

Dầu Khí



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

■ SỐ 7 - 2021

ISSN 2615-9902





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

TS. 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

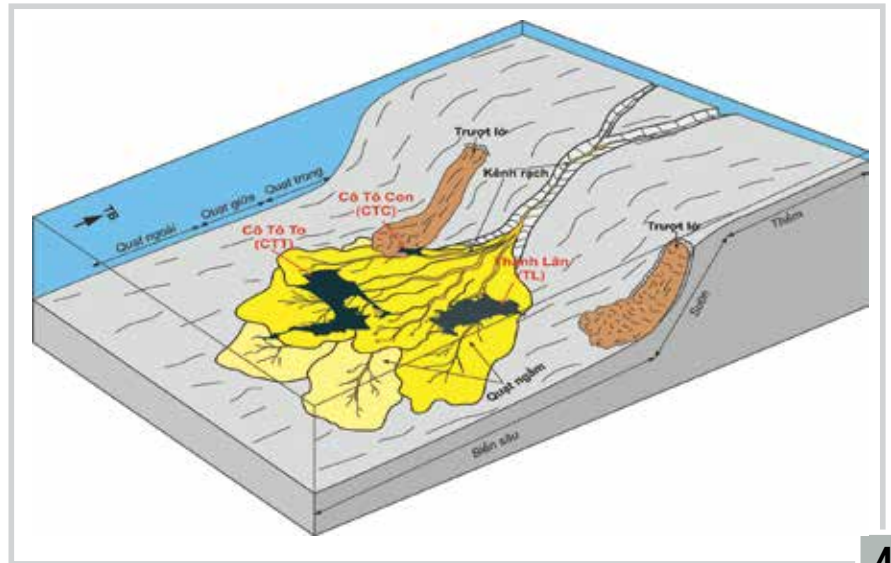
Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

Tầng M2, 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 khoan tự nâng Tam Đảo 02 cập vào sửa giếng khoan tại giàn nhẹ BK7, liên kế giàn khoan số 1 mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Vương Thái



NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

4. Đặc điểm tương trầm tích turbidite trên quần đảo Cô Tô, Đông Bắc Việt Nam

16. Tối ưu mô hình tính độ bão hòa nước cho tầng chứa Miocene, khu vực Đông Bắc bể Cửu Long, Việt Nam

23. Nghiên cứu, đánh giá hiệu quả năng cao thu hồi dầu bằng giải pháp bơm ép hệ hóa phẩm SP cho đối tượng Miocene dưới, vòm Nam mỏ Bạch Hổ



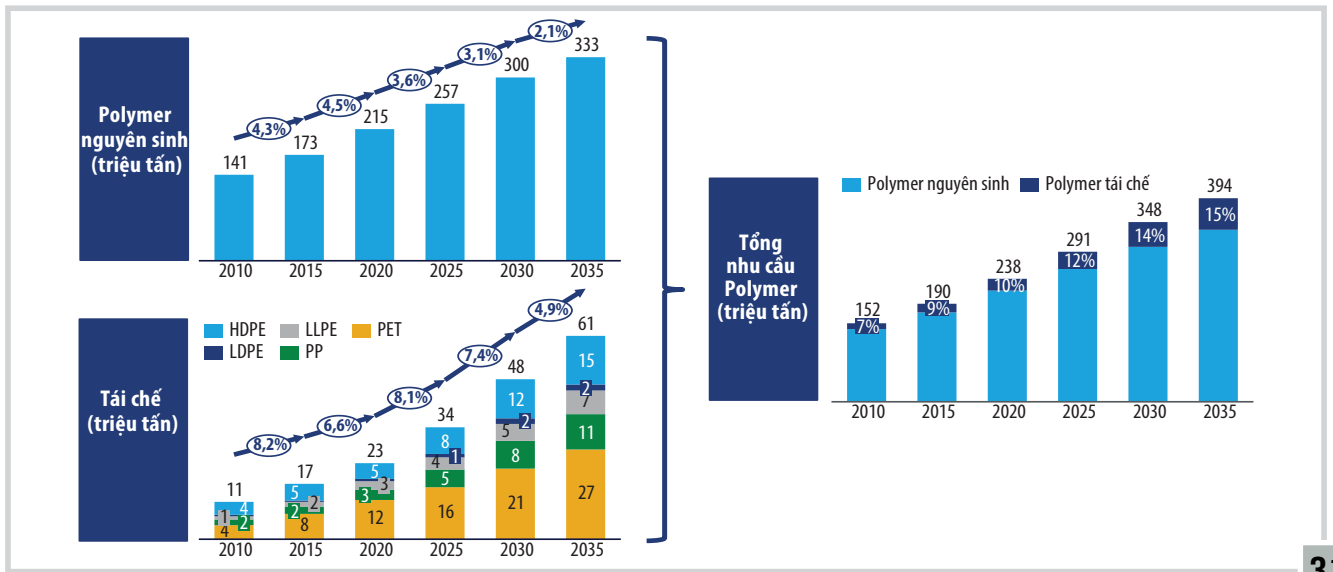
HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

31. Xu hướng thị trường chuỗi sản phẩm olefins và aromatics trên thế giới dưới tác động của đại dịch Covid-19 và liên hệ với Việt Nam



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

44. Khủng hoảng giá dầu và bài học kinh nghiệm từ Petronas



NGHIÊN CỨU - TRAO ĐỔI

50. Đổi mới công nghệ trong lĩnh vực địa chất - địa vật lý, khoan khai thác

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Depositional facies of turbidite system at Co To archipelago, northeastern Vietnam **4**

Optimal water saturation model for Miocene reservoirs in the north-eastern part of Cuu Long basin, Vietnam **16**

Research of surfactant-polymer chemical flooding solution for Lower Miocene formation of Bach Ho field south block and assessment of its EOR efficiency **23**

Global and Vietnam olefin and aromatic market trends under the impact of Covid-19 pandemic **31**

Crude oil price crisis and lessons to learn from Petronas **44**

Technology innovation in the fields of geology, geophysics, drilling and production **50**

ĐẶC ĐIỂM TƯỚNG TRẦM TÍCH TURBIDITE TRÊN QUẦN ĐẢO CÔ TÔ, ĐÔNG BẮC VIỆT NAM

Nguyễn Văn Kiểu^{1,2}, Bùi Việt Dũng¹, Bùi Huy Hoàng¹, Nguyễn Quang Tuấn¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Trường Đại học Khoa học và Công nghệ AGH, Ba Lan

Email: van@agh.edu.pl

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.07-01>

Tóm tắt

Nghiên cứu trình bày các phân tích chi tiết về tướng trầm tích của hệ tầng Cô Tô phân bố trên các đảo Cô Tô To, Cô Tô Con và đảo Thanh Lân thuộc quần đảo Cô Tô, tỉnh Quảng Ninh. Tướng trầm tích từ F1 đến F7 đã được nhận diện và phân loại dựa trên thành phần, cấu trúc trầm tích, tính phân lớp và xu hướng độ hạt là bằng chứng giúp xác định môi trường lắng đọng trầm tích. Kết quả phân tích cho thấy sự phát triển lặp lại của các tướng trầm tích này trong hệ thống trầm tích turbidite trên quần đảo Cô Tô có thể được nhóm lại thành các nhóm tướng môi trường (FA): nhóm tướng sườn thềm với các kênh và trầm tích dạng trượt lở (slump) (FA1); quạt ngầm đáy biển với sự xuất hiện phổ biến của các kênh rạch đào khoét thuộc phần quạt trong (FA2); thùy quạt giữa (FA3) và thùy quạt ngoài (FA4). Các nhóm tướng này đại diện cho hệ thống trầm tích biển sâu với sự phát triển mạnh mẽ của quạt ngầm turbidite theo hướng Đông Bắc - Tây Nam, phát triển từ đảo Thanh Lân, đảo Cô Tô Con đến đảo Cô Tô To.

Từ khóa: Tướng turbidite, trầm tích nước sâu, quạt ngầm đáy biển, quần đảo Cô Tô, đảo Thanh Lân.

1. Giới thiệu

Nhiều vỉa dầu khí với giá trị kinh tế lớn trên thế giới đã được phát hiện tại hơn 80 bể trầm tích trong các thành tạo trầm tích turbidite [1 - 3]. Tại Việt Nam, bên cạnh các phát hiện dầu khí trong móng hay trong các thành tạo trầm tích ven bờ tuổi Oligocene và Miocene thuộc các bể trầm tích Cenozoic trên thềm lục địa Việt Nam, thì các thành tạo trầm tích turbidite hình thành trong môi trường nước sâu cũng là đối tượng gần đây được đặc biệt quan tâm. Liên quan đến các thành tạo trầm tích này có thể kể đến cụm mỏ khí Hải Thạch - Mộc Tinh của bể Nam Côn Sơn với vỉa chứa cát kết turbidite tuổi Miocene giữa và gần đây nhất là các phát hiện dầu khí trong cát kết turbidite Miocene muộn tại các giếng khoan Kèn Bầu thuộc khu vực phía Nam bể Sông Hồng.

Để hiểu rõ hơn về đặc điểm tướng, môi trường trầm tích của các thành tạo trầm tích turbidite môi trường biển sâu của các bể trầm tích chứa dầu khí trên thế giới nói chung và ở Việt Nam nói riêng, công tác nghiên cứu khảo

sát thực địa tại các điểm lộ trầm tích trên bờ rất được chú trọng. Các nghiên cứu phân tích chi tiết các điểm lộ liên quan đến các thành tạo trầm tích tương ứng để minh họa và đối sánh với các đặc điểm trầm tích thu thập được từ giếng khoan. Kết quả phân tích và so sánh đó kết hợp với phân tích địa vật lý là bằng chứng quan trọng để luận giải và minh họa cho điều kiện thành tạo liên quan đến các đối tượng chứa dầu khí nằm sâu trong lòng đất.

Trên lục địa và các đảo của Việt Nam, điểm lộ tiêu biểu để nghiên cứu và minh họa cho các kiểu trầm tích nước sâu phải kể đến thành tạo trầm tích turbidite thuộc hệ tầng Cô Tô phân bố trên đảo Cô Tô To (CTT), đảo Cô Tô Con (CTC) và đảo Thanh Lân (TL) thuộc quần đảo Cô Tô (Hình 1).

Nghiên cứu này đã tiến hành phân tích chi tiết tướng trầm tích của các thành tạo trầm tích turbidite phân bố trên phạm vi các đảo Cô Tô To, đảo Cô Tô Con và đảo Thanh Lân. Nhóm tác giả đã phân loại thạch học, nhận diện các kiểu cấu trúc trầm tích turbidite, phân chia tướng/nhóm tướng, đo hướng đổ của các cấu trúc xiên chéo và gợn sóng, đo vẽ các cột địa tầng thạch học và phục hồi quá trình lắng đọng và phát triển của hệ thống quạt ngầm đáy biển (submarine fans).



Ngày nhận bài: 26/5/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 26/5 - 8/6/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 1/7/2021.

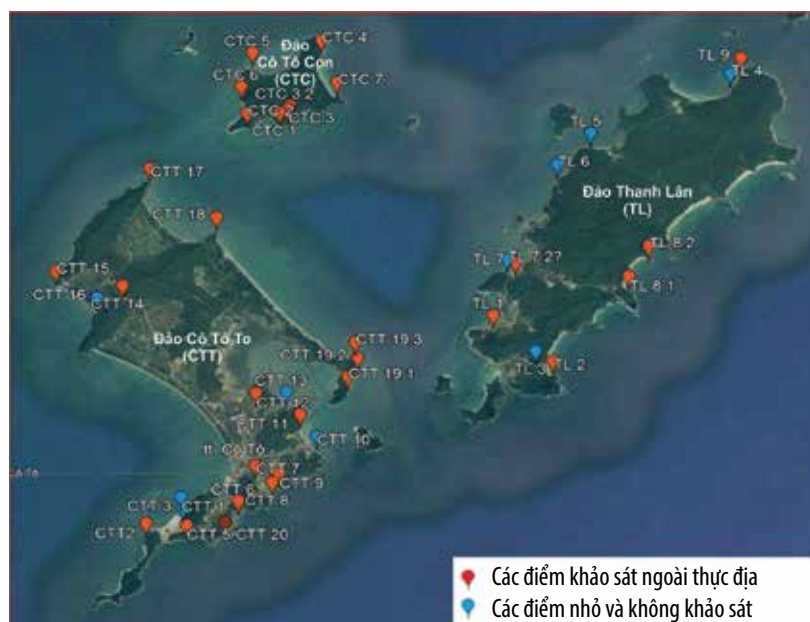
2. Địa chất khu vực nghiên cứu

2.1. Bối cảnh kiến tạo

Bối cảnh kiến tạo hay môi trường địa động lực sinh thành các thành tạo turbidite hệ tầng Cô Tô hiện nay có nhiều quan điểm khác nhau: (1) được thành tạo trong một vũng sụt sâu tương ứng kiểu vũng sụt nội máng Caledonian muộn Đông Bắc Bắc Bộ [4]; (2) nguồn gốc từ quá trình tạo núi tái sinh và được lắng đọng trong một bồn trước cung (forearc basin) [5, 6]; (3) dạng tổ hợp thạch - kiến tạo kiểu bồn tiền địa, phản ánh quá trình tạo núi, bào mòn diễn ra trong giai đoạn Ordovician muộn - Silurian sớm (O3-S1) ở Đông Bắc Bắc Bộ [7]; (4) hình thành trong bối cảnh bể tiền địa, môi trường địa động lực “đai tạo núi nội lục”... [8]. Nhìn chung, trầm tích hệ tầng Cô Tô bị phủ bất chỉnh hợp góc bởi trầm tích lục nguyên hệ tầng Đồ Sơn (D2-3đs) và có thể quan sát rõ ở đảo Trần (hay còn gọi là đảo Lò Chức San hoặc Chàng Tây, thuộc huyện đảo Cô Tô, tỉnh Quảng Ninh) [9]. Từ Devonian giữa đến nay, các thành tạo trầm tích của hệ tầng Cô Tô bị biến dạng mạnh liên quan đến pha tạo núi Indosinian trong Permian muộn - Triassic sớm, pha xâm nhập Yến Sơn trong Cretaceous muộn, và cuối cùng là pha kiến tạo trượt bằng trong Cenozoic vẫn còn hoạt động cho đến hiện tại [7].

2.2. Địa tầng trầm tích

Các thành tạo trầm tích trên đảo Cô Tô (bao gồm đảo Cô Tô To và Cô Tô Con) và đảo Thanh Lân được xếp vào hệ tầng Cô Tô (Hình 1). Thành tạo trầm tích này được đề cập lần đầu tiên vào năm 1892 và đã thể hiện đảo Thanh Lân trên bản đồ địa chất các bể than ở Bắc Kỳ tỷ lệ 1/4.000.000. Ban đầu thành tạo trầm tích được xếp vào hệ tầng Cô Tô với tuổi giả định Neogene dựa trên mô tả thành phần thạch học của các thành tạo trầm tích phân bố trên quần đảo Cô Tô và so sánh tương đồng với trầm tích Neogene trên đất liền [10]. Nhưng các nghiên cứu sau đó đã chỉ ra rằng hệ tầng Cô Tô có tuổi Silurian sớm thông qua một loạt các hóa thạch bút



Hình 1. Bản đồ vị trí các điểm khảo sát ngoài thực địa trên đảo Cô Tô và đảo Thanh Lân, Việt Nam.

đá tìm thấy ở trên các đảo Thanh Lân, Cô Tô và nhiều đảo khác [11 - 13]. Sự tồn tại của các hóa thạch bút đá này đã xác minh tuổi Silurian sớm và các thành tạo trầm tích của hệ tầng Cô Tô liên quan đến môi trường biển sâu. Trên cơ sở nghiên cứu các thành hệ địa chất và địa động lực, hệ tầng Cô Tô được xếp vào thành hệ flysch, phản ánh quá trình thành tạo trầm tích ở môi trường nước sâu trong điều kiện thu hẹp và tiêu biến biển trong giai đoạn Ordovician muộn - Silurian sớm (O3-S1) ở Đông Bắc Bắc Bộ [14]. Trong nghiên cứu và thiết lập các phân vị tầng Việt Nam, Tống Duy Thanh và Vũ Khúc cho rằng để thành tạo nên khối lượng trầm tích lớn như vậy đòi hỏi thời gian khá dài và đã xếp hệ tầng Cô Tô tương ứng với tuổi Ordovician muộn - Silurian sớm [9].

3. Cơ sở tài liệu và phương pháp nghiên cứu

Nghiên cứu được thực hiện trên cơ sở 40 điểm khảo sát thuộc đảo Cô Tô To, đảo Cô Tô Con và Thanh Lân (Hình 1). Tại mỗi điểm lộ, nhóm tác giả đã tiến hành định vị tọa độ điểm khảo sát, quan sát, mô tả và đo vẽ ngoài thực địa. Trong nghiên cứu này, bề dày các lớp trầm tích được phân định và phân loại cỡ hạt trầm tích theo tiêu chuẩn hiện hành [15, 16]. Dựa trên các mô tả và quan sát sự phát triển theo không gian và thời gian của các kiểu trầm tích ngoài thực địa, kết hợp với phân tích thạch học từ các mẫu lấy tại các điểm lộ, các tướng thạch học và nhóm tướng tại mỗi điểm lộ đã được nhận diện theo phân loại tướng trầm tích turbidite của Shanmugam (1988) [20]. Các tướng/nhóm tướng này sau đó được thể hiện trên bản đồ dưới dạng biểu đồ hình tròn biểu diễn tỷ lệ của các tướng xuất hiện. Trong quá trình nghiên cứu ngoài thực địa, nhóm tác giả cũng tiến hành đo hướng đồ của tất cả cấu trúc xiên chéo và gợn sóng quan sát tại mỗi điểm lộ và thể hiện lên bản đồ dưới dạng biểu đồ hoa hồng để xác định hướng cung cấp vật liệu trầm tích.

4. Kết quả và thảo luận

4.1. Tương thạch học

Trên cơ sở các đặc trưng về cấu trúc trầm tích, kích thước hạt, bề dày lớp và thành phần trầm tích, nhóm tác giả đã phân loại các thành tạo trầm tích turbidite trên đảo Cô Tô và đảo Thanh Lân thành 7 tương thạch học với thành phần thay đổi từ cuội tảng, cát kết đến bột sét và ký hiệu từ F1 đến F7 (Hình 2).

Tương thạch học F1 gồm các thành tạo cát kết hạt thô đến mịn, phổ biến là các dải cát/sét uốn lượn dạng dòng chảy rối xen kẽ nhau và thỉnh thoảng có các ổ sét màu xám xanh đến xám đen. Tỷ lệ cát/sét trong tương thạch học F1 thường là cát kết chiếm ưu thế, đôi chỗ tỷ lệ cát và sét ngang nhau. Ở một số nơi, tương thạch học F1 chỉ xuất hiện dạng cấu trúc uốn lượn mà ít gặp các dải cát/sét uốn lượn nhưng bề dày thường nhỏ so với các tương gặp các dải cát/sét.

Tương thạch học F2 với thành phần chiếm ưu thế là cát, cát sạn với kích thước từ hạt thô đến mịn. Trong lớp

cát, cát sạn thường bắt gặp các mảnh hoặc ổ trầm tích ngoại lai có cỡ hạt đa dạng từ sạn đến bột sét, nhưng phổ biến nhất là các ổ sét (mud clast) và đôi chỗ các ổ sét này có cấu trúc trầm tích bên trong. Cỡ hạt của ổ trầm tích ngoại lai này có quan hệ mật thiết với cỡ hạt của tập trầm tích chính. Tương thạch học F2 thường ít gặp các kiểu vi cấu trúc trong mỗi lớp riêng biệt, đôi khi tương này có sự phân dị cỡ hạt mịn dần từ dưới lên trên.

Tương thạch học F3 có thành phần trầm tích khá đa dạng do liên quan đến các tương đào khoét của các kênh dẫn (channel) với cỡ hạt từ cuội, sạn ở phần đáy và phía trên là cát hạt thô đến hạt trung và thỉnh thoảng bắt gặp các lớp hạt mịn phía trên. Phần dưới của tương bắt gặp các ranh giới đào khoét rất rõ và cắt các lớp trầm tích phía dưới. Ranh giới đáy cũng phổ biến các cấu tạo ngọn lửa (flame structure) và khuôn tải trọng (load cast).

Tương thạch học F4 chủ yếu gồm cát kết với bề dày 30 - 45 cm, có khi lên tới 1 - 2 m. Bên trong các lớp cát thuộc tương thạch học F4 gần như không quan sát được cấu trúc trầm tích, nếu có chỉ có thể quan sát được sự phân dị

Bảng 1. Đặc trưng tương trầm tích quan sát được trên đảo Cô Tô và đảo Thanh Lân và đối sánh với phân loại của Emiliano Mutti và Ricci Lucchi [17]

Phân loại tương trầm tích turbidite chỉnh sửa sau Emiliano Mutti và Ricci Lucchi [17]		Phân loại tương trầm tích turbidite trên đảo Cô Tô và đảo Thanh Lân				
	Mô hình tương	Tương	Tương	Thành phần	Cấu trúc	Hình
Thêm		F	F1 F2	Cát, cát sạn lẫn ổ và khối tảng là cát, sét bột và bột sét	Chảy rối, cấu tạo khối và đôi chỗ quan sát cát lẫn sạn lót đáy và mịn dần lên trên	2a (F1), 3c (F1), 2b (F2), 3a, 3b (F2)
Sườn		A	F3	Cát lẫn cuội sạn lót đáy và đôi chỗ xuất hiện ổ cát, sét bột	Phân lớp, thấu kính và đi kèm với các đào khoét	2c, 2d, 3e, 3f, 3k
Quạt trong		B	F4	Cát dạng khối tới phân lớp. Đôi chỗ cát lẫn sạn xen kẽ các lớp sét bột phân lớp mỏng	Cấu tạo khối, phân lớp ngang song song, cấu trúc xiên chéo, mịn dần lên trên	2e
Quạt giữa		C	F5	Cát hạt thô đến mịn chiếm ưu thế	Phổ biến cấu trúc xiên chéo, gợn sóng, xiên chéo hai chiều (flaser) và khuôn tải trọng (load cast) và đôi chỗ gặp cấu trúc tóc rối	2f, 2h, 3r, 3q
Quạt ngoài		D	F6	Cát phân lớp xen kẽ luân phiên với với các lớp sét bột	Phân lớp, phân dị cỡ hạt, xiên chéo	2g
Nước sâu		E & G	F7	Sét bột phân lớp mỏng lẫn các lớp cát mỏng hạt trung đến mịn	Các lớp phân lớp mỏng đến rất mỏng, xiên chéo và gợn sóng	2l, 2k, 3t, 3u

cỡ hạt ở một số điểm lộ. Tầng thạch học F4 thường gồm các lớp cát kết sắp xếp luân phiên và đôi chỗ xen kẽ các lớp sét bột phân lớp rất mỏng dưới 5 cm.

Tầng thạch học F5 chủ yếu là cát hạt thô đến mịn chiếm ưu thế với bề dày 20 - 45 cm (ít gặp các lớp trầm tích dày hơn) và dễ quan sát thấy cấu trúc xiên chéo, gợn sóng và khuôn tải trọng. Thành phần trầm tích có sự phân dị cỡ hạt trong mỗi lớp trầm tích và phần chứa cát hạt trung - mịn thường chứa các cấu trúc gợn sóng. Ngoài ra, cũng bắt gặp trong tầng thạch học F5 các cấu trúc xiên chéo 2 chiều (flaser) và cấu trúc ngọn lửa (nhưng không phổ biến).

Tầng thạch học F6 gồm các lớp cát phân lớp ngang song song dày từ 20 - 50 cm xen kẹp các lớp sét bột phân lớp mỏng. Đôi khi bắt gặp các lớp cát có phân cấp độ hạt rõ và phần cát hạt mịn thường chứa cấu trúc gợn sóng. Kết thúc mỗi lớp cát thường là các lớp sét bột phân lớp mỏng màu xám đen và màu trắng do lớp trầm tích có tỷ lệ bột chiếm ưu thế.

Tầng thạch học F7 là các lớp sét, sét bột phân lớp mỏng (10 cm) đến rất mỏng (3 cm) xếp luân phiên và thỉnh thoảng xen kẹp các lớp cát hạt trung đến mịn với bề dày không lớn (bề dày của các lớp cát xen kẹp này thường không lớn hơn bề dày các lớp cát của tầng thạch học F6). Cấu trúc trầm tích trong các lớp này thường rất phổ biến các dạng xiên chéo và gợn sóng. Trầm tích thường có màu xám xanh đến xám đen và đôi khi gặp màu xám sáng do tỷ lệ bột chiếm ưu thế hơn so với sét.

4.2. Nhóm tướng và môi trường trầm tích

Dựa trên các tầng thạch học, trình tự sắp xếp của các lớp trầm tích và xu hướng phát triển cỡ hạt từ cổ đến trẻ trên mỗi cột địa tầng thạch học được xây dựng tại từng điểm khảo sát trên đảo Cô Tô và đảo Thanh Lân (Hình 4). Nghiên cứu này đã phân định thành 4 nhóm tướng (facies association - FA) từ FA1 đến FA4 tương ứng với mỗi kiểu môi trường trầm tích thay đổi từ sườn thềm đến quạt ngoài. Các nhóm tướng này tương ứng với phạm vi phân bố theo không gian và trật tự lắng đọng theo thời gian. Các đặc trưng trầm tích và các kiểu môi trường tương ứng liên quan đến 4 nhóm tướng này được mô tả chi tiết như sau:

- FA1 - nhóm tướng sườn (slope)

Nhóm tướng FA1 chủ yếu gồm các tướng F1, F2 và nhiều vị trí thường đi với cả tướng F7. Nhóm tướng này bao gồm chủ yếu là các tập cuội, cát hoặc sét bột với độ dày khác nhau có cấu trúc trượt lở hoặc ảnh hưởng của

chảy rối (turbidity current). Bên trong các tập trầm tích thường có các ổ trầm tích ngoại lai với nhiều kích thước khác nhau có thể đạt đến vài chục cm như quan sát khá phổ biến tại các điểm lộ trên đảo Cô Tô Con (Hình 2a, b và 3a). Nhìn chung, tỷ lệ sét thấp và thay vào đó là các trầm tích hạt thô chiếm ưu thế trong nhóm tướng này. Theo phân loại của Emiliano Mutti và Ricci Lucchi [17], nhóm tướng này đặc trưng cho môi trường sườn thềm lục địa, với cơ chế vận chuyển trầm tích chính là trượt lở và dòng vụn hỗn độn (slide, slump và debris flow). Trầm tích thuộc nhóm tướng này bắt nguồn từ sự bất ổn định của sườn thềm dẫn đến trượt lở và khi trầm tích được vận chuyển xuống chân sườn đã được tăng cường về năng lượng cũng như mức độ xáo trộn. Điều này cũng có thể là nguyên nhân hình thành các thành tạo trầm tích có cấu trúc hỗn độn với sự xuất hiện của các ổ cát, ổ sét và các dải cát, sét bột uốn lượn như quan sát phổ biến trên đảo Cô Tô Con (Hình 2a, b).

- FA2 - nhóm tướng quạt trong (inner fan)

Nhóm tướng FA2 gồm các tướng F2, F3 và F4 xếp chồng lên theo thứ tự. Trên mặt cắt của nhóm tướng FA2, trầm tích có xu thế mịn dần lên trên từ cát sạn lẫn cuội (bao gồm cả các ổ sét hoặc cát) của tướng F2 đến cát sạn của tướng F3 lót đáy và thường kết thúc là cát hạt thô đến mịn xen các lớp bột sét rất mỏng xen kẹp giữa các lớp cát dày của tướng F6. Đồng thời, theo mặt cắt của nhóm tướng FA2, càng lên phía trên các lớp cát càng mỏng dần và có tính phân lớp rõ ràng hơn. Theo phân loại môi trường, nhóm tướng này được xếp vào các thành tạo liên quan đến các kênh rạch ngầm (channel) và các tập sét mỏng phân lớp song song đặc trưng cho trầm tích hạt mịn hình thành trong điều kiện năng lượng thấp nằm hai bên kênh rạch ngầm. Nhiều nơi, có thể dễ dàng quan sát được các ranh giới đào khoét dạng kênh rạch và đáy, thường là cát hạt thô lẫn cuội sạn (Hình 2c, d). Đôi khi đáy của các lớp phổ biến cấu trúc ngọn lửa (Hình 3l, m) và khuôn tải trọng (Hình 3i). Theo không gian, nếu đi từ rìa tới giữa các kênh rạch, cấu trúc trầm tích sẽ có dạng thấu kính ở nơi chuyển tiếp giữa tướng F3 và F4. Trên một vài mặt cắt, đôi khi phần mỏng dưới đáy của các tập cát có xu thế thô dần lên, trước khi trở lại xu thế mịn dần lên trên. Các ổ trầm tích ngoại lai cũng bắt gặp trong nhóm tướng này nhưng kích thước của chúng và cỡ hạt trầm tích thường nhỏ hơn so với nhóm FA1, từ cát kết hạt thô lẫn sạn, cát kết tới sét bột. Nhiều nơi bắt gặp các cấu tạo xiên chéo trong các lớp cát kết với góc dốc lớn gần đạt tới 30°. Nhóm tướng FA2 đặc trưng cho môi trường quạt trong, đây là những kênh dẫn vật liệu trầm tích từ sườn tới các quạt. Trong môi trường

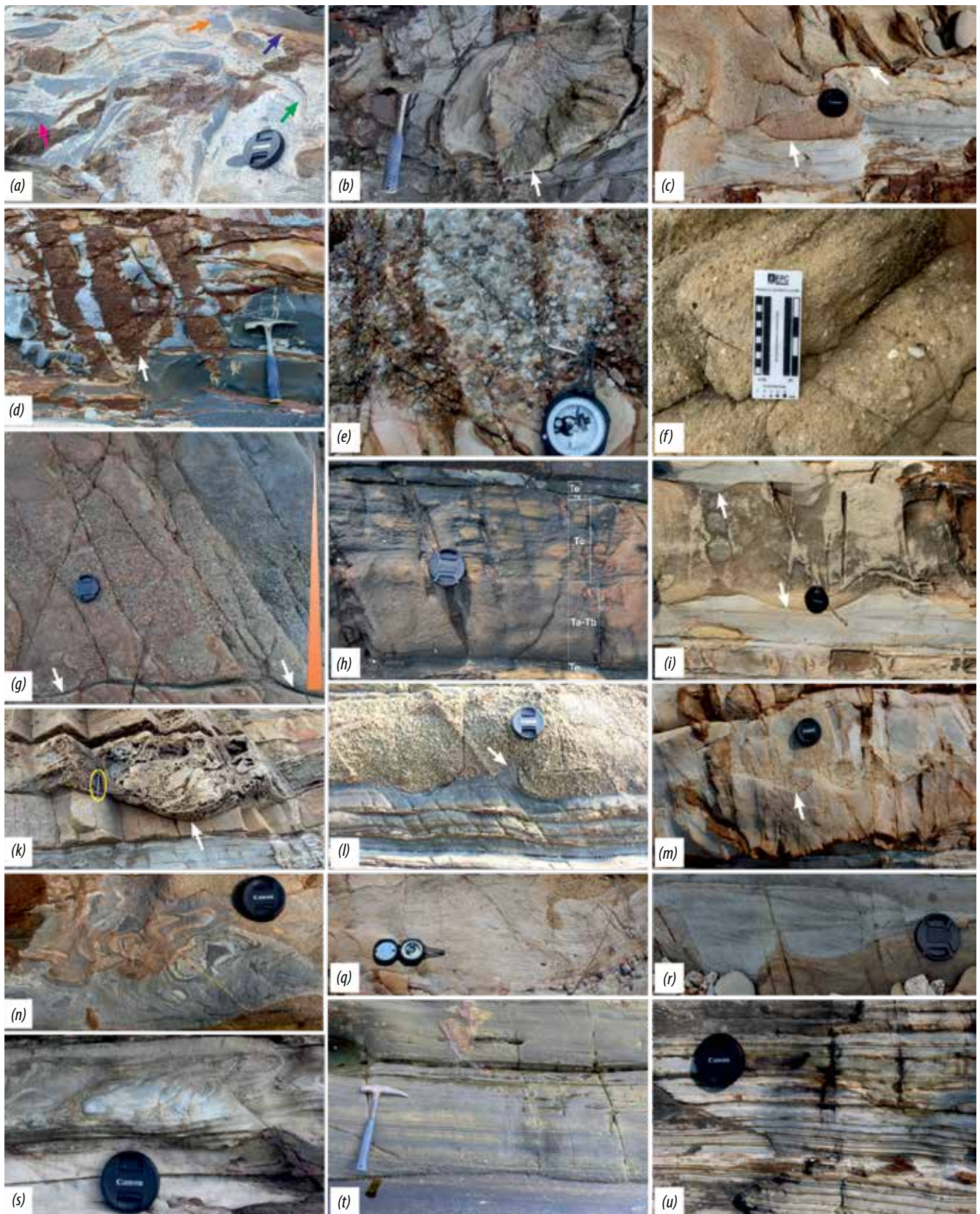
quạt trong, nhóm tướng FA2 có thể chia thành 2 phần: (1) Phần có năng lượng cao xuất hiện trong các kênh rạch ngầm, với các mặt cắt điển hình có dạng kênh xếp chồng; (2) Phần có năng lượng thấp nằm ngoài rìa các kênh rạch, trầm tích thường mịn hơn và thường thể hiện dưới dạng thấu kính [18]. Kết quả là các lòng kênh được lấp đầy bởi các thân cát dày bắt nguồn từ các trầm tích trượt lở đổ xuống từ sườn thềm và sau khi được trộn thêm nước đã tăng tính linh động và năng lượng dòng chảy, dẫn đến khả năng đào khoét cao tại nơi chúng đi qua [19]. Emiliano Mutti cho rằng các trầm tích này có thể bắt nguồn từ các dòng turbidite có mật độ cao, năng lượng lớn có khả năng vận chuyển trầm tích hạt thô đến rất thô phân bố ở quạt trong [18].



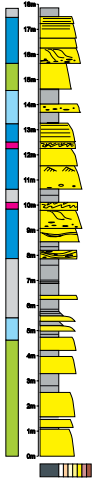
Hình 2. Ảnh minh họa 7 tướng trầm tích quan sát được trên đảo Cô Tô và Thanh Lân (xem thêm mô tả chi tiết mỗi kiểu tướng tại Bảng 1 và Mục 4.1): (a) tướng F1 sét bột xen cát cấu trúc dạng dải uốn lượn; (b) tướng F2 các lớp cát dày chứa các khối tầng cát và ô sét bột ngoại lai; (c, d) tướng F3 đặc trưng bởi sự có mặt của các đào khoét (c) và các tầng cuội sạn lẫn các ô/ khối cát ngoại lai nằm trên ranh giới đào khoét (d); (e) tướng F4 cát phân lớp xen các lớp sét bột phân lớp rất mỏng; (f, h) tướng F5 cát kết cấu trúc phân lớp xiên chéo; (g) tướng F6 cát xen các lớp sét bột phân lớp mỏng và đôi chỗ bề dày của các sét/bột có thể đạt bề dày của các lớp cát trong tướng này; (i, k) tướng F7 gồm sét, sét bột xen các lớp cát mỏng.

- FA3 - nhóm tướng quạt giữa (middle fan)

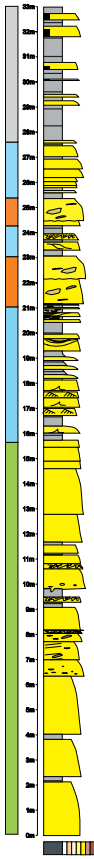
Nhóm tướng FA3 gồm các tập cát thô đến trung có thể lẫn sạn liên quan đến các tướng F4 và F5; đôi khi trong nhóm tướng này cũng bắt gặp cát phân lớp xen kẹp các tập cát mịn hoặc lớp sét bột với độ dày khá ổn định tương ứng với tướng F6. Nhìn tổng thể, nhóm tướng FA3 thường có xu thế mịn dần lên trên và ngay trong mỗi lớp cát của chúng cũng có thể bắt gặp sự phân dị cỡ hạt mịn dần lên trên: Phần lót đáy của nhóm tướng FA3 có thể là cát sạn hoặc cát hạt thô của tướng F4 và gần như vắng bóng cuội tầng. Các mảnh đá trôi nổi vẫn có thể bắt gặp trong nhóm tướng FA3 nhưng với kích thước nhỏ hơn rất nhiều so với nhóm tướng FA2; dịch chuyển dần lên phía trên là cát hạt mịn hơn có phân lớp xiên chéo hoặc cấu trúc gợn sóng của tướng F5. Các lớp cát xen kẹp các lớp sét bột phân lớp mỏng giống như quan sát thấy ở tướng F6. Trong nhóm tướng FA3, các cấu trúc tóc rối (convoluted structure) chỉ bắt gặp trong các trầm tích hạt mịn. Ranh giới giữa các lớp cát và sét bột vẫn quan sát được các cấu trúc ngọn lửa. Nhóm tướng FA3 đặc trưng cho môi trường quạt giữa, nơi xuất hiện các thân cát dạng lớp phủ (sheet sand) có diện phân bố rộng xen với các thân cát phân bố dọc các kênh rạch. Tỷ phần cát sét trong nhóm tướng FA3 tương đối cao và thấp hơn FA1 và FA2 nhưng ngược lại diện phân bố của các thân cát phát triển rất rộng. Theo không gian, sự phân bố của nhóm tướng FA3 có thể kéo dài hàng trăm mét và chịu ảnh hưởng chính từ dòng turbidite lấp đầy lòng kênh hoặc tràn bờ để tạo các thùy trầm tích (lobe) [18]. Trong cơ chế vẫn chịu ảnh hưởng của hoạt động trượt ở



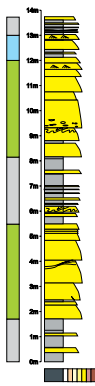
Hình 3. Các cấu trúc trầm tích tiêu biểu quan sát được từ thành tạo trầm tích turbidite trên đảo Cô Tô và đảo Thanh Lân: (a) dòng chảy rối với các dải sét uốn lượn; (b) khối cát sạn ngoại lai nằm trong các tập cát (large pebble-sized clast); (c) các lớp cát và sét bột ngoại lai nằm trong cát hạt thô đến mịn (angular clast); (d) cát sạn tiêm nhập (injection structures); (e) sạn kết đa khoảng lót đáy các lớp cát dày; (f) cát hạt thô lẫn sạn cấu tạo khối; (g) cát sạn cấu tạo khối có sự phân dị cỡ hạt từ thô tới mịn với đáy của các lớp cát là các ranh giới của khuôn tải trọng; (h) tương và cấu trúc trầm tích tương ứng với chu kỳ Bouma (Bouma sequence); (i) khuôn tải trọng (load cast); (k) đào khoét của kênh rạch; (l, m) cấu trúc ngọn lửa (flame); (s) cấu trúc tóc rối (convolute); (q, r) cấu trúc xiên chéo và gợn sóng (climbing ripples và wavy); (t, u) cấu trúc ngang song song và phân lớp mỏng (parallel laminated và thin bedding).



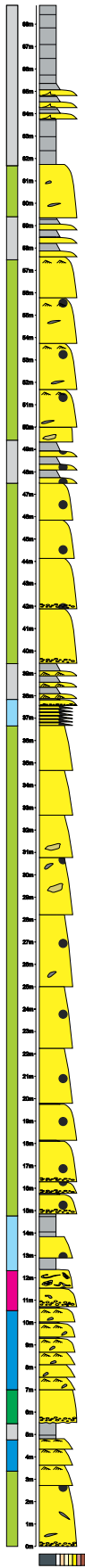
CTT4



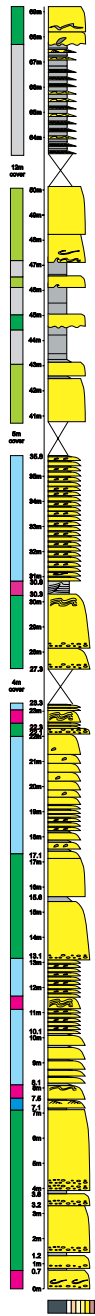
CTT6



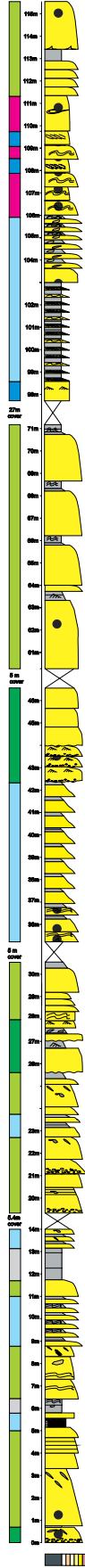
CTT9



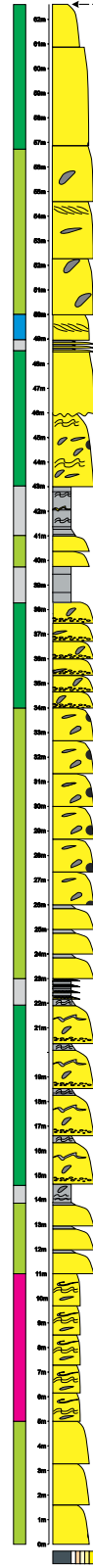
CTT15



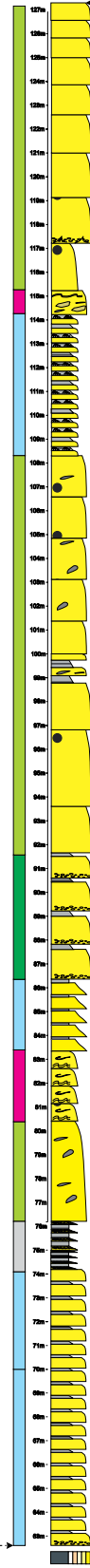
CTT18



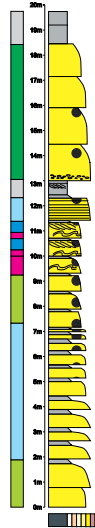
CTT19.1



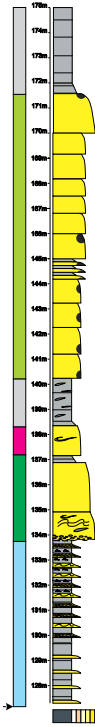
CTT19.3 (a)



CTT19.3 (b)

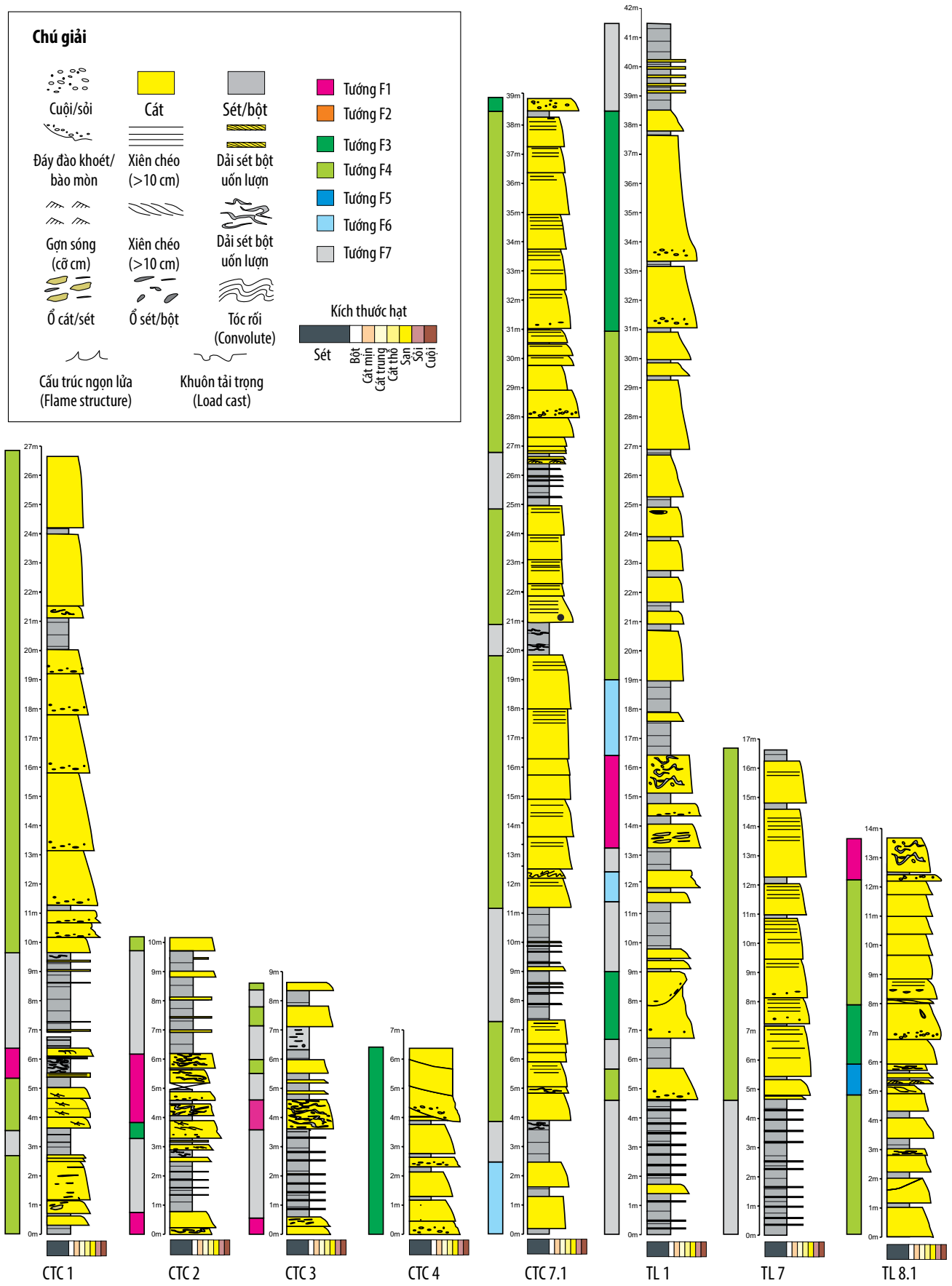
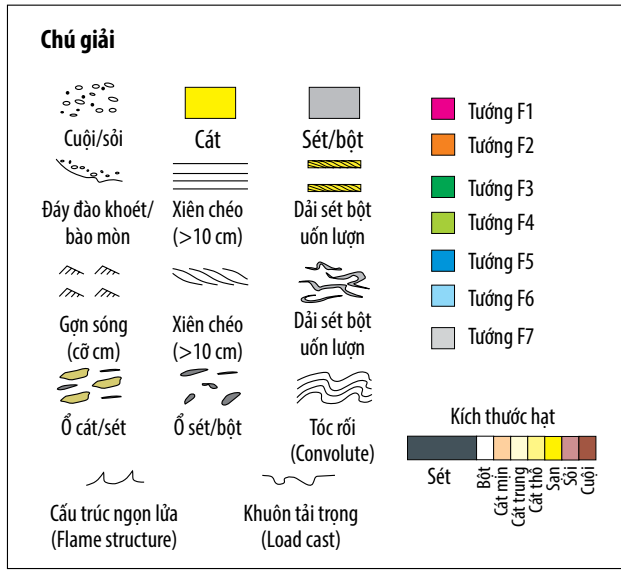


CTT19.2



CTT19.3 (c)

(a)

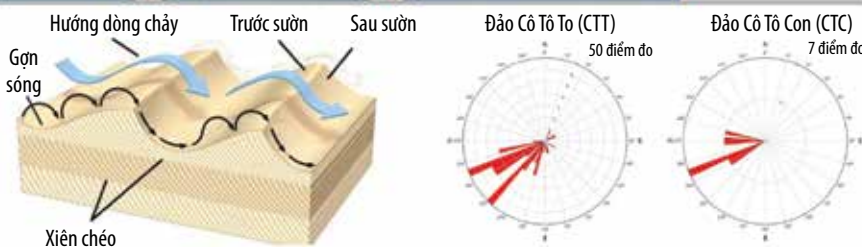
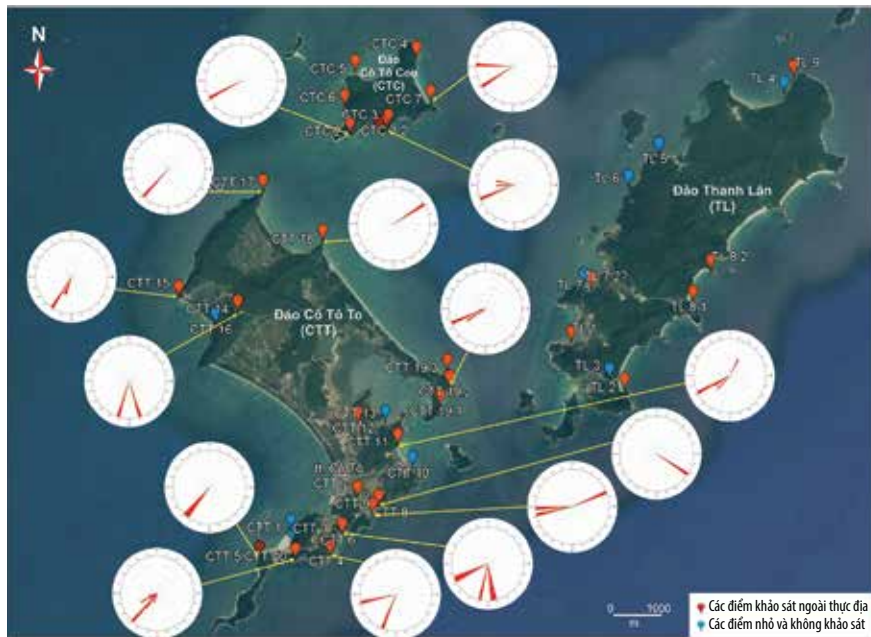


(b)

Hình 4. Cột địa tầng thạch học và tướng trầm tích được xây dựng tại mỗi điểm lộ trên đảo Cô Tô và Thanh Lân.



Hình 5. Bản đồ phân bố tướng thạch học tại một số điểm khảo sát trên đảo Cô Tô và đảo Thanh Lân.



Hình 6. Hướng trầm tích biểu kiến đo tại các cấu trúc xiên chéo và gợn sóng trên đảo Cô Tô, phản ánh hướng vận chuyển trầm tích.

phần trong của quạt giữa dẫn tới sự xuất hiện của cấu trúc tóc rối hoặc hỗn độn trong nhóm tướng này.

- FA4 - nhóm tướng quạt dưới (outer fan)

Nhóm tướng FA4 đặc trưng bởi sự xuất hiện phổ biến của trầm tích sét bột, bột sét phân lớp mỏng dạng sọc dải xen các lớp cát hạt trung đến hạt mịn của tướng F7. Phần giữa và phần trong của quạt ngoài có thể bắt gặp phổ biến các tướng F6. Nhóm tướng FA4 phổ biến là các cấu trúc gợn sóng thoải, đôi chỗ gặp các dạng tóc rối và biến dạng trầm tích mềm (soft sediment deformation). Các mảnh trầm tích ngoại lai với kích thước nhỏ vẫn có thể quan sát được trong nhóm tướng FA4 nhưng ít phổ biến hơn. Nhóm tướng FA4 đặc trưng cho môi trường quạt ngoài của các thành tạo trầm tích turbidite. Cơ chế vận chuyển chính là dòng turbidite xa nguồn, năng lượng dòng chảy thấp và nhiều nơi chỉ chịu ảnh hưởng hoạt động lắng đọng trầm tích biển sâu lơ lửng trong cột nước biển nên thành phần trầm tích hạt mịn chiếm ưu thế (sét bột phân lớp mỏng) [18].

4.3. Mô hình phân bố tướng và môi trường trầm tích

Dựa vào các phân tích tướng/nhóm tướng môi trường và đo vẽ các cột địa tầng tại các điểm khảo sát trên đảo Cô Tô và đảo Thanh Lân, nhóm tác giả đã lập biểu đồ phân bố tướng thạch học cho từng điểm lộ (Hình 5). Từ biểu đồ này kết hợp với hướng trầm tích biểu kiến (Hình 6) đo trên cấu trúc xiên chéo và gợn sóng, đã xác định được phạm vi phân bố môi trường liên quan đến các thành tạo trầm tích turbidite cho khu vực nghiên cứu như sau:

- Nhóm tướng FA1 đặc trưng

cho hoạt động trượt lở trên sườn thềm và các tích tụ trầm tích nằm ngay chân sườn và phân bố trong khu vực nghiên cứu thuộc đảo Cô Tô Con;

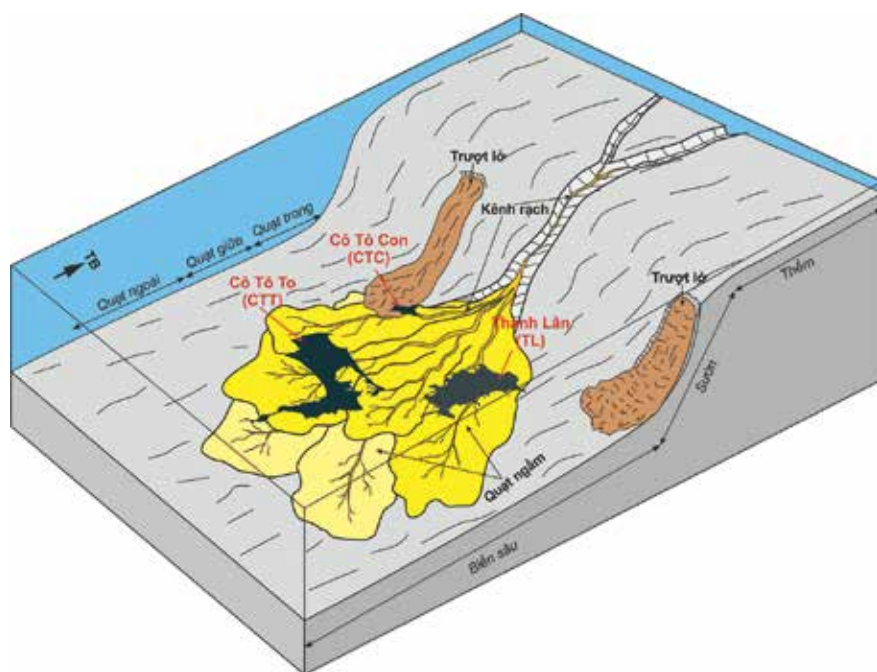
- Nhóm tướng FA2 đặc trưng cho các hệ thống kênh dẫn và trầm tích thuộc phần quạt trên, phân bố chủ yếu ở khu vực đảo Thanh Lân và rìa phía Đông đảo Cô Tô To (CTT 18, CTT 19);

- Nhóm tướng FA3 với sự xuất hiện của các đào khoét và tập cát sạn lẫn cuội, đặc trưng cho hệ thống kênh dẫn. Kết hợp với sự xuất hiện các thấu kính cát, cát phân lớp dày và đôi chỗ xen các lớp sét/bột mỏng cho thấy sự có mặt của các trầm tích tràn bờ trong môi trường quạt giữa. Nhóm tướng FA3 phân bố

chủ yếu ở phần Tây Nam đảo Thanh Lân (TL 8.1), phía Nam đảo Cô Tô Con (CTC 7.1, CTC 1) và một số nơi trên đảo Cô Tô To;

- Nhóm tướng FA4 đặc trưng cho trầm tích hạt mịn chiếm ưu thế, phân lớp mỏng song song và có sự xuất hiện nhiều các vi cấu trúc bên trong các lớp trầm tích (Bảng 2), thường được thành tạo trong môi trường quạt ngoài. Trong khu vực nghiên cứu, nhóm tướng FA4 phân bố ở phía Nam đảo Thanh Lân (TL1, TL 7, TL 8.2) và phía Tây đảo Cô Tô To (CTT 4, CTT 6, CTT 9, CTT 15).

Nhìn chung trầm tích có xu thế mịn dần từ đảo Thanh Lân sang đảo Cô Tô To, chuyển từ các nhóm tướng FA2 và FA3 (quạt trong - giữa) sang các nhóm tướng FA3 và FA4 (quạt giữa - ngoài), cho thấy hướng chính cung cấp vật liệu trầm tích theo hướng Đông Bắc - Tây Nam. Hướng cung cấp vật liệu trầm tích này cũng khá trùng khớp với hướng đổ trầm tích biểu kiến xác định từ cấu trúc gợn sóng và xiên chéo quan sát được trên đảo Cô Tô (Hình 6). Thông qua các đặc trưng về trầm tích, thạch học, phân loại tướng và



Hình 7. Mô hình phân bố các quạt ngậm và hướng cung cấp vật liệu trầm tích của các thành tạo trầm tích turbidite trên đảo Cô Tô và đảo Thanh Lân.

Bảng 2. Bảng tổng hợp và so sánh đặc điểm thạch học và cấu trúc trầm tích turbidite trên đảo Cô Tô và đảo Thanh Lân

Đặc điểm trầm tích	Cỡ hạt/ Thạch học								Cấu trúc trầm tích										Tướng trầm tích																			
	Khối tầng	Cuội	Sạn	Cát				Cấu trúc lớn										Vi cấu trúc		F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7												
				Thô	Trung	Mịn	Bột	Sét	Khối tầng ngoại lai	Ổ cát sạn ngoại lai	Ổ sét bột ngoại lai	Dài sét uốn lượn	Cát sạn tiềm nhập	Thấu kính cát/sạn	Cuội sạn lót đáy	Phân dị cỡ hạt trong cát	Cát sạn phân lớp xen lớp sét/bột	Cát phân lớp	Cát bột phân lớp								Sét bột phân lớp	Xiên chéo (cimbing ripples)	Xiên chéo (climbing ripples)	Xiên chéo hai chiều (flaser)	Gợn sóng (wavy)	Tóc rối (convolute)	Mảnh sét bột (mud/silt clast)	Cấu trúc ngọn lửa (flame)	Phân lớp mỏng (parallel laminae)	Khôn tải trọng (load cast)		
Cô Tô To	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	0	+	+	+	-	+	0	0	-	-	+	+	+	+	+	+
Cô Tô Con	-	+	+	+	+	+	+	+	-	+	-	+	0	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	-	+	+	0	+	+	+	+	-	-	0	-	-	-	
Thanh Lân	0	+	+	+	+	+	+	+	0	-	+	+	0	+	+	+	-	+	+	+	+	+	0	+	-	+	-	+	-	0	0	+	+	+	+	-	-	

+ Phổ biến; - Hiếm; 0 Không

nhóm tướng kết hợp với đo hướng trầm tích biểu kiến từ cấu trúc xiên chéo và gợn sóng, mô hình môi trường lắng đọng trầm tích turbidite liên quan đến đảo Cô Tô và Thanh Lân được xác định như Hình 7.

5. Kết luận

Các thành tạo trầm tích turbidite trên đảo Cô Tô và đảo Thanh Lân được phân loại thành 7 tướng trầm tích thay đổi từ F1 đến F7 liên quan đến 4 nhóm tướng môi trường trầm tích turbidite của trầm tích biển sâu và phân bố trên các đảo như sau: (1) Trên đảo Cô Tô Con bắt gặp nhóm tướng FA1 và một phần của nhóm tướng FA2 đặc trưng cho môi trường sườn thềm và phần trong của quạt; (2) Nhóm tướng FA3 quan sát phổ biến trên đảo Thanh Lân, đặc trưng cho các thành tạo trầm tích thuộc phần quạt giữa. Phía Bắc của đảo Thanh Lân có một vài điểm lộ ra nhóm tướng FA2 liên quan đến môi trường chuyển tiếp giữa quạt trong và quạt giữa; (3) Trên đảo Cô Tô To chủ yếu quan sát được các tướng trầm tích tương ứng với nhóm tướng FA4 của quạt ngoài turbidite và một phần nhóm tướng FA3 của phần quạt giữa với sự xuất hiện của các đảo khoét. Các thành tạo trầm tích thuộc quần đảo Cô Tô có hướng cung cấp vật liệu trầm tích phát triển theo hướng Đông Bắc - Tây Nam và trầm tích có xu thế mịn dần từ đảo Thanh Lân và Cô Tô Con sang đảo Cô Tô To, chuyển từ các nhóm tướng FA1, FA2 và FA3 (quạt trong - giữa) sang các nhóm tướng FA3 và FA4 (quạt giữa - ngoài).

Tài liệu tham khảo

[1] Paul Weimer and Martin H. Link, *Seismic facies and sedimentary processes of submarine fans and turbidite systems*. Springer New York, 1991. DOI: 10.1007/978-1-4684-8276-8.

[2] William McCaffrey and Benjamin Kneller, "Process controls on the development of stratigraphic trap potential on the margins of confined turbidite systems and aids to reservoir evaluation", *AAPG Bulletin*, Vol. 85, No. 6, pp. 971 - 988, 2001. DOI: 10.1306/8626CA41-173B-11D7-8645000102C1865D.

[3] Carlos H.L. Bruhn and Roger G. Walker, "Internal architecture and sedimentary evolution of coarse-grained, turbidite channel-levee complexes, Early Eocene Regência Canyon, Espírito Santo basin, Brazil", *Sedimentology*, Vol. 44, No. 1, pp. 17 - 46, 1997. DOI: 10.1111/j.1365-3091.1997.tb00422.x.

[4] Trần Văn Trị và Nguyễn Đình Uy, *Trầm tích Silur-*

Devon ở rìa Tây Bắc vịnh Bắc Bộ và điều kiện thành tạo chúng. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 1977.

[5] Đặng Trần Huyền và nnk, "Địa tầng các trầm tích Phanerozoic ở Đông Bắc Bộ", Viện Khoa học Địa chất và Khoáng sản, 2007.

[6] Nguyễn Xuân Khiển, "Báo cáo trầm tích luận và tương đá, cổ địa lý các thành tạo trầm tích màu đỏ tuổi Jura-Creta và khoáng sản liên quan ở miền Bắc Việt Nam", Viện Khoa học Địa chất và Khoáng sản, 2003.

[7] Trần Văn Trị và Vũ Khúc, *Địa chất và tài nguyên Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học Tự nhiên và Công nghệ, 2011.

[8] Đặng Mỹ Cung, "Đặc điểm thạch luận thành tạo turbidite hệ tầng Cô Tô (O-Sct) và ý nghĩa địa động lực của chúng", Luận án Tiến sĩ Địa chất, Viện Khoa học Địa chất và Khoáng sản, 2013.

[9] Tống Duy Thanh và Vũ Khúc, *Các phân vị địa tầng Việt Nam*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Hà Nội, 2005.

[10] A.E. Dovjikov, "Địa chất miền Bắc Việt Nam - Bản thuyết minh cho Bản đồ địa chất miền Bắc Việt Nam", 1965.

[11] Trần Văn Trị, Nguyễn Đình Uy, Trần Đình Nhân và Đỗ Tuyết, "Tài liệu mới về cấu tạo địa chất quần đảo Cô Tô", *Tạp chí Địa chất*, Số 105, trang 1 - 4, 1972.

[12] T.D. Thanh, T.H. Phuong, P. Janvier, N.H. Hung, N.T.T. Cuc, and N.T. Duong, "Silurian and Devonian in Vietnam - Stratigraphy and facies", *Journal of Geodynamics*, Vol. 69, pp. 165 - 185, 2013. DOI: 10.1016/j.jog.2011.10.001.

[13] Muhammad Aqqid Saporin, Mark Williams, Jan Zalasiewicz, Toshifumi Komatsu, Adrian Rushton, Hung Dinh Doan, Ha Thai Trinh, Hung Ba Nguyen, Minh Trung Nguyen, and Thijs R.A. Vandenbroucke, "Graptolites from silurian (Llandovery Series) sedimentary deposits attributed to a forearc setting, Co To formation, Co To archipelago, Northeast Vietnam", *Paleontological Research*, Vol. 24, No. 1, pp. 26 - 40, 2020. DOI: 10.2517/2019PR003.

[14] Nguyễn Xuân Tùng và Trần Văn Trị, *Thành hệ địa chất và địa động lực Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học Kỹ thuật, 1992.

[15] R.L. Folk, *Petrology of sedimentary rocks*. Hemphill Publishing Company, 1980.

[16] Gary Nichols, *Sedimentology and stratigraphy (2nd edition)*. Wiley-Blackwell, 2009.

[17] Emiliano Mutti and Ricci Lucchi, "Turbidites of

the Northern Apennines: Introduction to facies analysis", *International Geology Review*, Vol. 20, No. 2, pp. 125 - 166, 1978.

[18] Emiliano Mutti, *Turbidite sandstones*. Agip, Istituto di Geologia, Università di Parma, 1992.

[19] G. Shanmugam, L.R. Lehtonen, T. Straume, S.E. Syvertsen, R.J. Hodgkinson, and M. Skibeli, "Slump

and debris-flow dominated upper slope facies in the Cretaceous of the Norwegian and Northern North Seas (61° - 67°N): Implications for sand distribution", *AAPG Bulletin*, Vol. 78, No. 6, pp. 910 - 937, 1994.

[20] G. Shanmugam and R.J. Muiola, "Submarine fans: Characteristics, models, classification, and reservoir potential", *Earth-Science Reviews*, Vol. 24, No. 6, pp. 383 - 428, 1988. DOI: 10.1016/0012-8252(88)90064-5.

TURBIDITE FACIES OF CO TO ARCHIPELAGO, NORTHEAST VIETNAM

Nguyen Van Kieu^{1,2}, Bui Viet Dung¹, Bui Huy Hoang¹, Nguyen Quang Tuan¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²AGH University of Science and Technology, Poland

Email: van@agh.edu.pl

Summary

The paper presents a detailed facies analysis of the turbidite system of Co To formation in the Co To archipelago including the islands of Big Co To, Small Co To and Thanh Lan. Based on the analysis of sediment bedding, sediment structure and grain-sized trends, 7 sedimentary facies are recognised as a record of the principal modes of sediment deposition. The results show that the recurring development of sedimentary facies within the turbidite system in the Co To archipelago can be grouped into distinct facies associations (FA): slope with channels and slump deposit (FA1), basin floor fans with the common occurrence of inner fan-channel complex (FA2), middle-fan lobes (FA3) and outer-fan distal lobes (FA4). These facies associations represent the turbidite system with the extensive development of NE-SW submarine fan, along the islands of Thanh Lan, Small Co To and Big Co To.

Key words: Turbidite facies, deep- marine deposits, submarine fan, Co To archipelago, Thanh Lan island.

TỐI ƯU MÔ HÌNH TÍNH ĐỘ BẢO HÒA NƯỚC CHO TẦNG CHỨA MIOCENE, KHU VỰC ĐÔNG BẮC BỂ CỬU LONG, VIỆT NAM

Nguyễn Văn Hoàng, Hoàng Việt Bách, Nguyễn Trung Dũng, Lê Trung Tâm, Trần Văn Hà, Hoàng Thị Thu Trang

Tổng công ty Thẩm dò Khai thác Dầu khí

Email: hoangnv@pvep.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.07-02>

Tóm tắt

Độ bảo hòa nước (S_w) là thông số vữa quan trọng cần xác định để xây dựng mô hình địa chất, mô hình khai thác và tính toán trữ lượng. Một số mô hình xác định thông số S_w cho kết quả không phù hợp hoặc khác biệt rất lớn so với thông số S_w xác định từ mẫu lõi. Mục tiêu của nghiên cứu nhằm xác định mô hình tính toán độ bảo hòa nước tối ưu nhất cho các vỉa chứa tầng Miocene phía Đông Bắc bể trầm tích Cửu Long, Việt Nam. Các tài liệu giếng khoan được sử dụng cho các mô hình gồm tài liệu địa vật lý giếng khoan (wireline logging) được kết hợp với tài liệu địa chất, mẫu lõi để hiệu chỉnh kết quả tính hàm lượng sét, độ rỗng và cuối cùng là độ bảo hòa nước áp dụng cho cùng các thông số đầu vào liên quan như mật độ xương đá, mật độ dung dịch khoan, điện trở vữa sét, điện trở dung dịch... cho các mô hình. Tầng chứa Miocene gồm các tập cát kết xen kẽ với các vỉa sét (shale). Bản chất của các tập sét này là kết quả lắng đọng của khoáng vật sét (clay) và sét bột (silt) trong môi trường năng lượng thấp. Khoáng vật sét là thành phần chủ yếu với kích thước hạt rất nhỏ nên sức căng bề mặt lớn, có khả năng bắt giữ các phân tử nước trên bề mặt (water-bound) chứa các cation. Như vậy, độ dẫn điện hay điện trở suất sẽ được đóng góp chủ yếu bởi 2 thành phần là điện trở suất của nước vữa (R_w) và điện trở suất của nước trên bề mặt sét (R_{wb}). Kết quả tính toán độ bảo hòa nước tại tầng Miocene cho thấy độ bảo hòa nước tính bằng mô hình Dual-water có giá trị tiệm cận nhất với giá trị độ bảo hòa nước ban đầu trong vỉa (S_{wi}) so với kết quả của các mô hình Simandoux, Indonesia và mô hình Archie. Từ cách tiếp cận trên, kết quả của nghiên cứu này có thể áp dụng cho minh giải tầng chứa Miocene ở phía Đông Bắc bể Cửu Long, Việt Nam.

Từ khóa: Độ bảo hòa nước, mô hình Dual-water, mô hình Simandoux, mô hình Indonesia, Miocene, bể Cửu Long.

Giới thiệu

Bể Cửu Long có nhiều mỏ nhỏ, cận biên nên trữ lượng dầu khí của mỏ phải được tính toán chính xác để bảo đảm hiệu quả kinh tế cho nhà đầu tư. Giá trị độ bảo hòa nước S_w là thông số đầu vào cho mô hình động và mô hình tĩnh, từ đó tính trữ lượng tại chỗ của cấu tạo để đưa ra mô hình khai thác, dự báo sản lượng khai thác cho mỏ.

Công thức Archie hay mô hình tính độ bảo hòa nước Archie [1] dựa vào mối quan hệ giữa đường cong điện trở suất nước vữa, điện trở suất thực và độ rỗng thành hệ. Tuy nhiên, đây là mô hình cát sạch, không đề cập tới sự hiện diện của sét. Do hạt sét nhỏ có sức căng bề mặt lớn nên có thể hấp phụ các phân tử nước chứa các cation. Các cation cũng là một kênh dẫn điện, góp phần làm giảm điện trở

suất thực, ảnh hưởng tới kết quả của độ bảo hòa nước, hay chính xác hơn là làm tăng giá trị độ bảo hòa nước và làm mất đi vữa sản phẩm. Hiểu rõ ảnh hưởng của sét lên độ dẫn điện hay điện trở suất của đất đá [2], các mô hình tính độ bảo hòa nước dựa trên công thức Archie lần lượt ra đời để hiệu chỉnh ảnh hưởng của sét như công thức Simandoux, Waxman-Smith (Waxman và Smith, 1968), Indonesia (Poupon và Leveaux 1971), Dual-water [3], Schlumberger (Schlumberger, 1989).

Trong tập trầm tích Miocene ở bể Cửu Long nói chung và khu vực Đông Bắc bể nói riêng có các tầng chứa sản phẩm dầu khí quan trọng với đặc điểm chung về địa chất là được thành tạo trong môi trường biển nông ven bờ hình thành các lớp cát sét xen kẽ, có độ rỗng tương đối tốt từ 18 - 20% tại các tập cát kết. Tuy nhiên, điện trở suất thực tế các vỉa chứa dầu khí ở các giếng khoan chủ yếu rất thấp, chỉ khoảng từ 1 - 5 Ohm.m. Như vậy, sự hiện diện của sét ở các vỉa chứa có thể là nguyên nhân gây ra điện trở suất



Ngày nhận bài: 8/3/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 8 - 30/3/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 1/7/2021.

thấp, ảnh hưởng trực tiếp lên kết quả tính độ bão hòa nước tại các vỉa chứa sản phẩm trong Miocene.

Với việc so sánh kết quả độ bão hòa nước từ nghiên cứu mẫu lõi và tính toán từ các mô hình tính độ bão hòa nước để chọn ra mô hình tối ưu nhất cho các tập chứa trong Miocene phía Đông Bắc bể Cửu Long. Qua nghiên cứu này cho thấy kết quả tính toán độ bão hòa nước bằng mô hình Dual-water có ít sai số nhất so với kết quả của mẫu lõi.

2. Các mô hình tính độ bão hòa nước

2.1. Mô hình cát sạch (Clean sand formation)

Archie [1] thực hiện nghiên cứu thực nghiệm với một số lượng lớn mẫu lõi (core) bão hòa nước được lấy từ nhiều thành hệ cát sạch khác nhau tại Gulf Coast. Độ rỗng của mẫu lõi thay đổi từ 10 - 40% với độ khoáng hóa từ 20 - 100 kppm, sau đó ông xây dựng mối quan hệ giữa độ rỗng và độ khoáng hóa với đá bão hòa nước 100% như sau:

$$R_o = F \times R_w = \frac{a}{\phi^m} \quad (1)$$

Trong đó:

F: Hệ số thành hệ;

R_o : Điện trở suất đất đá bão hòa 100% nước (Ohm.m);

R_w : Điện trở suất nước vỉa (Ohm.m);

a: Hệ số mao dẫn;

m: Hệ số gắn kết xi măng.

Archie dẫn chứng một số nghiên cứu của Martin, Jakosky, Wyckoff và Leverett về sự thay đổi của điện trở do sự thay đổi của tỷ lệ nước trong vỉa. Sau khi quan sát sự thay đổi của điện trở do sự thay đổi của tỷ phần nước trong mẫu lõi, Archie biểu diễn mối quan hệ giữa độ tỷ phần nước S_w và điện trở trên đồ thị Logarit. Công thức tính độ bão hòa nước được biểu diễn như sau:

$$S_w^n = \frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t} \quad (2)$$

Trong đó:

n: Hệ số mũ bão hòa nước;

R_t : Điện trở suất thực của vỉa (Ohm.m);

S_w : Độ bão hòa nước vỉa.

2.2. Một số mô hình hiệu chỉnh ảnh hưởng của sét

Trên thực tế, các vỉa chứa dầu khí bắt gặp trong

giếng khoan không có vỉa cát sạch 100% mà có sự tồn tại của thành phần sét [3]. Hình 1 cho thấy nếu thành hệ là cát sạch thì đường xu thế có điểm xuất phát từ giá trị $C_o = 0$, nhưng với thành hệ cát sét xen kẽ thì giá trị độ dẫn sẽ không phải là đường thẳng tuyến tính xuất phát tại điểm 0. Chứng tỏ sự thay đổi này do ảnh hưởng của sét.

Kết quả trên Hình 1 đã cho thấy trong các vỉa chứa điển hình không thể tồn tại cát sạch 100% mà bao giờ cũng xen lẫn sét. Vì thế, độ dẫn của vỉa chứa thực tế sẽ là:

$$C_o = \frac{C_w}{F} + C_{excess} \quad (3)$$

Trong đó:

C_o : Độ dẫn đất đá bão hòa 100% nước, (Ohm.m⁻¹); $C_o = \frac{1}{R_o}$

C_w : Độ dẫn của nước vỉa, (Ohm.m⁻¹); $C_w = \frac{1}{R_w}$

Từ công thức (3) có thể giải thích [4] thành phần sét kết gồm bột sét và các hạt sét có kích thước rất mịn có khả năng bắt giữ các phân tử nước chứa các cation (Hình 2). Như vậy, trong không gian rỗng của sét tồn tại vật dẫn ion và chất điện phân. Một ranh giới chung hay mặt phân cách Helmholtz xuất hiện. Các ion trên bề mặt của sét như là Mg, Ca, Na... có thể trao đổi với với các cation khác. Sự trao đổi cation có thể đo được trong phòng thí nghiệm và được gọi là CEC (cation exchange capacity), đơn vị của phép đo này là meq/cc, Q_v [5 - 7].

$$Q_v = \frac{CEC \times \rho(1 - \phi_t)}{\phi_t} \quad (4)$$

Trong đó:

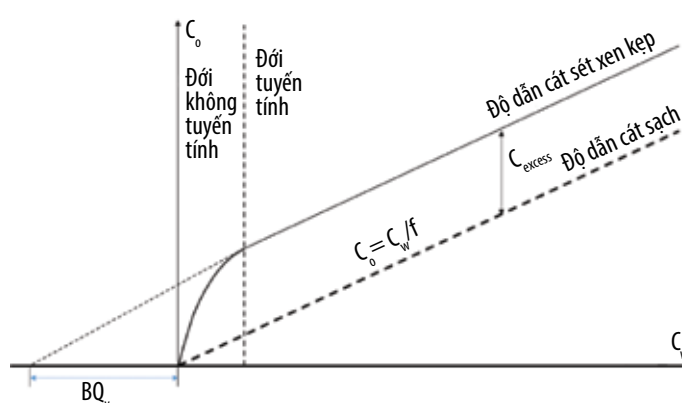
Q_v : Tổng hàm lượng CEC trao đổi (meq/g);

CEC: Chỉ số trao đổi cation trong vỉa;

ρ : Mật độ đất đá (g/cc);

ϕ_t : Độ rỗng tổng đất đá.

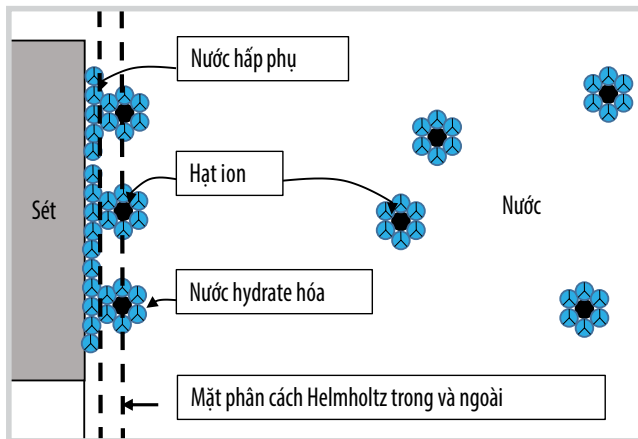
Một thành hệ sét có tổng khối lượng trao đổi cation là Q_v chứa trong không gian rỗng.



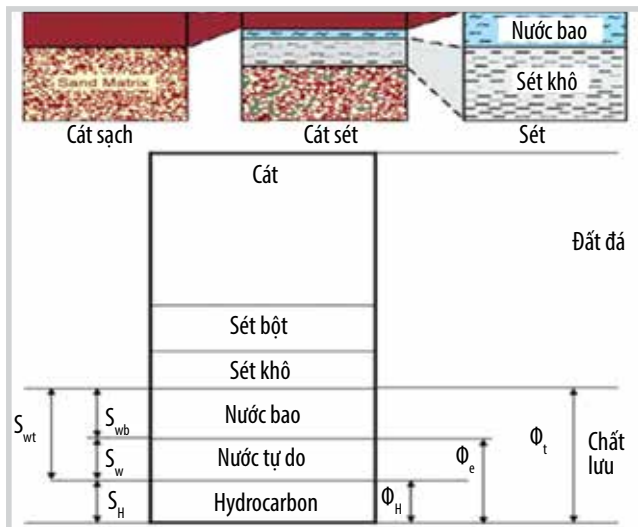
Hình 1. Biểu diễn độ dẫn của cát sạch và cát sét xen kẽ [4].

Bảng 1. Đặc điểm vật lý của các loại sét

Loại sét	CEC (meq/g)	Φ_{CNC}	ρ (g/cc)	Thành phần cation	K (%)	U (%)	Th (ppm)
Montmorillonite	0,8 - 1,5	0,24	2,45	Ca, Mg, Fe	0,16	2 - 5	14 - 24
Illite	0,1 - 0,4	0,24	2,65	K, Mg, Fe, Ti	4,5	1,5	< 2
Chlorite	0 - 0,1	0,51	2,8	Mg, Fe	-	-	-
Kaolinite	0,03 - 0,06	0,36	2,65	-	0,42	1,5 - 3	6 - 19



Hình 2. Mô hình trao đổi ion trên bề mặt sét [3].



Hình 3. Mô hình biểu diễn thành phần đất đá.

Đặc điểm về khả năng trao đổi cation của các loại sét như montmorillonite, illite, kaolinite, chlorite như Bảng 1.

CEC là một thông số được sử dụng cho mô hình Waxman-Smith và Dual-water. Thông số CEC không thể xác định trực tiếp bằng các đường cong địa vật lý giếng khoan mà phải đo trực tiếp trên mẫu lõi. Theo Clavier, Coates và Dumanoir [3] định nghĩa không gian lỗ rỗng tổng (Φ_t) của thành hệ có thể chứa nước liên kết, nước tự do và dầu khí (Hình 3). Nước liên kết hiện diện trên bề mặt của khoáng vật sét, còn nước tự do tồn tại trong các không gian rỗng liên thông của thành hệ (Φ_e). Sự hiện

diện của 2 loại nước này ảnh hưởng tới điện trở suất của thành hệ.

Theo mô hình trên độ rỗng hiệu dụng cho sét là:

$$\Phi_e = \Phi_t \times (1 - S_{wb}) \quad (5)$$

Với Φ_e : Độ rỗng hiệu dụng; S_{wb} : Độ bão hòa nước bao.

Trong khi đó độ rỗng hiệu dụng biểu diễn theo tỷ phần sét là:

$$\Phi_e = \Phi_t - \Phi_{wb} \times V_{cl} \quad (6)$$

Trong đó: Φ_{wb} : Độ rỗng sét bao; V_{cl} : Tỷ phần sét.

Kết hợp công thức (5) và (6) khi đó độ bão hòa nước bao là:

$$S_{wb} = \frac{V_{cl} \times \Phi_{wb}}{\Phi_t} \quad (7)$$

Mặt khác, theo định nghĩa độ rỗng Φ_t là tỷ phần của thể tích không gian rỗng V_p chứa chất lưu trên tổng thể tích khối đá V:

$$\Phi_t = \frac{V_p}{V} \quad (8)$$

Theo Hình 2, đối với thành phần sét, độ rỗng của sét Φ_{wb} sẽ là tỷ phần không gian rỗng chứa nước bao V_{wb} của sét trên tổng thể tích của khối đá:

$$\Phi_{wb} = \frac{V_{wb}}{V} = \frac{m_{wb}/\rho_{wb}}{V} \quad (9)$$

Trong đó:

m_{wb} : Khối lượng của nước bao, đơn vị là g;

ρ_{wb} : Mật độ nước bao, đơn vị là g/cm³, ở đây giả sử mật độ nước bao là 1.

Gọi W_s là tỷ số của khối lượng nước bao m_{wb} và khối lượng tổng khối đá m_G :

$$W_s = \frac{m_{wb}}{m_G} \quad (10)$$

Khi đó:

$$\frac{m_G}{V} = \frac{(1-V_p)\rho_G}{V} = \rho_G(1 - \Phi_t) \quad (11)$$

Kết hợp công thức (9) và (11):

$$\Phi_{wb} = W_s \rho_G (1 - \Phi_t) \quad (12)$$

Kết hợp công thức (2) và công thức (12):

$$\phi_{wb} = Q_v \phi_t \frac{W_s}{CEC} \quad (13)$$

Thực nghiệm của Hill, Shirley và Klein [8] chỉ ra tỷ số W_s tỷ lệ với chỉ số CEC và độ khoáng hóa của nước vỉa C_o :

$$W_s = (0,084\sqrt{C_o} + 0,22)CEC \quad (14)$$

Công thức (13) sẽ là:

$$\phi_{wb} = Q_v \phi_t (0,084\sqrt{C_o} + 0,22) \quad (15)$$

Các mô hình khác như mô hình Dual-water, Simandoux, Indonesia và Simandoux hiệu chỉnh được áp dụng để loại trừ ảnh hưởng của sét thông qua hiệu chỉnh ảnh hưởng của điện trở suất vỉa sét R_{sh} .

2.2.1. Mô hình Dual-water

Mô hình đề xuất độ dẫn diện do 2 loại nước có trong không gian rỗng của thành hệ, là loại nước trên bề mặt sét và loại nước tự do (Hình 2). Mô hình đã chỉ ra hàm lượng nước liên kết liên quan trực tiếp tới hàm lượng sét trong thành hệ, nghĩa là nếu chỉ số sét tăng thì hàm lượng nước liên kết cũng sẽ tăng.

Công thức mô hình Dual-water [3] biểu diễn như sau:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi_T^{m^*} \times S_{wT}^n}{a} \times \left(\frac{1}{R_w} + \frac{S_{wb}}{S_{wT}} \times \left(\frac{1}{R_{wb}} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (16)$$

Trong đó:

$$m^* = m_{input} + C_m(0,258 \times Y + 0,2 \times (1 - e^{-16,4 \times Y})) \quad (17)$$

$$Y = \frac{Q_v \times \phi_T}{1 - \phi_T} \quad (18)$$

Q_v là giá trị không được xác định trực tiếp từ các đường điện trở mà chỉ được xác định dựa vào nghiên cứu mẫu lõi để tìm giá trị m^* . Giá trị CEC trong tầng chứa Miocene phía Đông Bắc bể Cửu Long đã được đo qua kết quả nghiên cứu một số mẫu lõi. Bài báo này đã sử dụng tài liệu các giếng khoan khu vực lân cận để thấy rõ giá trị m^* đặc trưng cho tầng chứa Miocene, từ đó có thể xác định điện trở suất của nước bao, R_{wb} .

2.2.2. Mô hình Simandoux

Mô hình Simandoux [2] dựa vào nghiên cứu thực nghiệm "hỗn hợp đồng nhất của cát có độ chọn lọc tốt và sét với tỷ lệ khác nhau". Sét và cát được trộn lẫn với nhau trong dung dịch $CaCl_2$ để ngăn chặn sự trao đổi ion, Simandoux quan sát độ dẫn chỉ do thành phần sét và không

phụ thuộc vào hình dạng lỗ rỗng. Mục tiêu là nghiên cứu ảnh hưởng về thể tích khi giảm hàm lượng sét đến độ dẫn của xương đá và độ bão hòa nước trong vỉa.

Công thức mô hình Simandoux được biểu diễn như sau:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m \times S_w^n}{a \times R_w} + \frac{V_{sh} \times S_w}{R_{sh}} \quad (19)$$

Theo thực nghiệm, Simandoux chỉ thực nghiệm trên 4 mẫu với duy nhất 1 loại sét là montmorillonite và các mẫu có độ rỗng như nhau. Theo Bảng 1 thì các loại sét khác nhau sẽ có hàm lượng CEC khác nhau dẫn tới độ dẫn điện sẽ khác nhau. Mô hình Simandoux cũng được cho là không tốt khi độ rỗng nhỏ hơn 20%. Từ công thức (19), mức độ hiệu chỉnh do ảnh hưởng của sét lên mô hình Simandoux rất lớn, ảnh hưởng tới kết quả của mô hình tính.

2.2.3. Mô hình Simandoux hiệu chỉnh (Modified Simandoux)

Những vấn đề gặp phải trong mô hình Simandoux là chưa loại trừ ảnh hưởng của tỷ phần sét trong thành phần cát. Mô hình này do Schlumberger hiệu chỉnh dựa trên công thức (19) bằng cách thêm hiệu số $1 - V_{sh}$ nhằm loại trừ ảnh hưởng của sét có trong thành phần cát.

Công thức mô hình Simandoux hiệu chỉnh được biểu diễn như sau:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m \times S_w^n}{a \times R_w \times (1 - V_{sh})} + \frac{V_{sh} \times S_w}{R_{sh}} \quad (20)$$

Công thức (20) của Schlumberger đã giải quyết vấn đề tranh cãi của mô hình Simandoux. Tuy vậy, phương trình này được đưa ra không phải dựa trên nghiên cứu thực nghiệm mà dựa vào sự hiệu chỉnh thiết bị đo địa vật lý giếng khoan.

2.2.4. Mô hình Indonesia

Mô hình được đề xuất bởi Poupon và Leveaux (1971) để hiệu chỉnh thành phần sét trong thành hệ chứa nước ngọt, đây là một dạng vỉa chứa rất điển hình ở Indonesia. Như vậy rõ ràng là mô hình này không phải được xây dựng trên thành hệ giống như thành hệ Miocene bể Cửu Long, Việt Nam. Tuy nhiên, phương pháp này cải tiến các hạn chế của mô hình Archie do đã hiệu chỉnh ảnh hưởng của R_{sh} .

Công thức mô hình Indonesia được biểu diễn như sau:

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{cl} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \times R_w}} \right] \times S_w^{n/2} \quad (21)$$

2.3. Xác định độ bão hòa nước dư S_{wi} trong phòng thí nghiệm

Độ bão hòa nước dư là lượng nước không thoát ra khỏi thành hệ cũng như không di chuyển trong độ rỗng hiệu dụng của đất đá. Trong vỉa dầu sạch, sau khi lượng nước này chiếm chỗ thì phần không gian rỗng còn lại là dầu khí. Độ bão hòa nước dư được xác định bằng cách: (i) đo trong phòng thí

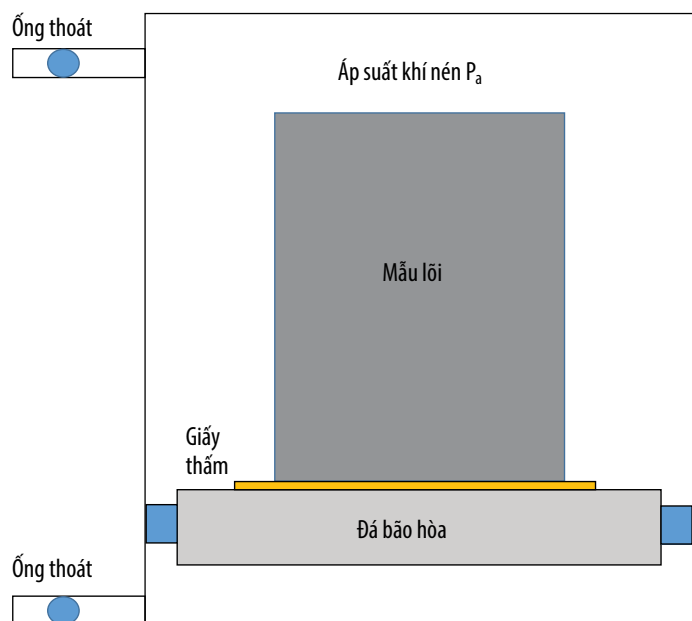
nghiệm từ mẫu lõi hoặc dùng (ii) phương pháp cộng hưởng từ hạt nhân (NMR/CMR) [9]. Trong bài báo này, nhóm tác giả chỉ đề cập đến xác định độ bão hòa nước dư bằng phương pháp đĩa bán thấm (porous plate). Phương pháp này xây dựng mối quan hệ giữa áp suất mao dẫn và độ bão hòa nước bằng cách đặt mẫu lõi đã bão hòa dung dịch NaCl lên đĩa bán thấm, sau đó nén áp suất P_a lên phía phần đỉnh của mẫu, nước chứa trong không gian lỗ rỗng của mẫu sẽ thoát ra ngoài (Hình 4). Áp suất mao dẫn P_c là áp suất chênh lệch giữa áp suất không khí và áp suất nước NaCl. Khi đạt được sự ổn định, áp suất khí nén P_a được bỏ, mẫu lõi sẽ được cân lại và xác định độ bão hòa nước ứng với áp suất mao dẫn P_c . Sau đó mẫu tiếp tục được thực hiện các thao tác trên với các áp suất cao hơn để xây dựng mối quan hệ giữa độ bão hòa nước và áp suất mao dẫn.

Bảng 2 thể hiện kết quả xác định độ bão hòa nước trong phòng thí nghiệm với dung dịch NaCl có độ khoáng hóa 50 g/l ở nhiệt độ 30 °C.

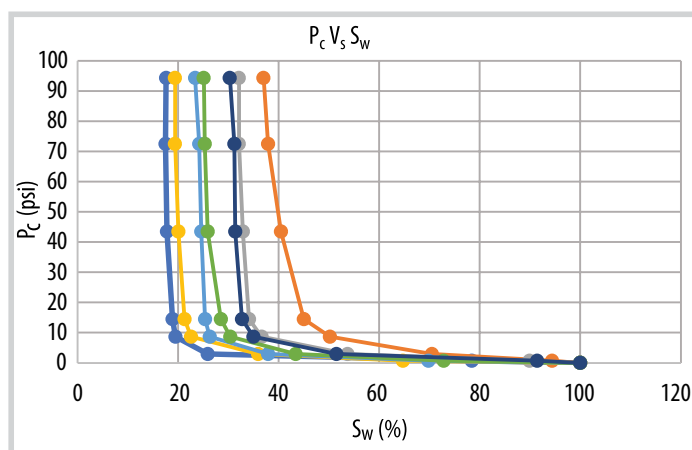
3. So sánh kết quả tính độ bão hòa nước cho tầng chứa Miocene, khu vực Đông Bắc bể Cửu Long

Ở khu vực Đông Bắc của bể Cửu Long, dầu khí được khai thác chủ yếu từ các đối tượng trong Miocene, Oligocene và đá móng. Hiện nay, sản lượng khai thác tại các mỏ chủ lực đã suy giảm đáng kể do đó cần thiết phải cập nhật lại trữ lượng để dự báo sản lượng khai thác cũng như có kế hoạch tối ưu cho tương lai. Một trong những thông số quan trọng để tính toán trữ lượng dầu khí là độ bão hòa nước đối với tầng chứa Miocene.

Các thành tạo địa chất trong Miocene được lắng đọng trong môi trường tam giác châu (deltaic plain) tới tương biển nông với những cát kết dày xen kẽ với những lớp sét từ mỏng tới dày. Đặc biệt, trong thành hệ tuổi Miocene có tập sét Bạch Hồ chứa trùng



Hình 4. Mô hình khoang đo áp suất mao dẫn và độ bão hòa nước [9].



Hình 5. Độ bão hòa nước với các áp suất mao dẫn khác nhau.

Bảng 2. Kết quả độ bão hòa nước trong phòng thí nghiệm

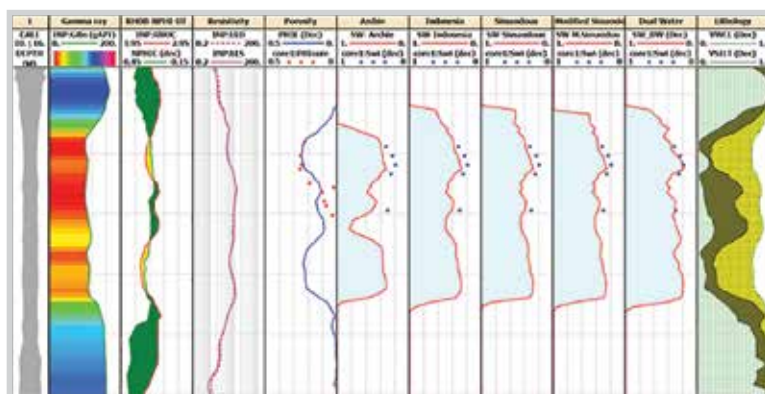
Mẫu	Độ sâu	Độ bão hòa nước (S_w) ở các áp suất mao dẫn (P_c) khác nhau (psi)							
		0	0,73	2,9	8,7	14,5	43,5	72,5	94,3
1	XX1	100	78,4	25,9	19,5	18,9	17,8	17,5	17,6
2	XX2	100	94,4	70,5	50,2	45	40,5	37,9	37
3	XX3	100	89,9	53,7	36,6	34,1	32,9	32,1	32,1
4	XX4	100	64,7	35,9	22,6	21,3	20,1	19,4	19,4
5	XX5	100	69,8	37,9	26,3	25,4	24,6	24,2	23,4
6	XX6	100	72,8	43,4	30,4	28,5	25,9	25,3	25,1
7	XX7	100	91,4	51,5	35	32,7	31,4	31,2	30,3

Bảng 3. Bảng thành phần khoáng vật sét

Độ sâu (m)	Kaolinite (%)	Chlorite (%)	Illite (%)	Smectite (%)	Illite - Smectite (%)
XX87	9	5	43	15,5	27,5
XX98	15,5	14,5	26	9	35
XX87,3	0	7,5	77	0	15,5
XX96,2	0	1	97	0	2

Bảng 4. Các thông số tính độ bão hòa nước

Mật độ xương đá (ρ_{ma})	2,65	g/cm^3
a	1	
m	1,95	
n	1,78	
R_w	0,17	Ohm.m
R_{sh}	1,5	Ohm.m
R_{wb}	0,08	Ohm.m
CEC	1,6	meq/g



Hình 6. So sánh kết quả S_w của các mô hình với độ bão hòa S_w của mẫu lõi.

Bảng 5. So sánh S_w của các mô hình với độ bão hòa S_w của mẫu lõi

S_{wi} mẫu lõi (dec)	S_w (dec)				
	Archie	Indonesia	Simandoux	Modified Simandoux	Dual-water
0,321	0,394	0,382	0,383	0,377	0,365
0,234	0,366	0,329	0,334	0,315	0,282
0,194	0,342	0,291	0,294	0,27	0,197
0,251	0,397	0,37	0,372	0,364	0,346
0,303	0,514	0,411	0,395	0,372	0,305

lỗ Rotalia điển hình trải gần như rộng khắp rất đặc trưng cho bể Cửu Long. Dựa vào phân tích XRD, thành phần sét illite chiếm khoảng 40 - 97%, smectite 9 - 16% và các thành phần khác (Bảng 3). Như vậy, sét trong tầng chứa Miocene có thành phần chủ yếu là illite và smectite nên khả năng trao đổi ion rất tốt.

Nhóm tác giả đã áp dụng 5 mô hình tính độ bão hòa nước vỉa (mô hình Archie, Simandoux, Simandoux hiệu chỉnh, Indonesia và Dual-water) cho tầng chứa Miocene khu vực Đông Bắc của bể Cửu Long. Sau khi có được kết quả tính giá trị độ bão hòa nước theo các mô hình, nhóm tác giả so sánh độ bão hòa nước với độ bão hòa nước

đư S_{wi} được xác định từ mẫu lõi (bởi trong vỉa chứa dầu, chính giá trị S_{wi} phản ánh giá trị của độ bão hòa nước). Các thông số đặc tính vỉa để tính độ bão hòa nước cho các mô hình dựa vào Bảng 4.

Từ kết quả tính toán, cho thấy giá trị độ bão hòa nước theo mô hình Dual-water tiệm cận nhất với giá trị S_{wi} tính từ thực nghiệm mẫu lõi. Trong khi đó, độ bão hòa tính bằng mô hình Archie có giá trị cao nhất, tiếp theo là độ bão hòa tính bằng mô hình Indonesia, Simandoux và mô hình Simandoux hiệu chỉnh (Hình 6, Bảng 5) giá trị CEC của mẫu lõi.

4. Kết luận và đề xuất

Kết quả tính độ bão hòa nước cho thấy sai số của mô hình Archie là rất lớn, từ 90% trở lên, trong khi đó mô hình Dual-water thấp nhất với sai số từ 5 - 20%. Có thể hiểu rằng mô hình Archie dựa trên thực nghiệm của các mẫu cát sạch mà chưa tính tới sự ảnh hưởng của sét lên điện trở. Hiểu rõ bản chất dẫn điện của sét, các phương pháp như Simandoux, Simandoux hiệu chỉnh, Indonesia đã loại trừ ảnh hưởng của sét, tuy nhiên cách tiếp cận lại chưa phù hợp với đặc điểm của từng vùng. Mô hình Indonesia là mô hình được xây dựng ở vùng mỏ nước ngọt có độ khoáng hóa rất thấp, do đó với khu vực nước vỉa có độ khoáng hóa cao từ 28 - 36 kppm như ở tầng Miocene phía Đông Bắc bể Cửu Long chưa phù hợp. Trong khi đó do chưa đánh giá đúng thực tế là các loại sét khác nhau thì có độ dẫn điện khác nhau, Simandoux đã thực nghiệm xây dựng mối quan hệ giữa độ bão hòa nước và điện trở dựa trên trộn lẫn 1 loại sét montmorillonite và cát sạch; mặt khác, độ rỗng từ 20% trở lên mới phù hợp với phương pháp của Simandoux. Mô hình Simandoux hiệu chỉnh do Schlumberger phát triển chỉ dựa trên việc hiệu chỉnh các thiết bị của Schlumberger mà chưa có lý thuyết về thực nghiệm.

Tính độ bão hòa nước bằng mô hình Dual-water cho kết quả tiệm cận với kết quả thực nghiệm bằng mẫu lõi nhất, tuy nhiên rất khó khăn để xác định CEC bởi giá trị này phải đo bằng mẫu lõi. Nhóm tác giả đề xuất việc chọn một vỉa sét sạch, đủ dày để xây dựng biểu đồ

Pickett và từ đó xác định giá trị R_{wb} . Với cách làm này, R_{wb} xác định từ biểu đồ Pickett tương đương với giá trị R_{wb} tính từ giá trị CEC của mẫu lõi.

Tài liệu tham khảo

- [1] G.E. Archie, "The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics", *Transactions of the AIME*, Vol. 146, No. 1, pp. 54 - 62, 1942. DOI: 10.2118/942054-G.
- [2] Jethro Sam-Marcus, Efeoghene Enaworu, Oluwatosin J. Rotimi, and Ifeanyi Steyeobot, "A proposed solution to the dermination of water saturation: Using a modelled equation", *Journal of Petroleum Exploraiton and Production Technology*, Vol. 8, pp. 1009 - 1015, 2018. DOI:10.1007/s13202-018-0453-4.
- [3] C. Clavier, G. Coates, and J. Dumanoir, "Theoretical and experimental bases for the dual - water model for interpretation of shaly sands", *Society of Petroleum Engineers Journal*, Vol. 24, No. 2, pp. 153 - 168, 1984 . DOI: 10.2118/6859-PA.
- [4] Hongyan Yu, Xiaolong Wei, Zhenliang Wang, Reza Rezaee, Yihuai Zang, Maxim Lebedev, and Stefan Iglauer, "Review of water saturation calculation methods in shale gas reservoir", *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Australia, 23 - 25 October 2018*. DOI: 10.2118/192115-MS.
- [5] Liang Wang, Zhi-Qiang Mao, Zhong-Chun Sun, Xing-Ping Luo, Ren-Shuang Deng, Ya-Hui Zang, and Bing Ren, "Cation exchange capacity (Qv) estimation in shaly sand reservoirs: Case studies in the Junggar basin, northwest China", *Journal of Geophysics and Engineering*, Vol. 12, No. 5, pp. 745 - 752, 2015. DOI: 10.1088/1742-2132/12/5/745 .
- [6] I. Juhasz, "Normalised Qv - The key to shaly sand evaluation using the Waxman-Smith equation in the absence of core data", *SPWLA 22nd Annual Logging Symposium, 23 - 26 June 1981*.
- [7] K.A. Alfosail and A.U. Alkaabi, "Water saturation in shaly formation", *Middle East Oil Show and Conference, Bahrain, 15 - 18 March 1997*. DOI: 10.2118/37746-MS.
- [8] H.J. Hill, G.E. Klein, O.J. Shirley, E.C. Thomas, and M.H. Waxman, "Bound water in shaly sand - its relation to Q and other formation properties", *The Log Analyst*, Vol. 20, No. 3, 1979.
- [9] A.M. Attia, D. Fratta, and Z. Bassiouni, "Irreducible water saturation from capillary pressure and electrical resistivity measurement", *Oil & Gas Science and Technology*, Vol. 63, No. 2, pp. 203 - 217, 2008. DOI: 10.2516/ogst:2007066.
- [10] D.C. Henrick and W.D. Kennedy, "On the quagmire of shaly sand saturation equation", *SPWLA 50th Annual Logging Symposium, The Woodlands, Texas, 21 - 24 June 2009*.
- [11] I. Juhasz, "The central role of Qv and formation water salinity in the evaluation of shaly formations", *SPWLA 20th Annual Logging Symposium, Tulsa, Oklahoma, 3 - 6 June 1979*.

OPTIMAL WATER SATURATION MODEL FOR MIOCENE RESERVOIRS IN THE NORTH-EASTERN PART OF CUU LONG BASIN, VIETNAM

Nguyen Van Hoang, Hoang Viet Bach, Nguyen Trung Dung, Le Trung Tam, Tran Van Ha, Hoang Thi Thu Trang

Petrovietnam Exploration Production Corporation

Email: hoangnv@pvep.com.vn

Summary

The study aims at determining the most realistic water saturation models to be utilised for the Miocene sandstone reservoir in the northeastern part of the Cuu Long basin. The wireline logging, core analysis and geological data from the wells in the northeastern part and surrounding areas are used in full to estimate shale content, porosity, and water saturation. The obtained water saturation results have been subjected to a comparative study considering all the petrophysical parameters involved. In shaly zones, the dual-water model provides good values of water saturation compared to those obtained by others such as Archie, Simandoux, and Indonesian models. An approach of comparative study between different water saturation models was outlined and implemented. It is expected that the results of this study can be applied in log analysis for other Miocene reservoirs in the Cuu Long basin.

Key words: Water saturation (S_w), Dual-water model, Simandoux model, Indonesian model, Miocene, Cuu Long basin.

NGHIÊN CỨU, ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ NÂNG CAO THU HỒI DẦU BẰNG GIẢI PHÁP BƠM ÉP HỆ HÓA PHẨM SP CHO ĐỐI TƯỢNG MIOCENE DƯỚI, VÒM NAM MỎ BẠCH HỔ

Phạm Trường Giang, Lê Thế Hùng, Trần Xuân Quý, Nguyễn Văn Sáng, Lê Thị Thu Hương, Hoàng Long, Cù Thị Việt Nga

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: giangptr@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.07-03>

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu khả năng áp dụng bơm ép hệ hóa phẩm SP (chất hoạt động bề mặt - polymer) cho đối tượng Miocene dưới, vòm Nam mỏ Bạch Hổ và đánh giá các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình bơm ép hệ hóa phẩm SP. Trên cơ sở nghiên cứu hệ hóa phẩm trong phòng thí nghiệm và trên mô hình vật lý vỉa, nhóm tác giả trình bày kết quả xây dựng kịch bản khai thác và bơm ép nhằm tối ưu hóa phương án triển khai cũng như đánh giá hiệu quả gia tăng hệ số thu hồi dầu trên mô hình mô phỏng khai thác. Kết quả đánh giá đã cho thấy giải pháp bơm ép hệ hóa phẩm SP có thể giúp gia tăng hệ số thu hồi dầu từ 10 - 40% trên các cụm giếng quan sát.

Từ khóa: Nâng cao hệ số thu hồi dầu, bơm ép chất hoạt động bề mặt - polymer, cát kết, Miocene dưới, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Tính đến nay, các giải pháp gia tăng sản lượng đã áp dụng trên các mỏ thuộc bể Cửu Long mới chỉ giới hạn ở các giải pháp trong giai đoạn khai thác thứ cấp như: tối ưu bơm ép, gaslift, infill well, side track... Các giải pháp trong khai thác tam cấp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) như bơm ép khí CO₂, HC, bơm ép polymer, vi sinh hóa lý... đã được triển khai cho một số mỏ nhưng chủ yếu là nghiên cứu trong phòng thí nghiệm hoặc trên mô hình mô phỏng và xa hơn nữa là thử nghiệm công nghiệp quy mô nhỏ.

Tại mỏ Bạch Hổ, nghiên cứu đầu tiên đã được thực hiện từ năm 1997 [1] đánh giá khả năng ứng dụng bơm ép tổ hợp chất polymer nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu cho mỏ Bạch Hổ. Đến năm 2013, việc ứng dụng mô hình số mô phỏng các chế độ thủy động lực và cơ chế gia tăng thu hồi dầu cho giải pháp bơm ép polymer mới được thực hiện [2]. Giải pháp sử dụng tổ hợp các chất hoạt động bề mặt bền nhiệt để bơm ép tăng thu hồi dầu đối tượng Oligocene [3] và giải pháp ứng dụng công nghệ nano trong bơm ép chất hoạt động bề mặt [4] đã bước đầu được nghiên cứu ở quy mô phòng thí nghiệm, tuy

nhiên chưa thực sự làm rõ cơ chế chủ đạo của tác nhân EOR. Việc mô hình hóa kết quả nghiên cứu chưa được tiến hành do đó việc đề xuất công nghệ chưa hoàn chỉnh và không đạt được hiệu quả cao nhất. Các nghiên cứu trên thực hiện chủ yếu tập trung vào các giải pháp với tác nhân chính là polymer hoặc chất hoạt động bề mặt, chưa có các nghiên cứu thực nghiệm đánh giá kết hợp đồng thời nhiều tác nhân như kết hợp NPs (nanoparticles) với dung dịch kiềm, chất hoạt động bề mặt với polymer theo như các nghiên cứu gần đây của thế giới để tối ưu giải pháp áp dụng cho các mỏ dầu khí khai thác tại đối tượng trầm tích bể Cửu Long.

Hệ hóa phẩm chất hoạt động bề mặt - polymer (SP - surfactant polymer) trong bơm ép có nhiều tính năng hơn việc bơm ép thuần túy polymer hoặc chất hoạt động bề mặt. Chất hoạt động bề mặt có tác dụng làm giảm sức căng bề mặt (IFT - interfacial tension) của dầu với đá vỉa giúp giảm độ bão hòa dầu tàn dư cũng như thay đổi tính chất đá vỉa từ ưa dầu sang ưa nước. Ngoài ra, chất hoạt động bề mặt cũng sẽ tạo ra hệ nhũ tương dầu nước trong vỉa kết hợp với dung dịch polymer để tạo hệ số đẩy và quét trong vỉa nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu. Một trong những nghiên cứu thực tế về bơm ép SP từ giai đoạn thiết kế hóa chất đến việc áp dụng trên mỏ West Kiehl được công bố năm 1993 bởi Clark [5]. Trong nghiên cứu này,



Ngày nhận bài: 9/7/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 9 - 13/7/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 13/7/2021.

hệ số thu hồi tăng thêm 15% so với tổng trữ lượng dầu tại chỗ (original oil in place - OOIP). Đến nay, có nhiều mô trên thế giới áp dụng thành công bơm ép ASP (alkaline surfactant polymer) để nâng cao hệ số thu hồi dầu từ 15 - 33% như ở mỏ Raudhatain [6], mỏ dầu nặng tại vịnh Bohai [7], mỏ Algyó [8]...

Mục tiêu quan trọng khi nghiên cứu, đánh giá khả năng ứng dụng giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu là tính toán, xác định được hiệu quả kỹ thuật của giải pháp khi xem xét triển khai trên phạm vi toàn mỏ. Để đạt được mục tiêu này, ứng dụng mô hình mô phỏng khai thác mỏ là công cụ tối ưu nhất hiện nay. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả sử dụng phần mềm mô phỏng khai thác Tnavigator (RFD) xây dựng các kịch bản khai thác và bơm ép khác nhau, phân tích độ nhạy các thông số độ nhớt hệ hóa phẩm, độ hấp phụ và sức căng bề mặt đến hiệu quả gia tăng thu hồi...

2. Quy trình thực hiện mô phỏng và đánh giá hiệu quả của phương pháp bơm ép hệ hóa phẩm

- Đánh giá, dự báo sản lượng khai thác theo phương án cơ sở, không ứng dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu.

- Đánh giá, lựa chọn các giếng bơm ép dự kiến tiến hành giải pháp bơm ép hệ hóa phẩm.

- Hệ hóa phẩm đã được nghiên cứu và xác định từ kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm và mô hình vật lý vĩa sẽ được sử dụng trong mô hình mô phỏng. Các chỉ tiêu kỹ thuật của hệ hóa phẩm gồm: nồng độ hóa phẩm, độ nhớt, độ bền nhiệt, độ hấp phụ, sức căng bề mặt và cơ chế gia tăng hệ số thu hồi dầu được mô phỏng lại chính xác nhất có thể so với nghiên cứu trên mô hình vật lý đã thực hiện.

Trên cơ sở hệ hóa phẩm ban đầu, các kịch bản khai thác và bơm ép khác nhau sẽ được thực hiện nhằm tối ưu hóa phương án triển khai cũng như đánh giá hiệu quả gia tăng hệ số thu hồi dầu, phục vụ cho việc đánh giá kinh tế và xây dựng báo cáo tiền khả thi ứng dụng thực tế tại mỏ.

3. Mô phỏng hiệu quả nâng cao hệ số thu hồi dầu bằng phương pháp bơm ép hệ hóa phẩm SP

3.1. Lựa chọn hệ chất hoạt động bề mặt - polymer phù hợp với điều kiện vỉa đối tượng Miocene dưới của mỏ Bạch Hổ

Kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm đã xác định tổ hợp chất hoạt động bề mặt và polymer phù

hợp với điều kiện địa chất, đặc trưng đá chứa, tính chất và thành phần dầu của đối tượng Miocene dưới của mỏ Bạch Hổ đặc biệt có khả năng chịu độ mặn cao và tương thích với nước bơm ép, nước vỉa (~ 35 g/L, Ca^{2+} 2.500 mg/l; Mg^{2+} 1.200 mg/l), khả năng chịu nhiệt cao (90 - 110 °C). Tổ hợp chất hoạt động bề mặt và polymer gồm các tác nhân chính và các tác nhân phụ trợ. Chất hoạt động bề mặt tác nhân chính được phối trộn trên cơ sở 3 hoạt chất sodium olefin sulfonate (SOS), alkyl olefin sulfonate (AOS), nonyl-phenol ethoxylate (NP EO) với khả năng giảm IFT xuống thấp nhất, tăng khả năng tạo hệ vi nhũ tương cũng như khả năng chịu nhiệt độ và độ khoáng hóa/độ mặn cao. Trong khi hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) được lựa chọn là polymer tác nhân chính trong hệ hóa phẩm do khoảng hoạt động nhiệt lớn, có thể lên tới 120 °C.

Các tác nhân phụ trợ nâng cao hiệu quả của tác nhân chính gồm các chất đồng hoạt động bề mặt alkyl ethoxy sulfate (AES), sodium petroleum sulfonate, các chất đồng dung môi như glycol ether, các chất kiềm và một số phụ gia khác với mục đích chống oxy hóa, chống ăn mòn, chống sa lắng muối, hỗ trợ tạo nhũ....

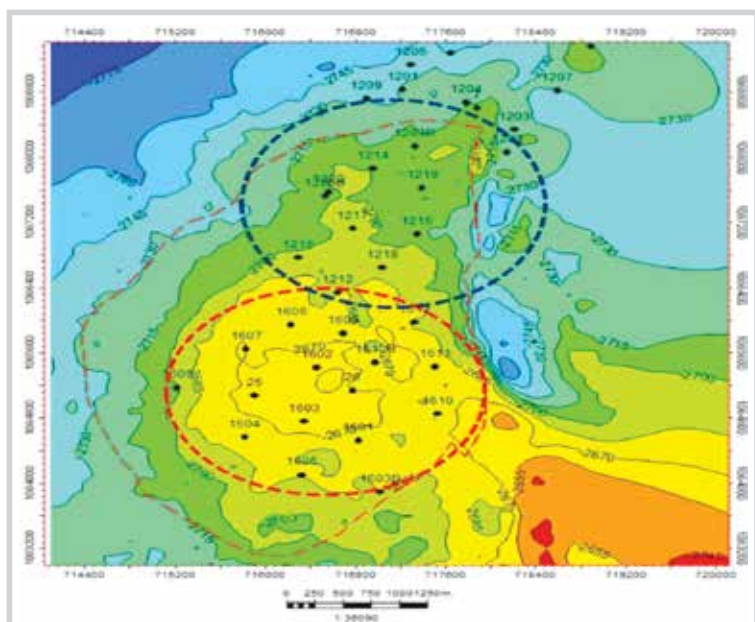
Hệ hóa phẩm phối trộn theo tỷ lệ 3:1 của chất hoạt động bề mặt anion (AOS:SOS) với nonion (NP EO), phối trộn polymer và tổ hợp chất hoạt động bề mặt với tỷ lệ HPAM 0,3% khối lượng. Hệ hóa phẩm sau phối trộn cần đảm bảo các điều kiện:

- Sức căng bề mặt IFT: 0,05 mN/m
- Độ nhớt: $\sim 25 - 30$ cP
- Tỷ trọng: 1,02
- Độ pH: 7,2 - 7,8

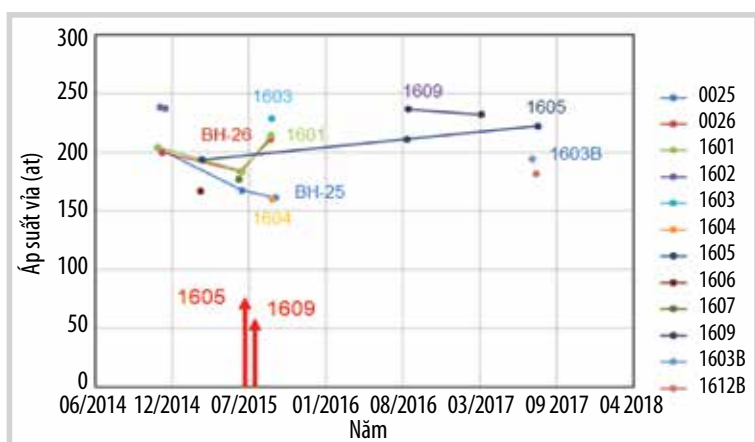
3.2. Lựa chọn khu vực nghiên cứu, lựa chọn giếng dự kiến tiến hành giải pháp bơm ép hệ hóa phẩm

Theo kết quả địa vật lý giếng khoan khu vực phía Nam vòm Nam (giàn BK-16, BK-14) các thân dầu 23-1 tới 23-2 không chứa hoặc ít chứa nước ban đầu. Nước xuất hiện tại các thân dầu 23-3, 23-4 và 24, 25. Chiều dày hiệu dụng của tập khai thác chính là tương đối tốt (12 - 16 m), tuy nhiên chiều dày này giảm nhanh khi ra biên. Trên cơ sở các đặc trưng biến đổi thạch học, tầng chứa và động thái khai thác có thể chia thành 2 khu vực (Hình 1).

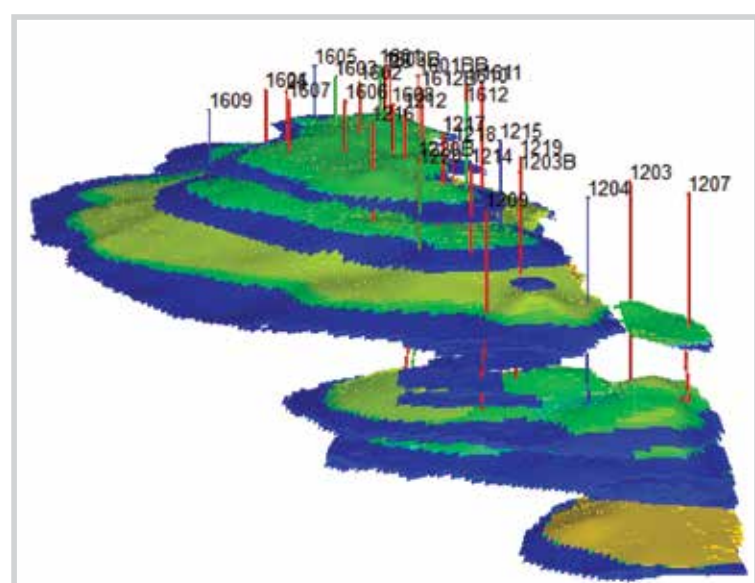
Tại khu vực phía Bắc vòm Nam, bên cạnh các tập vỉa chính từ 22 đến 23-4 xuất hiện thêm các tập vỉa từ 24 - 27. Phân bố độ rỗng trung bình từ 15 - 20% và tăng dần từ Bắc xuống Nam. Lưu lượng khai thác ban đầu cao (> 100 tấn/ngày), tuy nhiên tốc độ suy giảm nhanh trong 1 - 2



Hình 1. Bản đồ đẳng sâu tầng sản phẩm 23-2 đối tượng Miocene dưới, vòm Nam mỏ Bạch Hổ.



Hình 2. Động thái áp suất vỉa khu vực giếng bơm ép 1605 và 1609.



Hình 3. Mô hình mô phỏng khai thác đối tượng Miocene dưới, vòm Nam mỏ Bạch Hổ.

năm đầu tiên. Hiện tại, lưu lượng khai thác của các giếng đều thấp hơn 20 tấn/ngày, độ ngập nước 80%. Giếng 1215 được đưa vào bơm ép từ tháng 11/2013 sau khi áp suất vỉa tại khu vực giảm nhanh. Quá trình bơm ép giếng 1215 ghi nhận động thái áp suất vỉa các giếng lân cận tăng dần. Với hiện trạng độ ngập nước tại khu vực đã cao, lưu lượng dầu khai thác thấp, việc lựa chọn bơm ép hóa phẩm tại khu vực sẽ đạt hiệu quả thấp [9].

Khu vực phía Nam vòm Nam được đưa vào khai thác trong giai đoạn 2014 - 2015, động thái khai thác tốt, tốc độ ngập nước chậm giúp khu vực luôn đóng vai trò chủ lực về mặt sản lượng cho toàn bộ đối tượng Miocene dưới, mỏ Bạch Hổ. Nhà điều hành đang tiến hành bơm ép giếng 1609 và 1605. Kết quả đánh giá động thái khai thác, áp suất, đặc biệt là kết quả phân tích mẫu nước khai thác cho thấy mức độ ảnh hưởng mạnh của các giếng bơm ép tới giếng khai thác (Hình 2). Giếng 1605 ảnh hưởng tới các giếng 1603 và giếng 26, trong khi giếng bơm ép 1609 ảnh hưởng tới giếng 25, 1604 và giếng 1607. Đây là khu vực lý tưởng để tiến hành đánh giá khả năng bơm ép hệ hóa phẩm SP không chỉ do đặc điểm về địa chất mỏ, đặc tính chất lưu mà còn về hệ thống cụm thiết bị bơm ép đồng bộ cùng các nghiên cứu sẵn có về tương tác bơm ép - khai thác do nhà điều hành thực hiện.

3.3. Đánh giá hiệu quả bơm ép hệ hóa phẩm SP trên mô hình mô phỏng khai thác tầng chứa Miocene dưới, khu vực vòm Nam

- Mô hình mô phỏng khai thác tầng chứa Miocene dưới, khu vực vòm Nam

Mô hình mô phỏng thủy động lực học tầng chứa Miocene dưới, khu vực vòm Nam, giàn BK14&16, được xây dựng với mạng ô lưới 113 × 140 × 870, kích thước trung bình của mỗi ô lưới là 50 m × 60 m × 0,4 m. Trong mô hình có 483.722 ô lưới hoạt động với tổng 31 giếng, bao gồm 26 giếng khai thác và 5 giếng bơm ép (Hình 3). Mô hình được cập nhật lịch sử đến tháng 2/2020. Với các điều kiện hiện tại, dự kiến tổng sản lượng khai thác dầu đến thời điểm tháng 1/2051 ước đạt 5,5 triệu m³, tương ứng hệ số thu hồi 27,5%.

Bảng 1. Tính chất của polymer

Độ nhớt của polymer		Đặc tính đá chứa khí có sự xuất hiện của polymer			
PLYVISC		PLYROCK			
Nồng độ polymer (kg/sm ³)	Hệ số gia tăng độ nhớt của nước bơm ép (lần)	Hệ số trở kháng	Khối lượng riêng (kg/sm ³)	Chỉ số hấp phụ	Khả năng hấp phụ polymer tối đa
0	1	1,3	2115	2	0,0004
2	25				
3	38				
4	46				
Độ hấp phụ polymer		Tính lưu biến của polymer		Nồng độ polymer/muối	
PLYADS		PLYSHEAR		PLYMAX	
Nồng độ polymer (kg/sm ³)	Nồng độ polymer bị hấp phụ	Vận tốc dòng chảy của pha nước/polymer (mét/ngày)	Hệ số độ nhớt hiệu dụng của polymer và nước	Nồng độ polymer (kg/m ³)	Nồng độ muối trong dung dịch (kg/m ³)
0	0	0	1	25	0
0,0005	0	4,45	0,6		
2	0,000012	7	0,55		
10	0,000012				

Bảng 2. Tính chất của chất hoạt động bề mặt

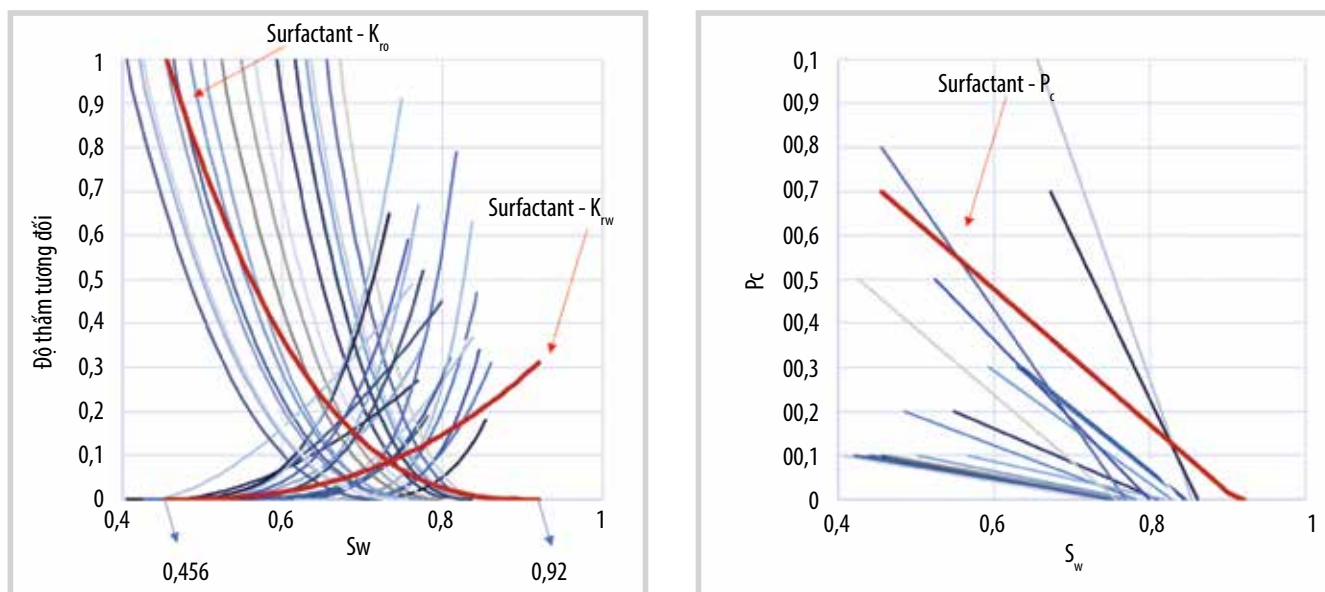
Độ nhớt dung dịch chất hoạt động bề mặt		Độ hấp phụ chất hoạt động bề mặt		Sức căng bề mặt hệ dầu-nước		Độ khử mao dẫn		Đặc tính đá chứa trong mô hình chất hoạt động bề mặt	
SURFVISC		SURFADS		SURFST		SURFCAPD		SURFROCK	
Nồng độ chất hoạt động bề mặt (kg/sm ³)	Độ nhớt dung dịch (cP)	Nồng độ chất hoạt động bề mặt (kg/sm ³)	Nồng độ chất hoạt động bề mặt bị hấp phụ	Nồng độ chất hoạt động bề mặt (kg/sm ³)	Sức căng bề mặt (N/m)	Cơ số 10 của chỉ số mao dẫn	Độ trộn lẫn	Chỉ số hấp phụ	Khối lượng riêng (kg/m ³)
0	0,2427	0	0	0	0,0263	-10	0	2	2650
4,5	0,35	4,5	0,000023	0,01	0,01	-8,3	0		
10	0,6	10	0,000023	0,05	0,002	-5,1	1		
100	6,6			0,1	0,0001	10	1		
200	6,8			0,45	0,000074				
300	7			4,5	0,000074				
400	7,1			20	0,000074				

- Thiết lập điều kiện ban đầu cho hệ hóa phẩm SP trong mô hình mô phỏng

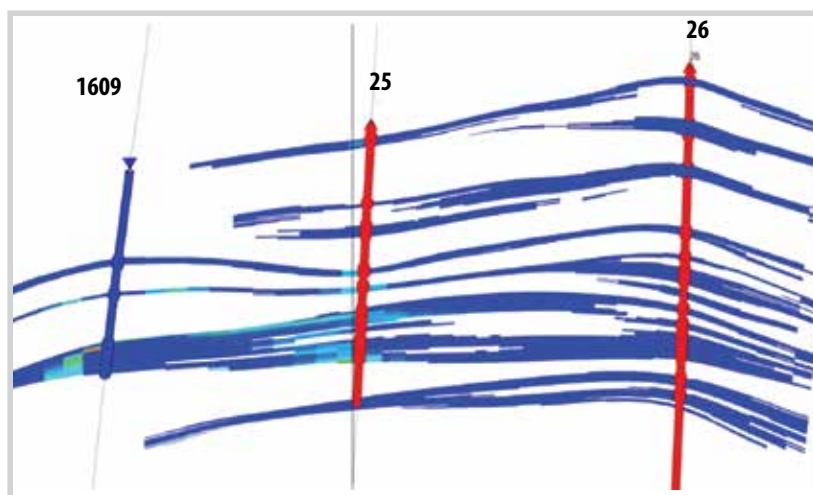
Thông số hệ hóa phẩm chế tạo trong phòng thí nghiệm được đưa vào mô hình mô phỏng thông qua các từ khóa, trong đó các chỉ số kỹ thuật như độ nhớt, độ hấp phụ, sức căng bề mặt có thể được biểu diễn theo nồng độ hợp chất polymer và chất hoạt động bề mặt đưa vào. Đối với polymer, tại điều kiện vỉa, nồng độ thay đổi từ 2 - 4 kg/m³ sẽ giúp độ nhớt dung dịch bơm ép tăng từ 25 - 46 lần tương ứng độ nhớt dung dịch bơm ép nằm trong khoảng 25 - 30 cP. Khả năng hấp phụ polymer trong bề mặt đất đá thay đổi từ 0 - 0,000012 theo nồng độ polymer từ 0 - 10 kg/m³. Đối với chất hoạt động bề mặt, khi tăng nồng độ chất hoạt động bề mặt từ 0,01 - 20 kg/m³

sẽ giúp giảm đáng kể sức căng bề mặt dầu - nước từ 0,01 N/m xuống 0,000074 N/m, trong khi tại các giá trị nồng độ khác nhau độ nhớt dung dịch thay đổi không nhiều. Thông số tính chất của hệ hóa phẩm SP được biểu diễn trong Bảng 1 và 2.

Sự hiện diện của chất hoạt động bề mặt trong dung dịch bơm ép giúp làm thay đổi tính dính ướt, giảm sức căng giữa pha do đó giúp đẩy dầu ra khỏi các lỗ rỗng trong vỉa chứa, giá trị độ bão hòa dầu dư trong đường cong thẩm pha tương đối dầu - nước có xu hướng giảm. Đường cong thẩm pha tương đối được hiệu chỉnh trên cơ sở mô hình hóa 1D kết quả và quy trình thí nghiệm bơm ép hóa phẩm trên mẫu lõi. Theo kết quả phục hồi lịch sử chênh áp và thu hồi dầu trong mô hình 1D, giá trị độ bão



Hình 4. Đường cong thấm pha tương đối trước và sau thí nghiệm.



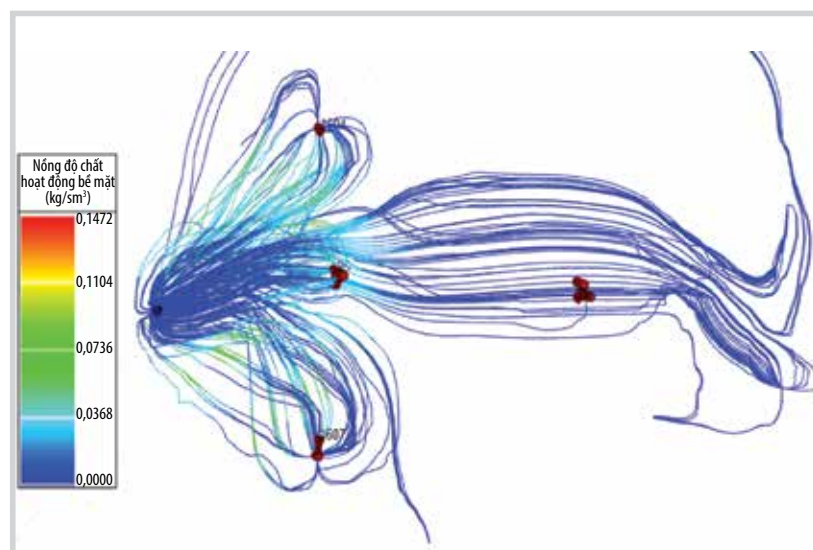
Hình 5. Mặt cắt liên kết qua giếng khoan 1609-25-26.

hòa dầu dư giảm từ 0,25 xuống 0,08. Độ thấm tương đối của pha nước tại độ bão hòa dầu dư được xác định theo giá trị 0,32.

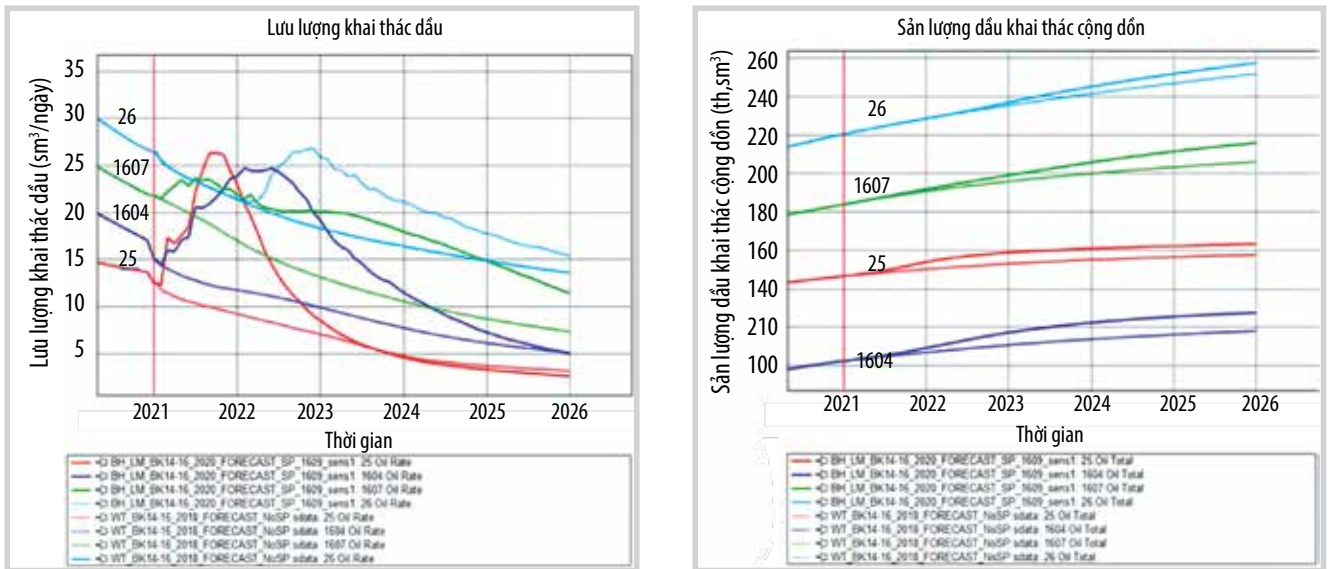
Mô hình dòng chảy 2 pha dầu - nước trong mô hình mô phỏng khai thác đối tượng Miocene dưới, vòm Nam, được xây dựng dựa trên 18 đường cong thấm pha tương đối, tương ứng với 18 đặc trưng đá chứa khác nhau. Sự hiện diện của hệ hóa phẩm sẽ làm thay đổi hành trạng pha dầu nước trong mô hình. Do giới hạn về số lượng mẫu lõi phân tích, tại mỗi ô lưới, 1 trong 18 đường cong thấm pha tương đối ban đầu được phần mềm tự động hiệu chỉnh về đường cong thấm pha mới khi có sự xuất hiện của hóa phẩm bơm ép (Hình 4).

- Đánh giá hiệu quả bơm ép hệ hóa phẩm SP

Theo kết quả lựa chọn giếng thực hiện bơm ép hệ hóa phẩm SP, 2 giếng bơm ép 1609 và 1605 tại khu vực phía Nam vòm Nam sẽ được thực hiện phương án đánh giá độc lập. Khối lượng hóa phẩm dự kiến bơm tại từng giếng là 100 m³ với nồng độ chất hoạt động bề mặt 300.000 ppm, nồng độ polymer 7.000 ppm. Thời gian bơm ép 1 ngày bắt đầu từ tháng 1/2022, được quan sát và đánh giá hiệu quả trong 4 năm sau khi bơm hóa phẩm.



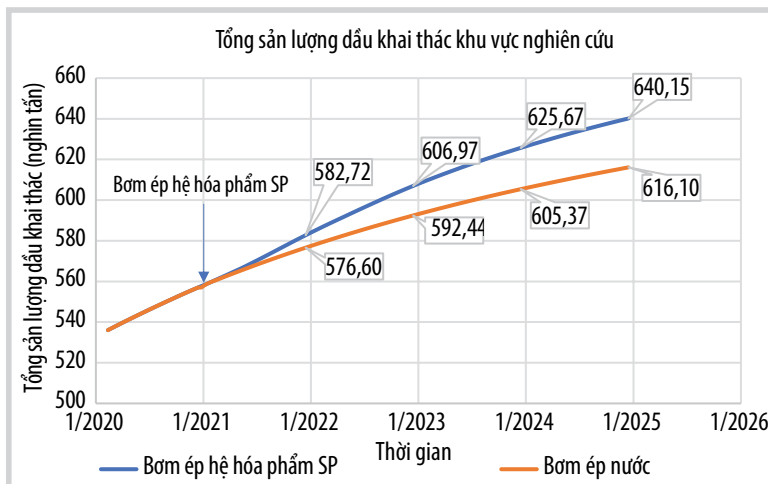
Hình 6. Mô hình đường dòng khu vực giếng bơm ép 1609.



Hình 7. Biểu đồ so sánh sản lượng khai thác giữa phương án bơm ép nước và bơm ép hệ hóa phẩm SP.

Bảng 3. Hiệu quả gia tăng sản lượng khai thác dầu tại khu vực 1609

Bơm hệ hóa phẩm SP từ giếng 1609	Khu vực quan sát (giếng 25, 26, 1604, 1607)			
	Bơm hệ hóa phẩm SP	Không bơm hệ hóa phẩm SP	Dầu gia tăng	
	Nghìn tấn	Nghìn tấn	Nghìn tấn	%
1 năm	25,7	19,6	6,1	31,3
2 năm	50,0	35,4	14,5	41,0
3 năm	68,7	48,3	20,3	42,0
4 năm	83,1	59,1	24,0	40,7



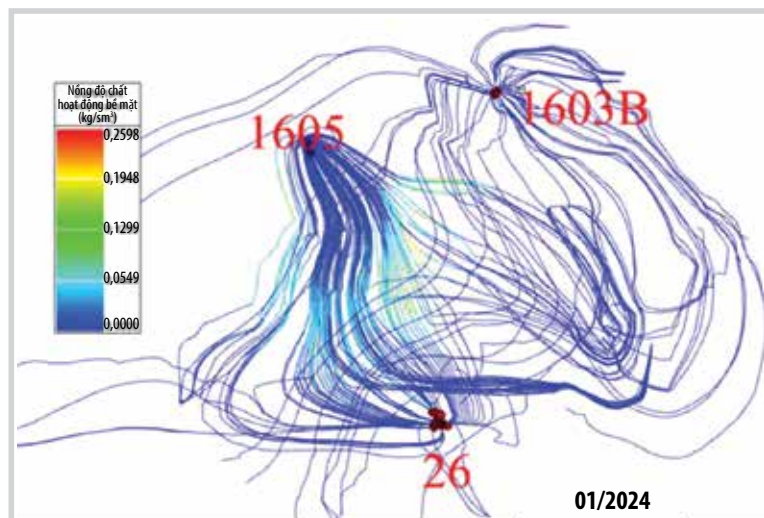
Hình 8. Sản lượng dầu khai thác gia tăng trong 4 năm sau khi bơm hệ hóa phẩm SP tại vị trí giếng 1609.

Giếng bơm ép 1609: Lưu lượng bơm ép nước hiện tại khoảng 245 m³/ngày, giếng thực hiện bơm ép tại tập vỉa 23-2 (Hình 5). Mô hình đường dòng cho thấy ảnh hưởng từ giếng bơm ép có thể quan sát được tại các giếng khai thác lân cận 1604, 26, 1607 và 25 (Hình 6). Hiệu quả gia tăng sản lượng khai thác dầu được nhìn thấy rõ trong cả 4 giếng quan sát. So với phương án không bơm ép hệ hóa phẩm SP, trong năm đầu tiên sản lượng dầu gia tăng từ quỹ giếng quan sát

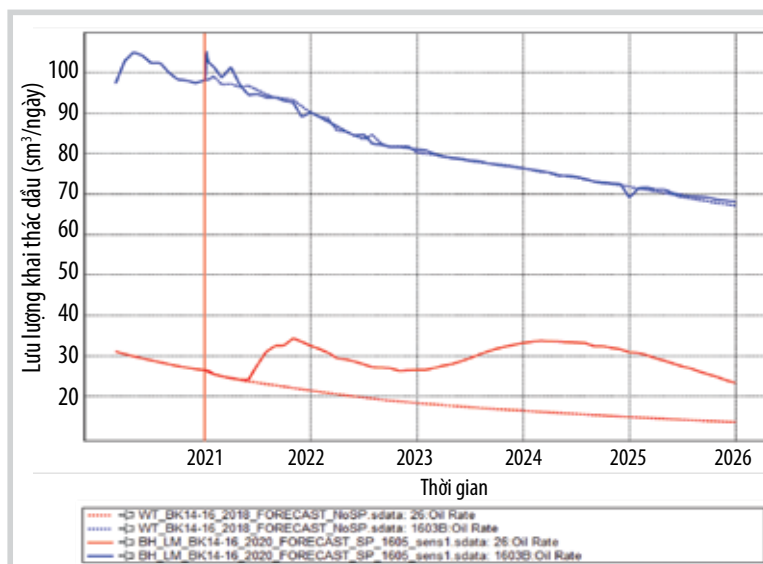
đạt 6.100 tấn tương ứng hệ số thu hồi dầu gia tăng 31,3%. Trong năm thứ 2, sản lượng khai thác dầu tiếp tục gia tăng thêm 8.400 tấn nâng sản lượng dầu gia tăng cộng dồn trong 2 năm đầu tiên sau thực hiện bơm ép hệ hóa phẩm SP lên 14.500 tấn, tương ứng hệ số thu hồi gia tăng 41%. Sản lượng khai thác dầu gia tăng sẽ giảm dần trong năm thứ 3 và thứ 4. Tổng hợp trong 4 năm sau khi thực hiện bơm ép hệ hóa phẩm SP tại giếng 1609, sản lượng khai thác dầu từ 4 giếng quan sát ước đạt 83.100 tấn, cao hơn 24.000 tấn so với phương án thực hiện bơm ép nước truyền thống. Kết quả đánh giá hiệu quả bơm ép hệ hóa phẩm SP từ giếng khoan 1609 được biểu diễn trên Hình 7, 8 và Bảng 3.

Giếng bơm ép 1605: Điều kiện thiết lập và các bước đánh giá được thực hiện tương tự như giếng bơm ép 1609, trong đó giếng 1605 tiến hành bơm ép tại tầng sản phẩm chính 23-2 với lưu lượng bơm ép 400 m³/ngày. Ảnh hưởng của giếng 1605 được quan sát tại 2

giếng 26 và 1603B (Hình 9). Tổng sản lượng dầu khai thác trong 4 năm từ 2 giếng quan sát cho phương án bơm ép hệ hóa phẩm SP đạt 133.000 tấn, cao hơn phương án thực hiện bơm ép nước 12.800 tấn. Kết quả đánh giá hiệu quả bơm ép hệ hóa phẩm SP từ giếng khoan 1605 được biểu diễn trên Hình 10 và Bảng 4.



Hình 9. Mô hình đường dòng khu vực giếng bơm ép 1605.



Hình 10. Biểu đồ so sánh sản lượng khai thác giữa phương án bơm ép nước và phương án bơm ép hệ hóa phẩm SP.

Bảng 4. Hiệu quả gia tăng sản lượng khai thác dầu tại khu vực 1605

Bơm hệ hóa phẩm SP từ giếng 1605	Khu vực quan sát (giếng 26, 1603B)			
	Bơm hệ hóa phẩm SP	Không bơm hệ hóa phẩm SP	Dầu gia tăng	
	Nghìn tấn	Nghìn tấn	Nghìn tấn	%
1 năm	36,6	35,1	1,5	4,3
2 năm	69,9	65,8	4,0	6,1
3 năm	101,8	94,1	7,8	8,2
4 năm	133,4	120,6	12,8	10,6

4. Kết luận

Hai giếng bơm ép 1605 và 1609 tại khu vực phía Nam đã được lựa chọn để tiến hành nghiên cứu đánh giá hiệu quả giải pháp bơm ép hệ hóa phẩm SP (chất hoạt động bề mặt - polymer). Hệ hóa phẩm dự kiến thực hiện bơm ép là tổ hợp chất hoạt động bề mặt anion/nonion (AOS:SOS:NP EO) và polymer HPAM. Các thông số kỹ thuật hệ hóa phẩm được đưa vào trong mô hình nhằm mô phỏng quá trình tương tác chất lưu - chất lưu, chất lưu - đá chứa và cơ chế thu hồi dầu trong mô hình.

Kết quả thử nghiệm bơm ép hệ hóa phẩm SP trên mô hình mô phỏng khai thác cho thấy hiệu quả gia tăng thu hồi dầu trên các cụm giếng quan sát. Tại khu vực giếng bơm ép 1609, sản lượng dầu gia tăng từ 4 giếng có thể đạt 24.000 tấn tương ứng hệ số thu hồi gia tăng 40,7%, trong khi tại giếng bơm ép 1605 sản lượng dầu gia tăng thấp hơn, chỉ đạt 12.800 tấn.

Lời cảm ơn

Bài báo là kết quả nghiên cứu của Đề tài cấp quốc gia mã số ĐTĐLCN.27/19 “Nghiên cứu, đánh giá hiệu quả của các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu và chế tạo hệ hóa phẩm quy mô pilot áp dụng cho đối tượng đại diện thuộc tầng trầm tích lục nguyên của bể Cửu Long”. Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Bộ Khoa học và Công nghệ (theo Hợp đồng số 27/2019/HĐ-ĐTĐLCN-CNN ngày 20/3/2019) và Viện Dầu khí Việt Nam đã hỗ trợ nguồn lực và tài trợ kinh phí thực hiện nghiên cứu này.

Tài liệu tham khảo

- [1] Nguyễn Hữu Trung và nnk, "Nghiên cứu khả năng ứng dụng phức hệ Polyme để bơm ép trong móng nứt nẻ tại các giếng khoan ở thềm lục địa Việt Nam nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu khí", Viện Dầu khí Việt Nam, 1996.
- [2] Phạm Trường Giang, Trần Đình Kiên, Hoàng Linh, Đinh Đức Huy, Trần Xuân Quý, Phan Vũ Anh, Phạm Chí Đức, Lê Thế Hùng, Phạm Văn Tú, Trần Đăng Tú, Vương Việt Nga và Lưu Đình Tùng, "Đánh giá khả năng và xây dựng kế hoạch thử nghiệm bơm ép polymer cho tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu", *Tạp chí Dầu khí*, Số 8, trang 44 - 52, 2018.
- [3] Hoàng Linh, Phan Vũ Anh và Lương Văn Tuyên, "Nghiên cứu ứng dụng tổ hợp chất hoạt động bề mặt bền nhiệt cho tầng cường thu hồi dầu vỉa cát kết tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 37 - 48, 2014.
- [4] Trịnh Thanh Sơn và nnk, "Nghiên cứu và hoàn thiện công nghệ nano trong bơm ép hoạt động bề mặt để nâng cao hệ số thu hồi dầu vỉa mỏ Bạch Hổ", Viện Dầu khí Việt Nam, 2017.
- [5] S.R. Clark, M.J. Pitts, and S.M. Smith, "Design and application of an alkaline-surfactant-polymer recovery system to the West Kiehl field", *SPE Advanced Technology Series*, Vol. 1, No. 1, pp. 172 - 179, 1993. DOI: 10.2118/17538-PA.
- [6] M.T. Al-Murayri, A.A. Hassan, M.B. Abdullah, A.M. Abdulrahim, C. Marlière, S. Hocine, R. Tabary, and G.P. Suzanne, "Surfactant/polymer flooding: Chemical-formulation design and evaluation for Raudhatain lower Burgan reservoir, Kuwait", *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Vol. 22, No. 3, 2018, pp. 923 - 940. DOI: 10.2118/183933-PA.
- [7] Xiaodong Kang and Jian Zhang, "Surfactant polymer (SP) flooding pilot test on offshore heavy oil field in Bohai bay, China", *SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2 - 4 July 2013*. DOI: 10.2118/165224-MS.
- [8] S. Puskas, Á. Vágó, M. Törő, G.Y. Kálmán, R. Tabajd, I. Dékány, J. Dudás, R. Nagy, L. Bartha, I. Lakatos, A. Thomas and R. Garcia, "First surfactant-polymer EOR injectivity test in the Algyő field, Hungary", *Proceedings of IOR 2017 - 19th European Symposium on Improved Oil Recovery*, pp. 1 - 18, 2017. DOI: 10.3997/2214-4609.201700244.
- [9] Shijie Zhu, Zhongbin Ye, Jian Zhang, Xinheng Xue, Zehua Chen, and Zuping Xiang, "Research on optimal timing range for early polymer injection in sandstone reservoir", *Energy Reports*, Vol. 6, pp. 3357 - 3364, 2020. DOI: 10.1016/j.egy.2020.11.247.

RESEARCH OF SURFACTANT-POLYMER CHEMICAL FLOODING SOLUTION FOR LOWER MIOCENE FORMATION OF BACH HO FIELD SOUTH BLOCK AND ASSESSMENT OF ITS EOR EFFICIENCY

Pham Truong Giang, Le The Hung, Tran Xuan Quy, Nguyen Van Sang, Le Thi Thu Huong, Hoang Long, Cu Thi Viet Nga

Vietnam Petroleum Institute

Email: giangptr@vpi.pvn.vn

Summary

The paper presents the possibility of applying surfactant-polymer chemical flooding solution for the Lower Miocene formation of Bach Ho field South Block and evaluates the factors influencing the flooding process. Based on the results of research on chemical systems in the laboratory and on the physical reservoir model, the authors describe the results of development of production and injection scenarios to optimise the development plan as well as evaluate the efficiency of enhanced oil recovery on the production simulation model. The evaluation results show that the SP chemical flooding can help improve the oil recovery factor of the observation wells from 10% to 40%.

Key words: Enhanced oil recovery, surfactant-polymer flooding, sandstone, Lower Miocene, Bach Ho field.

XU HƯỚNG THỊ TRƯỜNG CHUỖI SẢN PHẨM OLEFINS VÀ AROMATICS TRÊN THẾ GIỚI DƯỚI TÁC ĐỘNG CỦA ĐẠI DỊCH COVID-19 VÀ LIÊN HỆ VỚI VIỆT NAM

Đào Minh Phương, Nghiêm Thị Ngoan, Nguyễn Thị Ngọc, Phạm Bá Nam

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: phuong.dm@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.07-04>

Tóm tắt

Nền kinh tế toàn cầu suy thoái mạnh do ảnh hưởng của đại dịch Covid-19 và dự báo sẽ cần khoảng 2 năm để phục hồi. Thị trường chuỗi sản phẩm olefins và aromatics biến động lớn khi nhu cầu giảm mạnh. Bài báo giới thiệu kết quả phân tích thị trường cung - cầu và giá của chuỗi giá trị olefins (ethylene, propylene, polymer) và aromatics (benzene, xylene, toluene) trong ngắn hạn và dài hạn. Trên cơ sở đó, đề xuất, kiến nghị với Chính phủ và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) các giải pháp thúc đẩy sự phục hồi của thị trường nội địa và thích ứng với xu hướng trong dài hạn.

Từ khóa: Olefins, aromatics, Covid-19, thị trường.

1. Giới thiệu

Ảnh hưởng của đại dịch Covid-19 đã khiến nền kinh tế toàn cầu suy thoái mạnh. Theo Wood Mackenzie, tốc độ tăng trưởng kinh tế thế giới năm 2020 suy giảm đến -4% so với dự báo trước Covid-19 (tăng trưởng 2%) [1].

Suy thoái kinh tế toàn cầu dẫn đến sụt giảm nhu cầu hóa chất. Chỉ số hóa dầu ICIS (IPEX) trong tháng 4/2020 đã giảm 18% so với tháng 3/2020 và 37% so với năm 2019. Nhu cầu đối với hàng tiêu dùng lâu bền (như ô tô, nhà cửa...) sụt giảm mạnh. Theo đánh giá của IHS, thị trường hóa chất thời gian qua biến động như sau [2 - 4]:

- Tình trạng dư cung đột ngột và mất cân bằng từ sự gián đoạn chuỗi cung ứng; nhu cầu một số sản phẩm hóa dầu giảm trong năm 2020 so với năm 2019; phục hồi nhu cầu dự báo theo hình chữ U và phụ thuộc chủ yếu vào người tiêu dùng, khả năng phải mất 2 - 3 năm mới có thể phục hồi hoàn toàn;

- Tác động của cuộc khủng hoảng sẽ khác nhau ở chuỗi giá trị hóa dầu và phân khúc tiêu dùng cuối cùng.

Tác động ngắn hạn thể hiện rõ nhất trong các lĩnh vực nhựa ứng dụng trong sản xuất bao bì, trong khi đó nhựa ứng dụng trong lĩnh vực vệ sinh và y tế tăng mạnh thông qua dự trữ, sự bùng nổ dịch vụ giao hàng và hoạt động trong lĩnh vực chăm sóc sức khỏe cao để phòng chống dịch bệnh. Do tâm lý mua sản phẩm dự trữ, nhu cầu một số sản phẩm, dịch vụ sẽ biến mất hoặc thậm chí đảo ngược khi người dân chuyển sang tiêu thụ sản phẩm tích trữ. Nhu cầu nhựa ứng dụng trong ngành y tế được dự báo sẽ tiếp tục tăng trong thời gian tới. Ngược lại, nhu cầu nhựa ứng dụng trong các lĩnh vực sản xuất ô tô và xây dựng có xu hướng giảm.

Ảnh hưởng của đại dịch Covid-19 đến nhu cầu sử dụng các sản phẩm hóa chất trong từng lĩnh vực được thể hiện trên Bảng 1.

2. Thị trường chuỗi giá trị olefins trên thế giới trong ngắn hạn

2.1. Ethylene và propylene

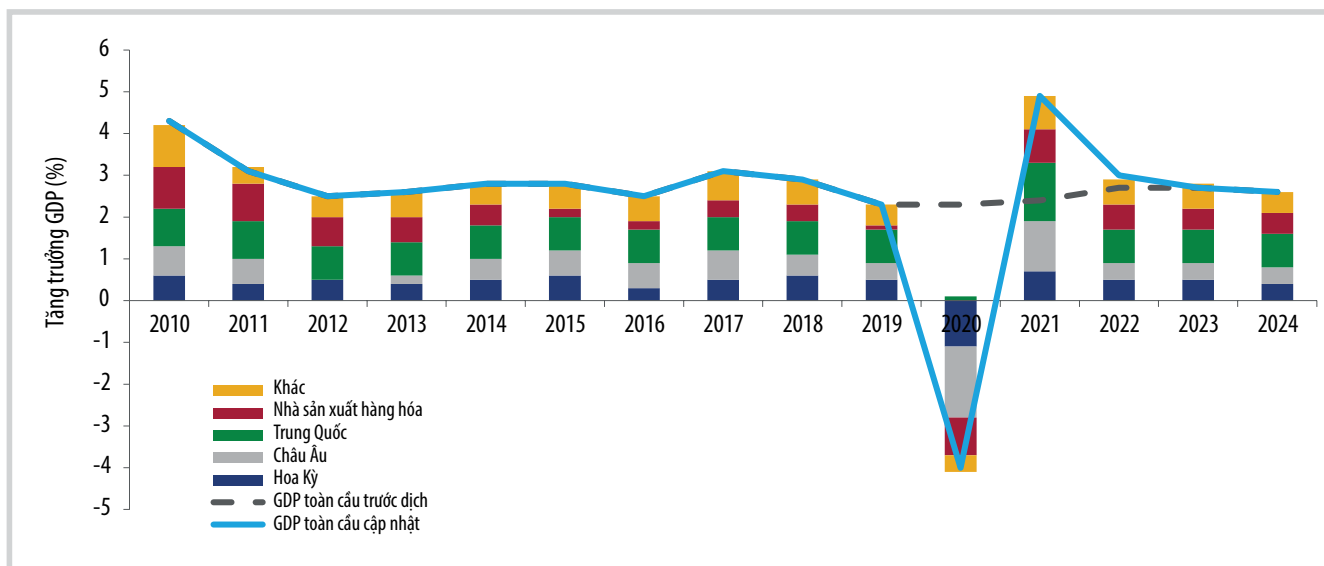
Ethylene được sản xuất chủ yếu từ naphtha (40%) và ethane (38%) qua quá trình steam cracker, trong đó khu vực Bắc Mỹ sử dụng chủ yếu là ethane, khu vực châu Á, châu Âu sử dụng chủ yếu là naphtha.

Thị trường propylene toàn cầu dự báo sẽ tăng trưởng



Ngày nhận bài: 23/2/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 23/2 - 6/3/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 1/7/2021.



Hình 1. Dự báo tốc độ tăng trưởng GDP thế giới từ 2020 [1].

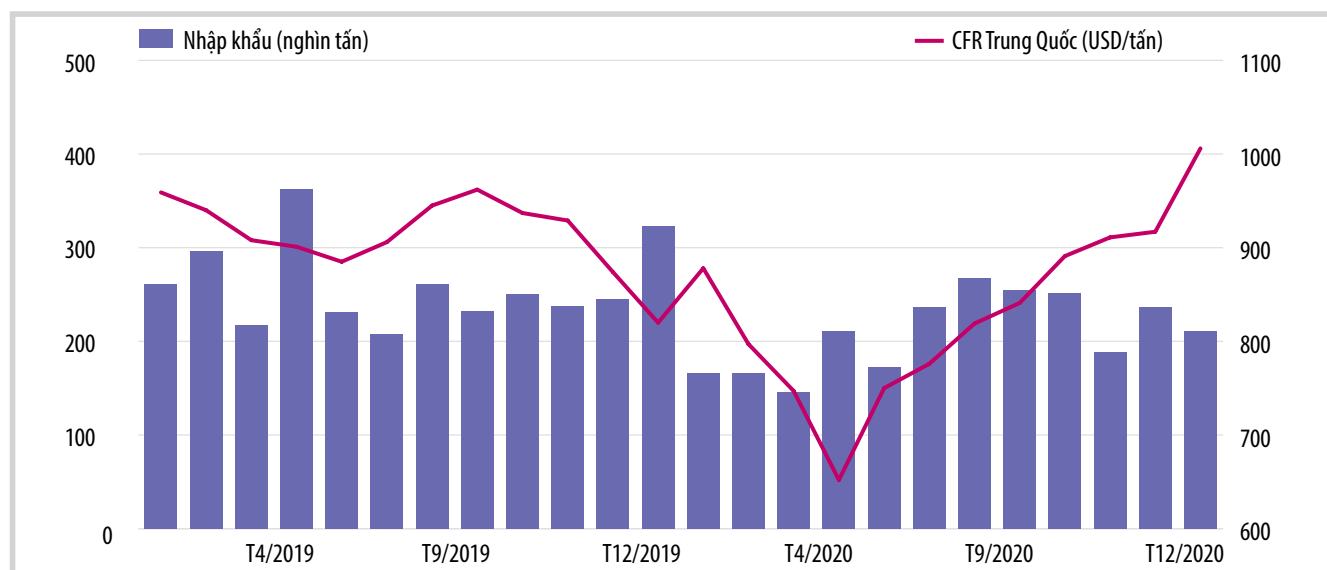
Bảng 1. Tác động của Covid-19 đến nhu cầu hóa phẩm trong các lĩnh vực [5]

Ngành tiêu thụ	Loại tác động	Tác động của Covid-19	Mức độ tác động	Ý nghĩa đối với nhu cầu hóa chất
Sản xuất ô tô	Thị trường ô tô giảm mạnh trong ngắn hạn	6 tháng đầu năm 2020, doanh số xe hơi tại Trung Quốc giảm 31%	Tác động tiêu cực đáng kể	Tác động lớn trong ngắn hạn đối với các sản phẩm C ₄ (butadine, cao su, ABS...); tác động đến PP/PMMA/PC được sử dụng trong ngành công nghiệp ô tô
Điện tử		Nhu cầu điện thoại thông minh toàn cầu giảm 11,7% so với năm 2019	Có sự kiềm chế	Giảm nhu cầu đối với những sản phẩm như epoxy, PMMA bởi vấn đề chuỗi cung ứng nhưng nhu cầu sẽ sớm tăng trở lại
Dệt	Giảm nhu cầu trong ngắn hạn	Xuất khẩu quần áo của Trung Quốc giảm 18% trong Quý I/2020	Tác động tiêu cực đáng kể	Giảm nhu cầu trong ngành may mặc (PET bị ảnh hưởng nặng nề nhất) do các cửa hàng bán lẻ đóng cửa và gián đoạn chuỗi cung ứng
Xây dựng		Chỉ số hoạt động xây dựng tại Trung Quốc giảm xuống còn 26,6 trong tháng 2, phục hồi chậm	Tác động tiêu cực đáng kể	Các dự án bị đình chỉ và giảm tốc trong ngành xây dựng - nhu cầu PVC giảm hơn 10% so với năm 2019
Dược phẩm	Nhu cầu ổn định, chuỗi cung ứng bị gián đoạn	Nhu cầu trong tháng 3 tăng mạnh tới 50%		Tiềm năng tăng do tâm lý hoảng loạn mua thuốc để tích trữ, xây dựng chuỗi cung ứng địa phương, hạn chế xuất khẩu địa phương
Sản phẩm cá nhân và chăm sóc tại nhà		Nhu cầu dung dịch rửa tay khô tăng gấp 16 lần từ tháng 12/2019 - tháng 4/2020	Tác động tích cực (tăng nhu cầu)	Tăng nhu cầu sản phẩm khử khuẩn, biocide, staples, sản phẩm giao tận nhà
Chăm sóc sức khỏe/kỹ thuật y tế	Nhu cầu gia tăng	Riêng nước Mỹ đã sử dụng 25 triệu bộ xét nghiệm		Sự gia tăng ngắn hạn cho các sản phẩm bảo vệ bản thân và thiết bị dùng trong ICU/ER và thiết bị hỗ trợ hô hấp
Dinh dưỡng	Nhu cầu gia tăng tạm thời	Nhu cầu thực phẩm đóng gói toàn cầu đã tăng 20% từ đầu năm đến nay		Việc mua hàng tích trữ dẫn đến tăng cao nhu cầu bao bì thực phẩm và sản phẩm dinh dưỡng
Nông nghiệp		Giá phân bón bán lẻ tại Mỹ giảm 1% so với năm 2019	Trung lập	Không có tác động rõ rệt do nhu cầu thực phẩm vẫn tiếp tục duy trì

theo thị trường polypropylene (PP) trong năm 2021 khi kinh tế phục hồi, sau khi các quốc gia gỡ bỏ lệnh phong tỏa và việc tiêm vaccine Covid-19 được triển khai. Hình 2 cho thấy giá CFR propylene Trung Quốc đã phục hồi và tăng trở lại kể từ tháng 4/2020 khi giá và sản lượng nhập khẩu sản phẩm này giảm ở mức thấp nhất [6].

Các nhà máy sản xuất ethylene và propylene trên thế giới đã đưa ra kế hoạch bảo dưỡng định kỳ trong năm 2021 (Bảng 2, 3) dẫn đến thiếu hụt nguồn cung.

Trong ngắn hạn: Nguồn cung ethylene, propylene đang dư thừa ở khu vực Bắc Mỹ sẽ bị ảnh hưởng nghiêm trọng do việc xuất khẩu ethylene/propylene hoặc sản



Hình 2. Biến động sản lượng nhập khẩu và giá CFR propylene ở Trung Quốc [6].

Bảng 2. Kế hoạch bảo dưỡng định kỳ của các nhà máy sản xuất ethylene và propylene trong năm 2021 khu vực châu Á [6, 7]

Quốc gia	Công ty	Địa điểm	Công suất (nghìn tấn/năm)		Ngày sản xuất trở lại
			Ethylene	Propylene	
Nhật Bản	Idemitsu	Chiba	374	224	Tháng 4, 2 tháng
	Mitsubishi Chemical	Mizushima	495	320	Tháng 5, 2 tháng
	Mitsui Chemicals	Chiba	600	331	Tháng 7 - 8
Hàn Quốc	Lotte Chemical	Daesan	1.100	500	Tháng 7 - 8
	LG Chem	Daesan	1.270	450	Tháng 5 - 7
	LG Chem	Yeosu	1.180	550	Tháng 1
Trung Quốc	CNOOC & Shell	Huizhou	950	500	Tháng 11, 1,5 tháng
Đài Loan	Formosa	Mailiao 1	700	350	Tháng 6 - 7
	CPC	Lin Yuan 4	380	193	Giữa tháng 11/2021 - trước tháng 1/2022
Malaysia	Ethylene Malaysia	Kertih	400	NA	Giữa tháng 5 - giữa tháng 7, 35 ngày
	Lotte Titan	Pasir Gudang	285	145	Ngày 5/7, 35 ngày
Thái Lan	IRPC	Map Ta Phut	360	312	Tháng 3
	PTT PE	Map Ta Phut	1.000	25	Giữa tháng 9 – đầu tháng 11
Singapore	PCS	Pulau Merbau 2	655	350	Tháng 7

Bảng 3. Kế hoạch bảo dưỡng định kỳ của các nhà máy sản xuất ethylene và propylene trong năm 2021 khu vực châu Âu [6]

Quốc gia	Công ty	Địa điểm	Phân xưởng nhà máy	Công suất (nghìn tấn/năm)		Thời gian
				Ethylene	Propylene	
Anh	Sabir	Wilton	Cracker	865	450	Tháng 10/2020 - Quý I/2021
	ExxonMobil	Fife	Nhà máy thylene	830	NA	Tháng 4/2021
Phần Lan	PKN Orlen	Plock	Cracker	700	385	Tháng 4 - 5/2021
Italy	Versalis	Brindisi	Cracker	490	255	Quý II/2021
Đức	Total	Leuna	Đơn vị FCC	NA	200	Tháng 5 - 6/2021
	LyondellBasell	Muenchsmuenster	Cracker	400	190	2021

phẩm từ ethylene/propylene sang khu vực khác không còn lợi thế cạnh tranh khi giá dầu giảm. Nhu cầu olefin nhẹ toàn cầu sẽ giảm theo sự suy giảm nhu cầu polyethylene (PE), PP trong ngắn hạn (~5%) [8].

Trong dài hạn: Mặc dù nhu cầu ethylene, propylene vẫn tiếp tục tăng (tương ứng 3,2%/năm và 3,7%/năm giai đoạn 2017 - 2025), nhưng do công suất bổ sung ethylene hàng năm lớn, tốc độ nhanh khiến thị trường ethylene

toàn cầu có khả năng đối mặt với tình trạng dư cung trong 6 - 7 năm tiếp theo.

2.2. Polymers (PP, PE)

Nhu cầu PE toàn cầu hiện tại ở mức 105 triệu tấn, trong đó nhu cầu PE ứng dụng trong hàng tiêu dùng lâu bền ở mức khoảng 24 triệu tấn (chiếm 23%). Nhu cầu PP toàn cầu ở mức 77 triệu tấn, PP ứng dụng hàng tiêu dùng lâu bền khoảng 37 triệu tấn (chiếm 48%).

Châu Á dự kiến mở rộng sản xuất PP trong Quý I/2021: tổng công suất 5,95 triệu tấn/năm chủ yếu từ thị trường Trung Quốc, dự kiến đưa vào hoạt động ở châu Á và Trung Đông từ nửa đầu năm 2021 bao gồm cả dây chuyền sản xuất 900 nghìn tấn tại Malaysia [9].

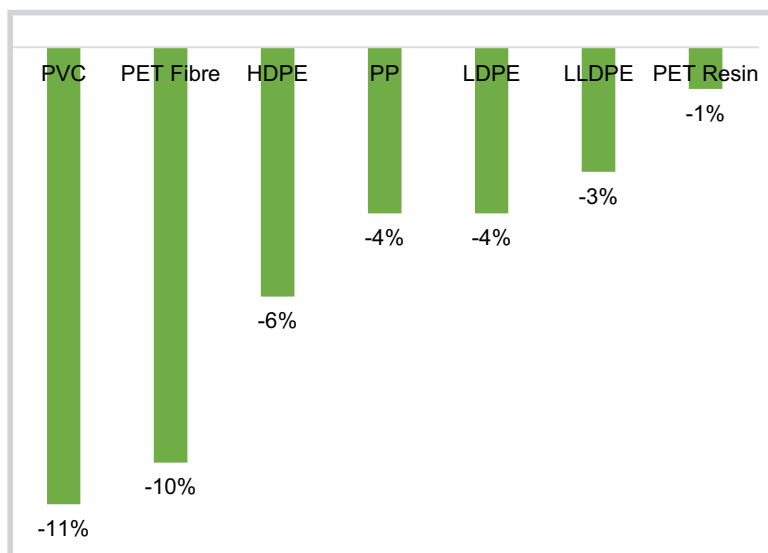
Trong ngắn hạn: Nhu cầu PE và PP suy giảm trong ngắn hạn, theo

Wood Mackenzie 6/2020 tổng nhu cầu polymers giảm ước tính khoảng 7% so với dự báo trước khi có đại dịch, trước đó cơ quan này dự báo nhu cầu polymers năm 2020 tăng 3% so với năm 2019. Nhu cầu giảm chủ yếu đến từ nhựa áp dụng cho lĩnh vực xây dựng, vận chuyển và hàng tiêu dùng lâu bền.

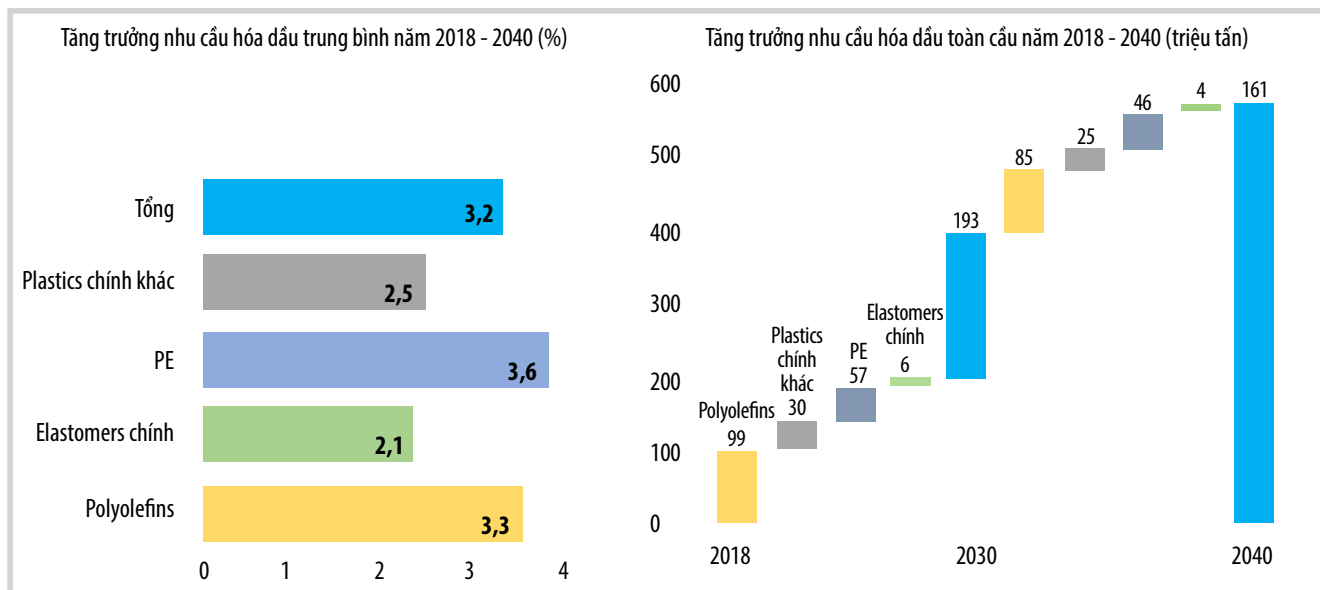
Trong dài hạn: Nhu cầu PP, PE tiếp tục tăng trưởng. Theo dự báo của ICIS, tốc độ tăng trưởng polyolefins giai đoạn 2018 - 2040 là 3,3%/năm (nhu cầu polyolefins năm 2030 tăng thêm 99 triệu tấn so với năm 2018, năm 2040 tăng thêm 85 triệu tấn so với năm 2030), Hình 4.

Tuy nhiên, các lệnh cấm nhựa sử dụng một lần đang xuất hiện trên toàn thế giới đồng thời xu hướng giảm nhu cầu hàng tiêu dùng lâu bền như ô tô sẽ làm giảm tốc độ tăng trưởng PP, PE.

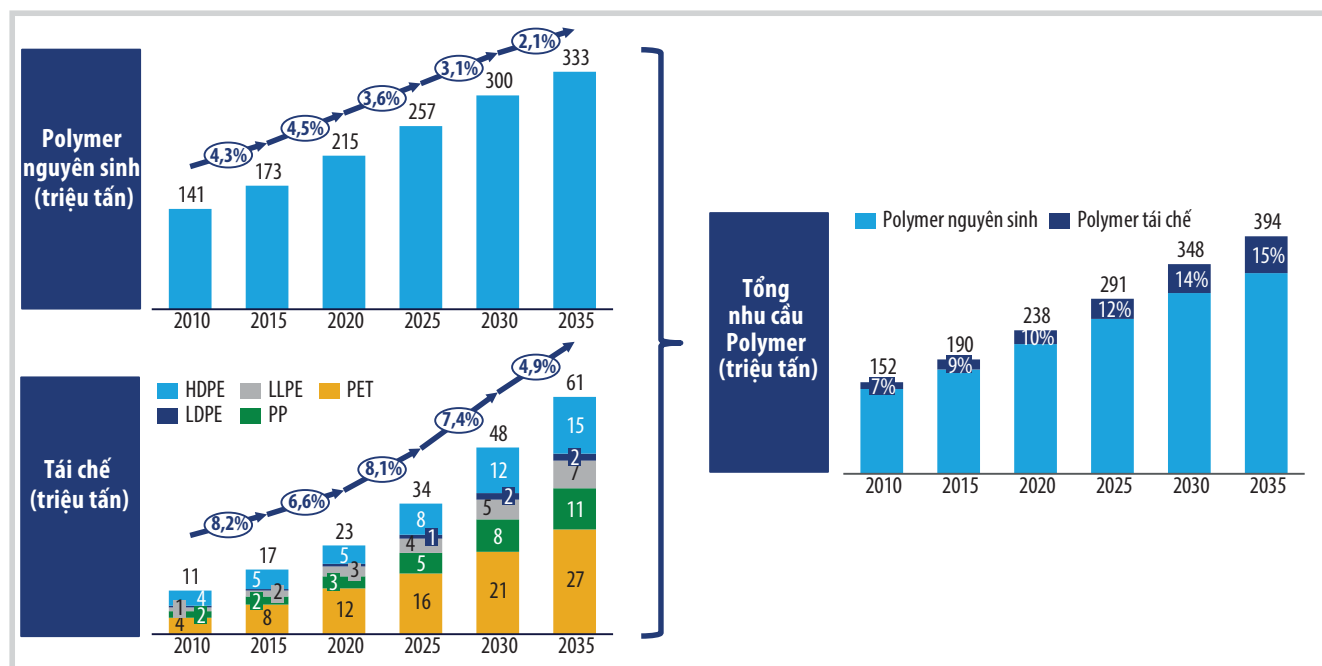
Việc đầu tư mới bổ sung công suất nhựa nguyên sinh cùng với việc nhu cầu nhựa nguyên sinh giảm (do tăng cường sử dụng nhựa tái chế, giảm nhu cầu hàng tiêu dùng lâu bền) có thể dẫn đến rủi ro dư thừa công suất và giảm lợi nhuận trong công nghiệp nhựa nguyên sinh. Theo McKinsey 3/2020, tỷ lệ vận hành công suất sản xuất PP, PE ở mức 81% vào năm 2023.



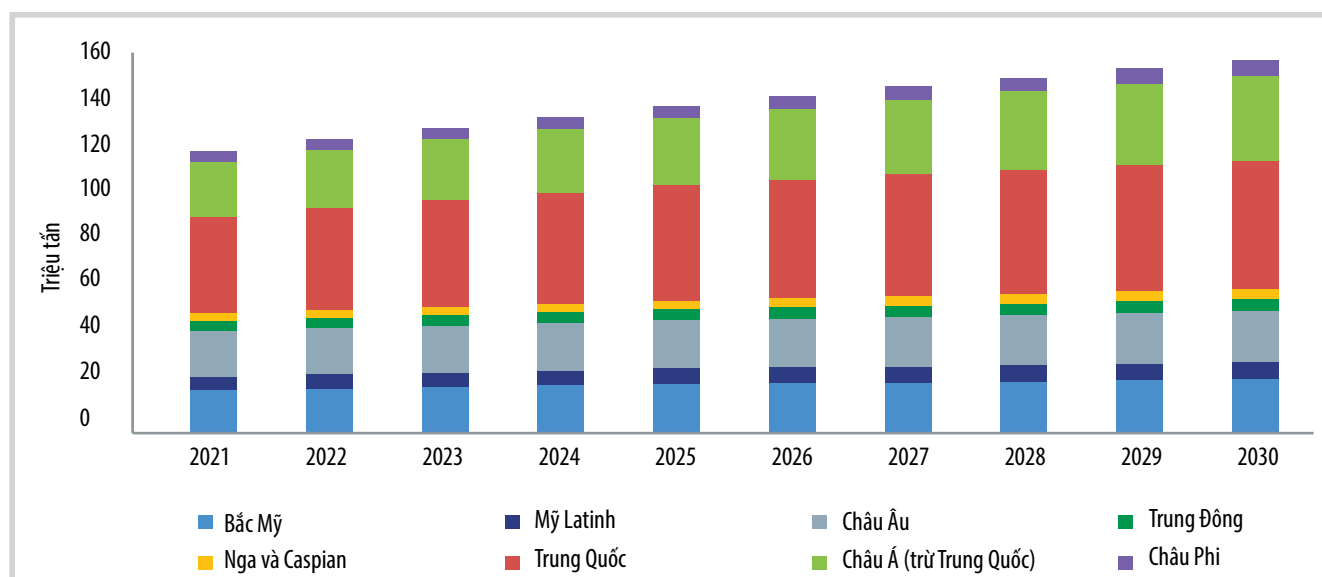
Hình 3. Tốc độ tăng trưởng nhu cầu toàn cầu các sản phẩm năm 2020 so với dự báo trước đại dịch Covid-19 [5].



Hình 4. Dự báo nhu cầu các sản phẩm hóa dầu trên thế giới trong giai đoạn 2030 - 2040 [10].



Hình 5. Dự báo nhu cầu nhựa tái chế giai đoạn 2020 - 2035 [1].

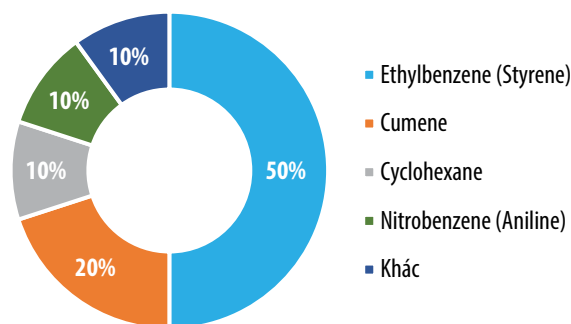


Hình 6. Dự báo nhu cầu PE toàn cầu giai đoạn 2021 - 2030 (sửa theo Wood Mackenzie, 2020).

3. Thị trường chuỗi giá trị aromatics trên thế giới trong ngắn hạn

3.1. Benzene

Theo Mordor Intelligence, thị trường benzene toàn cầu 2020 đạt trên 50 triệu tấn, phần lớn nhu cầu benzene được dùng để sản xuất styrene [11]. Bao bì chiếm một tỷ lệ lớn trong nhu cầu styrene từ polystyrene (PS). Đại dịch Covid-19 thúc đẩy tăng nhu cầu PS, styrene và benzene trong ngắn hạn theo chuỗi cung ứng. Tuy nhiên, nhu cầu benzene không quá khả quan trong dài hạn, khi nền kinh tế đang phát triển chậm lại. Dưới tác động của Covid-19,

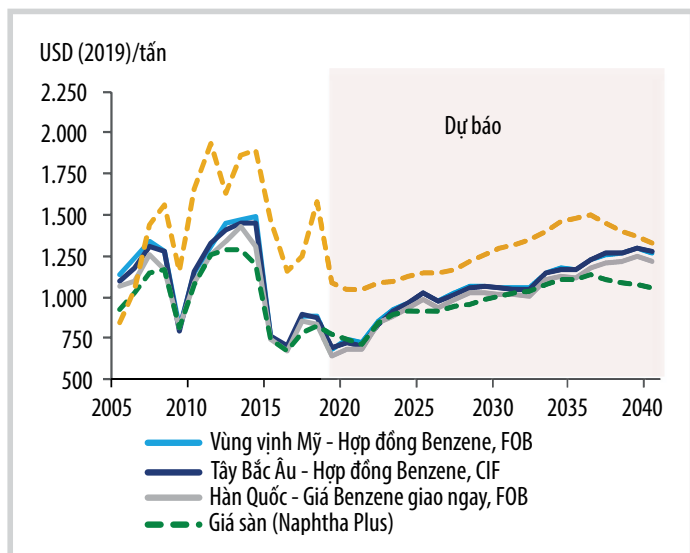


Hình 7. Nhu cầu benzene toàn cầu năm 2020 [12].

tình trạng dư cung toàn cầu xảy ra khiến giá benzene giảm sâu trong nửa đầu năm 2020, sau đó giá đã tăng trở lại gần bằng mức giá trước đại dịch vào cuối năm 2020.

3.2. Toluene

Theo Platts, cân bằng cung - cầu toluene chịu áp lực trong các tháng cuối năm 2020 do tỷ lệ vận hành ở mức thấp và nhu cầu tiếp tục giảm do tác động của đại dịch. Một số nhà máy lọc dầu ở châu Âu sẽ không thể phản ứng với nhu cầu bùng nổ sau khi giảm hoặc dừng lệnh phong tỏa để hạn chế lây nhiễm virus. Giá toluene của Mỹ cũng sẽ được hỗ trợ bởi tỷ lệ vận hành các nhà máy lọc dầu ở mức thấp. Tỷ lệ vận hành nhà máy lọc dầu giảm kéo theo tỷ lệ reformer cũng bị ảnh hưởng.



Hình 8. Dự báo giá benzene theo khu vực [13].

3.3. Paraxylene (xylene quan trọng nhất)

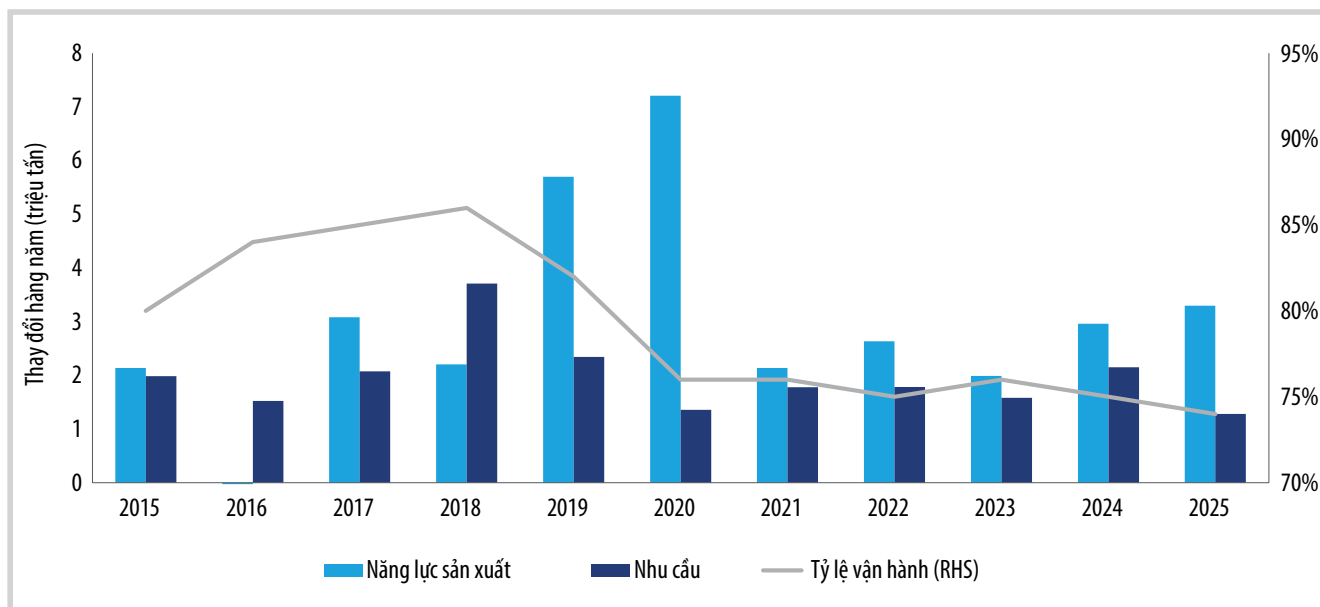
Theo Wood Mackenzie, tính đến tháng 8/2020, tiêu thụ paraxylene (PX) toàn cầu xấp xỉ 50 triệu tấn, trong đó khu vực sản xuất và tiêu thụ chính là châu Á. Khu vực châu Á tiêu thụ PX chiếm tỷ trọng khoảng 77% tiêu thụ PX toàn cầu.

Nguồn cung các sản phẩm trung gian paraxylene, purified terephthalic acid (PTA), mono ethylene glycol (MEG) để sản xuất polyethylene terephthalate (PET) dự báo sẽ suy giảm chủ yếu bởi sự suy giảm nhu cầu. Tỷ lệ sử dụng công suất (RHS) trung bình của các nhà máy sản xuất polyester của Trung Quốc khoảng 80% và nhà máy sản xuất PTA trên thế giới khoảng 77%.

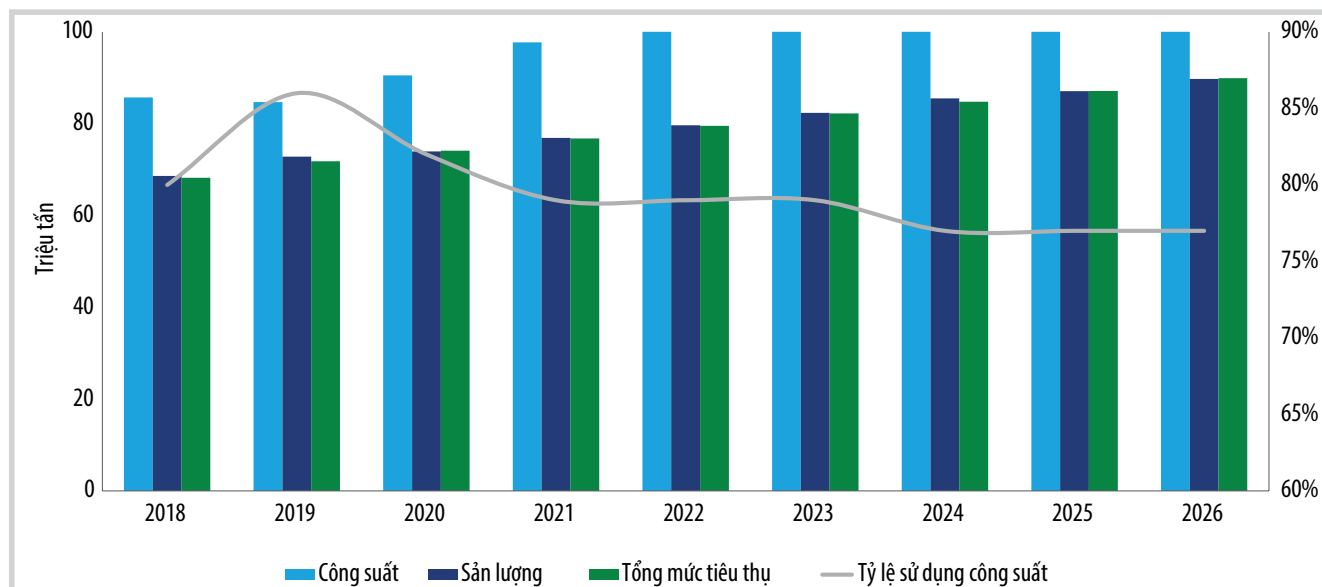
Giá MEG thấp nhất vào tháng 4/2020 khi đại dịch Covid-19 bùng nổ (Hình 12). Giá MEG có thể giảm trong nửa đầu năm 2021 do dự báo suy thoái kinh tế toàn cầu [6].

Trong dài hạn, mặc dù nhu cầu MEG có xu hướng tăng, tuy nhiên thị trường MEG toàn cầu có sự thay đổi, từ trạng thái khả năng cung ứng và nhu cầu cân bằng sang trạng thái khả năng cung ứng vượt nhu cầu. Theo dự báo của IHS, tỷ lệ vận hành ở mức 80 - 82% giai đoạn 2021 - 2024. Hình 13 cho thấy:

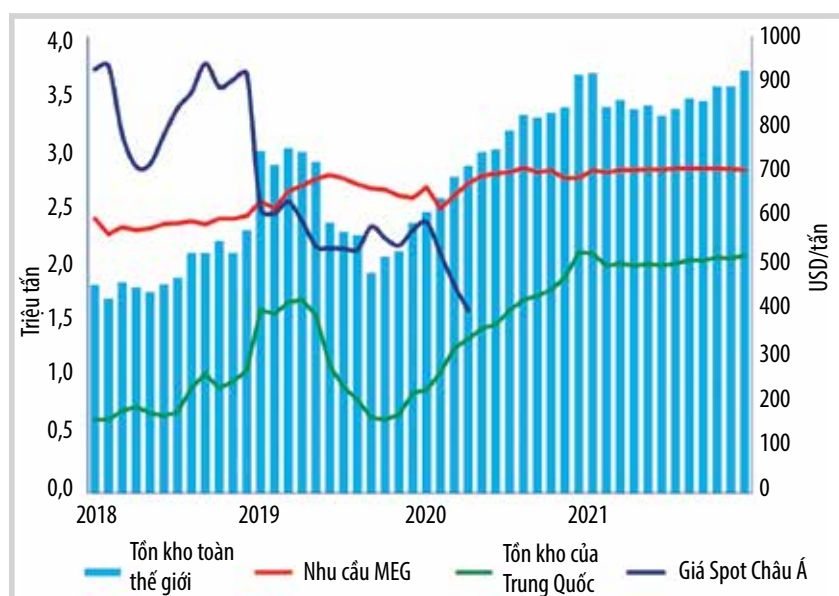
- Hàng tồn kho MEG của Trung Quốc ở mức 1,4 triệu tấn vào tháng 4/2019 và các tàu không có nơi nào để dỡ hàng;
- Giá MEG giảm mạnh, các sản lượng có chi phí



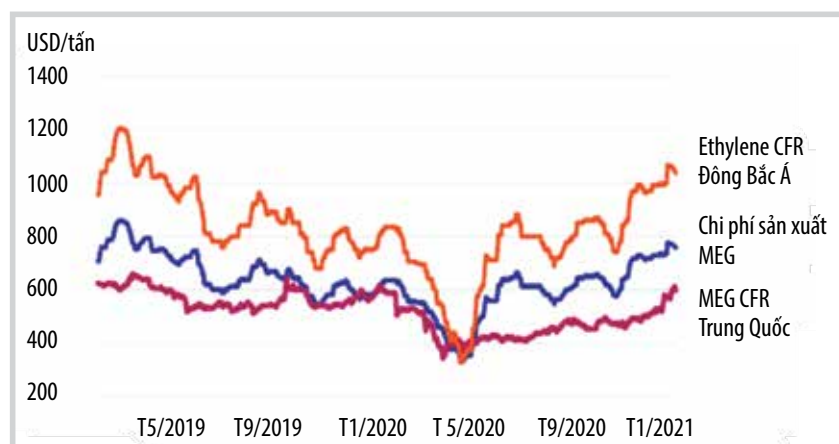
Hình 9. Nhu cầu và năng lực sản xuất paraxylene toàn cầu đến năm 2025 [14].



Hình 10. Cân bằng cung cầu PTA trên thế giới [15].



Hình 11. Dự báo tồn kho MEG trên toàn cầu [15].



Hình 12. Giá CFR ethylene Đông Bắc Á, chi phí sản xuất MEG và giá CFR MEG Trung Quốc đến đầu năm 2021 [6].

sản xuất cao bị cắt giảm và hàng tồn kho của Trung Quốc giảm xuống 1 triệu tấn từ tháng 4 - 11/2019;

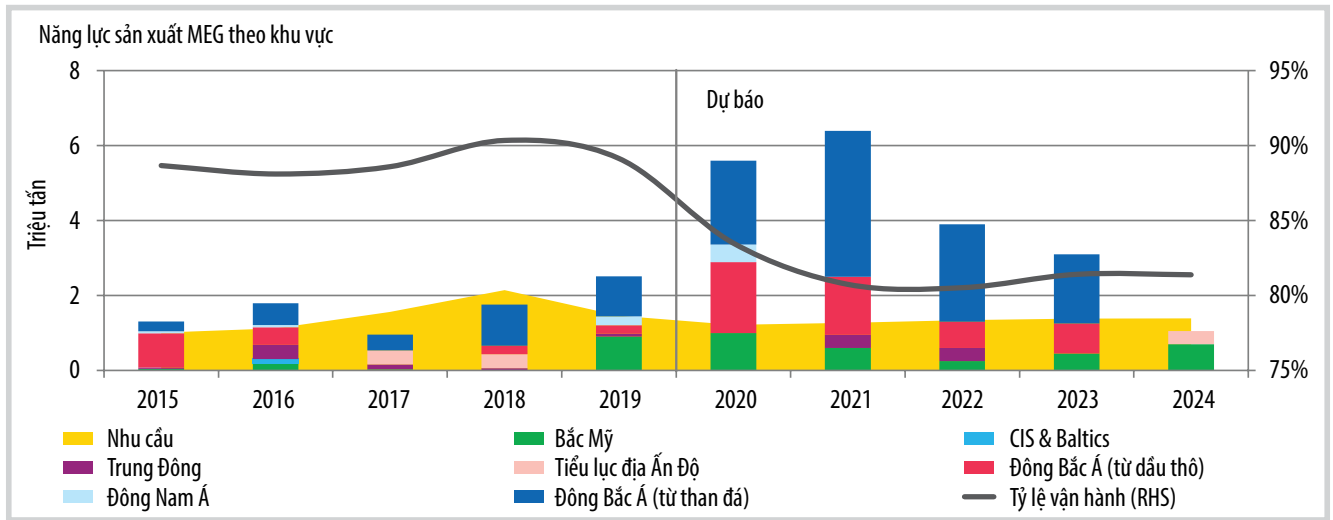
- Nguồn cung tăng đột biến vào tháng 2/2020 đã khiến tồn kho MEG ở Trung Quốc tăng 550 nghìn tấn trong 2 tháng lên 1,1 triệu tấn;

- Dự báo kho chứa MEG sẽ vẫn đầy trong vài năm tới.

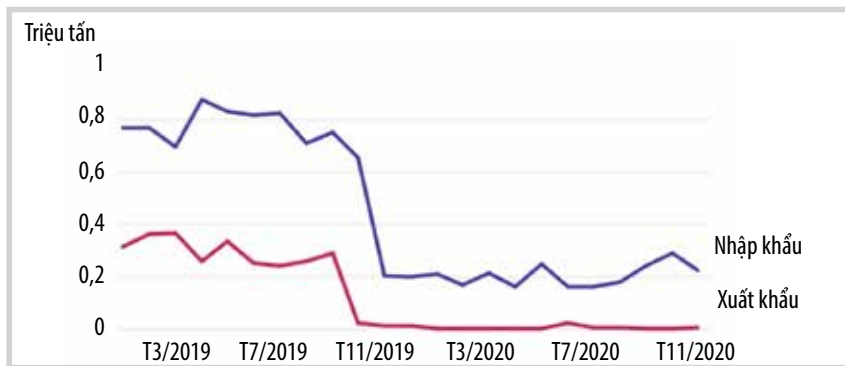
Theo S&P Global 2021, đến thời điểm hiện tại tại Trung Quốc vẫn là nước nhập khẩu MEG hàng đầu của Mỹ. Trong 9 tháng đầu năm 2020, Trung Quốc đã nhập 608 nghìn tấn, nhiều hơn gấp 4 lần so với lượng nhập khẩu năm 2019. Lượng MEG nhập khẩu vào thị trường châu Âu giảm mạnh từ tháng 11/2019, trong đó nhập khẩu MEG từ Mỹ và Saudi Arabia giảm lần lượt 19% (xuống còn 601 nghìn tấn) và 52% (xuống còn 753 nghìn tấn) [6].

Dưới tác động Covid-19, giá các sản phẩm theo chuỗi giá trị PX đã giảm nhanh chóng theo xu hướng giảm giá của dầu thô [3].

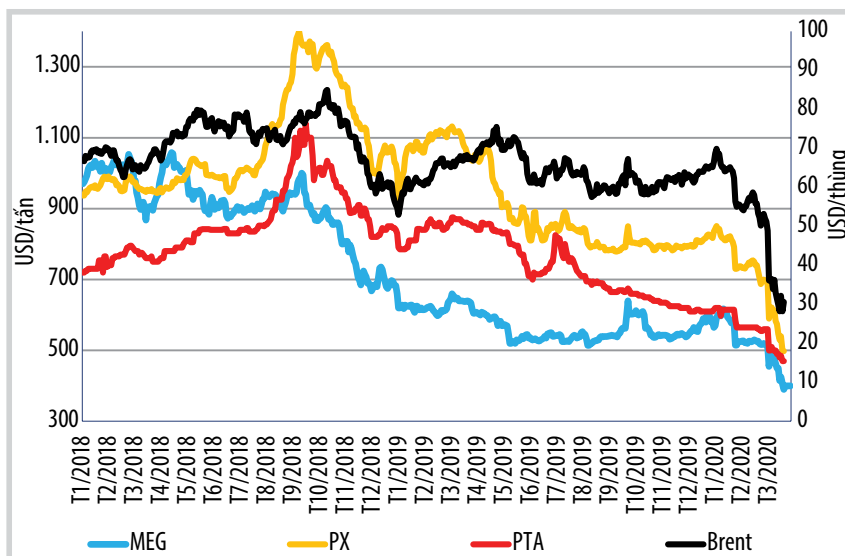
Giai đoạn 2017 - 2019 chứng kiến sự tăng giá các sản phẩm chuỗi polyester nhưng từ giữa năm 2019 và dự báo đến năm 2021, giá các sản phẩm



Hình 13. Sản xuất và nhu cầu MEG theo khu vực [16].



Hình 14. Xuất nhập khẩu MEG khu vực châu Âu từ tháng 3/2019 - 11/2020 [6].



Hình 15. Diễn biến giá các sản phẩm chuỗi polyester dưới tác động của Covid-19 [15].

sẽ giảm và quay về mức giá năm 2016. Theo Wood Mackenzie, điều này sẽ làm suy giảm lợi nhuận của các nhà sản xuất [17]. Mặc dù giá sản phẩm giảm xuống mức thấp nhất trong vòng 20 năm gần đây nhưng lợi nhuận (margin) của các nhà sản xuất chuỗi polyester châu Á trong tương lai gần có thể cải thiện so với thời điểm 3 tháng đầu năm 2020 [15].

4. Xu hướng dài hạn của thị trường hóa dầu

Trước đại dịch Covid-19, Wood Mackenzie đưa ra 2 quan điểm về xu hướng thị trường hóa dầu dài hạn:

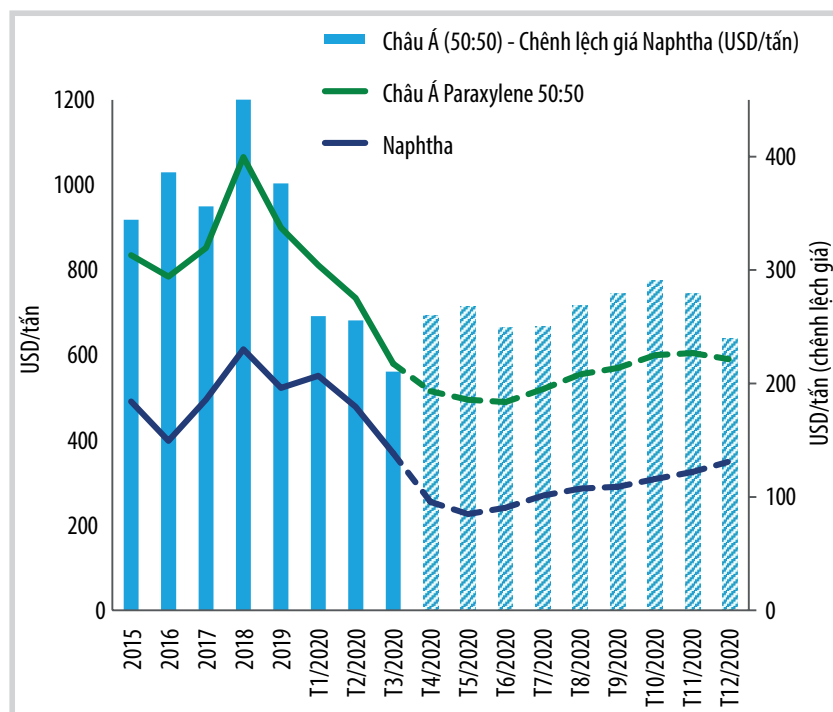
- Tăng trưởng nhu cầu hóa dầu dự báo tăng cao trong dài hạn. Nguyên liệu dầu thô tăng trưởng nhanh nhất, vì vậy các công ty liên quan đến dầu sẽ tìm cách tiếp tục đầu tư;

- Chuỗi giá trị sản phẩm nhựa đã phát triển cả về phạm vi và quy mô để trở thành phần không thể thiếu trong ngành hóa dầu. Các doanh nghiệp hóa chất ngày càng phát triển trong lĩnh vực này.

Trong trung và dài hạn, xu hướng này dự báo sẽ được duy trì, nhưng các tác động trực tiếp của cuộc khủng hoảng do Covid-19 sẽ làm chậm quá trình đầu tư.

4.1. Các đơn vị trong chuỗi giá trị hóa dầu tập trung kiểm soát chi phí

Trong bối cảnh giảm nhu cầu, các nhà sản xuất hoặc cung ứng sản phẩm tập trung kiểm soát chi phí trực tiếp. Đối với ngành công nghiệp hóa dầu, có rất ít đòn bẩy để có thể cắt giảm chi phí. Các nhà máy hóa chất không chỉ có vốn đầu tư lớn mà chi phí hoạt



Hình 16. Dự báo giá naphtha, PX khu vực châu Á [15].



Giảm

- Chi phí thuế ngoài/ Tư vấn
- Các khoản đóng góp/Trách nhiệm xã hội của doanh nghiệp (CSR)



Hủy

- Chi phí bán hàng, chi phí hành chính và chi phí quản lý doanh nghiệp (SG&A)
- Quảng cáo/Sự kiện



Trì hoãn

- Bảo trì
- Dự án mới

Hình 17. Xu hướng của các doanh nghiệp sản xuất [18].

động liên tục bị chi phối bởi chi phí nguyên liệu, nhân công và bảo trì. Tuy nhiên, có thể xem xét cắt giảm tối đa số giờ làm thêm, kiểm soát chi phí đi lại và thuê thiết bị, kiểm soát chi phí tư vấn và giảm các hoạt động không cần thiết...

4.2. Cắt giảm công suất

Để đối phó với tình trạng dư thừa nguồn cung, giải pháp đóng cửa tạm thời thường được xem xét để hỗ trợ thị trường phục hồi. Tuy nhiên, đối với công nghiệp hóa dầu việc điều chỉnh công suất khi thị trường trong chu kỳ giá giảm không dễ dàng bởi các lý do sau:

- Nhu cầu polymer tiêu dùng truyền thống tăng trưởng với tốc độ cao hơn tốc độ tăng trưởng GDP, trước khi ngành này tập trung vào tái chế và giảm chất thải ít nhất;
- Khủng hoảng trong quá khứ thường không kéo dài, nhu cầu tiêu thụ phục hồi nhanh;
- Lợi nhuận là nhân tố chính để ra quyết định có đóng cửa hoạt động kinh doanh hay không, tuy nhiên ngoài lợi nhuận còn có các yếu tố khác;
- Tích hợp giúp chia sẻ rủi ro;
- Yếu tố chính trị, có thể là ưu tiên đảm bảo việc làm;

- Chủ doanh nghiệp: phụ thuộc vào sức mạnh tài chính của doanh nghiệp, chiến lược và danh mục đầu tư (các doanh nghiệp đặt giá trị chiến lược khác nhau trên các tài sản nhất định tùy thuộc vào kế hoạch danh mục đầu tư của họ, chẳng hạn chi phí đã chi vào hoạt động turn around);

- Yếu tố chi phí chìm (tiến độ đầu tư) cũng ảnh hưởng đến việc ra quyết định đóng cửa nhà máy khó khăn hơn.

4.3. Xu hướng cắt giảm đầu tư

Trong ngắn hạn, các dự án tăng công suất sẽ bị trì hoãn bởi khó khăn về logistic và nguồn nhân lực do giãn cách xã hội. Trong dài hạn, các dự án chưa có quyết định đầu tư cuối cùng (FID) có khả năng bị trì hoãn hoặc hủy bỏ do các doanh nghiệp cắt giảm đầu tư trong bối cảnh không chắc chắn về nhu cầu và dự báo doanh thu thấp hơn:

- BP và SOCAR đã dừng xây dựng và đầu tư Tổ hợp hóa dầu Mercury ở Thổ Nhĩ Kỳ [19];

- PTTGC, Daelim trì hoãn quyết định đầu tư dự án Ohio;

- Lotte Chemical đình chỉ các dây chuyền sản xuất bổ sung tại nhà máy Ulsan;

- SK Global Chemical đóng cửa nhà máy cao su, sợi tổng hợp, naphtha;

- LyondelBasell trì hoãn xây dựng dự án PO/TBA;

- Nova Chemical tạm dừng xây dựng dự án mở rộng PE/cracker;

- Borealis quyết định dừng dự án sản xuất nhựa PE 6,8 tỷ USD tại Kazakhstan;

- Trung Quốc đóng cửa các nhà máy sản xuất MEG từ than kể từ tháng 3/2020 [3].

Do doanh thu và lợi nhuận bị suy giảm do ảnh hưởng của đại dịch Covid-19 nên nhiều doanh nghiệp sẽ cắt

giảm đầu tư từ lĩnh vực từ khai thác đến chế biến. Đối với lĩnh vực sản xuất các sản phẩm hóa dầu, việc cắt giảm đầu tư xảy ra chủ yếu bởi sự không chắc chắn về nhu cầu thị trường và vấn đề thu xếp vốn đầu tư [20].

4.4. Xu hướng tái cấu trúc

Xu hướng triển vọng cho thấy M&A là sự hợp nhất của các công ty dầu khí truyền thống với các công ty hóa dầu. Quan điểm về tính bền vững đang thay đổi cách nhìn của các công ty hóa chất về mô hình kinh doanh, dẫn đến các liên minh, quan hệ đối tác và liên doanh phi truyền thống. Các nhóm quỹ đầu tư tư nhân được dự báo sẽ đóng vai trò quan trọng mới trong các giao dịch M&A trong lĩnh vực hóa chất bằng cách cung cấp vốn, mua lại tài sản và xây dựng doanh nghiệp thông qua hợp nhất.

4.5. Tập trung đầu tư vào công nghệ xanh

Theo khảo sát các giám đốc điều hành (CEO) do PwC thực hiện năm 2019, kết quả khảo sát cho thấy 58% các CEO trong lĩnh vực hóa chất ưu tiên đầu tư hướng đến nền kinh tế tuần hoàn và phát triển bền vững.

Trong thời gian đại dịch Covid-19 diễn ra, nhựa dùng một lần được chấp nhận trong ngắn hạn khi giúp kiểm soát sự lây lan dịch bệnh. Tuy nhiên, về dài hạn giá dầu ở mức ngang bằng hoặc thấp hơn 30 USD/thùng, đòi hỏi sự phát triển bền vững sau khủng hoảng. Chuyển dịch năng lượng là xu hướng tất yếu. Sự phát triển bền vững sẽ làm giảm nhu cầu polymers nguyên sinh khi các công nghệ tái chế ngày càng được cải thiện. Đạt được "giấy phép xã hội" (social license SLO - tiêu thụ tài nguyên thiên nhiên bền vững; thực hành quản lý môi trường; đáp ứng nhu cầu xã hội về môi trường trong sạch và lành mạnh) để kinh doanh sẽ là ưu tiên của các doanh nghiệp lớn [4].

4.6. Tăng cường tích hợp

Mặc dù các doanh nghiệp dầu khí vẫn tập trung chủ yếu vào các hoạt động thượng nguồn nhưng tăng cường tích hợp vào hóa dầu đang ngày càng trở nên quan trọng trong chiến lược phát triển dài hạn. Tuy nhiên, lợi nhuận của việc tích hợp không phải là cố định mà thay đổi theo thời gian và tùy thuộc vào điều kiện thị trường. Rủi ro có thể đến từ:

- Quy mô thị trường sản phẩm hóa dầu nhỏ hơn nhiều so với nhiên liệu mặc dù tốc độ tăng trưởng nhu cầu được dự báo tăng nhanh hơn;
- Nhu cầu nhựa nguyên sinh dự kiến giảm do xu hướng gia tăng lệnh cấm sử dụng nhựa một lần và các

sáng kiến nhựa tái chế hướng tới phát triển nền kinh tế tuần hoàn;

- Nguồn cung các sản phẩm hóa dầu tiếp tục mở rộng và phát triển nhanh hơn so với nguồn cung nhiên liệu do đầu tư quá mức theo xu hướng gia tăng tích hợp lọc hóa dầu.

Các rủi ro trên có thể làm giảm lợi nhuận tổng thể. Thêm vào đó, các yếu tố về nhu cầu từng chủng loại sản phẩm lọc hóa dầu theo từng khu vực, khả năng cung ứng nguồn nguyên liệu, tài sản hiện có, yêu cầu về vốn, sự phụ thuộc, tác động lẫn nhau trong cân bằng tổng thể... và đặc biệt là hiệu quả kinh tế của dự án. Những yếu tố này cần phải được xem xét cẩn trọng trước khi triển khai tích hợp lọc hóa dầu.

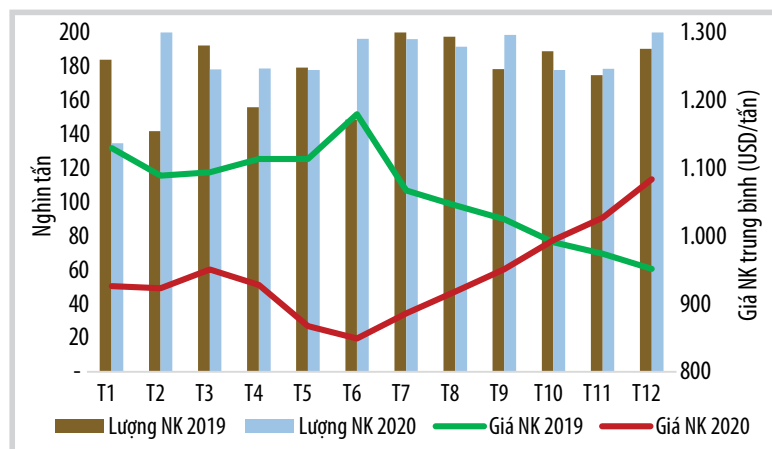
4.7. Giảm thiểu rủi ro chuỗi cung ứng

Trong các thập kỷ gần đây, sự phát triển và đầu tư của ngành hóa dầu đã bị chi phối bởi việc tìm kiếm lợi thế nguyên liệu hoặc tiếp cận thị trường, dẫn đến kéo dài chuỗi cung ứng và chuỗi giá trị toàn cầu hóa từ nguyên liệu thô đến sản phẩm tiêu dùng. Trước tác động tiêu cực của đại dịch, ngành công nghiệp hóa dầu và các lĩnh vực sản phẩm tiêu dùng rộng hơn chịu thiệt hại lớn, do đó việc thay đổi cấu trúc là điều chắc chắn.

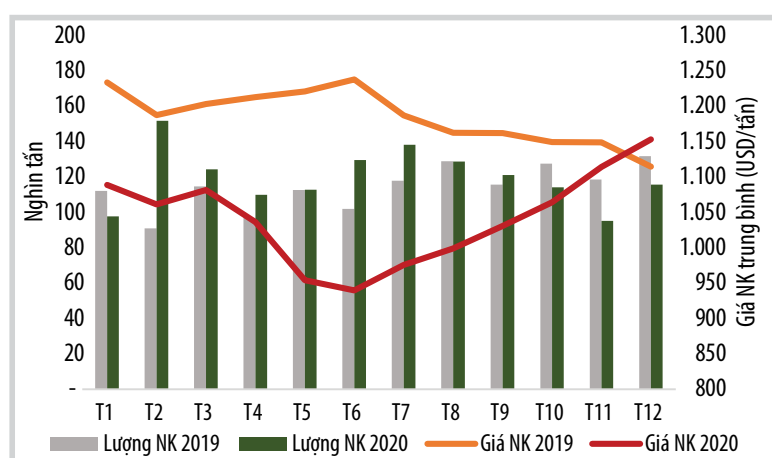
Giảm thiểu rủi ro chuỗi cung ứng trở thành ưu tiên cho các doanh nghiệp, cũng như chính phủ. Điều này có thể liên quan đến việc các quốc gia ưu tiên sản xuất nội địa nhiều hơn, ủng hộ chuỗi cung ứng ngắn hơn. Giải pháp này có ý nghĩa quan trọng khi trước đây ethane được sản xuất ở Mỹ được chuyển đổi thành ethylene, sau đó được xuất khẩu sang châu Á để chuyển đổi thành polyethylene trước khi được sản xuất thành sản phẩm tiêu dùng, rồi được bán sang châu Âu.

Đại dịch Covid-19 tái định hình các chuỗi cung ứng toàn cầu. Tiến trình này vốn đã bắt đầu trong thời gian diễn ra cuộc chiến thương mại Mỹ - Trung Quốc, nhưng giờ đây sẽ diễn ra nhanh hơn. Các doanh nghiệp sẽ thay vì chú trọng vào việc tối ưu hóa hiệu quả sẽ chuyển sang việc tối ưu hóa khả năng phục hồi thông qua việc đa dạng hóa nguồn cung, bổ sung các mặt hàng trong kho dự trữ.

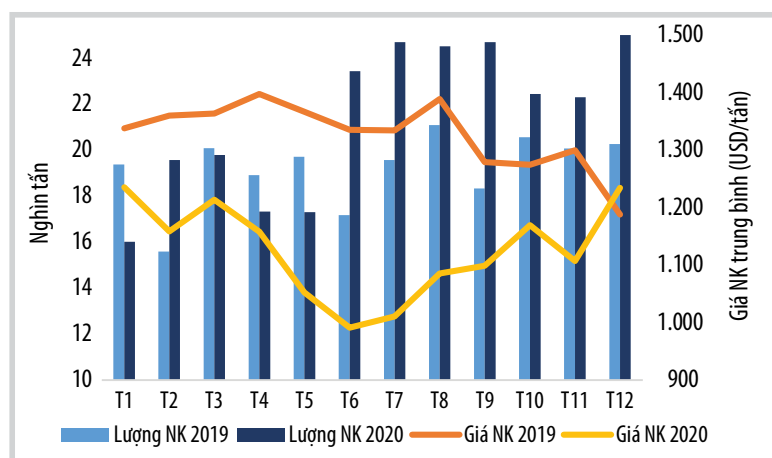
Tiến trình đảo ngược toàn cầu hóa chuỗi cung ứng (deglobalisation of supply chains) sẽ diễn ra nhanh chóng hơn sau đại dịch, dự báo Trung Quốc sẽ không còn đứng đầu chuỗi sản xuất, đồng thời kéo theo hàng loạt sự dịch chuyển của chuỗi cung toàn cầu. Báo cáo của BNP cho thấy xu hướng mới "tạm biệt toàn cầu hóa, xin chào nội địa hóa". Ngân hàng BNP Paribas gần đây đã đo lường chỉ



Hình 18. Lượng, giá nhập khẩu trung bình PE của Việt Nam giai đoạn 2019 - 2020 [22].



Hình 19. Lượng, giá nhập khẩu trung bình PP của Việt Nam giai đoạn 2019 - 2020 [22].



Hình 20. Lượng, giá nhập khẩu trung bình PS của Việt Nam giai đoạn 2019 - 2020 [22].

Bảng 4. Các nhà máy sản xuất PP trong nước

STT	Đơn vị sản xuất	Công suất (nghìn tấn/năm)	Tình trạng
1	Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	150	Đang vận hành
2	Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn	373	Đang vận hành
3	Công ty TNHH hóa chất Hyosung Vina	300	Năm 2020
4	Tổ hợp Lọc hóa dầu Long Sơn	450	Năm 2023
5	Công ty Nhựa Phú Mỹ	300	Năm 2025

số phục hồi nhờ khả năng đảo ngược toàn cầu hóa. Các chuỗi cung ứng toàn cầu sẽ rút ngắn lại giúp giảm thiểu chi phí vận chuyển, do đó thị trường hóa dầu sẽ mang tính khu vực và quốc gia để bảo đảm việc làm cho người dân địa phương [21].

4.8. Xem xét lại chiến lược trong trạng thái “bình thường mới”

Xem xét lại danh mục các dự án ưu tiên đầu tư dựa trên nguyên tắc cơ bản của các dự án trong kế hoạch ngân sách đầu tư như thúc đẩy tăng trưởng kinh doanh các sản phẩm có giá trị cao, lĩnh vực mới cần tập trung ưu tiên (nhựa dùng trong gia đình, chăm sóc cá nhân, vệ sinh, y tế), khám phá những cơ hội M&A tiềm năng/tài sản xấu.

Có nhiều cơ hội như phát triển công nghệ in 3D, tái chế polymer, hydro xanh làm nguồn năng lượng, sản phẩm sinh học... Thời điểm này là cơ hội tốt để tăng đầu tư xanh thông qua các gói kích thích của chính phủ và đạt được mục tiêu phát triển bền vững của Liên hợp quốc.

5. Thị trường chuỗi sản phẩm olefins và aromatics ở Việt Nam

Đối với PE: Nhu cầu PE trong nước hiện nay được đáp ứng 100% từ nguồn nhập khẩu. Trong tương lai, khi Tổ hợp Lọc hóa dầu Long Sơn đi vào vận hành sẽ cung cấp cho thị trường khoảng 950 nghìn tấn PE (450 nghìn tấn HDPE và 500 nghìn tấn LLDPE), đáp ứng được khoảng 40 - 50% nhu cầu tiêu thụ trong nước.

Lượng nhập khẩu PE của Việt Nam năm 2020 đạt mức 2,22 triệu tấn, tăng 80 nghìn tấn tương ứng 3,7%, nhưng giảm 7,8% về giá trị so với cùng kỳ năm 2019. Giá nhập khẩu trung bình năm 2019 ở mức 1.065 USD/tấn giảm xuống 942 USD/tấn năm 2020 (giảm khoảng 11,1%). Trong đó, giá nhập khẩu trung bình thấp nhất ở mức 849 USD/tấn trong tháng 6/2020.

Đối với PP: Nhu cầu PP năm 2020 ước khoảng 2,5 triệu tấn, cung trong nước đáp ứng khoảng 30% nhu cầu tiêu thụ. Dự báo

trong giai đoạn đến 2035 Việt Nam vẫn tiếp tục thiếu hụt nguồn cung PP.

Lượng PP Việt Nam nhập khẩu trong năm 2020 ở mức 1,4 triệu tấn, tăng 5% so với cùng kỳ năm 2019 về lượng (năm 2019 lượng nhập khẩu PP 1,3 triệu tấn), nhưng giảm 7,7% về trị giá. Giá nhập khẩu trung bình năm 2020 ở mức 1.041 USD/tấn, thấp hơn so với cùng kỳ năm 2019 khoảng 144 USD/tấn, tương ứng 12,2%.

Đối với sản phẩm PS: Nguồn cung PS trong nước được sản xuất từ Công ty TNHH Polystyren Việt Nam ở mức 86 nghìn tấn, đáp ứng khoảng 30% nhu cầu trong nước. Covid-19 được nhận định không tác động nhiều đến nhu cầu PS.

Lượng nhập khẩu PS của Việt Nam năm 2020 đạt mức 257 nghìn tấn, tăng 26 nghìn tấn tương ứng 11,6%, nhưng giảm 6,6% về giá trị so với cùng kỳ năm 2019. Giá nhập khẩu trung bình năm 2019 ở mức 1.327 USD/tấn, giảm xuống 1.126 USD/tấn năm 2020 (giảm khoảng 16%), trong đó giá nhập khẩu trung bình thấp nhất ở mức 991 USD/tấn trong tháng 6/2020.

Tuy nhiên, PS Việt Nam nhập khẩu chủ yếu từ Đài Loan (30%), Hàn Quốc (16%), Thái Lan (16%), Trung Quốc (14%), Malaysia (13%), các nước khác (10%). Các nước này phần lớn phải đối mặt với đại dịch Covid-19, nên có thể gặp khó khăn về nguồn cung ứng PS từ nhập khẩu.

6. Kết luận và kiến nghị

Chính phủ đóng vai trò quan trọng để duy trì nền kinh tế và Chính phủ nên liên kết các gói kích thích với sự bền vững lâu dài. Hành động của Chính phủ để hỗ trợ gồm:

- Toàn cầu tập trung vào sự bền vững và hợp tác ở cấp quốc gia và quốc tế để thúc đẩy nỗ lực phối hợp hướng tới nền kinh tế “xanh” hơn;
- Phân bổ nguồn lực cho ngành hóa chất hoặc nghiên cứu các sáng kiến cụ thể về hóa học như là một phần của các gói kích thích kinh tế được triển khai trên toàn cầu trong cuộc khủng hoảng Covid-19;
- Khuyến khích đầu tư vào đổi mới sáng tạo để đáp ứng các mục tiêu “xanh” (ví dụ: nhiên liệu sinh học, sản xuất hydro, nhựa tái chế) thông qua các chương trình tài trợ hoặc gói tài trợ hiệu quả;
- Cho phép các doanh nghiệp xây dựng khả năng phục hồi chuỗi giá trị hóa chất bằng cách tạo ra các mô hình hợp tác thúc đẩy các sáng kiến số hóa thông qua các chương trình khuyến khích.

Nhóm tác giả kiến nghị PVN xem xét áp dụng mô hình 5 giai đoạn (5R) gồm: Giải quyết vấn đề (Resolve), Gia tăng sức chịu đựng (Resilience), Phục hồi (Return), Tái định hình (Reimagination) và Tái cấu trúc (Reform) để xây dựng quy trình hành động nhằm mục đích phục hồi giai đoạn khủng hoảng kép, theo đó:

- Kiểm soát chi phí: Cắt giảm chi phí tối đa, đảm bảo tính thanh khoản là chiến lược cơ bản và quan trọng bậc nhất trong giai đoạn khủng hoảng kéo dài do khó khăn về chuỗi cung ứng và thị trường;
- Xem xét lại danh mục các dự án ưu tiên đầu tư trong trạng thái “bình thường mới”;
- M&A: Xem xét mua lại các doanh nghiệp thanh khoản kém, áp lực vay nhiều trong giai đoạn nhu cầu thấp;
- Tối ưu hóa chuỗi cung ứng: Tối ưu và đơn giản hóa các dòng cung ứng toàn cầu theo hướng nhiều nguồn trong khu vực hơn. Giám sát rủi ro trong cung ứng - tạo ra sự linh hoạt hơn cho các nguyên liệu quan trọng; xem xét thiết lập các chuỗi cung ứng dự phòng (nguyên vật liệu, vật tư);
- Thiết lập hệ thống quản lý tồn kho thông minh, hệ thống này cho phép theo dõi và giám sát mức độ tồn kho;
- Xem xét đầu tư vào công nghệ xanh (nhựa tái chế, nhiên liệu sinh học, hydro xanh...), với mục tiêu đạt được “giấy phép xã hội”;
- Theo sát các chính sách quốc tế và chính sách của Chính phủ Việt Nam (sau đại dịch) để tận dụng các gói hỗ trợ vào đầu tư, phát triển đáp ứng mục tiêu “xanh”.

Tài liệu tham khảo

- [1] Wood Mackenzie, "Coronavirus and chemicals markets", 2020.
- [2] ICIS, "The chemical Industry's response to a crisis while in crisis". [Online]. Available: <https://www.icis.com/explore/resources/the-chemical-industrys-response-to-a-crisis-while-in-crisis/>.
- [3] IHS Market, "The chemical pulse Covid-19 and oil turmoil - Report 1", 2020.
- [4] PwC, "Preparing the chemicals industry for 'the day after' the Covid-19 pandemic", 9/4/2020. [Online]. Available: <https://www.strategyand.pwc.com/de/de/implications-of-covid-19/consequences-for-the-chemicals-industry/preparing-the-chemicals-industry-for-the-day-after-the-covid-19-pandemic.pdf>.

- [5] BCG, "Covid-19 impact on petrochemicals", 2020.
- [6] S&P Global, "Polyolefins trends in H1 2021: New Asia capacity, unclear demand", 2/2021. [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/special-reports/petrochemicals/olefins-polymers-global-outlook-h1-2021>.
- [7] Argus, "SE Asia braces for heavy 3Q petchem turnaround season", 2021. [Online]. Available: <https://www.argusmedia.com/en/news/2220041-se-asia-braces-for-heavy-3q-petchem-turnaround-season>.
- [8] IHS Market, "A broad stroke on chemicals in the covid-19 & low oil price environment", 2020.
- [9] Patrick Kirby, "Global olefins: 10 trends to watch as coronavirus reshapes the industry", 5/5/2020. [Online]. Available: <https://www.woodmac.com/news/opinion/global-olefins-10-trends-to-watch-as-coronavirusreshapes-the-industry/>.
- [10] ICIS, "Supply and demand database". [Online]. Available: https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/cjp-rbiicis/wp-content/uploads/sites/7/2018/12/13081515/icis_supply-demand_brochure_140618_digital-view1.pdf.
- [11] Mordor Intelligence, "Benzene market - Growth, trends, Covid-19 impact, and forecasts (2021 - 2026)". [Online]. Available: <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/benzene-market>.
- [12] Wood Mackenzie, "Industry training Introduction to petrochemicals", 2020.
- [13] Wood Mackenzie, "Aromatics, benzene, styrene global weekly market overview", 2021.
- [14] Wood Mackenzie, "Refining and chemicals focus", 2019.
- [15] Wood Mackenzie, "Petrochemical markets in a turbulent world", 2020.
- [16] Ashish Pujari, "Polyester value chain, 2020: Challenges galore", IHS Market, 2020.
- [17] Wood Mackenzie, "Coronavirus webinar extract impact on petrochemicals demand", 2020.
- [18] PTT, "PTT performance conference call", 2020.
- [19] Wood Mackenzie, "How are chemicals companies responding to the coronavirus blow?", 2020.
- [20] Martin Menachery, "Borealis to discontinue \$6.8bn world-scale polyethylene project in Kazakhstan", 18/5/2020.
- [21] Thế Vũ, "Những xu hướng kinh tế trong tương lai sau đại dịch Covid-19", *Tạp chí Tài chính*, 2020.
- [22] Trung tâm Thông tin Công nghệ và Thương mại - Bộ Công Thương, "Bản tin thông tin thương mại", 2020.

GLOBAL AND VIETNAM OLEFIN AND AROMATIC MARKET TRENDS UNDER THE IMPACT OF COVID-19 PANDEMIC

Dao Minh Phuong, Nghiem Thi Ngoan, Nguyen Thi Ngoc, Pham Ba Nam

Vietnam Petroleum Institute

Email: phuong.dm@vpi.pvn.vn

Summary

The global economy has witnessed a strong recession under the impact of the Covid-19 pandemic and could take 2 years to recover. The olefin and aromatic product market has fluctuated greatly as demand decreases sharply. The paper presents the results of market analysis of the demand, supply and prices of olefins (ethylene, propylene, and polymer) and aromatics (benzene, xylene, toluene - BTX) in the long term and short term in the world. On that basis, the paper proposes to PVN and the Government measures to promote the recovery of the domestic market and to adapt to the long-term trends.

Key words: Olefins, aromatics, Covid-19, market.

KHỦNG HOẢNG GIÁ DẦU VÀ BÀI HỌC KINH NGHIỆM TỪ PETRONAS

Đoàn Tiến Quyết¹, Mai Văn Cảnh²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: quyetdt@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.07-05>

Tóm tắt

Bất kỳ cuộc khủng hoảng nào cũng tạo ra rủi ro và/hoặc là cơ hội thuận lợi để các doanh nghiệp gia tăng tài sản, lợi nhuận. Trong hơn 15 năm qua, thị trường trải qua 4 cuộc khủng hoảng giá dầu (cả tăng và giảm giá) khiến các công ty dầu khí trên thế giới gặp khó khăn. Tuy nhiên, công ty dầu khí quốc gia Malaysia - Petrolim Nasional Berhad (Petronas) đã có chiến lược hợp lý để vượt qua các cuộc khủng hoảng giá dầu. Những thay đổi về cơ chế điều hành, đầu tư... của Petronas trong gần 2 thập kỷ qua có thể xem là bài học kinh nghiệm cho các công ty dầu khí quốc gia tham khảo.

Từ khóa: Khủng hoảng giá dầu, đầu tư, Petronas.

1. Giới thiệu

Thị trường dầu thô trong hơn 100 năm qua chứng kiến nhiều cuộc khủng hoảng. Mỗi cuộc khủng hoảng thường đem lại ảnh hưởng hoặc tác động đến hoạt động của ngành dầu khí thế giới, trong đó các công ty dầu khí là đối tượng chịu tác động trực tiếp, nhanh nhất dù là ảnh hưởng tích cực hay tiêu cực.

Các cuộc khủng hoảng không giống nhau về thời gian, mức độ ảnh hưởng cũng như chu kỳ diễn ra. Trong khoảng 15 năm trở lại đây, có 4 cuộc khủng hoảng dầu thô lớn nhỏ với diễn biến và đặc điểm hoàn toàn khác nhau.

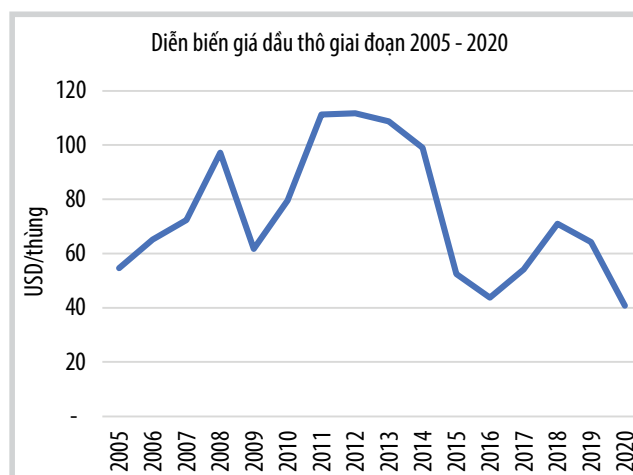
Trong và sau mỗi cuộc khủng hoảng xảy ra, các doanh nghiệp dầu khí thế giới sẽ có giải pháp ứng phó khác nhau cũng như cách thức tận dụng cơ hội. Một trong những công ty dầu khí quốc gia có giải pháp ứng phó thành công trong giai đoạn 15 năm qua có thể kể đến Petronas.

2. Các giải pháp ứng phó với khủng hoảng giá dầu của Petronas

Petronas hoạt động trong lĩnh vực năng lượng và cung cấp các giải pháp công nghệ trong lĩnh vực năng lượng. Petronas hướng tới các cơ hội đầu tư trong ngành dầu khí và năng lượng tái tạo trên toàn cầu và tối đa hóa

giá trị bằng mô hình liên kết kinh doanh chặt chẽ. Danh mục đầu tư của Petronas bao gồm các nguồn tài nguyên truyền thống và phi truyền thống cũng như chuỗi sản phẩm hóa dầu đa dạng. Phát triển công nghệ được coi là giải pháp trọng tâm giúp Petronas có thể mạnh vượt trội trong các lĩnh vực đang tham gia, cũng như mở ra cơ hội kinh doanh mới.

- Trong lĩnh vực thượng nguồn: Với mục tiêu khai thác và tối đa hóa nguồn tài nguyên dầu khí của Malaysia, Petronas đã mở rộng hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác trên toàn thế giới và đang vận hành hơn 216 mỏ cùng 381 giàn ngoài khơi. Phát triển các nguồn khí, đặc biệt là LNG, cũng là thế mạnh của Petronas với tổ hợp LNG tại Bintulu cùng các nguồn khí phi truyền thống khác như

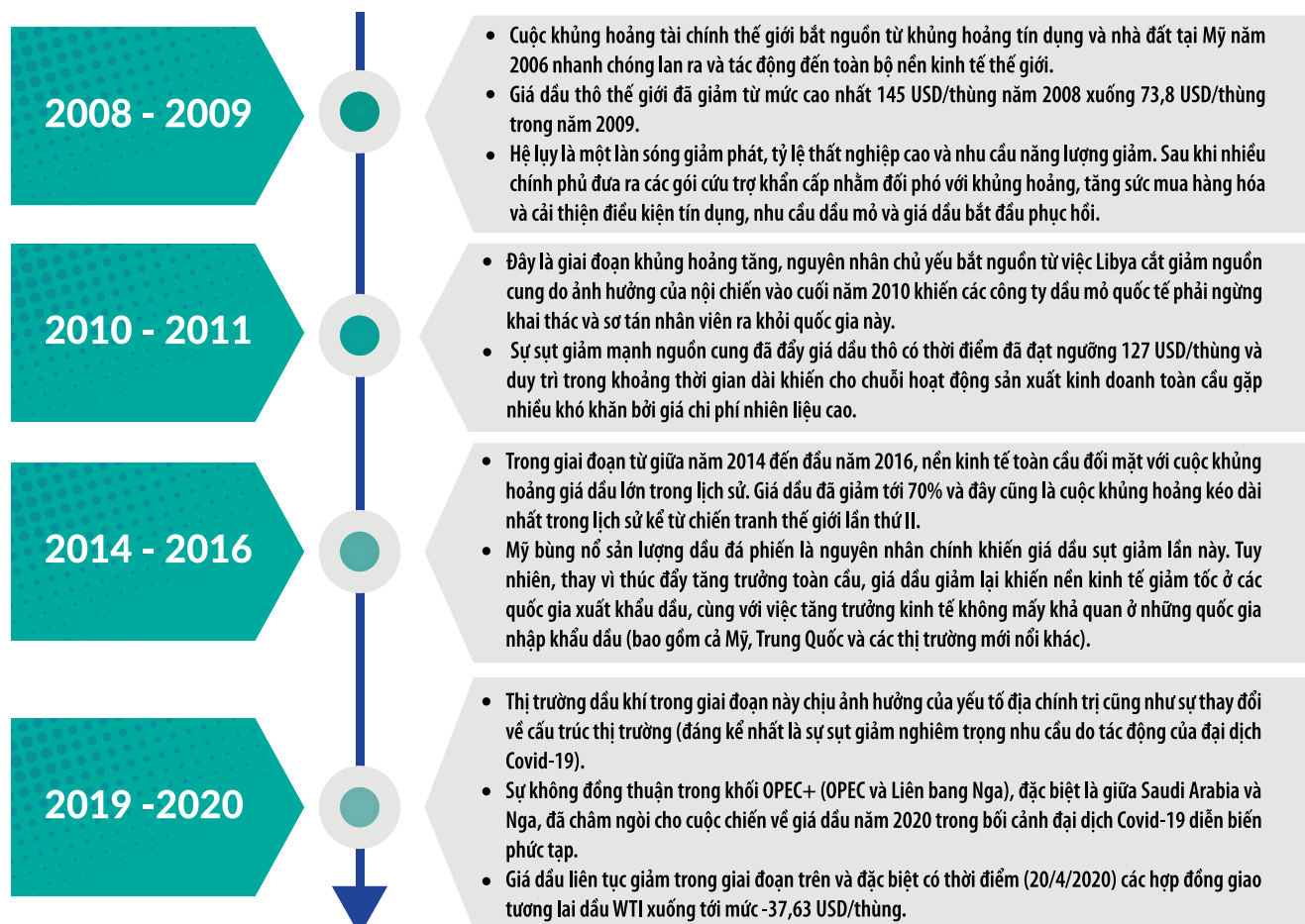


Hình 1. Diễn biến giá dầu thô giai đoạn 2005 - 2020.



Ngày nhận bài: 29/3/2021. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 29/3 - 19/4/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 1/7/2021.



Hình 2. Những nhân tố chính ảnh hưởng đến các cuộc khủng hoảng giá dầu giai đoạn 2005 - 2020.

than hóa khí tại Australia cho tới khí đá phiến tại Canada. Điều này đã giúp Petronas thiết lập được mạng lưới 55 điểm cung cấp khí trên khắp thế giới.

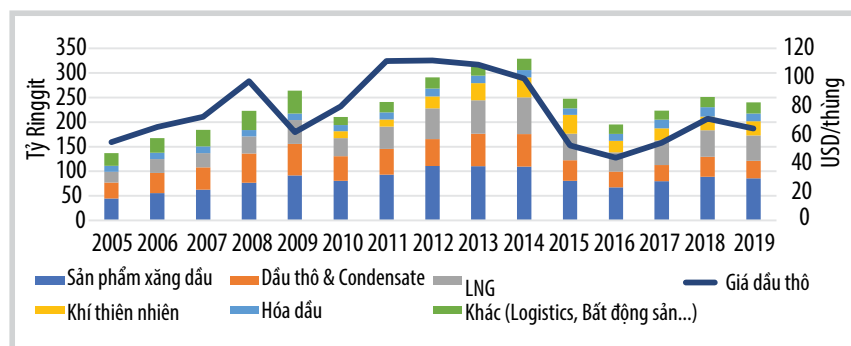
- Trong lĩnh vực hạ nguồn: Petronas hoạt động tại hơn 70 quốc gia thông qua gần 30 văn phòng đại diện và văn phòng kinh doanh (đối với các sản phẩm dầu mỡ nhờn và hóa phẩm dầu khí) cùng hơn 2.000 trạm bán lẻ tại Malaysia, Nam Phi cũng như các quốc gia khác tại châu Phi. Petronas có 3 nhà máy lọc dầu (công suất chế biến 570 nghìn thùng/ngày), 11 nhà máy phối trộn (công suất 615 nghìn tấn/năm), 18 nhà máy sản xuất các sản phẩm hóa dầu và 2 tổ hợp hóa dầu hoàn chỉnh (công suất 10,8 triệu tấn/năm). Ngoài cơ sở hạ tầng xử lý và sản xuất LNG, Petronas còn sở hữu hệ thống đường ống dẫn khí dài hơn 2.500 km (Peninsular Gas Utilisation - PGU), cung cấp khí cho các khách hàng tại Malaysia và Singapore.

- Trong lĩnh vực công nghệ: Với việc tập trung nguồn lực vào hoạt động nghiên cứu và phát triển các lĩnh vực đặc thù, Petronas hướng tới mục tiêu phát triển các công nghệ mới giúp mở ra cơ hội kinh doanh trong các lĩnh vực từng được coi là bất khả thi. Các dự án đầu tư của Petronas

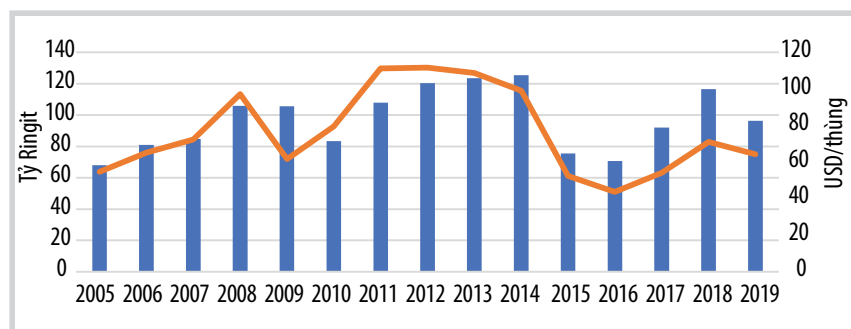
được xem là nơi thử nghiệm tiến bộ công nghệ, ví dụ dự án Nhà máy LNG nổi (PFLNG Satu) cho phép Petronas khai thác các mỏ khí ở khu vực xa bờ; công trình có thể chịu được điều kiện khắc nghiệt và khai thác 1,2 triệu tấn/năm trong 20 năm mà không cần phải đưa lên bờ để sửa chữa.

Petronas là doanh nghiệp đại diện chính phủ Malaysia trong việc sử dụng nguồn tài nguyên trong nước nhằm đảm bảo an ninh năng lượng và sự phát triển quốc gia, việc nhanh chóng điều chỉnh định hướng chiến lược và kế hoạch hoạt động, đa dạng hóa danh mục đầu tư là cần thiết nhằm duy trì hoạt động tối ưu hóa lợi nhuận trong bối cảnh thị trường thế giới biến động và xu hướng chuyển dịch năng lượng.

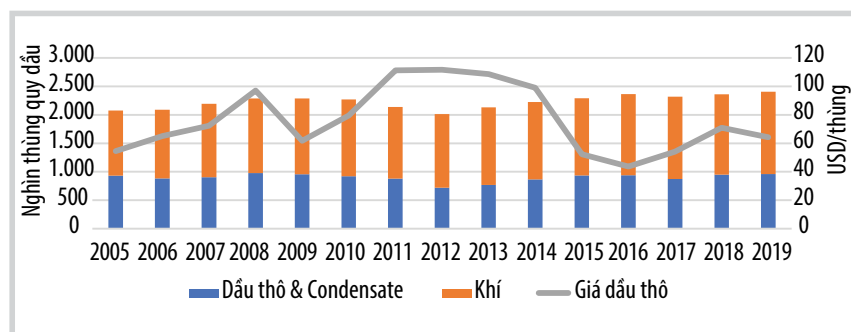
Xét trên tổng thể 15 năm trong giai đoạn nghiên cứu, Petronas có những bước chuyển mình và các giải pháp linh hoạt, chủ động để ứng phó và tận dụng cơ hội trong từng cuộc khủng hoảng (tăng giá và giảm giá). Nhìn chung, các chỉ tiêu tài chính của Petronas như doanh thu, lợi nhuận đều phản ánh khá chính xác tác động của 4 cuộc khủng hoảng.



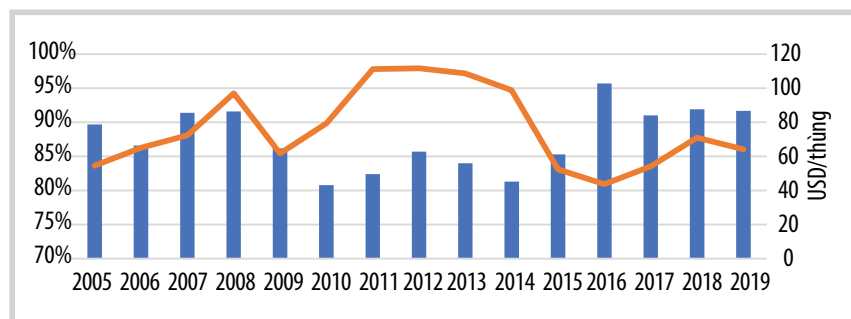
Hình 3. Doanh thu của Petronas giai đoạn 2005 - 2019 và tương quan với giá dầu thô. Nguồn: Petronas [1, 2].



Hình 4. Lợi nhuận trước thuế của Petronas giai đoạn 2015 - 2019 và tương quan với giá dầu thô. Nguồn: Petronas [1, 2].



Hình 5. Sản lượng khai thác dầu khí của Petronas giai đoạn 2005 - 2019 và tương quan với giá dầu thô. Nguồn: Petronas [1, 2].



Hình 6. Công suất lọc dầu của Petronas giai đoạn 2005 - 2019 và tương quan với giá dầu thô. Nguồn: Petronas [1, 2].

- Giai đoạn 2008 - 2010

Mặc dù bị ảnh hưởng bởi cuộc khủng hoảng tài chính toàn cầu (đặc biệt khi giá các sản phẩm xăng dầu xuống thấp kèm theo chi phí vận hành tăng cao và kéo dài tới hết năm 2010), song Petronas vẫn tăng trưởng doanh thu nhờ vào sản lượng kinh doanh lớn đã giúp bù đắp lại mức giá thấp.

Bất chấp những rủi ro và thách thức đối với ngành dầu khí trong ngắn hạn, Petronas lựa chọn chiến lược đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn nhằm đảm bảo sự phát triển bền vững trong dài hạn. Bảng 1 thống kê hoạt động đầu tư cũng như sản lượng khai thác của Petronas trong giai đoạn 2007 - 2010.

Trong giai đoạn từ 2007 - 2010, chi đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn của Petronas liên tục tăng trưởng, tăng trưởng trung bình khoảng 3,8%/năm (CAGR). Petronas tập trung mua các tài sản dầu khí quốc tế (đặc biệt là các nguồn khí thiên nhiên); đẩy mạnh đầu tư các dự án thăm dò tìm kiếm thăm dò và nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) để gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác. Tổng sản lượng khai thác của Petronas tương đối ổn định trong giai đoạn này, tuy nhiên sản lượng dầu thô và condensate giảm dần, trong khi sản lượng khí tăng trưởng khoảng 1,62%/năm (CAGR).

Năm 2009, Petronas bắt đầu tham gia vào lĩnh vực dầu khí phi truyền thống với việc mua lại 40% cổ phần trong Tổ hợp dự án than hóa khí và LNG Gladstone ở Australia, đồng thời củng cố vị thế là nhà cung ứng LNG hàng đầu thế giới. Cũng trong năm này, Petronas đưa vào hoạt động Nhà máy sản xuất ethanol công suất 1,7 triệu tấn/năm tại Labuan, cung cấp cho thị trường sản phẩm ethanol chất lượng cao, đồng thời mở ra các cơ hội mới ở thị trường Đông Nam Á, Đông Bắc Á và Ấn Độ.

- Giai đoạn 2011 - 2013

Kinh tế thế giới phục hồi mạnh mẽ, dẫn đầu là các nền kinh tế mới nổi, cùng với các yếu tố địa chính trị ở Trung Đông và Bắc Phi từ cuối năm 2011 đã đẩy giá dầu thô lên cao. Việc đầu tư mạnh mẽ vào lĩnh vực thượng nguồn trong giai đoạn trước đó đã

Bảng 1. Hoạt động đầu tư và sản lượng khai thác của Petronas trong giai đoạn 2007 - 2010. Nguồn: Petronas [1, 2, 5]

	Đơn vị	2007	2008	2009	2010
Đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn	Tỷ Ringgit	33,6	35,6	36,2	26,3
Trong nước	Tỷ Ringgit	19,8	21,5	22,3	18,2
Quốc tế	Tỷ Ringgit	13,8	14,1	13,9	8,2
Số mỏ dầu khí vận hành trong nước	Mỏ	85	88	104	106
Trữ lượng	Tỷ thùng dầu quy đổi	26,49	26,37	27,02	27,12
Trong nước (Malaysia)	Tỷ thùng dầu quy đổi	20,18	20,13	20,18	20,56
Dầu	Tỷ thùng dầu quy đổi	5,36	5,46	5,52	5,80
Khí	Tỷ thùng dầu quy đổi	14,82	14,67	14,66	14,76
Quốc tế	Tỷ thùng dầu quy đổi	6,31	6,24	6,84	6,56
Dầu	Tỷ thùng dầu quy đổi	2,55	2,42	2,20	2,08
Khí	Tỷ thùng dầu quy đổi	3,76	3,82	4,28	4,08
Phi truyền thống	Tỷ thùng dầu quy đổi	0,00	0,00	0,36	0,40
Hệ số bù trữ lượng	Lần	1,8	0,9	1,8	1,1
Sản lượng khai thác	Nghìn thùng dầu quy đổi/ngày	2.193	2.289	2.288	2.271
Dầu thô và condensate	Nghìn thùng dầu quy đổi/ngày	908	979	955	922
Khí	Nghìn thùng dầu quy đổi/ngày	1.286	1.310	1.333	1.349

giúp Petronas nắm bắt được cơ hội, tăng trưởng doanh thu liên tục trong giai đoạn này.

Petronas tiếp tục đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn nhằm gia tăng trữ lượng. Bên cạnh dầu khí truyền thống, các nguồn khí phi truyền thống được Petronas đặc biệt quan tâm. Năm 2012, Petronas đã mua lại 100% cổ phần của Progress Energy Resources Corp., kèm theo đó là các tài sản dầu khí bao gồm dự án khí đá phiến Montney ở British Columbia, Canada.

Ngoài ra, trong giai đoạn này Petronas đã đầu tư vào lĩnh vực năng lượng tái tạo hướng tới việc phát triển bền vững và cam kết giảm thiểu tác động đến môi trường. Các dự án này bao gồm:

+ Năm 2012: Lắp đặt hệ thống điện mặt trời áp mái tại Trung tâm thương mại Suria KLCC và tại 2 trạm bán lẻ xăng dầu Petronas Solaris Putra và Petronas Solaris Serdang (với tổng công suất khoảng 0,87 MW).

+ Năm 2013: Hoàn thành và đưa vào vận hành Nhà máy điện mặt trời IPP Pahang công suất 10 MW.

Bảng 2 thể hiện các hoạt động đầu tư cũng như sản lượng khai thác của Petronas trong giai đoạn 2011 - 2013.

- Giai đoạn 2014 - 2016

Sau giai đoạn tăng trưởng mạnh mẽ, giai đoạn 2014 - 2016, giá dầu thô thế giới sụt giảm nghiêm trọng do tình trạng dư thừa nguồn cung trong khi nhu cầu tiêu thụ năng lượng thấp do tăng trưởng kinh tế thế giới bắt đầu chậm lại. Tổng doanh thu của Petronas năm 2016 sụt giảm tới 40% so với năm 2014.

Bên cạnh việc tái cấu trúc doanh nghiệp nhằm tăng hiệu quả, tối ưu nguồn nhân lực, giảm sự trì trệ của bộ máy và cắt giảm chi phí, Petronas điều chỉnh lại chiến lược đầu tư trong giai đoạn này. Cụ thể là cắt giảm đầu tư trong lĩnh vực thượng nguồn và tập trung nguồn lực để hoàn thiện các dự án hạ nguồn quan trọng như: Tổ hợp lọc hóa dầu RAPID tại Pengerang, Johor và Nhà máy sản xuất urea (SAMUR) tại Sabah. Việc hoàn thành các dự án này sẽ giúp tăng cường sự hiện diện của Petronas trên thị trường xăng dầu và hóa phẩm dầu khí ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương. Lĩnh vực thượng nguồn phần lớn chỉ ưu tiên tập trung vào việc giảm thiểu chi phí, tối đa hóa chuỗi giá trị khí - LNG và khí - hóa dầu, phát triển khách hàng LNG mới và duy trì dòng vốn đầu tư thăm dò tìm kiếm nhằm đảm bảo nguồn tài nguyên cho sự phát triển trong tương lai. Ngoài ra, trong năm 2016, PFLNG SATU đã được đưa vào vận hành, cho phép Petronas tận thu/phát triển các mỏ trước đây không đạt hiệu quả kinh tế.

- Giai đoạn 2017 - 2019

Từ cuối năm 2016, thị trường dầu khí có những biến chuyển tích cực khi các quốc gia OPEC và ngoài OPEC đều tuyên bố cắt giảm sản lượng. Giá dầu thô đã phục hồi trong cả giai đoạn cho đến cuối năm 2019 khi đại dịch Covid-19 bùng phát.

Petronas liên tục đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn (đặc biệt là đầu tư dự án ở các quốc gia khác) để phát triển trữ lượng. Petronas xác định 3 trụ cột chính cho sự phát triển trong tương lai gồm:

+ Tận dụng tối đa các tài sản tạo ra tiền hiện có;

Bảng 2. Hoạt động đầu tư và sản lượng khai thác của Petronas trong giai đoạn 2011 - 2013. Nguồn: Petronas [1, 2, 5]

	Đơn vị	2011	2012	2013
Đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn	Tỷ Ringgit	35,6	36,2	26,3
Trong nước	Tỷ Ringgit	21,5	22,3	18,2
Quốc tế	Tỷ Ringgit	14,1	13,9	8,2
Lĩnh vực khí, điện, năng lượng mới	Tỷ Ringgit	6,5	8,8	10,8
Lĩnh vực hạ nguồn	Tỷ Ringgit	2,6	4,1	5,1
Đầu tư khác	Tỷ Ringgit	3,5	5,4	4,5
Trữ lượng	Tỷ thùng dầu quy đổi	28,36	32,63	32,77
Trong nước (Malaysia)	Tỷ thùng dầu quy đổi	21,31	22,24	22,57
Dầu	Tỷ thùng dầu quy đổi	5,95	5,85	5,80
Khí	Tỷ thùng dầu quy đổi	15,35	16,39	16,78
Quốc tế	Tỷ thùng dầu quy đổi	7,05	10,39	10,20
Dầu	Tỷ thùng dầu quy đổi	2,78	2,98	1,83
Khí	Tỷ thùng dầu quy đổi	3,89	3,60	3,14
Phi truyền thống	Tỷ thùng dầu quy đổi	0,38	3,82	5,22
Hệ số bù trữ lượng	Lần	1,7	1,9	1,3
Sản lượng khai thác	Nghìn thùng dầu quy đổi/ngày	2.137	2.015	2.131
Dầu thô và condensate	Nghìn thùng dầu quy đổi/ngày	879	719	768
Khí	Nghìn thùng dầu quy đổi/ngày	1.258	1.295	1.363

- + Mở rộng lĩnh vực hoạt động cốt lõi;
- + Đầu tư vào năng lượng mới và hóa chất đặc thù.

Một số dự án quan trọng đã được hoàn thành trong giai đoạn 2017 - 2019 gồm có:

- + Mua lại 10% cổ phần tại Lô 61 tại mỏ Khazzan, Oman; FID đối với dự án LNG Canada tại Kitimat, British Columbia; phát triển mỏ dầu đá phiến tại La Amarga, Argentina (2018).

- + Đối với lĩnh vực năng lượng mới: Petronas tiếp tục tăng công suất điện mặt trời lên 14 MW trong năm 2018 với 4 dự án nhỏ tại cơ sở của Petronas tại Malaysia và Italy. Với việc xác định năng lượng tái tạo là một trong 3 trụ cột chính để phát triển, Petronas đã mua lại Amplus Energy Solutions Pte. Ltd. (M+) trong năm 2019, đánh dấu khoản đầu tư ra nước ngoài đầu tiên trong lĩnh vực điện mặt trời. Với tổng công suất đạt lên tới 600 MW đang vận hành/phát triển, M+ đang phục vụ hơn 150 khách hàng thương mại và công nghiệp tại hơn 200 địa điểm trên khắp Ấn Độ, Trung Đông và Đông Nam Á.

- + Trong năm 2019, Petronas mua lại 100% cổ phần của Da Vinci Group B.V., đánh dấu sự tham gia vào lĩnh vực hóa chất đặc thù, tập trung chủ yếu vào sản xuất silicon, phụ gia dầu nhờn và các hóa chất khác. Bước đi chiến lược này không chỉ giúp Petronas hoàn thiện chuỗi giá trị dầu khí mà còn củng cố vị thế cạnh tranh tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương cũng như trong các thị trường hấp dẫn khác như: chăm sóc sức khỏe, xây dựng, sơn phủ, linh kiện điện tử...

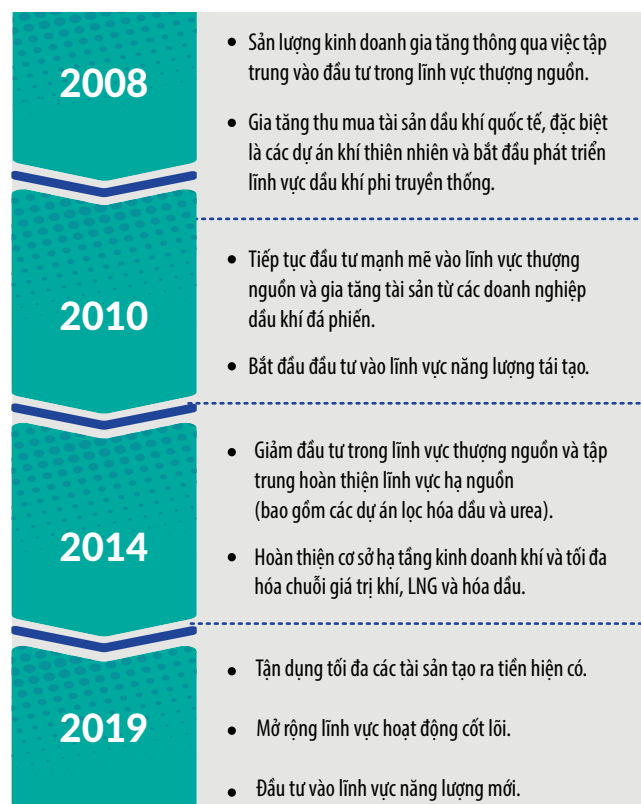
Như vậy, qua 4 cuộc khủng hoảng giá dầu trong khoảng 15 năm qua, Petronas đã có những điều chỉnh về cơ chế điều hành, giải pháp hoạt động để có thể vượt qua các cuộc khủng hoảng giảm giá cũng như tận dụng tốt các cuộc khủng hoảng tăng giá.

3. Kết luận

Trong 15 năm qua, trải qua những giai đoạn biến động giá dầu thô và qua đó trực tiếp hoặc gián tiếp ảnh hưởng đến giá sản phẩm dầu, khí thiên nhiên... nhưng các chỉ tiêu tài chính của Petronas vẫn khá ổn định. Những thay đổi linh hoạt về chính sách đầu tư, mua bán sáp nhập đã mang lại hiệu quả cho Petronas. Những thay đổi đó, có thể là bài học kinh nghiệm tham khảo cho các công ty dầu khí quốc gia/nhà nước khác.

Trong giai đoạn hiện nay, thế giới đang trải qua quá trình chuyển dịch năng lượng với động lực lớn nhất là do tác động tiêu cực của biến đổi khí hậu. Nhu cầu tiêu thụ năng lượng được dự báo sẽ tiếp tục tăng 19% trong 20 năm tới, chủ yếu là tăng trưởng kinh tế, dân số và thu nhập. Giải pháp để loại bỏ hoàn toàn carbon ra khỏi cơ cấu năng lượng là không thực tế/khả thi tại thời điểm hiện tại. Vì vậy, việc kết hợp phát triển khí và năng lượng tái tạo sẽ là con đường chắc chắn nhất để thúc đẩy quá trình chuyển dịch năng lượng, đảm bảo nguồn cung năng lượng sạch với chi phí chấp nhận được cho tới giữa thế kỷ.

Nắm bắt xu hướng đó, Malaysia đã đặt ra mục tiêu đến năm 2025, 20% nguồn điện của quốc gia sẽ được sản xuất từ các nguồn tái tạo, so với mức 2% như hiện nay. Vì



Hình 7. Các giải pháp ứng phó với khủng hoảng của Petronas.

vậy, Petronas cũng đang điều chỉnh lại hoạt động để đạt mục tiêu trên. Mặc dù nhiên liệu hóa thạch hiện nay vẫn là trung tâm trong cơ cấu năng lượng thế giới, Petronas hướng tới việc tăng cường nguồn cung khí thiên nhiên như nguồn năng lượng sạch hơn, đồng thời từng bước xây dựng cơ sở vật chất và năng lực trong lĩnh vực năng lượng tái tạo. Việc mua lại Amplus Energy Solutions Pte. Ltd. (M+) - doanh nghiệp chuyên cung ứng các giải pháp điện mặt trời tại Ấn Độ và thành lập M+ Solar by Petronas để cung ứng cho thị trường trong nước là minh chứng rõ nét cho chiến lược này.

Bên cạnh đó, việc quản lý các hoạt động của doanh nghiệp này đang được định hướng sẽ dần tự động hóa, trải dài trên toàn bộ chuỗi giá trị từ giàn khoan đến nhà máy, cho tới các vấn đề kinh tế. Petronas đang làm việc với các đối tác hàng đầu để phát triển các công nghệ phức tạp phục vụ công việc hàng ngày. Mục tiêu của việc áp dụng công nghệ nhằm giảm chi phí vận hành bằng cách tối ưu nguồn lực, giảm các rủi ro HSE, loại bỏ sai sót do con người thông qua các hệ thống thông tin, lưu trữ dữ liệu trực tuyến phù hợp với quá trình chuyển đổi số.

Tài liệu tham khảo

[1] Petronas, “Annual report 2008 - 2019”. [Online]. Available: https://www.Petronas.com/media/reports?fbclid=IwAR3E7eL3MTi8UZEgw1q44jYkRDkHcryjcJ7sciiJAYBRCNEUE7wRty_poQk.

[2] Petronas, “Petronas activity outlook 2018 - 2020”. [Online]. Available: <https://www.petronas.com/sites/default/files/2018-12/petronas-activity-outlook-2018-2020.pdf>.

[3] Petronas, “Petronas activity outlook 2019 - 2021”. [Online]. Available: <https://www.petronas.com/sites/default/files/Media/PETRONAS%20Activity%20Outlook%202019-2021.pdf>.

[4] Petronas, “Petronas activity outlook 2020 - 2022”. [Online]. Available: <https://www.petronas.com/sites/default/files/downloads/PETRONAS-Activity-Outlook-2020-2022.pdf>.

[5] Petronas, “Financial operational report (FY2012 - FY2019)”. [Online]. Available: https://www.petronas.com/media/reports?fbclid=IwAR3E7eL3MTi8UZEgw1q44jYkRDkHcryjcJ7sciiJAYBRCNEUE7wRty_poQk.

CRUDE OIL PRICE CRISIS AND LESSONS TO LEARN FROM PETRONAS

Doan Tien Quyet¹, Mai Van Canh²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam Oil and Gas Group

Email: quyetdt@vpi.pvn.vn

Summary

Any crisis will create risks and/or favourable opportunities for companies to increase the value of their assets and profits. Over the past 15 years, the market has experienced 4 major oil price crises (both rises and falls of price) causing difficulties to oil companies around the world. However, Petroliaam Nasional Berhad (PETRONAS) has had reasonable strategies to overcome these crises. Petronas’ changes in operating mechanism and investment orientation, etc., over the past two decades can be considered valuable lessons for national oil and gas companies.

Key words: Crude oil price crisis, investment, Petronas.

ĐỔI MỚI CÔNG NGHỆ TRONG LĨNH VỰC ĐỊA CHẤT - ĐỊA VẬT LÝ, KHOAN KHAI THÁC

Trần Ngọc Toàn

Hội Địa vật lý Việt Nam

Tóm tắt

Công tác tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí trong nước gặp nhiều khó khăn do các mỏ dầu khí chủ lực suy giảm sản lượng sau thời gian dài khai thác, tiềm năng dầu khí chưa phát hiện chủ yếu tập trung chủ yếu ở khu vực nước sâu, xa bờ, cần công nghệ khoan nước sâu, đầu tư lớn, rủi ro cao...

Bài viết tổng hợp, phân tích và đánh giá một số nghiên cứu trên thế giới được tiến hành trong lĩnh vực thượng nguồn, từ đó đề xuất các giải pháp để định hướng tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong nước hiệu quả hơn, đặc biệt là các mỏ phi cấu tạo và phi truyền thống thuộc các địa tầng, các khu vực trước đây chưa được chú trọng.

Từ khóa: Địa chất, địa vật lý, công nghệ, dầu khí.

1. Lĩnh vực địa chất - địa vật lý

Trong lĩnh vực địa chất, việc ứng dụng các thành tựu toán, lý, hóa và tin học trong phân tích mẫu, phân tích dữ liệu, nhận dạng, phân loại, mô hình hóa... giúp giải quyết các vấn đề cấu trúc kiến tạo, thạch học, trầm tích, cổ sinh, địa tầng, địa hóa theo quan điểm lý thuyết tập mờ. Trong đó, các thuộc tính thể hiện dưới dạng tiềm ẩn và phức hợp đã ngày càng trở thành xu hướng phổ biến, thay thế cho phương pháp tư duy dựa trên quan sát trực tiếp.

Để nghiên cứu cơ chế và sự hình thành các trầm tích, cơ chế trầm đọng và lịch sử biến đổi, chuyển hóa quá trình trầm tích phải đặt trong khuôn khổ của lý thuyết kiến tạo mảng, cơ học thạch quyển, địa nhiệt, lưu biến học (Rheology) và tiến bộ khoa học ứng dụng. Để đánh giá tiềm năng dầu khí, các tiến bộ khoa học công nghệ tập trung đánh giá định hướng tiềm năng chưa phát hiện. Ngoài công nghệ nhận dạng, ước định số lượng, kích thước bể/tầng chứa, lượng dầu khí sản sinh từ đá mẹ và di cư, tích tụ trong phạm trù lý thuyết xác suất, cần ứng dụng lý thuyết rủi ro để đánh giá tổng hợp kết quả nghiên cứu. Đối với các tiềm năng đã được phát hiện, phương pháp đánh giá trữ lượng hydrocarbon đang phát triển theo 2 hướng là nâng cao chất lượng xác định các tham số vỉa chứa, quy luật biến thiên theo không gian - thời gian nhằm dự báo lịch sử phát triển mỏ và xác định vị trí các giếng khoan mới.

Những năm gần đây, việc đánh giá trữ lượng phát triển dựa trên công nghệ mô phỏng toán học để thay

thế hoặc bổ sung các phương pháp cổ điển như đánh giá theo đường cong giảm áp (theo thời gian khai thác), theo các phương pháp thể tích hoặc cân bằng vật chất. Mô phỏng toán học ngày càng phức tạp vì được tiến hành theo chế độ dòng đa pha, không gian 4 chiều, môi trường có độ rỗng đơn hoặc kép, trong chế độ cân bằng hoặc không cân bằng thủy động lực. Lý do để chọn mô hình đa thành phần là trong số các tham số mô phỏng mỏ thì tính chất đặc trưng của hydrocarbon có thể biết tương đối chính xác nhưng các tham số đặc trưng của đá, các điều kiện biên thì không biết rõ nên có sai số. Ngoài ra trong tự nhiên, các mỏ thường không thỏa mãn các điều kiện lý thuyết, hydrocarbon không phải lúc nào và ở đâu cũng ở trạng thái 2 pha (lỏng, khí) tách biệt. Do đó, mô hình đa thành phần giúp giảm ảnh hưởng các sai số đối với kết quả tính toán trữ lượng, cải thiện chất lượng các kết luận thu được so với các mô phỏng đơn giản hoặc các phương pháp cổ điển.

Tiến bộ khoa học kỹ thuật tập trung vào các mô hình toán học vì có ưu thế hơn mô hình vật lý (thực nghiệm trong phòng thí nghiệm hoặc ngoài hiện trường sản xuất) khi có thể thay đổi các tham số dễ dàng để có nhiều đáp án, đồng thời đánh giá được tác động của các tham số khác nhau. Trong mô hình toán học, việc tìm nghiệm của các phương trình vi phân từng phần mô tả trạng thái dòng 1 pha hoặc đa pha trong không gian hữu hạn với các biến tham gia vào phương trình thông thường là tham số không gian, thời gian, vật lý (áp suất, nhiệt độ, độ

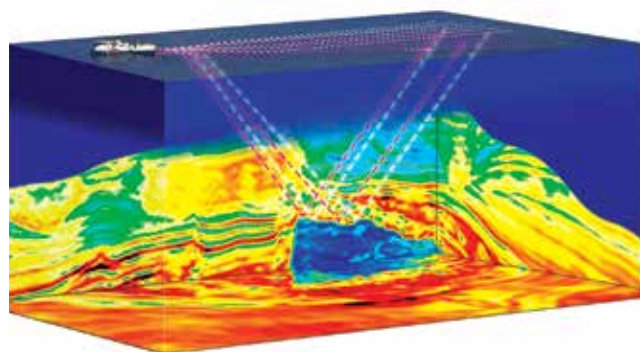
thấm, độ nhớt, độ rỗng...) và lưu lượng. Phương pháp giải thường là phương pháp số theo quy trình lặp (iterative). Tùy theo yêu cầu của nhà quản lý và khả năng nghiên cứu mà các tham số trên có thể chọn như những hàm đơn giản hoặc phức tạp, theo không gian (x, y, z) và thời gian (t) hoặc theo không gian n -chiều.

Với mục đích tối ưu hóa vị trí giếng khoan trong không gian mở đã được xác định, vấn đề đặt ra là lựa chọn vị trí để đặt giếng khai thác tối ưu nhằm đảm bảo lưu lượng khai thác $Q(t)$ gần nhất với sản lượng mà thị trường yêu cầu $D(t)$ với những hạn chế do công nghệ khai thác, điều kiện địa chất, điều kiện thị trường. Đây cũng là bài toán khá phức tạp vì các hàm $Q(t)$, $D(t)$ phụ thuộc vào cấu trúc địa chất, trữ lượng, các tham số vật lý, công nghệ và các yếu tố mờ phi kỹ thuật khác.

Tóm lại, xu hướng phát triển tiến bộ khoa học kỹ thuật trong lĩnh vực địa chất dầu khí là sử dụng các thành tựu toán, lý, tin học... để rút ngắn thời gian nghiên cứu với mục đích cuối cùng là giảm giá thành khai thác, gia tăng lợi nhuận cho hoạt động sản xuất, kinh doanh dầu khí trong điều kiện ngày càng khó khăn.

Trong lĩnh vực địa vật lý, xu hướng tích hợp các kỹ thuật khác nhau hoặc khai thác phức hợp các tham số khác nhau trong 1 phương pháp đã trở thành chủ đạo trong nghiên cứu và ứng dụng.

Mỗi phương pháp địa vật lý có ưu thế riêng đối với từng vấn đề nghiên cứu, giúp tiệm cận tới thực tế môi trường lòng đất với ít sai lầm nhất. Đối với phương pháp trọng lực và từ trường, độ nhạy của máy thu được nâng cao và việc thu nhận số liệu quan sát liên tục thông qua công nghệ ghi số được dùng trong địa vật lý máy bay và vệ tinh để khảo sát nhanh trên diện rộng, đồng thời được đưa vào lòng giếng khoan để khảo sát các chi tiết bất đồng nhất của môi trường địa chất giữa các giếng khoan của 1



Hình 1. CGG giám sát bể chứa chính xác bằng cách sử dụng địa chấn 4D biến đổi theo thời gian (4D time-lapse) ở các mỏ Ekofisk, Snorre, Grane và Johan Sverdrup ở Biển Bắc, Na Uy [1].

cấu tạo hay 1 vùng mở. Trong bước xử lý số liệu, đáng chú ý nhất là sự phát triển của phương pháp xử lý thống kê ứng dụng trong phân tích phổ nhằm tách trường theo các thành phần tần số khác nhau. Đó là phương pháp phân tích yếu tố nhằm chọn ra các tập hợp của các yếu tố độc lập để giải thích bản chất cấu trúc vành của ma trận chứa thông tin trong đó các yếu tố chéo của ma trận là phương sai của các giá trị đo đạc sơ cấp và các yếu tố còn lại là những hiệp phương sai của chúng. Bằng công cụ này, có thể khai thác thông tin theo từng nhóm nguồn gây dị thường liên quan đến các yếu tố cấu kiến tạo, chế độ trầm tích, hoạt động magma, chế độ phong hóa, nứt nẻ...

Các nghiên cứu hy vọng bằng cách mở rộng dải tần số và đưa kỹ thuật đo vào lòng các giếng khoan hoặc xuống đáy biển, các phương pháp điện từ trường tellua và điện trường nhân tạo nói chung sẽ góp phần giải quyết các vấn đề mà phương pháp địa chấn không giải quyết được như cấu trúc và tính chất môi trường ở các vùng trắng địa chấn (không có sóng), vùng có sóng đa bản chất giao thoa phức tạp (đới đứt gãy và nứt nẻ, hang hốc).

Trong địa vật lý dầu khí, phương pháp địa chấn hiện nay vẫn là chủ đạo với tiến bộ vượt bậc trong kỹ thuật thu nổ, xử lý và minh giải số liệu. Phương pháp địa chấn 3 chiều (3D) đã được ứng dụng công nghiệp đại trà, địa chấn 4D/4C ngày càng phổ biến, đặc biệt ở các khu mỏ trường thành và đang ở giai đoạn cạn kiệt. Công nghệ này không chỉ giới hạn trong việc phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò mà còn được sử dụng cho suốt quá trình khai thác, đặc biệt là khai thác tăng cường vì đây là giai đoạn cần có các mô hình chi tiết, chính xác về tình trạng mỏ.

PGS mới đây đã được ExxonMobil trao hợp đồng khảo sát địa chấn 4D ngoài khơi Guyana, sử dụng nền tảng Ramform và công nghệ GeoStreamer đa cảm biến [2].

Trong các tiến bộ kỹ thuật địa chấn, đáng chú ý nhất là địa chấn phức 4C. Sóng địa chấn phát ra từ nguồn đi vào lòng đất có 2 loại là sóng dọc và sóng ngang. Cho đến nay, chương trình thăm dò địa chấn dầu khí dùng trong sản xuất chỉ mới sử dụng sóng dọc (P). Sóng ngang (S) có đặc điểm là tốc độ chậm và không truyền qua chất lỏng, điều này giúp cho chất lượng phân dị các lớp, đặc biệt là các lớp mỏng được nâng cao và giúp phát hiện trực tiếp dầu khí lỏng thông qua so sánh các đặc trưng hấp thụ của 2 sóng P và S, kể cả sóng biến đổi, phái sinh và sóng tán xạ, loại sóng vô cùng cần thiết khi nghiên cứu các khu vực đứt gãy lớn nhỏ, phức tạp. Công nghệ thu phát sóng S rất phức tạp nên việc sử dụng sóng ngang trong sản xuất rất khó khăn, giá thành cao và còn nhiều vấn đề kỹ thuật

đang trong giai đoạn nghiên cứu thử nghiệm. Do đó, nếu nghiên cứu sử dụng kết hợp thành công 2 loại sóng P và S thì các thông tin thu được sẽ có giá trị lớn trong thăm dò và khai thác dầu khí.

Trong thăm dò địa chấn biển, việc phát thu sóng thường được tiến hành trên mặt nước, do đó thành phần sóng phản xạ S không thu được. Để thu sóng S, thiết bị thu sóng phải đặt ở đáy biển bằng 1 tàu riêng để lắp đặt vận hành hệ thống cáp thu dài gần hàng trăm máy thu loại địa chấn ký (geophone) và thủy chấn ký (hydrophone) dưới dạng bàn cờ. Hệ thống cáp được nối với tàu thu sóng bằng một dây cáp đơn để chuyển tín hiệu thu về máy ghi sóng.

Khi hệ thống cáp thu được đặt xong thì 1 tàu chạy đi chạy lại nhiều lần dọc theo cáp thu để phát sóng âm bằng các súng bắn hơi để sóng truyền vào lòng đất. Sóng P phản xạ được các máy thủy chấn ký thu còn sóng S thì được các máy địa chấn ký thu.

Việc lắp đặt hệ thống cáp thu dưới đáy biển là thách thức lớn ở các vùng nước sâu trên 30 m, địa hình đáy biển mấp mô, do đó chi phí cao. Một trong các giải pháp được đề xuất có chi phí thấp hơn là đặt vào đáy biển hàng trăm máy thu nhỏ hoạt động độc lập để thu tín hiệu địa chấn từ 1 địa điểm trong một thời gian dài. Các máy thu loại này gọi là Micro Diver (OBN Ocean Bottom Nodes), được điều khiển nổi lên mặt nước và chuyển giao số liệu ghi được cho tàu địa chấn sau đó lại chuyển sang địa điểm mới.

Một giải pháp khác là đặt cố định các địa chấn ký làm bằng sợi quang học vào đáy giếng khoan để thu liên tục số liệu 4C. Bằng cách này, chất lượng sóng thu được còn tốt hơn là đặt địa chấn ký ở đáy biển (2 phương pháp này không tương quan số lượng giếng khoan hạn chế hoặc không có).

Thăm dò địa chấn biển ngày càng tập trung vào khu vực nước sâu (> 1.000 m nước). Để nâng cao độ phân giải và tìm kiếm trực tiếp hydrocarbon trong tầng chứa, việc sử dụng sóng ngang S ngày càng được quan tâm. Hệ thống địa chấn đáy biển tự chìm nổi (SLA-OBS - self landing and ascending ocean bottom seismic systems) được sử dụng để loại bỏ các nhược điểm của hệ thống thu sóng bằng dây cáp ngầm (OBC - ocean bottom cables) như: khó tiếp xúc với đáy biển gồ ghề, tín hiệu thu bị méo do tác động của các dòng hải lưu và sóng, quan hệ trọng lượng/ứng lực của dây cáp truyền tín hiệu trở nên không phù hợp ở vùng nước sâu trên 1.500 m... Về bản chất, SLA-OBS là 1 trạm địa chấn biển tự quản gồm: 1 bộ phao, 1 bộ neo điều khiển bằng âm học, 1 bộ ghi sóng có độ chính xác cao, 1 thủy chấn ký, 1 bộ cảm biến (sensor), 1 địa chấn ký 3 thành

phần (3C) và 1 bộ nguồn điện acquy đặt gọn trong 1 thiết bị chứa hình ống. Những cải tiến mới nhất đối với thiết bị vi điện tử năng lượng thấp dùng cho bộ thu và chứa số liệu cũng như công nghệ dao động tinh thể (crystal oscillator technology) cho phép các nhà chế tạo tạo ra các máy tự ghi số liệu (data loggers) cho hệ thống ghi 4 kênh liên tục (1 thành phần dịch chuyển thẳng đứng, 2 thành phần dịch chuyển nằm ngang của sóng S và biến thiên áp suất trong nước của sóng P), có thể dùng hơn 12 tháng với 1 bộ nguồn nhẹ, chỉ vài kg.

Hệ thống SLA-OBS hoạt động tự động, không cần dây cáp nối với tàu địa chấn. Để sử dụng cần dùng 1 cần cẩu thả trạm xuống đáy biển nhờ bộ neo nặng, có thể hoạt động ở độ sâu nước biển tới 6.100 m (20.000 ft). Sau khi tiếp đất, trạm được đưa vào chế độ làm việc đồng thời với quá trình phát sóng tới. Việc đánh dấu thời gian được thực hiện nhờ 1 đồng hồ tự bù nhiệt độ. Khi quá trình thu phát sóng kết thúc thì bộ neo được tháo ra bằng 1 bộ ngắt điều khiển âm học và do có phao, trạm SLA-OBS sẽ tự nổi lên mặt nước để chuyển số liệu ghi được về trung tâm xử lý qua hệ thống vệ tinh. Phương pháp này có khả năng chọn lựa cấu hình hệ thống thu phát sóng bất kỳ, khoảng cách giữa các máy thu được chọn phụ thuộc vào mục đích, yêu cầu thu sóng và địa hình đáy biển. Do chỉ dùng 1 tàu địa chấn, vừa là tàu phát sóng, vừa là tàu chở, đặt thiết bị xuống đáy biển và thu hồi trạm SLA-OBS nên giá thành giảm đáng kể so với hệ thu dùng dây cáp.

Trong công nghệ xử lý, xu hướng mới hiện nay là khai thác thông tin tầng chứa từ biên độ sóng phức thông qua phân tách phổ (spectral decomposition) nhằm tạo ra hình ảnh địa chấn không gian phân giải cao đối với các vùng có tiềm năng dầu khí, dạng bẫy cấu kiến tạo hoặc địa tầng hoặc chỉ cho 1 tầng chứa cụ thể. Những hình ảnh này được tạo ra từ các biên độ (amplitude response), tham số/thuộc tính địa chấn cho thấy các ranh giới địa chấn, độ bất đồng nhất và bề dày tầng chứa với độ phân giải rất cao, tốt hơn so với các tham số truyền thống khác. Kỹ thuật phân tách phổ khai thác hiện tượng điều hướng (tuning) để tạo ra và lập bản đồ biên độ cho 1 dải tần số riêng lẻ hoặc cho các bước sóng rời rạc khác nhau để phân biệt các đặc điểm địa chất của đối tượng nghiên cứu thể hiện đồng thời hoặc chỉ thể hiện trong một số điều kiện vật lý hạn hẹp. Mỗi bản đồ biên độ làm nổi bật 1 biên độ cao nhất ứng với từng độ dày của các lớp khác nhau trong tầng chứa. Bằng cách kết hợp có chọn lọc các hình ảnh từ 1 số tần số tối ưu sẽ thu được thông tin trực tiếp của các bất đồng nhất trong tầng chứa, tức là có thể nhận diện các đặc trưng tầng chứa tốt hơn, chọn vị trí giếng khoan tối ưu hơn, đặc biệt là cho các tầng

chứa gồm nhiều lớp mỏng hoặc có cấu trúc phức tạp. Công nghệ trên còn giúp cho các nhà địa chất - địa vật lý minh giải tài liệu địa chấn trong chế độ động (dynamic), tức là xem xét nhiều hình ảnh kế tiếp nhau theo các phương và các đặc trưng vật lý khác nhau để phát hiện những biến đổi nhỏ, rất khó nhận ra khi minh giải trong chế độ tĩnh (static).

Xu hướng chủ đạo trong phát triển kỹ thuật tiến bộ địa vật lý vẫn là phương pháp phân tích yếu tố, thể hiện đa dạng, kết hợp với phương pháp tích hợp nhiều loại tham số, nhiều dạng trường địa vật lý để có cách nhìn toàn diện đối với các đối tượng nghiên cứu ngày càng phức tạp.

Các tiến bộ kỹ thuật trên kéo theo chi phí cho địa vật lý tăng cao, song hiệu quả kinh tế đem lại sẽ khẳng định việc sử dụng chúng là cần thiết khi trữ lượng dầu khí được phát hiện ngày càng chính xác, giảm thiểu chi phí thăm dò (giảm thiểu các giếng khô) cũng như các chi phí phát triển, khai thác mỏ.

Tiến bộ khoa học kỹ thuật không những thể hiện ở các khâu riêng lẻ mà còn đưa ra quy trình tích hợp hợp lý các bước nghiên cứu, sử dụng kết quả trung gian, nâng cao chất lượng kết quả trung gian thông qua phương thức nghiên cứu lặp và loại trừ các kết quả không phù hợp, nhằm khép kín chu trình trong hệ thống tối ưu về phương diện công nghệ lẫn kinh tế.

Quy trình nghiên cứu tích hợp địa chất - địa vật lý được xem là tiến bộ hiện nay gồm 8 bước, tự động thực hiện theo phương thức tuần tự (bước sau tiếp bước trước) đồng thời với phương thức lặp (bước trước lại tiếp bước sau) căn cứ vào kết quả 1 phép thử logic. Nói cách khác, nếu kết quả bước sau không đạt yêu cầu thì ngay lập tức việc nghiên cứu ở bước trước được tái thực hiện theo điều kiện mới, giúp ngăn chặn các sai lầm từ bước trước chuyển sang bước sau. Tổng quát, 8 bước trên được thể hiện trong Hình 2:

- Bước 1: Tập hợp, thống kê, phân loại, đánh giá chất lượng dữ liệu và thống nhất quy chế, tiêu chuẩn kỹ thuật trong cả quá trình nghiên cứu để án.

- Bước 2: Nghiên cứu chuẩn bị các kết quả, các tham số trung gian làm số liệu đầu vào cho các bước sau. Khái niệm nghiên cứu chuẩn bị khác với nghiên cứu thô là yêu cầu chất lượng cao của số liệu trung gian ngay từ đầu. Công việc của bước này gồm: Liên kết các phân vị địa tầng, phục hồi các tầng bị bào mòn, các đứt gãy bị phá hủy không còn thể hiện trên băng địa chấn, phân chia thạch học, chỉnh lý các

tham số vật lý đá, chuẩn hóa dữ liệu, xác định các thuộc tính địa vật lý chuẩn, hiển thị 3D theo từng thuộc tính...

- Bước 3: Kết hợp dữ liệu địa chất - địa vật lý nhằm xây dựng khung cấu trúc (structural frame), bao gồm minh giải địa chấn cấu trúc khu vực và địa phương, lập băng địa chấn tổng hợp, xây dựng mô hình cấu kiến tạo.

- Bước 4: Minh giải tương và thạch học, xác định khung địa tầng (stratigraphic frame), lập các lát cắt địa vật lý - địa chất tổng hợp khu vực.

- Bước 5: Phân tích và liên kết các thuộc tính địa vật lý/ địa chấn, xây dựng các lát cắt địa chất - địa vật lý chi tiết, địa phương.

- Bước 6: Xây dựng mô hình tầng chứa 3D, xác định cấu kiến tạo triển vọng, các play đối tượng phát triển mỏ, kiểm tra chỉnh lý và đề xuất mô hình được lựa chọn chính thức.

- Bước 7: Áp dụng công nghệ mô phỏng, xác định các đặc trưng giếng khai thác, giếng bơm ép..., dự báo phản ứng trong các giếng trong quá trình khai thác, dự báo kế hoạch khai thác, chương trình điều chỉnh các thông số tầng chứa, phục vụ mục tiêu khai thác theo kế hoạch, phân tích kết quả mô phỏng, hiển thị 3D kết quả mô phỏng nhằm xác định quy luật dịch chuyển chất lưu, quy luật biến thiên các tính chất tầng chứa theo thời gian...

- Bước 8: So sánh đối chiếu các kết quả nghiên cứu với



Hình 2. Quy trình nghiên cứu tích hợp địa chất - địa vật lý.

kết quả thực tiễn (thử nghiệm hoặc sản xuất), điều chỉnh, cải tiến nội dung nghiên cứu phục vụ các giai đoạn và các tình huống khai thác cho đến hết đời mỏ.

2. Lĩnh vực khoan, khai thác

Những tiến bộ khoa học kỹ thuật trong công tác khoan gồm sử dụng vật liệu mới, thiết bị và công nghệ tiên tiến, chế biến các loại dung dịch khoan và phụ gia thích hợp cũng như tự động hóa hệ thống điều hành khoan. Các công nghệ mới như khoan giếng thân nhỏ, chế độ khoan dưới áp suất cân bằng (áp suất trong lòng giếng giữ nhỏ hơn áp suất vỉa) và các kỹ thuật tiến bộ sử dụng trong khoan ở khu vực nước sâu...

2.1. Thiết kế giếng

Thiết kế giếng khoan phụ thuộc vào nhiều yếu tố ứng với điều kiện địa chất, địa lý, kinh tế, kỹ thuật, quản lý tại địa điểm và thời điểm cụ thể. Một trong số các thiết kế giếng được xem là tiêu biểu trong thời gian gần đây là trường hợp thiết kế giếng khoan sâu Bighorn (BH) 5-6 của Burlington Resources ở bể Wind River (Wyoming, Mỹ) với độ sâu gần 7.500 m (24.938 ft), đối tượng sản phẩm là loại khí chua, 68% CH₄, 12% H₂S và 20% CO₂. Nhóm thiết kế nghiên cứu, phân tích chi tiết các giếng khoan đã tiến hành, tìm ra các nhân tố chi phối thời gian khoan để đặt ra yêu cầu đối với thiết kế mới. Các nhân tố này gồm:

- Đường kính giếng khoan lớn.
- Tốc độ cắt đá (tốc độ khoan) từ độ sâu 3.000 m trở xuống chậm.
- Hiện tượng mất dung dịch, xử lý, kiểm tra giếng ở các đoạn nhiều nứt nẻ.
- Khó khăn trong vận hành lắp ống chống lửng (ống lót).
- Thời gian ngừng khoan để trám xi măng hoặc để giải quyết các vấn đề khác.

Từ kết quả phân tích tác động của các yếu tố trên, các đối sách chính trong thiết kế giếng mới gồm:

+ Khoan giếng rộng tối đa có thể khi qua vùng có áp suất cao để tạo khoảng không vành xuyên giữa thành giếng và ống chống đủ rộng, tạo thuận lợi cho việc trám xi măng đoạn ống chống lửng, triệt tiêu khả năng phun khí trong quá trình khoan. Ở những đoạn khác, việc giảm đường kính giếng để giảm thể tích giếng, giảm khối lượng sắt thép, giảm khối lượng mùn khoan ngấm dung dịch gốc dầu, tăng tốc độ khoan.

+ Dùng các chòong khoan kích thước chuẩn để tránh gia công mất thời gian, sử dụng chòong gắn kim cương trong các đoạn đường kính giếng nhỏ để tăng tốc độ khoan, giảm thời gian thay chòong. Sử dụng vật liệu hợp kim chống ăn mòn để hạn chế tác động có hại của khí chua và nhiệt độ cao.

+ Lựa chọn kích thước tối ưu cho ống chống định hướng, ống chống trên mặt, ống chống trung gian, ống chống lửng (lót), ống chống khai thác, kích thước và loại chòong; sử dụng loại dung dịch khoan gốc dầu khi khoan qua các vùng sét nhạy cảm với nước để giữ ổn định giếng khoan.

+ Loại bỏ ống chống lửng nơi nào có thể và thay thế bằng ống chống thông thường.

+ Dùng rộng rãi động cơ đáy (động cơ turbine lắp trên mũi khoan, truyền động bởi dung dịch tuần hoàn được bơm qua cần khoan) giúp tăng tốc độ khoan.

+ Cơ giới hóa việc lắp ghép cần khoan, dùng công nghệ điều khiển từ xa thay cho lắp ghép thủ công.



Hình 3. Chòong khoan Dynamus™ và GX™ của Baker Hughes có độ bền cao, giúp giảm chi phí và rủi ro khi khoan [3].

+ Áp dụng phương pháp tuần hoàn ngược trong quá trình bơm trám xi măng.

Với các biện pháp cải tiến trên đây, việc thiết kế giếng đã đem lại hiệu quả cao, rút ngắn 1/3 thời gian khoan giếng so với giếng tương tự đã khoan ở đây và tiết kiệm đến 10 triệu USD chi phí khoan so với giếng trước đó [4].

2.2. Sử dụng bộ tách nhiều nhánh trong các giếng khoan

Để tăng hệ số thu hồi dầu khí, bộ tách nhiều nhánh được sử dụng trong giếng khai thác đồng thời nhiều tầng sản phẩm và đặc biệt là trong các giếng khoan ngang.

Bộ tách được giới thiệu mới nhất của Baker Hughes là 1 trong 4 hệ thống nhiều nhánh bậc 6 (level 6 multilateral systems) kết hợp với sáng chế của Marathon Oil Corp. Bộ tách sử dụng công nghệ Mara Split (công nghệ tách nhánh của Marathon Oil), được Marathon Oil giao bằng sáng chế cho Baker Hughes.

Hệ thống bậc 6 là những bộ tách nhánh có thể ghép nhóm, bảo đảm tính đồng bộ cơ học lẫn cách ly thủy lực tại điểm nối giữa giếng khoan chính và phần khoan ngang, cho phép thâm nhập hoặc tiếp xúc riêng lẻ với từng nhánh khoan ngang và kiểm tra/điều khiển dòng trong giếng chính hoặc trong phần khoan ngang.

Khi giếng khai thác đã được hoàn thiện chức năng khai thác đồng thời nhiều lớp thì bộ chuyển hướng khoan tạo điều kiện cho nhà sản xuất thâm nhập vào từng tầng chứa riêng biệt và dùng các nút hoặc trám xi măng để điều khiển dòng sản phẩm.

Bộ tách khoan của Baker Hughes khác với hệ nhiều nhánh bậc 6 là đầu vào ống nối có cùng kích thước với đầu ra khỏi ống nối. Các bộ tách có thể ghép nhóm được đặt và hoạt động trong cột ống chống và hệ thống trám xi măng mới được thiết kế để sử dụng cho trường hợp này.

Các giếng ngang có thể được khoan và hoàn thiện với các cột ống chống có kích cỡ khác nhau và 1 bộ chuyển hướng được dùng cho việc khoan ngang hoặc nối trở lại với bất kỳ ống nối nào. Bộ chuyển hướng này cho phép khoan lần lượt từng thân khoan ngang, sau đó giàn khoan có thể được chuyển đi nơi khác và thay bằng giàn khoan có công suất và chi phí cao hơn để bắn vỉa và kích thích giếng bằng phương pháp nút vỉa thủy lực. Bộ chuyển hướng được thu hồi, đưa về mặt đất, bảo dưỡng để dùng lại. Trong lòng giếng, có thể dùng 1 nắp đậy có thể thu hồi được, đưa vào phía trên đáy bộ tách để bịt các thân ngang và lòng thân giếng chính được bắn vỉa, kích thích dòng ở

các đoạn nằm giữa các giếng ngang.

Việc sử dụng bộ tách 3 nhánh dùng trong khoan ngang giúp tiết kiệm thời gian thao tác, điều khiển riêng biệt từng thân khoan ngang cũng như thân chính và kết hợp với nhau để nâng cao hệ số thu hồi sản phẩm trong một tầng chứa có nhiều vỉa chứa [5, 6].

2.3. Công cụ hiển thị 3D giúp tăng cường hiệu suất khoan và khai thác

Trong hoạt động khoan, sự kết hợp giữa kỹ sư địa chất, địa vật lý, khoan, vật lý thạch học cũng như cho các nhà quản lý sử dụng trong văn phòng điều hành và tại khoan trường. Những ưu điểm chính khi sử dụng công cụ hiển thị 3D Drill view.

Phần mềm này được thiết kế cho các kỹ sư địa chất, địa vật lý, khoan, vật lý thạch học cũng như cho các nhà quản lý sử dụng trong văn phòng điều hành và tại khoan trường. Những ưu điểm chính khi sử dụng công cụ hiển thị 3D bao gồm:

- Lập kế hoạch khoan giếng hợp lý theo mô hình lòng đất 3D.
- Cung cấp dữ liệu tổng hợp phục vụ cho sự cộng tác giữa kỹ sư địa chất, địa vật lý, thạch học trong cùng 1 đề án.
- Giúp thiết lập mối quan hệ trực tiếp giữa văn phòng điều hành (thông thường đặt rất xa mỏ) và trường khoan.
- Giúp so sánh trực tiếp giữa kế hoạch khoan giếng với tiến trình giếng khoan thực tế, tổng hợp và phân tích số liệu kịp thời.
- Giúp tiếp cận nhanh các nguồn dữ liệu cập nhật về mô hình tổng hợp của lòng đất và các số liệu khoan.
- Giúp ứng dụng các kiến thức lý thuyết vào hoạt động khoan một cách hiệu quả, nghiên cứu nguyên nhân các sự cố đã xảy ra, chuẩn bị kế hoạch và phương thức đối phó với những sự kiện bất ngờ phù hợp với điều kiện thực tế của lòng đất.

Tại mỗi giàn khoan, các số liệu khoan được thu và lưu giữ tại chỗ đồng thời gửi về văn phòng điều hành và các phòng nghiên cứu qua hệ thống nối mạng máy tính. Để xác định liệu mũi khoan đang xuyên qua lớp cát hay sét, dầu hay nước, các nhà điều hành và các kỹ sư xây dựng các lát cắt vật lý thạch học từ các biểu đồ logs và từ các dữ liệu khoan nhận được. Các lát cắt này được đặt trong lát cắt địa chấn thể hiện bằng hình ảnh 3D qua số liệu biên độ hoặc các thuộc tính khác của sóng địa chấn. Sử dụng hệ thống này, nhà điều hành có thể chuẩn bị hơn 20 kế

hoạch khoan giếng khác nhau trong một ngày, cập nhật số liệu địa chất - địa vật lý (đặc biệt là số liệu log trong khi khoan LWD) 2 phút/lần, chỉ đạo điều chỉnh mũi khoan để đạt được tốc độ tối đa, tối thiểu hóa các chi phí khoan và giúp tăng lưu lượng khai thác.

Khả năng hiển thị thông tin hoạt động khoan trên mô hình địa chấn 3D cùng với các số liệu log, địa chất gần đây mới trở thành phổ biến trong ngành dầu khí. Ứng dụng tiến bộ kỹ thuật này cho phép các đơn vị chuyên môn khác nhau có thể liên kết với nhau, sử dụng số liệu của nhau và cung cấp hình ảnh tổng hợp trong cùng thời gian. Các phòng quản lý dù ở rất xa cũng có thể cập nhật thông tin nhanh chóng để ra các quyết định điều hành chính xác, đúng lúc, hạn chế tối đa rủi ro và lập các kế hoạch đối phó với các sự kiện bất ngờ được dự báo. Đây là ví dụ điển hình trong việc ứng dụng công nghệ thông tin trong hoạt động dầu khí thượng nguồn [7, 8].

Việc phân tích và mô hình hóa các bể chứa chính xác, nhanh chóng giúp tối đa hóa giá trị tài sản. Geosciences Suite® của Lanmark kết hợp công nghệ tiên tiến và quy trình tích hợp chặt chẽ, giúp tăng cường hiểu biết về hoạt động ngầm, giảm bớt rủi ro và sự không chắc chắn; lập kế hoạch, thiết kế và xây dựng các giếng khoan an toàn, tiết kiệm chi phí và hiệu suất cao; tối ưu hóa quá trình khai thác và giải quyết được các thách thức trong tương lai [8].

2.4. Sản xuất dung dịch khoan

Hệ dung dịch khoan đến nay đã được mở rộng, chia thành 9 hệ khác nhau trong đó 6 hệ thuộc dung dịch khoan gốc nước và 3 hệ thuộc dung dịch khoan gốc dầu gồm:

- Hệ dung dịch khoan không phân tán: Bùn rửa (dung dịch khoan gồm vữa quánh của bentonite hoặc attapulgit và vữa vôi để rửa giếng đường kính lớn), bùn tự nhiên, các hệ dung dịch khoan xử lý nhẹ, dùng trong các giếng nông hoặc phần trên của giếng khoan sâu.

- Hệ dung dịch khoan phân tán dùng trong giếng sâu, bùn được phân tán với lignosulfonate, lignite hoặc chất tannin và là những chất khử kết bông và giảm/khử phần lọc, dùng để ức chế không cho phần nước lọc (filtrate) xâm nhập vào vỉa.

- Hệ dung dịch khoan xử lý calcium: Các cation hóa trị 2 như Ca, Mg cho vào dung dịch khoan nước ngọt sẽ ức chế quá trình thành tạo bùn, sét nén trương nở. Calcium hydroxide ($\text{Ca}(\text{OH})_2$), gyps và calcium chloride (CaCl_2) là những thành tố chính trong hệ dung dịch này. Hệ gyps thường có độ pH từ 9,5 đến 10,5 và mức dư thừa nồng độ

gyps từ 600 đến 1.200 mg/l Ca. Hệ bùn vôi nhẹ có mức dư thừa nồng độ vôi từ 1 - 2 lb/thùng, pH bằng 11 - 12 và hệ bùn vôi nặng có mức dư thừa nồng độ vôi từ 5 - 15 lb/thùng.

- Hệ dung dịch khoan polymer chứa các polymer trọng lượng phân tử cao, chuỗi dài, dùng bao bọc ngoài các chất rắn khoan thông qua hiện tượng hấp phụ, ngăn ngừa sự phân tán, tăng độ nhớt, giảm mất dung dịch.

- Hệ dung dịch khoan chất rắn thấp gồm các hệ trong đó số lượng và chủng loại vật rắn được kiểm tra, giữ không vượt quá 6 - 10% thể tích. Hệ này thường dùng phụ gia polymer làm chất tăng độ nhớt và được sử dụng để cải thiện tốc độ khoan.

- Hệ dung dịch khoan nước mặn dùng trong khoan các thành tạo muối.

- Hệ dung dịch khoan gốc dầu với bùn khoan như tương ngược (nước trong dầu với nước CaCl_2 là pha phân tán và dầu là pha liên tục) và các loại bùn khoan gốc dầu khác.

- Hệ dung dịch khoan tổng hợp giúp tăng hiệu lực dung dịch gốc dầu nhưng thân thiện với môi trường. Các chất lỏng tổng hợp chủ yếu là ester, ether, polyalpha olefin và alpha olefin đẳng cấu. Đây là một sản phẩm của tiến bộ kỹ thuật rất được quan tâm vì có thể thải xuống biển và phân hủy bằng con đường sinh học.

- Hệ dung dịch khoan không khí, khí mù, bọt và khí gas, dùng chủ yếu để thu hồi chất rắn từ giếng khoan.

Xu hướng phát triển các tiến bộ khoa học kỹ thuật trong lĩnh vực dung dịch khoan là tạo ra các chất phù hợp nhất với môi trường địa chất, nâng cao hiệu suất công nghệ khoan và thân thiện với môi trường sinh thái.

3. Kết luận

Các dự báo cho thấy trữ lượng dầu hiện nay có thể đáp ứng nhu cầu năng lượng toàn cầu đến năm 2050 và trữ lượng khí đến cuối thế kỷ hoặc kéo dài sang thế kỷ sau. Các công ty dầu khí (như ExxonMobil, BP, Royal Dutch Shell...) đã đầu tư nghiên cứu sản xuất, sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo.

Để đảm bảo nhu cầu khi nguồn năng lượng hóa thạch không phải là vô tận, cần tiếp tục tìm kiếm trữ lượng mới trong điều kiện ngày càng khó khăn như ở các khu vực nước sâu, xa bờ hay các mỏ nhỏ, mỏ biên, mỏ ở độ sâu lớn hơn và có điều kiện địa chất phức tạp hơn. Mặt khác, cần phát triển các công nghệ mới để tận thu những mỏ hiện có, khôi phục các mỏ đã ngừng khai thác, nâng cao hệ số thu hồi, chế biến khí đốt và các loại dầu nặng, dầu chua,

kể cả bitumen rắn thành nhiên liệu phù hợp với các động cơ sử dụng nhiên liệu xăng, dầu, và đáp ứng yêu cầu bảo vệ môi trường.

Như vậy, về phương diện khoa học địa chất - địa vật lý cần phải điều chỉnh các lý thuyết hiện có, phát triển các lý thuyết mới, đề xuất những tiêu chuẩn mới để định hướng tìm kiếm, thăm dò dầu khí (kể cả hydrate, khí than), nhất là các mỏ phi cấu tạo và phi truyền thống thuộc các địa tầng, các khu vực trước đây chưa được chú trọng. Về công nghệ khoan - khai thác - vận chuyển - tàng trữ, việc tìm kiếm, sử dụng vật liệu mới, công nghệ mới để chế tạo thiết bị, xây dựng các công trình chịu đựng được các điều kiện khí tượng, thủy văn, địa lý, địa chất khó khăn, phức tạp.

Đồng thời, cần đổi mới và phát triển phương pháp nghiên cứu, ứng dụng công nghệ mới trong phân tích, thí nghiệm, xử lý số liệu, mô hình hóa, mô phỏng hóa, đưa địa chất - địa vật lý trở thành khoa học định lượng ở trình độ cao, trong đó tích hợp thành tựu mới nhất của các khoa học công nghệ khác.

Tài liệu tham khảo

[1] CGG, "Time-lapse 4D seismic". [Online]. Available: <https://www.cgg.com/geoscience/subsurface-imaging/time-lapse-4d-seismic>.

[2] PGS, "PGS secures 4D contract offshore Guyana", 28/7/2021. [Online]. Available: <https://www.pgs.com/>

[investor-relations/ir-news-stock-announcements/secures-4d-contract-offshore-guyana/](https://www.pgs.com/investor-relations/ir-news-stock-announcements/secures-4d-contract-offshore-guyana/).

[3] Baker Hughes, "Drill bits: Improve drilling economics with exceptional drill bit solutions". [Online]. Available: <https://www.bakerhughes.com/drilling/drill-bits>.

[4] Robert Soza, "Burlington drills ultradeep Wyoming well". [Online]. Available: <https://www.ogj.com/home/article/17215877/burlington-drills-ultradeep-wyoming-well>.

[5] Schlumberger, "The defining series: Multilateral wells". [Online]. Available: <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-multilateral-wells>.

[6] Cliff Hogg, "Level 6 multilateral numbers increase". [Online]. Available: <https://www.ogj.com/general-interest/companies/article/17234115/special-report-level-6-multilateral-numbers-increase>.

[7] Halliburton, "Landmark graphics releases 3D drill view - Integrating knowledge management with real-time decision making".

[8] Landmark, "A decisionspace® 365 solution: Geosciences suite". [Online]. Available: <https://www.landmark.solutions/geoscience-suite>.

TECHNOLOGY INNOVATION IN THE FIELDS OF GEOLOGY, GEOPHYSICS, DRILLING AND PRODUCTION

Tran Ngoc Toan

Vietnam Association of Geophysicists

Summary

Oil and gas exploration and production in our country have recently faced many difficulties for various reasons: the output of the major oil and gas fields are declining after a long period of exploitation, the undiscovered oil and gas potential is mainly situated in the deep-water, high-risk areas, requiring deep-water drilling technology and big investment, etc.

The article summarises and evaluates a number of recent researches in the world in the fields of geology - geophysics, drilling and production, thereby proposing some solutions for further effective petroleum exploration in Vietnam, especially targeting non-structural and unconventional fields belonging to the stratigraphic formations and areas that have not received much attention so far.

Key words: Geology, geophysics, technology, oil and gas.



PETROVIETNAM

XÂY DỰNG ĐỀ ÁN TÁI CƠ CẤU GIAI ĐOẠN 2021 - 2025

Trên cơ sở dự báo xu hướng phát triển và các yếu tố ảnh hưởng đến công tác tái cơ cấu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang xây dựng Đề án tái cơ cấu giai đoạn 2021 - 2025 với mục tiêu phát triển, đa dạng hóa các loại hình năng lượng, phù hợp với xu thế chuyển dịch năng lượng, đảm bảo vững chắc an ninh năng lượng quốc gia; phát triển chuỗi giá trị gia tăng của ngành Dầu khí, có tiềm lực mạnh về tài chính và khoa học công nghệ, có sức cạnh tranh cao, hoạt động hiệu quả, phát triển bền vững...

Mục tiêu của Đề án là xây dựng Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trở thành tập đoàn công nghiệp năng lượng hàng đầu đất nước, giữ vai trò đầu tàu, trụ cột của nền kinh tế; có trình độ công nghệ, quản lý hiện đại và chuyên

môn hóa cao; góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, an ninh lương thực và bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển. Cùng cố, phát triển Petrovietnam và các đơn vị thành viên, đặc biệt là các đơn vị hoạt động trong lĩnh vực chủ đạo, tạo thành chuỗi giá trị gia tăng của ngành Dầu khí, có tiềm lực mạnh về tài chính và khoa học

công nghệ, có sức cạnh tranh cao, hoạt động hiệu quả, phát triển bền vững, chủ động mở rộng thị trường và tích cực hội nhập quốc tế. Huy động mọi nguồn lực để đầu tư phát triển Petrovietnam và ngành Dầu khí Việt Nam; phát triển, đa dạng hóa các loại hình năng lượng, phù hợp với xu thế chuyển dịch năng lượng, đảm bảo



Mô Sư Từ Vàng. Ảnh: PVEP

vững chắc an ninh năng lượng quốc gia. Tập trung xây dựng và phát triển chuỗi giá trị dầu khí là thăm dò, khai thác dầu khí - khí - chế biến, tồn trữ và phân phối dầu khí; giữ vững vị trí là nhà cung cấp khí, LPG hàng đầu Việt Nam; đẩy mạnh phát triển hóa dầu, chế biến sâu các sản phẩm khí và dịch vụ dầu khí chất lượng cao. Xây dựng mô hình tổ chức hoạt động gắn với quy hoạch phát triển ngành trong giai đoạn 2021 - 2025. Tiếp tục tổ chức quản lý, kiện toàn theo mô hình tập đoàn kinh tế bao gồm Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các công ty thành viên, hoạt động phù hợp với mục tiêu trong Chiến lược phát triển, Quy hoạch phát triển ngành Dầu khí Việt Nam được Bộ Chính trị/Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Trong giai đoạn 2016 - 2020, Petrovietnam đã hoàn thành cổ phần hóa 3 đơn vị (BSR, PV Power, PVOIL), thu về 16.521 tỷ đồng, thặng dư 7.450 tỷ đồng; thoái vốn tại PV-SSG và LSP thu về 2.052 tỷ đồng, thặng dư khoảng 950 tỷ đồng...

Để thực hiện mục tiêu này, Tập đoàn sẽ triển khai đồng bộ các nhóm giải pháp. Trong đó, đối với giải pháp quản trị và quản lý doanh nghiệp, Tập đoàn sắp xếp, đổi mới, tái cơ cấu doanh nghiệp, tiếp tục hoàn thiện mô hình tổ chức quản lý phù hợp; kiến nghị các cấp có thẩm quyền ban hành cơ chế, chính sách phù hợp với hoạt động của Petrovietnam; thường xuyên cập nhật, hoàn thiện và tổ chức thực hiện có hiệu quả hệ thống quản lý, quản trị doanh nghiệp; thực hiện chuyển đổi số, ứng dụng công nghệ thông tin; tăng cường tính dự báo; xây dựng chuỗi giá trị; tái cơ cấu doanh nghiệp kém hiệu quả.

Về đào tạo, quản trị nhân lực, Tập đoàn đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao; xây dựng cơ chế, chính sách lương, thưởng phù hợp nhằm khuyến khích, thu hút chất xám; đào tạo chuyên môn, quản lý doanh nghiệp, tài chính.

Về tài chính, Tập đoàn phân phối lợi nhuận phù hợp để đáp ứng nhu cầu đầu tư; phân bổ nguồn vốn hợp lý để tập trung cho các hoạt động cốt lõi, thu hút nguồn lực, chia sẻ rủi ro; xử lý tài chính ở các đơn vị khó khăn, thua lỗ; quản trị tài chính; công tác phân tích, dự báo tài chính.

Về đầu tư, Tập đoàn quản trị danh mục đầu tư trong toàn hệ thống; tập trung đầu tư các dự án có hiệu quả cao; rà soát kế hoạch, đẩy mạnh giám sát đầu tư, ưu tiên các dự án cấp bách; xử lý các dự án yếu kém, thua lỗ; đẩy mạnh hoạt động tìm kiếm, thăm dò; đẩy nhanh tiến độ các dự án cấp bách; đẩy mạnh xúc tiến đầu tư, đa dạng hóa đầu tư, chia sẻ rủi ro trong đầu tư.

Về thị trường, Tập đoàn làm tốt công tác thông tin và dự báo; tìm kiếm cơ hội hợp tác, liên doanh, đa dạng kênh phân

phối, tăng thị phần, mở rộng thị trường.

Về khoa học, công nghệ, an toàn và môi trường, Tập đoàn xây dựng đề án sắp xếp các đơn vị đào tạo, khoa học; triển khai chương trình nghiên cứu khoa học dài hạn; nghiên cứu ứng dụng các giải pháp kỹ thuật, công nghệ tiên tiến, công nghệ mới; giải pháp giảm thiểu và thích ứng với biến đổi khí hậu.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp báo cáo Thủ tướng Chính phủ phê duyệt định hướng khung, nguyên tắc về tái cơ cấu Petrovietnam. Trên cơ sở đó, Tập đoàn phê duyệt các phương án tái cơ cấu của các đơn vị cấp II theo thẩm quyền, phù hợp với Điều lệ tổ chức hoạt động và quy định của pháp luật; tiếp tục hoàn thiện khung pháp lý trong công tác quản trị doanh nghiệp, sắp xếp, đổi mới doanh nghiệp theo hướng tăng quyền chủ động, tính tự chủ, tự chịu trách nhiệm...

Theo ông Lê Mạnh Hùng - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, việc tái cấu trúc là nhiệm vụ cần thiết khi đã đến chu kỳ bắt buộc phải thực hiện. Việc tái cấu trúc phục vụ cho việc xây dựng Chiến lược phát triển đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 của Petrovietnam và trước mắt là giai đoạn đến năm 2025. Việc tái cơ cấu cũng sẽ xử lý các tồn tại, rủi ro, các yếu tố không mang lại hiệu quả hiện nay, giúp định hình Petrovietnam trong tương lai. Trong bối cảnh xu thế chuyển dịch năng lượng, chuyển đổi số trên thế giới đang diễn ra mạnh mẽ đòi hỏi Tập đoàn cần phải xây dựng chiến lược tái cơ cấu phù hợp nhằm thực hiện tốt các mục tiêu đề ra, vì mục tiêu phát triển bền vững.

Mạnh Chung



BSR CHẾ BIẾN THỬ NGHIỆM 2 LOẠI DẦU THÔ MỚI FORCADOS VÀ BU ATTIFEL

Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết đã đưa vào chế biến thử nghiệm thành công thêm 2 loại dầu thô nhập khẩu mới là Forcados (Nigeria) và Bu Attifel (Lybia), ước tính giúp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tăng thêm lợi nhuận trên 1 triệu USD.

Dầu thô Forcados được đưa vào chế biến thử nghiệm thành công với tỷ lệ phối trộn lên đến

40% thể tích dầu thô đầu vào Phân xưởng chưng cất dầu thô (CDU) ở 105%. Đây là loại dầu thô có sản lượng khai thác cao

(trên 230.000 thùng/ngày), chất lượng tốt, hàm lượng lưu huỳnh thấp (0,17% khối lượng), là loại dầu tiềm năng có thể



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Năm 2021, BSR đạt mục tiêu sản lượng 6,5 triệu tấn, tổng doanh thu và thu nhập khác 70.661 tỷ đồng và lợi nhuận sau thuế 864 tỷ đồng. Như vậy, so với kế hoạch năm 2021 đã được Đại hội đồng cổ đông thông qua, BSR đã đạt 53% kế hoạch sản lượng, đạt 70% kế hoạch doanh thu và gấp 4,1 lần kế hoạch lợi nhuận.

hơn trong công tác mua dầu thô nguyên liệu. Kết quả này cũng giúp BSR sớm đạt được mục tiêu kế hoạch năm 2021 với việc nâng tỷ lệ dầu thô nhập khẩu chế biến trên 20% trong tổng khối lượng khoảng 7 triệu tấn.

Ông Lê Hải Tuấn - Trưởng Ban Nghiên cứu Phát triển, BSR cho biết: Trong 6 tháng đầu năm 2021, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã chế biến thử nghiệm thành công 6 loại dầu thô mới, nâng tổng số loại dầu thô thay thế dầu Bạch Hổ đã chế biến tại Nhà máy lên đến 27 loại (trong đó có 19 loại dầu thô nhập khẩu).

Với việc chế biến thử nghiệm thành công 2 loại dầu thô nhập khẩu mới Forcados và Bu Attifel, ước tính giúp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tăng thêm lợi nhuận trên 1 triệu USD; đồng thời giúp BSR chủ động và linh hoạt hơn trong việc lựa chọn các nguồn dầu thô có giá cạnh tranh, sản lượng cao, chất lượng ổn định...

Trong Quý II/2021, BSR đạt 28.144 tỷ đồng doanh thu và thu nhập khác, lợi nhuận sau thuế đạt 1.710 tỷ đồng, tăng cao so với cùng kỳ năm 2020. Lũy kế 6 tháng đầu năm 2021, BSR đạt 49.379 tỷ đồng doanh thu và thu nhập khác, lợi nhuận sau thuế đạt 3.580 tỷ đồng.

Hồng Minh

thay thế dần dầu thô Bạch Hổ đang dần cạn kiệt trong tương lai.

Dầu thô Bu Attifel được đưa vào thử nghiệm và chế biến thành công với tỷ lệ phối trộn 30% thể tích dầu thô đưa vào chế biến tại CDU. Bu Attifel là loại dầu thô ngọt, có hàm lượng lưu huỳnh khá thấp (0,034% khối lượng), tính chất tương tự như dầu Bạch Hổ, là loại dầu thích hợp làm nguyên liệu cho Phân

xưởng RFCC, giúp tăng độ chuyển hóa và cho nhiều sản phẩm có giá trị cao, cụ thể giúp tăng hiệu suất chế biến LPG và xăng; giảm LCO, cốc và dry gas và giữ ổn định slurry/DCO.

Song song với duy trì vận hành an toàn, ổn định Nhà máy Lọc dầu Dung Quất ở công suất tối ưu lên tới 105% công suất thiết kế, việc thử nghiệm thành công các loại dầu thô nhập khẩu giúp BSR chủ động



PVFCCo TĂNG TRƯỞNG MẠNH VỀ HÓA CHẤT VÀ NPK PHÚ MỸ

Trong 7 tháng đầu năm 2021, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đã cung ứng gần 670.000 tấn phân bón và sẽ tiếp tục đưa khoảng 160.000 tấn ra thị trường trong tháng 8 - 9/2021. Kết quả sản xuất kinh doanh của PVFCCo còn cho thấy sự tăng trưởng mạnh của sản phẩm NPK Phú Mỹ và hóa chất cả về sản lượng, doanh thu và lợi nhuận.



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

Điểm sáng trong hoạt động sản xuất kinh doanh của PVFCCo là sự tăng trưởng vượt bậc của lĩnh vực hóa chất cả về sản lượng, doanh thu và lợi nhuận. Với năng lực lập kế hoạch, điều độ và tồn trữ tốt nên ngay cả khi Nhà máy Đạm Phú Mỹ bảo dưỡng tổng thể định kỳ, PVFCCo vẫn đảm bảo cung ứng sản phẩm amoniac (NH_3) cho thị trường trong nước. Lượng NH_3 xuất bán đạt gần 36.200 tấn, vượt kế hoạch 30% và tăng 11% so với cùng kỳ năm 2020, khẳng định vị trí nhà cung cấp NH_3 lớn nhất Việt Nam. Các sản phẩm hóa chất khác như UFC85, hóa chất chuyên dụng dầu khí... đóng góp vào mức vượt 114% sản lượng kinh doanh hóa chất so với kế hoạch.

Đối với các khâu bị ảnh hưởng lớn của dịch bệnh như nhập khẩu nguyên liệu acid, kali, SA và vận chuyển, PVFCCo đã áp dụng các giải pháp như tăng cường vận chuyển bằng đường biển, đường sông khi vận chuyển đường bộ bị gián đoạn, linh hoạt phối hợp giữa năng lực tồn trữ của hệ thống kho đầu mối, kho trung chuyển và giao hàng thẳng tới các nhà phân phối.

PVFCCo cho biết tăng cường tiết giảm các chi phí nguyên vật liệu, năng lượng, quản lý/bán hàng... để bù đắp cho giá khí đầu vào tăng cao và các chi phí phát sinh trong công tác phòng chống dịch Covid-19, do đó lợi nhuận sau thuế Công ty mẹ đạt trên 800 tỷ đồng.

Trong 6 tháng cuối năm 2021, PVFCCo đặt kế hoạch sản xuất trên 500 nghìn tấn Đạm Phú Mỹ, NPK Phú Mỹ và trên 40 nghìn tấn hóa chất, kinh doanh trên 550 nghìn tấn phân bón và gần 70 nghìn tấn hóa chất các loại. Dự kiến trong tháng 8 - 9/2021, PVFCCo sẽ tiếp tục cung ứng khoảng 160.000 tấn phân bón ra thị trường, góp phần tích cực trong đảm bảo nguồn cung lương thực/nông sản trong nước.

Thúy Hằng

Ngoài thời gian dừng máy 1 tháng để thực hiện công tác bảo dưỡng tổng thể định kỳ, Nhà máy Đạm Phú Mỹ vận hành tuyệt đối an toàn, hoạt động tối đa công suất, sản lượng Đạm Phú Mỹ đạt gần 340 nghìn tấn. Nhà máy NPK Phú Mỹ vận hành ổn định, sản lượng đạt trên 74 nghìn tấn, có mức tăng trưởng cao, vượt hơn 32% so với cùng kỳ năm 2020.

Công tác phân tích, dự báo thị trường, vận chuyển, điều độ sản phẩm tới từng khu vực tiêu thụ... được PVFCCo tập trung thực hiện từ sớm nên đã đảm bảo cung ứng liên tục, tận dụng tốt các cơ hội kinh doanh. Tổng sản lượng kinh doanh phân bón đạt trên 560.000 tấn, hóa chất đạt gần 62.000 tấn, vượt kế hoạch đề ra. Sản lượng kinh doanh NPK Phú Mỹ cũng tăng trưởng mạnh, đạt trên 75.800 tấn, vượt kế hoạch 12% và tăng 54% so với cùng kỳ năm 2020.



PV POWER TẬP TRUNG NGUỒN LỰC CHO CÔNG TÁC ĐẦU TƯ

Theo Chiến lược phát triển định hướng đến năm 2035, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power) đặt mục tiêu tổng công suất lắp đặt phấn đấu đạt từ 5.760 - 7.260 MW, sản lượng điện trung bình đạt 40 tỷ kWh/năm.

PV Power đang là nhà sản xuất điện năng lớn thứ 2 tại Việt Nam, đứng đầu trong lĩnh vực điện khí với 7 nhà máy điện có tổng công suất 4.208 MW, chiếm khoảng 10% công suất lắp đặt toàn hệ thống. Theo Chiến lược phát triển đã được phê duyệt, PV Power tập trung phát triển nguồn điện khí sử dụng LNG. PV Power đặt mục tiêu tổng công suất lắp đặt đến

năm 2035 phấn đấu đạt từ 5.760 - 7.260 MW, sản lượng điện trung bình khoảng 40 tỷ kWh/năm.

Hiện nay, PV Power đang tập trung triển khai đầu tư Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4. Đây là dự án điện đầu tiên của Việt Nam sử dụng nhiên liệu LNG, dự kiến sẽ hoàn thành trong Quý II/2024. Song song với việc đầu tư Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4, PV Power đang xúc tiến đầu tư các dự án điện sử dụng LNG

khác như Nhà máy Điện Cà Mau 3, Nhà máy Điện Quảng Ninh...

Các giải pháp tài chính

PV Power đã và đang triển khai các giải pháp tài chính phục vụ nhu cầu vốn đầu tư cho các dự án bằng cách sử dụng các công cụ huy động vốn như: vay vốn trong và ngoài nước, phát hành trái phiếu cho dự án đầu tư, phát hành trái phiếu tăng vốn điều lệ, huy động vốn



Nhà máy Điện Nhon Trach 1 & 2. Ảnh: PVN

Năm 2021, Fitch Ratings đã xếp hạng tín nhiệm quốc tế lần đầu đối với PV Power ở mức “BB” với triển vọng tích cực, mức ngang hạng với quốc gia và các tập đoàn lớn như EVN, PVN. Đây sẽ là tiền đề để PV Power có thể tiến tới niêm yết cổ phiếu POW tại các sàn giao dịch chứng khoán nước ngoài, từ đó nâng cao tín dụng, phát hành trái phiếu thu hút đầu tư cũng như gia tăng nguồn vốn từ phát hành cổ phiếu.

của các cổ đông cùng tham gia đầu tư dự án...

PV Power đã xây dựng quan hệ hợp tác chặt chẽ với các ngân hàng và định chế

tài chính lớn trên toàn cầu (như City Bank, ING, SMBC...), cũng như các ngân hàng trong nước.

Ngoài ra, các giải pháp về quản trị tài chính doanh nghiệp, quản trị dòng tiền trong ngắn hạn và dài hạn được PV Power đưa ra kịp thời nhằm đảm bảo cho các hoạt động sản xuất kinh doanh thông thường, các hoạt động đầu tư và hoạt động tài chính cũng như các nhu cầu phát sinh của doanh nghiệp. Với hệ số nợ trên vốn chủ sở hữu vào khoảng 0,6, sức khỏe tài chính của PV Power được đánh giá an toàn, hiệu quả và phát triển. Đến nay, các dự án quy mô mới như Cà Mau 1 & 2, Nhơn Trạch 1, Nhơn Trạch 2... đã hoàn thành nghĩa vụ tài chính ở trong nước và nước ngoài.

Quản lý và tổ chức thực hiện đầu tư

PV Power xây dựng và kiện toàn bộ máy tổ chức theo mô hình hiện đại, ứng dụng công nghệ thông tin trong quản trị doanh nghiệp. Hệ thống quản trị nhân sự được xây dựng đạt chuẩn mực quốc tế, nâng cao trình độ chuyên môn và quản lý để luôn chủ động trong việc vận hành các nhà máy mới. PV Power đang hướng đến nền tảng công nghệ 4.0 và hệ thống quản trị ERP.

Đồng thời, PV Power chủ động tìm kiếm hợp tác với các đối tác đầu tư uy tín, có kinh nghiệm trong nước và quốc tế để khai thác tối đa nguồn lực như hợp tác cùng Công ty CP Cơ khí và Lắp máy Việt Nam (Colavi), Tokyo Gas (Nhật Bản) và Marubeni (Liên bang Nga) thành lập Tổ hợp đầu tư dự án Nhà máy điện LNG Quảng Ninh. Với tiềm lực kinh tế và kinh nghiệm trong lĩnh vực quản lý, đầu tư xây dựng, vận hành kho cảng LNG và nhà máy điện, PV Power cùng các đối tác tích cực làm việc với tỉnh Quảng Ninh từ giai đoạn nghiên cứu và đề xuất dự án đến trình Chính phủ phê duyệt bổ sung dự án LNG Quảng Ninh vào Quy hoạch điện VII điều chỉnh.

Thành lập từ năm 2007 với số vốn điều lệ ban đầu là 7.600 tỷ đồng, sau 15 năm xây dựng, PV Power đã trở thành nhà sản xuất điện năng lớn thứ 2 tại Việt Nam, đứng đầu trong lĩnh vực điện khí với 7 nhà máy điện có tổng công suất 4.208 MW, vốn điều lệ hơn 23.000 tỷ đồng, hàng năm đóng góp vào lưới điện quốc gia khoảng 21 tỷ kWh điện. Các nhà máy điện của PV Power đều áp dụng công nghệ hiện đại nhất của thế giới ở thời điểm xây dựng, đảm bảo hoạt động an toàn, ổn định và hiệu quả.

Tăng cường quản lý, vận hành, sản xuất điện

Trong 15 năm qua, PV Power luôn đảm bảo an toàn tuyệt đối việc quản lý, vận hành các nhà máy điện. Với sản lượng khoảng 21 tỷ kWh điện/năm đóng góp vào hệ thống điện quốc gia, PV Power được đánh giá là nhà sản xuất điện có hiệu quả, tỷ suất lợi nhuận cao và ổn định tại Việt Nam.

PV Power xác định việc tăng cường quản lý rủi ro trong vận hành sản xuất điện là nền tảng cho mọi thành công. Việc kiểm soát, quản trị nhiên liệu, vật tư, quản trị nhân sự... của các nhà máy điện là nhiệm vụ cơ bản nhằm giảm sự cố, tăng độ khả dụng, đảm bảo độ tin cậy của các thiết bị công trình. Từ đó, PV Power luôn sẵn sàng cho việc vận hành các nhà máy điện mới cũng như tham gia vào thị trường bán lẻ điện cạnh tranh trong tương lai.

Có thể thấy, với tình hình hoạt động ổn định, kinh nghiệm vận hành, sự hợp tác với các đối tác lớn... PV Power là đơn vị có đủ năng lực để có thể đầu tư các dự án điện mới, góp phần quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

VIỆT NAM - ĐỨC HỢP TÁC TRONG LĨNH VỰC NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO



Đại sứ Việt Nam tại CHLB Đức làm việc với GICON® và VPI. Ảnh: GICON/VNA

Ngày 4/8/2021, TS. Nguyễn Minh Vũ - Đại sứ đặc mệnh toàn quyền Việt Nam tại CHLB Đức đã làm việc với Großmann Ingenieur Consult GmbH (GICON®) và Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) để thúc đẩy hợp tác phát triển lĩnh vực năng lượng tái tạo tại Việt Nam.

Theo Biên bản ghi nhớ đã ký kết, VPI và GICON® sẽ hợp tác nghiên cứu, ứng dụng các công nghệ mới ở Việt Nam, trọng tâm là sản xuất điện gió ngoài khơi và sử dụng khí không được huy động để sản xuất hydro bằng nước biển; sử dụng công nghệ sinh học và điện phân nước để chuyển hóa sinh khối thành methane sinh học... Trong đó, GICON® và VPI đang tập trung phát triển các dự án thử nghiệm trong lĩnh vực điện gió ngoài khơi.

Theo TS. Frank Adam, Trưởng Ban Kỹ thuật Năng lượng gió của GICON®, Việt Nam có tiềm năng phát triển các trang trại turbine gió nổi (WTG) với công suất hơn

30 GW ở độ sâu từ 60 m nước trở lên. Tiến sĩ Phạm Quý Ngọc, chuyên gia của VPI, đã chia sẻ thông tin về việc xây dựng cơ sở dữ liệu, đánh giá tiềm năng điện gió ngoài khơi Việt Nam, các địa điểm khả thi cho WTG. Hai bên đặt mục tiêu xây dựng các dự án thí điểm turbine gió nổi ngoài khơi Việt Nam trong 5 năm tới.

Đại sứ Nguyễn Minh Vũ khẳng định Chính phủ Việt Nam ưu tiên phát triển ngành năng lượng theo hướng bền vững với mục tiêu giữ vững an ninh năng lượng quốc gia và giảm phát thải khí nhà kính, đồng thời ủng hộ sự hợp tác chặt chẽ giữa GICON® và VPI.

Đại sứ cho biết trong 6 tháng đầu năm 2021, năng lượng tái tạo chiếm tỷ trọng khoảng 11,4% tổng sản lượng điện của Việt Nam và có xu hướng ngày càng tăng. Về điện gió, có 9 trang trại điện gió đang vận hành tại Việt Nam với tổng công suất 304,6 MW, trong đó lớn nhất là trang

trại điện gió Bạc Liêu với công suất gần 100 MW.

Đại sứ Nguyễn Minh Vũ tin tưởng GICON® và VPI sẽ đẩy mạnh hợp tác, phù hợp với các tiềm năng, điều kiện của Việt Nam, trong đó trọng tâm là sản xuất điện gió ngoài khơi, qua đó đóng góp vào việc cải thiện môi trường, chống biến đổi khí hậu cũng như tăng cường quan hệ kinh tế, thương mại và đầu tư giữa hai nước.

GS.TS. Jochen Grossmann - Chủ tịch GICON® cho biết với lợi thế đường biển dài hơn 3.200 km và tốc độ gió trung bình ở Biển Đông Việt Nam hàng năm lớn hơn 6 m/s ở độ cao 65 m, Việt Nam có tiềm năng rất lớn trong phát triển năng lượng gió. GICON® tin tưởng có thể hợp tác, hỗ trợ Việt Nam đẩy mạnh phát triển các nguồn năng lượng tái tạo.

Khẳng định “VPI là đối tác quan trọng của GICON® tại Việt Nam”, GS.TS. Jochen Grossmann cho biết từ sau khi ký Biên bản ghi nhớ, GICON® và VPI đã tích cực hợp tác nghiên cứu, trao đổi kinh nghiệm, thảo luận về các dự án hợp tác cụ thể tại Việt Nam.

TS. Nguyễn Anh Đức - Viện trưởng VPI cho biết GICON® có thế mạnh về công nghệ, kỹ thuật và kinh nghiệm trong phát triển năng lượng tái tạo, là đối tác quan trọng của VPI. Trong thời gian tới, VPI sẽ tiếp tục hợp tác chặt chẽ với GICON® để thúc đẩy triển khai các dự án hợp tác theo Biên bản ghi nhớ đã ký kết.

Sau khi làm việc tại Dresden, Đại sứ Nguyễn Minh Vũ cùng đoàn công tác của GICON® và VPI đã thị sát Trang trại điện gió Klettwitz. Đây là dự án điện lớn nhất ở Đức, có thể được coi là dự án kiểu mẫu để quy hoạch trang trại điện gió ở Việt Nam.

Quang Minh

PETROVIETNAM NỘP NGÂN SÁCH NHÀ NƯỚC 50,9 NGHÌN TỶ ĐỒNG

Trong 7 tháng đầu năm 2021, các chỉ tiêu tài chính của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam vượt cao so với kế hoạch và tăng trưởng mạnh so với cùng kỳ. Trong đó, Tập đoàn đạt tổng doanh thu 347,8 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 18%), bằng 71% kế hoạch năm 2021, tăng 25% so với cùng kỳ năm 2020; nộp ngân sách Nhà nước 50,9 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 38%), bằng 82% kế hoạch năm 2021, tăng 32% so với cùng kỳ năm 2020; lợi nhuận trước thuế hợp nhất đạt 27,1 nghìn tỷ đồng, tăng hơn 3 lần so với cùng kỳ năm 2020.

Đặc biệt, có 9 đơn vị đã hoàn thành kế hoạch lợi nhuận sau thuế hợp nhất cả năm 2021 gồm: Công ty mẹ - PVN, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR), Rusvietpetro, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power), Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo), Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC), Tổng công ty CP Vận tải Dầu khí (PV Trans), Tổng công ty Thăm dò



Mô Bạch Hồ. Ảnh: PVN

Khai thác Dầu khí (PVEP) và Tổng công ty Dầu Việt Nam - CTCP (PVOIL).

Trước tình hình dịch bệnh Covid-19 diễn biến phức tạp, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị thực hiện nghiêm túc các biện pháp phòng chống dịch bệnh, rà soát rủi ro trong thực hiện kế hoạch, chỉ đạo hoạt động sản xuất kinh doanh linh hoạt theo biến động của thị trường; theo dõi, phân tích biến động vĩ mô, thị trường, để đưa ra giải pháp ứng phó cụ

thể, đặc biệt là các giải pháp tài chính để đảm bảo thông suốt dòng tiền. Đẩy nhanh tiến độ triển khai các dự án; tích cực triển khai hiệu quả các chuỗi giá trị; đẩy mạnh chuyển đổi số; tiết giảm, tối ưu chi phí; tăng cường quản trị rủi ro nhằm ứng phó kịp thời, linh hoạt đặc biệt là rủi ro trong tiêu thụ sản phẩm, tồn kho, đồng thời chuẩn bị các giải pháp để tận dụng cơ hội thị trường khi dịch bệnh được kiểm soát tốt hơn.

Ngọc Linh

LẬP BÁO CÁO KHẢ THI DỰ ÁN SẢN XUẤT HẠT NHỰA TÁI CHẾ

Ngày 5/8/2021, tại Hà Nội, Tổng công ty Hóa chất và Dịch vụ Dầu khí - CTCP (PVChem) đã ký Thỏa thuận hợp tác lập báo cáo khả thi Dự án sản xuất hạt nhựa tái chế (PET chip) từ chai nhựa phế liệu tại Việt Nam với Shinkong Synthetic Fibers (SSFC) và Công ty CP Môi trường Nghi Sơn (NSEC).

Đây cũng là hướng nghiên cứu cần thiết để hỗ trợ và thúc đẩy phát triển nguyên liệu đầu vào cho Nhà máy sản xuất xơ sợi Polyester Đình Vũ thuộc Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí Việt Nam (VNPOLY) triển khai vận hành sản xuất DTY gia công cho đối tác, tiến tới khôi phục sản xuất toàn bộ Nhà máy.

Tổng giám đốc PVChem Phan Công Thành cho biết Nhà máy sản xuất hạt nhựa tái chế từ chai nhựa phế liệu phù hợp với định hướng chiến lược phát triển của

PVChem nói riêng và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) nói chung nhằm hoàn thiện chuỗi liên kết giá trị đối với các sản phẩm hóa dầu - xơ sợi. Việc sản xuất các sản phẩm hạt nhựa PET tái chế phục vụ nhu cầu sản xuất xơ sợi là phù hợp với xu thế chung về tái chế rác thải nhựa, giảm thiểu ô nhiễm môi trường trên toàn thế giới. PVChem hợp tác với các đối tác có năng lực, kinh nghiệm như SSFC và NSEC để cùng lập báo cáo nghiên cứu khả thi sẽ phát huy được thế mạnh của các bên, gia tăng tính khả thi, hiệu quả, đẩy nhanh tiến độ của dự án.

Theo Tổng giám đốc NSEC Phí Văn Dũng, NSEC sẽ cùng với các đối tác đảm bảo tiến độ, chất lượng Báo cáo nghiên cứu khả thi, đồng thời mong muốn hợp tác lâu dài với PVChem và SSFC trong quá trình triển khai các dự án mới trong tương lai.

TS. Lê Xuân Huyền - Phó Tổng giám

đốc PVN đánh giá cao sự hỗ trợ của Phòng Văn hóa Thương mại của Việt Nam tại Đài Loan trong nỗ lực tìm kiếm và giới thiệu đối tác uy tín, giúp PVN, VNPOLY tìm ra giải pháp tháo gỡ khó khăn, qua đó, tạo cơ hội để PVChem, SSFC và NSEC tham gia hợp tác nghiên cứu sản xuất PET chip tái chế từ chai nhựa phế liệu. Dự án này có sự tham gia của doanh nghiệp nước ngoài, doanh nghiệp có vốn góp Nhà nước và doanh nghiệp tư nhân sẽ tạo ra sự linh hoạt, phát huy thế mạnh của từng loại hình doanh nghiệp. Đây là dự án bất kịp xu hướng chung của thế giới, giúp bảo vệ môi trường và có tính bền vững. Riêng với PVChem, việc tham gia vào dự án này không chỉ góp phần cùng PVN hỗ trợ VNPOLY mà có thể xem đây là một trong những dự án đột phá, quan trọng đầu tiên cho định hướng, chiến lược phát triển mới của PVChem.

Hồng Minh

BIENDONG POC CHUẨN BỊ KHOAN ĐẠN DÀY, KHOAN THĂM DÒ MỞ RỘNG



Thời gian làm việc liên tục của giàn Hải Thạch - Mộc Tinh đạt 99,9%. Ảnh: BIENDONG POC

Tại kỳ họp trực tuyến Ủy ban Quản lý Lô 05-2 & 05-3 lần thứ 12 (MCM#12), Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) cho biết đã vận hành các giàn khai thác an toàn, liên tục, hiệu quả. Thời gian làm việc liên tục của các giàn Hải Thạch - Mộc Tinh và FSO

đạt 99,9% so với kế hoạch là 97%. Sản lượng khai thác khí đạt 45% kế hoạch năm, sản lượng condensate đạt 56% kế hoạch năm với doanh thu đạt 57% kế hoạch năm và chiến dịch bán vỉa bổ sung cho các giếng 9P và 3P được triển khai thành công.

Trên cơ sở kết quả kỳ họp, Ủy ban Quản lý Lô 05-2 & 05-3 đã phê duyệt Kế hoạch điều chỉnh sản lượng khai thác khí và condensate năm 2021; phê duyệt điều chỉnh và bổ sung Chương trình công tác và ngân sách năm 2021. BIENDONG POC khẩn trương hoàn thiện và trình các cấp có thẩm quyền phê duyệt báo cáo cập nhật trữ lượng (RAR) trong năm 2021; cập nhật báo cáo FDP sửa đổi nhằm chuẩn bị cho kế hoạch khoan đàn dày, kế hoạch khoan thăm dò mở rộng nhằm gia tăng trữ lượng trong các năm tiếp theo.

MCM#12 được tổ chức dựa trên kết quả của các kỳ họp Tiểu ban kỹ thuật (TCM) ngày 9/7/2021 và Ủy ban Điều hành Lô 05-2 & 05-3 (OCM#10) ngày 16/7/2021, nhằm đánh giá kết quả thực hiện chương trình công tác ngân sách trong nửa đầu năm 2021, từ đó quyết định các thay đổi, hiệu chỉnh cần thiết để BIENDONG POC tối ưu hóa hoạt động điều hành Lô 05-2 & 05-3 phù hợp với tình hình thực tế của cả năm 2021.

Liên Hằng

PTSC M&C LÀ TỔNG THẦU EPCI GALLAF BATCH 3 EPC 05



PTSC M&C hạ thủy, vận chuyển và bàn giao cho NOC 3 giàn đầu giếng Dự án Gallaf - giai đoạn 1. Ảnh: PTSC

Ngày 29/7/2021, Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) đã ký Hợp đồng EPCI Dự án

Gallaf - giai đoạn 3, gói 05 (Gallaf Batch 3 EPC 05) với North Oil Company (NOC), Liên danh giữa Qatar Petroleum và Total (Pháp).

Dự án Gallaf - giai đoạn 3 thuộc mỏ Al-Shaheen, là mỏ dầu ngoài khơi lớn nhất của Qatar và là mỏ dầu ngoài khơi có trữ lượng lớn trên thế giới.

Phạm vi công việc PTSC M&C thực hiện cho dự án này gồm công tác thiết kế, mua sắm, chế tạo, tiến chạy thử, hạ thủy, vận chuyển và lắp đặt, đấu nối chạy thử và hoàn thiện ngoài khơi với tổng khối lượng khoảng 19.000 tấn cho 2 giàn đầu giếng.

Trước đó, PTSC M&C cũng là tổng thầu EPCI Dự án Gallaf - giai đoạn 1, bàn giao cho chủ đầu tư NOC vận hành 3 giàn đầu giếng trong đầu năm 2021.

Minh Hồng

PVEP VƯỢT KẾ HOẠCH SẢN LƯỢNG KHAI THÁC 4%



PVEP khai thác 2,07 triệu tấn dầu quy đổi trong 7 tháng đầu năm 2021. Ảnh: PVEP

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) cho biết sản lượng khai thác 7 tháng đầu năm 2021 đạt 2,07

triệu tấn dầu quy đổi, vượt kế hoạch 4% và bằng 62% kế hoạch năm. Riêng tháng 7, PVEP khai thác 0,3 triệu tấn dầu

quy đổi, trong đó có 0,21 triệu tấn dầu và condensate, 90 triệu m³ khí.

Các mỏ hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng gồm: Cụm mỏ Sư Tử (Lô 15-1), Tê Giác Trắng (Lô 16-1), Cá Tầm (Lô 09-3/12), Lô PM3-CAA & 46 CN, Bir Seba (Lô 433a & 416b)...

Việc hoàn thành kế hoạch sản lượng khai thác và việc giá dầu ổn định, PVEP đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu tài chính trong 7 tháng đầu năm 2021 với tổng doanh thu 17.061 tỷ đồng (vượt kế hoạch 46%); nộp ngân sách Nhà nước 4.363 tỷ đồng (vượt kế hoạch 54%).

Hồng Minh

PVCHEM XÂY DỰNG PHƯƠNG ÁN TĂNG VỐN ĐIỀU LỆ LÊN 1.000 TỶ ĐỒNG



Liên danh PVChem - Dongil triển khai công tác bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Lọc dầu Dung Quất lần thứ 4. Ảnh: BSR

Tổng công ty Hóa chất và Dịch vụ Dầu khí - CTCP (PVChem) cho biết năm 2021 là năm đầu tiên thực hiện kế hoạch 5 năm 2021 - 2025, Chiến lược phát triển PVChem đến năm 2035, định hướng đến năm 2045 trong bối cảnh đại dịch Covid-19 diễn biến phức tạp, sự biến động giá đầu vào của hóa chất/hóa phẩm, nguyên liệu tăng (do đứt gãy chuỗi cung ứng toàn cầu), sức ép cạnh tranh lớn...

Trong năm 2021, PVChem đặt mục tiêu sản lượng sản xuất đạt 12.000 tấn, tổng doanh thu 2.000 tỷ đồng, lợi nhuận trước

thuế 22 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế 14,5 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 75 tỷ đồng.

PVChem cho biết đang xây dựng phương án tăng vốn điều lệ từ 500 tỷ đồng lên 1.000 tỷ đồng với kế hoạch mở rộng hoạt động sản xuất kinh doanh, tập trung các dự án đầu tư (sản xuất PET chip tái chế từ chai nhựa PET phế liệu, sản xuất PP Filler Masterbatch/Compound từ bột PP của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, sản xuất oxy già...), kinh doanh nội địa và quốc tế; xây dựng các phương án sản xuất các sản phẩm truyền thống đảm bảo chất

lượng, nâng cao năng lực cạnh tranh và hạ giá thành sản phẩm...

Đồng thời, PVChem tiếp tục duy trì và phát triển dịch vụ dung dịch khoan; tập trung phát triển lĩnh vực kinh doanh hóa chất, tập trung vào hóa chất lọc dầu, hóa chất khai thác, hóa chất khoan và phân phối/kinh doanh các sản phẩm hóa dầu, kinh doanh trong nước và quốc tế; phát triển dịch vụ chống ăn mòn cho các công trình dầu khí, dịch vụ vận hành bảo dưỡng nhiều loại hình ngành nghề công nghiệp; phát triển mảng xử lý và O&M nước thải sinh hoạt; nghiên cứu phát triển sản xuất các sản phẩm mới có hiệu quả kinh tế cao.

Việc triển khai công tác tái cấu trúc, đổi mới công tác quản trị điều hành, nâng cao năng suất lao động, chú trọng đào tạo và phát triển nguồn nhân lực chất lượng cao, hoàn thiện các quy chế/quy định/quy trình áp dụng công nghệ thông tin, công nghệ 4.0... đã và đang được PVChem tập trung đẩy mạnh trong năm 2021.

Hồng Minh

VPI THÔNG BÁO TUYỂN SINH VÀ HỌC BỔNG ĐÀO TẠO TIẾN SĨ NĂM 2021



VPI xét tuyển nghiên cứu sinh chuyên ngành Kỹ thuật Dầu khí và Kỹ thuật Hóa học từ ngày 15 - 31/8/2021

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cho biết từ ngày 15 - 31/8/2021 sẽ xét tuyển 2 nghiên cứu sinh chuyên ngành Kỹ thuật Dầu khí (9520604) và 1 nghiên cứu sinh chuyên ngành Kỹ thuật Hóa học (9520301).

Kinh phí cho thời gian đào tạo chính thức là 236.000.000 đồng (chưa bao gồm chi phí đăng bài báo, thực tập ở nước

ngoài và chi phí thực nghiệm). Các ứng viên có thể đăng ký học bổng VPI ngay từ khi nộp hồ sơ xét tuyển: (1) Học bổng loại 1 có giá trị tương đương 100% mức học phí và chi phí hỗ trợ hàng tháng theo hình thức thuê khoán chuyên môn để thực hiện các nhiệm vụ khoa học công nghệ của VPI; (2) Học bổng loại 2 có giá trị tương đương 100% mức học phí.

Hướng nghiên cứu chuyên sâu được cấp học bổng chuyên ngành Kỹ thuật Dầu khí gồm: Cấu trúc - kiến tạo và phân tích bề trầm tích; Môi trường trầm tích, cổ địa lý tương đá, mô hình hệ thống dầu khí của các bể trầm tích; Nghiên cứu các phương pháp xử lý số liệu địa chấn (địa chấn địa tầng, thuộc tính địa chấn, ...) để giải quyết các bài toán địa chất cụ thể; Nghiên cứu áp dụng các giải pháp kỹ thuật, công nghệ, vật liệu mới nhằm gia tăng hệ số thu hồi, tận thu khai thác các mỏ dầu...

Hướng nghiên cứu chuyên sâu được cấp học bổng chuyên ngành Kỹ thuật Hóa học gồm: Phát triển các loại năng lượng tái tạo; Phát triển công nghệ và xúc tác chuyển hóa khí thiên nhiên giàu CO₂ thành hydro, nhiên liệu và hóa chất; Nghiên cứu công nghệ hiệu quả để thu hồi, vận chuyển, tàng trữ CO₂ tại các cơ sở sản xuất của PVN; Phát triển chuỗi giá trị hydro xanh và lam cho nhà máy sản xuất phân đạm và đánh giá phát thải carbon cho toàn chu trình sản xuất và sử dụng phân đạm.

Ngọc Linh

PVCFC SẢN XUẤT 456 NGHÌN TẤN PHÂN BÓN TRONG NỬA ĐẦU NĂM 2021



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) cho biết công suất vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau trong Quý II/2021 đạt trên 110%, đủ để bù đắp sản lượng thiếu hụt trong Quý I/2021 do ảnh

hưởng của sự gián đoạn nguồn cấp khí nguyên liệu, đảm bảo nguồn cung cho thị trường trong nước.

Tổng sản lượng sản xuất của PVCFC trong nửa đầu năm 2021 đạt 456 nghìn

tấn (vượt kế hoạch 2%). Sản lượng tiêu thụ đạt 421 nghìn tấn (vượt kế hoạch 6%). Kinh doanh thuận lợi giúp doanh thu PVCFC ước đạt 4.339 tỷ đồng (108% kế hoạch), cùng với các hoạt động tiết kiệm chi phí hiệu quả giúp lợi nhuận trước thuế ước đạt 411 tỷ đồng, tăng khoảng 8% so với cùng kỳ.

Trong chiến lược dài hạn, PVCFC đặt mục tiêu tiếp cận nhanh với xu hướng công nghệ trong quản trị để mở rộng kinh doanh, phát triển sản phẩm mới, từng bước giảm phụ thuộc vào nguồn nguyên liệu khí đầu vào cho sản xuất, tăng dần các sản phẩm phân bón hữu cơ...

Lan Anh

ENI PHÁT HIỆN DẦU TẠI LÔ 4, NGOÀI KHƠI GHANA



Tàu Saipem 10000. Nguồn: Emme Studio

Eni công bố phát hiện dầu tại cấu tạo triển vọng Eban, CTP Lô 4, ngoài khơi Ghana. Giếng Eban-1X là giếng thứ 2 được khoan trong CTP Lô 4, sau phát

hiện Akoma. Trữ lượng tiềm năng của cấu tạo Eban và Akoma ước đạt 500 - 700 nghìn thùng dầu tại chỗ.

Giếng Eban-1X cách bờ biển khoảng 50 km và Sankofa Hub khoảng 8 km về phía Tây Bắc, khu vực FPSO John Agyekum Kufuor đang hoạt động. Giếng được khoan bằng tàu khoan Saipem 10000 đến độ sâu 545 m nước, tổng chiều sâu khoan đạt 4.179 m. Giếng Eban-1X bắt gặp cột dầu nhẹ duy nhất có bề dày tầng sản phẩm đạt 80 m tại khoảng vỉa cát kết dày tuổi Cenomanian. Dữ liệu thử nghiệm cho thấy sản lượng có thể đạt 5.000 thùng dầu/ngày.

CTP Lô 4 được điều hành bởi Eni (42,469%) cùng các đối tác Vitol (33,975%), GNPC (10%), Woodfields (9,556%) và GNPC Explorco (4%).

Linh Chi (theo Eni)

EXXONMOBIL PHÁT HIỆN DẦU NGOÀI KHƠI GUYANA



Vị trí phát hiện Whiptail ngoài khơi Guyana. Nguồn: ExxonMobil

ExxonMobil công bố phát hiện Whiptail tại Lô Stabroek, ngoài khơi Guyana. Phát hiện mới này cách phát hiện Uaru-1 khoảng 4 dặm về phía Đông Nam và cách mỏ Yellowtail khoảng 3 dặm về phía Tây.

Giếng Whiptail-1 được khoan bằng tàu khoan Stena DrillMAX ở độ sâu 1.795 m nước, bắt gặp cột dầu có bề dày tầng sản phẩm đạt 75 m tại vỉa cát kết chất lượng cao.

Giếng Whiptail-2 cách giếng Whiptail-1 khoảng 3 dặm về phía Đông

Bắc được khoan bằng tàu khoan Noble Don Taylor, tại độ sâu 1.895 m nước. Giếng Whiptail-2, bắt gặp cột dầu có bề dày tầng sản phẩm đạt 51 m tại vỉa cát kết chất lượng cao.

Lô Stabroek rộng 26.800 km², được điều hành bởi công ty liên kết của ExxonMobil, Esso Exploration and Production Guyana Limited (45%), cùng các đối tác Hess Guyana Exploration Ltd. (30%) và CNOOC Petroleum Guyana Limited (25%).

Linh Chi (theo ExxonMobil)

ENI PHÁT HIỆN DẦU NGOÀI KHƠI MEXICO



Vị trí cấu tạo triển vọng Sayulita ngoài khơi Mexico. Nguồn: Cairn

Eni công bố phát hiện dầu tại cấu tạo triển vọng Sayulita, Lô 10, khu vực nước sâu bể Cuenca Salina Sureste, ngoài khơi Mexico. Trữ lượng ước đạt từ 150 - 200 nghìn thùng dầu tại chỗ.

Giếng Sayulita-1 EXP là giếng thứ 7 Eni khoan tại bể Cuenca Salina Sureste, ngoài khơi Mexico và là giếng khoan thứ 2 thuộc Lô 10. Giếng nằm cách bờ biển khoảng 70 km, được khoan bởi giàn khoan bán chìm Valaris 8505 Semisub ở độ sâu 325 m, tới tổng chiều sâu 1.758 m. Giếng bắt gặp cột dầu có bề dày tầng sản phẩm đạt 55 m, tại vỉa chứa chất lượng cao. Dữ liệu thu được cho thấy sản lượng tại giếng có thể lên tới 3.000 thùng dầu/ngày.

Lô 10 được điều hành bởi Eni (65%) cùng các đối tác Lukoil (20%) và Capricorn (công ty con của Cairn Energy PLC - 15%).

Trần Anh (theo Eni)

VÃR ENERGI PHÁT HIỆN DẦU KHÍ TẠI PHÍA NAM BIỂN BẮC



Giàn khoan bán chìm Scarabeo 8. Nguồn: Saipem.

Vår Energi công bố phát hiện dầu khí thứ 5 trong năm 2021 tại 2 giếng King và Prince, phía Nam biển Bắc. Trữ lượng thu hồi tại 2 giếng ước đạt 60 - 135 triệu thùng dầu quy đổi. Giếng King

và Prince được khoan bằng giàn khoan bán chìm Scarabeo 8 tại khu vực giấy phép PL 027. Các giếng thăm dò nằm cách mỏ Balder khoảng 6 km về phía Bắc và cách giàn khoan Ringhorne 3 km về phía Tây.

Giếng Prince bắt gặp cột dầu có bề dày tầng sản phẩm khoảng 35 m ở độ sâu 374 m nước, tại vỉa cát kết thuộc hệ tầng Trias Skagerrak, có chất lượng tốt đến trung bình.

Giếng King bắt gặp cột khí có bề dày tầng sản phẩm khoảng 30 m và cột dầu nhẹ khoảng 55 m ở độ sâu 2.353 m nước và vỉa cát kết dày Paleogene đặc tính vỉa rất tốt. Kết quả khoan thăm lượng giếng King phát hiện thêm cột khí có bề dày tầng sản phẩm đạt 40 m và cột dầu khoảng 55 m, trong đó có 35 m cát kết chứa dầu có chất lượng vỉa rất tốt.

Giấy phép PL 027 được điều hành bởi Vår Energi AS (90%), cùng đối tác Mime Petroleum AS (10%).

Trần Anh (theo Vår Energi)

AKER BP PHÁT HIỆN KHÍ TẠI BIỂN BARENTS



Giàn khoan Deepsea Nordkapp. Nguồn: Drilling & Completion News.

Aker BP có phát hiện khí nhỏ tại giếng thăm dò 7234/6-1, ngoài khơi biển Barents. Trữ lượng thu hồi ước đạt từ 1,6 - 2,1 triệu m³ khí tiêu chuẩn. Giếng thuộc khu vực giấy phép khai thác 858, cách Vardø, Na Uy khoảng 290 km về phía Đông Bắc.

Giếng 7234/6-1 được khoan bằng giàn khoan Deepsea Nordkapp, đến tổng chiều sâu 4.003 m. Giếng bắt gặp cột khí bề dày tầng sản phẩm đạt 57 m, tại hệ tầng Ørn, trong đó có 26 m là đá carbonate (dolomite) với chất lượng vỉa

từ kém đến trung bình. Giếng cũng bắt gặp dấu hiệu khí trong các lớp cát kết mỏng, tại các vỉa chứa thuộc hệ tầng Snadd, Kobbe và Havert, kỷ Triassic.

Giếng đã được đóng và hủy vĩnh viễn. Nhà điều hành Aker BP (40% cổ phần) cùng các đối tác Equinor Energy (20%), Petoro (20%) và Lukoil Overseas North Shelf (20%) đang lên kế hoạch thăm dò các cấu tạo triển vọng lân cận thuộc khu vực này.

Linh Chi (theo Offshore Technology)

TOTALENERGIES KHOAN THÀNH CÔNG GIẾNG TẠI LÔ 58, NGOÀI KHƠI SURINAME



Vị trí Lô 58, ngoài khơi Suriname. Nguồn: TotalEnergies.

TotalEnergies công bố phát hiện dầu tại giếng Sapakara South-1 thuộc Lô 58, ngoài khơi Suriname.

Giếng Sapakara South-1 cách phát hiện Sapakara West-1 4 km về phía Đông Nam, được khoan ở độ sâu khoảng 850 m nước. Giếng bắt gặp cột dầu có bề dày tầng sản phẩm khoảng 30 m, tại vỉa chứa chất lượng cao Campano-Maastrichtian.

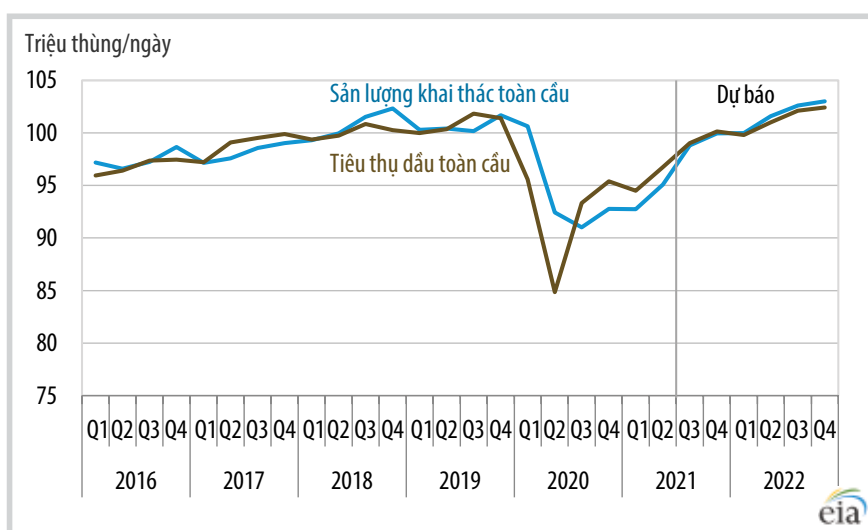
Giếng được khoan bằng tàu khoan Maersk Valiant. Sau khi hoàn thành giếng Sapakara South-1, tàu khoan sẽ tiến hành khoan giếng Bonboni-1 ở Lô 58.

TotalEnergies sở hữu 50% cổ phần và là nhà điều hành Lô 58 cùng đối tác Apache (50%).

Trần Anh (theo TotalEnergies)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ



Hình 1. Cung - cầu dầu mỏ toàn cầu trong giai đoạn 2016 - 2022 [1].

Sau khi TC Energy hủy bỏ dự án đường ống dẫn dầu Keystone XL, Canada đã thay thế bằng dự án Enbridge's Line 3 (công suất 370.000 thùng/ngày) sẽ đi vào hoạt động vào cuối năm 2021, dự án TransMountain mở rộng (công suất 590.000 thùng/ngày) sẽ đi vào hoạt động trong năm 2022, dự án mở rộng và tối ưu hóa Enbridge (tăng công suất 400.000 thùng/ngày). EIA dự báo sản lượng của Canada sẽ tăng 0,2 triệu thùng/ngày vào năm 2022.

Nguồn cung từ OPEC trong năm 2021 sẽ đạt trung bình 32,11 triệu thùng/ngày, tăng 1,4 triệu thùng/ngày so với năm 2020; sau đó sẽ tăng thêm 2 triệu thùng/ngày lên 34,15 triệu thùng/ngày vào năm 2022.

EIA dự báo nhu cầu dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu đạt trung bình 97,63 triệu thùng/ngày trong năm 2021 (tăng 5,33 triệu thùng/ngày so với năm 2020). Trong đó, tăng trưởng nhu cầu dầu giữa OECD và ngoài OECD trong năm 2021 khá đồng đều, lần lượt tăng 2,49 triệu thùng/ngày và tăng 2,84 triệu thùng/ngày. Nhu cầu dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu sẽ tăng 3,7 triệu thùng/ngày vào năm 2022 lên gần 101,4 triệu thùng/ngày, cao hơn 0,4 triệu thùng/ngày so với năm 2019, trước khi xảy ra đại dịch Covid-19.

Tồn kho nhiên liệu lỏng toàn cầu sẽ tiếp tục giảm trong thời gian tới nhưng với tốc độ chậm hơn (dự kiến 0,2 triệu thùng/

Báo cáo “Triển vọng năng lượng Ngắn hạn” (STEO) của Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) [1] cho thấy thị trường dầu mỏ vẫn phải chịu mức độ không chắc chắn cao do tác động của đại dịch Covid-19 đến sự phục hồi kinh tế toàn cầu.

EIA dự báo nguồn cung dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu đạt trung bình 96,67 triệu thùng/ngày trong năm 2021 (tăng 2,47 triệu thùng/ngày so với năm 2020) và đạt trung bình 101,81 triệu thùng/ngày vào năm 2022.

Nguồn cung từ các nước ngoài Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) sẽ tăng 1,1 triệu thùng/ngày so với năm 2020 đạt 64,56 triệu thùng/ngày vào năm 2021 và tăng thêm 3,1 triệu thùng/ngày vào năm

2022. Canada và Brazil sẽ dẫn đầu tăng trưởng sản lượng ngoài OPEC vào năm 2021, trong khi đó Mỹ và Liên bang Nga sẽ dẫn đầu tăng trưởng sản lượng trong năm 2022. EIA dự báo sản lượng của Liên bang Nga sẽ tăng 0,2 triệu thùng/ngày trong năm 2021 và 0,8 triệu thùng/ngày vào năm 2022.

EIA dự báo sản lượng dầu thô của Mỹ sẽ đạt trung bình 11,1 triệu thùng/ngày vào năm 2021 và sẽ tăng lên 11,9 triệu thùng/ngày vào năm 2022. Trong đó, sản lượng dầu thô khai thác tại vịnh Mexico sẽ đạt trung bình 1,8 triệu thùng/ngày trong cả năm 2021 và 2022. Sản lượng dầu thô của Alaska dự báo sẽ ít biến động, trung bình đạt trên 0,4 triệu thùng/ngày trong giai đoạn 2021 - 2022.

Bảng 1. Dự báo cung - cầu dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu đến năm 2022 [1]

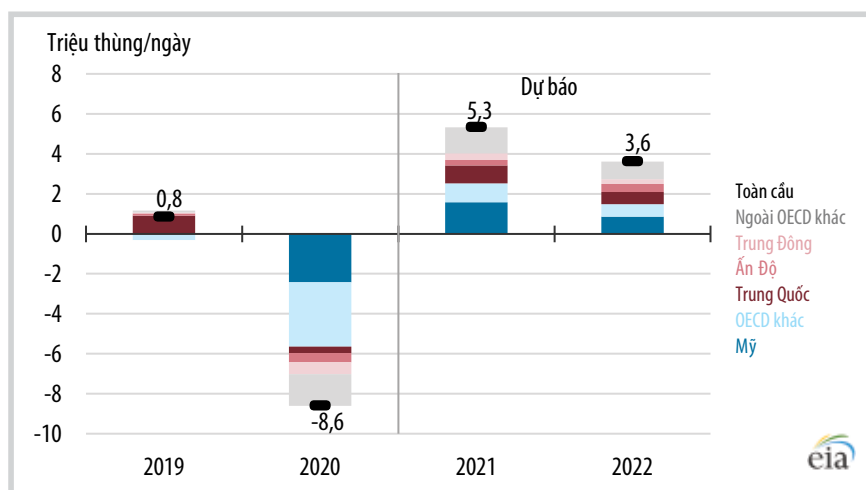
Đơn vị: triệu thùng/ngày

Thời gian	2021				2022				2020	2021	2022
	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV			
CUNG	92,73	95,08	98,82	99,95	99,99	101,59	102,61	103,00	94,20	96,67	101,81
OECD	30,17	30,93	31,47	31,94	32,22	32,50	32,84	33,36	30,75	31,13	32,74
Mỹ	17,63	18,99	18,94	19,15	19,44	19,85	20,27	20,58	18,60	18,68	20,04
Canada	5,63	5,29	5,66	5,76	5,79	5,76	5,79	5,81	5,26	5,59	5,79
Mexico	1,93	1,95	1,93	1,90	1,84	1,80	1,77	1,74	1,94	1,93	1,79
Các nước OECD khác	4,99	4,70	4,94	5,14	5,15	5,08	5,01	5,24	4,95	4,94	5,12
Ngoài OECD	62,55	64,15	67,36	68,01	67,77	69,09	69,77	69,64	63,45	65,54	69,07
OPEC	30,35	30,81	33,17	34,07	34,22	34,09	34,12	34,16	30,71	32,11	34,15
Á - Âu	13,39	13,63	13,71	13,88	14,04	14,63	14,78	14,92	13,44	13,65	14,59
Trung Quốc	5,05	5,06	5,01	5,06	5,05	5,08	5,08	5,13	4,93	5,05	5,08
Các nước ngoài OECD khác	13,77	14,64	15,46	15,00	14,46	15,30	15,78	15,43	14,38	14,72	15,25
CẦU	94,50	96,74	99,03	100,15	99,81	101,02	102,13	102,41	92,30	97,63	101,35
OECD	42,23	43,95	45,35	45,97	45,61	45,41	46,37	46,53	41,90	44,39	45,98
Mỹ	18,45	19,78	20,09	20,23	20,10	20,62	21,00	21,00	18,12	19,64	20,68
Canada	2,01	2,16	2,30	2,30	2,26	2,21	2,31	2,30	2,10	2,19	2,27
Châu Âu	11,88	12,79	13,56	13,48	13,13	13,29	13,64	13,32	12,43	12,93	13,35
Nhật Bản	3,69	2,95	3,06	3,40	3,63	2,97	3,05	3,37	3,27	3,27	3,25
Các nước OECD khác	6,01	6,09	6,16	6,36	6,29	6,14	6,18	6,34	5,81	6,16	6,24
Ngoài OECD	52,27	52,79	53,68	54,19	54,19	55,61	55,76	55,88	50,40	53,24	55,37
Á - Âu	4,92	5,00	5,39	5,23	5,04	5,13	5,53	5,38	4,95	5,14	5,27
Châu Âu	0,73	0,74	0,74	0,74	0,73	0,75	0,76	0,76	0,71	0,74	0,75
Trung Quốc	15,03	15,48	15,21	15,53	15,83	16,07	15,76	16,02	14,43	15,31	15,92
Các nước khác ở châu Á	13,83	13,45	13,50	14,06	14,44	14,69	14,28	14,71	12,80	13,71	14,53
Các nước ngoài OECD khác	17,76	18,13	18,84	18,62	18,15	18,98	19,43	19,01	17,51	18,34	18,90

ngày trong nửa cuối năm 2021), sau đó sẽ tăng với tốc độ gần 0,5 triệu thùng/ngày vào năm 2022.

EIA dự báo giá dầu duy trì ở mức trung bình 72 USD/thùng trong nửa cuối năm 2021, đồng thời cho rằng việc sản lượng tiếp tục tăng từ OPEC+, từ Mỹ (dầu chặt sít) và từ các nguồn cung khác, sẽ vượt quá nhu cầu dầu toàn cầu khiến giá dầu Brent chỉ đạt mức trung bình 67 USD/thùng trong năm 2022. EIA dự báo giá dầu WTI sẽ thấp hơn trung bình khoảng 3 USD/thùng so với giá dầu Brent vào năm 2021 và thấp hơn 4 USD/thùng so với giá dầu Brent vào năm 2022.

Ngày 18/7/2021, OPEC+ đã đồng thuận tăng sản lượng mỗi tháng thêm 0,4 triệu thùng/ngày từ tháng 8 - 12/2021. Thay vì kết thúc thỏa thuận cắt giảm sản lượng vào tháng 4/2022,



Hình 2. Thay đổi hàng năm trong tiêu thụ nhiên liệu lỏng trên thế giới [1].

OPEC+ đã quyết định kéo dài thỏa thuận nới lỏng cắt giảm sản lượng đến ngày 31/12/2022.

Đồng thời, OPEC+ đã quyết định điều chỉnh hạn ngạch sản lượng mới cho 5 thành viên từ tháng 5/2022, trong đó có Saudi Arabia, Liên bang Nga, Iraq, UAE

và Kuwait (Bảng 2). Theo đó, Saudi Arabia và Liên bang Nga sẽ tăng sản lượng từ 11 triệu thùng/ngày lên 11,5 triệu thùng/ngày, Iraq tăng sản lượng từ 4,653 triệu thùng/ngày lên 4,803 triệu thùng/ngày, UAE tăng sản lượng từ 3,168 triệu thùng/ngày lên 3,5 triệu thùng/ngày, Kuwait sẽ

Bảng 2. Hạn ngạch sản lượng khai thác của các thành viên OPEC+ từ tháng 5/2022 [2]

Đơn vị: nghìn thùng/ngày

OPEC+	Hạn ngạch sản lượng đến tháng 4/2022	Hạn ngạch sản lượng từ tháng 5/2022
Algeria	1.057	1.057
Angola	1.528	1.528
Congo	325	325
Equatorial Guinea	127	127
Gabon	187	187
Iraq	4.653	4.803
Kuwait	2.809	2.959
Nigeria	1.829	1.829
Saudi Arabia	11.000	11.500
UAE	3.168	3.500
Azerbaijan	718	718
Bahrain	205	205
Brunei	102	102
Kazakhstan	1.709	1.709
Malaysia	595	595
Mexico	1.753	1.753
Oman	883	883
Liên bang Nga	11.000	11.500
Sudan	75	75
Nam Sudan	130	130
OPEC	26.683	27.815
Ngoài OPEC	17.170	17.670
OPEC+	43.853	45.485

giá dầu WTI giao tháng 9 đạt 68,28 USD/thùng, trong khi đó giá dầu Brent đạt 70,7 USD/thùng.

Quý Tiền tệ Quốc tế (IMF) tăng dự báo giá dầu trung bình lên 64,7 USD/thùng trong năm 2021 và 63 USD/thùng trong năm 2022.

Goldman Sachs dự báo quyết định của OPEC+ có thể đẩy giá dầu Brent lên 80 USD/thùng vào mùa hè này và 75 USD/thùng trong năm 2022, lần lượt tăng 2 USD/thùng và 5 USD/thùng so với dự báo trước đó [3].

Các chuyên gia phân tích tại Bank of America Global Research (BofA) cho rằng quyết định của OPEC+ là tích cực, dự báo sẽ khiến giá dầu Brent trung bình năm 2021 tăng từ 63 USD/thùng lên 68 USD/thùng và dự báo giá dầu Brent trung bình năm 2022 tăng từ 60 USD/thùng lên 75 USD/thùng. BofA cho rằng xu hướng thị trường có thể đẩy giá dầu Brent lên trên 100 USD/thùng trong thời gian ngắn trong năm 2022, sau đó nguồn cung dầu đá phiến Mỹ tăng mạnh sẽ đưa giá dầu quay về mức vừa phải vào cuối năm 2022 và trong năm 2023 [4].

Hạnh Nguyên

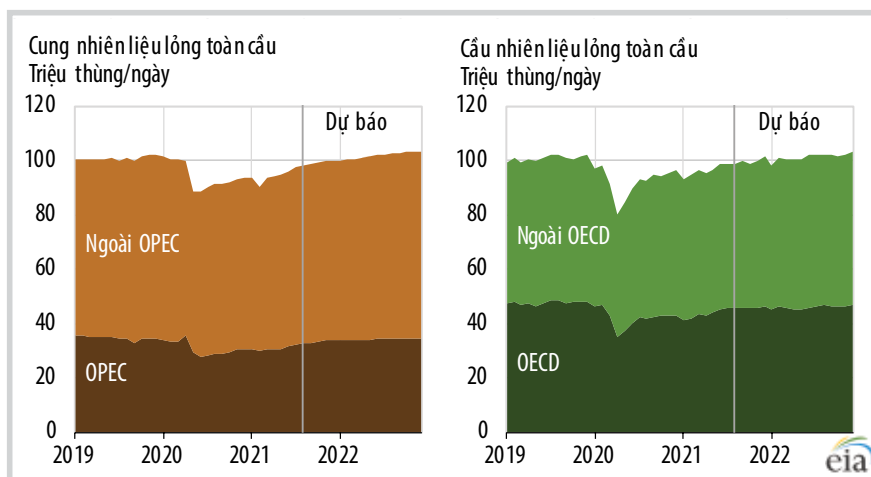
Tài liệu tham khảo

[1] EIA, “Short-term energy outlook”, 7/7/2021.

[2] OPEC, “19th OPEC and non-OPEC ministerial meeting concludes”, 18/7/2021.

[3] Reuters, “Goldman Sachs sees 'upside' to oil price forecasts from OPEC+ supply deal”, 19/7/2021.

[4] David Blackmon, “Oil boom 2021: Where do we go from here?”, 21/7/2021.



Hình 3. Cung - cầu nhiên liệu lỏng toàn cầu [1].

tăng sản lượng từ 2,809 triệu thùng/ngày lên 2,959 triệu thùng/ngày.

Dự báo trong thời gian tới các biến thể mới của virus SARS-CoV-2 (Delta, Lambda...) tiếp tục diễn biến phức tạp có thể dẫn đến việc các nước tái áp dụng các biện pháp giãn cách, bao gồm cả lockdown trên diện rộng, ảnh hưởng nghiêm trọng

đến đà tăng trưởng kinh tế, đặc biệt là nhu cầu tiêu thụ dầu mỏ toàn cầu. Hai quốc gia tiêu thụ dầu lớn nhất thế giới là Mỹ và Trung Quốc đang chứng kiến sự bùng phát các ca nhiễm Covid-19 mới khiến các nhà phân tích lo ngại nhu cầu nhiên liệu sẽ giảm mạnh.

Chốt phiên giao dịch ngày 6/8/2021,

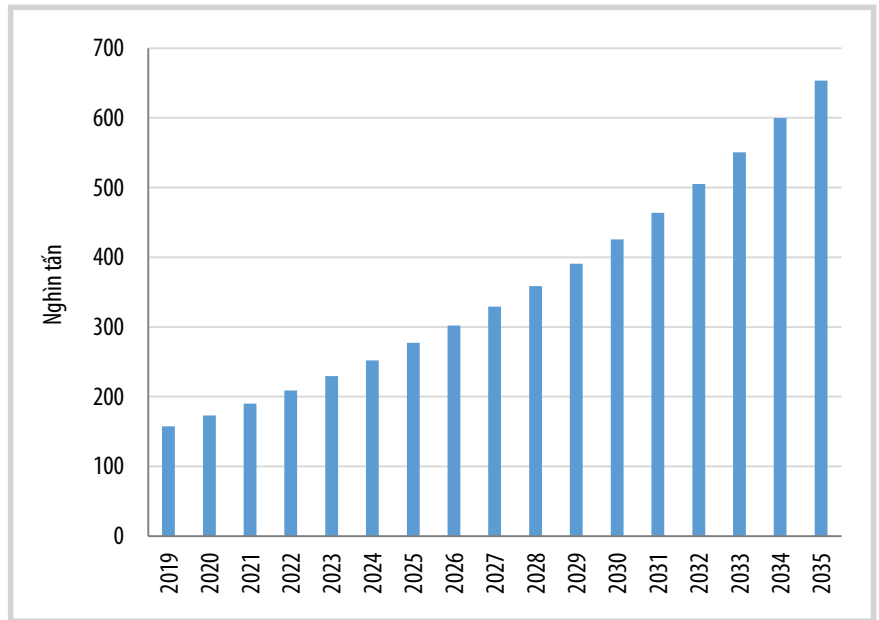
NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG XÂY DỰNG NHÀ MÁY SẢN XUẤT NHỰA ĐƯỜNG BIẾN TÍNH TỪ SẢN PHẨM ASPHALT CỦA NHÀ MÁY LỘC DẦU DUNG QUẤT SAU NÂNG CẤP MỞ RỘNG

Nhựa đường là chất lỏng hữu cơ có nguồn gốc dầu mỏ là sản phẩm phân đoạn nặng (> 400 °C). Nhu cầu nhựa đường biến tính polymer tại Việt Nam ngày càng tăng, dự kiến tăng trung bình 9,31%/năm trong giai đoạn 2019 - 2035, đạt 277,2 nghìn tấn vào năm 2025; 425,5 nghìn tấn vào năm 2030 và 653,7 nghìn tấn vào năm 2035. Đặc biệt, sản phẩm nhựa đường biến tính polymer và nhũ tương nhựa đường có giá cao hơn so với nhựa đường đặc.

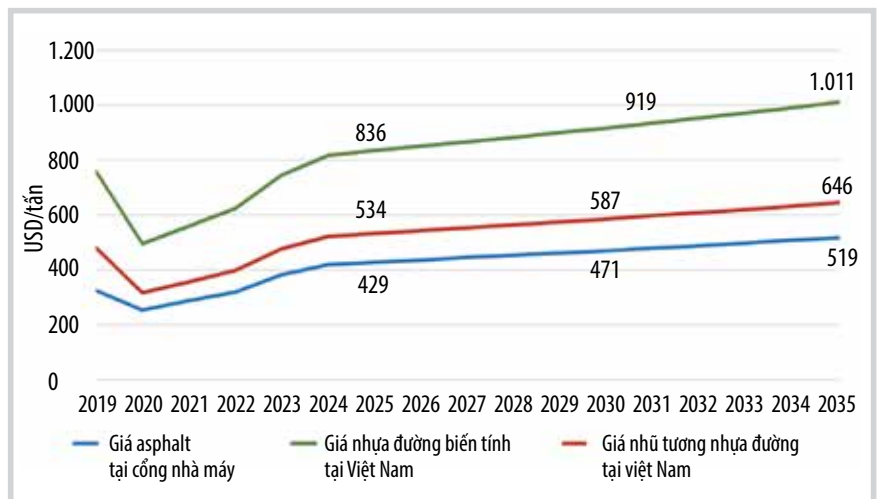
Trên cơ sở đó, Tổng công ty Hóa chất và Dịch vụ Dầu khí - CTCP (PVChem) đã nghiên cứu khả năng xây dựng Nhà máy sản xuất nhựa đường biến tính từ sản phẩm asphalt của Nhà máy Lộc dầu Dung Quất sau khi nâng cấp mở rộng. Nhóm tác giả đã nghiên cứu thị trường nguyên liệu và sản phẩm nhựa đường trong và ngoài nước; đánh giá tính khả thi về công nghệ, kỹ thuật và hiệu quả kinh tế đến khả năng đầu tư xây dựng Nhà máy.

Kết quả khảo sát, phân tích các tiêu chí về khả năng kết nối với nguồn nguyên liệu, thị trường tiêu thụ; các điều kiện về kinh tế - xã hội - môi trường cho thấy Khu công nghiệp Dung Quất là vị trí phù hợp nhất để xây dựng nhà máy sản xuất nhựa đường biến tính.

Về công nghệ sản xuất nhựa đường biến tính và nhũ tương nhựa đường, quy trình sản xuất liên tục có ưu điểm hơn so với quy trình sản xuất gián đoạn như sản phẩm có độ ổn định cao, khả năng tự động hóa cao, chi phí vận hành thấp, tiêu hao nguyên liệu ít... Nhóm tác giả đề xuất lựa chọn quy trình công nghệ



Hình 1. Dự báo nhu cầu nhựa đường biến tính polymer tại Việt Nam đến năm 2035.



Hình 2. Giá nguyên liệu và giá sản phẩm nhựa đường biến tính polymer và nhũ tương nhựa đường tại Việt Nam giai đoạn 2019 - 2035.

sản xuất liên tục cho dự án sản xuất nhựa đường biến tính và lựa chọn công nghệ của ENH Engineering A/S.

Dự án xây dựng nhà máy sản xuất nhựa đường biến tính từ sản phẩm asphalt của Nhà máy Lộc dầu Dung Quất sau khi nâng cấp mở rộng là khả thi về

hiệu quả kinh tế, tạo ra sản phẩm có giá trị gia tăng cao, tiềm năng lớn. Dự án sản xuất sử dụng công nghệ liên tục, quá trình khép kín, nằm trong Khu công nghiệp Dung Quất xa khu dân cư nên ảnh hưởng không đáng kể đến môi trường xã hội ở địa phương.

Trần Mai Khôi (giới thiệu)