình 2. Sản xuất và tiêu thụ nhiên liệu lỏng trên thế giới [2].

phẩm dầu mỏ của Nga trong 8 tháng. Khả năng các lệnh trừng phạt này hoặc các lệnh trừng phạt khác trong tương lai làm giảm sản lượng dầu của Liên bang Nga sẽ nhiều hơn dự kiến, làm tăng rủi ro đối với giá dầu thô trong thời kỳ dự báo. EIA kỳ vọng sản lượng dầu thô của OPEC đạt trung bình 29,2 triệu thùng/ngày trong nửa đầu năm 2022, tăng 0,8 triệu thùng/ngày.

Trong Báo cáo Thị trường dầu xuất bản 12/6/2022 (MOMR) [3], Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) giữ nguyên dự báo tăng trưởng nhu cầu dầu thế giới trong năm 2022 ở mức 3,4 triệu thùng/ngày. Nhu cầu dầu toàn cầu trong năm 2022 được dự báo trung bình đạt 100,29 triệu thùng/ngày, tăng 0,09 triệu thùng/ngày so với năm 2019 (Bảng 2).

Nhu cầu dầu toàn cầu so với cùng kỳ năm 2021 ghi nhận mức tăng trưởng mạnh mẽ 5,23 triệu thùng/ngày trong Quý I/2022 và 2,59 triệu thùng/ngày trong Quý II/2022, chủ yếu nhờ kinh tế thế giới phục hồi mạnh mẽ, đặc biệt là ở các nước OECD. Nhu cầu dầu của OECD lần lượt tăng 3,37 triệu thùng/ngày và 1,21

triệu thùng/ngày so với cùng kỳ năm 2021 trong khi nhu cầu của các nước ngoài OECD chỉ tăng 1,85 triệu thùng/ngày và 1,37 triệu thùng/ngày so với cùng kỳ.

Nguồn cung dầu toàn cầu trong tháng 5/2022 trung bình đạt 98,75 triệu thùng/ngày, giảm 0,15 triệu thùng/ngày so với tháng trước đó và tăng 4,64 triệu thùng/ngày so với cùng kỳ năm 2021. Nguồn cung của OPEC đạt trung bình 28,508 triệu thùng/ngày trong tháng 5/2022, giảm 176 nghìn thùng/ngày so với tháng trước. Sản lượng dầu tăng chủ yếu ở Saudi Arabia (tăng 60 nghìn thùng/ngày), UAE (tăng 31 nghìn thùng/ngày) và Kuwait (tăng 27 nghìn thùng/ngày), trong khi đó lại giảm sản lượng ở Libya (giảm 186 nghìn thùng/ngày), Nigeria (giảm 45 nghìn thùng/ngày), Gabon (giảm 32 nghìn thùng/ngày), Iraq (giảm 21 nghìn thùng/ngày) và Iran (giảm 20 nghìn thùng/ngày) [3].

Nguồn cung ngoài OPEC được dự báo sẽ đạt trung bình 65,74 triệu thùng/ngày trong năm 2022, tăng trưởng 2,15 triệu thùng/ngày so với cùng kỳ năm 2021 (Bảng 3). Tăng trưởng nguồn cung ngoài OPEC tập trung chủ yếu từ Mỹ (1,28 triệu

thùng/ngày), Canada, Brazil, Kazakhstan, Trung Quốc và Guyana, trong khi sản lượng dự kiến giảm chủ yếu ở Liên bang Nga (0,17 triệu thùng/ngày), Indonesia và Thái Lan [3].

Nguồn cung dầu từ OECD năm 2022 dự kiến sẽ tăng 1,54 triệu thùng/ngày lên mức trung bình 30,99 triệu thùng/ngày. Trong đó, châu Mỹ được dự báo sẽ tăng 1,48 triệu thùng/ngày, lên mức trung bình 26,66 triệu thùng/ngày; châu Âu và châu Á - Thái Bình Dương được dự báo sẽ tăng trưởng so với cùng kỳ năm 2021 lần lượt là 0,04 triệu thùng/ngày và 0,02 triệu thùng/ngày lên mức trung bình 3,8 triệu thùng/ngày và 0,53 triệu thùng/ngày [3].

Nguồn cung dầu từ khu vực ngoài OECD dự báo sẽ đạt trung bình 32,36 triệu thùng/ngày năm 2022, tăng 0,49 triệu thùng/ngày so với năm 2021. Châu Mỹ Latin là động lực chính trong tăng trưởng nguồn cung của khu vực ngoài OECD, dự báo sẽ tăng 0,31 triệu thùng/ngày so với năm 2022. Trong đó, nguồn cung từ Brazil tăng 0,2 triệu thùng/ngày lên mức trung bình 3,8 triệu thùng/ngày với sản lượng gia tăng từ các dự

Bảng 2. Dự báo nhu cầu dầu toàn cầu trong năm 2022 [3]

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

Năm	2021	2022					So sánh với nhu cầu dầu năm 2021	
		Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Cả năm	Tăng trưởng	Tỷ lệ (%)
Toàn cầu	96,92	99,28	98,19	100,85	102,77	100,29	3,36	3,47
OECD	44,77	45,77	45,26	47,23	47,84	46,53	1,77	3,95
Châu Mỹ	24,28	24,78	24,99	25,69	25,76	25,31	1,03	4,26
Mỹ	19,93	20,30	20,57	21,19	21,21	20,82	0,90	4,50
Châu Âu	13,08	13,10	13,06	14,29	14,15	13,65	0,57	4,35
Châu Á - Thái Bình Dương	7,41	7,90	7,22	7,25	7,93	7,57	0,17	2,23
Ngoài OECD	52,16	53,50	52,92	53,62	54,94	53,75	1,60	3,06
Trung Quốc	14,94	14,67	15,16	15,42	15,97	15,31	0,37	2,48
Ấn Độ	4,77	5,18	4,85	5,01	5,39	5,11	0,33	7,01
Các nước khác khu vực châu Á	8,63	9,09	9,59	8,93	8,95	9,14	0,51	5,91
Mỹ Latin	6,23	6,32	6,25	6,53	6,42	6,38	0,16	2,51
Trung Đông	7,79	8,06	7,77	8,32	8,09	8,06	0,27	3,43
Châu Phi	4,22	4,51	4,15	4,23	4,55	4,36	0,14	3,23
Liên bang Nga	3,61	3,67	3,28	3,45	3,54	3,48	-0,13	-3,58
Các nước khác khu vực Á - Âu	1,21	1,22	1,15	1,01	1,24	1,15	-0,06	-4,71
Các nước khác khu vực châu Âu	0,75	0,79	0,71	0,73	0,80	0,76	0,01	1,01

Bảng 3. Dự báo nguồn cung dầu ngoài OPEC trong năm 2022 [3]

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

	2021	2022					So sánh với nhu cầu dầu năm 2021	
		Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Cả năm	Tăng trưởng	Tỷ lệ (%)
OECD	29,45	30,07	30,44	31,30	32,13	30,99	1,54	5,24
Châu Mỹ	25,18	25,89	26,31	26,96	27,47	26,66	1,48	5,88
Mỹ	17,75	18,26	18,94	19,27	19,67	19,04	1,28	7,24
Châu Âu	3,76	3,70	3,59	3,79	4,13	3,80	0,04	1,15
Châu Á - Thái Bình Dương	0,51	0,49	0,54	0,56	0,54	0,53	0,02	4,19
Ngoài OECD	31,87	32,91	31,97	32,09	32,47	32,36	0,49	1,54
Trung Quốc	4,31	4,49	4,41	4,35	4,43	4,42	0,11	2,61
Ấn Độ	0,77	0,77	0,78	0,80	0,83	0,79	0,02	2,78
Các nước khác khu vực châu Á	2,41	2,38	2,39	2,37	2,36	2,38	-0,04	-1,53
Mỹ Latin	5,96	6,15	6,28	6,21	6,43	6,27	0,31	5,25
Trung Đông	3,24	3,29	3,36	3,38	3,39	3,36	0,12	3,63
Châu Phi	1,34	1,32	1,31	1,30	1,31	1,31	-0,03	-2,02
Liên bang Nga	10,80	11,33	10,40	10,40	10,40	10,63	-0,17	-1,55
Các nước khác khu vực Á - Âu	2,93	3,06	2,93	3,17	3,22	3,10	0,17	5,64
Các nước khác khu vực châu Âu	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	-0,01	-6,90
Tổng cung ngoài OPEC	61,32	62,98	62,41	63,40	64,60	63,35	2,03	3,32
Gia tăng từ lọc dầu	2,28	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	0,11	4,91
Tổng cung sản phẩm lỏng ngoài OPEC	63,60	65,37	64,80	65,79	67,00	65,74	2,15	3,38

án Sepia, Mero và Peregrino giai đoạn 2. Sản lượng của Kazakhstan và Azerbaijan dự kiến sẽ tăng lần lượt là 117 nghìn thùng/ngày và 56 nghìn thùng/ngày lên trung bình 1,95 triệu thùng/ngày và 0,8 triệu thùng/ngày [3].

Do gián đoạn nguồn cung và nhu cầu

dầu ngày càng tăng, Fitch Ratings [4] đã nâng dự báo giá dầu Brent trung bình từ 100 USD/thùng lên 105 USD/thùng trong năm 2022 và từ 80 USD/thùng lên 85 USD/thùng trong năm 2023; giá dầu WTI trung bình từ 95 USD/thùng lên 100 USD/thùng trong năm 2022 và từ 76 USD/thùng lên

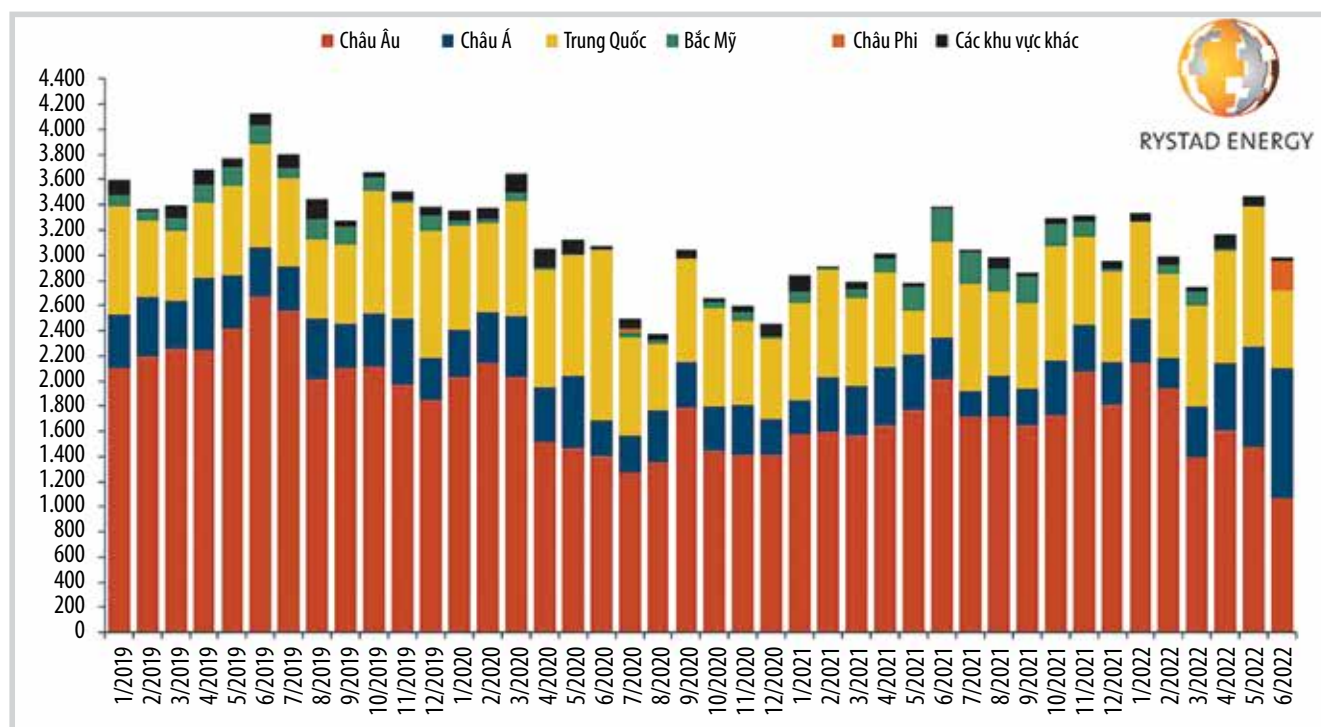
81 USD/thùng trong năm 2023. Do các lệnh cấm vận đối với Liên bang Nga, EU sẽ phải thay thế khoảng 1/3 tổng khối lượng dầu thô nhập khẩu bằng các nguồn cung khác, trong khi đó dầu thô của Liên bang Nga đang chuyển hướng sang thị trường Ấn Độ và Trung Quốc.

Theo nghiên cứu của Rystad Energy [5], từ tháng 3 - 5/2022, Ấn Độ đã tăng nhập khẩu dầu thô Nga lên 658% so với năm 2021, trong khi đó Trung Quốc tăng 205% và toàn châu Á tăng 347%. Trong giai đoạn này, các nước châu Âu đã giảm

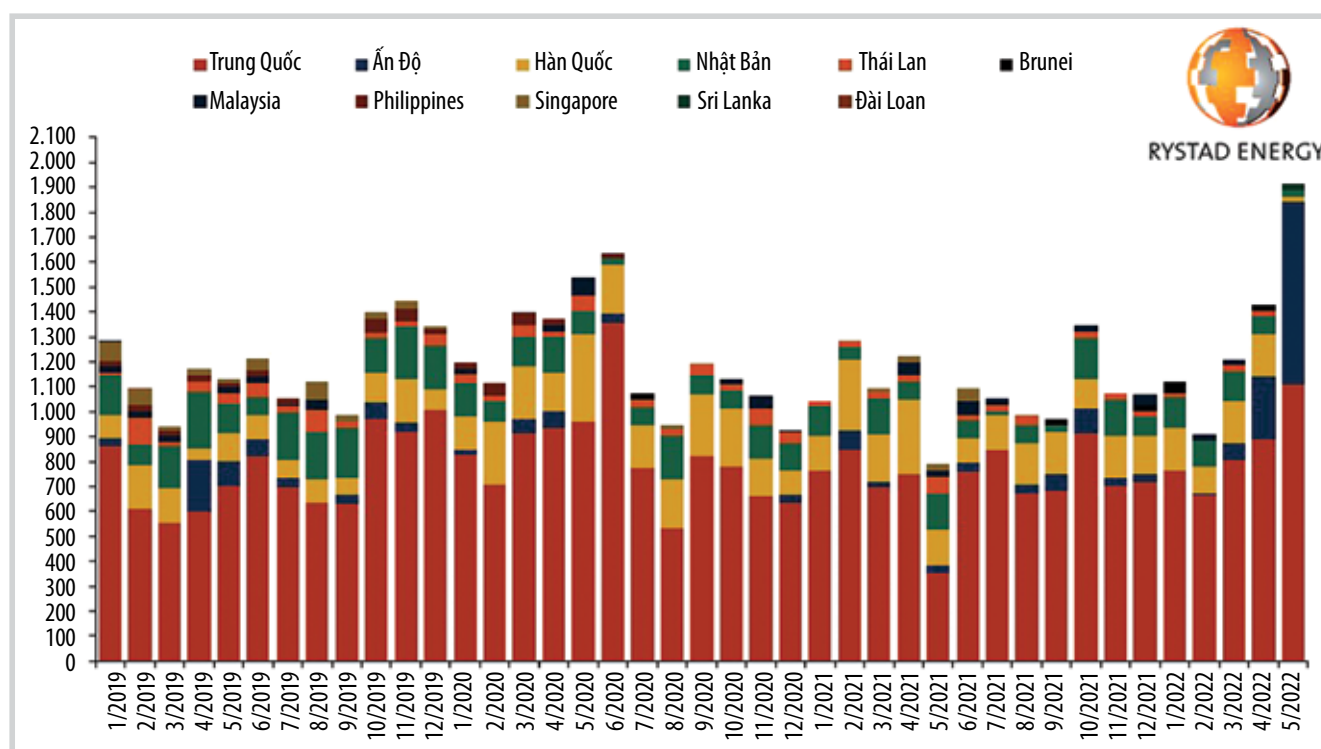
nhập khẩu dầu thô Nga từ 2,04 triệu thùng/ngày xuống 1,49 triệu thùng/ngày (giảm khoảng 554.000 thùng/ngày). Các nhà máy lọc dầu châu Á (bao gồm cả Trung Quốc) đã tăng nhập khẩu dầu thô của Liên bang Nga từ mức trung bình 1,14 triệu

thùng/ngày lên mức 1,517 triệu thùng/ngày (tương ứng tăng 503.000 thùng/ngày).

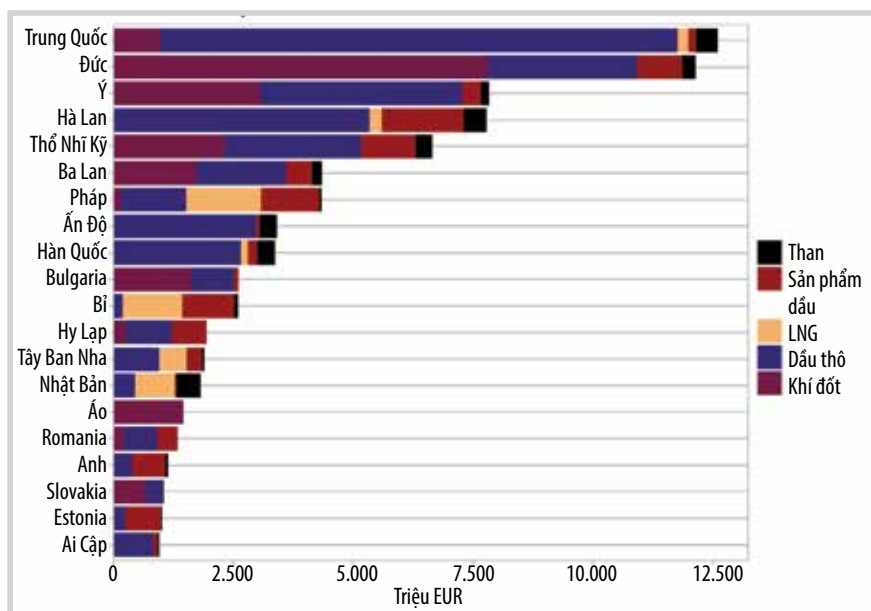
Theo CREA, Liên bang Nga thu được 93 tỷ EUR từ xuất khẩu nhiên liệu hóa thạch trong 100 ngày đầu sau khi xảy ra xung



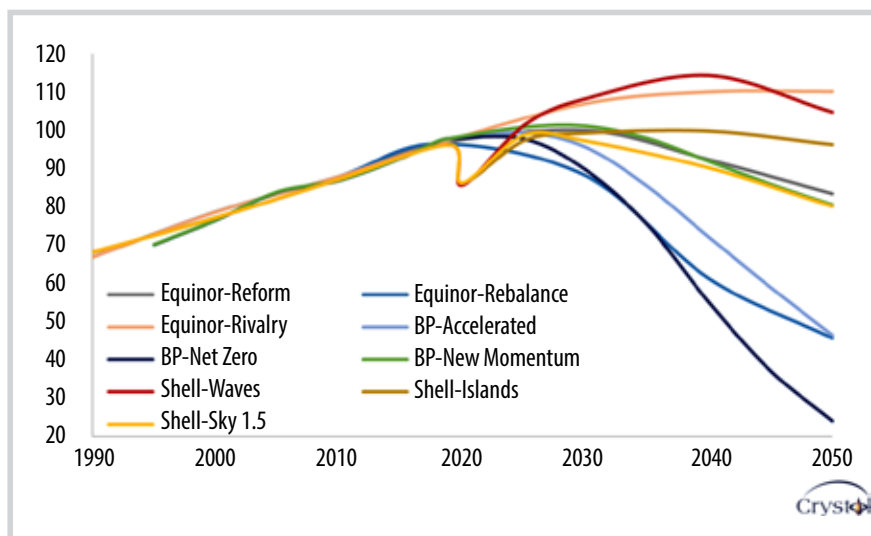
Hình 3. Xuất khẩu dầu thô của Nga theo khu vực [5].



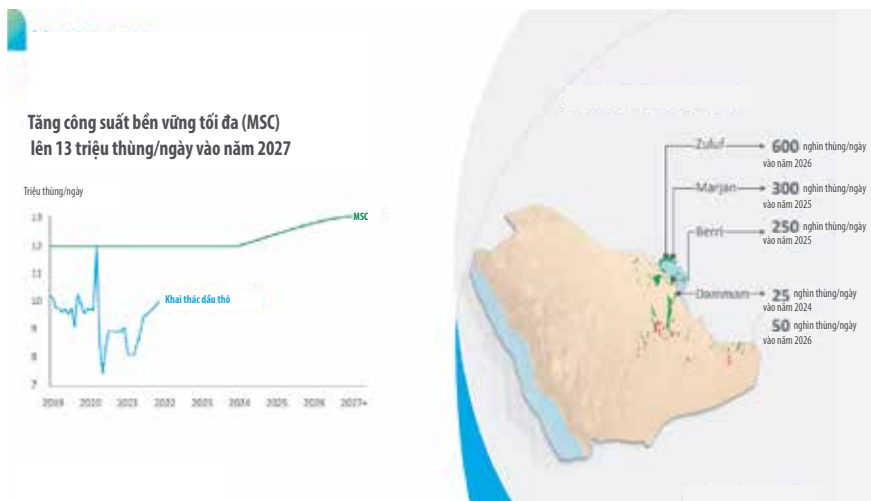
Hình 4. Xuất khẩu dầu thô của Nga theo quốc gia [5].



Hình 5. Các nước nhập khẩu nhiều nhất nhiên liệu hóa thạch của Liên bang Nga từ ngày 24/2 - 3/6/2022 [6].



Hình 6. Dự báo nhu cầu dầu toàn cầu đến năm 2050 [8].



Hình 7. Kế hoạch tăng sản lượng khai thác của Saudi Aramco [10].

đột với Ukraine (từ ngày 24/2 - 3/6/2022). Trong đó, doanh thu từ xuất khẩu dầu thô ước đạt 46 tỷ EUR, khí đốt 24 tỷ EUR, các sản phẩm dầu 13 tỷ EUR, LNG 5,1 tỷ EUR và than 4,8 tỷ EUR. EU nhập khẩu 61% nhiên liệu hóa thạch từ Liên bang Nga với tổng giá trị khoảng 57 tỷ EUR. Các nước nhập khẩu lớn nhất là Trung Quốc (12,6 tỷ EUR), Đức (12,1 tỷ EUR), Italy (7,8 tỷ EUR), Hà Lan (7,8 tỷ EUR), Thổ Nhĩ Kỳ (6,7 tỷ EUR), Ba Lan (4,4 tỷ EUR), Pháp (4,3 tỷ EUR), Ấn Độ (3,4 tỷ EUR) [6].

Theo Bloomberg, dầu thô giá rẻ của Liên bang Nga đang tìm đường vào các “ngõ gác” của ngành công nghiệp lọc dầu của Trung Quốc. Nước này đã mua dầu thô của Liên bang Nga với giá trung bình 93 USD/thùng vào tháng trước, thấp hơn 17 USD/thùng so với dầu thô nhập khẩu từ Saudi Arabia trong cùng thời gian. Các doanh nghiệp có trụ sở tại Bắc Kinh đã mua khoảng 32% trong tổng số 8,42 triệu tấn (2 triệu thùng/ngày) dầu thô nhập khẩu từ Liên bang Nga [7].

Theo Crystol Energy [8], tiêu thụ dầu toàn cầu sẽ đạt đỉnh trong vòng 20 năm tới (Hình 6). Các nước xuất khẩu lớn (như OPEC, Liên bang Nga, Mỹ...) đang thay đổi mô hình thương mại khi chuyển hướng sang khu vực châu Á, động lực chính thúc đẩy tăng trưởng nhu cầu dầu. Châu Á - Thái Bình Dương là khu vực tiêu thụ dầu lớn nhất thế giới, chiếm 38% nhu cầu dầu toàn cầu.

Baker Hughes thống kê số lượng giàn khoan dầu khí tại Mỹ trong tuần kết thúc vào ngày 24/6/2022 tiếp tục tăng 13 giàn lên 753 giàn. Số lượng giàn khoan dầu của Mỹ đã tăng 10 giàn lên 594 giàn (cao nhất kể từ tháng 3/2020), trong khi đó số lượng giàn khoan khí tăng 3 giàn lên 157 giàn (cao nhất kể từ tháng 9/2019). Sản lượng khai thác dầu thô của Mỹ đang trên đà tăng từ 11,2 triệu thùng/ngày (2021) lên

Bảng 4. Số lượng giàn khoan dầu khí theo khu vực [10]

Khu vực	Số giàn	Ngày thống kê	So sánh số giàn	
			Số lượng	Ngày thống kê
Mỹ	753	24/6/2022	+13	17/6/2022
Canada	154	24/6/2022	-2	17/6/2022
Toàn cầu	824	6/2022	+7	5/2022

11,9 triệu thùng/ngày (2022) và 13 triệu thùng/ngày (2023) [9, 10]. Giá dầu thô của Mỹ tăng khoảng 42% lên khoảng 107 USD/thùng, khiến chính phủ Mỹ yêu cầu các doanh nghiệp tăng sản lượng khai thác dầu khí để giảm giá nhiên liệu trong nước.

Saudi Aramco công bố có thể tăng sản lượng khai thác lên mức 12 triệu thùng/ngày và kế hoạch tăng công suất khai thác ổn định từ 12 triệu thùng/ngày lên 13 triệu thùng/ngày đến năm 2027. Việc mở rộng quy mô sản xuất, bao gồm tăng sản lượng khai thác tại 3 mỏ dầu quan trọng là Zuluf (600.000 thùng/ngày), Marjan (300.000 thùng/ngày) và Berri (250.000 thùng/ngày) sẽ được Saudi Arabia triển khai trong năm 2025 và 2026 [11].

Hạnh Nguyên

Tài liệu tham khảo

[1] IEA, "Oil market report", 6/2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-june-2022>.

[2] EIA, "Short-term energy outlook", 7/6/2022. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>.

[3] OPEC, "Monthly oil market report", 14/6/2022. [Online]. Available: https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm.

[4] Fitch Ratings, "Fitch ratings raises its oil and gas price assumptions", 14/6/2022. [Online]. Available: <https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/fitch-ratings-raises-its-oil-gas-price-assumptions-14-06-2022>.

[5] Rystad Energy, "Asia imports more seaborne Russian oil than Europe, with India taking the lion's share of Urals", 20/6/2022. [Online]. Available: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/Asia-imports-more-seaborne-Russian-oil-than-Europe-with-India-taking-the-lion-share-of-Urals/>.

[6] CREA, "Fossil fuel imports from Russia in the first 100 days of the invasion", 13/6/2022. [Online]. Available: https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2022/06/Financing-Putins-war-100-days_20220613.pdf.

[7] Bloomberg, "Russian oil is

reaching more corners of China's refining sector", 22/6/2022. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-06-22/russian-oil-is-reaching-more-corners-of-china-s-refining-sector>.

[8] Carole Nakhle, "Peak oil demand will change global market dynamics", 8/6/2022. [Online]. Available: <https://www.crystoneenergy.com/peak-oil-demand-will-change-global-market-dynamics/>.

[9] Scott DiSavino, "U.S. drillers add oil and gas rigs for a record 23 months", 25/6/2022. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/article/usa-rigs-baker-hughes-idUSL1N2YB10H>.

[10] Baker Hughes, "Rig count overview & summary count". [Online]. Available: <https://rigcount.bakerhughes.com/>. [Accessed on: 30/6/2022].

[11] Javier Blas, "Can Saudi Aramco meet its oil production promises?", 29/6/2022. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/opinion/articles/2022-06-29/can-saudi-aramco-meet-its-oil-production-promises>.

XÁC ĐỊNH CÁC SẢN PHẨM HÓA DẦU TIỀM NĂNG CÓ THỂ PHÁT TRIỂN TỪ DẦU ĐỂ NÂNG CAO HIỆU QUẢ HOẠT ĐỘNG CỦA CÁC NHÀ MÁY LỌC DẦU CÓ PHẦN GÓP VỐN CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

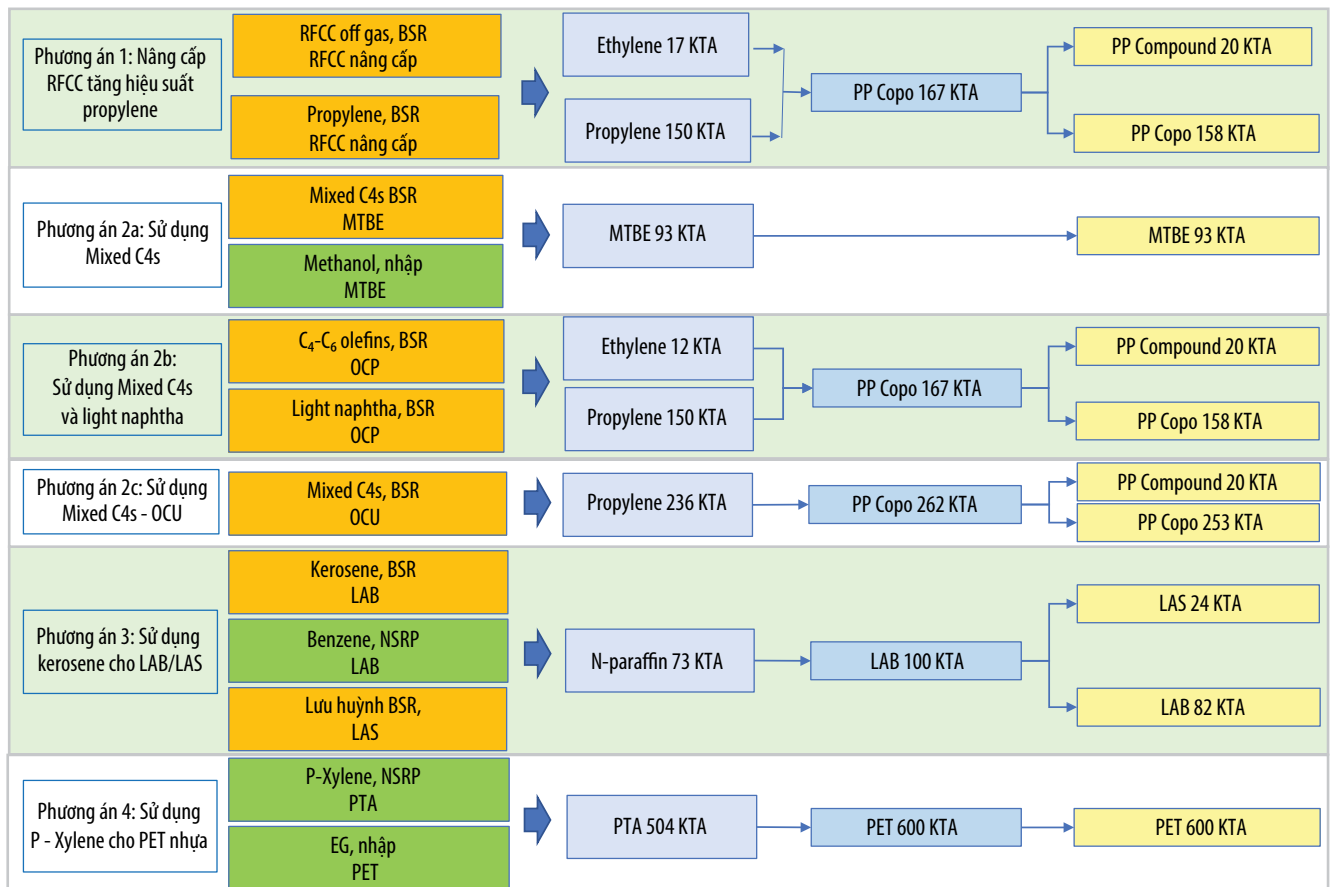
Sản xuất sản phẩm hóa dầu từ nguồn nguyên liệu dầu thô và khí thiên nhiên đang là xu hướng chủ đạo trên thế giới. Hiện nay, Việt Nam vẫn đang thiếu hụt các sản phẩm hóa dầu, cụ thể là các vật liệu nhựa (như PE, PP, PVC, ABS, PS) và các loại cao su (như SBR, NBR...) để phục vụ cho các ngành được dự báo là có tốc độ phát triển bền vững trong tương lai (như ô tô điện, điện tử, y tế, dược phẩm). Trên cơ sở đó, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã thực hiện nhiệm vụ “Xác định các sản phẩm hóa dầu tiềm năng có thể phát triển từ dầu để nâng cao hiệu quả hoạt động của các nhà máy lọc dầu có phần góp vốn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam” nhằm xác định các sản phẩm hóa dầu tiềm năng có

thể phát triển từ dầu tại các nhà máy lọc dầu có phần vốn góp của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, bao gồm:

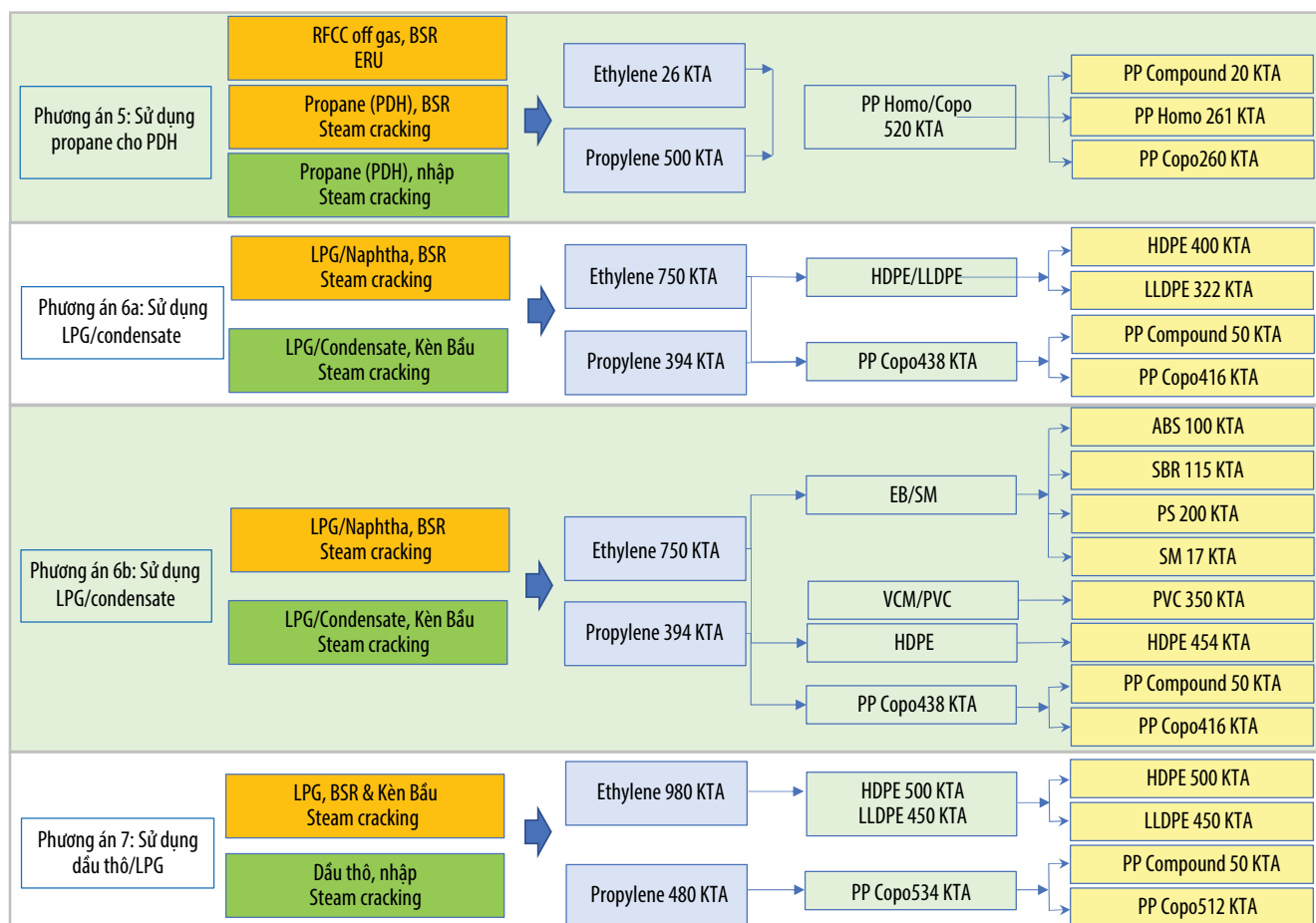
- Các sản phẩm hóa dầu tiềm năng có thể xem xét khả năng sản xuất từ các nhà máy lọc/hóa dầu trong trung hạn (5 - 10 năm);
- Các sản phẩm hóa dầu tiềm năng phục vụ cho ngành sản xuất ô tô, pin và sản phẩm hóa chất khác có xu hướng phát triển và thị trường ở tương lai gần và sản xuất từ sản phẩm/sản phẩm trung gian từ nhà máy lọc dầu khi đáp ứng các điều kiện trong tương lai (10 - 20 năm).

Dựa trên các dữ liệu đầu vào gồm: (i) Thị trường nguyên liệu và sản phẩm; (ii)

Dữ liệu về giá nguyên liệu và sản phẩm (dữ liệu quá khứ và dự báo từ đơn vị tư vấn Nexant) và bộ giá phụ trợ, tiện ích từ nhà máy lọc dầu; (iii) Phương án kỹ thuật công nghệ tham khảo thông tin từ nhà bản quyền, IHS Markit PEP Yearbook 2021 và (iv) Kinh nghiệm phát triển hóa dầu từ dầu, nhóm tác giả đã phân tích, đánh giá và đề xuất sản phẩm tiềm năng và phương án sản xuất trong giai đoạn ngắn/trung hạn và trung/dài hạn (khi khả thi về nguồn nguyên liệu) được trình bày ở Hình 1 và 2. Đối với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, có thể xem xét việc gia tăng sản lượng propylene từ việc cải hoán Phân xưởng RFCC hoặc đầu tư cụm phân xưởng cracking olefins (OCU) trong trung hạn. Ở



Hình 1. Một số phương án/sản phẩm hóa dầu tiềm năng giai đoạn ngắn/trung hạn.



Hình 2. Một số phương án/sản phẩm hóa dầu tiềm năng giai đoạn trung/dài hạn.

giai đoạn dài hạn, phát triển sản phẩm hóa dầu gồm vật liệu nhựa và cao su đặc biệt thông qua việc đầu tư thêm Phân xưởng steam cracking và Phân xưởng sản xuất hóa dầu từ olefins, kết hợp với aromatics.

Đối với Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, việc phát triển sản phẩm nhựa PET (chai nhựa) từ nguồn para-xylene để kéo dài chuỗi sản phẩm hóa dầu là hướng cần xem xét triển khai bước tiếp theo để đánh giá chi tiết và áp dụng.

Một số hướng phát triển dài hạn để thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng và Net-zero cũng được nhóm tác giả đề xuất, tuy nhiên việc áp dụng các giải pháp công nghệ chưa mang lại hiệu quả kinh tế ở thời điểm hiện tại. Do đó, VPI cho rằng cần tiếp tục theo dõi, cập nhật sự phát triển công nghệ và chính sách (đặc biệt là giảm chi phí đầu tư, giảm giá thành sản xuất, các chính sách khuyến khích phát triển sử dụng nguyên liệu sạch, năng

lượng tái tạo) và thị trường mục tiêu để đánh giá chi tiết và giải pháp cho từng giai đoạn. Việc phát triển công nghệ mới để phát triển vật liệu nhựa và cao su đặc biệt/chuyên dụng, để áp dụng cho các ngành (ô tô, y tế và dược phẩm) cũng được nhóm tác giả đề xuất và có xem xét việc sử dụng nguồn tái tạo, nguyên liệu sinh học và nhựa tái chế để thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng.

Huỳnh Minh Thuận (giới thiệu)

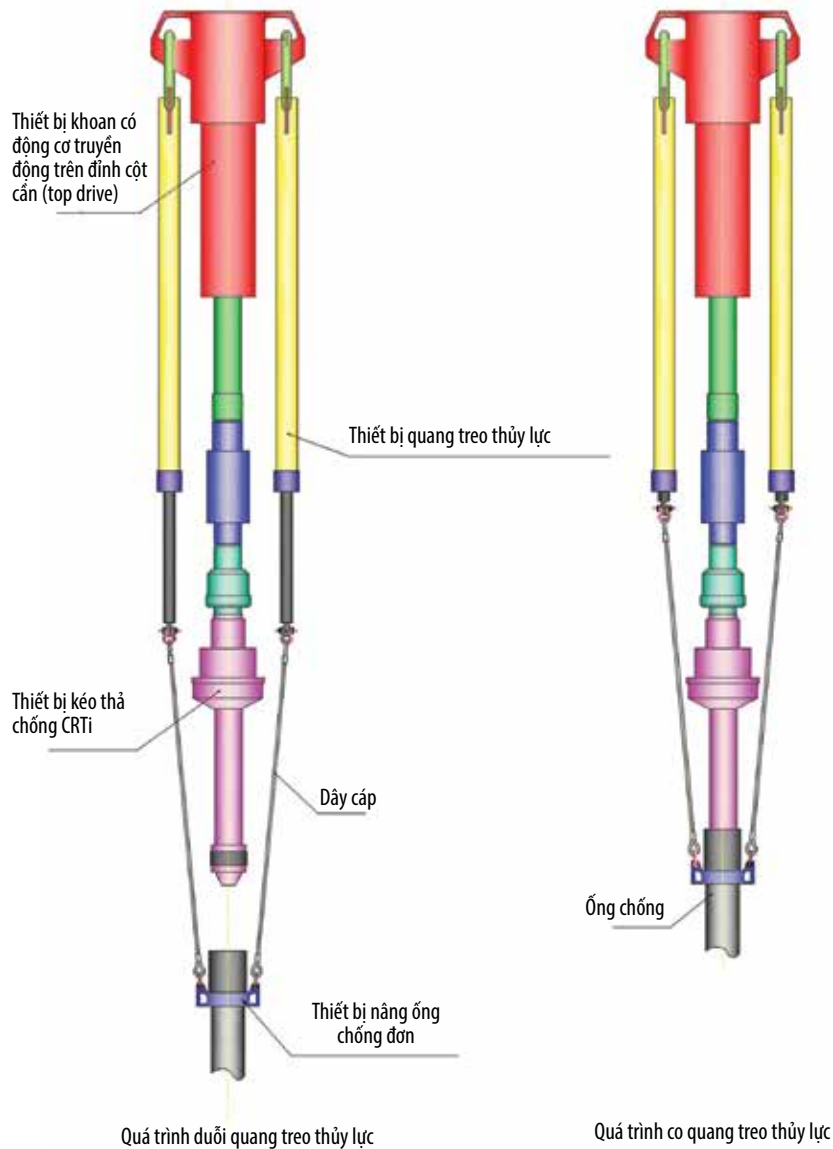
THIẾT KẾ, CHẾ TẠO VÀ ỨNG DỤNG THIẾT BỊ QUANG TREO THỦY LỰC (HEBA)

Trong quá trình kéo thả ống chống bằng thiết bị kéo thả ống chống công nghệ cao CRTi (Casing Running Tool-internal grip), việc sử dụng quang treo (bail arm) thông thường gặp khó khăn, ảnh hưởng đến chất lượng, tiến độ và hiệu suất công việc.

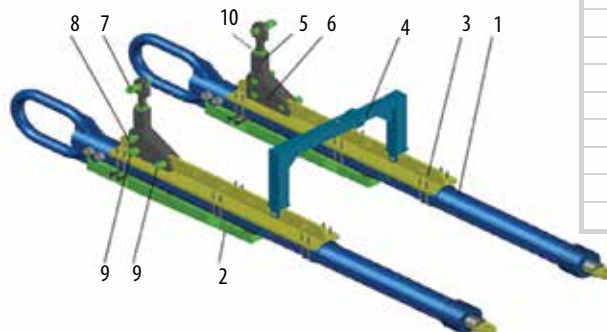
Khi ống chống đơn được đặt lên chuỗi ống chống đang được treo ở miệng giếng, việc sử dụng quang treo thông thường có thể khiến ống chống và CRTi không thẳng hàng, do đó CRTi khó đi vào trong ống chống, quá trình nối ống bị động, mất nhiều thời gian và phụ thuộc vào sự điều khiển của kíp trường cũng như điều kiện thời tiết. Việc kéo ống chống lên từ V-door cũng gặp khó khăn vì phải cần nhiều người để nâng và đóng single joint elevator vào ống chống.

Nhằm khắc phục nhược điểm của quang treo thông thường, nhóm tác giả thuộc Công ty TNHH MTV dịch vụ giếng khoan Dầu khí PVD (PVD Well Services) đã đưa ra giải pháp thiết kế hệ thống quang treo có chiều dài có thể thay đổi (co giãn) trong quá trình tiếp ống chống đơn nhờ hệ thống xi lanh thủy lực được điều khiển từ xa (HEBA - Hydraulic Extendable Bail Arm). Như vậy, thay vì đặt ống chống đơn lên cột ống chống và đưa CRTi xuống thì xi lanh của quang treo thủy lực HEBA sẽ co ngắn lại và kéo ống chống đơn lên trước để CRTi đi vào trong ống chống, trong quá trình này ống chống đơn luôn được treo theo phương thẳng đứng do đó không bị lệch sang 1 bên như trường hợp dùng quang treo thông thường.

Cấu tạo chính của thiết bị quang treo thủy lực HEBA gồm 1 cặp quang treo có thể co giãn được. Cấu tạo 1 quang treo gồm 2 phần chính:



Hình 1. Mô tả sự hoạt động của quang treo thủy lực.



Hạng mục	Số lượng	Miêu tả
1	2	Thân quang treo
2	2	Bao che bảo vệ
3	2	Thanh dầm chữ T
4	1	Thanh nối chữ C
5	2	Khớp liên kết 1
6	2	Khớp liên kết 2
7	2	Chốt loại 1
8	2	Chốt loại 2
9	4	Chốt loại 3
10	2	Đai ốc hãm

Hình 2. Kích thước tổng thể của quang treo thủy lực HEBA.



Hình 2. Kích thước tổng thể của quang treo thủy lực HEBA.

- Cơ khí: Mỗi quang treo gồm 2 thân ống kim loại: Thân ống bao ngoài và phần ống bên trong. Thân ống bên ngoài có đầu trên được gắn với top drive, thân ống bên trong được nối với xi lanh thủy lực 2 chiều giúp cho ống có thể trượt ra hoặc vào bên trong lòng ống bao ngoài;

- Hệ thống thủy lực gồm 2 xi lanh, bảng điều khiển, đường ống thủy lực và nguồn thủy lực được cấp bởi bộ nguồn thủy lực có sẵn.

Với cấu tạo như vậy khi xi lanh co hoặc giãn làm cho chiều dài của quang treo có thể thay đổi được theo ý muốn của kỹ sư vận hành.

Quang treo thủy lực HEBA có ưu điểm sau: Loại bỏ hoàn toàn rủi ro hỏng thiết bị CRTi và ren của ống chống (đầu cái) do va đập khi CRTi chui vào ống chống khi kéo thả; tốc độ kéo thả ống chống nhanh hơn khoảng 15% so với trường hợp sử dụng quang treo thông thường; thiết bị được điều khiển từ xa nên an toàn hơn.

Ứng dụng thiết bị quang treo thủy lực HEBA vào việc kéo thả ống chống đã mang lại lợi ích rất lớn do giảm được thời gian kéo thả ống chống, khắc phục nguy cơ gây ra hỏng hóc cho các thiết bị của CRTi và ren ống chống. Ngoài ra, công việc kéo thả ống chống trên giàn khoan là công việc nặng nhọc và nguy hiểm do làm việc trong môi trường các thiết bị dùng trong quá trình kéo thả ống rất nặng (top driver, CRTi, ống chống, quang treo...) và được treo trên tháp khoan, chuyển động liên tục. Việc sử dụng quang treo thủy lực HEBA sẽ giúp giảm thiểu đáng kể thời gian thao tác tháo lắp CRTi với ống chống trong quá trình kéo thả và được điều khiển thông qua control panel xi lanh thủy lực đảm bảo chính xác, nhanh hơn, không cần sử dụng sức người trong việc căn chỉnh thẳng hàng khi kết nối, đảm bảo mức độ an toàn cao trong quá trình làm việc.

Quang treo thủy lực HEBA đã được PVDWS đưa vào ứng dụng thành công trong thực tế hoạt động sản xuất kinh doanh giúp nâng cao độ an toàn cho thiết bị và người sử dụng; nâng cao hiệu quả công việc, uy tín của công ty trong thị trường dịch vụ khoan và được khách hàng sử dụng đánh giá chất lượng tốt.

Giải pháp thiết kế, chế tạo và ứng dụng thiết bị quang treo thủy lực HEBA đã được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, đạt giải Ba Quỹ Hỗ trợ Sáng tạo Kỹ thuật Việt Nam (VIFOTEC) và được áp dụng trong việc kéo thả ống chống bằng thiết bị CRTi.

Nguyễn Văn Hiếu (giới thiệu)