

Dầu Khí



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

■ SỐ 5 - 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

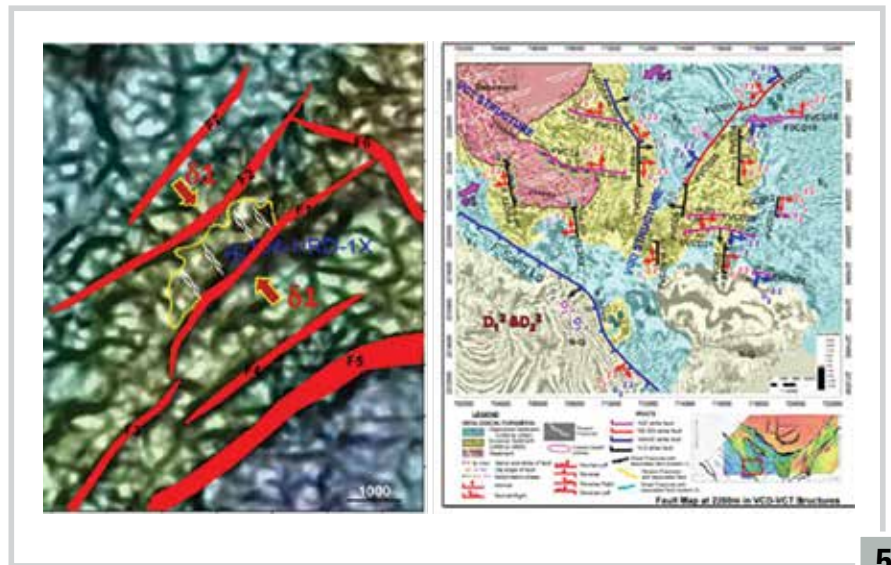
Viện Dầu khí Việt Nam

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: Cụm mỏ Sư Tử hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng tháng 5/2021. Ảnh: PVEP



NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

5. Kết quả khảo sát địa chấn khu vực ngoài khơi phía Bắc vịnh Bắc Bộ

11. Đặc điểm địa mạo thời kỳ Pliocene khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

23. Ứng dụng phương pháp tối ưu bề mặt đáp ứng và thiết kế thử nghiệm Box-Behnken nhằm tối ưu hóa thiết kế nút vĩa thủy lực cho đối tượng Miocene dưới, mỏ Bạch Hổ



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

38. Quản lý chi phí đóng và hủy giếng: Một số kinh nghiệm quốc tế và thực tế áp dụng tại Việt Nam



NGHIÊN CỨU - TRAO ĐỔI

47. Các phương pháp quản lý danh mục đầu tư vốn vào các doanh nghiệp khác và khuyến nghị áp dụng đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Số 18 Láng Hạ, P. Thành Công, Q. Ba Đình, Hà Nội

Điện thoại (84-24) 3825 2526 * Fax: (84-24) 3826 5942

Website: www.petrovietnam.com.vn

THƯ CHÚC MỪNG
NHÂN NGÀY KHOA HỌC CÔNG NGHỆ VIỆT NAM NĂM 2021

Thân mến gửi đội ngũ cán bộ nghiên cứu và quản lý KHCN
Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam!

Nhân kỷ niệm Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam lần thứ 8 (18/5/2014 - 18/5/2021), thay mặt Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, tôi xin gửi tới các tập thể, cá nhân, các thể hệ cán bộ nghiên cứu và quản lý Khoa học Công nghệ (KHCN), những người tham gia các hoạt động nghiên cứu KHCN trong toàn Tập đoàn lời chúc mừng nồng nhiệt và những tình cảm tốt đẹp nhất.

Năm 2021, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tiếp tục phải đối mặt với nhiều khó khăn thách thức. Một mặt duy trì, tăng cường công tác phòng chống dịch bệnh Covid-19 vẫn diễn biến hết sức phức tạp trên phạm vi toàn thế giới và đang cao điểm bùng phát tại khu vực; đồng thời phải nỗ lực tối đa đảm bảo ổn định sản xuất kinh doanh, duy trì tăng trưởng. Bằng việc triển khai quyết liệt, đồng bộ hệ thống giải pháp kỹ thuật, quản trị và quản lý từ Tập đoàn đến các đơn vị cơ sở, chúng ta đã từng bước vượt qua những khó khăn thách thức, hoàn thành xuất sắc các chỉ tiêu cơ bản trong Quý đầu của năm.

Tôi ghi nhận và đánh giá cao các hoạt động ứng dụng và đổi mới công nghệ đã được triển khai một cách kịp thời, phong trào phát huy sáng tạo và thúc đẩy sáng kiến được phát triển mạnh mẽ đã và đang góp phần quan trọng vào những kết quả đạt được trong SXKD của Tập đoàn trong thời gian vừa qua. Năm 2021 Tập đoàn bắt đầu triển khai thực hiện kế hoạch nghiên cứu khoa học dài hạn giai đoạn 2021 - 2025 với những chương trình KHCN trọng điểm, mang tính đột phá. Đây sẽ là cơ sở nền tảng để phát triển sản phẩm, dịch vụ chủ lực, mang thương hiệu dầu khí Việt Nam có sức cạnh tranh trên thị trường trong nước và quốc tế.

Trong bối cảnh hiện nay, các đơn vị cần tập trung nguồn lực thực hiện kế hoạch KHCN có trọng tâm, trọng điểm. Tôi mong muốn đội ngũ cán bộ nghiên cứu và quản lý KHCN trong toàn Tập đoàn nỗ lực hơn nữa, không ngừng đổi mới sáng tạo, kịp thời nắm bắt, tích cực ứng dụng các thành tựu của cuộc cách mạng công nghiệp 4.0 vào hoạt động SXKD của Tập đoàn cũng như các đơn vị, phát huy cao hơn nữa vai trò KHCN, tạo ra những giải pháp đột phá góp phần vào sự phát triển ổn định và bền vững của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Một lần nữa, tôi xin gửi đến toàn thể các đồng chí lời chúc mừng nhân dịp kỷ niệm Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam lần thứ 8. Chúc các đồng chí sức khỏe, hạnh phúc và thành công!

Chào thân ái!

Hoàng Quốc Vượng
Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch Hội đồng Thành viên
Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam

KẾT QUẢ KHẢO SÁT ĐỊA CHẤN KHU VỰC NGOÀI KHƠI PHÍA BẮC VỊNH BẮC BỘ

**Nguyễn Thu Huyền, Nguyễn Trung Hiếu, Nguyễn Danh Lam, Hoàng Thị Thanh Hà
Nguyễn Anh Tuấn, Trần Ngọc Minh, Nguyễn Hoàng Sơn, Vũ Quang Huy**

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: huyennt@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.05-01>

Tóm tắt

Trên khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ đã thu nổ được khoảng 25.000 km tuyến 2D và 6.500 km² địa chấn 3D, các tài liệu này đã góp phần chính xác hóa cấu trúc và đặc điểm địa chất, đánh giá tiềm năng dầu khí đối tượng trầm tích Miocene - Oligocene và các đối tượng móng carbonate chôn vùi, hang hốc, nứt nẻ trên khu vực đối nghịch đảo trong khu vực các lô 102, 104, 106. Ngoài ra, các tài liệu địa chấn còn cho phép xác định các đối tượng bẫy phi cấu tạo, bẫy địa tầng trên một số khu vực có tiềm năng lân cận cấu tạo đã khoan như Hàm Rồng, Kỳ Lân cũng như khu vực khác của các lô 103 & 107, lô 101 & 100/04.

Do các khảo sát địa chấn 2D/3D trước đây còn có nhiều hạn chế do vậy cần tiếp tục triển khai thu nổ mới trên diện tích rộng và áp dụng công nghệ mới nhằm nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí nói riêng cũng như nghiên cứu địa chất nói chung.

Từ khóa: Khảo sát địa chấn, thu nổ, xử lý, minh giải, độ phân giải, thuộc tính địa chấn, vịnh Bắc Bộ.

1. Giới thiệu

Khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ nằm trong khoảng 106°10' - 108°30' kinh độ Đông, 18°20' - 21°30' vĩ độ Bắc (Hình 1) gồm các lô dầu khí 101-100/04, 102/10-106/10, 103-107/04, 104 và 108 thuộc bể trầm tích Sông Hồng. Công tác khảo sát địa chấn trên khu vực vịnh Bắc Bộ được bắt đầu từ năm 1981 và đến nay khoảng 25.000 km tuyến 2D và 6.500 km² 3D đã được thu nổ (Hình 2). Sự tiến bộ của công nghệ thu nổ, xử lý và minh giải tài liệu địa chấn theo thời gian đã góp phần chính xác hóa cấu trúc địa chất và đánh giá được tiềm năng dầu khí của khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ.

2. Kết quả khảo sát địa chấn khu vực phía Bắc vịnh Bắc Bộ từ 1981 đến nay

2.1. Giai đoạn trước năm 1989

Thực hiện chương trình hợp tác toàn diện với Liên Xô (cũ) thông qua Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", trong 3 năm 1981 - 1983, tàu địa chấn Poisk và Iskatel đã tiến hành khảo sát địa chấn ở Bắc Biển Đông, trong đó có khoảng 2.000 km tuyến địa chấn qua các lô phía Bắc vịnh Bắc Bộ.

Kết quả khảo sát địa chấn đã cho phép đánh giá đặc điểm cấu trúc và thành lập các bản đồ cấu tạo cũng như phân định các tập địa chấn cho phép đánh giá biến đổi môi trường trầm tích và dự báo hệ thống dầu khí khu vực nghiên cứu. Cụ thể:

- Xác định mối liên hệ giữa các yếu tố cấu trúc phần đất liền với phần ngoài khơi; sơ bộ xác định được bể dày trầm tích Cenozoic (trên 10 km ở vùng trung trung tâm); phân được 3 phức hệ địa chấn a, b và c và liên kết địa tầng với các khu vực trên thềm lục địa Việt Nam; đánh giá tổng thể bức tranh tiềm năng dầu khí khu vực [1];

- Xác định rõ hơn vị trí hệ thống đứt gãy tạo bể Sông Chảy - Sông Lô. Việc này có ý nghĩa hết sức quan trọng trong đánh giá tiến hóa cấu trúc và tiềm năng dầu khí của khu vực vịnh Bắc Bộ [1].

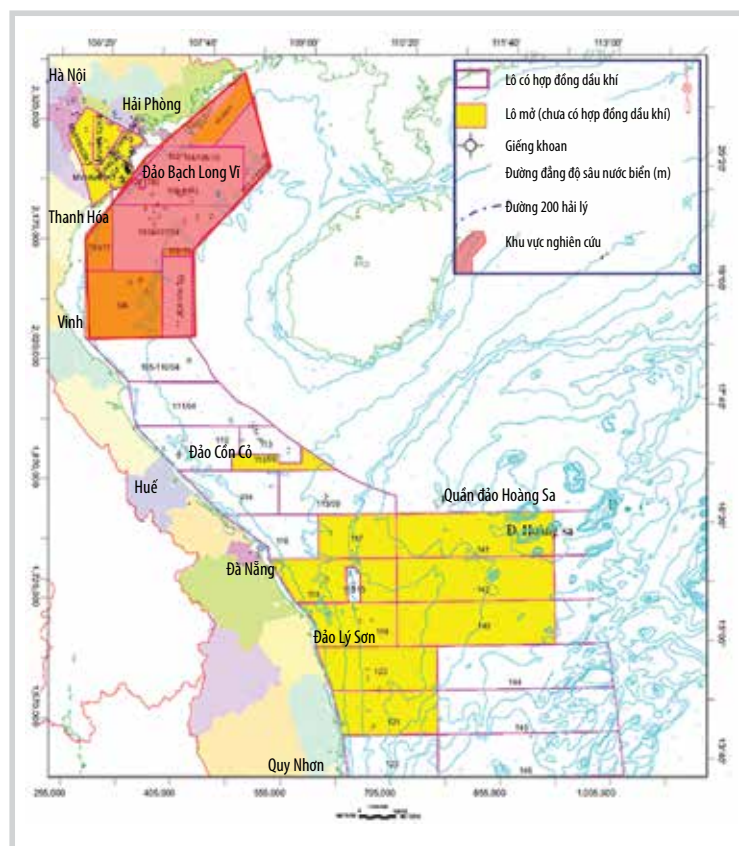
2.2. Giai đoạn 1989 - 2000

Luật Đầu tư nước ngoài và Luật Dầu khí được ban hành đã thúc đẩy các công ty dầu khí nước ngoài như Total (Lô 103&106), Idemitsu (Lô 102/91), OMV (Lô 104)... ký hàng loạt hợp đồng PSC. Các nhà thầu này đã khảo sát được khoảng 12.000 km tuyến địa chấn 2D trên các lô hợp đồng. Tài liệu địa chấn đã cho thấy:

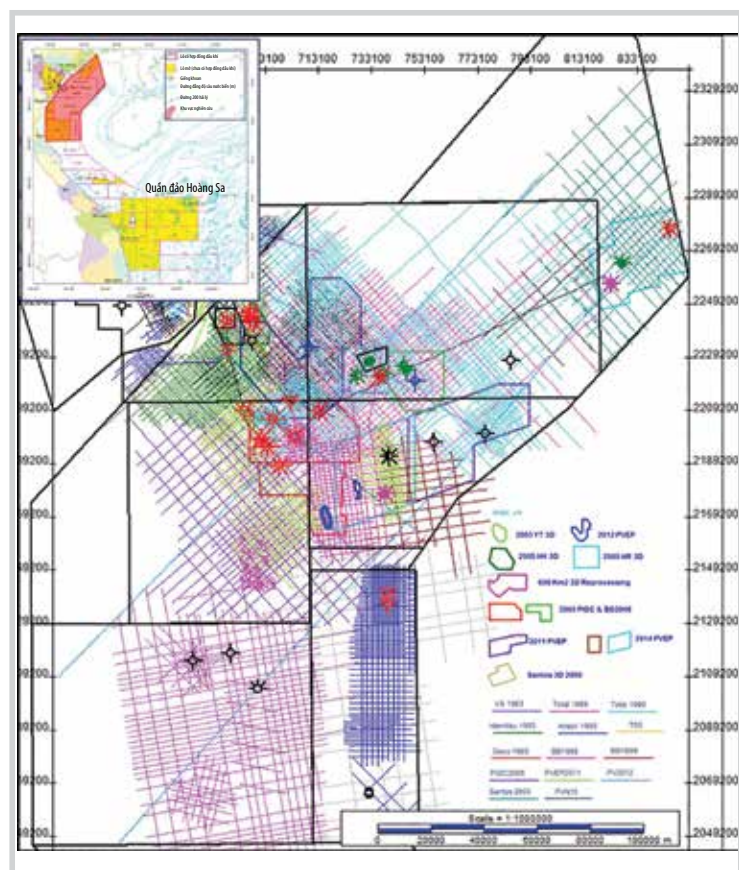


Ngày nhận bài: 25/11/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 25/11/2020 - 28/5/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/5/2021.



Hình 1. Vị trí địa lý khu vực nghiên cứu.



Hình 2. Các khảo sát địa chấn trên khu vực Bắc bể Sông Hồng.

- Các đứt gãy chủ đạo khổng lồ chế bể Sông Hồng có dạng vận xoáy (wrench fault);

- Kết quả minh giải tài liệu đã làm rõ hơn mặt móng và đặc biệt đã dự báo loại đá móng carbonate ở 2 cấu tạo Yên Tử và Chí Linh Lô 106 [1];

Tài liệu địa chấn cho phép dự báo phân bố môi trường trầm tích đầm hồ trong lát cắt Oligocene, dự báo này có ý nghĩa lớn trong đánh giá tiềm năng sinh dầu. Phân tích tổng hợp tài liệu địa chấn và địa chất qua hợp tác giữa Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) với Cục Địa chất Đan Mạch và Greenland (GEUS) giai đoạn 1996 - 1999 [2] cho thấy có ít nhất 2 tầng đá mẹ: (1) đá sét bột kết nguồn gốc đầm hồ tuổi Oligocene tìm thấy trong các giếng khoan và trên đất liền có thể là đá mẹ sinh dầu cho cả phía Bắc và phía Nam của đứt gãy Vĩnh Ninh/Sông Lô; (2) các tầng than Miocene (ở vùng trung Hà Nội và địa hào ngoài khơi giữa các đới đứt gãy Sông Chảy và Vĩnh Ninh/Sông Lô).

Tuy vậy, tài liệu địa chấn giai đoạn này vẫn có những mặt hạn chế sau:

- Độ phân giải và chất lượng của tài liệu địa chấn chưa làm sáng tỏ được ranh giới các thành tạo từ Miocene dưới đến móng trước Đệ Tam khu vực địa hào Kiến An - Thủy Nguyên, trung Hạ Mai và trung phía Đông Lô 107, đặc biệt chưa quan sát rõ và chưa minh giải chi tiết được các phản xạ từ móng hoặc từ Oligocene ở các khu vực thuộc đới nghịch đảo Bạch Long Vĩ cũng như nhiều khu vực khác mặc dù thu nổ, xử lý tài liệu địa chấn 2D đã áp dụng quy trình công nghệ số và các chương trình xử lý khá hiện đại tại thời điểm đó;

- Chưa khắc phục được ảnh hưởng hấp thụ sóng của đối tượng carbonate khu vực Lô 104;

- Việc xử lý và minh giải tài liệu địa chấn rất khó khăn do sự khác biệt tham số thu nổ giữa các khảo sát có điều kiện địa chất gần giống nhau;

- Các thuộc tính địa chấn đặc biệt còn rất hạn chế trong minh giải, phân tích dự báo thạch học.

2.3. Giai đoạn 2001 - 2010

Giai đoạn này thu nổ được 5.000 km địa chấn 2D và khoảng 3.000 km² địa chấn 3D tập trung vào các khu vực lô có cấu tạo triển vọng như Hạ Mai, Hàm Rồng, Yên Tử, Hồng Long, Hoàng Long,

Địa Long, Hắc Long, Quả Mít Vàng. Trong giai đoạn này đã áp dụng nhiều công nghệ tiên tiến cụ thể như sau:

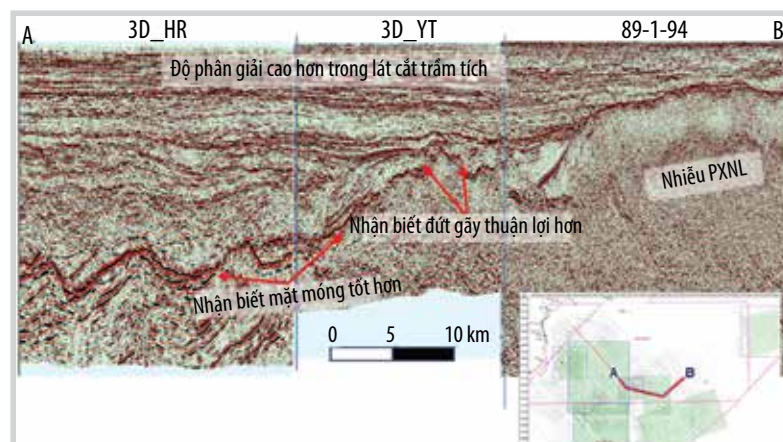
- Thu nổ địa chấn với cáp dài (chủ yếu trên 6.000 m, giai đoạn trước chủ yếu cáp < 6.000 m) với số lượng máy thu lớn đã làm tăng khoảng cách điểm nổ - máy thu, tăng chiều sâu đo ghi và chất lượng tín hiệu nên giảm đáng kể các loại sóng nhiễu, sóng phản xạ một lần nên chất lượng tài liệu tốt hơn. Đồng thời làm rõ các ranh giới phản xạ có góc nghiêng lớn (các mặt đứt gãy, các sườn dốc...) cũng như hình thái cấu trúc mặt móng và cấu trúc trong móng ở nhiều khu vực, đặc biệt là tại khu vực Hàm Rồng và Yên Tử với phát hiện dầu trong móng đá vôi nứt nẻ và karst hóa.

- Công nghệ thu nổ địa chấn 3D với 6 - 8 cáp địa chấn ghi số cũng được sử dụng đã làm giảm đáng kể thời gian thu nổ, tiết kiệm được chi phí đồng thời tài liệu có chất lượng tốt hơn (Hình 2).

Kết quả minh giải tài liệu địa chấn 2D/3D cũ và mới đã giúp chính xác hóa cấu trúc địa chất và ranh giới bể trầm tích Đệ Tam. Cụ thể ranh giới phía Tây và Tây Bắc bể (theo bản đồ cấu tạo bề mặt móng trước Cenozoic) và ranh giới phía Đông và Đông Bắc (thềm Hạ Long (Quảng Ninh)). Các tài liệu địa chấn mới thu nổ giúp khẳng định khu vực Bạch Long Vĩ là đơn vị cấu trúc bậc I của bể Sông Hồng [3] và làm sáng tỏ phân bố và lịch sử phát triển của các hệ thống đứt gãy Sông Lô cũng như chính xác hóa đối nghịch đảo Miocene Tây Bắc bể Sông Hồng... [3]. Kết quả này có ý nghĩa hết sức quan trọng trong việc đánh giá tiến hóa cấu trúc và triển vọng dầu khí của khu vực.

Trong giai đoạn này tài liệu địa chấn cũng cho phép xây dựng các bản đồ chi tiết làm cơ sở đánh giá hệ thống dầu khí, tính toán tiềm năng làm cơ sở đặt các giếng khoan thăm dò dầu khí [3]. Với chất lượng tài liệu tốt việc xử lý và minh giải thuộc tính địa chấn đã góp phần trong việc phát hiện các thân chứa khí và condensate trong lát cắt Miocene giữa cấu tạo Hồng Long (2000), Bạch Long (2006), Hoàng Long (2009), Hắc Long (2009) và Địa Long (2010).

Các tài liệu địa chấn 3D kết hợp với tài liệu giếng khoan cũng cho phép minh giải địa tầng phân tập, xác định các miền hệ thống trầm tích



Hình 3. Mặt cắt địa chấn qua các thời kỳ, chất lượng tài liệu được cải thiện nhờ tiến bộ của công nghệ thu nổ và xử lý.

và dự báo môi trường trầm tích, từ đó đánh giá được tiềm năng sinh, chứa, chắn dầu khí với độ tin cậy. Các kết quả được khẳng định sau khi khoan các giếng khoan trên cấu tạo Yên Tử (2003), Hàm Rồng (2006).

Công tác khảo sát địa chấn giai đoạn này còn tồn tại như sau:

- Khảo sát địa chấn 3D do nhiều nhà thầu dầu khí thực hiện với diện tích, tiêu chí, thông số thu nổ và đối tượng khác nhau tạo nên các cube tài liệu rời rạc, gây khó khăn trong liên kết cấu trúc địa chất cũng như đánh giá tiềm năng dầu khí;

- Do lát cắt địa chất phức tạp nên nhiều khu vực độ phân giải tài liệu còn hạn chế, đặc biệt là phần lát cắt dưới sâu (khu vực địa hào Kiến An, Thủy Nguyên), khu vực thuộc đối nghịch đảo gây khó khăn cho công tác minh giải;

- Còn thiếu các khảo sát địa chấn khu vực phục vụ nghiên cứu điều tra cơ bản và liên kết khu vực ngoài khơi Bắc bể Sông Hồng với khu vực đất liền và các bể lân cận.

2.4. Giai đoạn từ năm 2011 đến nay

Giai đoạn từ 2011 đến nay, khối lượng thu nổ địa chấn 3D đạt gần 2.500 km², giảm so với giai đoạn 2000 - 2010 nhưng trong giai đoạn này chương trình nghiên cứu điều tra cơ bản các bể trầm tích [4 - 6] đã thu nổ thêm 2.500 km tuyến 2D (khảo sát khu vực PVN-12 và PVN-15) nhằm liên kết khu vực vịnh Bắc Bộ với toàn bể Sông Hồng và các bể lân cận. Công nghệ thu nổ và xử lý trong giai đoạn này có thể tóm lược như sau:

- Chiều sâu ghi sóng địa chấn 2D (PVN-12, PVN-15) đạt tới 12 giây (trước đây thường áp dụng 6 - 8 giây) và chiều dài cáp đạt tới 8.100 m cho phép tăng cường khả năng ghi sóng với thời gian ghi dài hơn;

- Cáp cứng đã thay thế cáp mềm cho phép giảm nhiễu trên mặt và nhiễu ngẫu nhiên, nâng cao độ ổn định trong quá trình thu nổ. Công nghệ thu nổ và xử lý địa chấn bằng thông rộng đã được áp dụng thử nghiệm trong dự án khảo sát PVN-15 [6] đã nâng cao độ phân giải và chiều sâu nghiên cứu của tài

liệu địa chấn, góp phần chính xác hóa các hệ thống đứt gãy cả bên trong móng cũng như xây dựng các bản đồ cấu trúc mặt móng, ranh giới U600, U500, U400 và U300;

- Hệ thống trạm máy tính trên tàu có năng lực xử lý lớn, tài liệu địa chấn được xử lý nhanh tại chỗ, giúp phát hiện và xử lý kịp thời giảm thiểu các vấn đề phát sinh nên công tác giám sát chất lượng hiệu quả và thời gian thu nổ được rút ngắn;

- Ngoài các phương pháp xử lý truyền thống (PSDM, CBM, HF-CBM, APSDM, TRI...), các phương pháp xử lý lọc nhiễu hiệu quả trước khi lọc tiên đoán trong miền TAU-P như Deghost, SRMA, SRME đã được áp dụng phổ biến để loại trừ nhiễu sóng mặt và nhiễu phản xạ nhiễu lần.

Kết quả công tác khảo sát địa chấn giai đoạn này không chỉ góp phần quan trọng trong nghiên cứu điều tra cơ bản và liên kết khu vực mà còn giúp chính xác hóa cấu trúc địa chất, đánh giá tiềm năng dầu khí:

- Việc phối hợp minh giải địa chấn truyền thống với phân tích địa tầng phân tập và địa chấn thạch học cũng như áp dụng rộng rãi phân tích thuộc tính địa chấn đã cho phép xác định các đối tượng địa chất khá hiệu quả như hệ thống đứt gãy có biên độ nhỏ (trong khu vực trũng Hạ Mai, Hàm Rồng, TPA), các bẫy địa tầng kết hợp cấu trúc khu vực Kỳ Lân... cung cấp thông tin bổ sung như xác định đặc tính lưu thể trong các vỉa chứa, dự báo dị thường áp suất... góp phần làm giảm rủi ro trong tìm kiếm thăm dò.

- Các nghiên cứu thuộc tính địa chấn liên quan đến các thay đổi về trường sóng, biên độ, tần số... cùng các

minh giải thông thường đã cho phép dự báo thành phần thạch học của lát cắt, khả năng tồn tại và tính chất của đá chứa và các vấn đề địa chất khác (Hình 3).

Tuy nhiên, công tác khảo sát địa chấn tại khu vực đến nay vẫn còn hạn chế như sau:

- Các khảo sát địa chấn 3D vẫn được thực hiện rời rạc trên từng khu vực nhỏ với thông số khác nhau theo tiêu chí của từng nhà thầu;

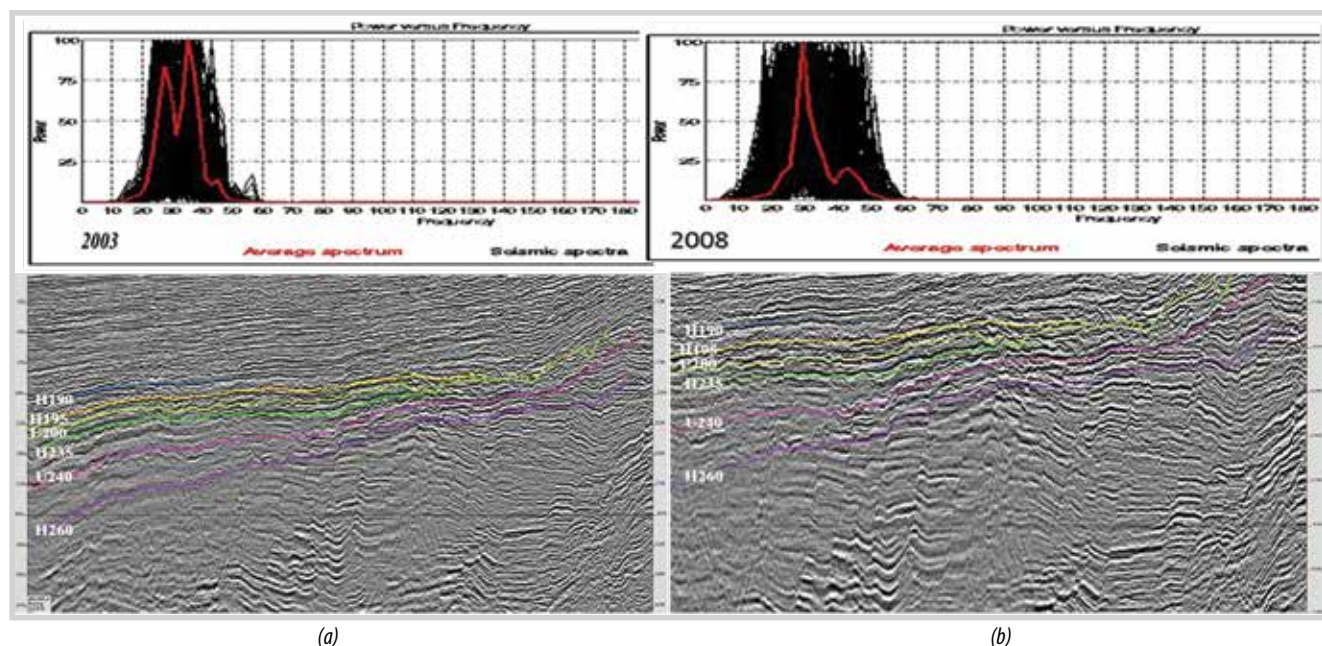
- Liên kết địa chấn giữa trũng Hạ Mai và các khu vực lân cận các lò thuộc vịnh Bắc Bộ với toàn bể Sông Hồng vẫn chưa thể thực hiện do tài liệu địa chấn còn thưa, chất lượng tài liệu xấu và thiếu các thông tin khu vực lân cận [5 - 7];

- Do hạn chế về độ phân giải và chất lượng của tài liệu địa chấn trong phần lát cắt sâu nên các phân tích thuộc tính địa chấn đối tượng sâu không hiệu quả;

- Các tài liệu địa chấn 3D tuy đã được xử lý lại nhiều lần nhưng việc phân tích thuộc tính địa chấn đặc biệt để nhận dạng và phân biệt móng carbonate với trầm tích biến chất cũng như đánh giá chất lượng đá chứa vẫn rất khó khăn (như trường hợp giếng Cát Bà, Quả Mít Vàng năm 2011).

3. Đề xuất công tác thăm dò địa chấn tiếp theo

Khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ đã phát hiện dầu và khí (Hàm Rồng, Bạch Long, Hắc Long, Địa Long, Cát Bà, Hàm Rồng Nam, Hàm Rồng Đông, Kỳ Lân...) trong các đối tượng móng carbonate và đá cát kết tuổi từ Oligocene - Miocene muộn. Tuy nhiên, các phát hiện có kích thước nhỏ,



chất lượng đá chứa trung bình - kém, phần lát cắt trầm tích vữa chứa mỏng, xen kẹp, độ rỗng - thấm thấp, còn đá chứa móng carbonate hang hốc, nứt nẻ có sự phân bố phức tạp, khó dự đoán. Do đó, để dự báo sự phân bố và chất lượng đá chứa phải tài liệu địa chấn chất lượng cao. Để làm được điều này thời gian tới cần triển khai các nhiệm vụ sau:

- Xử lý lại tài liệu địa chấn có chất lượng kém, nghiên cứu đồng bộ và ghép nối cho phép đánh giá tổng thể cấu trúc và hệ thống dầu khí toàn khu vực;

- Xem xét triển khai thu nổ địa chấn 3D trên diện tích rộng với công nghệ tiên tiến, nâng cao chất lượng tài liệu để có thể làm rõ các đối tượng đã có, tìm kiếm các đối tượng mới trên khu vực triển vọng như phía Đông cấu tạo Kỳ Lân, ven rìa trũng TPA... xem xét tìm kiếm các bể địa tầng tuổi Oligocene và Miocene ở các khu vực đới nghịch đảo Miocene Lô 103-107 và các đối tượng móng carbonate hang hốc, nứt nẻ trong khu vực Lô 104.

4. Kết luận và kiến nghị

Công tác khảo sát địa chấn khu vực vịnh Bắc Bộ đã trải qua 4 giai đoạn trong hơn 40 năm phát triển với khối lượng 25.000 km địa chấn 2D và 6.500 km² địa chấn 3D.

Việc áp dụng các công nghệ thu nổ và xử lý địa chấn tiên tiến, đặc biệt là công nghệ băng thông rộng, đã cải thiện độ sâu nghiên cứu, độ phân giải tài liệu địa chấn, góp phần nâng cao chất lượng công tác minh giải cấu trúc địa chất, đặc điểm địa chất và xác định hệ thống dầu khí trong khu vực.

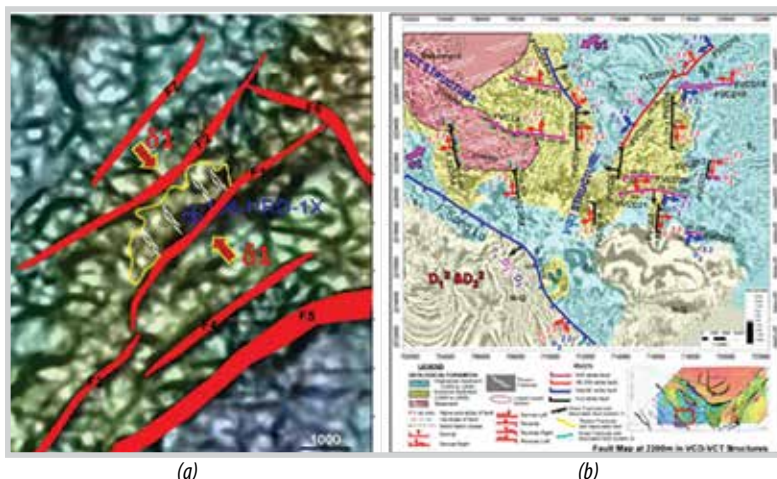
Kết quả minh giải địa chấn đã góp phần quan trọng trong việc:

- + Chính xác hóa vị trí cặp đứt gãy tạo bể Sông Chảy - Sông Lô, các hệ thống đứt gãy trong và phát triển lên trên mặt móng ở nhiều khu vực, khoanh định được các đới nghịch đảo Miocene và làm rõ được hình thái cấu trúc mặt móng, ranh giới U600, U500, U400 và U300;

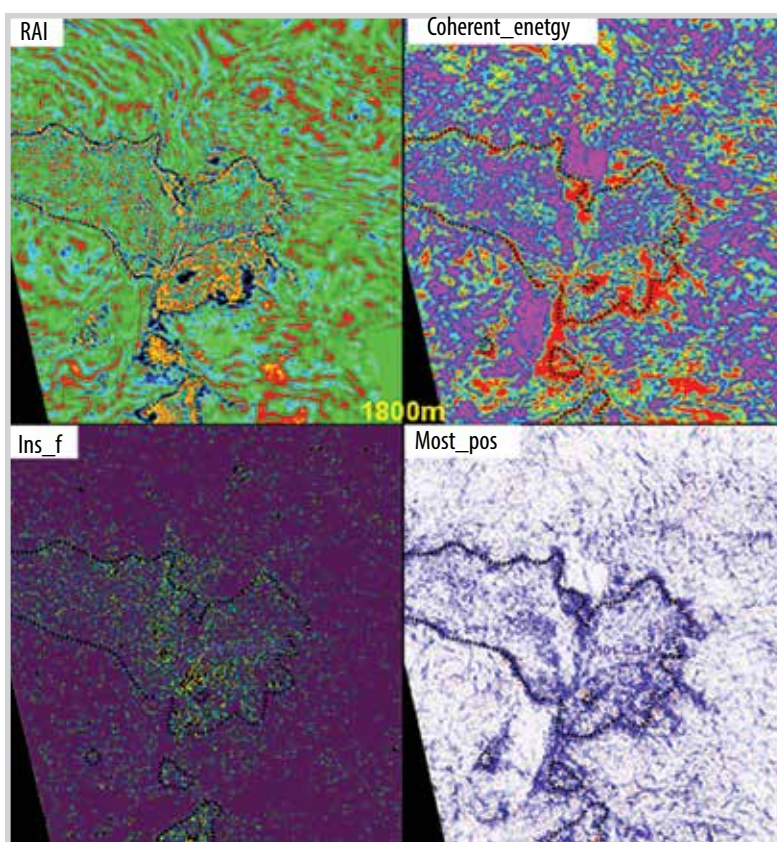
- + Phân chia các tập trầm tích, xác định sự biến đổi môi trường trầm tích, đặc biệt dự

báo sự phát triển của đầm hồ trong lát cắt Oligocene - Miocene khu vực Đông Bắc, trũng Trung tâm;

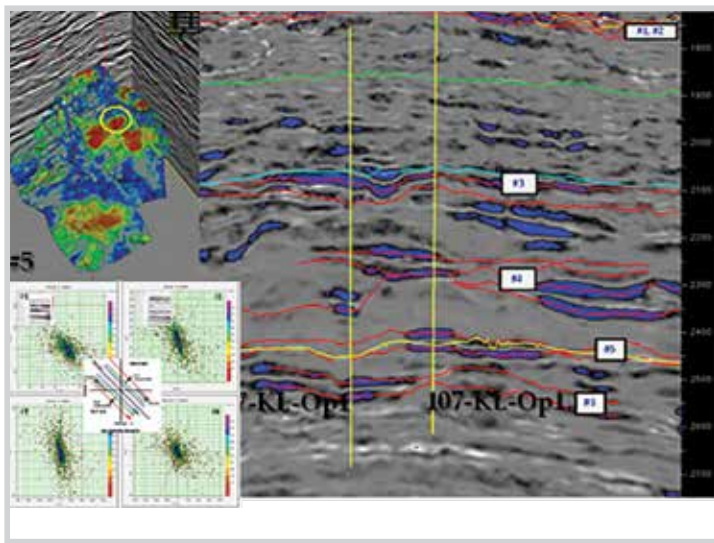
- + Cung cấp thông tin bổ sung đánh giá khả năng tồn tại và tính chất của đá chứa và các vấn đề địa chất khác như: dự báo phân bố và môi trường trầm tích; dự báo thành phần thạch học, đặc điểm tính chất thấm chứa; dự báo tầng chứa tiềm năng thông qua việc khai thác tính năng các thuộc tính địa chấn, từ đó đề xuất vị trí giếng khoan góp phần giảm thiểu rủi ro trong tìm kiếm thăm dò khu vực phía Bắc bể Sông Hồng.



Hình 5. Kết quả phân tích thuộc tính địa chấn (a) kết hợp với minh giải về trường ứng suất (b) được sử dụng để dự đoán đứt gãy và nứt nẻ trong móng khu vực Hàm Rồng.



Hình 6. Mặt cắt thuộc tính địa chấn RAI, Coherent energy, Instantaneous frequency và Amplitude curvature tại độ sâu 1.800 m khu vực cấu tạo Cát Bà, Lô 101-100/04 (phản xạ có biên độ mạnh được dự báo là đá carbonate).



Hình 7. Kết quả của nghiên cứu AVO khu vực Kỳ Lân: đánh giá khả năng phát hiện các vỉa cát chứa khí dựa trên biểu hiện AVO để đề xuất vị trí giếng khoan KL-1X.

Trong thời gian tới, cần có các nghiên cứu ghép nối, xử lý lại cũng như lựa chọn diện tích thu nổ địa chấn 3D theo công nghệ mới để có thể nghiên cứu đánh giá tổng thể tiềm năng dầu khí toàn khu vực, tìm kiếm các đối tượng mới cho công tác tìm kiếm thăm dò.

Tài liệu tham khảo

[1] Viện Dầu khí Việt Nam, "Tổng kết công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí tại Việt Nam đến năm 2000", 2002.

[2] Vietnam Petroleum Institute and GEUS, "Petroleum systems in the northern part of the Song Hong basin, Gulf of Tonkin - Vietnam", 1996 - 1999.

[3] Viện Dầu khí Việt Nam, "Tổng kết công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí giai đoạn 2000 - 2010", 2013.

[4] Viện Dầu khí Việt Nam, "Minh giải tài liệu địa chấn 2D dự án điều tra cơ bản khảo sát địa chấn 2D liên kết các bể trầm tích trên thềm lục địa Việt Nam (Dự án PVN-12)", 2016.

[5] Viện Dầu khí Việt Nam, "Tổng kết công tác tìm kiếm thăm dò trong nước giai đoạn 2011 - 2015", 2017.

[6] Viện Dầu khí Việt Nam, "Minh giải tài liệu địa chấn 2D - Dự án điều tra cơ bản khảo sát địa chấn 2D liên kết các bể trầm tích trên thềm lục địa Việt Nam (dự án PVN-15)", 2019.

[7] Viện Dầu khí Việt Nam và GEUS, "Định hướng công tác tìm kiếm thăm dò khu vực phía Bắc bể Sông Hồng trên cơ sở nghiên cứu tổng hợp các tài liệu cập nhật", 2019.

[8] Viện Dầu khí Việt Nam, "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam", 2014.

RESULTS OF SEISMIC SURVEYS OFFSHORE THE NORTHERN PART OF BAC BO GULF

**Nguyen Thu Huyen, Nguyen Trung Hieu, Nguyen Danh Lam, Hoang Thi Thanh Ha
Nguyen Anh Tuan, Tran Ngoc Minh, Nguyen Hoang Son, Vu Quang Huy**

Vietnam Petroleum Institute

Email: huyennt@vpi.pvn.vn

Summary

About 25,000 km of 2D and 6,500 km² of 3D seismic data have been acquired on the northern part of Bac Bo Gulf. The results of seismic activities help to accurately identify the geological structure and characteristics of the Miocene reservoir and the buried carbonate basement, cavities and fractures which distribute in the inverse zone of blocks 102, 104, and 106, and assess their oil and gas potential. In addition, these seismic data allow the identification of non-structural and stratigraphic traps in the areas considered to be rich in potential, such as the neighbouring areas of Ham Rong and Ky Lan structures as well as other areas of blocks 103&107, and 101 & 100/4.

Because of the limitation of the legacy 2D/3D seismic data, it is necessary to continue to deploy new seismic acquisition on a larger area and apply new technologies to improve the efficiency of oil and gas exploration activities in particular and geological studies in general.

Key words: Seismic survey, acquisition, processing, interpretation, seismic resolution, seismic attributes, Bac Bo Gulf.

ĐẶC ĐIỂM ĐỊA MẠO THỜI KỲ PLIOCENE KHU VỰC TÂY NAM TRUNG SÂU BIỂN ĐÔNG

Đặng Văn Bát¹, Tống Duy Cường², Ngô Thị Kim Chi³

¹Tổng hội Địa chất Việt Nam

²Viện Dầu khí Việt Nam

³Đại học Mỏ - Địa chất

Email: ngothikimchi@hmg.edu.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.05-02>

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu đặc điểm địa mạo thời kỳ Pliocene khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông thông qua việc lập bản đồ địa mạo tỷ lệ 1:250.000 theo nguyên tắc các bề mặt đồng nguồn gốc. Nghiên cứu cho thấy địa hình khu vực này trong các giai đoạn Pliocene sớm, Pliocene giữa và Pliocene muộn phản ánh rõ cấu trúc của vỏ trái đất bao gồm thêm lục địa, sườn lục địa, đáy biển sâu và đới tách giãn. Các đơn vị địa mạo trong các thời kỳ Pliocene có số lượng khác nhau bao gồm các đơn vị chính là địa hình lục địa cổ còn sót lại và địa hình đáy biển. Trong địa hình đáy biển gồm các bề mặt nằm ngang, bề mặt đồng bằng và bề mặt sườn dốc. Các đơn vị địa mạo trong thời kỳ Pliocene muộn đều mang tính kế thừa của các giai đoạn Pliocene sớm, Pliocene giữa. Tính kế thừa thể hiện rõ nhất ở các núi ngầm đỉnh phẳng, các núi địa lũy tồn tại suốt trong Pliocene. Vào thời kỳ Pliocene sớm và giữa, khối lục địa cổ còn chiếm vị trí nhất định ở góc Tây Bắc khu vực nghiên cứu. Sang đến Pliocene muộn, khối lục địa cổ lớn không còn tồn tại, khu vực bị chế ngự bởi chế độ biển. Như vậy, Pliocene sớm và giữa là thời kỳ biển bắt đầu xâm nhập vào thềm lục địa Việt Nam. Thời kỳ Pliocene muộn, khu vực nghiên cứu bị ngập sâu dưới đáy biển.

Từ khóa: Địa mạo, Pliocene, Tây Nam trung sâu Biển Đông.

1. Giới thiệu

Các thành tạo địa chất Pliocene - Đệ Tứ phân bố rộng rãi ở thềm lục địa Việt Nam cũng như ở các khu vực trung sâu Biển Đông, trong đó có vùng biển Tây Nam và được gộp chung vào 1 phân vị địa tầng của hệ tầng Biển Đông [1] và không được phân chia chi tiết.

Việc nghiên cứu địa mạo ở khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông trong thời gian qua đã cho thấy bức tranh tổng thể về địa hình khu vực [2, 3], song việc nghiên cứu cổ địa mạo trong các giai đoạn Cenozoic còn rất khiêm tốn.

Gần đây, với mục đích nghiên cứu các tiền đề và dấu hiệu tìm kiếm khoáng sản rắn, việc phân chia chi tiết các phân vị địa tầng trong Pliocene và nghiên cứu đặc điểm cổ địa mạo trong các giai đoạn đó trở nên cấp thiết.

Nhóm tác giả đã dựa trên cơ sở tài liệu của đợt khảo sát thực địa bằng tàu khảo sát dầu khí 105 trong năm 2019. Đây là chuyến khảo sát đầu tiên của Việt Nam để thu thập các tài liệu địa chất, địa vật lý ở vùng trung nước sâu Tây Nam Biển Đông. Trên cơ sở các tài liệu địa chất nông phân giải cao đo được, kết hợp với các tài liệu địa vật lý khác, Viện Dầu khí Việt Nam lần đầu tiên đã xây dựng được các bề mặt bất chỉnh hợp Pliocene dưới, giữa và trên. Những bề mặt bất chỉnh hợp này là cơ sở địa hình quan trọng để nhóm tác giả xây dựng bản đồ cổ địa mạo. Có thể nói, đây là công trình đầu tiên nghiên cứu về đặc điểm cổ địa mạo Pliocene khu vực, phục vụ cho việc định hướng tìm kiếm các khoáng sản rắn sắt, mangan...

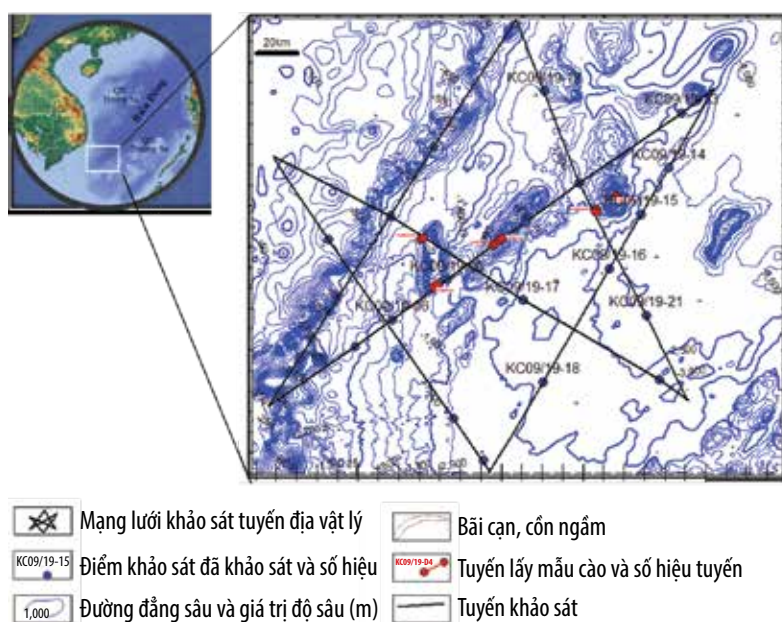
2. Phương pháp nghiên cứu

- Phương pháp khảo sát thực địa: Công tác khảo sát thực địa được nhóm tác giả thực hiện với mục đích thu thập các tài liệu thực tế về địa chất, địa mạo. Nhóm tác giả đã tiến hành đo địa chấn nông đa kênh thu nổ cắt qua khu vực nghiên cứu 6 tuyến, ~ 2.000 km và thu thập mẫu (Hình 1).

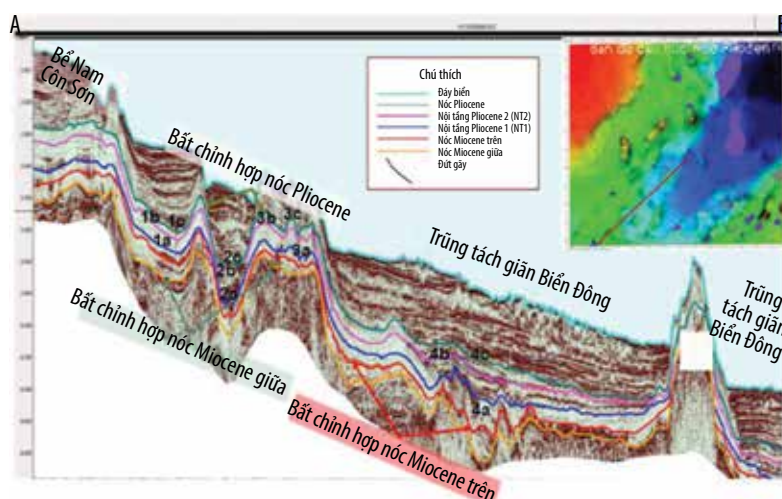


Ngày nhận bài: 13/3/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 13/3 - 25/5/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 25/5/2021.

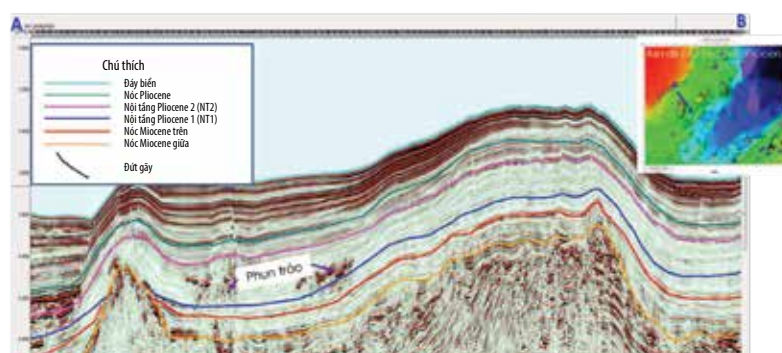


Hình 1. Vị trí vùng nghiên cứu và sơ đồ tài liệu thực tế.



1a: Bể mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ; 1b: Bể mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ; 1c: Bể mặt nằm ngang, mài mòn; 2a: Bể mặt nằm ngang mài mòn sụt bậc, trên các độ sâu khác nhau; 2b: Bể mặt đồng bằng sụt bậc vận chuyển - tích tụ; 2c: Bể mặt bán địa hào trên những độ sâu khác nhau; 3a: Bể mặt sườn dốc vận chuyển trên các dãy núi ngầm Tây Bắc; 3b: Bể mặt sườn dốc kiến tạo; 3c: Bể mặt sườn dốc mài mòn của các dãy núi ngầm Tây Bắc; 4a: Bể mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ trùng sâu tách giãn; 4b: Bể mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ trùng sâu tách giãn; 4c: Bể mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ trùng sâu tách giãn

Hình 2. Đặc trưng địa chấn khu vực Tây Nam trùng sâu Biển Đông.



Hình 3. Đặc trưng phân lớp địa chấn trong Miocene trên và Pliocene.

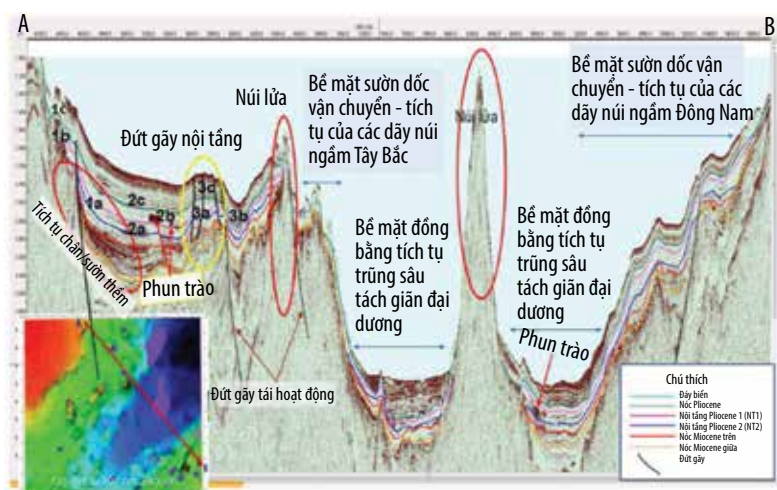
- Phương pháp địa vật lý: Với số tuyến địa vật lý ít, trên diện tích rộng, các nhà địa vật lý ở Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã liên kết các mặt ranh giới nóc các tập chính dựa trên 2 giếng khoan của các nhà thầu ở phần rìa nông phía Tây của trùng Biển Đông. Bên cạnh đó, các giếng khoan trong khu vực ở bể Nam Côn Sơn và Tư Chính - Vũng Mây cũng được sử dụng để có cơ sở vững chắc hơn trong việc liên kết và minh giải. Nhờ vậy, các bề mặt nóc Miocene giữa và trên đã được VPI và các nhà thầu dầu khí xác định và minh giải trong các dự án nghiên cứu trước [4, 5]. Riêng các thành tạo Pliocene trong các dự án dầu khí thường được gộp chung với Đệ Tứ và không chia chi tiết. Với yêu cầu của đề tài này, các bề mặt ranh giới trong Pliocene phải được phân chia và thành lập các bề mặt cấu trúc cho Pliocene dưới, giữa và trên. Để thực hiện minh giải các tầng Pliocene, nhóm tác giả đã phân tích sự khác biệt về đặc trưng phản xạ sóng địa chấn (tướng địa chấn) từ đó tiến hành minh giải và liên kết rộng trong vùng.

Trong lát cắt địa chấn đại diện cho địa tầng Pliocene, tướng địa chấn chủ đạo là các phản xạ song song phân lớp mỏng, biên độ trung bình đến yếu, thể hiện môi trường trầm tích biển sâu. Từ phân tích chi tiết, tập địa chấn đại diện có thể được phân chia thành 3 phân tập (Hình 2 và 3) với đặc trưng sau:

+ Phân tập Pliocene trên: Phân tập này được quan sát bởi các phản xạ sóng biên độ trung bình đến tương đối cao, liên tục, tính phân lớp ổn định (Hình 3).

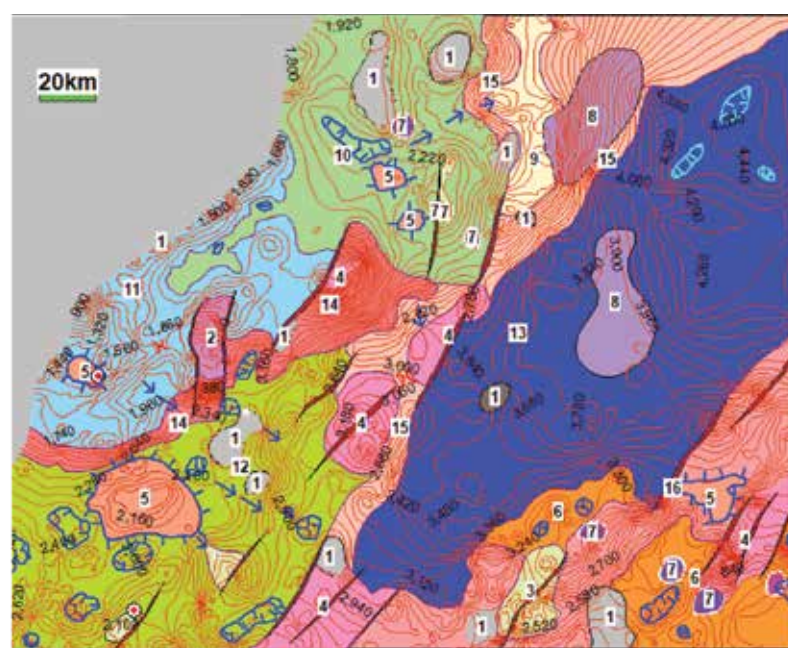
+ Phân tập Pliocene giữa: Phân tập này vẫn quan sát thấy mức độ ổn định và liên tục tương đối cao của phản xạ địa chấn, tuy nhiên biên độ địa chấn nhỏ hơn đáng kể so với phân tập trên (Hình 3).

+ Phân tập Pliocene dưới: Phân tập này nằm dưới cùng của tập địa chấn đại diện Pliocene. Các phản xạ phân lớp mỏng liên tục vẫn còn quan sát thấy khá phổ biến trong phân tập này, tuy nhiên bên cạnh đó còn có thể gặp 1 số phản xạ dạng hỗn độn phân bố



1a: Bể mặt sườn dốc kiến tạo, sườn lục địa; 1b: Bể mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ; 1c: Bể mặt đồng bằng nghiêng thoải tích tụ dạng lòng chảo rìa lục địa; 2a: Bể mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ; 2b: Bể mặt đồng bằng lượn sóng phân bậc; 2c: Bể mặt đồng bằng nghiêng thoải tích tụ dạng lòng chảo rìa lục địa; 3a: Bể mặt nằm ngang mài mòn; 3b: Bể mặt nằm ngang mài mòn sứt bậc, trên các độ sâu khác nhau; 3c: Bể mặt nằm ngang mài mòn sứt bậc, trên các độ sâu khác nhau.

Hình 4. Mặt cắt tiêu biểu Tây Bắc - Đông Nam phía Bắc khu vực nghiên cứu.



1. Địa hình lục địa cổ
 1. Địa hình lục địa cổ
2. Địa hình đáy biển
 - a. Các bể mặt nằm ngang lượn sóng
 2. Bể mặt mài mòn địa lũy trên các độ sâu khác nhau
 3. Bể mặt bán địa hào trên các độ sâu khác nhau
 4. Bể mặt nằm ngang mài mòn sứt bậc, trên các độ sâu khác nhau
 5. Bể mặt nằm ngang mài mòn. Độ sâu 2.100 - 2.400 m
 6. Bể mặt lòng chảo tích tụ. Độ sâu 2.800 - 3.360 m
 7. Bể mặt phun trào cổ trên các độ sâu khác nhau
 8. Bể mặt phun trào trẻ trên các độ sâu khác nhau
 - b. Các bể mặt đồng bằng
 9. Bể mặt đồng bằng phân dị trũng giữa núi ngấm. Độ sâu 2.700 - 2.800 m
 10. Bể mặt đồng bằng nghiêng thoải tích tụ dạng lòng chảo rìa lục địa. Độ sâu 1.500 - 2.200 m
 11. Bể mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ. Độ sâu 1.700 - 1.900 m
 12. Bể mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ với những lòng chảo. Độ sâu 2.200 - 3.000 m
 13. Bể mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ trũng sâu tách giãn. Độ sâu 3.000 m đến trên 4.000 m
 - c. Bể mặt sườn dốc
 14. Bể mặt sườn dốc kiến tạo. Độ sâu 1.600 - 2.700 m
 15. Bể mặt sườn dốc vận chuyển trên các dãy núi ngấm Tây Bắc. Độ sâu 1.500 - 3.000 m
 16. Bể mặt sườn dốc vận chuyển trên các dãy núi ngấm Đông Nam. Độ sâu 1.500 - 3.500 m

Hình 5. Sơ đồ cơ địa mao thời kỳ Pliocene sớm.

rải rác ở 1 số nơi, đặc biệt tại chân các đới cao cục bộ và có quan hệ bất chỉnh hợp phủ đáy (downlap) với ranh giới nóc Miocene trên ở bên dưới. Trong khu vực nghiên cứu, các dạng phun trào thể hiện khá rõ nét trên tài liệu địa chấn bởi các dị thường biên độ cao và sự thay đổi tần số theo hướng thấp hơn tại vị trí phát hiện phun trào (Hình 4).

Trên cơ sở phân tích minh giải các tài liệu địa chấn, VPI đã xây dựng bản đồ cấu trúc các bể mặt Pliocene dưới, giữa, trên. Đây là các bản đồ cấu trúc quan trọng để nhóm tác giả sử dụng trong việc thành lập bản đồ địa mạo.

- Phương pháp nghiên cứu địa mạo: Để làm sáng tỏ đặc điểm địa mạo khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông, nhóm tác giả đã áp dụng các phương pháp nghiên cứu địa mạo như phân tích hình thái, trắc lượng - hình thái, kiến trúc - hình thái, phân tích các mức địa mạo và lập bản đồ địa mạo tỷ lệ 1:250.000 theo nguyên tắc các bể mặt đồng nguồn gốc.

Các bản đồ địa mạo đáy biển Việt Nam được thành lập theo nguyên tắc nguồn gốc - hình thái - động lực [6, 7], kiến trúc - hình thái [3]. Các nguyên tắc đó đã khái quát địa hình thành kiểu nguồn gốc - hình thái địa hình hoặc kiểu kiến trúc - hình thái địa hình phù hợp với bản đồ tỷ lệ nhỏ hoặc trung bình mang tính khái quát đặc điểm địa mạo khu vực. Song với mục tiêu xác lập các tiến đề địa mạo để tìm kiếm khoáng sản, việc xác định các nguồn gốc bể mặt nằm ngang dưới đáy biển, cụ thể hơn là các núi ngấm đỉnh phẳng mà trong văn liệu địa mạo gọi là Gaiot (Guyot) có ý nghĩa quan trọng trong việc định hướng cho công tác tìm kiếm khoáng sản.

3. Kết quả nghiên cứu

3.1. Đặc điểm địa mạo thời kỳ Pliocene sớm

Trên bản đồ địa mạo thời kỳ Pliocene sớm (Hình 5) gồm các đơn vị như sau:

- Địa hình lục địa cổ

Địa hình lục địa cổ là phần địa hình lục

địa đã được hình thành trước Pliocene. Trong khu vực nghiên cứu nó được tồn tại dưới dạng các mảnh sót.

(1) Mảnh sót lục địa cổ: Mảnh sót của lục địa cổ được thể hiện bằng những vùng vắng mặt trầm tích. Ở khu vực nghiên cứu, mảnh sót lục địa cổ có diện tích lớn ở góc phía Tây Bắc với diện tích khoảng gần 1.200 km². Mảnh sót lục địa ở Tây Bắc tiếp giáp với địa hình đáy biển bởi đường điểm nằm ở độ sâu 1.600 - 1.700 m.

- Địa hình đáy biển

+ Các bề mặt nằm ngang, lượn sóng

(2) Bề mặt mài mòn địa lũy trên các độ sâu khác nhau: Bề mặt mài mòn địa lũy lớn nhất nằm ở phía Tây vùng nghiên cứu. Bề mặt bằng phẳng với diện tích khoảng 158 km², ở độ sâu 900 m. Bề mặt được giới hạn bởi 2 đứt gãy song song phương Bắc Nam, cách nhau khoảng 11 km, làm cho bề mặt mang tính địa lũy (Hình 5).

(3) Bề mặt bán địa hào trên các độ sâu khác nhau: Vào thời kỳ Pliocene sớm, hoạt động của đứt gãy cũng tạo nên các bề mặt bán địa hào trên những độ sâu khác nhau. Bề mặt bán địa hào dễ nhận thấy ở phía Đông Nam. Bề mặt được nổi cao ở độ sâu 800 - 840 m, có hình thái không đều, lượn sóng đến độ sâu 1.200 m. Từ độ sâu này, các đường đẳng sâu đan dày, sát nhau bao quanh bề mặt, tạo thành 1 sườn tương đối dốc (> 5°) đến tận độ sâu 2.800 m. Ngoài ra, trong khu vực còn gặp các bề mặt bán địa hào nằm rải rác khắp nơi.

(4) Bề mặt nằm ngang mài mòn sụt bậc, trên các độ sâu khác nhau: Bề mặt nằm ngang mài mòn sụt bậc thứ nhất nằm ở độ sâu 1.500 - 1.700 m, phân bố ở góc Đông Nam khu vực nghiên cứu với diện tích 20 km². Bề mặt này về bản chất là 1 yên ngựa lớn, thoải của 2 đường đẳng sâu 1.500 m đối ngược nhau. Ngoài ra, bề mặt này còn gặp ở trung tâm phía Nam vùng nghiên cứu, trên độ sâu 2.700 - 3.000 m, với diện tích khoảng 773 km². Bề mặt được khống chế bởi 3 đứt gãy chạy song song theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Đứt gãy ở giữa đơn vị địa hình này đã chia bề mặt địa hình thành 2 khối: khối phía Đông Nam - địa hình sụt bậc, khối phía Tây Bắc - địa hình phân dị lượn sóng (Hình 5).

(5) Bề mặt nằm ngang mài mòn, độ sâu 2.100 - 2.400 m: Nằm rải rác ở phía Bắc, phía Tây Nam và Đông Nam vùng nghiên cứu. Ở góc Đông Nam vùng nghiên cứu tồn tại 2 bề mặt với diện tích khá lớn. Trên các bề mặt này cũng gặp trường núi lửa cổ. Bề mặt ranh giới của đơn vị địa hình bao quanh và khép kín trường núi lửa này.

(6) Bề mặt lòng chảo tích tụ, độ sâu 2.800 - 3.360 m: Là

các bề mặt tích tụ nhỏ nằm ở độ sâu > 3.000 m phân bố ở phía Đông Nam khu vực nghiên cứu.

(7) Bề mặt phun trào cổ trên các độ sâu khác nhau: Phân bố rải rác ở khu vực nghiên cứu. Ở góc Đông Nam, có 3 khối phun trào, trong đó 2 khối hình tròn và 1 khối hình chữ nhật. Diện tích mỗi khối khoảng vài chục km². Phần trung tâm cũng gặp 3 khối phun trào cổ, trong đó 2 khối phân bố ở bề mặt địa hào sâu 1.700 - 1.800 m và 1 khối nằm độc lập bên cạnh mảnh sót lục địa cổ. Góc Tây Nam cũng gặp 1 khối phun trào cổ nằm phủ lên bề mặt 2.300 - 2.400 m.

(8) Bề mặt phun trào trẻ trên các độ sâu khác nhau: Bề mặt phun trào trẻ trên độ sâu > 3.000 m phân bố thành 2 khối có diện tích lớn. Một khối nằm ở trung tâm đới tách giãn có diện tích hơn 900 km² (núi lửa Đình Trung). Một khối phân bố ở rìa Tây Bắc đới tách giãn, nơi chuyển tiếp từ núi ngầm Tây Bắc xuống đồng bằng tách giãn, có diện tích khoảng hơn 1.000 km².

+ Các bề mặt đồng bằng

(9) Bề mặt đồng bằng phân dị trung giữa núi ngầm, độ sâu 2.700 - 2.800 m: Bề mặt phân dị trung giữa núi ngầm, độ sâu 2.700 - 2.800 m lớn nhất của khu vực này nằm ở phía Bắc vùng nghiên cứu, chạy theo phương kinh tuyến, với diện tích khoảng 781 km². Bề mặt có hình thái lượn sóng nằm trên các đường đẳng sâu 2.700 - 2.800 m.

(10) Bề mặt đồng bằng nghiêng thoải tích tụ dạng lòng chảo rìa lục địa, độ sâu 1.500 - 2.200 m: Bề mặt nằm ở trung tâm phía Bắc vùng nghiên cứu, có ranh giới tiếp giáp với lục địa ở độ sâu hiện tại 1.600 - 1.700 m và thấp dần về phía Đông đến lòng chảo sâu 2.220 m. Diện tích của đồng bằng khoảng 7.000 km². Trên bề mặt đồng bằng nổi lên những bề mặt nằm ngang ở độ sâu khoảng 2.220 m. Góc phía Nam của đồng bằng nằm ở độ sâu 1.980 m với địa hình khá bằng phẳng.

(11) Bề mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ, độ sâu 1.700 - 1.900 m: Tiếp giáp với rìa lục địa cổ nằm ở phía Tây vùng nghiên cứu, với diện tích khoảng 3.618 km². Tính phân dị lượn sóng của đồng bằng được thể hiện bằng những đường đẳng sâu chạy song song với nhau như đường đẳng sâu từ 1.000 - 1.400 m. Do tính phân dị của đồng bằng, xuất hiện các rãnh xâm thực đổ về phía Đông Bắc và Tây Nam.

(12) Bề mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ với những lòng chảo, độ sâu 2.200 - 3.000 m: Bề mặt đồng bằng này nằm ở góc Tây Nam khu vực nghiên cứu có diện tích khoảng 6.730 km², từ độ sâu 2.200 m ở phía Tây Bắc, thấp

dẫn về phía Đông Nam đến độ sâu 3.000 m. Đồng bằng được đặc trưng bởi các đường đẳng sâu song song và khép kín có dạng lòng chảo ở độ sâu 2.400 - 2.500 m, tạo nên các trũng lòng chảo có kích thước nhỏ khoảng trên 100 km². Ngoài các trũng tích tụ, ở đây còn gặp những núi ngầm đỉnh phẳng nổi cao đến độ sâu 2.100 - 2.200 m. Bề mặt đồng bằng bị chia cắt bởi hệ thống đứt gãy ngăn phương Đông Bắc - Tây Nam làm thay đổi độ sâu của địa hình. Hệ thống các canyon cũng xuất hiện làm cho quá trình xói mòn ngầm hoạt động mạnh.

(13) Bề mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ trũng sâu tách giãn, độ sâu 3.000 đến trên 4.000 m: Bề mặt này chạy theo phương Đông Bắc - Tây Nam từ độ sâu lớn hơn 3.000 m đến trên 4.000 m. Độ sâu tăng dần từ phía Tây Nam sang Đông Bắc. Địa hình rất thoải, chiếm diện tích lớn, đến 5.500 km². Trên bề mặt đồng bằng, 2 trường basalt trẻ bao phủ có diện tích khá lớn. Chiều rộng của trũng tách giãn khoảng > 100 km.

+ Bề mặt sườn dốc

(14) Bề mặt sườn dốc kiến tạo, độ sâu 1.600 - 2.700 m: Bề mặt nằm ở phía Tây Bắc vùng nghiên cứu chuyển tiếp từ đồng bằng ven rìa lục. Sườn dốc này không liên tục, bao gồm 3 đoạn: Đoạn thứ nhất ở phía Bắc vùng nghiên cứu, bề mặt sườn dốc kiến tạo chạy theo phương kinh tuyến. Sườn nằm từ độ sâu 2.300 - 2.700 m trên khoảng chiều rộng 11 km, độ dốc địa hình đạt 3°. Các đường đẳng sâu nằm sát nhau, chạy song song làm cho sườn dốc đều. Đoạn thứ 2 ở khu vực phía Tây vùng nghiên cứu, sườn dốc được giới hạn phía Tây là đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam làm cho địa hình bị sụt bậc từ độ sâu 1.700 - 1.800 m xuống trũng sâu nhỏ khép kín của trũng tích tụ độ sâu 1.900 m. Sườn có bề mặt bằng phẳng ở độ sâu 900 m xuống đến độ sâu 2.500 - 2.600 m. Chiều rộng của sườn chỗ lớn nhất đạt đến 30 km. Các đường đẳng sâu chạy song song và sát nhau làm cho độ dốc của sườn lớn (~ 20°). Đoạn thứ 3 nằm ở phía Tây khu vực nghiên cứu. Ranh giới của sườn ở phía Bắc được giới hạn bởi đường đẳng sâu 1.800 m, ranh giới phía Nam là đường đẳng sâu 2.300 m. Các đường đẳng sâu chạy song song, sát nhau trên khoảng 150 km, làm cho độ dốc của sườn đạt 7°.

(15) Bề mặt sườn dốc vận chuyển trên các dãy núi ngầm Tây Bắc, độ sâu 1.500 - 3.000 m: Đây là sườn dốc của các dãy núi ngầm Tây Bắc, là nơi vận chuyển vật liệu xuống đồng bằng lượn sóng tích tụ tách giãn. Sườn dốc này gồm 2 đoạn và được phân tách nhau bởi bề mặt bán địa hào ở độ sâu 2.700 - 2.900 m. Đoạn phía Bắc chạy từ góc Đông Bắc của tờ bản đồ từ độ sâu 2.800 - 4.320 m.

Các đường đẳng sâu chạy song song, cách đều nhau ở phía Bắc làm cho sườn dốc được mở rộng đến 77 km. Sau đó các đường đẳng sâu đan dày sát vào nhau làm cho sườn bị thu hẹp. Độ dốc ở đây đạt trên 5°. Tại đây có 1 núi lửa trẻ phủ lên trên sườn dốc. Đoạn thứ 2 là 1 sườn hẹp Đông Bắc - Tây Nam bám theo bề mặt địa hào từ độ sâu 2.500 - 2.940 m với độ dốc khoảng 5°. Tiếp theo, sườn dốc này chạy về phía Nam qua yên ngựa ở độ sâu 3.060 m để chuyển sang đoạn sườn dốc tiếp theo, gần như theo phương Bắc - Nam.

(16) Bề mặt sườn dốc vận chuyển trên các dãy núi ngầm Đông Nam, độ sâu 1.500 - 3.500 m: Bề mặt nằm ở góc Đông Nam vùng nghiên cứu. Ở phía Nam các đường đẳng sâu Đông Bắc - Đông Nam chạy song song với nhau, từ độ sâu 2.000 m xuống độ sâu 3.500 m. Ranh giới với các đồng bằng trũng tách giãn là 1 đứt gãy dự đoán theo địa hình theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Ở đây cũng gặp các hệ thống đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam làm địa hình bị sụt bậc.

3.2. Đặc điểm địa mạo thời kỳ Pliocene giữa

Bản đồ địa mạo thời kỳ Pliocene giữa (Hình 6) bao gồm các đơn vị như sau:

- Địa hình lục địa cổ

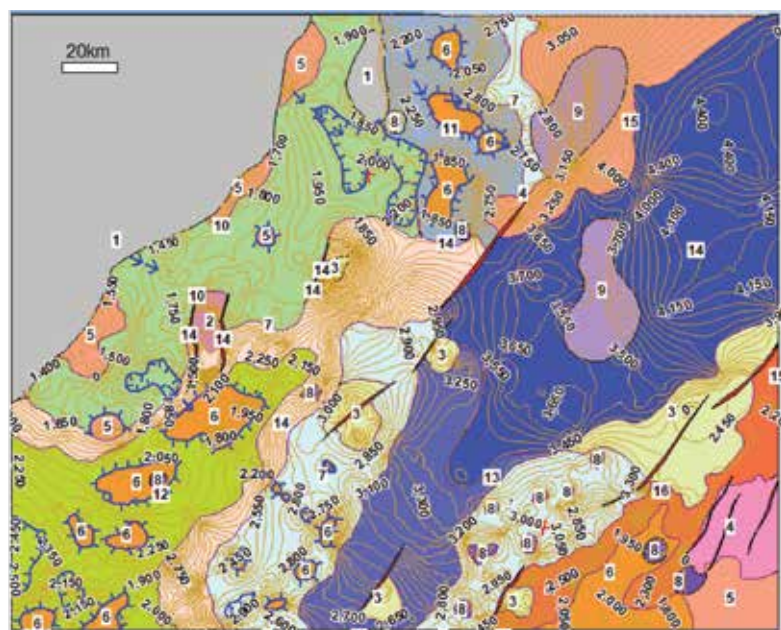
(1) Địa hình lục địa cổ: Địa hình lục địa cổ còn sót trong vùng nghiên cứu tồn tại thành những khối có kích thước khác nhau. Khối lớn nhất, cũng như các thời kỳ trước, nằm góc Tây vùng nghiên cứu, chiếm diện tích khoảng 11.730 km². Ranh giới với đáy biển là 1 đường điểm ở độ sâu từ 1.500 - 1.800 m trên địa hình hiện tại. Ở phía Bắc, cách khối lục địa cổ không xa (khoảng 25 km) cũng tồn tại 1 khối lục địa cổ không lớn (diện tích khoảng 355 km²) chạy theo phương Bắc - Nam. Như vậy, các khối lục địa cổ trong suốt thời kỳ Pliocene đã tồn tại trong khu vực nghiên cứu.

- Địa hình đáy biển

+ Các bề mặt nằm ngang

(2) Bề mặt mài mòn địa lũy, độ sâu 900 - 1.000 m: Bề mặt nằm ở phía Tây vùng nghiên cứu, chạy theo phương kinh tuyến, có chiều dài 20 km, chiều rộng trên dưới 10 km, nằm trên độ sâu 800 - 900 m và được khống chế bởi 2 đứt gãy song song. Đứt gãy làm cho cánh phía Tây bị sụt bậc, địa hình thấp hẳn từ 800 - 900 m xuống đến 1.700 m.

(3) Bề mặt bán địa hào tại độ sâu khác nhau: Vào thời kỳ Pliocene giữa có thể ghi nhận các bề mặt bán địa hào như sau: Bề mặt bán địa hào thứ 1 nằm ở trung tâm vùng nghiên cứu. Bề mặt bán địa hào có diện tích khoảng 403



1. Địa hình lục địa cổ
2. Địa hình đáy biển
- a. Các bể mặt nằm ngang
1. Bể mặt mài mòn địa lũy. Độ sâu 900 - 1.000 m
2. Bể mặt bán địa hào trên độ sâu khác nhau. Độ sâu 1.200 - 1.700 m
3. Bể mặt nằm ngang mài mòn. Độ sâu 1.200 - 1.700 m
4. Bể mặt nằm ngang lượn sóng mài mòn. Độ sâu 1.800 - 2.200 m
5. Bể mặt lượn sóng mài mòn. Độ sâu 2.800 - 3.000 m
6. Bể mặt phun trào cổ trên các độ sâu khác nhau
7. Bể mặt phun trào trẻ trên độ sâu > 3.000 m
- b. Các bể mặt đồng bằng phân dị
10. Bể mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ. Độ sâu 1.800 - 1.900 m
11. Bể mặt đồng bằng lượn sóng phân bậc. Độ sâu 1.900 - 2.700 m
12. Bể mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ. Độ sâu 2.200 - 2.300 m
13. Bể mặt đồng bằng sụt bậc vận chuyển - tích tụ. Độ sâu 2.600 - 3.450 m
14. Bể mặt đồng bằng tích tụ trung sâu tách giãn đại dương
- c. Các bể mặt nằm nghiêng
15. Bể mặt sườn dốc kiến tạo. Độ sâu 2.200 - 2.800 m
16. Bể mặt sườn dốc vận chuyển - tích tụ của các dãy núi ngầm Tây Bắc. Độ sâu 2.200 - 2.800 m
17. Bể mặt sườn dốc vận chuyển - tích tụ của các dãy núi ngầm Đông Nam. Độ sâu 1.500 - 3.000 m

Hình 6. Sơ đồ cổ địa mạo thời kỳ Pliocene giữa.

km² được khống chế bởi đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam. Biên độ dịch chuyển khoảng 650 m. Phía Tây Nam của bể mặt bán địa hào thứ 1 là bể mặt sụt bậc bán địa hào thứ 2 được khống chế bởi đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam. Biên độ dịch chuyển của đứt gãy khoảng 400 m. Bể mặt bán địa hào thứ 3 nằm ở phía Tây vùng nghiên cứu. Bể mặt nằm trên độ sâu khoảng 800 m bị đứt gãy theo phương Bắc Đông Bắc - Nam Tây Nam cắt qua làm sụt bậc địa hình xuống đến độ sâu 1.800 - 1.900 m. Biên độ dịch chuyển thẳng đứng của đứt gãy gần đến nghìn mét. Bể mặt địa hào thứ 4 nằm ở gần phía Bắc của bản đồ. Bể mặt bị đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam cắt qua, cánh Tây Bắc được nâng lên đến độ sâu khoảng 2.600 m, sau đó từ độ sâu 2.700 m trở xuống địa hình trở nên dốc hơn, hòa nhập với sườn dốc khu vực. Ở cánh Đông Nam, địa hình bị sụt bậc xuống tới độ sâu 3.000 m. Ở góc Đông Nam vùng nghiên cứu, tồn tại 2 đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam liên nhau tạo nên bể mặt bán địa lũy có diện tích tương đối lớn - bể mặt thứ 5 - khoảng 1.842 km². Về bản chất, đây cũng là 1 bể mặt nằm ngang bị phá hủy bởi hệ thống đứt gãy làm địa hình bị xé dịch.

(4) Bể mặt nằm ngang mài mòn sụt bậc, độ sâu 1.700 m: Bể mặt phân bố ở góc Đông Nam khu vực nghiên cứu. Bể mặt bị 3 đứt gãy song song theo phương Đông Bắc - Tây Nam cắt qua làm cho bị sụt bậc từ độ sâu 1.500 - 1.700 m xuống 2.000 m. Ba đứt gãy đã làm cho địa hình tạo các thành khối khác nhau. Đứt gãy sát phía Đông làm cho cánh Đông Nam được nâng cao nhất đến độ sâu 600 m với đỉnh tròn nhỏ sườn. Cánh Tây Bắc bị sụt sâu xuống 1.700 - 1.800 m tạo nên bể mặt địa hào lượn sóng - đây là khối bị sụt sâu nhất. Về phía Tây, vượt qua đứt gãy, địa hình lại là 1 đồi ngấm tròn, sườn rất dốc độ cao đến -600 m. Sau đó, vượt qua đứt gãy thứ 3, địa hình lại bị sụt bậc và hạ thấp đến độ sâu 1.800 - 2.000 m để hòa nhập với sườn ngấm của các dãy núi ngầm Đông Nam (Hình 6).

(5) Bể mặt nằm ngang mài mòn, độ sâu 1.200 - 1.700 m: Đây là những bể mặt nằm ở phía Tây vùng trên đồng bằng tích tụ lòng chảo. Phần lớn chúng bám theo rìa lục địa cổ với độ sâu từ 1.200 - 1.700 m. Độ sâu tăng dần từ điểm lục địa Tây Nam, nơi có độ sâu bể mặt khoảng 1.200 m, đến độ sâu 1.500 m và cuối cùng ở góc Đông Bắc, độ sâu khoảng 1.600 m. Các bể mặt đỉnh đều có hình bán tròn. Trên bể mặt đồng bằng cũng gặp 1 vài đỉnh nằm ngang hình tròn trên độ sâu 1.550 m, 1.750 m. Ở góc Đông Nam của vùng nghiên cứu cũng gặp 1 bể mặt ở độ sâu 1.500 m có hình oval chạy theo phương Đông Bắc - Tây Nam.

(6) Bể mặt nằm ngang lượn sóng mài mòn, độ sâu 1.800 - 2.200 m: Bể mặt phân bố ở trên đồng bằng phía Tây Nam bản đồ. Tại đây gặp tới 3 - 4 bể mặt, trong đó bể mặt lớn nhất với diện tích khoảng 480 km². Bể mặt chạy theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Phía Tây Nam của bể mặt này cũng tồn tại 1 bể mặt nằm ngang với bể mặt đỉnh trùng với núi lửa cổ nằm ở độ sâu khoảng 1.900 m. Bể mặt chạy gần như theo phương vĩ tuyến với sườn dốc về phía Đông và thoải về phía Tây. Bể mặt được khép kín ở đường đẳng sâu 2.000 m với diện tích khoảng 295 km². Ở phía Bắc của đỉnh này cũng tồn tại 1 vòm tròn, sườn dốc nâng cao đến độ sâu 1.800

- 1.900 m. Giữa chúng là 1 bề mặt nằm ngang ở độ sâu 2.300 m. Tại trung tâm phía Bắc bản đồ cũng gặp ít nhất 3 bề mặt nằm ở độ sâu 1.800 - 2.200 m.

(7) Bề mặt lượn sóng mài mòn, độ sâu 2.800 - 3.000 m: Bề mặt phân bố ở 3 khu vực. Khu vực thứ nhất nằm ở phía Bắc kéo dài theo phương kinh tuyến với độ sâu 2.800 m. Ranh giới phía Tây của bề mặt là 1 sườn dốc đều (3°), chuyển tiếp từ bề mặt sườn dốc núi ngầm 1.900 - 2.000 m xuống. Khu vực thứ 2 phân bố bề mặt này ở trung tâm phía Nam vùng nghiên cứu. Tại đây, bề mặt này gồm nhiều đỉnh nhỏ, vòm tròn khép kín ở độ sâu từ 2.300 m đến 2.800 - 2.900 m tạo nên những đồi núi ngầm. Chúng được sắp xếp thành hàng theo 2 phương: Đông Bắc - Tây Nam và Tây Bắc - Đông Nam. Khu vực thứ 3 phân bố bề mặt lượn sóng mài mòn - xâm thực ở độ sâu 2.300 - 3.000 m gặp ở phía Đông Nam vùng nghiên cứu. Tại đây các đỉnh tròn đa số nằm ở độ sâu 2.700 - 2.800 m đến 3.000 m. Các đỉnh tròn phân bố có xu hướng theo phương Đông Bắc - Tây Nam.

(8) Bề mặt phun trào cổ tại các độ sâu khác nhau: Bề mặt phân bố rải rác ở khu vực nghiên cứu. Ở góc Đông Nam, có 3 khối phun trào, trong đó 2 khối hình tròn và 1 khối hình chữ nhật. Diện tích mỗi khối khoảng vài chục km^2 . Ở phần trung tâm cũng gặp 3 khối phun trào cổ, trong đó 2 khối phân bố ở bề mặt địa hào sâu 1.700 - 1.800 m và 1 khối nằm độc lập bên cạnh mảnh sót lục địa cổ. Góc Tây Nam vùng nghiên cứu cũng gặp 1 khối phun trào cổ nằm phủ lên bề mặt 2.300 - 2.400 m.

(9) Bề mặt phun trào trẻ trên độ sâu > 3.000 m: Bề mặt phân bố thành 2 khối có diện tích lớn. Một khối nằm ở trung tâm đối tách giãn có diện tích hơn 900 km^2 . Đây là núi lửa Đình Trung cổ. Bề mặt bằng phẳng của núi lửa được giới hạn bằng đường đẳng sâu 3.600 - 3.650 m chiếm nửa diện tích phía Tây. Phía Đông là 1 sườn dốc đều (độ dốc > 15°) từ 3.650 m xuống đến độ sâu 3.800 m. Các đường đẳng sâu phương kinh tuyến làm cho núi lửa cũng chạy theo phương này. Một khối phân bố ở rìa Tây Bắc đối tách giãn, nơi chuyển tiếp từ núi ngầm Tây Bắc xuống đồng bằng tách giãn có diện tích khoảng hơn 1.000 km^2 .

+ Các bề mặt đồng bằng phân dị

(10) Bề mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ, độ sâu 1.800 - 1.900 m: Đơn vị địa mạo này nằm phía Tây vùng nghiên cứu, bám sát rìa lục địa cổ ở độ sâu từ 1.800 - 1.900 m có diện tích khoảng 5.200 km^2 . Ranh giới với rìa lục địa là 1 đường điểm uốn cong nằm trên độ sâu từ 1.500 m. Ở đây cũng gặp các bề mặt nằm ngang nhô cao, cao nhất là bề mặt 800 - 900 m và các bề mặt 1.500 - 1.700 m bám theo

rìa lục địa. Phía Bắc đồng bằng gặp những trũng sâu lớn có hình thù méo mó, độ sâu đến trên 2.000 m. Phía Nam bề mặt đồng bằng gặp trũng sâu khép kín ở độ sâu 1.900 m. Hoạt động xâm thực của các dòng ngầm ở đây cũng xảy ra mạnh, điển hình nhất là dòng ngầm lớn ở phía Bắc.

(11) Bề mặt đồng bằng lượn sóng phân bậc, độ sâu 1.900 - 2.700 m: Đơn vị địa hình này nằm ở phía Bắc vùng nghiên cứu, chạy theo phương kinh tuyến. Phía Tây đồng bằng tiếp giáp với tiểu lục địa và đồng bằng lượn sóng tích tụ, độ sâu 1.800 - 1.900 m bởi đường điểm ở độ sâu khoảng 1.900 m. Từ đây, các đường đẳng sâu chạy song song, gần cách đều nhau đến độ sâu 2.200 m làm cho sườn địa hình dốc đều khoảng 4° . Đến độ sâu khoảng 2.300 m địa hình trở nên bằng phẳng, tạo thành 1 bậc tương đối bằng phẳng ở độ sâu 2.300 - 2.350 m.

(12) Bề mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ, độ sâu 2.200 - 2.300 m: Bề mặt nằm ở góc Tây Nam vùng nghiên cứu với diện tích khoảng 5.300 km^2 , tính lượn sóng của đồng bằng này phức tạp, được thể hiện bằng những đường đẳng sâu song song, đan dày. Phía Tây Nam đồng bằng gặp các trũng tích tụ khép kín trên độ sâu 2.350 m. Nổi lên trên mặt đồng bằng là những bề mặt bằng phẳng ở độ sâu 2.000 m, 2.200 m. Đồng bằng được giới hạn xung quanh là các sườn của các dãy núi ngầm.

(13) Bề mặt đồng bằng sụt bậc vận chuyển - tích tụ, độ sâu 2.600 - 3.450 m: Bề mặt đồng bằng nằm ở phía Nam khu vực nghiên cứu, chạy theo phương Tây Nam lên Đông Bắc, chuyển tiếp xuống đồng bằng tách giãn. Tính sụt bậc ở đây được thể hiện bằng các đường đẳng sâu từ 2.600 - 3.450 m, song song với nhau theo phương Tây Bắc - Đông Nam và cách khá đều nhau, độ dốc của sườn đạt 3 - 5° . Từ đường đẳng sâu 3.350 m địa hình sụt bậc xuống 1 bề mặt tương đối bằng phẳng đến đường đẳng sâu 3.450 m. Trên bề mặt đồng bằng gặp đứt gãy theo phương Đông Bắc - Tây Nam làm cho các đường đẳng sâu xung quanh đứt gãy cũng bị biến dạng.

(14) Bề mặt đồng bằng tích tụ trũng sâu tách giãn đại dương, độ sâu 3.350 - 4.400 m: Bề mặt chiếm diện tích lớn (khoảng 7.320 km^2) ở phía Đông khu vực nghiên cứu. Được bắt đầu bằng đường đẳng sâu 3.450 m, các đường đẳng sâu chạy song song, cách đều nhau đến đường đẳng sâu 3.650 m. Từ đường đẳng sâu này xuống đến độ sâu 4.400 m, địa hình lại dốc đều, tạo thành 1 sườn thoải với góc dốc < 1° . Trên bề mặt đồng bằng, các trường basalt trẻ phủ rộng lớn.

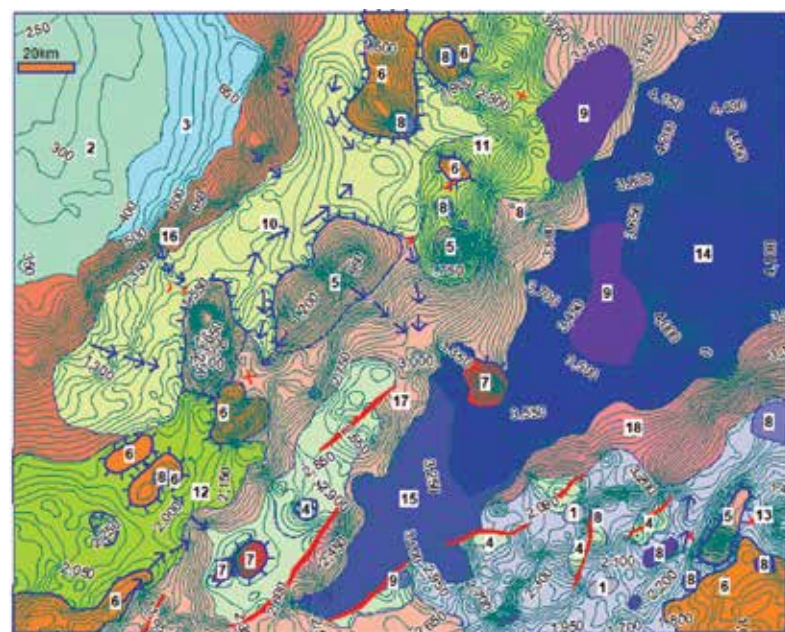
+ Các bề mặt nằm nghiêng

(15) Bề mặt sườn dốc kiến tạo, độ sâu 2.200 - 2.800 m: Các bề mặt phân bố ở phía Tây vùng nghiên cứu, có độ sâu lớn từ 2.200 - 2.800 m. Độ dốc của các sườn tương đối đồng đều, trung bình khoảng 1 - 6°, phương phát triển chung của sườn chủ yếu là Đông Bắc - Tây Nam. Đường diềm chạy xung quanh sườn trên độ sâu khoảng 1.600 - 1.800 m, có nơi xuống đến 2.000 m, bị sụt bậc xuống sườn có độ sâu lớn hơn. Sườn dốc về phía Đông Nam, các dòng vật liệu di chuyển từ đồng bằng xuống đáy đại dương qua hệ thống sườn này. Trên sườn gặp các bề mặt nằm ngang nổi cao đến 1.800 - 2.000 m. Các hoạt động phun trào cổ rai rác gặp trên sườn dốc kiến tạo, tạo thành những trường basalt nhỏ trên những độ sâu khác nhau.

(16) Bề mặt sườn dốc vận chuyển - tích tụ của các dãy núi ngầm Tây Bắc, độ sâu 2.200 - 2.800 m: Bề mặt có địa hình rất phức tạp và chia cắt

nhiều đoạn. Từ Bắc xuống Nam có thể chia thành những đoạn khác nhau. Đoạn lớn nhất, sườn dốc được chuyển từ bề mặt nằm ngang ở độ sâu 2.800 m xuống đến 4.100 m. Sườn dốc đều (độ dốc > 5°) bao quanh lấy khối núi lửa trẻ. Phía Nam khối núi lửa trẻ, sườn dốc hơn. Các đường đẳng sâu từ 3.000 - 4.000 m đan dày nhau như chạy vuông góc đâm vào khối núi lửa trẻ. Đoạn tiếp theo sườn dốc chạy về phía Đông Nam và chia thành 2 nhánh: 1 nhánh uốn cong về phía Tây và 1 nhánh tiếp tục về phía Đông Nam.

(17) Bề mặt sườn dốc vận chuyển - tích tụ của các dãy núi ngầm Đông Nam, độ sâu 1.500 - 3.000 m: Bề mặt sườn dốc của các dãy núi ngầm đổ về phía Tây Bắc, vận chuyển - tích tụ, độ sâu 1.500 - 3.000 m nằm ở góc Đông Nam vùng nghiên cứu với diện tích khoảng 4.400 km². Được bắt đầu bằng những bề mặt nằm ngang ở độ sâu 1.500 - 1.700 m, các bề mặt sườn dốc cắm về phía Đông Bắc bởi những đường đẳng sâu chạy song song thấp dần đến độ sâu 3.000 m. Xen vào những sườn dốc đó là những bề mặt nằm ngang nằm ở độ sâu khác nhau (1.800 - 2.000 m, 2.200 - 2.500 m và 2.800 - 3.000 m). Các hệ thống đứt gãy chạy theo phương Đông Bắc - Tây Nam làm cho các đường đẳng sâu bị xê dịch. Tại đây cũng gặp những trường phun trào cổ.



1. Địa hình lục địa cổ
 - 1 Bề mặt lục địa cổ
2. Địa hình đáy biển
 - a. Bề mặt đồng bằng nằm ngang, hơi nghiêng
 - 2 Bề mặt hơi nghiêng, tích tụ thêm lục địa cổ Pliocene muộn. Độ sâu 200 - 400 m
 - 3 Bề mặt nghiêng, vận chuyển - tích tụ, thêm lục địa. Độ sâu 400 - 700 m
 - 4 Bề mặt bán địa hào trên những độ sâu khác nhau
 - 5 Bề mặt nằm ngang mài mòn. Độ sâu 900 - 1.000 m
 - 6 Bề mặt nằm ngang, mài mòn. Độ sâu 1.500 - 1.750 m
 - 7 Bề mặt nằm ngang - mài mòn. Độ sâu trên 2.500 m
 - 8 Bề mặt phun trào cổ trên các độ sâu khác nhau
 - 9 Bề mặt phun trào trẻ trên các độ sâu khác nhau
 - b. Các bề mặt đồng bằng
 - 10 Bề mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ. Độ sâu 1.400 - 2.000 m
 - 11 Bề mặt đồng bằng phân dị của các đồi núi ngầm và các trũng nhỏ. Độ sâu 1.750 - 2.700 m
 - 12 Bề mặt đồng bằng lòng chảo tích tụ. Độ sâu 1.500 - 2.200 m
 - 13 Bề mặt đồng bằng phân dị chia cắt mạnh của các đồi núi ngầm. Độ sâu 2.500 - 3.000 m
 - 14 Bề mặt đồng bằng phân dị tích tụ, trũng sâu tách giãn đại dương. Độ sâu 3.500 - 4.300 m
 - 15 Bề mặt đồng bằng phân bậc tích tụ đuôi trũng sâu tách giãn. Độ sâu 2.500 - 3.300 m
 - c. Các bề mặt nằm nghiêng.
 - 16 Bề mặt sườn dốc kiến tạo, sườn lục địa. Độ sâu 700 - 1.800 m
 - 17 Bề mặt sườn dốc mài mòn của các dãy núi ngầm Tây Bắc. Độ sâu từ 2.100 đến trên 3.000 m
 - 18 Bề mặt sườn dốc mài mòn của các dãy núi ngầm Đông Nam. Độ sâu 2.300 - 3.500 m

Hình 7. Sơ đồ địa mạo thời kỳ Pliocene muộn.

3.3. Đặc điểm địa mạo thời kỳ Pliocene muộn

Bản đồ địa mạo thời kỳ Pliocene muộn (Hình 7) gồm các đơn vị như sau:

- Địa hình lục địa cổ

(1) Bề mặt lục địa cổ: Đây là những lục địa cổ còn sót lại ở các giai đoạn địa chất trước Pliocene. Những lục địa cổ này được phân bố ở góc Đông Nam vùng nghiên cứu bằng những mảnh sót với kích thước không lớn khoảng 52 km² nằm trên độ sâu đáy biển khác nhau: 1.900 m, 3.000 m. Các lục địa cổ này cũng là nơi bắt đầu của các đường đẳng sâu tỏa đi các hướng khác nhau. Các lục địa cổ được cấu tạo bởi đá gốc có tuổi trước Pliocene.

- Địa hình đáy biển
- + Bể mặt đồng bằng nằm ngang, hơi nghiêng

(2) Bể mặt hơi nghiêng, tích tụ trầm lục địa cổ Pliocene muộn, độ sâu 200 - 400 m: Bể mặt nằm ở góc Tây Bắc vùng nghiên cứu, có diện tích khoảng hơn 6.000 km². Trên bản đồ, đồng bằng được thể hiện bằng các đường đẳng sâu 250 m, 300 m, 350 m và 400 m, chạy song song với nhau theo phương kinh tuyến. Khoảng cách của các đường đẳng sâu thưa dần từ Tây sang Đông, làm cho bề mặt đồng bằng hơi nghiêng (độ dốc < 1°) và thoải dần. Ranh giới phía Đông của đường đồng bằng được giới hạn bằng đường đẳng sâu 400 m. Bể mặt này có thể coi là thêm trong của thời kỳ Pliocene muộn.

(3) Bể mặt nghiêng, vận chuyển - tích tụ, trầm lục địa, độ sâu 400 - 700 m: Bể mặt cũng thuộc trầm lục địa cổ Pliocene nằm ở phía Đông của bể mặt hơi nghiêng, tích tụ trầm lục địa cổ Pliocene, độ sâu 200 - 400 m. Đồng bằng được giới hạn bởi các đường đẳng sâu từ 400 - 700 m chạy song song với nhau theo phương kinh tuyến. Khoảng cách của các đường đẳng sâu tương đối đều nhau, cách nhau khoảng 5 km. Điều đó làm cho bề mặt đồng bằng dốc hơn (độ dốc > 1°) so với đồng bằng hơi nghiêng ở phía trong. Phía Đông đồng bằng tồn tại 1 trũng khép kín, kéo dài theo phương Đông Bắc - Tây Nam trên độ sâu 600 m. Đồng bằng được giới hạn ở phía Đông bằng đường điểm sụt bậc xuống sườn lục địa ở độ sâu 700 m. Có thể coi bề mặt này là thêm ngoài của thời kỳ Pliocene muộn.

(4) Bể mặt bán địa hào trên những độ sâu khác nhau: Khác với giai đoạn trước, vào thời kỳ Pliocene muộn, hoạt động đứt gãy đã trở nên yếu hơn nên các bể mặt bán địa hào đã trở nên ít hơn. Có thể ghi nhận các bể mặt đó như sau: Tại khu vực trung tâm phía Nam vùng nghiên cứu tồn tại 2 đứt gãy gần nhau. Đứt gãy thứ nhất nằm ở phía Nam theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Biên độ dịch chuyển của đứt gãy đạt đến 400 - 700 m. Đứt gãy thứ 2 nằm ở phía Bắc, cũng theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Biên độ dịch chuyển của đứt gãy khoảng 400 - 500 m. Phía Đông Nam khu vực nghiên cứu tồn tại 4 bể mặt địa hào nhỏ. Đứt gãy chạy theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Các đường đẳng sâu vòng góc với đứt gãy làm cho địa hình bị sụt bậc từ Tây Nam lên Đông Bắc.

(5) Bể mặt nằm ngang mài mòn, độ sâu 900 - 1.000 m: Các bể mặt này là những bể mặt ngang, lượn sóng nổi lên ở dưới đáy biển, phân bố ở phần trung tâm và góc Đông Nam của tờ bản đồ. Ở phần trung tâm ghi nhận 3 bể mặt nằm ngang nổi lên cao trên các dãy núi ngầm đáy biển. Bể mặt thứ 1 nằm ở phía Tây khu vực nghiên cứu và chạy theo

phương kinh tuyến với diện tích khoảng gần 200 km²; bề mặt đỉnh 900 m gồm 3 chỏm được liên hệ với nhau bởi 2 yên ngựa ở độ sâu khoảng 1.700 m. Bể mặt thứ 2 nằm về phía Đông Bắc bề mặt thứ 1, chạy theo phương Đông Bắc - Tây Nam, trùng với phương cấu trúc chung của vùng; bề mặt đỉnh 900 m, kéo dài gồm 3 chỏm, nối với nhau bởi 1 yên ngựa. Bể mặt thứ 3 nằm ở gần trung tâm của vùng nghiên cứu, phía Nam khối vi lục địa có bề mặt đỉnh hình tròn. Ở phía Đông bề mặt này tồn tại các bể mặt phun trào cổ tạo thành 1 chuỗi chạy liên tiếp nhau theo phương Tây Bắc - Đông Nam. Phía Đông Nam tờ bản đồ, bề mặt 900 m, tồn tại dưới dạng 2 chỏm hình tròn có kích thước không lớn, khoảng 20 km². Hai chỏm này được nối với nhau bởi 1 yên ngựa nằm ở độ sâu 1.400 m.

(6) Bể mặt nằm ngang, mài mòn, độ sâu 1.500 - 1.750 m: Đơn vị địa hình này phân bố rải rác ở khu vực nghiên cứu. Tại trung tâm phía Bắc tờ bản đồ gặp 2 bể mặt nằm ngang, mài mòn, độ sâu 1.500 - 1.700 m. Bể mặt phía Tây chạy theo phương kinh tuyến với diện tích khoảng 780 km², 2 bề mặt đỉnh nổi cao ở độ sâu 1.400 - 1.500 m. Bể mặt phía Nam hình oval chạy theo phương Đông Bắc - Tây Nam, bề mặt đỉnh nằm ở độ sâu 1.400 m. Bể mặt phía Bắc hình tròn ở độ sâu 1.500 m. Hai bề mặt này nối với nhau bằng 1 yên ngựa ở độ sâu 1.500 m. Cũng từ yên ngựa này, 1 rãnh xói ngầm xuất hiện, đổ về phía Đông. Phía Đông Nam của bể mặt tồn tại 1 trường núi lửa cổ bao phủ với diện tích 55 km². Bể mặt phía Đông nằm ở độ sâu khoảng 1.500 m chạy theo phương kinh tuyến. Bể mặt là 1 vòm phun trào cổ. Bao quanh vòm phun trào là các đường đẳng sâu khép kín xuống đến 2.050 m, tạo thành 1 đôi ngầm. Phía Nam khu vực này, tồn tại bề mặt nhỏ, bề mặt đỉnh hình tròn nằm ở độ sâu 1.700 m. Ở phía Tây Nam bản đồ, tồn tại 1 bể mặt nằm ngang hình oval chạy theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Bể mặt đỉnh nằm ở độ sâu 1.750 m. Nằm chệch về phía Tây Nam của bể mặt này là bề mặt ở độ sâu 1.700 - 1.750 m của 1 khối phun trào cổ. Các đường đẳng sâu từ 1.800 - 1.900 m khép kín tạo thành 1 núi ngầm theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Khu vực góc Đông Nam của tờ bản đồ cũng gặp các bể mặt nằm ngang ở độ sâu 1.500 m.

(7) Bể mặt nằm ngang - mài mòn, độ sâu trên 2.500 m: Ở khu vực nghiên cứu, các bể mặt nằm ngang mài mòn ở độ sâu trên 2.500 m không nhiều. Bể mặt diện tích lớn nhất khoảng 200 km², nằm ở trung tâm vùng nghiên cứu. Bể mặt đỉnh hình tròn, nằm ở độ sâu 2.800 m. Các đường đẳng sâu bao quanh bề mặt đến 3.100 m tạo nên 1 núi ngầm trên ranh giới giữa sườn núi ngầm Tây Bắc với trũng sâu đại dương. Một bề mặt nằm ngang mài mòn nữa nằm

trên độ sâu 2.500 m gặp ở phía Tây Nam của vùng. Bề mặt đỉnh hình oval, nằm trên độ sâu 2.450 m.

(8) Bề mặt phun trào cổ trên các độ sâu khác nhau: Bề mặt phân bố rải rác ở khu vực nghiên cứu. Ở góc Đông Nam, có 3 khối phun trào lớn, trong đó 2 khối hình tròn và 1 khối hình oval theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Diện tích mỗi khối khoảng vài chục km². Phần phía Bắc của bản đồ cũng gặp 2 khối phun trào cổ, nằm trong đơn vị địa hình số 5 (bề mặt nằm ngang mài mòn, độ sâu 1.500 - 1.700 m). Góc Tây Nam cũng gặp 1 khối phun trào cổ nằm phủ lên bề mặt 1.850 m.

(9) Bề mặt phun trào trẻ trên các độ sâu khác nhau: Bề mặt phun trào trẻ trên độ sâu khác nhau phân bố thành 2 khối có diện tích lớn. Một khối nằm ở trung tâm đới tách giãn có diện tích hơn 900 km². Một khối phân bố ở rìa Tây Bắc đới tách giãn, nơi chuyển tiếp từ núi ngầm Tây Bắc xuống đồng bằng tách giãn, có diện tích khoảng hơn 1.000 km².

+ Các bề mặt đồng bằng

(10) Bề mặt đồng bằng lượn sóng - tích tụ, độ sâu 1.400 - 2.000 m: Bề mặt phân bố ở phía Tây khu vực nghiên cứu với diện tích khoảng 6.583 km². Đồng bằng chạy theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Ranh giới phía Đông Bắc là 1 đường điểm với sườn lục địa ở độ sâu 1.600 - 1.650 m. Phía Tây Nam, đồng bằng tiếp xúc với bề mặt nằm ngang mài mòn ở độ sâu 900 m. Đồng bằng có chiều sâu tăng dần từ Tây Nam lên Đông Bắc. Những đường đẳng sâu lượn sóng đã tạo nên tính lượn sóng của đồng bằng.

(11) Bề mặt đồng bằng phân dị của các đồi núi ngầm và các trũng nhỏ, độ sâu 1.750 - 2.700 m: Đơn vị địa hình này phân bố ở phía Bắc vùng nghiên cứu, phát triển theo phương kinh tuyến. Các đường đẳng sâu sau khi khép kín tạo nên đồi núi ngầm ở độ sâu khoảng 1.900 m thì phát triển thành các đường đẳng sâu kéo dài, liên hệ với nhau tạo thành những sườn ngầm từ 1.900 - 2.700 m. Các sườn ngầm được chia cắt bởi các rãnh xâm thực, có độ dốc khoảng 5°. Ranh giới phía Tây là đường điểm ở độ sâu 1.800 - 2.000 m, tiếp giáp với đồng bằng lượn sóng tích tụ. Ranh giới phía Đông tiếp giáp với sườn dốc của các dãy núi ngầm ở độ sâu khoảng 2.700 m và 1 khối basalt trẻ. Trên bề mặt địa hình tồn tại những trường basalt cổ, những mảnh sót lục địa cổ.

(12) Bề mặt đồng bằng lòng chảo tích tụ, độ sâu 1.500 - 2.200 m: Bề mặt này nằm ở góc Tây Nam khu vực nghiên cứu với diện tích khoảng 5.400 km². Bề mặt được giới hạn bởi đường điểm bao quanh sườn lục địa, đồng bằng

phân dị ở phía Bắc với các dãy núi ngầm ở độ sâu từ 1.800 - 2.000 m. Đồng bằng thấp dần từ Tây sang Đông. Lòng chảo trung tâm có địa hình trũng được giới hạn bởi các trũng khép kín ở độ sâu 1.950 m, 2.150 m. Trũng lòng chảo được định hướng theo phương Đông Bắc - Tây Nam.

(13) Bề mặt đồng bằng phân dị chia cắt mạnh của các đồi núi ngầm, độ sâu 2.500 - 3.000 m: Đơn vị địa hình này phân bố ở phía Đông Nam vùng nghiên cứu. Đây là đơn vị địa hình bị chia cắt mạnh mẽ nhất bởi các đứt gãy tạo thành những bề mặt bán địa hào ở độ sâu 2.000 m, 2.500 m và thậm chí xuống tới 3.150 m. Ở đây ngoài các bề mặt nhỏ nhỏ lên cao đến độ sâu 2.000 m, 2.500 - 2.600 m còn gặp các trũng sâu nhỏ đến 2.800 - 2.900 m. Địa hình có xu thế phát triển theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Tại đây cũng gặp nhiều khối basalt cổ.

(14) Bề mặt đồng bằng phân dị tích tụ, trũng sâu tách giãn đại dương, độ sâu 3.500 - 4.300 m: Bề mặt đồng bằng này chiếm diện tích lớn (khoảng 8.500 km²) ở phía Đông vùng nghiên cứu. Đồng bằng chạy theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Ranh giới phía Tây Bắc tiếp giáp với dãy núi ngầm phía Đông Bắc bằng 1 đường điểm ở độ sâu 3.500 m, sụt bậc từ sườn dốc chuyển sang địa hình bằng phẳng. Ranh giới phía Đông Nam được giới hạn bằng đường đẳng sâu 3.500 m, chuyển tiếp từ sườn dốc xuống bề mặt đồng bằng. Địa hình thấp dần về phía Đông Bắc. Các đường đẳng sâu từ 3.600 - 4.300 m chạy gần như song song và gần nhau làm cho địa hình trở nên dốc và sâu hơn. Đường đẳng sâu 4.300 m tạo nên 1 lòng chảo sâu đến 4.450 m. Ở giữa đáy nổi lên 1 khối núi lửa trẻ, núi lửa Đình Trung.

(15) Bề mặt đồng bằng phân bậc tích tụ đuôi trũng sâu tách giãn, độ sâu 2.500 - 3.300 m: Bề mặt này là đuôi trũng sâu tách giãn, địa hình ở đây khác hẳn với địa hình của đới tách giãn. Các đường đẳng sâu từ 2.500 - 3.300 m song song với nhau và cắt ngang qua, gần như vuông góc với đới tách giãn, làm cho địa hình phân bậc. Vì lý do đó, nhóm tác giả đã tách thành 1 đơn vị địa mạo riêng. Hình thái các đường đẳng sâu tạo thành sườn tương đối thoải (độ dốc < 1°) làm cho địa hình dốc theo phương từ Tây Nam lên Đông Bắc. Góc Đông Nam của đới tách giãn tồn tại đứt gãy chạy theo phương Đông Bắc - Tây Nam tạo nên địa hình bán địa hào ở độ sâu 2.500 - 2.800 m, 2.900 m. Bên cạnh các đứt gãy là khối phun trào cổ.

+ Các bề mặt nằm nghiêng

(16) Bề mặt sườn dốc kiến tạo, sườn lục địa, độ sâu 700 - 1.800 m: Đơn vị địa hình này phân bố ở phía Tây khu vực nghiên cứu, chuyển tiếp từ thềm lục địa ở độ sâu 700 m xuống đáy biển ở độ sâu 1.500 m. Sườn dốc kiến tạo chạy

theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Ở khu vực Tây Nam, sườn dốc kiến tạo được mở rộng đến độ sâu 1.800 m. Ranh giới phía Tây của sườn dốc kiến tạo là 1 đường điểm nằm ở độ sâu từ 400 - 700 m bao quanh thềm lục địa chuyển tiếp từ bề mặt tương đối bằng phẳng của thềm xuống sườn dốc. Ranh giới phía Đông là 1 đường điểm nằm ở độ sâu từ 1.400 - 1.650 m bao quanh sườn lục địa. Chiều rộng của bề mặt sườn dốc khoảng 14 - 30 km, độ dốc trung bình của sườn khoảng 2 - 4°. Địa hình bề mặt sườn phức tạp, xuất hiện nhiều canyon, khe rãnh xâm thực mài mòn chảy từ thềm lục địa cắt qua sườn. Điều này làm cho quá trình động lực ngoại sinh xảy ra ở trên sườn khá mạnh mẽ. Trên bề mặt sườn dốc, 1 số nơi tồn tại những bậc địa hình nằm ngang, bằng phẳng ở độ sâu 900 m.

(17) Bề mặt sườn dốc mài mòn của các dãy núi ngầm Tây Bắc, độ sâu từ 2.100 m đến trên 3.000 m: Bề mặt chiếm diện tích lớn (7.539 km²) của trung tâm vùng nghiên cứu, có độ sâu từ 2.100 m đến trên 3.000 m. Có thể chia sườn dốc thành những đoạn sau đây: Đoạn phía Bắc, sườn có độ dốc nhỏ nhất (khoảng ~ 1°), các đường đẳng sâu từ 3.050 - 4.000 m song song với nhau theo phương kinh tuyến; từ độ sâu 3.300 m trở xuống, các đường đẳng sâu đan dày hơn, làm cho độ dốc lớn hơn. Đoạn trung tâm, sau khi vượt qua khối phun trào, các đường đẳng sâu từ 2.000 m xuống 3.550 m đan dày làm cho sườn trở nên dốc nhất (độ dốc 10°). Các rãnh xâm thực chia cắt vuông góc với sườn làm cho địa hình càng phức tạp. Sau đó đoạn sườn được mở rộng nhất, với chiều rộng khoảng ~ 60 km từ đường đẳng sâu 2.200 m đến 3.200 m. Tại khoảng độ sâu 2.800 - 2.850 m phát hiện khoảng không gian tương đối bằng phẳng, 2 đường đẳng sâu cách xa nhau, tạo nên trũng sâu cục bộ. Đoạn phía Nam bề mặt sườn dốc được tách làm 2 nhánh chạy theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Nhánh phía Tây là sườn dốc của bề mặt đồng bằng lượn sóng tích tụ độ sâu 1.400 - 2.000 m và bề mặt nghiêng vận chuyển, tích tụ thềm lục địa với các đường đẳng sâu từ 2.200 m xuống 2.600 - 2.800 m, độ dốc đạt ~ 10°. Nhánh phía Đông là sườn dốc giữa bề mặt bán địa hào với bề mặt đồng bằng phân bậc từ độ sâu 2.400 m đến độ sâu 2.850 m, độ dốc khoảng 7°.

(18) Bề mặt sườn dốc mài mòn của các dãy núi ngầm Đông Nam, độ sâu 2.300 - 3.500 m: Bề mặt nằm ở phía Đông Nam vùng nghiên cứu là đơn vị địa hình chuyển tiếp từ bề mặt địa hình phân dị chia cắt mạnh của các đồi núi ngầm từ độ sâu 3.000 m đến độ sâu 3.500 m của trũng sâu tách giãn. Bề mặt sườn chạy theo phương Đông Bắc - Tây Nam mở rộng về phía Đông Bắc và thu hẹp về phía Tây Nam. Sườn dốc được bắt đầu từ đường

đẳng sâu 2.350 m và kết thúc ở đường đẳng sâu 3.500 m. Độ dốc của sườn đạt 14°. Bề mặt sườn bị chia cắt bởi các rãnh ngầm mang vật liệu di chuyển về phía Tây Bắc, đổ về trũng sâu tách giãn.

4. Kết luận

Kết quả nghiên cứu về đặc điểm địa mạo thời kỳ Pliocene khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông có thể rút ra kết luận sau:

- Địa hình khu vực trũng sâu Tây Nam Biển Đông trong các giai đoạn Pliocene sớm, Pliocene giữa và Pliocene muộn phản ánh rõ cấu trúc của vỏ trái đất bao gồm thềm lục địa, sườn lục địa, đáy biển sâu và đới tách giãn.
- Các đơn vị địa mạo trong các thời kỳ Pliocene có số lượng khác nhau bao gồm các đơn vị chính là địa hình lục địa cổ còn sót lại và địa hình đáy biển. Trong địa hình đáy biển gồm các bề mặt nằm ngang, các bề mặt đồng bằng và các bề mặt sườn dốc.
- Các đơn vị địa mạo trong thời kỳ Pliocene muộn đều mang tính kế thừa của các giai đoạn Pliocene sớm, Pliocene giữa. Tính kế thừa thể hiện rõ rệt nhất ở các núi ngầm đỉnh phẳng, các núi địa lũy tồn tại suốt trong Pliocene.
- Vào thời kỳ Pliocene sớm và giữa, khối lục địa cổ còn chiếm vị trí nhất định ở góc Tây Bắc khu vực nghiên cứu. Sang đến Pliocene muộn địa hình lục địa cổ chỉ còn là dạng các mảnh sót lục địa cổ ở phía Đông Nam. Như vậy, thời kỳ Pliocene muộn, khu vực nghiên cứu bị ngập sâu dưới đáy biển.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được hoàn thành với sự hỗ trợ của các tác giả tham gia Đề tài cấp Nhà nước KC.09.30/16-20.

Tài liệu tham khảo

- [1] Nguyễn Hiệp và nnk, *Địa chất và tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2007.
- [2] Lê Đức An, "Đặc điểm về địa mạo đáy biển quần đảo Trường Sa và các vùng kế cận", *Tuyển tập các công trình nghiên cứu về điều kiện tự nhiên và tài nguyên thiên nhiên vùng quần đảo Trường Sa*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 1998.
- [3] Nguyễn Thế Tiệp, "Nghiên cứu cấu trúc địa chất vùng biển nước sâu (> 200 m nước) Nam Việt Nam là cơ sở khoa học để tìm kiếm Tài nguyên khoáng sản liên quan". Đề tài cấp Nhà nước KC09-18/06-10, 2010.

[4] Trịnh Xuân Cường và nnk, "*Tiềm năng dầu khí bể Tư Chính Vũng Mây*", thuộc Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam", Viện Dầu khí Việt Nam, 2013.

[5] Nguyễn Anh Đức và nnk, "*Tiềm năng dầu khí bể Phú Khánh*", thuộc Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam", Viện Dầu khí Việt Nam, 2013.

[6] Đặng Văn Bát, "*Xây dựng bản đồ địa mạo vùng Đông Nam thềm lục địa Việt Nam, phục vụ chiến lược phát triển kinh tế và xây dựng công trình biển, tỷ lệ 1:250.000*". Đề tài nhánh KC09-09-07, 2004.

[7] Vũ Văn Phái, Đặng Văn Bào, "*Bản đồ địa mạo biển nông ven bờ 0 - 30 m nước Việt Nam tỷ lệ 1:500.000*, 2001.

[8] Lê Đức An, "*Đặc điểm về địa mạo khu vực Trường Sa và Tư Chính - Vũng Mây tỷ lệ 1:250.000*, 2004.

PLIOCENE MORPHOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE EAST SEA'S SOUTHWESTERN DEEP DEPRESSION

Dang Van Bat¹, Tong Duy Cuong², Ngo Thi Kim Chi³

¹Vietnam Union of Geological Sciences

²Vietnam Petroleum Institute

³Hanoi University of Mining and Geology

Email: ngothikimchi@hmg.edu.vn

Summary

Pliocene morphological characteristics of the East Sea's southwestern deep depression at the scale of 1:250,000 based on co-originated surfaces are presented in this paper. The study shows that the morphological characteristics of the study area in the Early, Middle and Late Pliocene reflect a clear structure of the Earth's crust and consist of continental shelf, continental slope, deep sea floor and depression zone. The main morphological units in the Pliocene include the paleo-morphological continent and morphological sea floor. The morphological sea floor consists of horizontal surfaces, plane surfaces and slope surfaces. The morphological units in the Late Pliocene inherit features of the Early and Middle ones. Their inheritance is most visible on the guyots and the horst mountains existing throughout the Pliocene period. In the Early and Middle Pliocene, the paleo-continent mass distributed in a limited area in the north-west corner of the study area. In the Late Pliocene, the paleo-continent mass disappeared and the whole study area was dominated by the sea. Hence, the Early and Middle Pliocene were the period of transgression into the Vietnam continent. In the Late Pliocene, the study area was submerged in the deep sea.

Key words: Morphology, Pliocene, East Sea's south-western deep depression.

ỨNG DỤNG PHƯƠNG PHÁP TỐI ƯU BỀ MẶT ĐÁP ỨNG VÀ THIẾT KẾ THỬ NGHIỆM BOX-BEHNKEN NHẪM TỐI ƯU HÓA THIẾT KẾ NÚT VĨA THỦY LỰC CHO ĐỐI TƯỢNG MIOCENE DƯỚI, MỎ BẠCH HỔ

Nguyễn Hữu Trường, Hà Như Ý

Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: truongnh@pvu.edu.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.05-03>

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu kết quả ứng dụng phương pháp tối ưu bề mặt đáp ứng (RSM) và thiết kế thử nghiệm Box-Behnken để đánh giá ảnh hưởng của các thông số tới hiệu quả khai thác sau nứt vỉa cho đối tượng Miocene dưới, mỏ Bạch Hổ. Các thông số (chiều dài khe nứt, nồng độ hạt chèn, lưu lượng bơm, độ nhớt dung dịch nứt vỉa) ảnh hưởng tới hiệu quả kinh tế và được tối ưu ứng với yêu cầu giá trị hiện tại ròng (NPV) tối đa trong thời gian tính toán sản lượng dầu khai thác trong 3 năm. Kết quả phân tích độ nhạy cho phép đánh giá mức độ ảnh hưởng cũng như tác động của các thông số trên tới giá trị hiện tại ròng.

Từ khóa: Tối ưu bề mặt đáp ứng, thiết kế Box-Behnken, nứt vỉa thủy lực, Miocene dưới, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Công nghệ nứt vỉa thủy lực được sử dụng rộng rãi để kích thích vỉa nhằm nâng cao sản lượng khai thác dầu hoặc khí. Tuy nhiên, quá trình thiết kế nứt vỉa thủy lực thường gặp khó khăn khi phải đưa ra quyết định về các thông số xử lý nứt vỉa thủy lực: chiều dài khe nứt, độ nhớt dung dịch nứt vỉa, lưu lượng bơm, thời gian bơm, loại hạt chèn, nồng độ hạt chèn, hệ số thất thoát dung dịch nứt vỉa... Đặc biệt, tối đa NPV là tiêu chí quan trọng để xác định thiết kế nứt vỉa thủy lực đó là tối ưu [1 - 3]. NPV thu được trên cơ sở phân tích độ nhạy của các xử lý nứt vỉa thủy lực và chiều dài khe nứt. Tính toán NPV được thực hiện thông qua việc phân tích độ nhạy của các thông số xử lý nứt vỉa thủy lực khác nhau và chiều dài khe nứt.

Đối với mỗi thử nghiệm thiết kế không đảm bảo thực hiện thiết kế nứt vỉa thủy lực tối ưu bởi vì nó loại bỏ kích bản các thông số tiềm năng có ảnh hưởng tới hoạt động vận hành khác nhau như: khả năng bơm, độ bền ống khai thác (tubing strength), áp suất làm việc tối đa của các thiết bị trên bề mặt và yêu cầu sự phát triển hình dạng khe nứt. Có nhiều thuận lợi với thiết kế mục tiêu yêu cầu khác nhau

trên cơ sở tối đa giá trị hiện tại ròng (NPV) và tối thiểu giá thành xử lý nứt vỉa thủy lực. Thực hiện tối ưu nứt vỉa thủy lực trong việc cân nhắc lưu lượng bơm, thời gian bơm, nồng độ hạt chèn như là các thông số xử lý nứt vỉa thủy lực độc lập [4]. Tuy nhiên, nghiên cứu này đã bỏ qua sự tương tác của các thông số xử lý nứt vỉa thủy lực, hệ số thất thoát dung dịch nứt vỉa tới NPV, hay hiệu quả khai thác sau nứt vỉa. Ba thông số xử lý nứt vỉa thủy lực được tối ưu với khoảng cụ thể với yêu cầu tối đa hóa NPV trên cơ sở chiều cao khe nứt không đổi và chiều dài các khe nứt khác nhau. Có phương pháp đã tối ưu được chiều dài, chiều rộng khe nứt với mỗi khối lượng hạt chèn cho trước cho đối tượng vỉa cụ thể, tuy nhiên nghiên cứu chưa tối ưu thông số xử lý nứt vỉa thủy lực và sự tương tác của chúng theo lợi nhuận ròng [5]. Phương pháp [6] rà soát các thiết kế nứt vỉa thủy lực trên cơ sở hình dạng khe nứt và kết hợp xử lý nứt vỉa thủy lực thực tế để từ đó tối ưu nứt vỉa thủy lực.

Trong các trường hợp thiết kế tối ưu, việc tối ưu hóa các thông số thiết kế xử lý nứt vỉa thủy lực chưa đủ mức độ tin cậy vì bỏ qua mức độ ảnh hưởng của các thông số xử lý nứt vỉa và ảnh hưởng sự tương tác giữa các thông số tới giá trị hiện tại thuần, điều này dẫn đến hiệu quả nứt vỉa thủy lực không như kỳ vọng.

Áp dụng thiết kế thử nghiệm Box-Behnken và tối ưu



Ngày nhận bài: 15/3/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 15/3 - 1/4/2021.

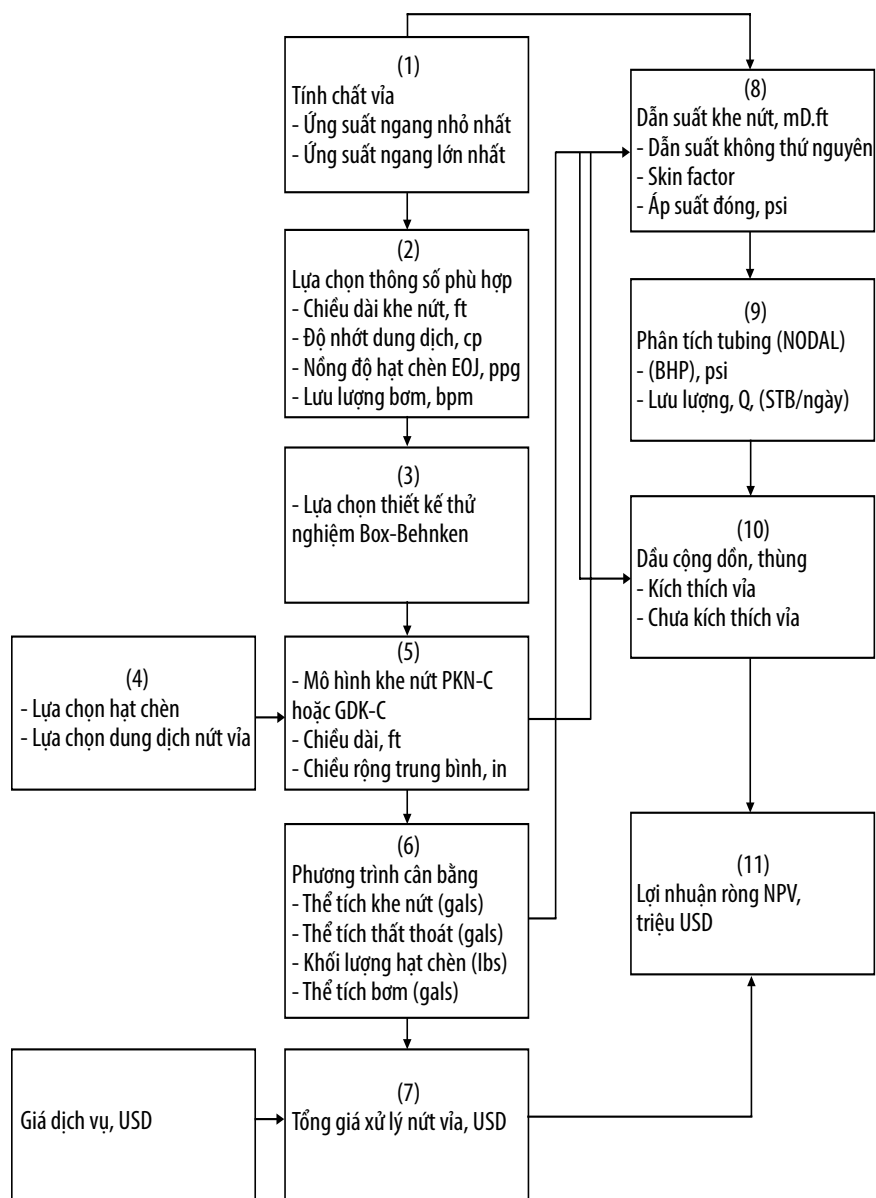
Ngày bài báo được duyệt đăng: 25/5/2021.

bề mặt đáp ứng (RSM) sẽ loại bỏ được hạn chế này để tối ưu các thông số, đồng thời cho phép phân tích ảnh hưởng của từng thông số, sự tương tác của các thông số, đánh giá mức độ ảnh hưởng cũng như độ tin cậy trong tối ưu hóa trước khi tiến hành thiết kế nứt vỉa thủy lực chính thức.

2. Mô hình tối ưu hóa các thông số thiết kế nứt vỉa

Hình 1 cho thấy sơ đồ mô hình tối ưu thông số xử lý nứt vỉa thủy lực cho đối tượng Miocene dưới. Các bước thực hiện theo thứ tự như sau:

- Xác định tính chất vỉa và các ứng suất tại chỗ;
- Sàng lọc các thông số xử lý nứt vỉa thủy lực chính có thể điều chỉnh trên bề mặt;
- Lựa chọn thiết kế thí nghiệm phù hợp;
- Lựa chọn mô hình khe nứt phù hợp;



Hình 1. Mô hình phát triển để xử lý tối ưu nứt vỉa thủy lực cho đối tượng Miocene dưới.

- Tính toán thể tích dung dịch, khối lượng hạt chèn, công suất bơm, giá thành xử lý nứt vỉa thủy lực, và tính toán chiều rộng hạt chèn trong khe nứt, chiều dài hạt chèn trong khe nứt bằng cách sử dụng phương trình cân bằng;

- Tính toán dẫn suất hạt chèn trong khe nứt ở điều kiện có hệ số hư hại dẫn suất hạt chèn, độ rỗng hạt chèn, độ thấm gói hạt chèn và sự phân bố hạt chèn, áp suất đóng khe nứt;

- Tính toán dẫn suất không thứ nguyên, hệ số Skin và thực hiện mô phỏng khai thác trong 3 năm trong điều kiện chế độ khai thác chuyển tiếp cho trường hợp cơ sở và trường hợp mô phỏng. Cuối cùng, tính toán lợi nhuận ròng cho 3 năm khai thác trên cơ sở giá dầu, tỷ số lợi tức, thực hiện tối ưu thông số xử lý nứt vỉa thủy lực khi NPV tối đa và chi phí tối thiểu.

3. Trường ứng suất

Hướng và các giá trị của ứng suất tại chỗ sẽ xác định hướng và hình dạng của các khe nứt lan truyền [7, 8]. Trạng thái của ứng suất được thực hiện bởi 3 ứng suất chính vuông góc với nhau trong đó σ_1 biểu thị ứng suất chính lớn nhất, σ_2 ứng suất chính trung gian và σ_3 ứng suất chính nhỏ nhất [9]. Các khe nứt lan truyền từ kết quả nứt vỉa thủy lực vuông góc với ứng suất chính nhỏ nhất [10]. Ở bể Cửu Long, cả ứng suất ngang nhỏ nhất và ứng suất ngang lớn nhất được xác định theo phương pháp thực nghiệm [11].

Ứng suất ngang lớn nhất được xác định theo công thức dưới đây:

$$S_H = 0,0155Z + \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} (P_p - P_h) \quad (1)$$

Phương pháp kiểm tra leak-off test (LOT), mini-frac test và phương pháp leak-off test mở rộng (extend-

ed) được sử dụng để xác định ứng suất tối thiểu [12, 13]. Đối với phương pháp thực nghiệm, ứng suất ngang nhỏ nhất có thể được tính theo phương trình sau [11]:

$$S_h = 0,0135Z + \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} (P_p - P_h) \quad (2)$$

Trong thực tế thi công khoan ngoài hiện trường, chênh áp giữa áp suất lỗ rỗng và áp suất thủy tĩnh thường được thiết kế rất nhỏ nên giá trị ứng suất ngang nhỏ nhất được xác định là 0,0135Z, còn giá trị ứng suất ngang lớn nhất là 0,0155Z.

Trong đó:

P_p : Áp suất lỗ rỗng (MPa);

P_h : Áp suất thủy tĩnh (MPa);

α : Yếu tố đàn hồi của Biot;

ν : Tỷ số Poisson;

Z: Độ sâu thẳng đứng của giếng (m).

4. Mô hình khe nứt

Mô hình khe nứt PKN-C dùng để kích thích nứt vỉa thủy lực cho đối tượng Miocene dưới vì có tính tới hệ số thất thoát dung dịch; chiều dài khe nứt lớn hơn nhiều so với chiều cao khe nứt. Có nhiều mô hình để tính toán sự phát triển khe nứt như chiều dài, chiều cao và chiều rộng khe nứt. Đó là hàm của các thông số khác nhau dựa trên mô hình khe nứt thực tế, chẳng hạn như: mô hình 2D [14, 15], mô hình giả 3 chiều (p-3D) [16] và mô hình 3 chiều (3D) [17]. Để ước tính hình dạng khe nứt chính xác trong quá trình nứt vỉa thủy lực cho đối tượng Miocene dưới, mô hình khe nứt 2D PKN-C, được sử dụng dựa trên nghiên cứu ban đầu của Perkins, Kern và Nordgren và phương trình Carter II kết hợp phương trình cân bằng vật chất [18]. Trong trường hợp không có hệ số thất thoát dung dịch, mô hình khe nứt 2D, mô hình p-3D và mô hình đầy đủ 3D không diễn tả đầy đủ sự phát triển khe nứt vì chúng không tính tới hệ số thất thoát dung dịch. Do đó, mô hình PKN-C phù hợp để xác định chiều dài và chiều rộng khe nứt dựa trên tổng thể tích dung dịch được bơm vào. Mô hình PKN-C liên quan đến chiều rộng đứt gãy ở lòng giếng, chiều dài khe nứt, lưu lượng bơm, chỉ số ứng xử và chỉ số độ sệt dung dịch nứt vỉa của chất lỏng phi Newton và tính chất của đất đá có thể được xác định bằng [19]:

$$w_f = 9,15^{\frac{1}{2n+2}} 3,98^{\frac{n}{2n+2}} \left(\frac{1+2,14n}{n} \right)^{\frac{n}{2n+2}} K^{\frac{1}{2n+2}} \left(\left(\frac{q_i}{2} \right)^n \frac{h_f^{1-m} x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{2n+2}} \quad (3)$$

Chiều rộng trung bình khe nứt với hệ số mô hình $\pi/5$ được tính: $w_o = (\pi/5) \times w_f$

Giải phương trình cân bằng (Carter II) có tính tới hệ số thất thoát dung dịch trên cơ sở lưu lượng bơm không đổi, chiều dài khe nứt được biểu diễn như sau [18]:

$$x_f = \frac{(w_o + 2S_p)q_i}{4C_l^2 \pi h_f} \left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right], \text{ với } \beta = \frac{2C_l \sqrt{\pi t_i}}{w_o + 2S_p} \quad (4)$$

Áp suất khe nứt được tính như sau:

$$P_{net} = \frac{E'}{2h_f} \times w_f \quad (5)$$

Áp suất xử lý nứt vỉa thủy lực ở đáy giếng là:

$$P_{treat} = \sigma_1 + P_{net} \quad (6)$$

Trong đó σ_1 là ứng suất ngang nhỏ nhất (psi).

Mối liên hệ giữa tổng thể tích bơm V_i (gồm thể tích dung dịch nứt vỉa, thể tích hạt chèn), thể tích dung dịch đệm V_{pad} và hiệu quả nứt vỉa η được xác định bởi công thức sau [1, 20]:

$$V_{pad} = V_i \left(\frac{1-\eta}{1+\eta} \right) \quad (7)$$

Trong đó hiệu quả nứt vỉa thường được xác định thông qua mini-frac test, từ đó cho phép thiết kế quy trình bơm tối ưu.

4.1. Công nghệ bơm nứt vỉa thủy lực

Nứt vỉa thủy lực được sử dụng để gia tăng sản lượng khai thác dầu, khí cho đối tượng vỉa có độ thấm thấp, mức độ liên thông kém, vỉa bị nhiễm bẩn. Nứt vỉa thủy lực thường được chia thành 3 giai đoạn.

- Giai đoạn 1 là đệm thể tích không chứa hạt chèn để nứt vỉa (tạo chiều dài, chiều rộng khe nứt ban đầu); chiều rộng khe nứt phải đảm bảo lớn hơn 3 lần đường kính hạt chèn trung bình [21]. Để tối ưu hóa thể tích dung dịch đệm cần phải xác định hiệu quả nứt vỉa dựa trên nứt vỉa thử nghiệm mini-frac test. Trong phân tích áp suất đáy giếng suy giảm của mini-frac test lúc đóng giếng, áp suất đáy giếng sẽ giảm theo hệ số mất dung dịch và độ thấm của thành hệ. Như vậy, phân tích suy giảm áp suất đáy giếng bằng mini-frac test nhằm xác định hình dạng khe nứt, hệ số thất thoát dung dịch, lưu lượng bơm để thực hiện bơm nứt vỉa chính.

- Giai đoạn 2 là tiến hành bơm dung dịch nứt vỉa trộn hạt chèn để giữ cho khe nứt luôn luôn mở sau khi kết thúc nứt vỉa và từ đó tạo đường dẫn có độ thấm cao khiến chất lưu dễ dàng di chuyển từ khe nứt tới giếng khai thác.

- Giai đoạn 3 là bơm chất phá gel làm sạch khe nứt nhằm tăng dẫn suất khe nứt và tạo điều kiện đưa dung dịch nứt vỉa ra khỏi giếng.

Sự tăng chỉ số khai thác sản phẩm phụ thuộc vào độ dẫn suất của khe nứt và hình dạng khe nứt có hạt chèn ở lúc kết thúc bơm. Vì vậy, vấn đề quan trọng là phải thiết kế nứt vỉa để cho sự phân bố hạt chèn bên trong khe nứt là lớn nhất khi kết thúc bơm. Phương pháp xác định thể tích dung dịch đệm tối ưu và lịch trình bơm có hạt chèn dựa trên hiệu quả nứt vỉa. Thể tích dung dịch đệm không chứa hạt chèn được tính như sau [20]:

$$V_p = q_{inj} \times t_{pad} \times t_{inj} \quad (8)$$

Trong đó:

q_{inj} : Lưu lượng bơm (thùng/phút);

t_{inj} : Thời gian bơm (phút);

t_{pad} : Thời gian bơm dung dịch đệm (phút).

Khi đó sẽ có:

$$f = \frac{t_{pad}}{t_{inj}} = \left\{ \frac{l + \sqrt{l^2 + 4lk(k-1)}}{2k} \right\}^2 \quad (9)$$

$$l = 1 - e_f$$

$$k = 1 + 0,1781l$$

Trong đó, e_f là hiệu quả nứt vỉa (%).

Nồng độ hạt chèn là một hàm số của thời gian bơm được xác định bởi công thức:

$$C_p(t) = C_f \left[\frac{t - t_{pad}}{t_{inj} - t_{pad}} \right]^{\frac{1-f}{f}} \quad (10)$$

Với $C_p(t)$ là nồng độ hạt chèn tại thời gian t (ppg), C_f là nồng độ hạt chèn mong muốn ở lúc kết thúc bơm (ppg). Các bước thiết kế lịch trình bơm như sau:

Xác định C_f , q_{inj} , e_f và t_{inj} ;

Xác định l khi biết hiệu quả nứt vỉa;

Xác định k , khi biết l ;

Xác định f , khi biết k và l ;

Xác định thời gian bơm dung dịch đệm khi biết tổng thời gian bơm và l ;

Xác định thể tích dung dịch đệm, V_{pad} khi biết q_{inj} và t_{pad} ;

Xác định lịch trình bơm có hạt chèn $C_p(t)$ ở thời gian mong muốn.

4.2. Phương trình cân bằng

Khe nứt phát triển trong quá trình bơm và tuân theo phương trình cân bằng vật chất phổ biến được định nghĩa là $V_i = V_f + V_p$ trong đó:

V_i : Tổng thể tích bơm vào giếng;

V_f : Thể tích khe nứt;

V_p : Thể tích dung dịch thất thoát.

Thể tích khe nứt, V_p được xác nhận là 2 bên cánh của khe nứt tính từ giếng. Phương trình cân bằng vật chất dùng để tính toán khối lượng hạt chèn, thể tích dung dịch không có hạt chèn, thể tích dung dịch thất thoát, để từ đó tính toán giá thành xử lý nứt vỉa thủy lực.

5. Mô hình dẫn suất

Giá trị dẫn suất khe nứt là thông số đo lường khả năng chất lưu di chuyển trong khe nứt. Độ dẫn suất của gói hạt chèn thường được đo trong phòng thí nghiệm theo tiêu chuẩn API và phụ thuộc vào loại hạt chèn, kích thước hạt chèn, hình dạng hạt chèn, độ thấm, độ xốp của gói hạt chèn dưới áp suất đóng. Tiêu chuẩn API đo độ dẫn suất gói hạt chèn trên cơ sở nồng độ hạt chèn 2lb/ft² [22]. Khi biết giá trị độ thấm gói hạt chèn dưới áp suất đóng, giá trị độ dẫn suất gói hạt chèn được tính như sau:

$$\text{Dẫn suất (md.ft)} = k_p w_p \quad (11)$$

Trong đó:

k_p : Độ thấm của gói hạt chèn (mD);

w_p : Chiều rộng do hạt chèn tạo ra trong khe nứt (ft).

5.1. Chiều rộng hạt chèn

Giả sử toàn bộ khối lượng hạt chèn trên bề mặt (M_p) được bơm vào khe nứt để chiếm chỗ và tạo ra chiều dài khe nứt (x_f) và chiều cao khe nứt (h_f). Trong điều kiện hạt chèn phân bố đồng đều bên trong khe nứt, ta có:

$$M_p = 2x_f h_f w_p (1 - \phi_p) \rho_p \quad (12)$$

Từ công thức (12), chiều rộng hạt chèn (w_p) lúc kết thúc bơm được tính như sau:

$$w_p = \frac{M_p}{2x_f h_f (1 - \phi_p) \rho_p} \quad (13)$$

Trong đó, $2x_f h_f w_p (1 - \phi_p)$ biểu diễn thể tích của gói hạt chèn bên trong thể tích khe nứt và thể hiện đặc điểm, kích thước và tỷ trọng riêng của hạt chèn. Tỷ trọng riêng gói hạt chèn (ρ_p) cho biết các đặc điểm của hạt chèn được chọn, như đường kính, hình dạng, độ rỗng gói hạt chèn phụ thuộc điều kiện đất đá vỉa, áp suất đóng khe nứt.

5.2. Độ thấm gói hạt chèn

Giá trị độ thấm gói hạt chèn phụ thuộc vào áp suất đóng khe nứt, đường kính trung bình của hạt chèn, độ

rỗng gói hạt chèn và chất lượng đồng đều của hạt chèn. Mô hình độ thấm gói hạt chèn được biểu diễn như sau [21]:

$$k_p = \frac{d_p^2 \phi_p^3}{150(1-\phi_p)^2} \quad (14)$$

Trong đó:

k_p : Độ thấm của gói hạt chèn (mD);

d_p : Đường kính trung bình của hạt chèn;

ϕ_p : Độ rỗng của gói hạt chèn (%).

6. Chế độ khai thác chuyển tiếp

Dựa trên hiện trạng của áp suất đáy giếng không đổi, chế độ khai thác dầu chuyển tiếp của giếng đã nứt vỉa được biểu diễn như sau [23]:

$$(p_i - p_{wf}) = \frac{162,6q_o B_o \mu}{kh} \left(\log t + \log \frac{k}{\phi_{\mu c_t} r_w'^2} - 3,23 + s \right) \quad (15)$$

Trong đó:

P_i : Áp suất vỉa ban đầu (psi);

t : Thời gian khai thác ở chế độ chuyển tiếp (tháng);

k : Độ thấm vỉa (mD);

c_t : Tổng độ nén (psi^{-1});

s : Hệ số skin đạt được sau nứt vỉa;

h : Chiều dày vỉa (ft);

μ : Độ nhớt của vỉa dầu (cp);

B_o : Hệ số thể tích vỉa dầu (res bbl/STB).

r_w' : Bán kính hiệu dụng đạt được sau nứt vỉa được cho bởi công thức: $r_w' = r_w e^{-s_f}$, s_f là hệ số skin được tính từ công thức mối liên hệ [24] $s_f = F - \ln\left(\frac{x_f}{r_w}\right)$. Hệ số F được tính như sau:

$$F = \frac{1,65 - 0,328u + 0,116u^2}{1 + 0,18u + 0,064u^2 + 0,005u^3} \quad (16)$$

Trong đó:

$u = \ln(F_{CD})$ và $F_{CD} = (k_w/k_{xf})$; k_w là dẫn suất của khe nứt trong các điều kiện cụ thể về áp suất đóng của khe nứt, sự phân bố của hạt chèn bên trong khe nứt, loại và kích thước hạt chèn, độ rỗng và độ thấm của gói hạt

chèn dưới tác dụng của áp suất đóng, cường độ nén của hạt chèn.

F_{CD} là dẫn suất không thứ nguyên của khe nứt trong điều kiện số hạt chèn, cùng với tỷ số phát triển/lan truyền của khe nứt với bán kính ảnh hưởng ($2x_f/x_e$) dựa trên thể tích khe nứt được thiết lập bên trong khe nứt.

Số hạt chèn được tính theo mô hình [25]:

$$N_{prop} = \frac{2k_f V_{prop}}{k V_{res}} \quad (17)$$

Trong đó:

k_f : Độ thấm hiệu dụng của gói hạt chèn (mD);

k : Độ thấm của vỉa (mD);

V_{prop} : Thể tích khe nứt phát triển trong đất đá (ft^3);

V_{res} : Thể tích tháo khô của vỉa chứa (ft^3).

7. Mô hình kinh tế

NPV là lợi nhuận ròng thu được từ gia tăng sản lượng khai thác dầu khí do nứt vỉa thủy lực được biểu diễn bởi công thức sau [1]:

$$NPV = \sum_{j=1}^N \frac{(V_f)_j}{(1+i)^j} - \sum_{j=1}^N \frac{(V_o)_j}{(1+i)^j} - C_{tr} \quad (18)$$

Chi phí giá thành nứt vỉa có dạng như sau:

$$C_{tr} = P_{fl} \times V_{fl} + P_{pr} \times W_{pr} + P_{pump} \times HP_{av} + P_{pumpi} \times t_{hi} + P_{pumppr} \times t_{hr} + FC \quad (19)$$

Trong đó:

NPV: Giá trị hiện tại ròng (USD);

V_f : Giá trị lợi nhuận thu được từ việc nứt vỉa (USD);

V_o : Giá trị lợi nhuận thu được từ vỉa chưa được nứt vỉa (USD);

i : Tỷ suất chiết khấu (%);

C_{tr} : Tổng giá trị chi phí trong quá trình nứt vỉa (USD);

N : Số năm khai thác dầu khí (năm);

P_{fl} : Giá thành của dung dịch nứt vỉa (USD/gallon);

V_{ff} : Thể tích của dung dịch nứt vỉa chưa có hạt chèn (gallons);

Bảng 1. Tính chất của một số loại hạt chèn [21]

Kích thước hạt theo (USA)	8 - 12	10 - 20	10 - 30	20 - 40	40 - 60
Độ mở sàng (mm)	2,38 - 1,68	2,00 - 0,84	2,00 - 0,589	0,84 - 0,42	0,42 - 0,250
Độ thấm gần đúng (μm) ²	1722	321	188	119	44
Độ rỗng (%)	0,36	0,32	0,32	0,35	0,32

P_{pr} : Giá thành của hạt chèn (USD/lb);
 W_{pr} : Khối lượng hạt chèn sử dụng (lbs);
 P_{pump} : Giá thành thuê máy bơm (USD/HHP);
 HP_{av} : Công suất trung bình của máy bơm (HHP);
 P_{pumpi} : Giá thành thuê bơm lúc bơm không hoạt động (USD/giờ);
 t_{hi} : Thời gian bơm không hoạt động (giờ);
 P_{pumppr} : Giá thành bơm vận hành nút vĩa thủy lực (USD/giờ);
 t_{hr} : Thời gian bơm nút vĩa thủy lực (giờ);
 FC : Chi phí cố định ban đầu (USD).

8. Thiết kế Box-Behnken và phương pháp tối ưu bề mặt đáp ứng

Phương pháp tối ưu bề mặt đáp ứng (RSM) là phương pháp thống kê dựa trên mô hình phi tuyến tính đa biến và đã được sử dụng rộng rãi để tối ưu hóa các biến độc lập của quá trình xử lý. RSM thường bao gồm thiết kế các thử nghiệm cung cấp các phép đo nhằm đáp ứng mức độ tin cậy của quá trình để từ đó phát triển một mô hình toán học phù hợp nhất với dữ liệu thu được, để xác định giá trị tối ưu (tối đa hoặc tối thiểu) của các biến độc lập [26 - 28]. Để dự đoán yêu cầu, phương trình đa thức bậc 2 (là hàm của các biến độc lập và sự tương tác giữa các biến độc lập ấy) đã được phát triển từ phương pháp bề mặt đáp ứng [29]. Thiết kế bậc 2, có thể xoay hoặc gần như xoay được, dựa trên thiết kế 3 cấp không hoàn chỉnh [30]:

+ Hình lập phương bao gồm điểm chính giữa và điểm giữa của các cạnh;

+ Hình gồm 3 thiết kế giai thừa lồng vào nhau và một điểm chính giữa. Số lượng thí nghiệm N cần thiết cho sự phát triển của thiết kế thí nghiệm Box-Behnken được xác định là $N = 2k(k - 1) + C_0$, (trong đó k là các thông số thiết kế nút vĩa và C_0 là số điểm trung tâm).

Mô hình hồi quy đầy đủ có dạng:

$$Y = \beta_0 + \sum_{i=1}^k \beta_i X_i + \sum_{i=1}^k \beta_{ii} X_i^2 + \sum_{i < j} \beta_{ij} X_i X_j + \varepsilon \quad (20)$$

Trong đó:

Y : Hàm mục tiêu, mô hình nghiên cứu mô tả quy luật tìm được;

X_i : Nhân tố hoặc sự kiện hay yếu tố ảnh hưởng lên hàm mục tiêu;

β_j : Hệ số hồi quy bậc 1, mô tả ảnh hưởng của các nhân tố X_i lên hàm mục tiêu;

β_{jj} : Hệ số hồi quy bậc 1, mô tả ảnh hưởng đồng thời của 2 nhân tố X_i, X_j ;

β_j : Hệ số hồi quy bậc 2, mô tả ảnh hưởng bậc 2 của nhân tố X_i lên kết quả thực nghiệm.

β_0 : Hệ số tự do trong mô hình.

Hệ số hồi quy của phương trình hồi quy cho biết:

- Giá trị tuyệt đối β_i mô tả mức độ ảnh hưởng của nó: giá trị lớn nhất có ảnh hưởng mạnh, giá trị nhỏ nhất thì ảnh hưởng yếu hoặc không ảnh hưởng.

- Dấu của hệ số β :

$\beta_i > 0$: Ảnh hưởng tích cực lên hàm mục tiêu vì làm hàm mục tiêu tăng lên;

$\beta_i < 0$: Ảnh hưởng tiêu cực lên hàm mục tiêu vì làm hàm mục tiêu giảm.

Ý nghĩa của hàm mục tiêu: Phương trình hàm mục tiêu hoặc phương trình hồi quy nhằm mô tả ảnh hưởng của các thông số lên một quá trình nào đó bằng một phương trình. Tìm được hàm mục tiêu mô tả đúng sẽ xác định được giá trị hàm mục tiêu quá trình mà không cần làm thực nghiệm.

Nguyên tắc tìm các hệ số hồi quy: có bao nhiêu ẩn (hệ số hồi quy β) thì ít nhất phải có bấy nhiêu phương trình (nếu không thì phương trình sẽ vô định hoặc vô nghiệm).

- Quy trình thực hiện tối ưu hóa

Phương pháp tối ưu hóa bề mặt đáp ứng dựa trên quy hoạch ma trận nhiều yếu tố là phương pháp hiệu quả nhất nhằm tìm ra điều kiện tối ưu 4 thông số thiết kế nút vĩa ứng với lợi nhuận ròng tối đa. Các thông số thiết kế nút vĩa là các biến độc lập bao gồm độ nhớt dung dịch, lưu lượng bơm, nồng độ hạt chèn, chiều dài khe nút; các biến này là các biến thực nghiệm và hàm mục tiêu sẽ là lợi nhuận ròng NPV (triệu USD). Đầu tiên để tính các hệ số thực nghiệm của mô hình hồi quy toán học, trong kế hoạch thực nghiệm người ta sử dụng các mức yếu tố theo giá trị mã hóa. Đây là đại lượng không thứ nguyên quy đổi chuẩn hóa từ các giá trị thực của yếu tố nhờ quan hệ:

Xác định tâm của phương án theo công thức sau:

$$Z_0 = \frac{Z_{max} + Z_{min}}{2} \quad (21)$$

Trong đó:

Z_{max} : Mức trên của thông số thiết kế nút vĩa thủy lực;

Z_{min} : Mức dưới của thông số thiết kế nút vĩa thủy lực;

Z_0 : Mức cơ sở.

Giá trị mã hóa:

$$X_j = \frac{Z_j - Z_0}{\Delta Z_j} = \frac{2(Z_j - Z_0)}{Z_{jmax} - Z_{jmin}} \quad (22)$$

- Giải bài toán tối ưu theo các bước sau:
 - + Khảo sát điều kiện biên cho 4 thông số thiết kế bao gồm: chiều dài khe nứt, độ nhớt dung dịch nứt vỉa, nồng độ hạt chèn, và lưu lượng bơm;
 - + Xác định phương trình hồi quy theo quy hoạch ma trận các yếu tố toàn phần bằng phần mềm thống kê Modde 5.0;
 - + Xác định mức độ phù hợp của mô hình hồi quy được thể hiện qua giá trị của R^2 ;
 - + Xác định điều kiện tối ưu cho các thông số vận hành nứt vỉa thủy lực;
 - + Sử dụng phần mềm Modde 5.0 để xác định giá trị lợi nhuận ròng tối đa tương ứng với các thông số thiết kế tối ưu như chiều dài khe nứt, độ nhớt dung dịch nứt vỉa, nồng độ hạt chèn, lưu lượng bơm;
 - + Điều kiện tiến hành sử dụng thiết kế thử nghiệm: Khảo sát sự phù hợp của 4 thông số thiết kế nứt vỉa: Độ nhớt dung dịch nứt vỉa X_1 (cp), lưu lượng bơm X_2 (thùng/phút), nồng độ hạt chèn EOJ X_3 (ppg), chiều dài khe nứt X_4 (ft), tới hàm mục tiêu Y là lợi nhuận ròng NPV (triệu USD).

Các biến thử nghiệm bao gồm độ nhớt của dung dịch nứt vỉa (cp), lưu lượng bơm q (thùng/phút), nồng độ hạt chèn kết thúc bơm P_c (ppg) và chiều dài đứt gãy x_f (ft). Ba thông số xử lý thiết kế đầu tiên được kiểm soát ở bề mặt. Chiều dài khe nứt x_f được coi là biến số thứ 4 để cho phép sự phát triển hình dáng của khe nứt. Do đó, các biến thiết kế bị ràng buộc trong giới hạn trên và giới hạn dưới như sau:

- $90 \text{ ft} \leq x_f \leq 1.500 \text{ ft}$: Giới hạn trên được chọn để sự lan truyền khe nứt nằm trong điều kiện ranh giới của vỉa.
- $16 \text{ thùng/phút} \leq q \leq 30 \text{ thùng/phút}$: Do yêu cầu về áp suất bề mặt nằm dưới áp suất làm việc của thiết bị bề mặt, thành hệ không bị phá hủy do áp suất khe nứt quá

lớn, sự phát triển áp suất xử lý đáy giếng nằm trong giới hạn áp suất nổ của ống khai thác.

- $8 \text{ ppg} \leq P_c \leq 10 \text{ ppg}$: [1, 31].
 - $70 \text{ cp} \leq \mu \leq 800 \text{ cp}$: Theo yêu cầu vận hành ngoài hiện trường và theo khuyến nghị [23, 32] để vận chuyển hạt chèn hiệu quả và tốc độ sa lắng tối thiểu của hạt chèn.
- Áp dụng thiết kế thử nghiệm Box-Behnken để đánh giá ảnh hưởng của độ nhớt của dung dịch nứt vỉa (cp), lưu lượng bơm q (thùng/phút), nồng độ hạt chèn kết thúc bơm P_c (ppg) và chiều dài đứt gãy x_f (ft) đến lợi nhuận ròng. Số các thử nghiệm với tâm là 1 cho 4 thông số trên được tính như sau: $2 \times 4 (4 - 1) + 1 = 25$. Bốn thông số, giới hạn của chúng đối với thiết kế thử nghiệm Box-Behnken và mối quan hệ của các thông số độc lập được trình bày trong Bảng 2.

Mức của thông số được mã hóa và thực tế cho mỗi thí nghiệm trên ma trận thiết kế được thể hiện trong Bảng 3. Dựa trên bảng này, các thử nghiệm cung cấp các yêu cầu NPV tại các thông số thiết kế tương ứng trong ma trận thiết kế thử nghiệm Box-Behnken. Những dữ liệu thử nghiệm này được sử dụng để xác nhận mô hình phản hồi đơn của quy trình hoạt động. Mỗi lần thử nghiệm đều có các thông số cho quá trình nứt vỉa thủy lực (dựa trên mô hình khe nứt phù hợp), cho giếng sau nứt vỉa và sản lượng dầu cộng dồn ở chế độ khai thác chuyển tiếp trong thời gian 3 năm. Các thông số đầu vào cho mô hình kinh tế gồm: giá dầu trung bình là 60 USD/thùng, trong đó giá dầu phụ thuộc vào thời điểm và địa điểm, giá hạt chèn 0,4 USD/lbm, giá dung dịch nứt vỉa 1 USD/gallon, giá thành bơm 3,25 USD/giờ/mã lực, chi phí cố định là 15.000 USD và tỷ lệ chiết khấu là 10%/năm. Và các yếu tố đánh giá khai thác, chi phí vận hành và tỷ suất lợi nhuận trên vốn để xác định lợi nhuận ròng (NPV).

Giá trị lợi nhuận ròng NPV và sản lượng khai thác dầu cộng dồn trong 3 năm của chế độ khai thác chuyển tiếp được trình bày dưới dạng các biến độc lập của hàm mục tiêu tương ứng và được tìm thấy trong ma trận thiết kế thử nghiệm. Trình tự của mỗi dữ liệu thử nghiệm được sử dụng để xác nhận một giá trị của hàm mục tiêu đơn của quy trình.

Bảng 2. Ma trận bố trí thí nghiệm mã hóa các biến

Nhân tố	Nhân tố gốc	Thông số mã hóa		
		Thấp	Tâm	Cao
		-1	0	1
Độ nhớt (cp)	X_1	70	435	800
Lưu lượng bơm (thùng/phút)	X_2	16	23	30
Nồng độ hạt chèn EOJ (ppg)	X_3	8	9	10
Chiều dài khe nứt x_f (ft)	X_4	90	795	1500

Bảng 3. Thiết kế Box-Behnken cho 4 thông số

TT	Các biến mã hóa				Các biến thực				Hàm mục tiêu	
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	Độ nhớt (cp)	Lưu lượng bơm (thùng/phút)	Nồng độ hạt cặn P _c (ppg)	Chiều dài khe nứt x _f (ft)	Dầu cộng dồn (1.000 thùng)	NPV (Triệu USD)
1	-1	-1	0	0	70	16	9	795	1984,1	66,49
2	1	-1	0	0	800	16	9	795	2159,7	75,17
3	-1	1	0	0	70	30	9	795	2028,5	68,78
4	1	1	0	0	800	30	9	795	2209,5	77,69
5	0	0	-1	-1	435	23	8	90	1475,0	41,14
6	0	0	1	-1	435	23	10	90	1514,1	43,11
7	0	0	-1	1	435	23	8	1500	2351,2	84,15
8	0	0	1	1	435	23	10	1500	2419,8	87,40
9	-1	0	0	-1	70	23	9	90	1423,2	38,00
10	1	0	0	-1	800	23	9	90	1521,6	43,49
11	-1	0	0	1	70	23	9	1500	2248,8	79,23
12	1	0	0	1	800	23	9	1500	2433,1	88,01
13	0	-1	-1	0	435	16	8	795	2078,4	71,16
14	0	1	-1	0	435	30	8	795	2126,3	73,61
15	0	-1	1	0	435	16	10	795	2146,3	74,51
16	0	1	1	0	435	30	10	795	2195,5	77,02
17	-1	0	-1	0	70	23	8	795	1975,7	66,12
18	1	0	-1	0	800	23	8	795	2151,6	74,82
19	-1	0	1	0	70	23	10	795	2040,2	69,33
20	1	0	1	0	800	23	10	795	2221,2	78,24
21	0	-1	0	-1	435	16	9	90	1479,5	41,37
22	0	1	0	-1	435	30	9	90	1507,3	42,77
23	0	-1	0	1	435	16	9	1500	2359,7	84,35
24	0	1	0	1	435	30	9	1500	2408,1	86,95
25	0	0	0	0	435	23	9	795	2141,9	74,35

Bảng 4. Kết quả thực tế số nứt vỉa thủy lực đối tượng Miocene dưới

STT	Tên giếng	Đối tượng nứt vỉa	Ngày nứt vỉa	Khối lượng hạt cặn (tấn)	Áp suất bơm (atm)	Trước nứt vỉa			Sau nứt vỉa			Sản lượng tăng (tấn)
						Lưu lượng lỏng (m ³)	Lưu lượng dầu (m ³)	%, Nước	Lưu lượng lỏng (m ³)	Lưu lượng dầu (m ³)	%, Nước	
1	7010	Miocene dưới	2/7/2018	80	358	27	21	0	295	202	11.2	181
2	7011	Miocene dưới	15/7/2018	91	458	10	6	24	40	23	24	17
3	904	Miocene dưới	20/8/2018	81	311	72	56	6	165	129	6	73
4	611H	Miocene dưới	23/8/2018	71	159	8	6	0	20	17	1	11
5	609	Miocene dưới	28/6/2019	80	236	34	28	4	61	49	4	21
6	607	Miocene dưới	5/7/2019	80	197	42	36	0	103	82	6	46
7	903	Miocene dưới	2/8/2019	108	246	36	29	6	86	45	39	16

9. Áp dụng cho đối tượng Miocene, mỏ Bạch Hổ

Tầng Miocene dưới của mỏ Bạch Hổ có chiều dày khoảng 770 - 900 m, nằm giữa các tầng địa chấn SH-7 và SH-3. Thành phần thạch học được chia làm 2 phần chính: Phần trên, chủ yếu là sét và sét kết màu xám, xám lá, xen kẹp các lớp bột kết và cát kết với số lượng tăng dần từ trên xuống dưới (đến 50%), trên cùng là tập sét montmorillonite Rotalia có chiều dày tập sét này dao động từ 35 m (chủ yếu

ở phía Nam mỏ) lên đến 150 m (ở một số giếng khoan phần Đông - Nam). Phần dưới, trầm tích chủ yếu là cát kết và bột kết (hơn 60%) xen kẽ với các lớp sét mỏng màu xám, vàng - đỏ hoặc ngũ sắc. Trong lát cắt của điệp nằm dưới tầng SH-5 bao gồm 5 tập sản phẩm, trong đó có 3 tầng sản phẩm phát triển ở thể các thấu kính riêng biệt [33, 34]. Độ rỗng hở của vỉa nằm trong khoảng 15 - 23%, trong khi độ thấm hiệu dụng trong khoảng rất rộng, từ 2,5 mD cho tới hàng nghìn

Bảng 5. Thông số vỉa và thông số giếng

Thông số	Giá trị
Diện tích tháo khô (acres)	194
Bán kính tháo khô (ft)	1640
Chiều sâu vỉa (ft)	9612
Chiều cao vỉa (ft)	212,4
Độ rỗng (%)	13,5
Độ thấm vỉa (mD)	2,7
Áp suất vỉa ban đầu (psi)	3960
Nhiệt độ vỉa ban đầu (°F)	221
Độ bão hòa dầu (%)	63
Hệ số độ nén vỉa (psi ⁻¹)	$1,45 \times 10^{-6}$
Áp suất đóng (psi)	5735
Module đàn hồi cát kết (psi)	3×10^6
Tỷ số Poisson's	0,25
Bán kính giếng (ft)	0,25
Hệ số thể tích của dầu (RB/STB)	1,4
Tỷ trọng dầu API	35
Độ nhớt dầu vỉa (cp)	1,074
Đường kính trong tubing (inch)	2,992
Đường kính ngoài tubing (inch)	3,5

Bảng 6. Thông tin hạt chèn lựa chọn

Thông số	Giá trị
Loại hạt chèn	16/30 Sintered Ball Bauxite
Tỷ trọng (sg)	3,56
Cường độ nén	HSP
Đường kính trung bình (inch)	0,038
Độ rỗng gói hạt chèn	0,38
Hệ số hư hại dẫn suất	0,5

Bảng 7. Thông số kinh tế

Thông số	Giá trị
Giá hạt chèn (USD/lbm)	0,4
Giá dung dịch nứt vỉa (USD/gallon)	1
Tỷ suất chiết khấu (%)	10
Giá bơm (USD/giờ/HHP)	3,25
Chi phí cố định (USD)	15000
Giá thành thuê giàn tự nâng (USD/ngày)	75000
Giá thuê tàu dịch vụ (USD/ngày)	20000
Giá thành bốc xếp (USD/tấn hạt chèn)	2,2
Giá dầu thô (USD/thùng)	60
Số năm thu lợi nhuận ròng NPV	3

Bảng 8. Bảng ANOVA

NPV (Triệu USD)	Bậc tự do	Tổng bình phương (SS)	Bình phương trung bình (MS)	Giá trị thống kê (F)	P	SD
Tổng	25	123075	4923.01			
Phần dư	1	116589	116589			
Tổng chính xác	24	6485,85	270,224			16,4391
Thông số tham gia hồi quy	14	6483,04	463,074	1646,29	0,000	21,5192
Phần dư	10	2,81284	0,281284			0,530362
N = 25		Q ² = 0,998		RSD = 0,5304		
DF = 10		R ² = 0,999		R ² _{Adj} = 0,999		

mD. Hạt chèn Sintered Ball Bauxite 16/30 được lựa chọn vì có cường độ chịu nén cao từ 10.000 psi tới 20.000 psi [5]; có độ thấm cao, vì vậy dẫn suất khe nứt sau nứt vỉa cao so với loại hạt chèn có đường kính hạt nhỏ hơn. Trầm tích của điệp lắng đọng trong môi trường đồng bằng bồi đắp ven bờ, vũng vịnh sông hồ và biển gần bờ. Vỉa được bao phủ bởi lớp đất đá trên và lớp đất đá bên dưới có độ cứng cao, ứng suất cao, độ thấm thấp, độ rỗng thấp. Việc phát triển mô hình dùng để tối ưu các thông số trước khi tiến hành thiết kế một nứt vỉa thủy lực là cần thiết (Hình 1). Các thông tin thể hiện trên Bảng 5 - 7.

10. Kết quả và thảo luận

Dựa trên kết quả phân tích phương sai, mức độ phù hợp và tính đầy đủ của các mô hình đã được liệt kê trong Bảng 8, mức độ tin cậy của mô hình được thể hiện thông qua hệ số hồi quy $R^2 = 0,999$ trình bày trong bảng ANOVA đối với mô hình hồi quy bậc hai. Ngoài ra, giá trị bằng 0,999 của độ tin cậy điều chỉnh (R^2 điều chỉnh, cũng được trình bày trên bảng) chứng tỏ mô hình có ý nghĩa cao với mức tin cậy 95%. Tương tự, giá trị độ lệch chuẩn dư thấp tại 0,53. Từ đó có thể thấy dự báo có mức độ chính xác và tin cậy cao của các giá trị thực nghiệm.

Tối ưu hóa bằng phương pháp bề mặt đáp ứng có nhiều lợi ích hơn so với tối ưu hóa thông số đơn truyền thống bởi vì phương pháp này cho phép tiết kiệm thời gian, không gian, nguyên vật liệu trong quá trình nứt vỉa thủy lực. Có tổng cộng 25 trường hợp thử nghiệm của thiết kế thử nghiệm Box-Behnken cho 4 thông số với tâm 1 để xây dựng ma trận cột dùng để tối ưu hóa các thông số nghiên cứu. Bảng 3 cho thấy thiết kế của các điều kiện thí nghiệm và kết quả tính toán NPV trong thời gian 3 năm khai thác theo thiết kế Box-Behnken.

Trên Bảng 3, NPV cao nhất được ghi nhận trong trường hợp 12 với các thông số xử lý bao gồm độ nứt dung dịch nứt vỉa là 800 cp, lưu lượng bơm 23 thùng/phút, nồng độ hạt chèn là 9 ppg và chiều dài khe nứt là 1.500 ft. Bằng cách sử dụng phương pháp bề mặt đáp ứng trên cơ sở dữ liệu tính toán thực tế, mối tương quan

giữa hàm yêu cầu NPV và các thông số đã mã hóa được trình bày bằng phương trình đa thức bậc 2 như sau:

$$NPV = 74,352 + 4,12181X_1 + 1,14886X_2 + 1,55036X_3 + 21,6835X_4 - 2,04172X_1^2 - 0,230523X_2^2 - 0,137151X_3^2 - 10,2191X_4^2 + 0,0580482X_1X_2 + 0,0512975X_1X_3 + 0,8224X_1X_4 + 0,0122789X_2X_3 + 0,30085X_2X_4 + 0,320351X_3X_4$$
 (23)

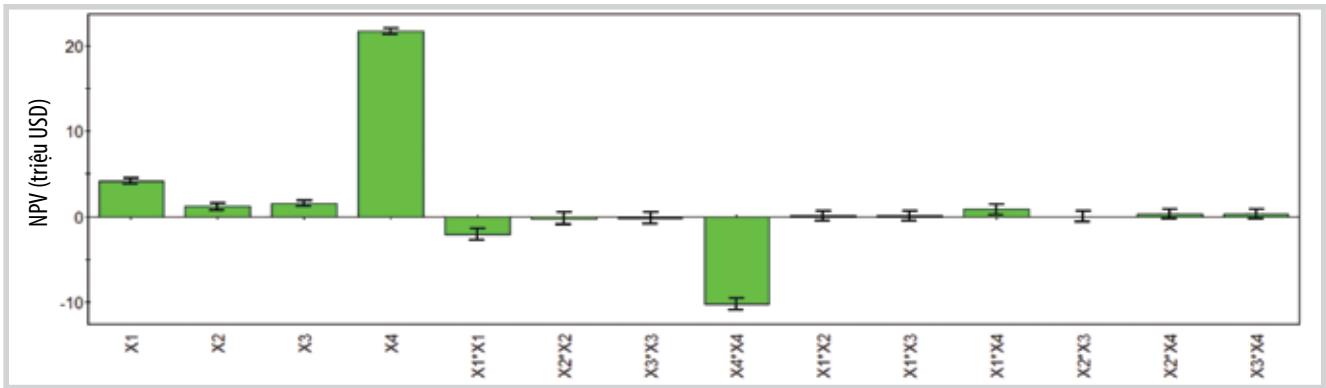
10.1. Ảnh hưởng và sự tương tác của các thông số lên NPV

Hình 2 cho thấy đồ thị biểu diễn ảnh hưởng và sự tương tác của các thông số đối với NPV. Đồ thị cho thấy 2 vùng rõ rệt, bao gồm vùng có các hệ số của các thông số nhỏ hơn 0 và vùng có các hệ số của các thông số lớn hơn 0.

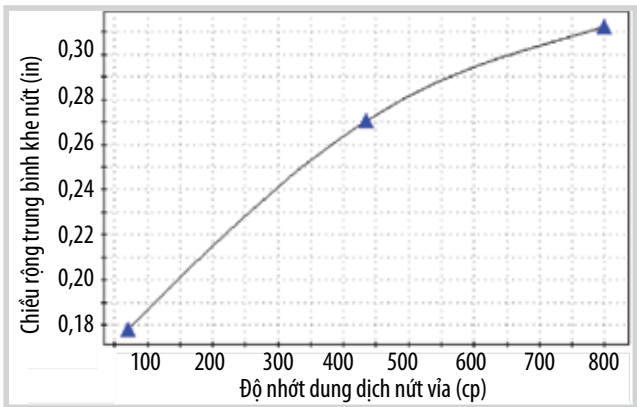
Bảng 9. Giải thích các hệ số có trong mô hình hồi quy (23) của NPV

NPV (triệu USD)	Hệ số	Độ lệch chuẩn (SE coefficient)	P	Khoảng tin cậy
Hằng số	74,352	0,53067	8,42E-18	1,1824
X1	4,12181	0,153191	1,16E-10	0,3413
X2	1,14886	0,153191	2,06E-05	0,3413
X3	1,55036	0,153191	1,42E-06	0,3413
X4	21,6835	0,153191	7,61E-18	0,3413
X1*X1	-2,04172	0,315812	7,21E-05	0,7037
X2*X2	-0,230523	0,315812	0,482177	0,7037
X3*X3	-0,137151	0,315812	0,673305	0,7037
X4*X4	-10,2191	0,315812	1,87E-11	0,7037
X1*X2	0,0580482	0,265335	0,831227	0,5912
X1*X3	0,0512975	0,265335	0,850571	0,5912
X1*X4	0,8224	0,265335	0,0112607	0,5912
X2*X3	0,0122789	0,265335	0,964001	0,5912
X2*X4	0,30085	0,265335	0,283308	0,5912
X3*X4	0,320351	0,265335	0,255081	0,5912

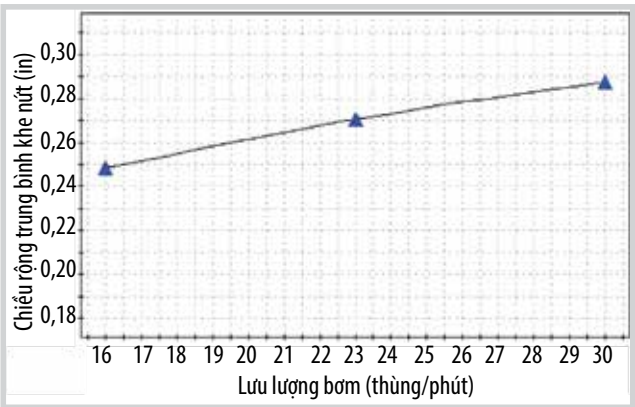
Khoảng tin cậy (Confident level) = 95%



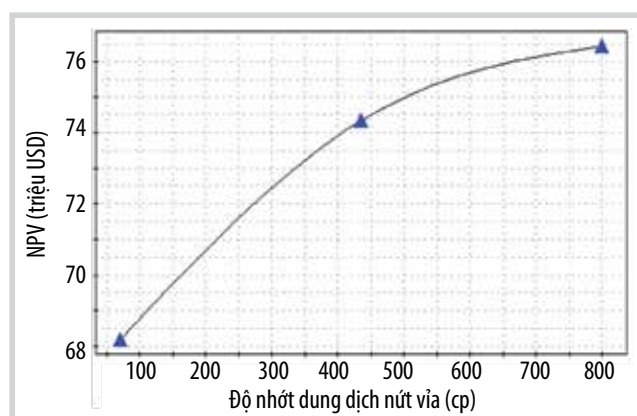
Hình 2. Mức độ ảnh hưởng và sự tương tác của các thông số lên NPV.



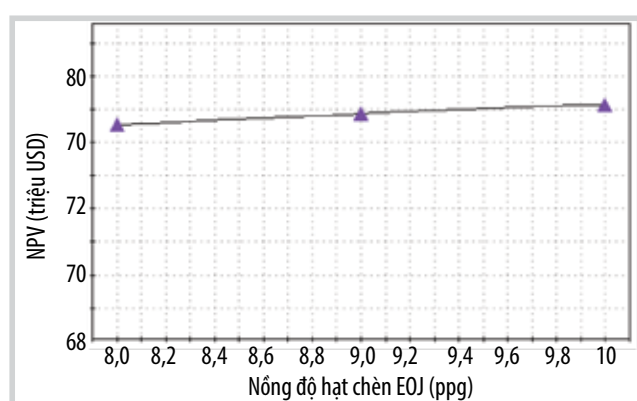
Hình 3. Ảnh hưởng của độ nhót lên chiều rộng trung bình của khe nứt.



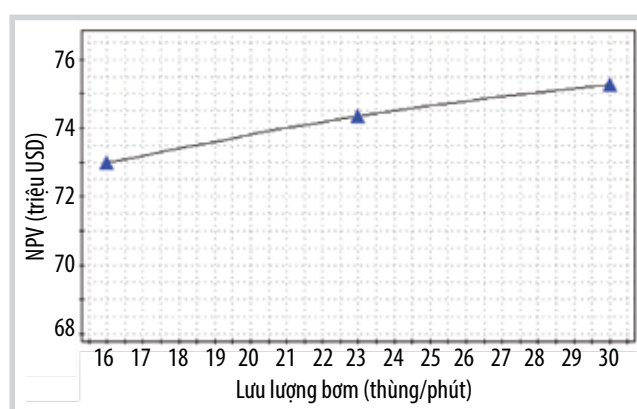
Hình 4. Ảnh hưởng của lưu lượng bơm tới chiều rộng trung bình của khe nứt.



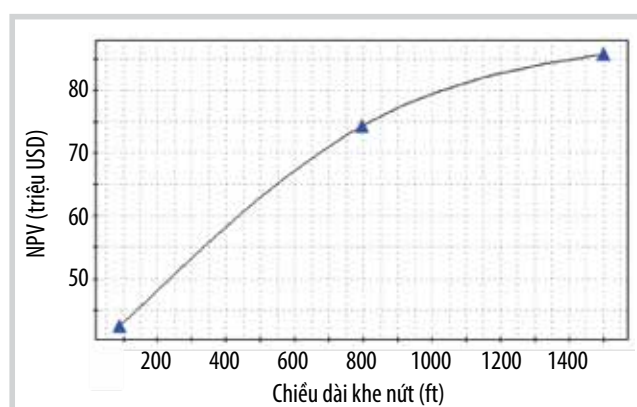
Hình 5. Ảnh hưởng của độ nhớt dung dịch nứt vỉa lên NPV.



Hình 6. Ảnh hưởng của nồng độ hạt chèn lên NPV.



Hình 7. Ảnh hưởng của lưu lượng bơm lên NPV.



Hình 8. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt lên NPV.

Cụ thể, vùng thứ I hiển thị các hệ số của các biến và các hệ số do tương tác của các biến lớn hơn 0 gồm: Độ nhớt; lưu lượng bơm; nồng độ hạt chèn EOJ; chiều dài khe nứt; độ nhớt với lưu lượng bơm; độ nhớt với nồng độ hạt chèn; độ nhớt với chiều dài khe nứt; lưu lượng bơm với nồng độ hạt chèn; lưu lượng bơm với chiều dài khe nứt; nồng độ hạt chèn với chiều dài khe nứt. Các hệ số này phản ánh sự biến đổi NPV khi các biến và sự tương tác của các biến này thay đổi.

Các hệ số của các biến số và các hệ số tương tác các biến số ở vùng thứ I phản ánh sự tăng lợi nhuận ròng do: biến số độ nhớt có hệ số cao thứ 2 trong số các hệ số của 4 thông số, $\beta_1 = 4,12181$. Bởi vì chiều rộng khe nứt và chiều dài khe nứt tỷ lệ thuận với độ nhớt, độ nhớt tăng làm giá trị dẫn suất khe nứt tăng, dẫn tới tăng chỉ số (NPV) do chỉ số khai thác gia tăng. Biến số lưu lượng bơm có hệ số thấp nhất trong số các hệ số của các biến số, $\beta_2 = 1,14886$, phản ánh sự gia tăng NPV đứng thứ 4, bởi vì lưu lượng bơm tỷ lệ thuận chiều rộng khe nứt, kết quả làm tăng dẫn suất khe nứt và tác động làm tăng NPV. Biến nồng độ hạt chèn có hệ số cao thứ tư, $\beta_3 = 1,55036$, phản ánh xu thế tăng NPV bởi vì nồng độ hạt chèn làm tăng dẫn suất khe nứt, dẫn tới tăng NPV. Thông số chiều dài khe nứt có hệ số cao nhất, $\beta_4 = 21,6835$, phản ánh NPV tăng do chiều dài khe nứt tăng dẫn tới đòi hỏi yêu cầu khối lượng hạt chèn tăng; mức độ phân bố hạt chèn bên trong khe nứt cao hơn làm tăng dẫn suất khe nứt và kết quả tăng NPV do chỉ số khai thác tăng lên. Sự tương tác của 4 biến số độc lập khác nhau cũng làm tăng lợi nhuận ròng NPV do làm tăng dẫn suất khe nứt.

Vùng thứ II biểu diễn các hệ số của các biến, và các hệ số từ sự tương tác của các biến nhỏ hơn 0, cụ thể là: Độ nhớt với độ nhớt, lưu lượng bơm với lưu lượng bơm, nồng độ hạt chèn với nồng độ hạt chèn, chiều dài khe nứt với chiều dài khe nứt. Phần mềm thiết kế mô hình hóa của phần mềm thí nghiệm 9.1 (Modde 9.1) được sử dụng để phân tích ảnh hưởng của các hệ số của các biến và sự tương tác lên NPV (Hình 2). Các hệ số của các biến và các hệ số là kết quả từ sự tương tác của các biến được trình bày trong Bảng 9.

10.2. Ảnh hưởng của độ nhớt lên NPV

Hình 5 cho thấy NPV tăng mạnh khi độ nhớt của dung dịch nứt vỉa tăng từ 70 cp lên 450 cp và sau đó NPV chỉ tăng nhẹ khi độ nhớt tăng từ 450 cp lên 800 cp (Rahman và cộng sự, 2007). Điều này do độ nhớt dung dịch nứt vỉa tăng dẫn đến sự gia tăng chiều rộng khe nứt (Valko's & Economides, 1995; Economides, 1994) và dung dịch nứt vỉa có độ nhớt cao cũng làm tăng tổng chi phí xử lý nứt vỉa thủy lực.

10.3. Ảnh hưởng của nồng độ hạt chèn lên NPV

Hình 6 cho thấy ảnh hưởng của nồng độ hạt chèn lên NPV: NPV tăng mạnh khi nồng độ hạt chèn EOJ (ppg) tăng (dẫn đến tăng độ dẫn suất khe nứt). Ngoài ra, giá trị độ dẫn suất còn phụ thuộc vào sự phân bố hạt chèn trong khe nứt, loại hạt chèn, áp suất đóng. Đáng chú ý là nồng độ hạt chèn EOJ tăng từ 8 ppg lên 10 ppg thì giá trị lợi nhuận ròng NPV cũng tăng từ 72,5 triệu USD lên 75,9 triệu USD.

10.4. Ảnh hưởng của lưu lượng bơm lên NPV

Hình 7 biểu diễn mối quan hệ của NPV với lưu lượng bơm của nứt thủy lực. Trong khoảng lưu lượng bơm từ 16 - 30 thùng/phút, NPV chỉ tăng thêm 2,5 triệu USD, từ 72,8 triệu USD lên 75,3 triệu USD. Như trong Hình 4, chiều rộng của khe nứt trung bình tỷ lệ thuận với lưu lượng bơm. Do đó, lưu lượng bơm tăng dẫn đến tăng chiều rộng khe nứt trung bình, tăng độ dẫn suất của khe nứt và kết quả là làm tăng NPV.

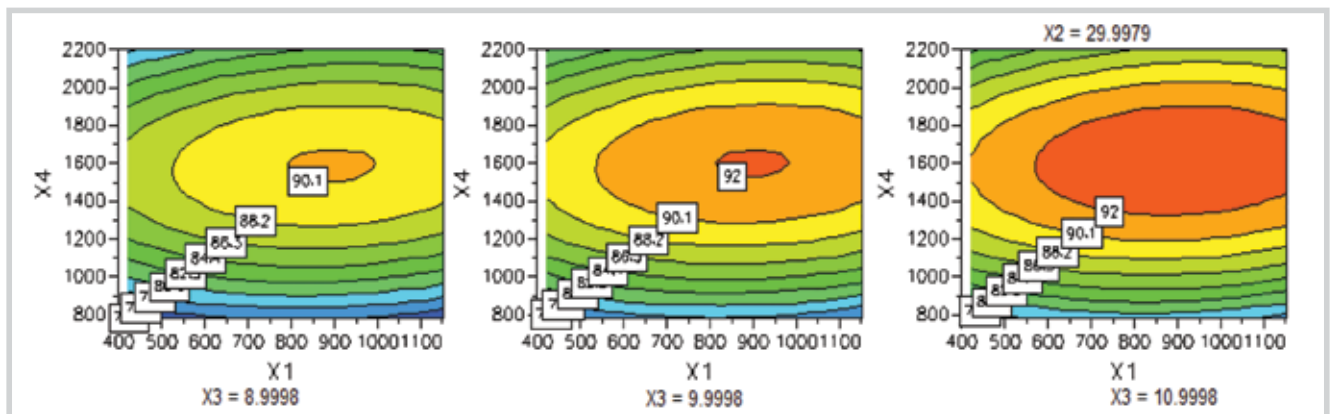
10.5. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt lên NPV

Meng và Brown (1987) nghiên cứu rằng NPV của nứt vỉa thủy lực tăng khi chiều dài của khe nứt tăng. Nghiên

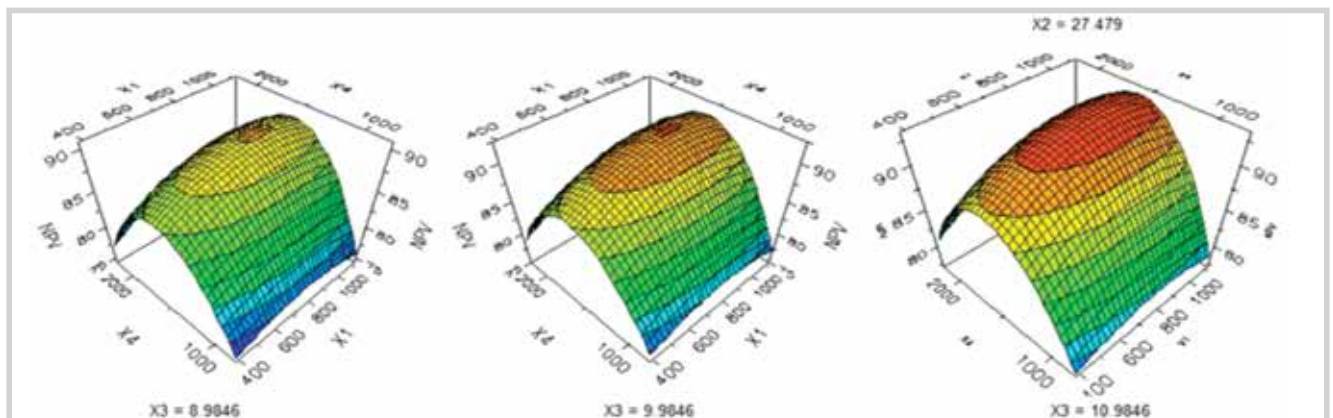
cứu còn cho thấy sản lượng dầu cộng dồn (thùng) tăng khi chiều dài khe nứt tăng làm dẫn suất của khe nứt tăng. Hình 8 trình bày một mối quan hệ phi tuyến tương đối giữa chiều dài khe nứt với NPV. Trong khoảng từ 90 - 795 ft, giá trị hiện tại ròng của nứt vỉa thủy lực tăng từ 38 triệu USD lên 75,17 triệu USD, tức là tăng đến 37,17 triệu USD. Kết quả này là do dẫn suất khe nứt tăng mạnh khi chiều dài khe nứt tăng, tác động đến NPV. Trong khoảng từ 795 - 1500 ft, NPV tăng nhẹ từ 75,17 triệu USD lên 88,1 triệu USD, do mức độ dẫn suất khe nứt tăng ít hơn khi chiều dài của khe nứt dài hơn. Ngoài ra, tổng chi phí xử lý nứt vỉa thủy lực bao gồm dung dịch nứt vỉa yêu cầu, khối lượng hạt chèn yêu cầu đều tăng lên khi tăng chiều dài khe nứt, khiến NPV tăng chậm lại.

10.6. Tối ưu các thông số sử dụng phương pháp bề mặt đáp ứng (RSM)

Biểu đồ đường được tạo ra từ mô hình đầy đủ hiển thị trong công thức (23) để dự báo mối quan hệ giữa các biến độc lập và sự tương tác lên NPV. Biểu đồ các bề mặt đáp ứng và các biểu đồ đường cho thấy ảnh hưởng lên NPV của 4 thông số gồm hệ số thất thoát, lưu lượng bơm, thời gian bơm và nồng độ hạt chèn EOJ, tương ứng biểu diễn trong



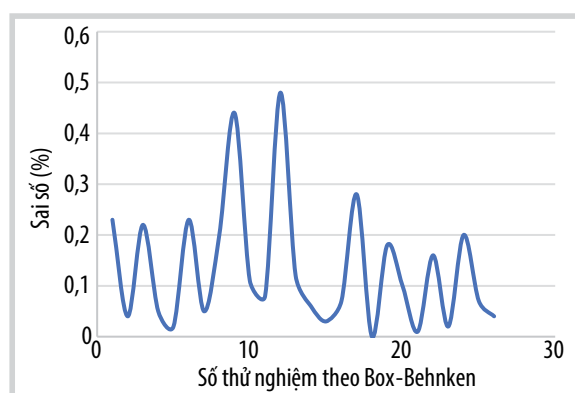
Hình 9. Biểu đồ mô tả ảnh hưởng của các thông số lên NPV.



Hình 10. Biểu đồ bề mặt mô tả ảnh hưởng của các biến lên NPV.

Bảng 10. Đánh giá sự tương quan giữa NPV tính toán và NPV dự đoán

TT	Độ nhớt (cp)	Lưu lượng bơm (thùng/phút)	Nồng độ hạt chèn (ppg)	Chiều dài khe nứt (ft)	NPV tính toán (Triệu USD)	NPV dự đoán (Triệu USD)	Tỷ lệ sai số (%)
1	70	16	9	795	66,49	66,96	0,23
2	800	16	9	795	75,17	75,09	0,04
3	70	30	9	795	68,78	69,22	0,22
4	800	30	9	795	77,69	77,58	0,05
5	435	23	8	90	41,14	41,1	0,02
6	435	23	10	90	43,11	43,56	0,23
7	435	23	8	1500	84,15	84,06	0,05
8	435	23	10	1500	87,4	87,8	0,2
9	70	23	9	90	38	37,12	0,44
10	800	23	9	90	43,49	43,72	0,11
11	70	23	9	1500	79,23	79,08	0,08
12	800	23	9	1500	88,01	88,97	0,48
13	435	16	8	795	71,16	71,39	0,12
14	435	30	8	795	73,61	73,74	0,06
15	435	16	10	795	74,51	74,46	0,03
16	435	30	10	795	77,02	76,87	0,07
17	70	23	8	795	66,12	66,68	0,28
18	800	23	8	795	74,82	74,82	0
19	70	23	10	795	69,33	69,68	0,18
20	800	23	10	795	78,24	78,03	0,1
21	435	16	9	90	41,37	41,38	0,01
22	435	30	9	90	42,77	43,09	0,16
23	435	16	9	1500	84,35	84,31	0,02
24	435	30	9	1500	86,95	87,36	0,2
25	435	23	9	795	74,35	74,48	0,07
Các thông số tối ưu	758,758	27,5	9,98	1491	91,6	91,48	0,06

**Hình 11.** Sai số giữa giá trị NPV tính toán so với NPV dự đoán.

Hình 9 và 10. Dự đoán giá trị lớn nhất NPV được giới hạn bằng bề mặt đáp ứng bao phủ trên hình elip nhỏ nhất. Các đường bao elip sẽ được tạo ra một cách rõ ràng khi có sự tương tác giữa các biến độc lập. Đường bao 2 chiều (2D) và biểu đồ bề mặt đáp ứng 3 chiều (3D) cho thấy khu vực tối đa cho NPV thu được ở các thông số tối ưu có trong Hình 9 và 10. Một khu vực tối ưu hóa sẽ được xác định bởi diện tích hình elip nhỏ nhất màu đỏ trong Hình 9 tại đó NPV tối đa đạt 91,6 triệu USD tương ứng với độ nhớt 758,758 cp, lưu

lượng bơm 27,5 thùng/phút, nồng độ hạt chèn EOI là 9,98 ppg, và chiều dài khe nứt 1.491 ft. Các thông số tối ưu cần phải xem xét trước khi áp dụng cho thiết kế tối ưu nhằm đạt NPV tối đa thông qua kiểm tra sự đúng đắn của mô hình công thức (23).

10.7. Kiểm tra mô hình

Để kiểm tra mức độ chính xác của 4 thông số tối ưu, nghiên cứu tiến hành đánh giá NPV lớn nhất tại 4 thông số tối ưu theo mô hình 23 so với NPV lớn nhất tại 4 thông số tối ưu theo phần mềm Modde 5.0. Mô hình trong công thức (23) biểu diễn mối quan hệ của 4 biến đã mã hóa với giá trị tính toán NPV. Mô hình trong công thức (24) thể hiện mối quan hệ của 4 thông số ban đầu chưa mã hóa với giá trị tính toán NPV như sau:

$$\begin{aligned}
 NPV = & 4,51750 + 0,0202740X_1 + 0,301661X_2 + 3,53813X_3 \\
 & + 0,0565675X_4 - 1,53250 \times 10^{-5}X_1^2 - 0,00467687X_2^2 - 0,136667X_3^2 \\
 & - 2,05556 \times 10^{-5}X_4^2 + 2,25049 \times 10^{-5}X_1X_2 + 0,000143836X_1X_3 \\
 & + 3,19635 \times 10^{-6}X_1X_4 + 0,00214286X_2X_3 \\
 & + 6,07903 \times 10^{-5}X_2X_4 + 0,000453901X_3X_4
 \end{aligned} \quad (24)$$

Hình 11 cho thấy tỷ lệ sai số là 0,06% giữa NPV tối đa tính toán đạt 91,48 triệu USD so với NPV tối đa đạt 91,6 triệu USD theo

phần mềm Modde 5.0. Điều đó cho thấy các thông số tối ưu bao gồm độ nhớt 758,758 cp, lưu lượng bơm 27,5 thùng/phút, nồng độ hạt chèn EOJ là 9,98 ppg và chiều dài khe nứt 1.491 ft được dùng để thiết kế cho phương án này.

11. Kết luận

- Sự tương tác các thông số độ nhớt, lưu lượng bơm, nồng độ hạt chèn và chiều dài khe nứt với nhau đều tác động đến NPV trong thiết kế nứt vỉa thủy lực.
- Các thông số độ nhớt, lưu lượng bơm, nồng độ hạt chèn và chiều dài khe nứt đều ảnh hưởng đến tăng NPV, trong đó chiều dài khe nứt ảnh hưởng tăng mạnh nhất.
- Thiết kế nứt vỉa thủy lực được tối ưu theo tiêu chí tối đa NPV, trong đó thiết kế các thông số trước khi tiến hành nứt vỉa thủy lực rất quan trọng nhờ hiệu quả kinh tế mà nó mang lại. Kết quả chỉ ra rằng các thông số tối ưu cho nghiên cứu này là độ nhớt 758,758 cp, lưu lượng bơm 27,5 thùng/phút, nồng độ hạt chèn EOJ là 9,98 ppg và chiều dài khe nứt 1.491 ft.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Trường Đại học Dầu khí Việt Nam trong khuôn khổ đề tài mã số GV2006.

Tài liệu tham khảo

- [1] H.Z. Meng and K.E. Brown, "Coupling of production forecasting, fracture geometry requirements and treatment scheduling in the optimum hydraulic fracture design", *SPE/DOE Joint Symposium on Low Permeability Reservoirs, Denver, Colorado, 18 - 19 May 1987*. DOI: 10.2118/16435-MS.
- [2] Tamir M. Aggour and Micheal J. Economides, "Optimization of the performance of high-permeability fractured wells", *SPE Formation Damage Control Conference, Lafayette, Louisiana, 18 - 19 February 1998*. DOI: 10.2118/39474-MS.
- [3] R.A. Langedijk, S. Al-Naabi, H. Al-Lawati, R. Pongratz, M.P. Elia, and T. Abdulrab, "Optimization of hydraulic fracturing in a deep, multilayered, gas-condensate reservoir", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1 - 4 October 2000*. DOI: 10.2118/63109-MS.
- [4] Z. Yang, D.G. Crosby, and A.K. Khurana, "Multivariate optimization of hydraulic fracture design", *Australian Petroleum Production and Exploration Association Journal*, Vol. 42, pp. 516 - 527, 1996.
- [5] M.J. Economides, R. Oligney, and P.Valko, "Unified fracture design". Orsa Press, 2002.
- [6] K.D. Mahrer, "A review and perspective on far-field hydraulic fracture geometry studies", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 24, pp. 13 - 28, 1999.
- [7] C.W. Hopkins, "The importance of in-situ-stress profiles in hydraulic-fracturing applications", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 49, No. 9, pp. 944 - 948, 1997. DOI:10.2118/38458-JPT.
- [8] N.R. Warpinski, R.A. Schmidt, and D.A. Northrop, "In-situ stresses: The predominant influence on hydraulic fracture containment", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 34, pp. 653 - 664, 1982. DOI: 10.2118/8932-PA.
- [9] Dora Patricia Restrepo, *Pressure behavior of a system containing multiple vertical fractures*. University of Oklahoma, USA, 2008.
- [10] M. King Hubbert and David G. Willis, "Mechanics of hydraulic fracturing", *Petroleum Transactions, AIME*, Vol. 210, pp. 153 - 168, 1957.
- [11] Nguyen Binh Thi Thanh, Tomochika Tokunaga, and Akihiko Okui, "In-situ stress and pore pressure fields in the North Cuu Long basin, offshore Vietnam", *SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, Kuala Lumpur, Malaysia, 29 - 30 March 2004*.
- [12] M.Y. Lee and B.C. Haimson, "Statistical evaluation of hydraulic fracturing stress measurement parameters", *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics*, Vol. 26, No. 6, pp. 447 - 456, 1989.
- [13] I.M. Breckels and H.A.M. Van Eekelen, "Relationship between horizontal stress and depth in sedimentary basins", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 34, No. 9, pp. 2191 - 2199, 1982. DOI: 10.2118/10336-PA.
- [14] T. K. Perkins and L.R. Kern, "Widths of hydraulic fractures", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 13, No. 9: pp. 937 - 949, 1961. DOI: 10.2118/89-PA.
- [15] R.P. Nordgren, "Propagation of a vertical hydraulic fracture", *Society of Petroleum Engineers Journal*, Vol. 12, No. 4, pp. 306 - 314, 1972. DOI: 10.2118/3009-PA.
- [16] Z. Rahim and S.A. Holditch, "Using a three-dimensional concept in a two-dimensional model to predict accurate hydraulic fracture dimensions", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 13, pp. 15 - 27, 1995.
- [17] M.M. Hossain, "Reservoir stimulation by hydraulic fracturing: Complexities and remedies with reference to initiation and propagation of induced and natural fractures", University of New South Wales, Sydney, 2001.
- [18] G.C. Howard and C.R. Fast, "Optimum fluid characteristics for fracture extension", *Drilling and Production Practices*, New York, 1957.

- [19] Peter Valkó and Michael J. Economides, *Hydraulic fracture mechanics*. John Wiley and Sons. 1995.
- [20] K.G. Nolte, "Determination of proppant and fluid schedules from fracturing pressure decline", *SPE Production Engineering*, Vol. 1, No. 4, pp. 255 - 265, 1986. DOI: 10.2118/13278-PA.
- [21] Robert S. Schechter, *Oil well stimulation*. Prentice Hall, 1991.
- [22] M.B. Smith, *Hydraulic Fracturing*. Second Edition, Tulsa, OK: NSI Technologies, 1997.
- [23] Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides, and Ding Zhu, *Petroleum production systems*. Prentice Hall PTR, New Jersey, 1994.
- [24] P. Valko, R.E. Oligney, and M.J. Economides, "High permeability fracturing of gas wells", *Petroleum Engineer International*, Vol. 71, No. 1, 1998.
- [25] M.J. Economides, P.P. Valko, and X. Wang, "Recent advances in production engineering", *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 40, No. 10, pp. 35 - 44, 2001. DOI:10.2118/01-10-01.
- [26] J.A. Cornell, *How to apply response surface methodology (2nd edition)*. American Society for Quality Control, 1990.
- [27] D.C. Montgomery, *Design and Analysis of Experiments (5th edition)*. John Wiley & Sons, 2001.
- [28] Raymond H. Myers, Douglas C. Montgomery, and Christine M. Anderson-Cook, *Response surface methodology: Process and product optimization using designed experiments (3rd edition)*. John Wiley and Sons, 2008.
- [29] George Edward Pelham Box and Norman R. Draper, *Empirical model building and response surfaces*. John Wiley & Sons, 1987.
- [30] G.E.P. Box George and D.W. Behnken, "Some new three level designs for the study of quantitative variables", *Technometrics*, Vol. 2, No. 4, pp. 455 - 475, 1960. DOI: 10.2307/1266454.
- [31] Samyak Jain, Andrew Richard Prestridge, Paul Dellorusso, Nghi Chinh Nguyen, Duong Danh Lam and Vuong Quoc Hung, "Case study from 12 successful years of high temperature fracturing in Bach Ho field offshore Vietnam", *Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 2007. DOI: 10.2118/106712-MS.
- [32] M.M. Rahman, M.K. Rahman, and S.S. Rahman, "Optimizing treatment parameters for enhanced hydrocarbon production by hydraulic fracturing", *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 42, No. 6, 2003. DOI: 10.2118/03-06-02.
- [33] Ngoc T.B. Nguyen, Cuong T.Q. Dang, Wisup Bae, and Taemoon Chung, "Integrating geological characterization and historical production analysis to optimize field management of Lower Miocene reservoir in White Tiger field, Vietnam", *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 49, No. 5, pp. 8 - 18, 2010. DOI: 10.2118/137045-PA.
- [34] Vietsovpetro, "Sơ đồ công nghệ hiệu chỉnh Khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ". 2013.

APPLICATIONS OF RESPONSE SURFACE METHODOLOGY AND BOX-BEHNKEN DESIGN TO OPTIMISE FRACTURE TREATMENT DESIGN FOR LOWER MIOCENE RESERVOIRS, BACH HO FIELD

Nguyen Huu Truong, Ha Nhu Y

Petrovietnam University

Email: truongnh@pvu.edu.vn

Summary

The paper presents the results of application of the response surface method and the Box-Behnken design of experiments to investigate the influence of hydraulic fracturing parameters on the economic performance after fracture treatment in the Lower Miocene reservoirs of Bach Ho field. The four parameters comprising viscosity of fracturing fluid, pump rate, proppant concentration, and fracture length are optimised by maximising net present value (NPV). The NPV is calculated based on the cumulative oil production at the post fractured and the based case under transient flow behaviour for a three-year period. From the results of the sensitivity analysis, it is possible to evaluate the main parameters that affect the net present value (NPV), as well as the interaction of the parameters to the NPV.

Key words: Response Surface Methodology, Box-Behnken design, hydraulic fracturing, Lower Miocene, Bach Ho field.

QUẢN LÝ CHI PHÍ ĐÓNG VÀ HỦY GIẾNG: MỘT SỐ KINH NGHIỆM QUỐC TẾ VÀ THỰC TẾ ÁP DỤNG TẠI VIỆT NAM

Phùng Mai Hương, Trần Văn Ban, Phạm Đăng Quân

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Email: huongpm@pvep.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.05-04>

Tóm tắt

Bài viết phân tích các yếu tố tác động đến chi phí đóng và hủy giếng (Plug and Abandonment - P&A), là yếu tố chiếm tỷ trọng lớn trong cấu trúc chi phí thu dọn mỏ. Nhóm tác giả điểm lại các bước P&A về lý thuyết, theo quy định và thực tế, đồng thời phân tích các yếu tố tác động đến quyết định P&A và công tác lên kế hoạch P&A, cả về công việc và chi phí. Trên cơ sở đó, bài viết đưa ra một số phương pháp ước tính chi phí P&A đang được ứng dụng và khả năng áp dụng vào thực tế ở Việt Nam; các yếu tố có thể giúp tối ưu hóa ngân sách P&A nói riêng và ngân sách thu dọn mỏ nói chung.

Từ khóa: Chi phí đóng và hủy giếng, chi phí thu dọn mỏ, tối ưu công việc, tối ưu ngân sách/chi phí.

1. Giới thiệu

Trong nghiên cứu trước [1], nhóm tác giả đưa ra ví dụ về cấu trúc chi phí thu dọn mỏ đã tổng hợp được, để từ đó có thể hình dung bao quát cấu trúc chi phí thu dọn mỏ cho các dự án sau này ở mức độ các hạng mục chính (high-level Decom.WBS¹). Điểm mấu chốt nhất có thể thấy từ các nghiên cứu trên là (i) đóng và hủy giếng (P&A) là giai đoạn chính trong toàn bộ công tác thu dọn mỏ và (ii) chi phí P&A trên thực tế được ước tính chiếm đến 40 - 50% toàn bộ chi phí thu dọn mỏ. Do vậy, chỉ riêng hoạt động đóng và hủy giếng cũng cần được nghiên cứu sâu hơn về khía cạnh chi phí để thấy hạng mục này ảnh hưởng thế nào đến toàn bộ việc ước tính chi phí thu dọn mỏ.

2. Tiến trình ra quyết định và thực hiện đóng và hủy giếng

2.1. Sản lượng khai thác

Quá trình khai thác điển hình của một mỏ dầu khí trải qua một số giai đoạn và được minh họa bởi thông số khai thác và biểu đồ sản lượng của mỏ như Hình 1. Các mỏ trên thềm lục địa Việt Nam đa số đều có sự tương đồng với biểu đồ sản lượng điển hình và phản ánh các giai đoạn trong toàn bộ thời gian khai thác của mỏ dầu khí.

Dự báo của PVEP về tổng sản lượng khai thác của mỏ Sư Tử Trắng đến năm 2040 ở Hình 2 nhìn chung biểu thị được xu hướng phản ánh ở biểu đồ chuẩn (Hình 1) trên phương diện tính toán tổng thể Pha 2A và Pha 2B (condensate) và khí. Biểu đồ khai thác mỏ Bạch Hổ (Hình 3) phản ánh rõ nét hơn xu hướng ở biểu đồ chuẩn.

Khi mỏ đạt đến giới hạn kinh tế tại điểm mà doanh thu không đủ bù chi phí, là khi quá trình thu dọn mỏ bắt đầu được tiến hành. Trên thực tế, có không ít lý do dẫn đến suy giảm sản lượng, bao gồm các nguyên nhân nội tại như: lỗi hệ thống thiết bị, trữ lượng dầu khí dần cạn kiệt, do bị hỏng hóc hoặc chất lượng vỉa suy thoái. Bên cạnh đó, có các nguyên nhân khách quan như chính trị, dịch bệnh, thiên tai khiến mỏ buộc phải dừng khai thác ngoài dự kiến và làm thay đổi áp suất vỉa khi khai thác trở lại.

2.2. Các bước đóng và hủy giếng điển hình

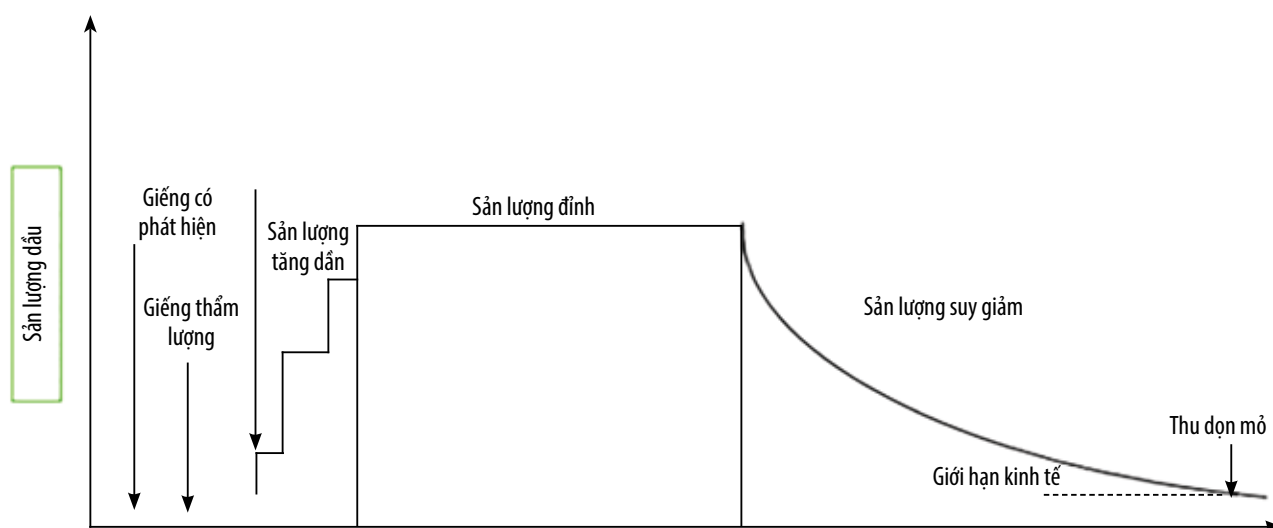
Một giếng khoan khi đang hoạt động đều có thể phục vụ các mục đích khác nhau: thăm dò, thăm lường, khai thác và bơm ép. Các giếng đều có đặc điểm chung là đến một thời điểm nào đó sẽ cần phải được đóng và hủy (ngoại trừ trường hợp đóng tạm thời để bảo quản như để cạp dưới đáy). Điều 4 Thông tư 17/2020/TT-BCT của Bộ Công Thương về bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí định nghĩa "Hủy bỏ giếng là việc

¹ Decom.WBS: Decommissioning Work Breakdown Structure - Cấu trúc công việc - chi phí thu dọn mỏ

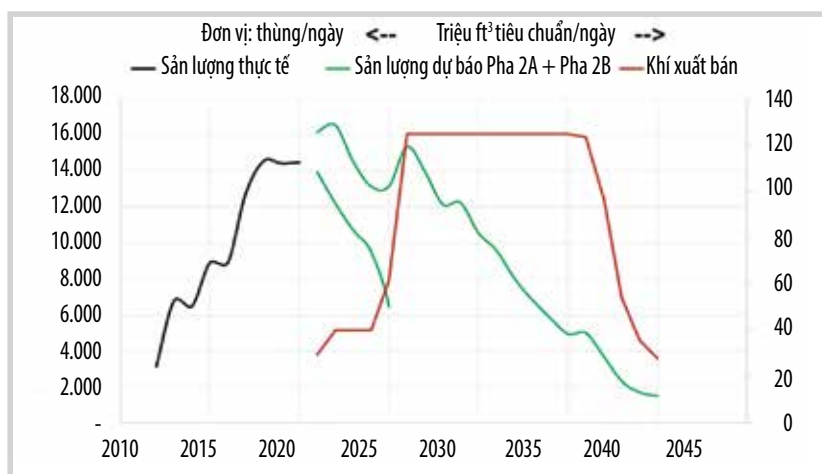


Ngày nhận bài: 14/5/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 14/5/2020 - 10/4/2021.

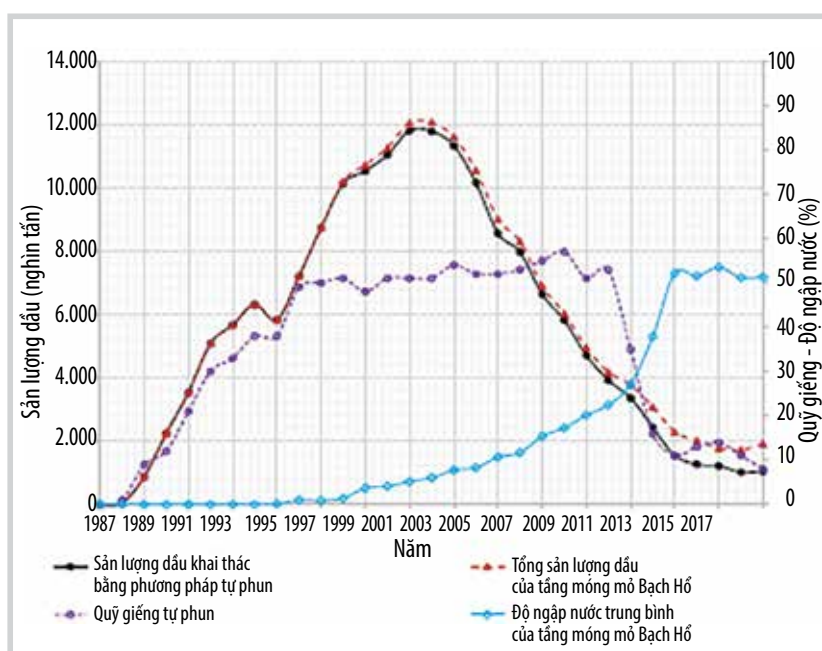
Ngày bài báo được duyệt đăng: 25/5/2021.



Hình 1. Đường cong khai thác lý thuyết, mô tả các giai đoạn của một mỏ dầu khí [2].



Hình 2. Dự báo sản lượng khai thác mỏ Sư Tử Trắng đến năm 2040 [3].



Hình 3. Thông số khai thác dầu tầng móng mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn 1987 - 2017 [4].

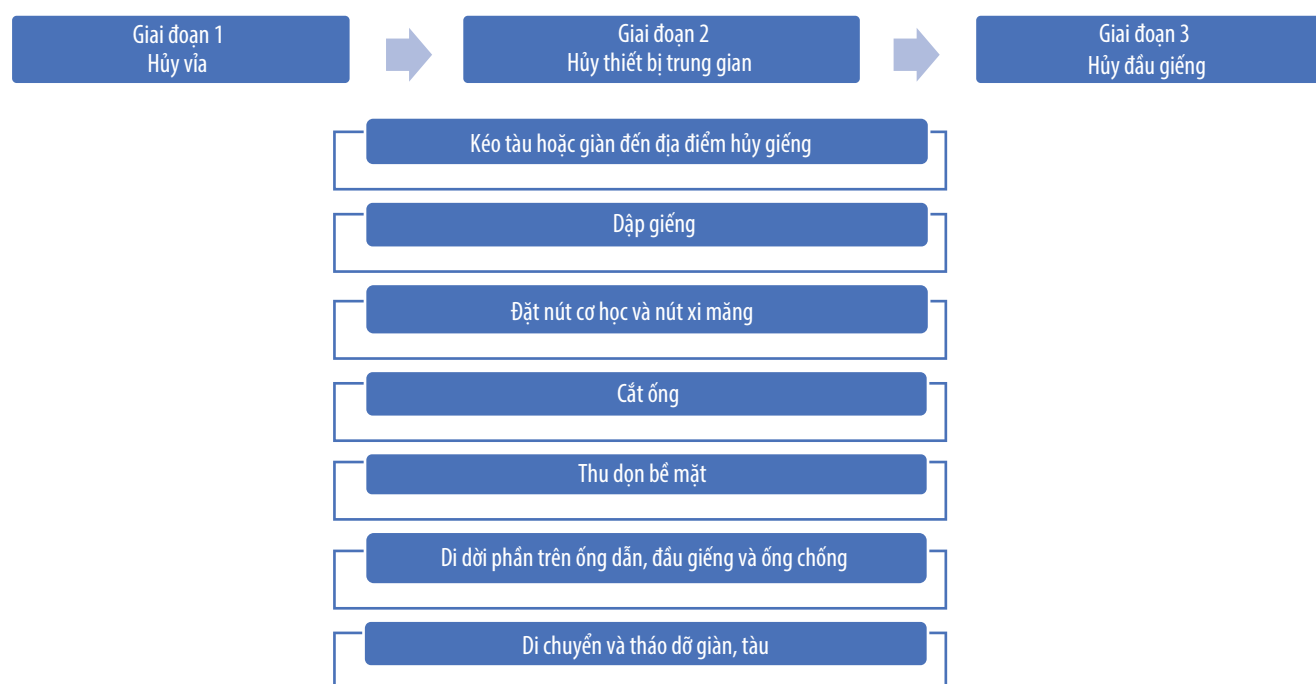
thu hồi các thiết bị lòng giếng, gia cố các nút xi măng, đặt nút cơ học, cắt bỏ và thu hồi một số đoạn ống trong giếng khoan, thu dọn các vật cản (nếu có) xung quanh miệng giếng, đầu giếng". Điều 15.2 Thông tư 17/2020/TT-BCT quy định: "Sau khi hoàn tất công tác hủy bỏ giếng, khu vực đáy biển và bề mặt xung quanh giếng khoan phải được dọn sạch, không được để lại các vật cản hoặc làm xáo trộn trạng thái ban đầu của môi trường tự nhiên".

Khi chi phí khai thác vượt quá doanh thu bán sản phẩm, người điều hành có thể lựa chọn (i) nếu sản lượng từ vỉa vẫn đem lại lợi nhuận qua một thân giếng khác thay vì thân giếng ban đầu, có thể đóng giếng đầu và khai thác từ thân giếng mới, tức giếng sidetrack, (ii) tạm thời đóng nếu tiếp tục có ý định nối lại khai thác ở một thời điểm khác hoặc (iii) đóng và hủy giếng vĩnh viễn nếu không còn ý định sử dụng lại.

Do mỗi giếng khoan có đặc điểm khác nhau, hoạt động P&A khó có thể là quy trình chuẩn hóa. Tuy nhiên, các giếng P&A đều qua các bước điển hình như Hình 4.

2.3. Thách thức đối với công tác P&A

Quá trình P&A có nhiều thách thức, gồm các khó khăn về kỹ thuật, về xây



Hình 4. Các bước hủy giếng [5].

dựng kế hoạch và các yếu tố ngoài dự báo. Các khó khăn này có thể tác động đến tổng chi phí cũng như việc thực hiện P&A. Phần tiếp theo sẽ tiếp tục thảo luận các yếu tố đó như sau:

(i) Kỹ thuật:

Mối quan tâm của người điều hành là tìm ra các giải pháp công nghệ hiệu quả, an toàn và tiết kiệm để thực hiện P&A. Trên thềm lục địa Việt Nam hiện tại có một số giếng khoan đã được thực hiện P&A [1], tuy nhiên kỹ thuật chưa cho phép thực hiện chiến dịch hủy giếng tối ưu cả về thời gian và chi phí. Các bước căn bản của quá trình hủy giếng đã được quy định tại Quyết định số 04/2015/QĐ-TTg ngày 20/1/2015 của Thủ tướng Chính phủ quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí và Quyết định số 49/2017/QĐ-TTg ngày 21/12/2017 của Thủ tướng Chính phủ về việc thu dọn các công trình, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí. Tuy nhiên, để tiến hành công tác tháo dỡ, di dời khẩn trương và hiệu quả để tiết kiệm chi phí mob-demob (Mobilisation/Demobilisation - Chuyển giàn và rời giàn khỏi địa điểm thi công), tối ưu thời gian và chi phí thuê giàn và tàu cũng như kỹ thuật cắt và đóng nút, đặt cầu xi măng, cắt và thu hồi ống chống, ống dẫn hoặc các biện pháp dự phòng, sử dụng vật liệu tối ưu phụ thuộc vào nhiều yếu tố. Vì vậy, nhóm tác giả đưa ra một số quan sát và nghiên cứu ở các phần tiếp theo.

(ii) Xây dựng kế hoạch P&A:

Người điều hành phải chịu toàn bộ chi phí P&A. Tuy

nhiên, có một số người điều hành có xu hướng trì hoãn nghĩa vụ này càng lâu càng tốt để tiết kiệm chi phí cho tới khi có chiến dịch đóng nhiều giếng cùng lúc và chi phí khi đó sẽ thấp hơn chi phí hiện tại do hiệu ứng của tỷ lệ chiết khấu, hoặc do kỳ vọng tối ưu và chia sẻ chi phí. Tuy nhiên, lượng giếng cần hủy quá nhiều tại thời điểm tiến hành chiến dịch có thể đẩy giá giàn, tàu và các nguồn lực khác lên cao, cùng với việc điều phối thi công trở nên phức tạp. Mặt khác, cần cân nhắc yếu tố giá dầu, các quan sát cho thấy giá thuê giàn và thiết bị thường song hành với giá dầu nên thời điểm giá dầu thấp sẽ là lý tưởng để thực hiện P&A.

(iii) Yếu tố ngoài dự báo: Các tình huống bất ngờ có thể xảy ra và tác động đến quá trình thực hiện cũng như chi phí P&A. Cửa sổ thời tiết thích hợp là yếu tố chính quyết định thời gian thực hiện một chiến dịch P&A. Thực hiện vào mùa biển lặng hay mùa gió chướng quyết định đến 50% uptime của chiến dịch. Ngoài ra, khi cửa sổ thời tiết tốt, nếu chiến dịch P&A được tiến hành cùng lúc với các chiến dịch khoan và thi công khác có chia sẻ đầu vào như giàn, tàu và trang thiết bị,... sẽ làm cho các yếu tố đầu vào này trở nên khan hiếm và bị đẩy giá lên. Giá dầu, trữ lượng còn lại trong vỉa, lõi giếng và thiết bị, thay đổi chính sách... cũng là các yếu tố cần tính đến.

3. Một số khuôn khổ lý thuyết về ước tính chi phí đóng và hủy giếng

3.1. Phương thức ước tính chi phí của OGU [5]

Nhóm tác giả đã giới thiệu về phương thức ước tính

chi phí thu dọn mỏ nói chung và chi phí P&A nói riêng tại một dự án đang vận hành ở Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) [1]. Nhóm tác giả cũng đã nhận xét cách ước tính chi phí, cấu trúc Decom.WBS ở từng dự án là khác nhau tùy điều kiện ngân sách, quan điểm quản lý và đặc điểm dự án. Bài nghiên cứu này giới thiệu phương thức ước tính chi phí P&A của Oil & Gas UK, áp dụng chung cho các chiến dịch P&A.

Tổ chức phi lợi nhuận dầu khí Vương quốc Anh - OGUK (2015) đã đưa ra một hệ thống phân loại giếng áp dụng cho việc thực hiện các chiến dịch P&A. Phương thức phân loại này được các doanh nghiệp dầu khí ở nhiều nước trên thế giới sử dụng để ước tính toàn bộ thời gian và các loại chi phí liên quan đến hoạt động P&A. Để ước tính chi phí P&A có thể sử dụng một số phần của hệ thống này.

Hướng dẫn của OGUK đưa ra một mã (code) P&A để cho thấy (i) vị trí giếng khoan và (ii) mức độ phức tạp của công việc theo giai đoạn (iii) 3 giai đoạn hủy giếng (Hình 4), cần được thực hiện để hoàn tất chiến dịch P&A của một giếng khoan. Các giai đoạn được mô tả cụ thể như sau:

Giai đoạn 1 - Cách ly vỉa: Các khu vực có vỉa đang khai thác hoặc đang bơm ép được cô lập bởi các rào chắn sơ cấp và thứ cấp. Ống chống có thể được để lại trong giếng, hoặc thu hồi một phần hoặc toàn bộ².

Giai đoạn 2 - Hủy vùng/thiết bị trung gian gồm việc thiết lập cách ly với các khu vực mà hydrocarbon và nước có thể xâm nhập; đồng thời cô lập ống chống lừng (liner), thu hồi ống chống (casing).

Giai đoạn 3 - Hủy đầu giếng và ống dẫn (conductor) gồm việc thu hồi đầu giếng, ống dẫn, cắt bỏ và thu hồi một số đoạn ống trong giếng khoan, trám xi măng miệng giếng.

Mỗi giai đoạn được kết hợp với một con số tương trưng cho mức độ phức tạp của hoạt động hủy giếng đối với mỗi giếng, cụ thể:

Loại 0: Không cần thiết tiến hành công việc gì;

Loại 1: Hủy giếng đơn giản, không dùng giàn khoan;

Loại 2: Hủy giếng phức tạp, không giàn khoan;

Loại 3: Hủy giếng đơn giản, có giàn khoan;

Loại 4: Hủy giếng phức tạp, có giàn khoan.

Kết hợp giữa 3 yếu tố vị trí giếng khoan, mức độ phức tạp và giai đoạn hủy giếng trong một sơ đồ tạo ra một mã P&A cho một hoặc một vài giếng. Đồng thời, mã này cũng giúp hình dung ra các công việc cần tiến hành, thời gian và chi phí cho sự kết hợp giữa 3 yếu tố này. Ví dụ minh họa về một giếng ngầm (subsea) như Bảng 1.

Khi giếng đã được phân loại, có thể có được tổng chi phí ước tính thông qua thực hiện tính toán có hệ thống bằng cách gán các giá trị chi phí cho mỗi khoảng thời gian thi công và yêu cầu về nguồn lực cho từng mã kết hợp giai đoạn - mức độ phức tạp nói trên, đồng thời bổ sung thêm các chi phí khác như chi phí mob/demob các phương tiện thiết bị và chi phí khảo sát...

3.2. Giá trị hiện tại thuần (NPV – Net Present Value)

NPV được tính theo công thức sau:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0$$

Trong đó:

t: Thời gian tính dòng tiền;

n: Tổng thời gian thực hiện dự án;

r: Tỷ lệ chiết khấu;

C_t : Dòng tiền thuần tại thời gian t;

C_0 : Chi phí ban đầu để thực hiện dự án.

NPV được sử dụng khi cân nhắc dòng tiền dài hạn. Dòng doanh thu (cash inflow) ngày hôm nay thì có giá trị hơn dòng doanh thu trong tương lai, với bài toán tiền

Bảng 1. Ví dụ phân loại giếng theo giai đoạn hủy giếng và mức độ phức tạp [5]

Giếng ngầm			Mức độ phức tạp				
			0	1	2	3	4
Giai đoạn	1	Hủy vỉa		x			
	2	Hủy vùng/thiết bị trung gian				x	
	3	Hủy đầu giếng và ống dẫn					x

² Điều 16 Thông tư 17/2020/TT-BCT ngày 17/7/2020 của Bộ Công Thương quy định: Người điều hành không được thu hồi ống chống đã thả trong giếng trừ trường hợp được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chấp thuận bằng văn bản. Người điều hành phải áp dụng phương pháp cơ học hoặc thủy lực để cắt và thu hồi đầu giếng. Ống chống phải được cắt sát bên dưới mặt đáy biển tự nhiên và hệ thống đầu giếng phải được thu hồi, đảm bảo không còn phần nào nhô lên bề mặt đáy biển, không gây cản trở các hoạt động hàng hải, khai thác biển khác. Đối với các giếng trên đất liền, chiều sâu cắt đầu giếng, ống chống tối thiểu là 3 m bên dưới mặt đất.

hiện tại có thể được đem đi đầu tư kiếm lời, trong khi cùng số tiền đó trong tương lai thì không thể. Nguyên tắc này cũng được áp dụng cho chi phí. Dòng chi phí (cash outflow) trong tương lai thì không có giá trị bằng hiện tại vì dòng chi phí ngày hôm nay làm giảm quy mô lợi nhuận tiềm năng trong tương lai. Hiểu được nguyên tắc này, nhà hoạch định phương hướng kinh doanh cần quyết định cửa sổ thời gian cho dòng doanh thu và dòng chi phí, sẽ chọn dòng doanh thu nhiều nhất có thể ở giai đoạn đầu của dự án và trì hoãn dòng chi phí càng lâu càng tốt.

Ưu việt của NPV là cho phép đưa giá trị thời gian của dòng tiền vào phân tích kinh tế, và nhờ vậy có thể đưa ra các quyết định thực tế hơn. Để ước lượng doanh thu từ sản lượng dầu và chi phí P&A trong giai đoạn vài chục năm với dòng doanh thu ở quy mô nhiều triệu USD, cân nhắc NPV trở nên rất quan trọng. Một khó khăn khi dùng NPV để tính toán là dự báo tỷ lệ chiết khấu có thể không chắc chắn, thậm chí dự báo sai.

4. Một số phương pháp ước tính chi phí đóng giếng và thực tế/khả năng áp dụng tại Việt Nam

Mặc dù ngành dầu khí là ngành ứng dụng toán học tương đối rộng rãi, xây dựng chuẩn mực ước tính chi phí P&A vẫn là thách thức không nhỏ. Các ứng dụng toán học để ước lượng chi phí P&A tổng thể gần như không có, tuy vậy các nghiên cứu hiện tại đều có liên quan ít nhiều đến ước lượng chi phí và có thể áp dụng cho ước lượng chi phí P&A. Các phương pháp như hồi quy tuyến tính hoặc mô phỏng có thể được sử dụng như tại một số nghiên cứu sau:

4.1. Raksagati [6]

Raksagati sử dụng mô phỏng Monte Carlo để dự báo chi phí và thời gian thực hiện các phương pháp P&A khác nhau. Trên cơ sở các kết quả, nhóm tác giả khuyến nghị sử dụng tàu để thực hiện P&A thay vì dùng giàn để giải phóng giàn khoan cho việc thực hiện khoan và hoàn thiện giếng thăm dò và phát triển. Đồng thời, khuyến khích thực hiện P&A một nhóm giếng trong một chiến dịch để giảm chi phí P&A đối với mỗi giếng (batch P&A) và khuyến nghị hợp tác giữa các người điều hành để giảm chi phí.

Các dự án tại Việt Nam có ứng dụng mô phỏng Monte Carlo vào các mô hình sản lượng và tính toán trữ lượng. Tuy nhiên, dự báo thời gian thi công và chi phí P&A thì chưa được ứng dụng. Trên thực tế, khoan theo công đoạn (batch drilling) cũng tương tự như P&A theo nhóm giếng, được thực hiện để tiết kiệm chi phí mob/demob và tận

dụng các nguồn lực một cách liên tục. Dù vậy, các khuyến nghị của tác giả Raksagati như đề cập phía trên là các biện pháp có thể được áp dụng tại Việt Nam để tối ưu chi phí trong quá trình P&A.

4.2. Moeinikia và các cộng sự [7]

Moeinikia và các đồng nghiệp cũng sử dụng mô phỏng Monte Carlo. Các phân tích của họ cho thấy việc tính đến cả những sự kiện không báo trước, hệ số tương quan giữa các hoạt động khác nhau và hiệu ứng đường cong học tập có tác động đối với ước tính thời gian thực hiện P&A một cách đáng kể và do đó tác động lên cả ước tính chi phí đối với các chiến dịch kết hợp nhiều giếng P&A.

Cần một khảo sát sâu hơn đối với các tính toán của nhóm Moeinikia và tính ứng dụng của phương pháp đối với công việc P&A của các dự án tại Việt Nam.

4.3. Byrd và các cộng sự [8]

Byrd và các cộng sự đã khảo sát chi phí thu dọn mỏ của kết cấu ngoài khơi điển hình bằng cách chia các yếu tố cấu thành hoạt động ra làm các phần nhỏ và gán chi phí tương ứng để đạt được tổng chi phí ước tính. Byrd đề cập đến các chi phí liên quan đến P&A, nhưng không thực hiện chi tiết các tính toán hoặc trình bày mô hình ước lượng chi phí cho các hoạt động trên.

Trên thực tế, phương pháp của Byrd có nhiều điểm tương đồng với phương pháp được áp dụng để ước tính chi phí P&A và xây dựng kế hoạch thu dọn mỏ tại nhiều dự án tại Việt Nam, trong đó có 1 dự án đang được vận hành tại PVEP [1].

4.4. Kaiser và Liu [9]

Kaiser và Liu đưa ra 2 cách tiếp cận đối với phương pháp ước tính chi phí thu dọn mỏ đối với một tập hợp các giàn khoan cố định nước sâu ở vịnh Mexico:

- Cách tiếp cận từ trên xuống (top-down): Sử dụng dữ liệu lịch sử từ các hoạt động tương tự để ước tính chi phí của các dự án hiện tại bằng cách sử dụng các biện pháp thống kê, gồm cả mô hình hồi quy tuyến tính. Phương pháp này đòi hỏi dữ liệu lịch sử trong khi tại Việt Nam chưa có dự án thu dọn mỏ nào được thực hiện. Nhóm tác giả của bài viết này đã tính đến phương án sử dụng dữ liệu nước ngoài và sử dụng thuật toán để quy đổi về chi phí ở điều kiện Việt Nam, tuy nhiên dữ liệu trên thế giới hiện nay chủ yếu không thương mại mà do người điều hành, nhà thầu thu dọn mỏ hoặc nước chủ nhà quản lý.

- Cách tiếp cận từ dưới lên (bottom-up): Các hoạt động của dự án được chia thành các tiểu dự án trong đó chi phí của mỗi tiểu dự án được ước lượng và cộng dồn để ra được tổng chi phí ước tính. Các kế hoạch thu dọn mỏ tại Việt Nam chủ yếu sử dụng phương pháp này.

Trong nghiên cứu của Kaiser [9], các mô hình hồi quy được xây dựng để ước lượng chi phí của các hoạt động P&A trên vịnh Mexico. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã khảo sát và phân tích tác động của học tập (đường cong học tập) và kinh tế quy mô.

4.5. Spieler và Oia [10]

Spierer và Oia đưa ra tổng quan các chi phí dự kiến mà người điều hành và chính phủ (Na Uy) phải đối diện khi toàn bộ các giếng khoan trên thềm lục địa Na Uy đến lúc phải đóng và hủy. Bằng cách phân loại giếng khoan, kỹ thuật P&A, thời gian thực hiện (bao gồm cả thời gian ngừng sản xuất (NPT - Non-Production Time) và cửa sổ thời tiết (WOW), Spierer và Oia đã có thể ước lượng khái quát chi phí P&A của từng loại giếng ở mức tối thiểu và tối đa. Những con số ước lượng này nhân với loại giếng phù hợp và cộng dồn sẽ cho tổng chi phí P&A trên thềm lục địa Na Uy. Phân tích tiềm năng tối ưu chi phí đối với các giếng ngầm nhờ công nghệ mới và ước lượng thời gian thực hiện cũng được tiến hành.

Phương pháp của Spierer và Oia tương tự như hướng dẫn của OGUK và có thể được áp dụng tại Việt Nam để ước chi phí P&A 1 giếng hoặc vài giếng. Tổng chi phí P&A trên thềm lục địa Việt Nam có thể được ước lượng trong điều kiện tính toán được số lượng giếng cần P&A.

5. Thực tế hoạt động đóng và hủy giếng trên thềm lục địa Việt Nam

5.1. Thủ tục đóng và hủy giếng theo quy định của pháp luật Việt Nam

Khung pháp lý về đóng và hủy giếng ở Việt Nam gồm các văn bản pháp luật như sau:

- Quyết định 84/2010/QĐ-TTg ngày 15/12/2010 của Thủ tướng Chính phủ về việc ban hành quy chế khai thác dầu khí.

- Văn bản hợp nhất số 10/VBHN-BCT hợp nhất Quy chế Bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí ngày 23/1/2014 của Bộ Công Thương (chuyển tiếp Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp ngày 25/11/2005 quy định về bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí).

- Quyết định số 04/2015/QĐ-TTg ngày 20/01/2015 của Thủ tướng Chính phủ về việc ban hành quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí.

- Quyết định số 49/2017/QĐ-TTg ngày 21/12/2017 của Thủ tướng Chính phủ về việc thu dọn các công trình, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí.

- Thông tư số 17/2020/TT-BCT ban hành ngày 17/7/2020 của Bộ Công Thương quy định về bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí (thay thế cho Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN ngày 25/11/2005 - Văn bản hợp nhất số 10/VBHN-BCT ngày 23/1/2014).

Theo quy định tại Điều 25, Quyết định 04/2015/QĐ-TTg ban hành Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí do Thủ tướng Chính phủ ban hành, đóng và hủy giếng khoan công trình dầu khí phải đảm bảo các yêu cầu cụ thể như sau:

- Khi chưa hoặc không tiếp tục sử dụng giếng khoan, các biện pháp đóng hoặc hủy giếng phải được thực hiện theo quy định hiện hành.

- Khi đóng giếng vĩnh viễn, tất cả các thiết bị ở vùng biển nước sâu, không ảnh hưởng đến hoạt động hàng hải và môi trường được để lại theo thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế được chấp nhận chung và quy định của cơ quan có thẩm quyền Việt Nam.

- Khi thu hồi đầu giếng, không được dùng vật liệu nổ để cắt các ống chống. Trường hợp đặc biệt, cho phép cắt bằng vật liệu nổ chuyên dụng sau khi được cơ quan quản lý có thẩm quyền về vật liệu nổ cho phép.

5.2. Thực trạng hoạt động đóng và hủy giếng

Tổng số giếng khoan đã được thực hiện tại các dự án mà PVEP là bên tham gia trong thời gian từ 2007 đến hết năm 2019 là 781 giếng, trong đó tổng số giếng trên thềm lục địa Việt Nam là 594 giếng, gồm 407 giếng phát triển + đàn dày và 187 giếng thăm dò + thăm lường. Nhóm tác giả đã thực hiện một khảo sát sơ bộ về thực tế đóng và hủy giếng tại PVEP giai đoạn 2007 - 2019 và thu được một số số liệu thống kê như sau:

- Số giếng khoan đã thực hiện P&A tạm thời: 14 giếng;

- Số giếng khoan đã thực hiện P&A vĩnh viễn: 37 giếng.

Để hủy 1 giếng khoan trên giàn đầu giếng (WHP - Wellhead Platform) sẽ mất khoảng từ 5 - 7 ngày, chi phí từ 2,5 - 3 triệu USD. Hủy giếng trên WHP thường thực hiện

nhiều giếng trong cùng một chiến dịch nhằm tối ưu chi phí.

Để hủy 1 giếng ngầm (subsea), thời gian thi công thường dao động từ 8 - 16 ngày cho mỗi giếng (tùy tính chất phức tạp), ngân sách từ 4 - 10 triệu USD/giếng.

5.3. Các bước thực hiện theo quy định

Theo văn bản hợp nhất số 10/VBHN-BCT (chuyển tiếp Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN ngày 25/11/2005) do Bộ Công Thương ban hành thì việc đóng và hủy giếng gồm việc cô lập các mỏ khai thác và thiết lập cách ly giếng thông qua gia cố các nút xi măng, đặt nút cơ học, cắt bỏ và thu hồi một số đoạn ống trong giếng khoan, thu dọn các vật cản xung quanh miệng giếng. Các yêu cầu cụ thể gồm:

- Dập giếng;
- Cô lập các vùng/thiết bị trung gian có nguy cơ cho dòng bằng cách bơm ép xi măng hoặc vật liệu khác để ngăn cách các vỉa đang khai thác;
- Cắt bỏ và thu hồi một số đoạn ống trong giếng khoan;
- Đặt các nút cơ học và nút xi măng;
- Cắt, thu hồi ống chống, đầu giếng thu dọn các vật cản xung quanh miệng giếng trước khi kết thúc giếng, di chuyển hoặc tháo dỡ giàn;
- Khảo sát sau hủy giếng.

Thông tư số 17/2020/TT-BCT ban hành ngày 17/7/2020 thay thế cho Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN ngày 25/11/2005 quy định về bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí không quy định Kế hoạch kết thúc giếng và các bước trình tự hủy bỏ giếng khoan như trên, tuy nhiên người điều hành vẫn phải đảm bảo các bước như trên được đảm bảo thực hiện theo các phương pháp hướng dẫn tại Thông tư.

6. Một số đề xuất liên quan đến ước tính và quản lý chi phí P&A tại Việt Nam

6.1. Ước tính chi phí thu dọn mỏ

Nhóm tác giả đề xuất việc ước tính chi phí được thực

hiện qua 2 phương pháp nhằm mục đích đối sánh: tiếp cận từ trên xuống (top-down) và tiếp cận từ dưới lên (bottom-up) như sau:

6.1.1. Tiếp cận từ trên xuống (top-down)

Ước tính chi phí cho một dự án thu dọn mỏ được thực hiện trên cơ sở một khung công thức xây dựng sẵn: phân loại giếng khoan, kỹ thuật P&A, thời gian thi công. Với đặc điểm độ dốc của thềm lục địa Việt Nam, khoảng cách từ bờ (đặc biệt là các mỏ xa bờ, nước sâu (frontier)), độ sâu của từng bồn trũng và từng mỏ rất khác biệt, độ sâu giếng và khoảng cách từ bờ là một yếu tố cần phải được tính đến để ước lượng thời gian, khối lượng công việc thực hiện cũng như chi phí cho số ngày phương tiện tương ứng. Khi đó, phân loại giếng theo giai đoạn hủy giếng và mức độ phức tạp (Bảng 2).

Đi kèm với mỗi phân loại giếng là một mã code để tính chi phí tương ứng, mã code này được kết hợp với mã code vị trí giếng để tính ra chi phí P&A cho giếng. Các chi phí khác như bảo hiểm, thuế, đội quản lý dự án (PMT - Project Management Team), sức khỏe - an toàn và môi trường (HSE - Health, Safety and Environment)... cũng được ước tính để ra con số tổng.

Khó khăn chính đối với phương pháp top-down là thiếu dữ liệu đầu vào cho khuôn khổ xây dựng sẵn nói trên. Do số giếng đã được P&A không nhiều, dữ liệu tại Việt Nam không đủ lớn để phân tích và áp dụng mô hình hồi quy tuyến tính nên nhóm tác giả đã tính đến phương án sử dụng dữ liệu nước ngoài và sử dụng thuật toán để quy đổi về chi phí ở điều kiện Việt Nam, tuy nhiên dữ liệu trên thế giới hiện nay chủ yếu là số liệu mang tính thương mại. Nói cách khác, việc thu thập, tham khảo thông tin gặp nhiều khó khăn, các số liệu chủ yếu (phân loại giếng khoan, kỹ thuật P&A, thời gian thực hiện...) được kiểm soát và quản lý bởi các người điều hành, nhà thầu thu dọn mỏ hoặc nước chủ nhà. Đây là khó khăn chính của nghiên cứu này.

6.1.2. Tiếp cận từ dưới lên (bottom-up)

Các tiếp cận này sử dụng WBS đối với từng dự án P&A cụ thể: bên cạnh việc áp dụng hệ thống hướng dẫn ước

Bảng 2. Phân loại giếng theo giai đoạn hủy giếng và mức độ phức tạp

Giếng thăm dò thăm lượng/Giếng phát triển khai thác			Mức độ phức tạp				
			0	1	2	3	4
Giai đoạn	1	Hủy vỉa		x			
	2	Hủy vùng/thiết bị trung gian				x	
	3	Hủy đầu giếng và ống dẫn					x

tính bao quát để cập trên đây (top-down) để đối sánh, đối với từng dự án biệt lập, các hoạt động của dự án được chia thành các tiểu dự án trong đó chi phí của mỗi tiểu dự án được ước lượng và cộng dồn để ra được tổng chi phí ước tính (bottom-up).

Khó khăn chính đối với phương pháp bottom-up là độ trễ về thời gian giữa thời điểm người điều hành trình và cấp thẩm quyền duyệt WBS. Chi phí khi đó có thể bị ảnh hưởng bởi các yếu tố thị trường và kinh tế vĩ mô như: lạm phát, lãi suất, biến động giá dầu và thị trường trang thiết bị phương tiện... dẫn đến thay đổi tổng chi phí tại WBS.

6.2. Tối ưu chi phí đóng và hủy giếng tại Việt Nam

Chi phí được tối ưu nhất khi người điều hành tích lũy được kinh nghiệm cả về kỹ thuật và về quản lý dự án từ nhiều chiến dịch hủy giếng thông qua sàng lọc từ các cách tiếp cận khác nhau, học hỏi và chia sẻ kinh nghiệm và chấp nhận thách thức các chuẩn mực cũ. Thị trường là nơi có thể đem lại giải pháp tối ưu, xét về phương diện cạnh tranh, mô hình kinh doanh và kỹ thuật. Trong bối cảnh ngành dầu khí Việt Nam chưa tiến hành một chiến dịch thu dọn mỏ nào trên thực tế, có thể đề cập đến một số biện pháp như sau:

- Từng bước tích lũy kinh nghiệm thu dọn mỏ, áp dụng các bài học tối ưu chi phí không chỉ trong mà cả ở ngoài ngành dầu khí.
- Nâng cao hơn nữa khả năng quản lý tài sản để tối ưu giá trị tài sản về cuối đời mỏ và chi phí thu dọn mỏ.
- Tiếp cận với các nguồn cung cấp dịch vụ có giải pháp, công nghệ mới và chi phí thấp, có các giải pháp về hợp đồng và cơ sở thiết lập giá cho các dự án thu dọn mỏ.
- Ứng dụng công nghệ mới có giá hợp lý cho các hoạt động P&A.
- Hiệu quả dựa trên số lượng áp dụng cho các chiến dịch P&A một nhóm giếng hoặc một khu vực, chẳng hạn nhiều người điều hành cùng thực hiện P&A hoặc thu dọn mỏ... để tối ưu lịch trình và hợp đồng...
- Các quy định liên quan cần được tuân thủ và nhất quán để đảm bảo kết quả an toàn và chấp nhận được về mặt môi trường, với chi phí thấp nhất.

7. Kết luận

Bài báo giới thiệu một số phương pháp ước tính chi phí P&A nói riêng và chi phí thu dọn mỏ nói chung, thực tế và khả năng áp dụng Việt Nam. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất phương pháp ước tính chi phí P&A có thể áp

dụng cho các hoạt động của ngành dầu khí Việt Nam. Để đề xuất có thể được kiểm nghiệm và thực hiện, cần có cơ sở dữ liệu quá khứ từ các dự án thu dọn mỏ đã thực hiện của Việt Nam/nước ngoài kết hợp cùng các công cụ kinh tế học để chuyển đổi dữ liệu phù hợp về thị trường khu vực tại thời điểm ước tính.

Tài liệu tham khảo

- [1] Phùng Mai Hương, Trần Văn Ban, và Phạm Đăng Quân, "Ước tính chi phí thu dọn mỏ phục vụ định hướng quản lý", *Tạp chí Dầu khí*, Số 4, tr. 37 - 46, 2021.
- [2] Mikael Höök, "Coal and oil: The dark monarchs of global energy: Understanding supply and extraction patterns and their importance for future production", Upsala University, 2010.
- [3] Cuu Long JOC, "Block 15-1 contract extension", Ho Chi Minh City, 2021.
- [4] Phùng Đình Thực, "Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ: Kỳ II: Đánh giá hiệu quả của giải pháp duy trì áp suất vỉa, thực trạng khai thác của từng khu vực, tồn tại và nguyên nhân", *Tạp chí Dầu khí*, Số 7, tr. 18 - 34, 2018.
- [5] Oil and Gas UK, "Guidelines packages for the abandonment of wells", 2015.
- [6] Sanggi Raksagati, "Risk based cost and duration estimation of permanent plug and abandonment operation in subsea exploration wells", University of Stavanger, 2012.
- [7] F. Moeinikia, K.K.K. Fjelde, A. Saasen, T. Vrålstad, and Ø. Arild, "A probabilistic methodology to evaluate the cost efficiency of rigless technology for subsea multiwell abandonment", *SPE Production and Operations*, Vol. 30, No. 4, pp. 270 - 282, 2015. DOI: 10.2118/167923-PA.
- [8] Robert C. Byrd, Donnie J. Miller, and Steven M. Wiese, "Cost estimating for offshore oil & gas facility decommissioning", AACE International Technical Paper, 2014.
- [9] Mark J. Kaiser and Mingming Liu, "Decommissioning cost estimation in the deepwater U.S. Gulf of Mexico - Fixed platforms and compliant towers", *Marine Structures*, Vol. 37, pp. 1 - 32, 2014. DOI: 10.1016/j.marstruc.2014.02.004.
- [10] Jon Oscar Spieler and Thomas Monge Øia, "Plug and abandonment status on the Norwegian continental

shelf Inclusive tax consequences", *Oil, Gas & Energy Law*, 2015.

[11] Mats Mathisen Aarlott, "Cost analysis of plug and abandonment operations on the Norwegian continental shelf", Norwegian University of Science and Technology. Department of Industrial Economics and Technology Management, 2016.

[12] Oil and Gas UK, *Decommissioning insight* 2017.

[13] Mark J. Kaiser, "Offshore Decommissioning Cost Estimation in the Gulf of Mexico", *Journal and Construction Engineering and Management*, Vol. 132, No. 3, pp. 249 - 258, 2006. DOI: 10.1061/(ASCE)0733-9364(2006)132:3(249).

P&A COST MANAGEMENT: SOME INTERNATIONAL EXPERIENCE AND PRACTICAL APPLICATION IN VIETNAM

Phung Mai Huong, Tran Van Ban, Pham Dang Quan

Petrovietnam Exploration Production corporation

Email: huongpm@pvep.com.vn

Summary

The article analyses the factors affecting P&A (Plug and Abandonment) cost, which makes up a great proportion in the decommissioning cost structure. The authors review the P&A steps in theory, regulations, and practice. At the same time, factors affecting P&A decisions and P&A planning are studied in terms of work and cost as well. On that basis, the article presents some existing P&A cost estimation methods and their possible applications in Vietnam. Elements that may help optimise P&A budget in particular and decommissioning budget in general are also reviewed and presented.

Key words: P&A cost, decommissioning cost, work optimisation, budget/cost optimisation.

CÁC PHƯƠNG PHÁP QUẢN LÝ DANH MỤC ĐẦU TƯ VỐN VÀO CÁC DOANH NGHIỆP KHÁC VÀ KHUYẾN NGHỊ ÁP DỤNG ĐỐI VỚI TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Phan Thị Mỹ Hạnh

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: hanhptm@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.05-05>

Tóm tắt

Quản lý danh mục đầu tư có vai trò quan trọng để đảm bảo duy trì và phát triển hoạt động sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp trong dài hạn. Bài báo giới thiệu tổng quan về phương pháp quản lý danh mục đầu tư được các tập đoàn kinh tế trên thế giới áp dụng, bao gồm các logic định hướng cho quyết định đầu tư và các công cụ sử dụng để phân tích danh mục đầu tư; từ đó đưa ra khuyến nghị áp dụng cho công tác quản lý danh mục đầu tư của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN).

Từ khóa: Quản lý danh mục đầu tư, ma trận McKinsey, ma trận Ashridge.

1. Giới thiệu

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) hoạt động theo mô hình công ty mẹ - con với số lượng lớn các đơn vị thành viên, tổ chức hoạt động kinh doanh theo chuỗi giá trị dầu khí tương đối hoàn chỉnh, từ khâu tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí đến phát triển công nghiệp khí - điện - chế biến và dịch vụ dầu khí.

Quản lý danh mục đầu tư là trách nhiệm của PVN được quy định tại Điều 68 của Nghị định số 07/2018/NĐ-CP ngày 10/1/2018 [1]. Tuy nhiên đến nay, việc triển khai thực hiện Nghị định này tại PVN vẫn đang ở giai đoạn đầu. Trong thời gian tới, PVN chủ trương sẽ tổ chức công tác quản trị danh mục đầu tư đồng bộ, có hệ thống từ Công ty mẹ xuống các đơn vị thành viên.

Việc xác định các đơn vị/mảng kinh doanh tốt, có tiềm năng để đầu tư và các đơn vị/mảng kinh doanh đang và sẽ gặp khó khăn trong tương lai để hạn chế đầu tư hay thoái vốn cần có công cụ hỗ trợ phân tích, đánh giá danh mục đầu tư, là cơ sở khoa học cho các quyết định mang tính chất chiến lược. Do đó, việc tham khảo các phương pháp quản lý danh mục đầu tư trên thế giới là cần thiết để PVN lựa chọn, áp dụng phương pháp phù hợp nhất.

2. Phương pháp quản lý danh mục đầu tư

2.1. Các logic định hướng quản lý danh mục đầu tư

Trong quản lý danh mục đầu tư, các nhà quản lý thường xuyên phải đối mặt với các quyết định nên hay không nên đầu tư vào đơn vị/linh vực kinh doanh? Có 3 logic định hướng cho những quyết định này [1]:

- Logic kinh doanh liên quan đến vị thế cạnh tranh của từng đơn vị kinh doanh và lĩnh vực hoặc thị trường/ngành, nghề mà đơn vị kinh doanh đó đang hoạt động. Hoạt động của đơn vị đó có lợi thế cạnh tranh và thị trường/ngành, nghề kinh doanh đó có hấp dẫn hay không?

- Logic giá trị gia tăng liên quan đến năng lực của nhà quản lý trong việc tạo ra giá trị gia tăng cho đơn vị kinh doanh. Nhà quản lý bằng năng lực của mình (về quản trị kinh doanh, quản lý tài chính...) có thể mua một doanh nghiệp hoạt động dưới tiềm năng mà cảm thấy có thể giúp cải thiện làm cho tốt lên; hoặc có thể tạo ra giá trị cộng hưởng từ sự kết hợp giữa hoạt động của doanh nghiệp mới với những doanh nghiệp sẵn có trong mạng lưới kinh doanh.

- Logic thị trường vốn liên quan đến việc tìm mua những doanh nghiệp giá rẻ và bán đi khi thị trường định giá quá cao. Thị trường vốn không phải lúc nào cũng định giá các doanh nghiệp sát với giá trị thực, tạo ra cơ hội kinh



Ngày nhận bài: 4/3/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 4 - 20/3/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 25/5/2021.

doanh chênh lệch giá. Do đó, cần có chiến lược mua và bán doanh nghiệp linh hoạt nhằm tận dụng được lợi thế về thời điểm/cơ hội.

Ba logic này đều quan trọng trong việc tạo cơ sở cho việc xem xét, ra quyết định nhằm tối ưu hóa danh mục đầu tư và cần được sử dụng kết hợp, đặc biệt là logic kinh doanh và logic giá trị gia tăng, để đảm bảo phân tích trên nhiều khía cạnh. Một doanh nghiệp tốt cho tỷ suất sinh lời cao, tạo dòng tiền mạnh hơn, có nhiều cơ hội cho tăng trưởng và có khả năng chịu đựng tốt hơn khi thị trường suy thoái (logic kinh doanh). Tuy nhiên, việc sở hữu danh mục đầu tư tốt đòi hỏi nhiều hơn so với việc sở hữu doanh nghiệp tốt. Các doanh nghiệp chỉ nên đầu tư vào những nơi có thể giúp phát huy tối đa tiềm năng bằng việc dựa vào chính thể mạnh của doanh nghiệp mình và/hoặc có được sức mạnh từ việc hợp lực với các đơn vị kinh doanh khác trong cùng tổ hợp doanh nghiệp (logic giá trị gia tăng) [1].

Trong 3 logic này, logic thị trường vốn ít được các doanh nghiệp sản xuất kinh doanh sử dụng hơn do các đơn vị kinh doanh thường có sự ràng buộc với nhau về mặt chiến lược và hoạt động mua/bán doanh nghiệp không thường xuyên như các định chế tài chính (ngân hàng đầu tư, quỹ đầu tư...). Ngoài ra, việc định giá các doanh nghiệp này phức tạp và thường không có chuyên gia tài chính để thực hiện công việc này [1].

2.2. Các công cụ sử dụng cho phân tích danh mục đầu tư

Để giúp các nhà quản lý có cơ sở cho việc ra quyết định về quản lý danh mục đầu tư, các nhà nghiên cứu và tư vấn đã thiết

Cao	Đầu tư có chọn lọc dựa trên những thể mạnh	Đầu tư có chọn lọc và tạo dựng	Đầu tư tối đa để thúc đẩy tăng trưởng	
Sức hấp dẫn của thị trường	Duy trì và tìm cơ hội để bán	Đầu tư có chọn lọc để tạo nguồn thu nhập	Đầu tư có chọn lọc cho tăng trưởng	
Thấp	Thoái vốn	Chỉ tài trợ tối thiểu hoặc thoái vốn	Phòng thủ để duy trì thể mạnh, đảm bảo nguồn thu nhập	
Thấp	Năng lực cạnh tranh của doanh nghiệp			Cao

Hình 1. Ma trận McKinsey.

kế các công cụ phục vụ đánh giá, phân tích danh mục đầu tư theo 3 logic trên.

a. Ma trận McKinsey: Tìm doanh nghiệp tốt để đầu tư theo logic kinh doanh

Ma trận McKinsey đánh giá doanh nghiệp trên cơ sở xem xét, phân tích 2 khía cạnh là năng lực cạnh tranh của doanh nghiệp và mức độ hấp dẫn của thị trường/ngành, nghề kinh doanh của doanh nghiệp đó.

Mức độ hấp dẫn của ngành cho biết mức độ khó khăn (hay dễ dàng) đối với một doanh nghiệp trong việc cạnh tranh trên thị trường và khả năng kiếm lợi nhuận khi kinh doanh trên thị trường đó.

Mức độ cạnh tranh của một doanh nghiệp cho thấy khả năng cạnh tranh so với đối thủ.

Để đánh giá đầy đủ 2 khía cạnh này cần xem xét nhiều yếu tố. Đánh giá sức hấp dẫn ngành sẽ dựa trên một số yếu tố chủ yếu như quy mô tốc độ tăng trưởng của thị trường, lợi nhuận của ngành, cường độ cạnh tranh... Năng lực cạnh tranh của doanh nghiệp được đánh giá căn cứ vào những yếu tố chủ yếu như: thị phần, tốc độ tăng trưởng thị phần, tỷ suất lợi nhuận, mạng lưới kinh doanh... Dựa trên kết quả đánh giá, các doanh nghiệp sẽ được phân loại, xếp thứ tự ưu tiên đầu tư và có chính sách phù hợp đối với từng trường hợp [2].

b. Ma trận Ashridge: Làm cho doanh nghiệp tốt hơn theo logic giá trị gia tăng

Đánh giá mức độ hấp dẫn của doanh nghiệp là chưa đủ để đi đến quyết định sở hữu doanh nghiệp đó. Một doanh nghiệp có thể rất tốt không có nghĩa là có thể dễ dàng quản lý doanh nghiệp này. Một nhà quản lý có kinh nghiệm quản lý vẫn có thể gặp khó khăn khi quản lý doanh nghiệp thuộc lĩnh vực kinh doanh mới. Nhiều vấn đề khó khăn nảy sinh khi doanh nghiệp sở hữu danh mục các công ty với các đặc điểm chiến lược, nhiệm vụ khác nhau. Cùng một hệ thống và phương pháp quản lý áp dụng cho tất cả các doanh nghiệp có thể giúp doanh nghiệp tốt lên nhưng cũng có thể làm cho doanh nghiệp khác kém hiệu quả [1, 3].

Ngược lại với cách tiếp cận của ma trận McKinsey, ma trận Ashridge coi sự phù hợp về mặt chiến lược là tiêu chí quan trọng để đưa các doanh nghiệp vào danh mục đầu tư. Ma trận này không trả lời câu hỏi liệu doanh nghiệp được xem xét có đem lại giá trị gì

hay không, mà ngược lại, liệu công ty mẹ có thể giúp doanh nghiệp này phát huy tiềm năng hay không? Nói cách khác, công ty mẹ có giúp tạo ra được giá trị gia tăng cho doanh nghiệp hay không? Một doanh nghiệp có thể hấp dẫn theo kết quả phân tích của ma trận McKinsey, nhưng nếu công ty mẹ không thể làm cho doanh nghiệp đó tốt hơn lên hay tạo giá trị gia tăng, thì nên thận trọng trong việc mua hoặc giữ lại doanh nghiệp đó trong danh mục. Ngược lại, một doanh nghiệp có thể đang hoạt động dưới tiềm năng, nhưng nếu công ty mẹ am hiểu về hoạt động của doanh nghiệp đó và có cơ hội tạo điều kiện cho doanh nghiệp hoạt động tốt lên thì vẫn nên mua hoặc giữ lại trong danh mục [1, 3]. Ma trận Ashridge phân tích danh mục đầu tư theo 2 khía cạnh:

- Khả năng tạo giá trị gia tăng (Ability to add value): Xem xét mức độ phù hợp giữa các yếu tố thành công quan trọng (critical success factors - CSF) cần có đối với một doanh nghiệp/đơn vị kinh doanh với các kỹ năng và nguồn lực mà công ty mẹ có thể mang lại cho doanh nghiệp đó.

- Cơ hội tạo giá trị gia tăng (Opportunity to add value): Xem xét sự phù hợp giữa các cơ hội nuôi dưỡng doanh nghiệp với các kỹ năng và nguồn lực của công ty mẹ. Công ty mẹ có thể có nhiều kỹ năng và nguồn lực, nhưng chỉ những kỹ năng và nguồn lực cần thiết cho sự tăng trưởng, phát triển của doanh nghiệp mới giúp tạo giá trị gia tăng.

Sự kết hợp giữa khả năng tạo giá trị gia tăng và cơ hội tạo giá trị gia tăng cho kết quả phân loại như sau [1, 3]:

Vùng trung tâm (Heartland) là doanh nghiệp mà công ty mẹ hiểu rất rõ và có thể tiếp tục giúp gia tăng giá trị. Những doanh nghiệp này phải là cốt lõi của chiến lược tương lai.

Vùng ven (Edge of Heartland) là doanh nghiệp mà công ty mẹ có thể giúp tạo ra giá trị ở một số lĩnh vực nhưng lại phá hủy giá trị ở lĩnh vực khác mà sự đóng góp chưa rõ ràng. Tuy nhiên, nếu công ty mẹ nỗ lực trong việc tạo ra giá trị gia tăng và tránh/hạn chế những

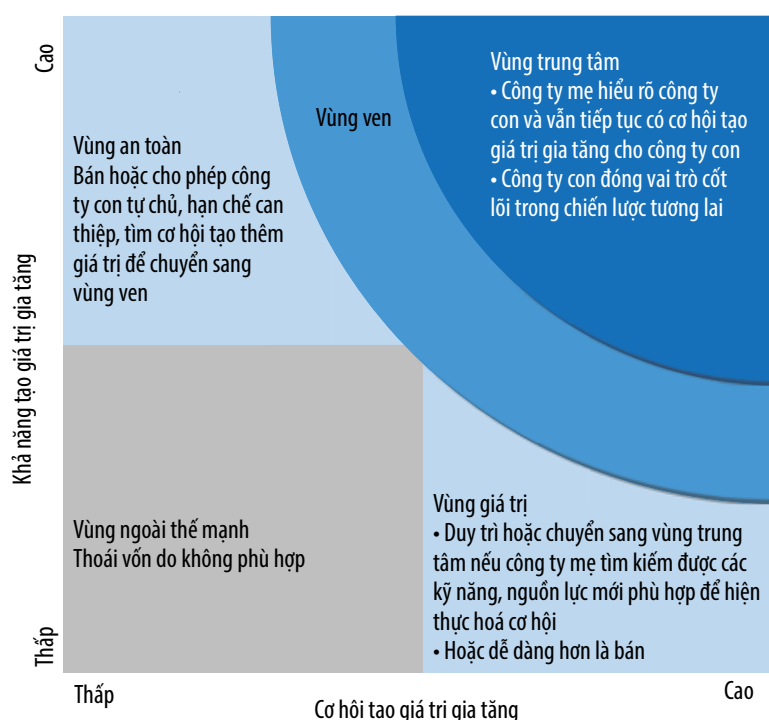
hoạt động phá hủy giá trị thì doanh nghiệp này có thể sẽ trở thành một phần của vùng trung tâm.

Vùng an toàn (ballast) là những trường hợp mà công ty mẹ hiểu rõ về doanh nghiệp nhưng có ít cơ hội giúp đỡ. Điều này có thể giải thích do công ty mẹ đã sở hữu doanh nghiệp trong nhiều năm và doanh nghiệp này đã hoạt động ổn định vì vậy ít có nhu cầu hỗ trợ. Các doanh nghiệp loại này cũng có thể là lực cản bởi vì tiêu tốn thời gian quản lý của công ty mẹ mà không giúp mang lại giá trị gia tăng. Các doanh nghiệp loại này sẽ hoạt động tốt hơn nếu được tăng quyền tự chủ hoặc có thể bán nếu có mức giá tốt để tập trung nguồn lực đầu tư mạnh cho vùng trung tâm và đưa các doanh nghiệp vùng ven vào vùng trung tâm.

Vùng ngoài thế mạnh (alien) là doanh nghiệp hoàn toàn không phù hợp với công ty mẹ và cần thoái vốn càng sớm càng tốt.

Bẫy giá trị (value trap): Đây là doanh nghiệp nằm ngoài ngành, nghề kinh doanh của công ty mẹ, tuy nhiên vẫn có cơ hội cho công ty mẹ gia tăng giá trị cho doanh nghiệp này. Các doanh nghiệp này có vẻ hấp dẫn bởi vì có các cơ hội để gia tăng giá trị. Tuy nhiên, trên thực tế do không phù hợp với chiến lược nên khả năng cao doanh nghiệp bị hủy hoại giá trị. Các nhà quản lý của công ty mẹ thường mắc sai lầm lớn nhất với các doanh nghiệp này.

Ma trận Ashridge được sử dụng kết hợp với ma trận McKinsey để đánh giá doanh nghiệp trên 2 góc độ: sức hấp dẫn (logic kinh doanh) và sự phù hợp, gắn kết về mặt chiến lược (logic giá trị gia tăng). Các doanh nghiệp có thể sử dụng ma trận McKinsey để đánh giá danh mục đầu tư trước, sau đó sử dụng tiếp ma trận Ashridge hoặc ngược lại [1].



Hình 2. Ma trận Ashridge.

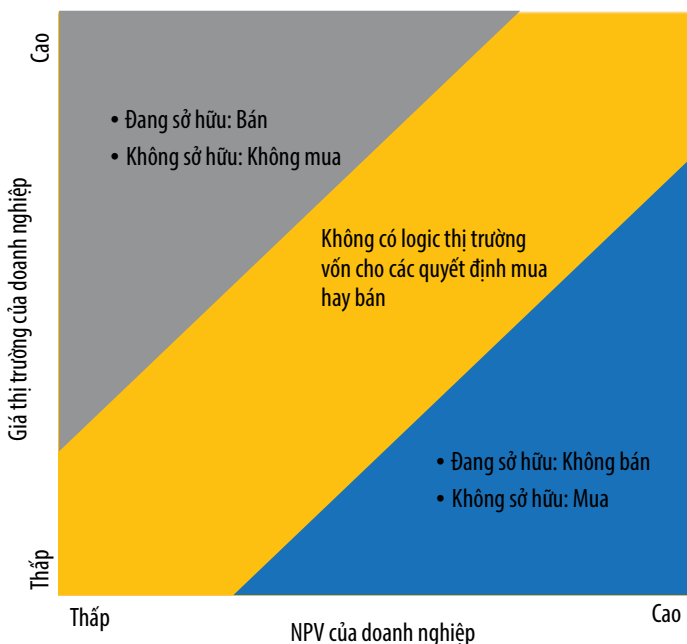
c. Ma trận giá trị hợp lý Fair Value: Mua và bán được giá tốt theo logic thị trường vốn

Ma trận Fair Value (ma trận giá trị hợp lý) được sử dụng để xem xét thời điểm mua hoặc bán doanh nghiệp. Tại từng thời điểm nhất định, doanh nghiệp có thể bị thị trường định giá thấp hơn hoặc cao hơn so với giá trị thực tế của doanh nghiệp đó khi có sự chênh lệch lớn giữa cung và cầu. Nếu giá trị thị trường cao hơn đáng kể giá trị hiện tại thuần của doanh nghiệp (net present value - NPV), không nên mua và cân nhắc việc bán. Ngược lại, nếu giá trị thị trường thấp hơn đáng kể NPV của doanh nghiệp, nên cân nhắc mua và không nên bán [1].

Không giống như các ma trận trên, ít nhà nghiên cứu hoặc tư vấn coi ma trận giá trị hợp lý là cách tiếp cận phù hợp đối với chiến lược đầu tư của một doanh nghiệp sản xuất kinh doanh mà cho là nó phù hợp hơn đối với tính chất hoạt động của các tổ chức tài chính, nơi thường xuyên thực hiện hoạt động mua và bán doanh nghiệp [1]. Tuy nhiên, các doanh nghiệp có thể sử dụng mô hình này trong việc lựa chọn thời điểm để mua những doanh nghiệp phù hợp với chiến lược và có thể khai thác giá trị gia tăng hoặc bán những doanh nghiệp không cần nắm giữ.

3. Khuyến nghị đối với công tác quản lý danh mục đầu tư của PVN

PVN đã ban hành quy định về quản trị danh mục đầu tư và đây là một bước tiến mới trong công tác quản lý đầu tư của PVN. Tại quy định này, đối với việc quản lý danh mục đầu tư vào



Hình 3. Ma trận giá trị hợp lý

doanh nghiệp khác, PVN đã đưa ra được các tiêu chí đánh giá doanh nghiệp theo logic kinh doanh (chủ yếu tập trung vào xem xét khía cạnh tài chính với một số chỉ tiêu tài chính cơ bản). Các tiêu chí đánh giá theo logic giá trị gia tăng và logic thị trường vốn chưa được đề cập đến.

Để đảm bảo phân tích, đánh giá danh mục đầu tư của PVN đầy đủ, toàn diện cần bổ sung các tiêu chí đánh giá trên đây đủ các khía cạnh theo 3 logic: kinh doanh, giá trị gia tăng và thị trường vốn.

Đối với việc đánh giá sức hấp dẫn của doanh nghiệp (logic kinh doanh), ngoài các tiêu chí tài chính cơ bản, cần bổ sung các yếu tố khác để có phân tích đầy đủ hơn về năng lực cạnh tranh của doanh nghiệp và triển vọng ngành nghề kinh doanh.

Nếu chỉ phân tích danh mục đầu tư trên khía cạnh logic kinh doanh thì chưa đầy đủ, toàn diện bởi vì các lĩnh vực kinh doanh của PVN có sự gắn kết về mặt chiến lược, có tác động tương hỗ và quan hệ ràng buộc lẫn nhau. Do đó, để việc phân tích được toàn diện hơn, cần bổ sung thêm các tiêu chí đánh giá về khả năng tạo ra giá trị gia tăng, cụ thể là liệu PVN có thể sử dụng thế mạnh của chính mình (kỹ năng, nguồn lực) để giúp phát triển doanh nghiệp? Hoặc bằng việc kiến tạo ra những mối liên kết giữa các doanh nghiệp trong Tập đoàn để tạo ra lợi ích cộng hưởng (logic giá trị gia tăng)?

Ngoài ra, trong quá trình hoạt động sẽ có thời điểm PVN cần mua hoặc bán doanh nghiệp, tuy không thường xuyên, do đó nên bổ sung thêm các tiêu chí đánh giá theo logic thị trường vốn để tạo cơ sở cho việc thực hiện.

PVN có thể nghiên cứu, sử dụng kết hợp các công cụ phân tích danh mục đầu tư trên. Áp dụng ma trận McKinsey để đánh giá sức hấp dẫn của doanh nghiệp (logic kinh doanh) và ma trận Ashridge để đánh giá khả năng tạo giá trị gia tăng (logic giá trị gia tăng). Ngoài ra, PVN có thể sử dụng ma trận giá trị hợp lý trong trường hợp lựa chọn thời điểm mua/bán doanh nghiệp (logic thị trường vốn).

Đây là những mô hình phân tích phức tạp, đòi hỏi kinh nghiệm của chuyên gia tài chính, chuyên gia ngành và hệ thống thông tin dữ liệu về ngành nghề kinh doanh để tạo cơ sở cho việc xây dựng bộ tiêu chí đánh giá phù hợp với đặc thù của từng ngành nghề. Vai trò của PVN trong việc tổ chức công tác quản lý

danh mục đầu tư và sự phối hợp của các đơn vị là yếu tố vô cùng quan trọng, mang tính chất quyết định để đảm bảo thực hiện quản lý danh mục đầu tư có hệ thống và hiệu quả trong toàn Tập đoàn. Các chuyên gia ngành, chuyên gia tài chính cần được huy động vào việc xây dựng các công cụ và các tiêu chí cho quản lý danh mục đầu tư. Số liệu và dữ liệu của các nhóm ngành kinh doanh chính của PVN cần được thu thập, tổng hợp và cập nhật thường xuyên, liên tục để tạo cơ sở cho việc xây dựng và điều chỉnh các tiêu chí đánh giá khi cần.

4. Kết luận

Ba logic kinh doanh đề cập đến trong bài báo này có giá trị hướng dẫn các nhà quản lý trong việc xem xét, phân tích danh mục đầu tư và quyết định nên mở rộng hay thu hẹp hoạt động, nên mua hay bán doanh nghiệp nào trong danh mục và nếu mua hay bán thì nên thực hiện vào thời điểm nào, trong khoảng giá nào. Tương ứng với các logic này có các công cụ hỗ trợ phân tích là ma trận McKinsey, ma trận Ashridge và ma trận giá trị hợp lý. Sử dụng kết hợp các công cụ để phân tích danh mục đầu tư của doanh nghiệp sẽ giúp các nhà quản lý xem xét, đánh giá trên nhiều khía cạnh và tạo cơ sở khoa học cho các quyết định lựa chọn chiến lược đầu tư.

Trong môi trường kinh doanh đầy biến động, các doanh nghiệp thường xuyên phải đối mặt với những thay đổi nhanh chóng và khó lường, vì vậy, công tác quản lý danh mục đầu tư đòi hỏi thực hiện theo cách bài bản, chuyên nghiệp hơn. PVN có thể tham khảo áp dụng các logic kinh doanh cho công tác quản trị danh mục đầu tư trong toàn Tập đoàn.

Tài liệu tham khảo

[1] Andrew Campbell, Jo Whitehead, Michael Goold, and Marcus Alexander, *Strategy for the corporate level: Where to invest, what to cut back and how to grow organisations with multiple divisions*, USA, Jossey-Bass, 2014.

[2] BPP Learning Media, *"ACCA approved study text, Paper P3 business analysis"*, UK, Ricoh UK Limited, 2015.

[3] Andrew Campbell, Michael Goold, and Marcus Alexander, "Corporate strategy: The quest for parenting advantage", 1995. [Online]. Available: <https://hbr.org/1995/03/corporate-strategy-the-quest-for-parenting-advantage>. [15/1/2021].

CORPORATE PORTFOLIO MANAGEMENT APPROACHES AND RECOMMENDATIONS FOR VIETNAM OIL AND GAS GROUP

Phan Thi My Hanh

Vietnam Petroleum Institute

Email: hanhptm@vpi.pvn.vn

Summary

Corporate portfolio management plays an important role in ensuring the maintenance and development of production and business operations in the long term. The article gives an overview of corporate portfolio management approaches, including the logics that drive corporate strategic investment decisions and the tools to analyse the corporate portfolio commonly used by corporations around the world; from which recommendations are made for Petrovietnam's corporate portfolio management.

Key words: Corporate portfolio management, McKinsey matrix, Ashridge matrix.

CHUYỂN ĐỔI PIN XE ĐIỆN ĐÃ QUA SỬ DỤNG THÀNH TRẠM TÍCH TRỮ NĂNG LƯỢNG

Tóm tắt

Sự phát triển nhanh chóng của xe điện (EV) sẽ tạo ra lượng lớn pin xe điện đã qua sử dụng không đáp ứng thông số kỹ thuật đảm bảo sử dụng an toàn. Bài báo giới thiệu tiềm năng tái sử dụng pin xe điện trong ngành điện bằng cách xây dựng các trạm tích trữ năng lượng cố định bằng pin xe điện đã qua sử dụng.

Từ khóa: Pin xe điện, tái sử dụng, tích trữ năng lượng.

1. Giới thiệu

Được xem là “ngành công nghiệp bán dẫn thứ 2” và “động lực tăng trưởng thế hệ tiếp theo”, công nghiệp pin xe điện dự kiến sẽ được hưởng lợi từ sự tăng trưởng của ngành công nghiệp xe điện. Theo IEA, số lượng các phương tiện chạy điện như ô tô, xe bus, xe tải (chưa bao gồm xe điện 2 bánh và 3 bánh) dự kiến đạt 145 triệu xe vào năm 2030 và có thể đạt 230 triệu xe vào cuối thập kỷ này nếu được hỗ trợ bởi các chính sách của chính phủ [1].

Chi phí sản xuất pin cho xe điện cũng giảm dần trong những năm gần đây. Theo khảo sát của Bloomberg NEF về giá pin, chi phí sản xuất bình quân của pin ô tô điện năm 2020 đã giảm 13% so với năm 2019, đạt 137 USD/kWh. Mức giá này có thể thấp hơn với các đơn hàng số lượng lớn, dao động khoảng 100 USD/kWh [2]. Ngoài ra, sản lượng pin lithium dành cho ô tô đạt 160 GWh vào năm 2020, tăng 33% so với năm 2019. Nhu cầu pin nhiên liệu cho các phương tiện vận tải khác tăng 10% [1].

Sự phát triển mạnh của các phương tiện chạy điện sẽ dẫn đến việc hàng chục nghìn pin xe điện (công suất lên đến nhiều TWh) đã hết hạn sử dụng hay không thể đáp ứng các thông số kỹ thuật.

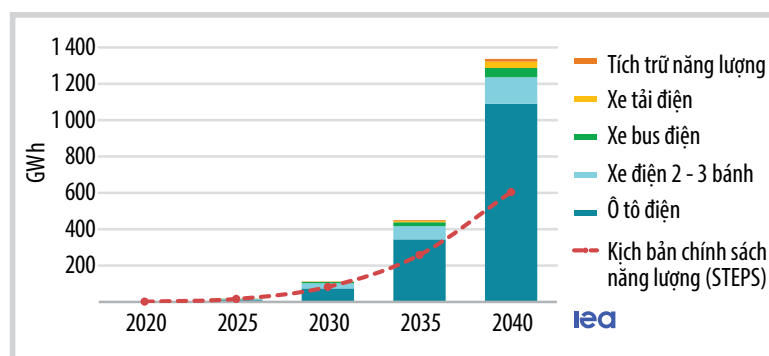
Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) ước tính năng lực tái chế pin trên toàn cầu đang đạt 180.000 tấn/năm. IEA dự báo đến năm 2040 có thể có 1,3 TWh pin đã qua sử dụng

cần được tái chế. Trong đó, chủ yếu là pin ô tô điện đã qua sử dụng (>80%), pin xe 2 và 3 bánh chạy điện (>10%), xe bus và xe tải điện (>5%) và chỉ hơn 1% pin tích trữ năng lượng (Hình 1) [3].

Mặc dù hết hạn, pin đã qua sử dụng vẫn có thể lưu trữ ít nhất 70% dung lượng ban đầu và có thể được sử dụng tích trữ năng lượng trong các ứng dụng mới như lưới điện và tháp thông tin liên lạc, cũng như tích trữ năng lượng cho các trang trại năng lượng mặt trời, trang trại gió và các nguồn năng lượng tái tạo khác. Việc tìm kiếm giải pháp để tái sử dụng các loại pin xe điện đã qua sử dụng có thể tạo ra giá trị đáng kể và thậm chí còn giúp giảm chi phí tích điện, hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo vào lưới điện quốc gia [4].

2. Tiềm năng tái sử dụng pin EV

Pin EV khi đưa vào sử dụng phải chịu nhiệt độ xả cao (nhiệt độ lúc sử dụng), hàng trăm chu kỳ sạc - xả mỗi năm với tốc độ sạc - xả biến đổi. Do đó, hiệu suất pin lithium trong các phương tiện chạy điện suy giảm mạnh sau 5 năm hoạt động trong khi thông thường các loại pin này được thiết kế với tuổi thọ khoảng 10 - 15 năm. Sau quá trình sử dụng, nếu pin EV không còn đáp ứng các tiêu chuẩn hiệu suất như duy trì 80% tổng công suất lưu trữ và tỷ lệ tự xả tính không quá 5% trong 24 giờ, có thể được chọn lọc và xem xét khả năng tái sử dụng để phục



Hình 1. Dự báo công suất pin đã qua sử dụng đến năm 2040 theo Kịch bản phát triển bền vững (SDS) [3].

vụ các ứng dụng có yêu cầu thấp hơn, chẳng hạn như các ứng dụng trong các trạm tích trữ năng lượng điện cố định.

Khi pin EV giảm 20% công suất so với ban đầu, các nhà sản xuất có 3 sự lựa chọn: tiêu hủy, tái chế các kim loại có giá trị, hoặc tái sử dụng (Hình 2).

- Việc tiêu hủy thường xảy ra trong trường hợp pin bị hư hỏng hoặc thị trường tiêu thụ không có các quy định về việc xử lý pin đã qua sử dụng. Tuy nhiên, các nước trên thế giới chủ yếu đều có quy định ngăn chặn việc tiêu hủy hàng loạt pin đã qua sử dụng.

- Đối với trường hợp tái chế: Nếu các điện cực của pin có chứa các kim loại có giá trị cao như cobalt và nickel thì pin thường được tái chế bởi chi phí tái chế thấp hơn giá mua các kim loại này. Đặc biệt, dự báo trong những năm tới nguồn cung cobalt và nickel ngày càng khan hiếm cũng như giá thành sản xuất của các loại kim loại này ngày càng cao. Mặc dù phương án tái chế có thể hấp dẫn, song các doanh nghiệp sản xuất pin phải phát triển được quy mô tái chế đủ lớn, có khả năng cạnh tranh về chi phí so với sản xuất mới. Hiện tại, quy trình thu hồi các kim loại và nguyên liệu trong pin EV vẫn chưa hoàn thiện. Bên cạnh đó, các doanh nghiệp sản xuất pin hiện đang nghiên cứu giảm/loại bỏ hàm lượng kim loại có giá trị

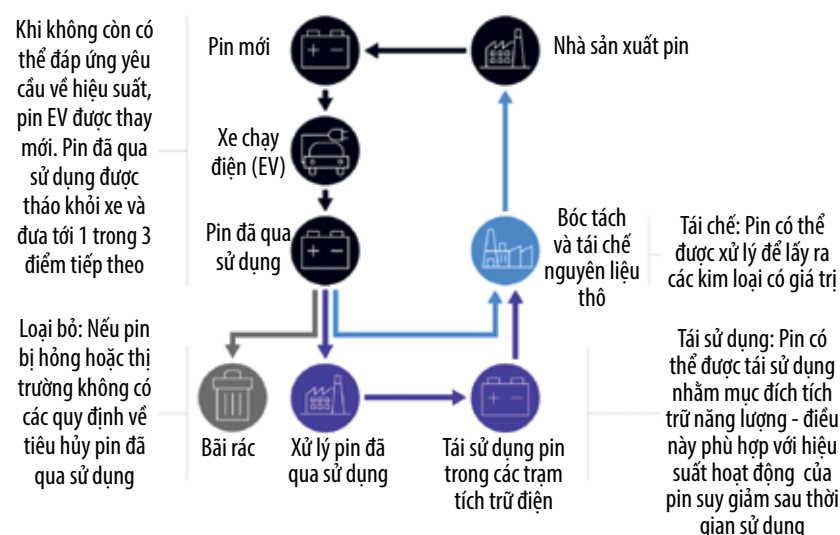
cao như cobalt để giảm giá thành sản xuất pin.

- Tái sử dụng sẽ mang lại giá trị tối ưu nhất đối với thị trường có nhu cầu sử dụng pin cho các ứng dụng tích trữ năng lượng cố định với tần số chu kỳ sạc - xả thấp hơn xe điện (khoảng 100 - 300 chu kỳ mỗi năm). Dựa trên yêu cầu về chu kỳ sạc - xả, có 3 ứng dụng sau đây phù hợp cho việc tái sử dụng pin EV: (i) làm bộ phận tích điện để duy trì độ ổn định điện năng cho hoạt động của thiết bị với chi phí thấp, (ii) tích trữ năng lượng thay cho đầu tư truyền tải và phân phối do chi phí nâng cấp cơ sở hạ tầng này rất tốn kém và (iii) tích trữ năng lượng tái tạo để sử dụng trong giai đoạn khan hiếm tận dụng các cơ hội chênh lệch giá, làm tăng tính linh hoạt, duy trì sự cân bằng phát tải và ổn định cho lưới điện. Tính đến năm 2025, chi phí tái sử dụng pin EV có thể rẻ hơn 30 - 70% so với chi phí lắp đặt mới trong các ứng dụng này.

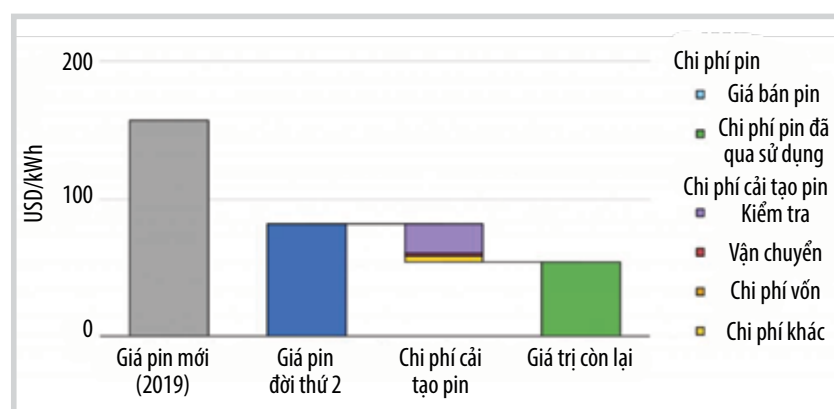
3. Thách thức đối với việc tái sử dụng pin EV

Do số lượng xe điện gia tăng nhanh chóng trong những năm gần đây và thậm chí có thể tăng trưởng còn nhanh hơn nữa trong 10 năm tới, nguồn cung pin đã qua sử dụng có thể vượt quá 200 GWh/năm vào năm 2030 (Hình 4). Tuy nhiên, để có thể tiếp cận với nguồn cung mới này cần phải vượt qua một số thách thức trong việc tái sử dụng pin EV.

Đầu tiên là vấn đề về thiết kế mẫu pin trên thị trường. Hiện nay, các loại pin trên thị trường được thiết kế khác nhau về kích thước, hóa học điện cực, hình dạng (hình trụ, lăng trụ...). Mỗi loại pin được thiết kế bởi nhà sản xuất pin khác nhau phù hợp với mẫu xe điện nhất định, điều này làm tăng độ phức tạp khi cải tạo và tái sử dụng do thiếu sự chuẩn hóa về thiết kế và công suất của pin. Theo số liệu của IEA, có khoảng 370 mẫu xe điện được lưu hành năm 2020,



Hình 2. Minh họa vòng đời của pin EV [4].



Hình 3. So sánh chi phí pin EV mới và pin đã qua sử dụng [6].

tăng 40% so với năm 2019 [1]. Tính đến năm 2025, khoảng 250 mẫu EV mới sẽ được đưa ra thị trường tương ứng với các mẫu pin của hơn 15 nhà sản xuất khác nhau [4].

Vấn đề thứ 2 đặt ra khi chi phí sản xuất pin mới liên tục giảm dẫn tới chênh lệch chi phí giữa pin mới và pin đã qua sử dụng bị thu hẹp lại, trong khi tốc độ giảm chi phí xử lý pin đã qua sử dụng không nhanh hơn tốc độ giảm chi phí sản xuất mới. Với tốc độ hiện tại, lợi thế 30 - 70% về chi phí giữa sử dụng pin tái sử dụng và pin mới vào năm 2025 có thể giảm xuống còn khoảng 25% vào năm 2040. Do đó, chi phí tái sử dụng pin cần phải đủ thấp để đảm bảo bù đắp những hạn chế của pin đã qua sử dụng so với việc lựa chọn sử dụng pin mới [4]. So sánh chi phí pin EV mới và pin đã qua sử dụng được thể hiện trong Hình 3.

Vấn đề thứ 3 liên quan tới các tiêu chuẩn cho việc tái chế và tái sử dụng pin vẫn còn khá mới. Hiện nay không có bất kỳ yêu cầu nào đối với chất lượng hay hiệu suất tái sử dụng pin, chỉ có một số tiêu chuẩn tập trung vào hệ thống quản lý pin hoặc tình trạng của pin (hay còn gọi là tình trạng sức khỏe - SOH), chưa có quy định cụ thể về các

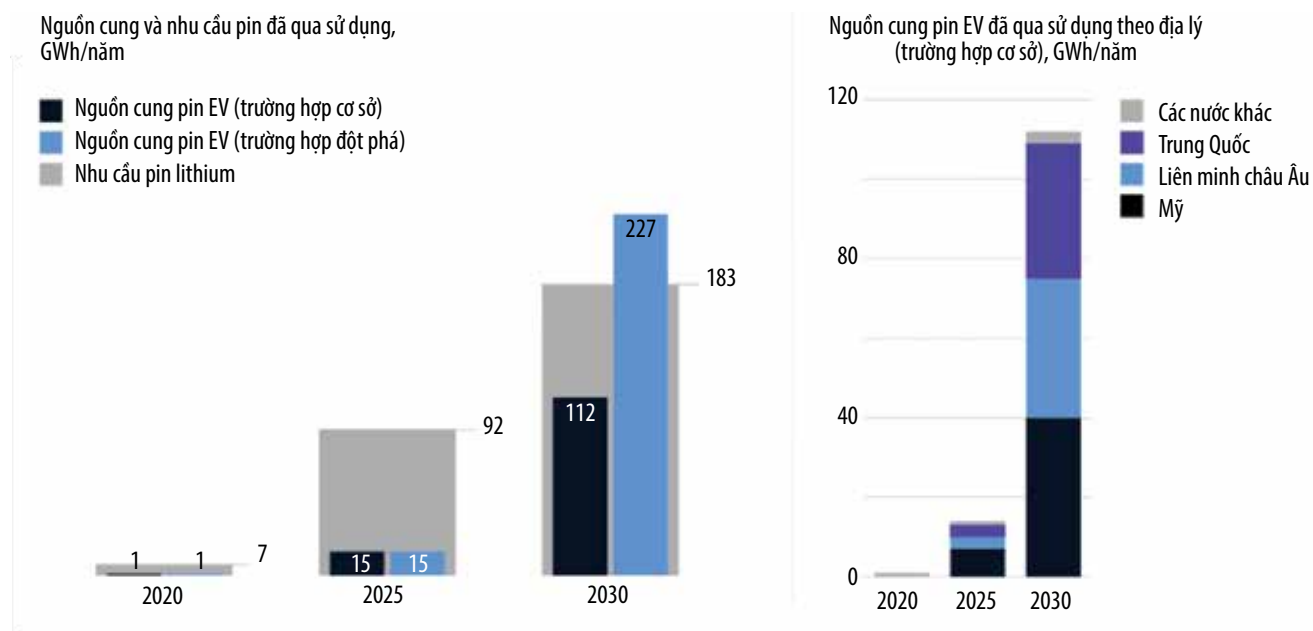
thông số kỹ thuật hiệu suất tiêu chuẩn cho pin đủ điều kiện được sử dụng cho mỗi ứng dụng nhất định [4].

Vấn đề thứ 4 là khung pháp lý chưa hoàn thiện. Các quy định hiện hành về yêu cầu tái chế hoặc tái sử dụng với thiết bị điện tử tiêu dùng nói chung, song lại không có quy định cụ thể về pin EV hoặc phân định trách nhiệm giữa nhà sản xuất và người tiêu dùng. Việc thiếu các quy định tạo ra sự rủi ro cho các doanh nghiệp sản xuất, tái sử dụng pin và khách hàng tiềm năng. Bên cạnh đó, việc không có các quy định rõ ràng cũng dẫn đến sự khác nhau ở các khu vực trong việc lựa chọn tái chế hoặc tái sử dụng pin [4].

Một số doanh nghiệp, tổ chức đã có hành động mục tiêu đầu tiên để xử lý số lượng các mẫu pin EV ngày càng tăng như thiết kế các mẫu EV và pin EV với định hướng tái sử dụng pin. Ví dụ, Nissan đã hợp tác với Sumitomo để tái sử dụng pin từ xe Nissan Leaf cho các hệ thống tích trữ và phân phối cố định quy mô nhỏ. Renault đã công bố chương trình lưu trữ pin tiên tiến hợp tác với một số đối tác trong lĩnh vực năng lượng và dự kiến sẽ lắp đặt hệ

Bảng 1. Các dự án thử nghiệm pin đã qua sử dụng hiện nay [6]

Đơn vị	Vị trí	Năm	Công suất
United Technologies Research Centre Ireland, Ltd.	Paris, Pháp	2017-	88 kWh (Số túi pin Kangoo chưa xác định)
Gateshead College, United Technologies Research Centre Ireland, Ltd.	Sunderland, Anh	2017-	48 kWh (3 túi pin Leaf, 50 kW PV)
Nissan	Paris, Pháp	2017-	192 kWh (12 túi pin Leaf)
RWTH Aachen University	Aachen, Đức	2017-	96 kWh (6 túi pin Kangoo)
City of Kempten, the Allgäuer Überlandwerk GmbH	Kempten, Đức	2017-	95 kWh (6 túi pin Kangoo, 37,1 kW PV)
City of Terni, ASM Terni	Terni, Ý	2017-	66 kWh (Số túi pin Kangoo chưa xác định, 200 kW PV)
Daimler, Getec Energie, The Mobility House, Remondis	Lunen, Germany	2016-	12 MW, 13 MWh (1000 túi pin i3, 90% pin tái sử dụng)
Nissan, Eaton, BAM, The Mobility House	Amsterdam, Hà Lan	2019-	3 MW, 2,8 MWh (148 túi pin Leaf, 42% pin tái sử dụng)
Daimler, The Mobility House, GETEC ENERGIE, Mercedes-Benz Energy	Elverlingsen, Đức	2020	20 MW, 21 MWh (1878 túi pin, 40% pin tái sử dụng)
Mobility House, Audi	Berlin, Đức	2019-	1,25 MW, 1,9 MWh (20 túi pin e-tron, 100 % pin tái sử dụng)
UPC SEAT, Endesa	Malaga, Tây Ban Nha	2016-	37,2 kWh (4 túi pin PHEV, 8 kW)
BMW, Vattenfall, Bosch	Hamburg, Đức	2016-	2 MW, 2,8 MWh (2600 module pin i3)
Renault, Connected Energy Ltd	Bỉ	2020-	720 kWh, 1200 kW (Số túi pin Kangoo chưa xác định)
Nissan, WMG: University of Warwick, Ametek, Element Energy	Anh	2020-	1 MWh (50 túi pin Leaf)
UC Davis, California Energy Commision, Nissan	Davis, CA, Mỹ	2016-	260 kWh (864 module pin Leaf, 100 kW)
BMW, EVgo	Los Angeles, CA, Mỹ	2018-	30 kW, 44 kWh (2 túi pin i3)
UC San Diego, BMW, EVgo	San Diego, CA, Mỹ	2014-2017	108 kW, 180 kWh (Số lượng pin mini E chưa xác định)
General Motors, ABB	San Francisco, CA, USA	2012	25 kW, 50 kWh (5 túi pin Volt, 74 kW PV, 2 kW turbines gió)
Toyota	Yellowstone National Park, Mỹ	2014-	85 kWh (208 module pin Camry)
Nuvve, University of Delaware, BMW	Newark, Mỹ	2019-	200 kW (Số lượng pin mini E chưa xác định, được tích hợp với V2G)
Nissan Sumitoto (4R Energy), Green charge network	Osaka, Nhật	2014-	600 kW, 400 kWh (16 túi pin Leaf)



Hình 4. Tổng công suất pin đã qua sử dụng có thể vượt 200 GWh/năm vào năm 2030 [4].

thống pin đã sử dụng EV 70 MW/60 MWh lớn nhất ở châu Âu [4]. Năm 2020, Kia Motors và SK Innovation đã hợp tác để xây dựng nền kinh tế tuần hoàn cho pin xe điện. Theo thỏa thuận, Kia Motors sẽ kiểm tra công suất còn lại của pin và sử dụng cả cụm pin hoặc từng module/cell pin vẫn phù hợp làm bộ tích trữ năng lượng cố định, SK Innovation sau đó sẽ tiếp quản và cải tạo hoặc tái chế lại các cụm, module/cell pin bị loại bỏ hoặc công suất còn lại thấp [5]. Ngoài ra, các dự án thử nghiệm pin đã qua sử dụng cũng được thể hiện trong Bảng 1.

Để duy trì khả năng cạnh tranh so với chi phí sản xuất mới pin lithium đang giảm nhanh chóng, các doanh nghiệp có thể công nghiệp hóa và mở rộng quy mô tái chế để giảm chi phí.

Các tổ chức, liên minh khu vực tư nhân bao gồm các doanh nghiệp sản xuất và các doanh nghiệp tái chế pin cũng cần thảo luận để ban hành các tiêu chuẩn phù hợp. Các tiêu chuẩn này về cơ bản sẽ phân loại pin dựa trên tiềm năng hiệu suất và phân loại các ứng dụng tích trữ năng lượng dựa trên nhu cầu hiệu suất để tạo sự minh bạch trong cung ứng sản phẩm và nhu cầu thị trường. Do sự đột phá về thiết kế, sản xuất và hiệu suất pin EV, việc thành lập tổ chức để thường xuyên xem xét và tinh chỉnh các tiêu chuẩn pin, báo cáo hàng năm về chi phí trung bình và các tiêu chuẩn hoạt động có thể tiếp tục thúc đẩy tăng trưởng lĩnh vực này [4]. Ví dụ như Liên minh Pin toàn cầu (Global Battery Alliance - GBA) được thành lập vào năm 2017 với 70 đơn vị nhằm thiết lập một chuỗi giá trị pin bền vững bao gồm tái chế và tái sử dụng. Thông

qua tổ chức này, các doanh nghiệp sản xuất chia sẻ dữ liệu bằng cách tiêu chuẩn hóa việc ghi nhãn và tạo cơ sở dữ liệu thông tin về pin [6].

Cuối cùng, việc tái chế hay tái sử dụng pin EV là con đường cần thiết để tránh tiêu hủy số lượng lớn pin đã qua sử dụng. Đây là cơ hội cho các bên liên quan như các doanh nghiệp sản xuất pin, doanh nghiệp tái chế pin, doanh nghiệp sản xuất ô tô... định hình hệ sinh thái doanh nghiệp. Họ không chỉ xác định phương thức tối đa hóa giá trị giữa tái chế và tái sử dụng, mà còn có thể phát triển các mô hình kinh doanh mới để nắm bắt hoàn toàn giá trị. Chẳng hạn, Renault tham gia vào cả 2 chương trình tái chế và tái sử dụng với các đối tác trong ngành và xây dựng quy trình cho từng chương trình dựa trên bối cảnh khu vực. Bằng cách xây dựng mối quan hệ với khách hàng cuối, cho dù đó là những người sử dụng cá nhân, thương mại hay quy mô công nghiệp và tìm hiểu rõ hơn về kế hoạch mở rộng công suất, các doanh nghiệp sản xuất ô tô như Renault và thậm chí các doanh nghiệp sản xuất pin, có thể lựa chọn con đường quản lý đến cuối đời sản phẩm một cách thông minh (nghĩa là, xác định nhu cầu từ các ứng dụng cuối có phù hợp với pin tái sử dụng hay không, liệu có nên tái chế hay không) [4].

Bên cạnh đó, các mô hình sở hữu pin cũng sẽ phát triển. Hiện nay, các doanh nghiệp sản xuất ô tô và pin đang dẫn chủ động hơn trong việc sở hữu pin xe điện mà không chuyển giao nó cho người dùng. Do khi thị trường tái sử dụng pin EV ổn định, việc sở hữu pin sẽ trở nên hấp dẫn hơn nhờ giá trị còn lại của pin đã qua sử dụng có thể

ứng dụng vào ngành công nghiệp điện. Chính vì vậy, việc cho thuê pin EV đã gia tăng trong những năm gần đây để duy trì quyền sở hữu cũng như khai thác hiệu quả giá trị của pin.

4. Kết luận

Sự phát triển mạnh mẽ của xe điện có tác động đáng kể vào quá trình chuyển đổi năng lượng cũng như thay đổi chuỗi giá trị tích trữ năng lượng. Nhu cầu loại bỏ hàng triệu pin EV trong tương lai đã dẫn đến sự xuất hiện của các ngành tái chế và tái sử dụng, tạo ra giá trị mới để khai thác và tích hợp năng lượng tái tạo vào lưới điện. Đối mặt với thách thức phải đi đầu trong việc tạo ra thị trường của ngành công nghiệp này, các cơ quan quản lý và doanh nghiệp cần phải hành động nhanh để nắm bắt giá trị mà pin đã qua sử dụng có thể mang lại.

Tạ Hiền Trang (tổng hợp)

Tài liệu tham khảo

[1] IEA, "Global EV outlook 2021: Prospects for electric vehicle deployment", 2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021/prospects-for-electric-vehicle-deployment#abstract>.

[2] BNEF, "Battery pack prices cited below \$100/kWh for the first time in 2020, while market average sits at \$137/kWh", 16/12/2020. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh>.

[3] IEA, "The role of critical world energy outlook special report minerals in clean energy transitions", 5/2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>.

[4] P.H. Hauke Engel, Patrick Hertzke, and Giulia Siccardi, "Second-life EV batteries: The newest value pool in energy storage", 30/4/2019. [Online]. Available: <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/second-life-ev-batteries-the-newest-value-pool-in-energy-storage#>.

[5] Electrive, "Kia & SK Innovation plan circular EV battery economy", 29/4/2021.

[6] Hanjiro Ambrose, "The second-life of used EV batteries", 27/5/2020.

ĐẦU TƯ VÀO LĨNH VỰC THƯƠNG NGUỒN TĂNG 8% TRONG NĂM 2021

Trong Báo cáo “Đầu tư năng lượng toàn cầu năm 2021” (World energy investment 2021) [1], Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) cho rằng đầu tư cho lĩnh vực thượng nguồn dự kiến sẽ tăng 8% vào năm 2021, dự kiến đạt trên 350 tỷ USD, song ngành dầu khí thế giới vẫn chịu áp lực mạnh mẽ từ quá trình chuyển đổi năng lượng và đại dịch Covid-19.

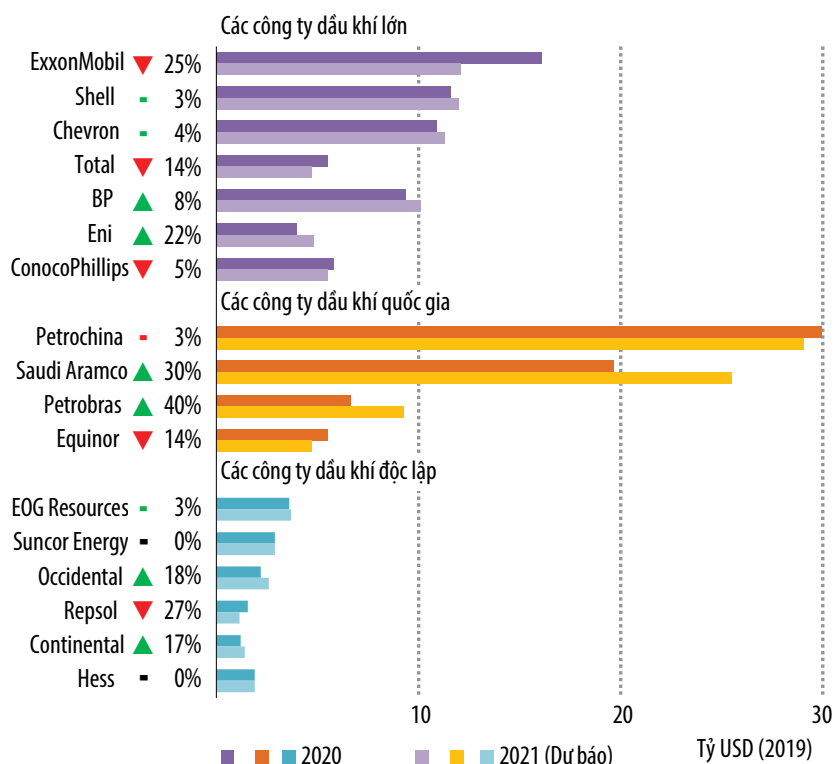
Theo IEA, đầu tư cho lĩnh vực thượng nguồn trong năm 2021 chỉ tăng 8% so với năm 2020, dự kiến đạt trên 350 tỷ USD, song vẫn thấp hơn nhiều so với năm 2019.

Mặc dù giá dầu nửa đầu năm 2021 đã tăng cao hơn, nhưng IEA cho rằng các doanh nghiệp dầu khí lớn vẫn đang rất thận trọng đối với các kế hoạch đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn. Hoạt động thăm dò đang giảm mạnh ở các nơi trên thế giới, ngoại trừ khu vực Trung Đông, ngoài khơi Brazil, Guyana và Suriname...

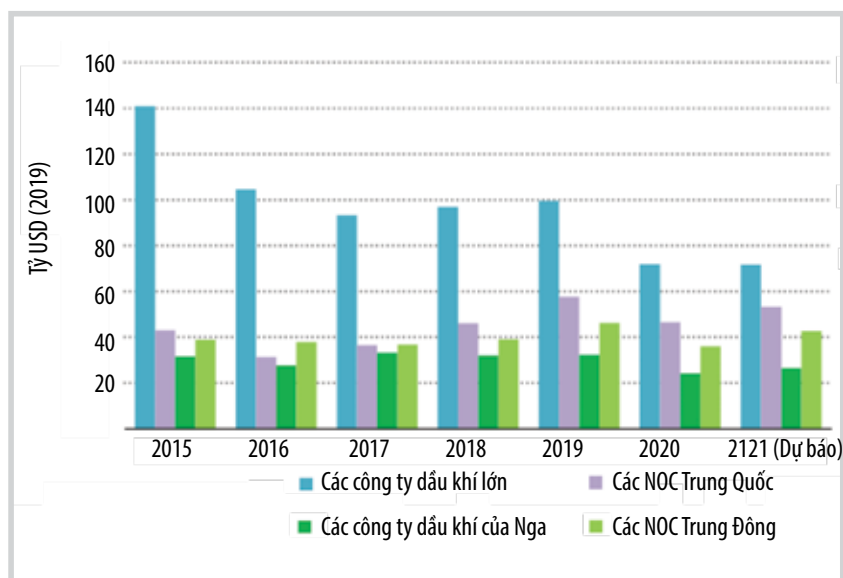
Các công ty dầu khí quốc gia (NOC) tăng đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn khoảng 10% vào năm 2021. Các NOC của Trung Quốc - PetroChina, CNOOC và Sinopec - đã công bố ngân sách cho năm 2021, trong đó PetroChina có chương trình đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn lớn nhất so với bất kỳ doanh nghiệp nào.

Một số NOC ở Trung Đông như Saudi Aramco và ADNOC đang đẩy mạnh đầu tư, với mục tiêu tăng sản lượng khoảng 1 triệu thùng/ngày trong thời gian tới. ADNOC đã công bố chương trình đầu tư 120 tỷ USD cho giai đoạn 2021 - 2025. Saudi Aramco đặt kế hoạch đầu tư 35 tỷ USD vào năm 2021 (so với 27 tỷ USD vào năm 2020) [1].

Rystad Energy cho biết trữ lượng dầu và khí đốt xác minh của các công ty dầu lớn (“big oil” gồm ExxonMobil, BP, Shell, Chevron, Total và Eni) đang giảm ở mức đáng báo động do sản lượng khai thác không được thay thế hoàn toàn bằng các phát hiện mới. “Big oil” đã mất 15% trữ lượng dầu dự trữ trong



Hình 1. Đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn của các doanh nghiệp dầu khí lớn trên thế giới trong năm 2020 và dự báo năm 2021 [1].



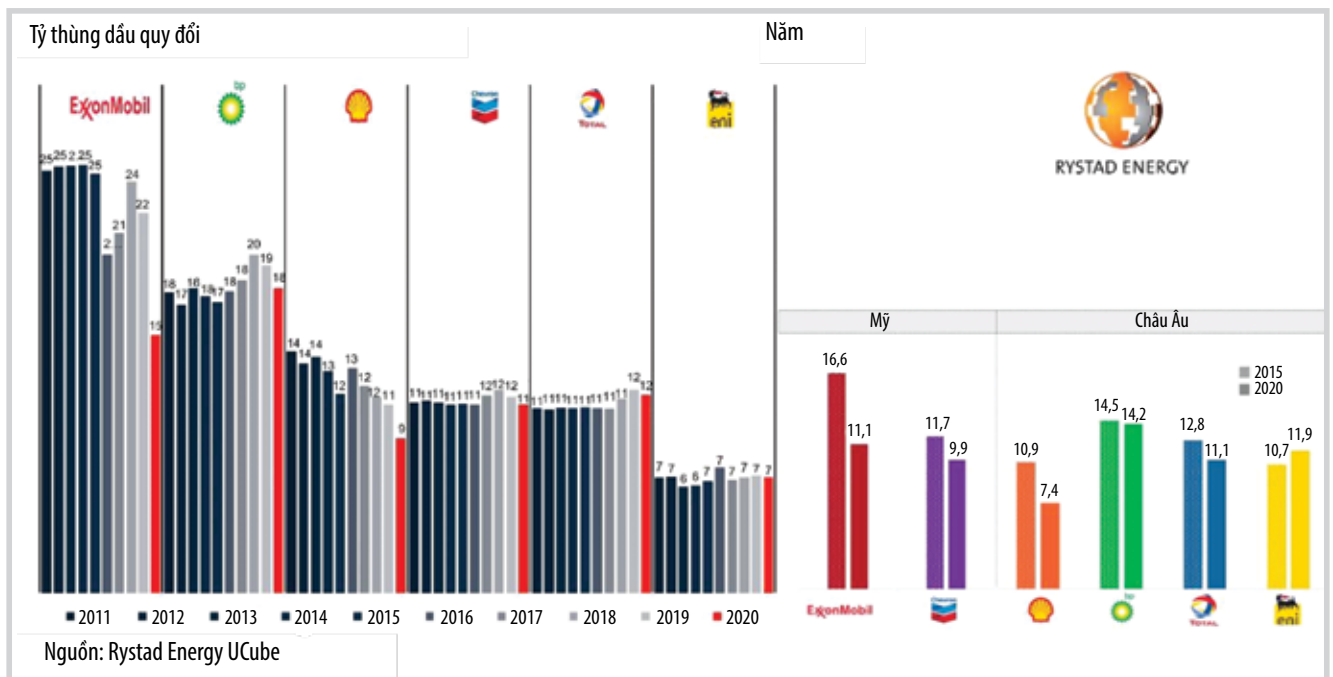
Hình 2. Đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn của các NOC ở Trung Đông, Trung Quốc và Liên bang Nga trong giai đoạn 2015 - 2021 [1].

năm 2020 và trữ lượng còn lại sẽ được khai thác trong vòng chưa đầy 15 năm, cần phải gia tăng trữ lượng xác minh bằng các phát hiện thương mại mới để giữ cân bằng.

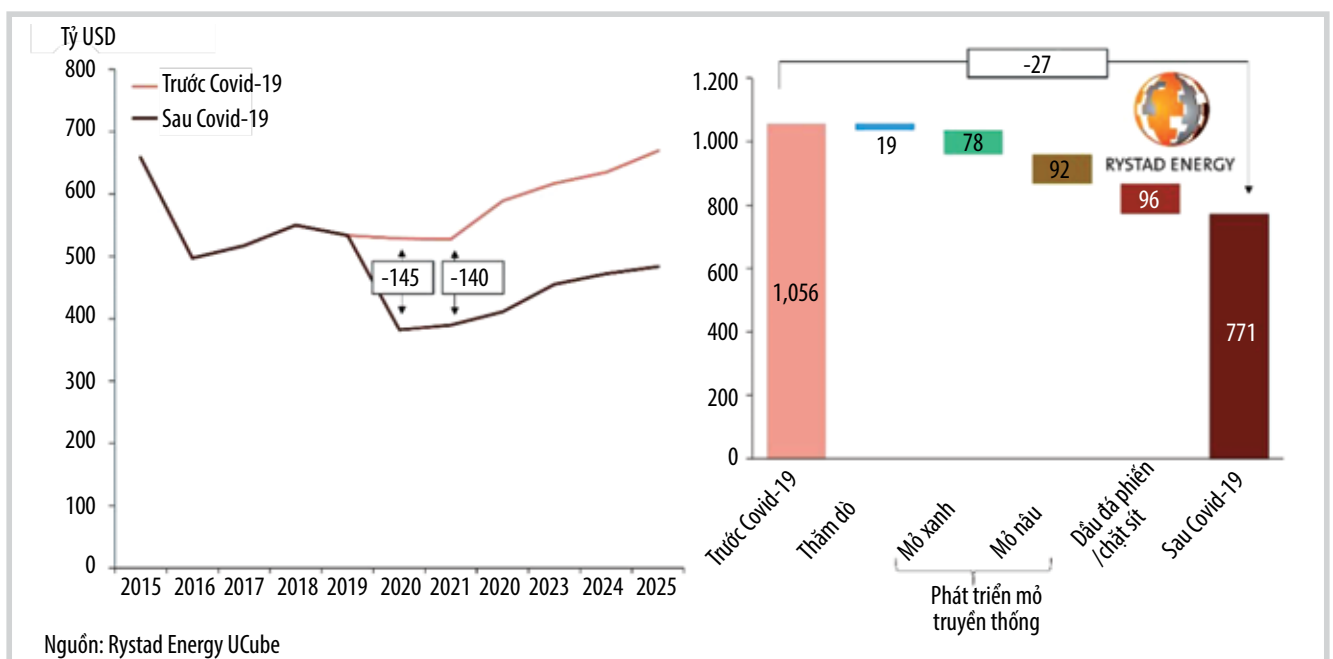
Nhiệm vụ này ngày càng khó khăn khi các khoản đầu tư vào tìm kiếm thăm dò bị cắt và tỷ lệ thành công giảm. Việc sụt giảm trữ lượng xác minh là thách thức lớn khiến doanh thu của các doanh nghiệp dầu khí lớn bị giảm và không đủ nguồn lực tài chính cho các kế hoạch chuyển đổi năng lượng.

Trữ lượng xác minh của “big oil” đã giảm 13 tỷ thùng dầu quy đổi vào năm 2020. Tổng trữ lượng phát hiện mới trên toàn cầu trong Quý I/2021, chỉ đạt 1,2 tỷ thùng dầu quy đổi thấp nhất trong 7 năm qua [2].

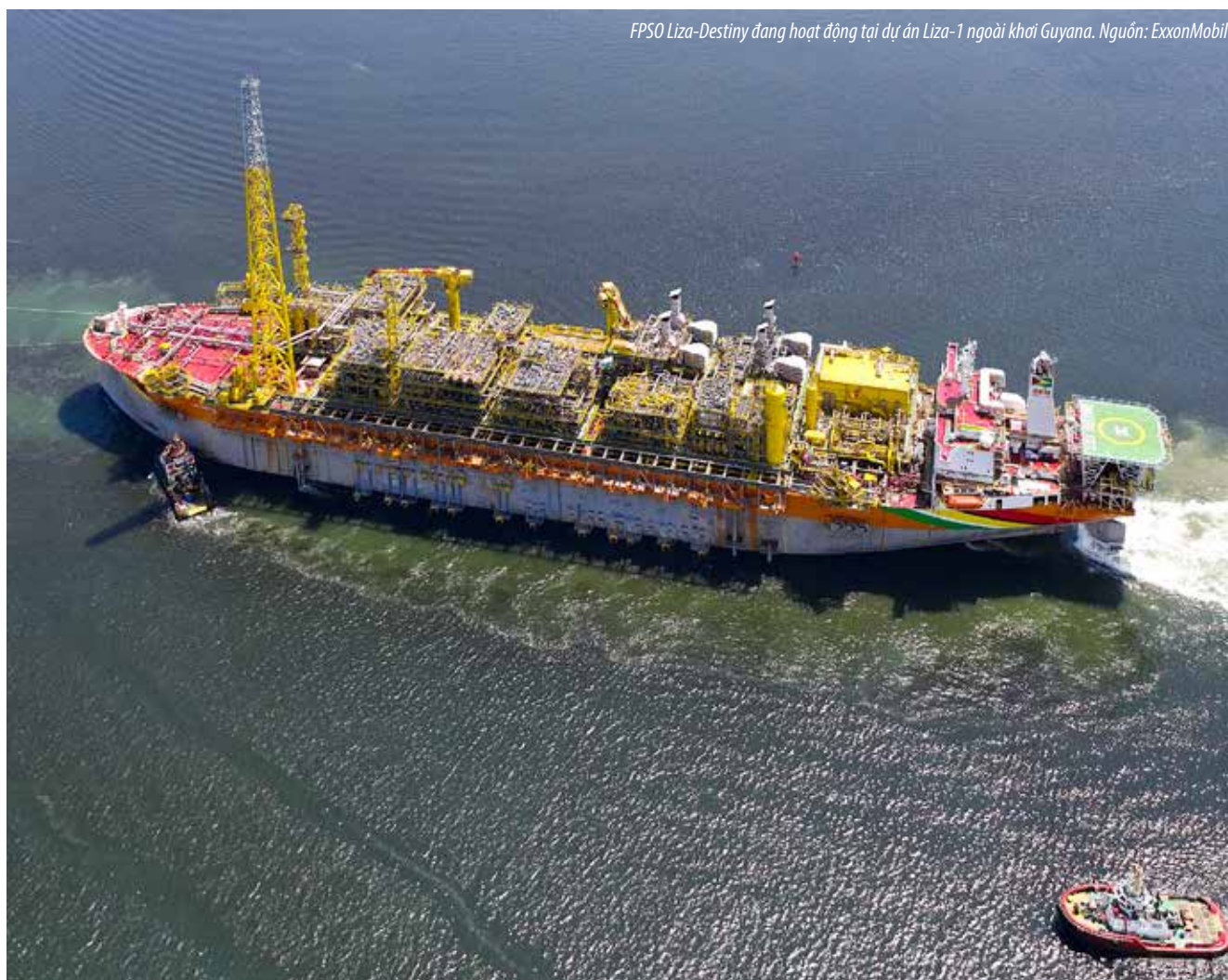
Rystad Energy cho biết đại dịch Covid-19 đã khiến các doanh nghiệp dầu khí cắt giảm đầu tư trong lĩnh vực thượng nguồn 285 tỷ USD, trong đó 145 tỷ USD đã cắt giảm trong năm 2020 và sẽ tiếp tục cắt giảm 140 tỷ USD vào cuối năm 2021 [3].



Hình 3. Trữ lượng xác minh của ExxonMobil, BP, Shell, Chevron, Total và Eni trong giai đoạn 2011 - 2020 [2].



Hình 4. Dự báo đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn trên toàn cầu đến năm 2025 [3].



FPSO Liza-Destiny đang hoạt động tại dự án Liza-1 ngoài khơi Guyana. Nguồn: ExxonMobil

Trước khi Covid-19 tác động đến ngành năng lượng toàn cầu, Rystad Energy ước tính đầu tư trong lĩnh vực thượng nguồn năm 2020 sẽ đạt khoảng 530 tỷ USD gần bằng mức đầu tư năm 2019.

Đầu tư cho lĩnh vực thượng nguồn được giới hạn ở mức 382 tỷ USD trong năm 2020 và dự báo sẽ tăng nhẹ lên 390 tỷ USD trong năm nay. Rystad Energy cho rằng ảnh hưởng của đại dịch sẽ còn kéo dài mặc dù đầu tư cho lĩnh vực thượng nguồn sẽ bắt đầu tăng từ năm 2022, song sẽ không đạt được mốc 530 tỷ USD/năm như trước thời điểm xảy ra đại dịch. Rystad Energy dự báo đầu tư cho lĩnh vực thượng nguồn chỉ tăng lên hơn 480 tỷ USD vào năm 2025 [3].

Hạnh Nguyên

Tài liệu tham khảo

[1] IEA, "World energy investment 2021", 6/2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2021>.

[2] Rystad Energy, "Big oil faces major reserves challenge as new discoveries fail to replace production", 5/5/2021. [Online]. Available: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/big-oil-faces-major-reserves-challenge-as-new-discoveries-fail-to-replace-production/>.

[3] Rystad Energy, "Upstream spending cut by \$285 billion in two years will struggle to recover to pre-pandemic levels", 12/5/2021. [Online]. Available: [https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/upstream-spending-cut-by-\\$285-billion-in-two-years-will-struggle-to-recover-to-pre-pandemic-levels/](https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/upstream-spending-cut-by-$285-billion-in-two-years-will-struggle-to-recover-to-pre-pandemic-levels/).



5 THÁNG ĐẦU NĂM 2021:

PETROVIETNAM ĐẠT TỔNG DOANH THU 227,3 NGHÌN TỶ ĐỒNG

Ngoài yếu tố thuận lợi từ xu hướng giá dầu tăng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên đã tăng cường công tác quản trị, khơi thông các “điểm nghẽn”, tập trung sản xuất ổn định, an toàn, hiệu quả trong bối cảnh dịch bệnh Covid-19 diễn biến phức tạp.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết trong 5 tháng đầu năm 2021 đã khai thác 8,1 triệu tấn quy đổi,

trong đó có 4,6 triệu tấn dầu thô (vượt kế hoạch 13%, bằng 47% kế hoạch năm) và 3,5 tỷ m³ khí (bằng 36% kế hoạch năm);

sản xuất 643 nghìn tấn đạm, 7,91 tỷ kWh điện và 2,79 triệu tấn xăng dầu.



Mô Sư Tử Vàng. Ảnh: PVEP

Về chỉ tiêu tài chính, Tập đoàn đạt tổng doanh thu 227,3 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 14%), tăng 16% so với cùng kỳ 2020; nộp ngân sách Nhà nước 32,4 nghìn tỷ đồng, tăng 20% so với cùng kỳ 2020; lợi nhuận trước thuế hợp nhất đạt 15,3 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 2,35 lần), tăng hơn 3,46 lần so với cùng kỳ 2020.

Ngoài yếu tố thuận lợi từ xu hướng giá dầu tăng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

và các đơn vị thành viên đã tăng cường công tác quản trị, khơi thông các “điểm nghẽn”, tập trung sản xuất ổn định, an toàn, hiệu quả trong bối cảnh dịch bệnh Covid-19 diễn biến phức tạp.

Theo kế hoạch tháng 6/2021, Tập đoàn sẽ khai thác 1,63 triệu tấn dầu quy đổi, sản xuất 1,74 tỷ kWh điện, 145,7 nghìn tấn đạm và 524 nghìn tấn xăng dầu.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết tập trung hoạt động sản xuất ổn định an toàn, hiệu quả, đặc biệt là đẩy mạnh hoạt động tìm kiếm thăm dò, tập trung gia tăng sản lượng khai thác dầu trong nước để tối ưu/nâng cao hiệu quả hoạt động trong giai đoạn giá dầu đang thuận lợi, để bù đắp hiệu quả từ khai thác khí, sản xuất điện.

Tập đoàn tăng cường quản trị biến động của thị trường, đặc biệt là thị trường trong nước do ảnh hưởng của đại dịch Covid-19 còn tiềm ẩn nhiều nguy cơ ảnh hưởng đến sản xuất và tiêu thụ sản phẩm, đặc biệt là sản phẩm xăng dầu; cập nhật đánh giá rủi ro, cơ hội theo biến động của kinh tế vĩ mô đặc biệt đánh giá tác động của dịch bệnh Covid-19 vào giải pháp ứng phó năm 2021; tăng cường công tác dự báo, xây dựng các giải pháp, định hướng nhằm giảm thiểu rủi ro, tối ưu hóa trong hoạt động sản xuất kinh doanh và đầu tư.

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Hoàng Quốc Vượng yêu cầu các đơn vị tăng cường quản trị chi phí, quản trị rủi ro... triển khai tốt công tác đầu tư, đáp ứng các tiêu chí quan trọng là tiến độ, chất lượng, chi phí.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng đề nghị các đơn vị cập nhật tác động kinh tế vĩ mô (như chu kỳ tăng giá mới, lạm phát, tỷ giá...) trong quản trị biến động, đặc biệt là quản trị tài chính và đầu tư; tăng cường sự phối hợp giữa các đơn vị triển khai chuỗi liên kết giá trị...

Đồng thời, các đơn vị cần tập trung nâng cao sản lượng khai thác dầu thô để bù đắp cho sản lượng khí, đảm bảo hiệu quả sản xuất kinh doanh trong điều kiện giá dầu thuận lợi, bên cạnh việc tập trung cho giải pháp lâu dài là gia tăng trữ lượng, gia tăng sản lượng khí, mở rộng thị trường tiêu thụ...

Ngọc Linh

KẾT QUẢ SẢN XUẤT KINH DOANH CỦA PETROVIETNAM TRONG 5 THÁNG ĐẦU NĂM 2021

14% Tổng doanh thu đạt 227,3 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 14% và bằng 46% kế hoạch năm, tăng 16% so với cùng kỳ 2020

20% Nộp ngân sách Nhà nước 32,4 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 20%, bằng 52% kế hoạch năm, tăng 20% so với cùng kỳ 2020

2,35 Lợi nhuận trước thuế hợp nhất đạt 15,3 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 2,35 lần, tăng hơn 3,46 lần so với cùng kỳ 2020



Giá dầu xuất bán trung bình 5 tháng đầu năm 2021 đạt 66 USD/thùng, cao hơn 47% so với mức giá kế hoạch (45 USD/thùng).



KẾ HOẠCH THÁNG 6/2021

Tập đoàn sẽ khai thác 1,63 triệu tấn dầu quy đổi, sản xuất 1,74 tỷ kWh điện, 145,7 nghìn tấn đạm và 524 nghìn tấn xăng dầu



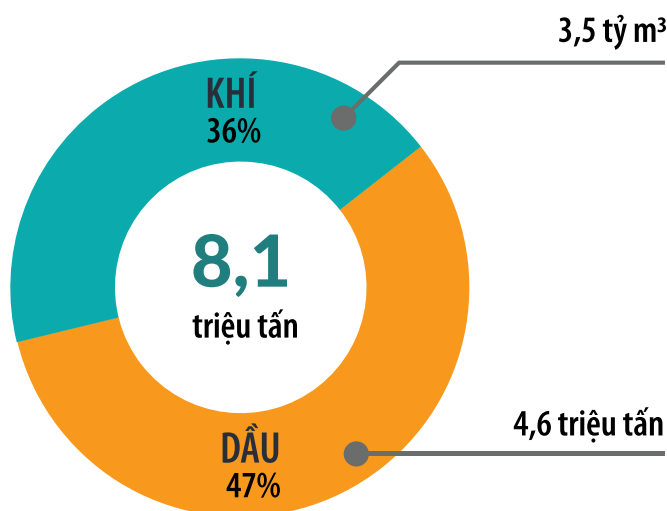
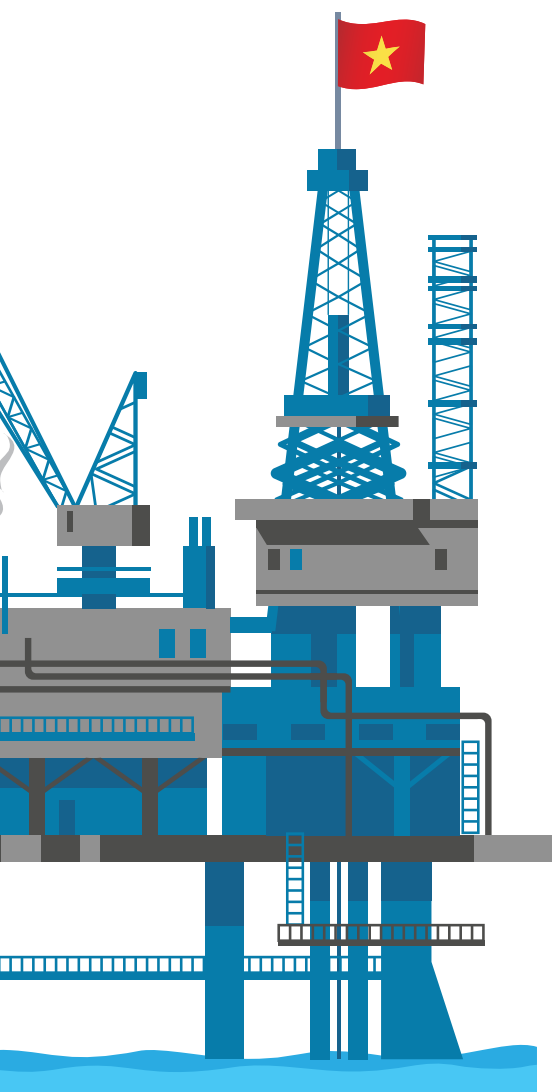
Khai thác dầu thô



Khai thác khí



Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên đã tăng cường công tác quản trị, khai thông các “điểm nghẽn”, tập trung sản xuất ổn định, an toàn, hiệu quả trong bối cảnh dịch bệnh Covid-19 diễn biến phức tạp.



8,1
triệu tấn

Khai thác 8,1 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó có 4,6 triệu tấn dầu thô (vượt kế hoạch 13%, bằng 47% kế hoạch năm) và 3,5 tỷ m³ khí (bằng 36% kế hoạch năm).



7,91
tỷ kWh điện



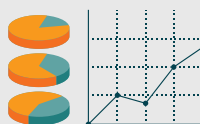
643
nghìn tấn than



2,79
triệu tấn xăng dầu



Đẩy mạnh hoạt động tìm kiếm thăm dò, tập trung gia tăng sản lượng khai thác dầu trong nước để tối ưu/nâng cao hiệu quả hoạt động trong giai đoạn giá dầu đang thuận lợi.



Tập trung quản trị tốt biến động của thị trường, đặc biệt là thị trường trong nước do ảnh hưởng của dịch bệnh Covid-19 còn tiềm ẩn nhiều nguy cơ ảnh hưởng đến sản xuất và tiêu thụ sản phẩm, đặc biệt là sản phẩm xăng dầu.



Cập nhật đánh giá rủi ro, cơ hội theo biến động của kinh tế vĩ mô đặc biệt đánh giá tác động của dịch bệnh Covid-19 vào giải pháp ứng phó năm 2021.



NHÀ MÁY LỘC DẦU DUNG QUẤT ĐÃ NHẬP TRÊN 80 TRIỆU TẤN DẦU THÔ

Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết trong hơn 12 năm, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã nhập 80,1 triệu tấn dầu thô, trong đó có 70,9 triệu tấn dầu thô khai thác trong nước và 9,2 triệu tấn dầu thô từ nước ngoài.

Ngày 30/5/2021, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết chuyến dầu thô thứ 1.000 đã cập phao rót dầu không bến (SPM) của Nhà máy Lọc dầu Dung

Quất. Tàu PVT Mercury chở hơn 600 nghìn thùng dầu thô Rạng Đông và Sư Tử Đen và đến nay đã vận chuyển 237 chuyến dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với tổng khối lượng khoảng 18 triệu tấn.

Kể từ cuối năm 2008 đến nay, Nhà

máy Lọc dầu Dung Quất đã nhập 1.000 chuyến tàu chở dầu thô với tổng khối lượng 80,1 triệu tấn. Trong đó có 70,9 triệu tấn dầu trong nước (905 chuyến) và 9,2 triệu tấn dầu từ nước ngoài (95 chuyến).



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Sau hơn 12 năm thực hiện công tác nhập dầu thô, BSR đã cải tiến kỹ thuật, rút ngắn thời gian và tiết kiệm chi phí.

Ông Nguyễn Ngọc Dũng - Trưởng Ban Quản lý Cảng biển BSR cho biết: Để phục vụ cho công tác chạy thử hết công suất của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, có thời điểm BSR đã nhập thành công 7 chuyến tàu chở dầu chỉ trong 11 ngày. Thông thường với tàu chở dầu cỡ trung bình thì đơn vị nhập dầu có 36 - 40 giờ để thực hiện, chưa bao gồm công tác cập tàu, đấu



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẽ nhập 7,273 triệu tấn dầu thô trong năm 2021. Ảnh: BSR

nối ống. BSR chỉ thực hiện trong khoảng 24 - 30 giờ bao gồm cả công tác cập tàu, đấu nối ống và bơm dầu. Thời gian cho công tác cập tàu, đấu nối ống được cải thiện từ 10 - 12 giờ xuống chỉ còn 4 - 6 giờ. Đối với tàu chở dầu lớn cỡ 150.000 tấn, khi mới vận hành phao SPM, phải mất 55 giờ trên biển nhưng đến nay, BSR chỉ cần khoảng 30 - 40 giờ để hoàn thành công tác này.

Chiến lược của BSR là đa dạng hóa nguồn dầu thô cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nhằm bổ sung, thay thế dần sản lượng dầu thô Bạch Hổ và các dầu trong nước ngày càng sụt giảm mạnh; chủ động và linh hoạt trong việc lựa chọn các nguồn dầu thô nhập khẩu giá rẻ trong thời gian tới. BSR đã đẩy mạnh công tác tìm kiếm, đánh giá các nguồn dầu thô có tiềm năng chế biến, khả năng cung cấp và mức chế biến tối đa tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, đặc biệt là các dầu nhập khẩu có giá cạnh tranh.

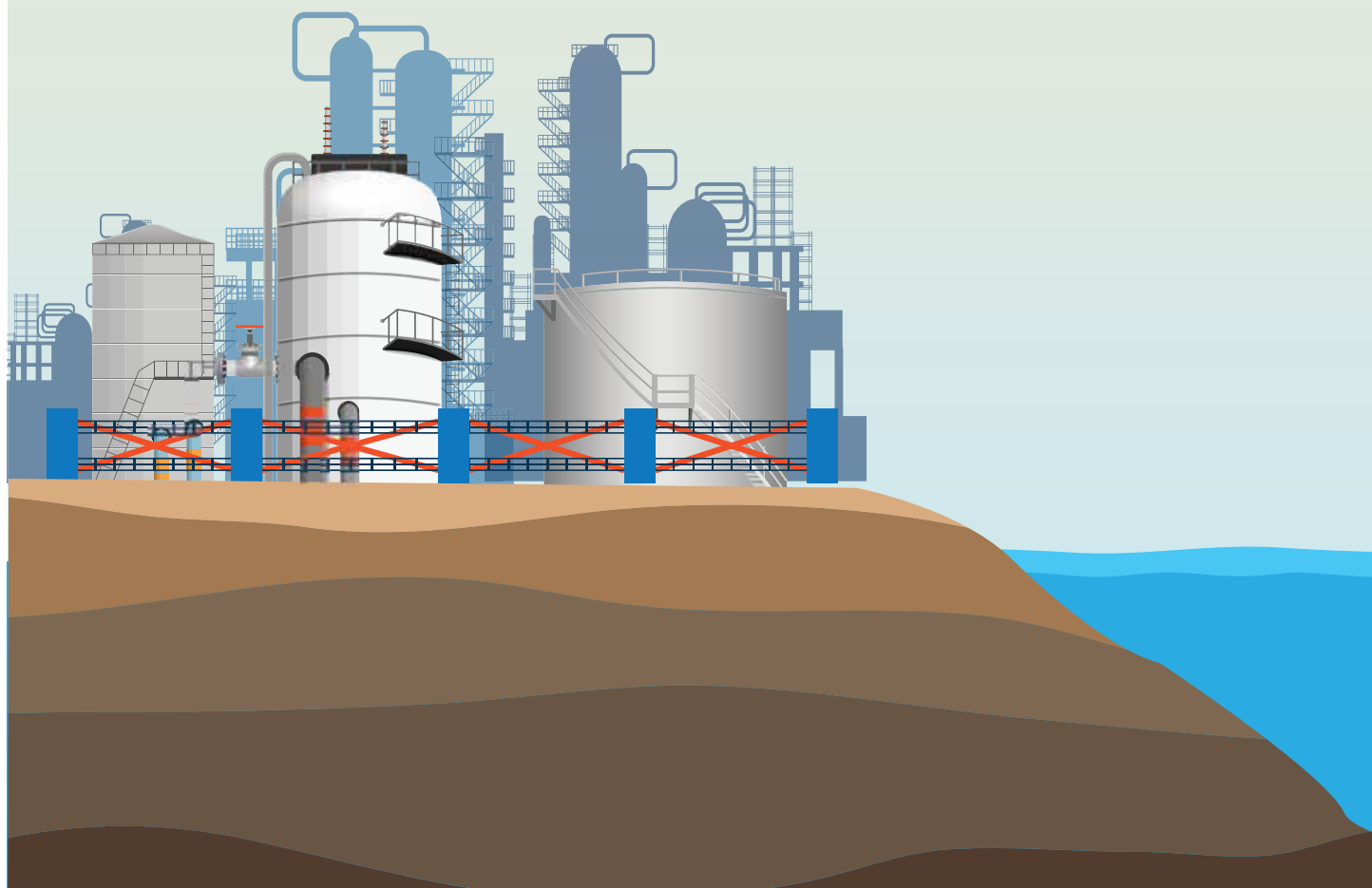
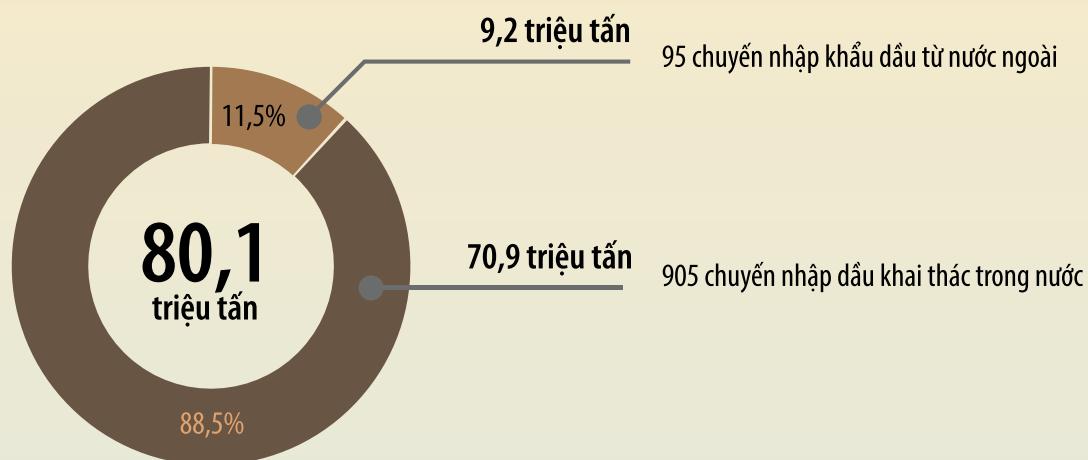
Trong năm 2021, BSR tập trung vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định ở công suất cao với chế độ vận hành và cơ cấu sản phẩm tối ưu; tiếp tục làm tốt công tác dự báo thị trường;

Phao rót dầu không bến (SPM) nặng 360 tấn, cao 10 m, bao gồm các hệ thống plem, đường ống ngầm dẫn dầu thô dài 3,2 km tới Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và 2 đường ống nổi dài 242 m để nối từ phao rót dầu đến tàu chở dầu thô. Phao SPM có công suất bơm khoảng 6.000 m³ dầu thô/giờ. Công việc lắp ống vào đầu van sẽ có khoảng 10 người tham gia, gồm công nhân, kỹ sư, giám sát an toàn và lái cầu. Từ phao SPM, dầu thô sẽ đi ngầm dưới biển 3,2 km, đi ngầm trên đất liền 1,2 km trước khi bơm vào 8 bể chứa dầu thô của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Đây là khâu đầu tiên trong rất nhiều công đoạn phức tạp để sản xuất xăng dầu cho đất nước.

đẩy mạnh công tác sáng kiến cải tiến, nghiên cứu, ứng dụng, đa dạng hóa sản phẩm mới có giá trị cao hơn. Theo kế hoạch, trong năm 2021, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẽ nhập 7,273 triệu tấn dầu thô.

Hồng Minh

Kể từ ngày 29/12/2008 đến nay, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã nhập 1.000 chuyến tàu với trên 80,1 triệu tấn dầu thô, trong đó có 70,9 triệu tấn dầu trong nước (905 chuyến) và 9,2 triệu tấn dầu từ nước ngoài (95 chuyến). Trong năm 2021, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẽ nhập 7,273 triệu tấn dầu thô.



12/2008
Tàu Torm Gudrun (Đan Mạch) vận chuyển lô dầu thô đầu tiên
từ mỏ Bạch Hổ đến Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

1

11/6/2013
Nhập thành công chuyển dầu thô thứ 300

300

9/9/2014
Nhập thành công chuyển dầu thô thứ 400

400

18/9/2015
Nhập thành công chuyển dầu thô thứ 500

500

26/9/2016
Nhập thành công chuyển dầu thô thứ 600

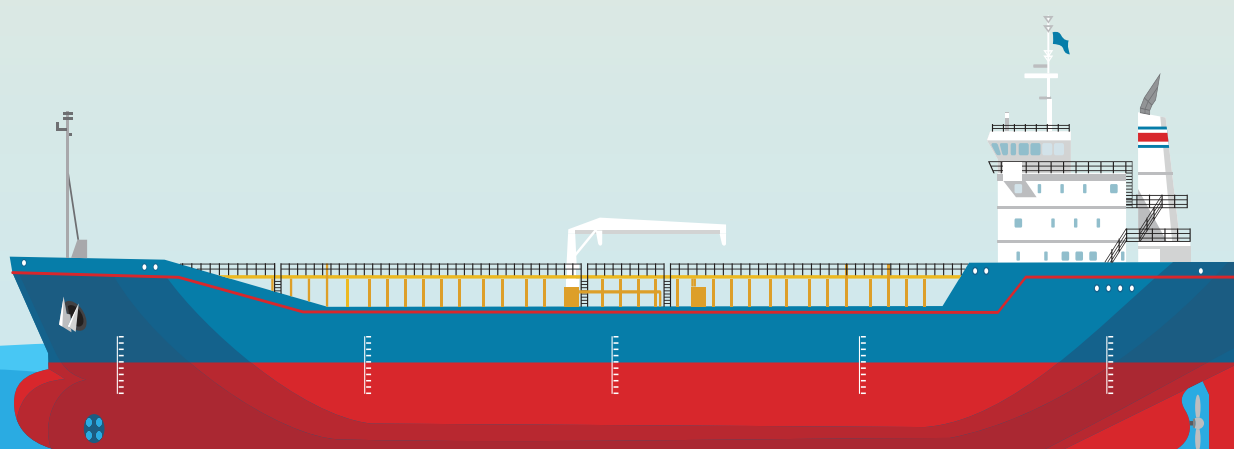
600

4/1/2019
Nhập thành công chuyển dầu thô thứ 800

800

30/5/2021
PVT Mercury (PVTrans) vận chuyển lô dầu thô thứ 1.000,
chở hơn 600 nghìn thùng dầu thô Rạng Đông và Sư Tử Đen
cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

1000



Chiến lược trọng tâm của BSR là đa dạng hóa
nguồn nguyên liệu dầu thô cung cấp cho Nhà máy
Lọc dầu Dung Quất do sản lượng dầu thô Bạch Hổ
ngày càng sụt giảm mạnh.



HỘI THẢO CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN ĐẾN 2030, TẦM NHÌN ĐẾN 2045



Mô Bạch Hồ. Ảnh: VSP

Ngày 25/5/2021 tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tổ chức Hội thảo “Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045”.

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Hoàng Quốc Vượng đánh giá cao các ý kiến thảo luận, đóng góp vào dự thảo chiến lược, đồng thời nhấn mạnh trong bối cảnh xu thế chuyển dịch năng lượng, chuyển đổi

số trên thế giới đang diễn ra mạnh mẽ đòi hỏi Tập đoàn phải xây dựng chiến lược phù hợp trong giai đoạn mới. Chiến lược cần có sự kế thừa, phát huy ưu điểm, thành quả của giai đoạn trước đã xây dựng, dự báo tình hình kinh tế - chính trị, từ đó triển khai kế hoạch phát triển, phân bổ nguồn lực hiệu quả nhằm thực hiện tốt các mục tiêu đề ra.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng yêu cầu các đơn vị cần nghiên cứu, xem xét cơ cấu lại lĩnh vực hoạt động, xem xét không triển khai những hoạt động không gắn với chuỗi giá trị. Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị trong thực hiện chiến lược đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 cần có sự đánh giá, điều chỉnh sau từng giai đoạn 5 năm để hoạt động hiệu quả hơn nhưng vẫn phải bám sát và đồng bộ với chiến lược phát triển năng lượng của quốc gia.

PTSC KÝ HỢP ĐỒNG CUNG CẤP, LẮP ĐẶT VÀ VẬN HÀNH PHAO NỔI FLIDAR



PTSC cung cấp dịch vụ lắp đặt và vận hành phao nổi FLIDAR. Nguồn: Thăng Long Wind

Ngày 27/5/2021, Công ty TNHH MTV Dịch vụ Khảo sát và Công trình ngầm PTSC (PTSC G&S) đã ký Hợp đồng dịch vụ cung cấp, lắp đặt và vận hành phao nổi FLIDAR phục vụ dự án điện gió ngoài khơi Thăng Long với Enterprise Energy.

Dự án điện gió ngoài khơi Thăng

Long nằm cách bờ biển tỉnh Bình Thuận 20 - 50 km, ở độ sâu 20 - 50 m với tổng công suất lắp đặt 3.400 MW trải rộng trên diện tích 2.000 km² có kết cấu trụ gió đặc biệt, các turbine có thể có công suất khác nhau. Những turbine đầu tiên được xây dựng có công suất khoảng 9,5 MW, sau đó sẽ được tăng lên 10 - 12 MW.

Việc thực hiện hợp đồng dịch vụ này với Enterprise Energy đánh dấu bước chuyển hướng tích cực của PTSC G&S, đơn vị thực hiện khâu đầu trong công tác khảo sát địa chất, thủy văn trong ngành công nghiệp dầu khí sang lĩnh vực năng lượng tái tạo, đồng thời khẳng định sự chủ động của PTSC đón đầu các xu thế chuyển dịch năng lượng, đẩy mạnh phát triển dịch vụ khảo sát, thiết kế, chế tạo, lắp đặt và vận hành bảo dưỡng đối với các dự án điện gió ngoài khơi.

Trước đó, PTSC đã vận chuyển, lắp đặt, rải cáp ngầm cho các dự án điện gió gần bờ như Đông Hải, Viên An, Hòa Bình và Tân Thuận. Ngoài ra, PTSC đang cung cấp dịch vụ tàu chuyên dụng PTSC Bến Tre phục vụ công tác vận chuyển nhân sự, thiết bị vận hành và bảo dưỡng tại dự án điện gió Bình Đại, Bến Tre.

Thúy Hằng

PVCHEM VÀ SCHLUMBERGER GIA HẠN HỢP ĐỒNG LIÊN DOANH ĐẾN 2031

Ngày 8/6/2021, Lễ ký gia hạn Hợp đồng liên doanh M-I Vietnam giữa Tổng công ty Hóa chất và Dịch vụ Dầu khí - CTCP (PVChem) và Schlumberger Investment Services B.V (SISBV) được tổ chức trực tuyến tại các điểm cầu Hà Nội, TP. Hồ Chí Minh, TP. Vũng Tàu, Hague (Hà Lan), Kuala Lumpur (Malaysia), Bangkok (Thái Lan) và Yangon (Myanmar).

Công ty TNHH Dung dịch khoan M-I Việt Nam (M-I Vietnam) là liên doanh giữa PVChem (51%) và SISBV (49%). Trong 30 năm xây dựng và phát triển, M-I Vietnam luôn hoạt động ổn định, hiệu quả, đạt tổng doanh thu gần 800 triệu USD, lợi nhuận đạt trên 158 triệu USD, nộp ngân sách Nhà nước 104 triệu USD, khẳng định uy tín, thương hiệu trong lĩnh vực cung cấp dịch vụ dung dịch khoan và các dịch vụ kỹ thuật dầu khí liên quan cho các nhà thầu dầu khí trong và ngoài nước.

Trên cơ sở đó, PVChem và SISBV đã thống nhất gia hạn Hợp đồng liên doanh M-I Vietnam thêm 10 năm (2021 - 2031); tiếp tục duy trì và phát triển lĩnh vực dịch vụ thế mạnh là dung dịch khoan, đồng thời bổ sung thêm các lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật mới.

Chủ tịch HĐQT PVChem Trương Đại Nghĩa cho biết cạnh tranh gay gắt trong lĩnh vực dung dịch khoan, hóa chất khai thác và dịch vụ giếng khoan trong thời gian qua đã khiến các công ty dịch vụ dầu khí phải giảm giá dịch vụ tối đa, khiến biên lợi nhuận giảm mạnh. Với sự hỗ trợ về công nghệ, kỹ thuật tiên tiến của Schlumberger kết hợp với thế mạnh của PVChem, M-I Vietnam vẫn giữ vững được thị phần và sẽ có đầy đủ cơ sở để mở rộng, phát triển. Việc đáp ứng đa dạng các yêu cầu ngày càng cao của khách hàng sẽ giúp M-I Vietnam có thêm lợi thế cạnh tranh trên thị trường, tham gia sâu rộng hơn vào chuỗi cung ứng dịch vụ dầu khí.



Tổng giám đốc PVChem Phan Công Thành và Giám đốc điều hành SISBV Eileen Hardell ký kết Hợp đồng trước sự chứng kiến của lãnh đạo PVN, PV Chem và SISBV. Ảnh: PVN

Giám đốc điều hành Schlumberger khu vực Đông Á Mohsin Al Hadhrami khẳng định sẽ quan tâm, hỗ trợ tốt nhất để M-I Vietnam tiếp tục phát triển, đặc biệt là các lĩnh vực kinh doanh mới bên cạnh dịch vụ then chốt từ trước đến nay là dung dịch khoan.

Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Xuân Huyền đánh giá cao kết quả mà M-I Vietnam đã đạt được, tin tưởng vào sự hợp tác có hiệu quả giữa PVChem và Schlumberger trong thời gian tới. Lãnh đạo PVN chỉ rõ các thách thức như thị trường dầu khí đang trải qua giai đoạn đầy biến động do tác động của suy giảm kinh tế toàn cầu, của đại dịch Covid-19 và chiến tranh thương mại, bên cạnh đó là sự

cạnh tranh gay gắt giữa các đơn vị cung cấp dịch vụ cho ngành Dầu khí, sự đứt gãy chuỗi cung ứng do dịch bệnh kéo dài...

Để vượt qua các thách thức đó, Phó Tổng giám đốc PVN đề nghị M-I Vietnam và các bên liên doanh cần tập trung: Nghiên cứu các giải pháp nâng cao chất lượng, tối ưu hóa khả năng cung cấp dịch vụ để cạnh tranh về giá trên thị trường; đầu tư, nâng cấp cơ sở hạ tầng, phòng thí nghiệm tại Việt Nam; tăng cường tỷ lệ nội địa hóa thay thế các sản phẩm có sẵn trong nước để tạo tính chủ động và tăng hiệu quả cung cấp dịch vụ; chủ động chuyển giao công nghệ và đào tạo nguồn nhân lực...

Hồng Minh

PVCHEM CUNG CẤP DỊCH VỤ LÀM SẠCH KHOANG CHỨA DẦU CHO DQS



Lễ ký Hợp đồng giữa PVChem và DQS. Ảnh: PVChem

Ngày 8/6/2021, Tổng công ty Hóa chất và Dịch vụ Dầu khí - CTCP (PVChem) đã ký Hợp đồng nguyên tắc cung cấp dịch vụ làm sạch khoang chứa dầu của tàu chở dầu với Công ty TNHH MTV Công nghiệp Tàu thủy Dung Quất (DQS).

Trong bối cảnh dịch bệnh Covid-19 kéo dài, chuỗi cung ứng dịch vụ bị đứt gãy ảnh hưởng rất lớn đến hoạt động sản xuất

kinh doanh..., việc hợp tác giữa PVChem và DQS góp phần hiện thực hóa chủ trương của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong việc kiến tạo và phát triển chuỗi liên kết giá trị dịch vụ trong ngành Dầu khí.

Hệ thống thiết bị làm sạch Scanjet được PVChem đầu tư và đưa vào hoạt động từ năm 2013 với tổng giá trị gần 100 tỷ đồng, sử dụng các thiết bị và công nghệ

tiên tiến của Mỹ để làm sạch các tàu chở dầu và các khoang/bồn chứa dầu của tàu chở dầu. Từ năm 2013 đến nay, PVChem đã sử dụng hệ thống thiết bị làm sạch Scanjet cho các dự án làm sạch tàu chứa dầu và bồn bể chứa dầu.

PV Chem và DQS đã nghiên cứu sử dụng thiết bị Scanjet để làm sạch khoang chứa dầu của tàu chở dầu trong điều kiện nhiệt độ cao, thử nghiệm thành công trên FSO Galilean 7 (350.000 tấn) mang lại hiệu quả cao như: rút ngắn thời gian thi công, đảm bảo an toàn lao động, tiết giảm chi phí làm sạch so với phương pháp truyền thống...

Chủ tịch HĐQT PVChem Trương Đại Nghĩa cho biết việc sử dụng công nghệ cao, hiện đại vào lĩnh vực làm sạch khoang chứa dầu của tàu chở dầu trong điều kiện nhiệt độ cao không chỉ giúp DQS tiết kiệm thời gian, chi phí, nâng cao hiệu quả cạnh tranh mà còn mở ra cho PVChem hướng phát triển mới trong thời gian tới.

Minh Hồng

PVFCCO HOÀN THÀNH VƯỢT TIẾN ĐỘ BẢO DƯỠNG TỔNG THỂ ĐỊNH KỲ



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

Ngày 20/5/2021, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã hoàn thành công tác bảo dưỡng tổng thể

định kỳ, vượt tiến độ 1 ngày so với kế hoạch đề ra. Xưởng ammonia (NH₃) đã hoàn thành công tác bảo dưỡng và cho ra sản phẩm vào ngày 18/5/2021, vượt tiến độ 3 ngày.

Đây là kỳ bảo dưỡng tổng thể lần thứ 10 của Nhà máy Đạm Phú Mỹ kể từ khi được đưa vào hoạt động. Mặc dù có đến gần 4.500 hạng mục công việc được thực hiện trong bối cảnh dịch bệnh Covid-19 diễn biến phức tạp, song PVFCCo có sự chuẩn bị kỹ, với đội ngũ chuyên gia, kỹ sư giàu kinh nghiệm, sáng kiến nên đã làm chủ tiến độ, đảm bảo các mục tiêu: An toàn cao nhất, chất lượng tốt nhất, tiết kiệm nhiều nhất, tiến độ nhanh nhất.

Ngoài ra, PVFCCo cũng cho biết Nhà máy NPK Phú Mỹ đã vận hành ổn định và sản xuất thành công 1 công thức mới là NPK Phú Mỹ 16-8-8+TE.

Thu Huyền

DỰ ÁN KHÍ HASSELMUS SẼ ĐƯỢC ĐƯA VÀO KHAI THÁC CUỐI NĂM 2023



Giàn khai thác Draugen. Nguồn: OKEA

OKEA ASA đã quyết định đưa phát hiện khí Hasselmus vào phát triển khai thác. Đây là dự án đầu tiên kết nối với giàn khai thác Draugen và sẽ bổ

sung sản lượng khoảng 4.000 thùng dầu quy đổi/ngày.

Phát hiện khí Hasselmus thuộc giấy phép khai thác Draugen 093, nằm tại rìa

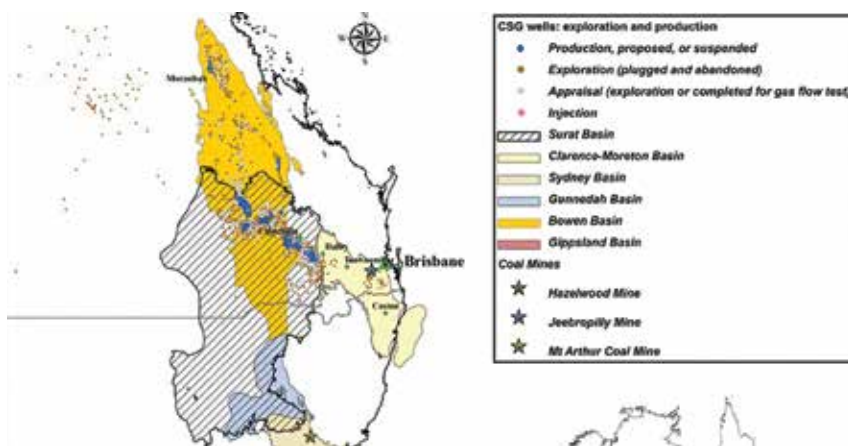
phía Tây giàn Trøndelag, biển Na Uy và cách giàn Draugen 7 km về phía Tây Bắc. Giếng 6407/9-9 T2 được khoan tại cấu trúc Hasselmus (bởi A/S Norske Shell vào năm 1999) đến tổng chiều sâu 1.700 m, bắt gặp cột khí 16 m và cột dầu 6,8 m tại vỉa cát kết chất lượng cao.

Dự án sẽ được đưa vào khai thác từ Quý IV/2023 với sản lượng duy trì ở mức 4.400 thùng dầu quy đổi/ngày. Tổng mức đầu tư dự kiến ước đạt 2,4 tỷ NOK. Trữ lượng thu hồi ước đạt khoảng 10,6 triệu thùng dầu quy đổi.

OKEA ASA (44,56%) điều hành giấy phép Draugen và dự án khí Hasselmus cùng các đối tác Petoro AS (47,88%) và Neptune Energy Norge AS (7,56%).

Linh Chi (theo OKEA)

STATE GAS THĂM DÒ THÀNH CÔNG GIẾNG ROUGEMONT-1 CSG



Vị trí vỉa than Badana (đỏ) và bể Bowen (vàng). Nguồn: MDPI

State Gas đã thăm dò thành công giếng đầu tiên trong dự án khí Rolleston-West, bể Bowen (thuộc giấy phép ATP 2062) tại Central Queensland.

Giếng Rougemont-1 bắt đầu khoan từ ngày 14/5/2021, đến tổng chiều sâu 800 m, bắt gặp cột than có bề dày tầng sản phẩm đạt 8 m tại vỉa than Bandanna.

Tầng than trên cùng được bắt gặp

ở độ sâu 495 m, phát hiện khí có giá trị tương đương với khí khai thác được tại thung lũng Arcadia Valley (Santos/GLNG) và Mahalo (Santos/APLNG).

Giếng Rougemont-1 là giếng đầu tiên trong 2 giếng được State Gas lên kế hoạch khoan nhằm đánh giá tiềm năng vỉa than Bandanna, khu vực phía Đông Rolleston-West.

Linh Chi (theo State Gas)

PTTEP PHÁT HIỆN KHÍ TẠI GIẾNG KULINTANG-1, NGOÀI KHƠI MALAYSIA



Giếng Kulintang-1 tại Lô SK 438. Nguồn: PTTEP

PTTEP công bố phát hiện khí tại giếng Kulintang-1, Lô SK 438, ven bờ Sarawak, ngoài khơi Malaysia.

Giếng thăm dò Kulintang-1 được khoan tới tổng chiều sâu 2.238 m. PTTEP dự kiến khoan thêm 1 giếng thăm dò nữa tại Lô SK 438 trong Quý II/2021.

Lô SK 438 nằm ở vùng nước nông, cách bờ biển Bintulu, Sarawak khoảng 108 km; tiếp giáp với các lô: SK 405, SK 309 và SK 311, SK 314A.

PTTEP HKO điều hành Lô SK 438 với việc sở hữu 80%, trong khi đó đối tác Petronas Carigali nắm giữ 20%.

Trần Anh (theo PTTEP)

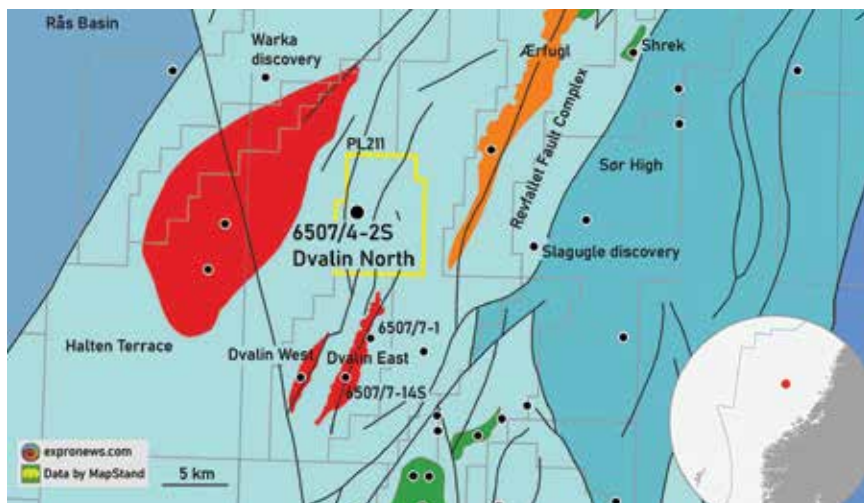
PHÁT HIỆN DẦU KHÍ TẠI CẤU TẠO TRIỂN VỌNG BẮC DVALIN

Wintershall Dea công bố phát hiện dầu, khí và condensate tại cấu tạo triển vọng Bắc Dvalin, trong khu vực Haltenbanken, biển Na Uy.

Phát hiện mới này cách mỏ Dvalin 12 km và cách mỏ Maria 65 km về phía Bắc, có trữ lượng ước đạt 33 - 70 triệu thùng dầu quy đổi.

Giếng được khoan bằng giàn Deepsea Aberdeen, bắt gặp các cột khí, condensate và dầu có bề dày tầng sản phẩm lần lượt là 33 m và 114 m tại hệ tầng Cretaceous Lysing và Lange.

Tại mục tiêu thăm dò chính thuộc hệ tầng Garn, bắt gặp cột khí có bề dày tầng sản phẩm 85 m. Khi khoan, giếng bắt gặp hydrocarbon tại 2 mục tiêu thăm dò phụ nông hơn, với tổng trữ lượng ước đạt 38 - 87 triệu thùng dầu quy đổi.



Vị trí cấu tạo triển vọng Bắc Dvalin. Nguồn: MapStand

Giếng Bắc Dvalin là 1 trong 2 giếng thuộc chương trình thăm dò và thăm lượng của Wintershall Dea ở khu vực Haltenbanken.

Wintershall Dea điều hành phát hiện Bắc Dvalin (PL 211 - 55%), cùng các đối

tác Petoro và Sval Energi (45%). Các bên đang xem xét các phương án phát triển phát hiện Bắc Dvalin, bao gồm việc kết nối với mỏ Dvalin.

Linh Chi (theo Wintershall Dea)

PHÁT HIỆN 135 TỶ M³ KHÍ NGOÀI KHƠI BIỂN ĐEN



Mỏ Sakarya. Nguồn: The Economist

Tổng thống Thổ Nhĩ Kỳ Recep Tayyip Erdogan công bố phát hiện khí mới ở mỏ Sakarya, ngoài khơi Biển Đen, nơi Thổ Nhĩ Kỳ dự kiến bắt đầu sản xuất vào năm 2023.

Cụ thể, Turkish Petroleum Corporation (TPAO) đã phát hiện 135 tỷ m³ khí tại giếng Amasra-1, ngoài khơi Biển Đen, nâng tổng trữ lượng được phát hiện trong năm qua lên 540 tỷ m³. TPAO đang có kế hoạch đưa phát

hiện mới này vào khai thác trong năm 2023.

Năm 2020, Thổ Nhĩ Kỳ đã phát hiện 405 tỷ m³ khí tại giếng Tuna-1 gần mỏ Sakarya, đây là phát hiện khí lớn nhất ở Biển Đen.

Thổ Nhĩ Kỳ đang nhập khẩu gần như toàn bộ 50 tỷ m³ khí đốt/năm. Dự báo nhu cầu tiêu thụ khí đốt của quốc gia này sẽ lên tới 80 tỷ m³/năm vào năm 2030.

Linh Chi (theo Bloomberg)

OGDCL PHÁT HIỆN KHÍ TẠI BALOCHISTAN, PAKISTAN



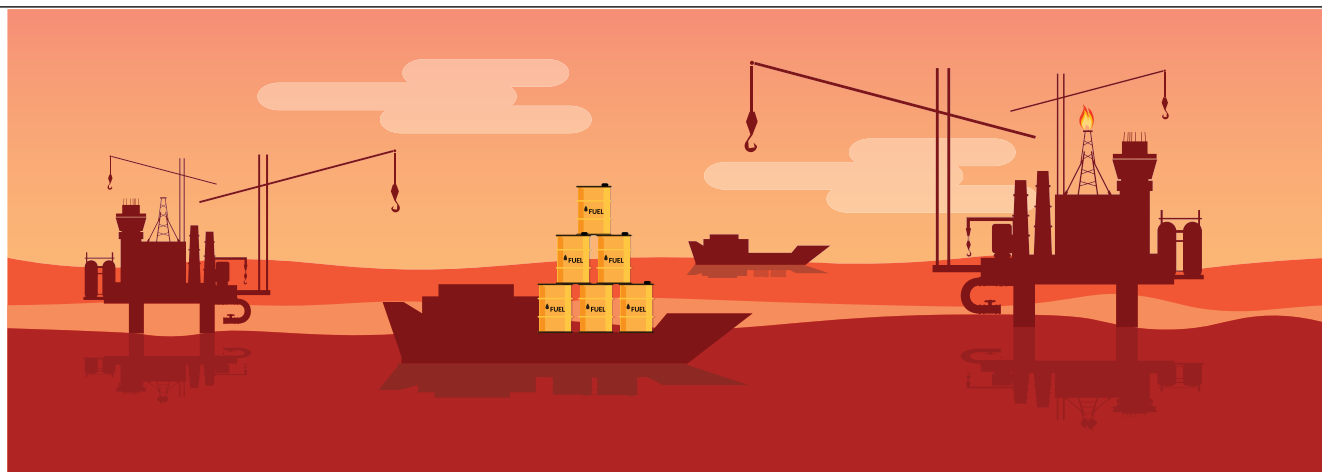
Vị trí khu vực Jandran. Nguồn: OGDCL

OGDCL công bố phát hiện khí tại giếng thăm dò Jandran X-04, thuộc quận Barkhan, tỉnh Balochistan, Pakistan.

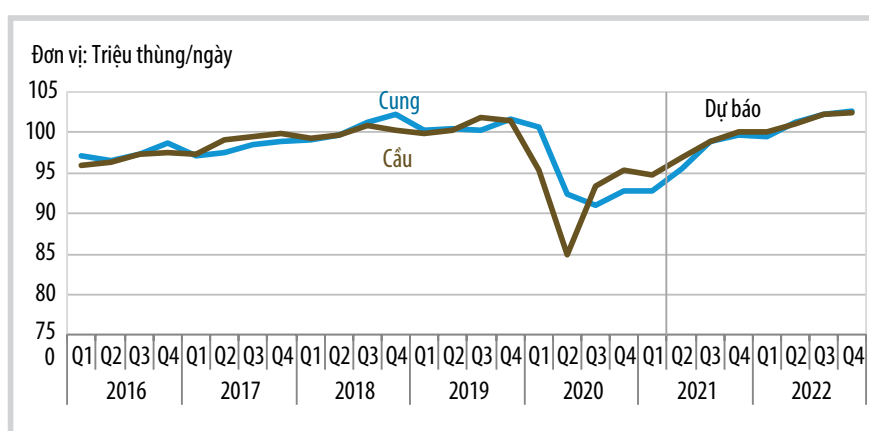
Giếng được khoan tới tổng chiều sâu 1.200 m tại vỉa đá vôi Parh. OGDCL đã tiến hành khoan thăm lượng tại hệ tầng Mughal Kot, phát hiện khí có lưu lượng 7,08 triệu ft³ chuẩn/ngày và 0,55 thùng condensate/ngày với áp suất dòng đầu giếng là 1.300 psi tại choke 32/64 inch.

OGDCL điều hành và sở hữu giấy phép khu vực Jandran (100%).

Trần Anh (theo OGDCL)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ



Hình 1. Cung - cầu dầu và sản phẩm lỏng toàn cầu đến năm 2022 [1].

Trong Báo cáo “Triển vọng năng lượng ngắn hạn” (STEO) tháng 5/2021 Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) dự báo mức tiêu thụ dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu năm 2021 sẽ đạt 97,7 triệu thùng/ngày, tăng 5,4 triệu thùng/ngày so với năm 2020. Tiêu thụ dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu sẽ tiếp tục tăng 3,7 triệu thùng/ngày, đạt 101,4 triệu thùng/ngày vào năm 2022 (Bảng 1).

EIA nhận định giá dầu thô bắt đầu tăng có thể do tồn kho giảm và kỳ vọng cao hơn về nhu cầu xăng dầu trong mùa hè. EIA dự báo áp lực tăng đối với giá dầu Brent sẽ giảm bớt và giá dầu Brent sẽ giảm xuống mức trung bình 65 USD/thùng trong Quý II/2021. EIA dự báo mức tiêu thụ dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu sẽ đạt mức trung bình gần 97 triệu thùng/ngày trong Quý II/2021 (tăng 2,2 triệu thùng/

ngày so với Quý I/2021) trước khi tăng lên 98,9 triệu thùng/ngày trong Quý III/2021 và lên 100 triệu thùng/ngày trong Quý IV/2021.

EIA dự báo tiêu thụ dầu ở châu Á có nguy cơ giảm. EIA đã dự báo giảm tiêu thụ dầu ở Ấn Độ, quốc gia tiêu thụ dầu lớn thứ 3 thế giới trung bình 0,3 triệu thùng/ngày trong Quý II/2021 so với báo cáo tháng 4/2021.

EIA dự báo nguồn cung dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu sẽ đạt mức trung bình gần 95,54 triệu thùng/ngày trong Quý II/2021 (tăng 2,81 triệu thùng/ngày so với Quý I/2021) trước khi tăng lên 98,88 triệu thùng/ngày trong Quý III/2021 và lên 99,61 triệu thùng/ngày trong Quý IV/2021. EIA dự báo nguồn cung dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu sẽ đạt 96,72 triệu thùng/ngày trong năm 2021 (tăng 2,48

triệu thùng/ngày so với năm 2020) và sẽ đạt 101,38 triệu thùng/ngày trong năm 2022.

Trong đó, EIA dự báo sản lượng dầu thô của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) sẽ đạt trung bình 26,92 triệu thùng/ngày vào năm 2021 và 28,47 triệu thùng/ngày vào năm 2022 cao hơn lần lượt 0,2 triệu thùng/ngày và 0,4 triệu thùng/ngày so với dự báo đưa ra tháng 4/2021.

EIA dự báo giá dầu Brent trung bình đạt trên 65 USD/thùng trong Quý II/2021, trên 61 USD/thùng trong nửa cuối năm 2021 và gần 61 USD/thùng trong năm 2022 (Bảng 2) [1].

Tại cuộc họp ngày 1/6/2021, OPEC+ đã đánh giá nhu cầu dầu có dấu hiệu cải thiện rõ ràng, tái khẳng định cam kết xây dựng thị trường ổn định vì lợi ích chung của các nước sản xuất; cung cấp hiệu quả, kinh tế và an toàn cho người tiêu dùng và lợi nhuận hợp lý trên vốn đầu tư. OPEC+ đã nhất trí nới lỏng mức cắt giảm sản lượng đến tháng 7/2021, dựa trên các nguyên tắc cơ bản của thị trường.

Tổng thư ký OPEC Mohammad Sanusi Barkindo cho biết, dự kiến nhu cầu dầu toàn cầu sẽ tăng trung bình 6 triệu thùng/ngày lên khoảng 96,5 triệu thùng/ngày trong năm 2021 (tăng 6,6%). Tổng thư ký



Nguồn: Shutterstock

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

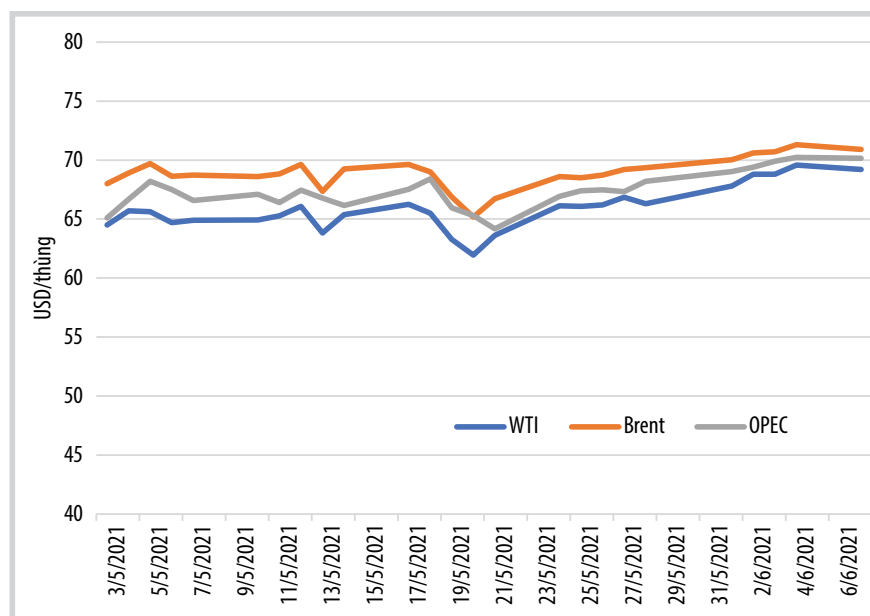
Đơn vị: Triệu thùng/ngày

TT	Thời gian	2021				2022				Năm		
		Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	2020	2021	2022
I	CUNG	92,73	95,54	98,88	99,61	99,48	101,22	102,18	102,58	94,24	96,72	101,38
1	OECD	30,15	30,67	31,33	31,80	31,96	32,29	32,66	33,20	30,76	30,99	32,53
1.1	Mỹ	17,57	18,61	18,78	19,09	19,26	19,73	20,19	20,51	18,60	18,52	19,93
1.2	Canada	5,66	5,26	5,74	5,77	5,81	5,78	5,80	5,83	5,27	5,61	5,80
1.3	Mexico	1,93	1,91	1,88	1,84	1,78	1,74	1,71	1,68	1,94	1,89	1,73
1.4	Các nước OECD khác	4,99	4,88	4,92	5,10	5,11	5,03	4,95	5,18	4,95	4,97	5,07
2	Ngoài OECD	62,58	64,87	67,55	67,81	67,52	68,94	69,52	69,38	63,48	65,72	68,85
2.1	OPEC	30,34	31,18	33,37	33,92	34,06	33,92	33,95	33,99	30,70	32,22	33,98
	Dầu thô	25,08	25,93	28,05	28,55	28,47	28,47	28,47	28,47	25,60	26,92	28,47
	Nhiên liệu lỏng khác	5,26	5,25	5,32	5,37	5,58	5,45	5,48	5,52	5,10	5,30	5,51
2.2	Âu - Á	13,39	13,70	13,74	13,90	14,07	14,66	14,82	14,95	13,44	13,68	14,63
2.3	Trung Quốc	5,05	4,98	4,98	5,03	5,00	5,03	5,03	5,07	4,93	5,01	5,03
2.4	Các nước ngoài OECD khác	13,80	15,01	15,46	14,97	14,40	15,33	15,72	15,36	14,41	14,81	15,21
	Tổng cung ngoài OPEC	62,39	64,36	65,51	65,69	65,43	67,31	68,23	68,58	63,54	64,50	67,40
II	CẦU	94,76	96,96	98,91	100,05	100,00	101,08	102,19	102,39	92,27	97,69	101,42
1	OECD	42,47	43,78	44,99	45,79	45,55	45,29	46,28	46,40	41,91	44,27	45,88
1.1	Mỹ	18,31	19,60	19,88	20,22	20,03	20,46	20,84	20,78	18,12	19,51	20,53
1.2	Canada	2,11	2,19	2,29	2,29	2,28	2,23	2,33	2,32	2,10	2,22	2,29
1.3	Châu Âu	12,22	12,77	13,38	13,31	13,08	13,27	13,66	13,37	12,45	12,92	13,35
1.4	Nhật Bản	12,22	12,77	13,38	13,31	13,08	13,27	13,66	13,37	12,45	12,92	13,35
1.5	Các nước OECD khác	5,98	6,04	6,12	6,33	6,29	6,13	6,17	6,33	5,81	6,12	6,23
2	Ngoài OECD	52,29	53,18	53,92	54,25	54,45	55,79	55,92	55,99	50,35	53,42	55,54
2.1	Âu - Á	52,29	53,18	53,92	54,25	54,45	55,79	55,92	55,99	50,35	53,42	55,54
2.2	Châu Âu	0,72	0,73	0,73	0,74	0,74	0,74	0,76	0,76	0,71	0,73	0,75
2.3	Trung Quốc	15,10	15,51	15,22	15,51	15,80	16,02	15,70	15,94	14,43	15,34	15,86
2.4	Các nước châu Á khác	13,88	13,86	13,79	14,22	14,68	14,91	14,48	14,89	12,75	13,94	14,74
2.5	Các nước ngoài OECD khác	17,65	18,09	18,77	18,54	18,14	18,95	19,40	18,98	17,51	18,27	18,87

Bảng 2. Dự báo giá dầu thô đến năm 2022 [1]

Đơn vị: USD/thùng

Thời gian	2021				2022				Năm		
	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	2020	2021	2022
WTI	58,09	61,89	59,19	56,50	58,50	56,50	56,00	57,00	39,17	58,91	56,99
Brent	61,12	65,25	62,69	60,00	62,00	60,00	60,00	61,00	41,69	62,26	60,74



Hình 2. Diễn biến giá dầu giao ngay. Nguồn: EIA, OPEC.

đã góp phần điều chỉnh nguồn cung dầu giảm 2,9 tỷ thùng dầu, góp phần thúc đẩy quá trình tái cân bằng thị trường dầu mỏ toàn cầu. Chốt phiên giao dịch ngày 8/6/2021 giá dầu Brent giao tháng 7 đạt 72,22 USD/thùng, giá dầu WTI giao tháng 7 đạt 70,05 USD/thùng.

Goldman Sachs dự báo giá dầu Brent sẽ tăng lên 80 USD/thùng trong Quý IV/2021. Goldman Sachs cho rằng nhu cầu dầu ở Nam Á và Mỹ Latinh có khả năng phục hồi chậm hơn. Nhu cầu dầu toàn cầu có thể tăng thêm 4,6 triệu thùng/ngày vào cuối năm 2021 [3].

Thu Huyền (tổng hợp)

Tài liệu tham khảo

[1] EIA, "Short-term energy outlook" 11/5/2021. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>.

[2] OPEC, "17th OPEC and non-OPEC ministerial meeting concludes", 1/6/2021.

[3] Reuters, "Goldman sees oil hitting \$80/bbl despite likely return of Iran supply", 24/5/2021.

OPEC cho rằng, thị trường cuối năm nay có triển vọng và dự báo nhu cầu sẽ đạt trên 99 triệu thùng/ngày trong Quý IV/2021. Nhu cầu dầu năm 2021 ở các nước ngoài OECD sẽ tăng gần 6,8%, tương đương 3,3 triệu thùng/ngày và ở các nước OECD sẽ tăng gần 6,4%, tương đương 2,7 triệu thùng/ngày.

Về nguồn cung, Tổng thư ký OPEC cho biết sản lượng ngoài OPEC năm 2021 được dự báo sẽ tăng trưởng với tốc độ chậm hơn, tăng khoảng 700.000 thùng/

ngày lên mức trung bình 63,6 triệu thùng/ngày. Sản lượng của Mỹ dự kiến sẽ giảm nhẹ, xuống còn khoảng 17,6 triệu thùng/ngày, mặc dù điều kiện thị trường và triển vọng nhu cầu đang được cải thiện. Cả sản lượng dầu thô truyền thống và sản lượng dầu chặt sít đều được dự báo sẽ giảm ở Mỹ, trong khi NGL và sản lượng nhiên liệu sinh học dự kiến sẽ tăng. Ngược lại với Mỹ, sản lượng dự kiến sẽ tăng ở Canada, Brazil, Trung Quốc và Na Uy.

Kể từ tháng 5/2020 đến nay, OPEC+

NGHIÊN CỨU, XÂY DỰNG MÔ HÌNH VÀ PHÂN TÍCH ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ KINH TẾ - TÀI CHÍNH CÁC DỰ ÁN NHIỆT ĐIỆN THAN PVN ĐANG TRIỂN KHAI ĐẦU TƯ

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã nghiên cứu, xây dựng mô hình và phân tích đánh giá hiệu quả kinh tế - tài chính của các dự án nhiệt điện than (Thái Bình 2, Sông Hậu 1, Long Phú 1) do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) đang triển khai đầu tư.

Trong đó, VPI tập trung phân tích đánh giá quá trình thực hiện hợp đồng EPC, chi phí, tiến độ...; phương án thu xếp tài chính cho các dự án (cơ cấu vốn tự có/vốn vay); các hợp đồng vay vốn đang thực hiện, thực trạng kế hoạch giải ngân; thu xếp vốn tiếp theo; đánh giá sự thay đổi của các dự án so với báo cáo nghiên cứu khả thi (FS) đã được phê duyệt.

Nhóm tác giả nghiên cứu, đánh giá các yếu tố chính ảnh hưởng đến công tác vận hành (số giờ vận hành: khả năng huy động của hệ thống và độ sẵn sàng của nhà máy; khả năng cung cấp nhiên liệu than: nguồn cung và năng lực cảng tiếp nhận); hợp đồng/thỏa thuận cung cấp than (nguồn, lượng than; thời hạn cung cấp; giá than...); giá dầu diesel; chi phí vận hành bảo dưỡng (O&M), khấu hao; hợp đồng mua bán điện, phương thức thanh toán; nhận diện, phân tích những yếu tố rủi ro đầu vào của các dự án so với FS đã được phê duyệt.

Nhóm tác giả đã xây dựng lại mô hình đánh giá hiệu quả đầu tư các dự án nhiệt điện than của PVN; xây dựng/cập nhật các mô hình kinh tế - tài chính của từng dự án (nhà máy nhiệt điện than Thái Bình 2, Sông Hậu 1, Long Phú 1). Cập nhật các thông số đầu vào trong việc tính toán hiệu quả kinh tế - tài chính dự án theo thực tế và dự báo triển khai (đảm bảo có điều chỉnh/cập nhật về tiến độ dự án, chi phí

đầu tư, các giả định về thông số vận hành, chi phí nhiên liệu, chi phí O&M, chi phí vốn, kế hoạch trả nợ vay, giá điện...).

Nhóm tác giả xây dựng các module lựa chọn (option) theo: tiến độ, chế độ vận hành, phương án vay vốn/giải ngân; xây dựng bộ thông số đầu vào cho mô hình tính toán hiệu quả kinh tế của các dự án; phân tích diễn biến thay đổi và dự báo các thông số đầu vào của mô hình hiệu quả kinh tế - tài chính các dự án; xây dựng, xác định/giả định bộ thông số đầu vào cho các dự án tại thời điểm đánh giá để đưa vào tính toán.

Kết quả tính toán hiệu quả kinh tế - tài chính các dự án, theo các chỉ tiêu chính như: NPV, IRR, khả năng thanh toán các khoản nợ, thời gian hoàn vốn... Phân tích hiệu quả kinh tế - tài chính các dự án tại thời điểm tính toán và so sánh với FS đã được phê duyệt, phân tích độ nhạy về hiệu quả của dự án theo các yếu tố đầu vào rủi ro. Đề xuất quy trình cập nhật mô hình và lập báo cáo đánh giá hiệu quả kinh tế - tài chính các dự án nhà máy nhiệt điện than của PVN.

Kết quả phân tích cho thấy cả 3 dự án nhiệt điện than tính đến hiện tại đều có thay đổi so với thời điểm FS cả về phía dự án lẫn môi trường đầu tư: Tiến độ các dự án thay đổi ảnh hưởng đến dòng tiền dự án cũng như phát sinh chi phí; các quy định định mức xây dựng, tiền lương thay đổi; phát sinh trong thiết kế khi triển khai xây dựng/lắp đặt thực tế làm thay đổi tổng mức đầu tư các dự án; thời gian xây dựng kéo dài vượt thời hạn hợp đồng vay vốn tín dụng. Thời điểm hiện tại các hợp đồng EPC cung cấp thiết bị cho các dự án đã được ký dẫn tới các thông số kỹ thuật được cập nhật theo thông số thực tế thiết

bị lắp đặt. Chỉ số giá thị trường của nhiên liệu đầu vào cũng như tỷ giá, lãi suất thay đổi làm thay đổi các chỉ số hiệu quả dự án. Hướng dẫn tính toán giá điện hợp đồng có thay đổi và khung giá phát điện hàng năm sẽ tác động đến giá FC đàm phán của từng dự án.

Các mô hình dự án nhiệt điện than đã được xây dựng lại đảm bảo tính ưu việt hơn mô hình FS ở các khía cạnh tính chi tiết, tính chính xác, tính tin cậy và cập nhật chính xác nhất đến thời điểm hiện tại. Các kết quả tính toán toàn dự án có thể thay đổi do các yếu tố rủi ro về: Chậm tiến độ; thay đổi tổng mức đầu tư trong đàm phán PPA; tỷ lệ điện tự dùng trong vận hành; suất tiêu hao than trong vận hành; số giờ huy động phát điện hàng năm của EVN với nhà máy; hệ số sản lượng điện hợp đồng trong kết quả đàm phán PPA...

Nhóm tác giả đã kiến nghị PVN phê duyệt quy trình và tổ chức thực hiện việc cập nhật mô hình và lập báo cáo đánh giá hiệu quả kinh tế - tài chính các dự án điện than; các giải pháp đầu tư và quản trị cho các dự án nhiệt điện than trong thời gian tới. Khi các dự án đi vào vận hành, các thông số về giờ huy động, thanh toán, hệ số vận hành và các chi phí gián tiếp thay đổi theo thời gian, do đó việc xây dựng mở rộng mô hình tài chính sẽ giúp nâng cao hiệu quả quản lý trong việc lập, triển khai và theo dõi kế hoạch vận hành.

Nhóm tác giả đề xuất giải pháp về quá trình đàm phán giá bán; quản lý các thông số kinh tế - kỹ thuật về vận hành của dự án nhằm hạn chế các yếu tố rủi ro trong đàm phán PPA, vận hành để đảm bảo hiệu quả đầu tư của dự án.

Nguyễn Thu Hà (giới thiệu)