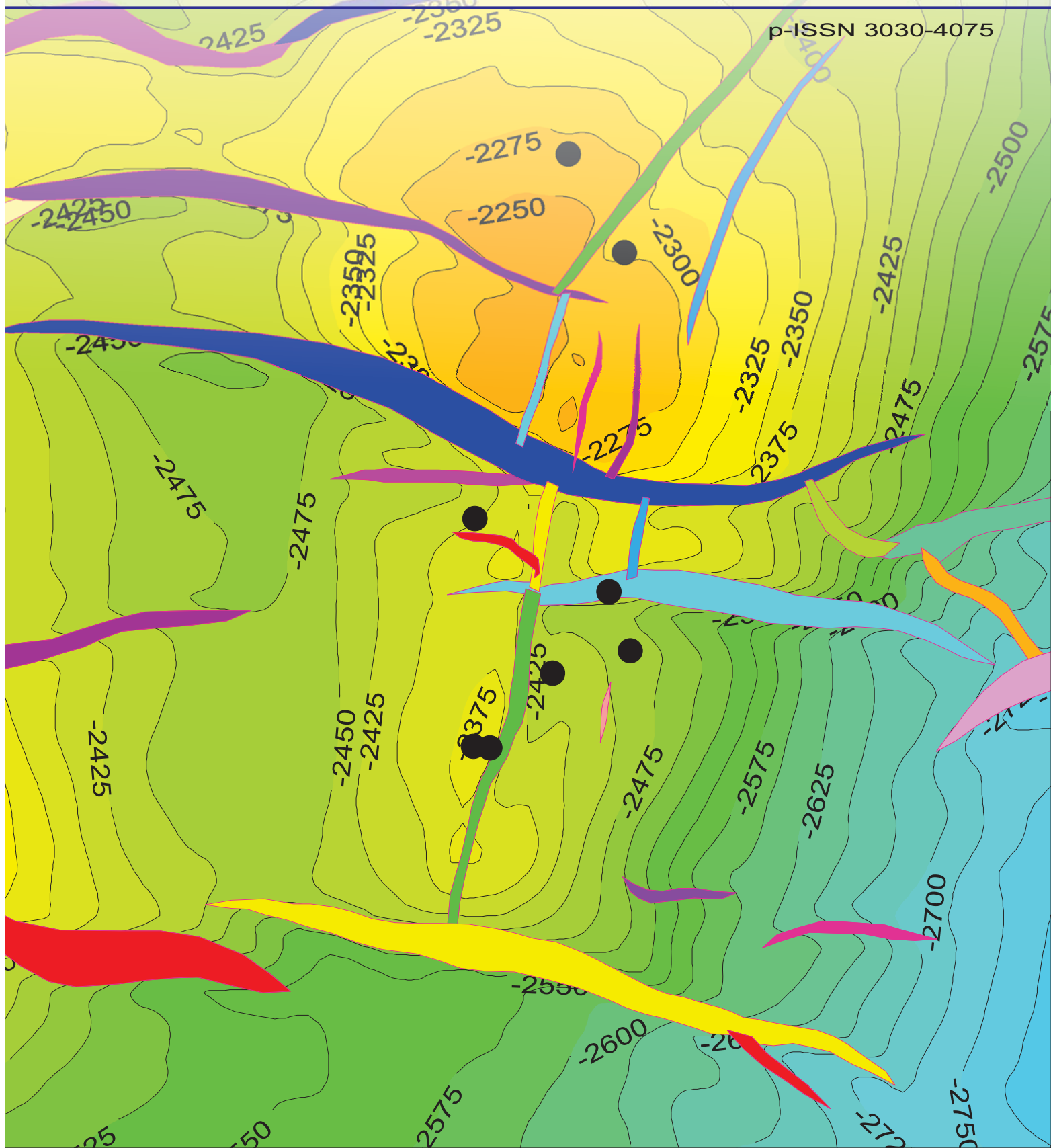
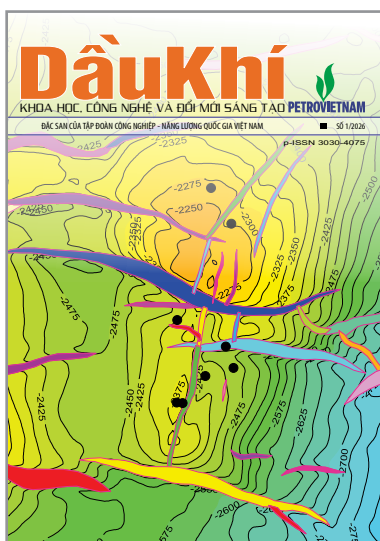


KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO **PETROVIETNAM**

■ SỐ 1/2026

p-ISSN 3030-4075





TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

TS. Lê Xuân Huyền

PHÓ TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

ThS. Lê Ngọc Sơn

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

ThS. Vũ Đào Minh

ThS. Trần Thái Ninh

ThS. Dương Mạnh Sơn

PGS.TS. Lê Văn Sỹ

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

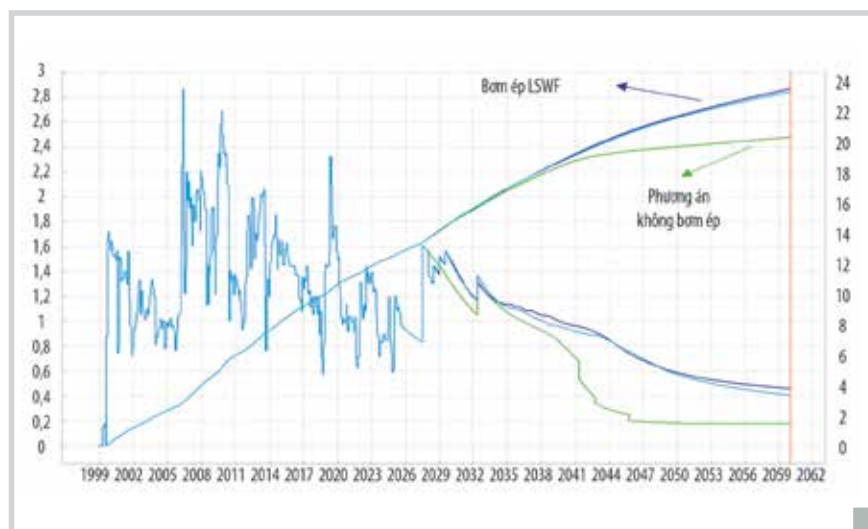
TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Viện Dầu khí Việt Nam

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

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

Ảnh bìa: Bản đồ cấu trúc đối lượng Oligocene mở Diamond bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam. Ảnh: VPI



4. Nghiên cứu khả năng áp dụng giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu bằng bơm ép nước có độ khoáng hóa thấp (LSWF) cho đối tượng Miocene mỏ Ruby, bể Cửu Long

19. Nghiên cứu gia tăng thu hồi dầu bằng phương pháp bơm ép CO₂ liên tục và bơm ép khí nước luân phiên (CO₂-WAG) cho đối tượng đá chứa carbonate tại mỏ Bắc Khosedayu, Liên bang Nga

32. Đặc điểm sinh địa tầng và môi trường trầm tích Oligocene muộn - Miocene sớm khu vực Đông Nam bể Nam Côn Sơn

44. Đánh giá khả năng chắn của đứt gãy tại cấu tạo A, tầng Oligocene, khu vực Đông Bắc bể trầm tích Cửu Long

53. Phân tích thực trạng và định hướng phát triển hoạt động khoan của PETROVIETNAM đến năm 2030

62. Kết quả thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch khoan gốc nước ức chế, bền nhiệt Pro-Dril/Pro-Dril HT tại giếng 2205/BK-22, mỏ Bạch Hổ

69. Giải pháp gia cố thành giếng khi khoan qua các vỉa suy giảm áp suất cho mỏ ngoài khơi Việt Nam

79. Hoàn thiện chính sách ưu đãi đầu tư trong hoạt động dầu khí tại Việt Nam

87. Xây dựng công cụ đánh giá và áp dụng chính sách ưu đãi đầu tư cho mỏ cận biên từ góc độ đánh giá tác động chính sách tích hợp (RIA hybrid)

LỜI GIỚI THIỆU

Trong bối cảnh các mỏ dầu khí chủ lực của Việt Nam bước vào giai đoạn suy giảm sản lượng tự nhiên, cùng áp lực từ xu hướng chuyển dịch năng lượng và kinh tế carbon thấp, việc đẩy mạnh nghiên cứu khoa học công nghệ nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu, nâng cao hiệu quả khoan và hoàn thiện thể chế, chính sách tiếp tục là hướng đi then chốt để Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM) duy trì và phát triển lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí.

Trong số này, Đặc san Dầu khí - Khoa học, Công nghệ và Đổi mới sáng tạo giới thiệu các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) cho đối tượng cát kết Miocene bể Cửu Long, đánh giá khả năng áp dụng bơm ép nước có độ khoáng hóa thấp (LSWF). Kết quả thí nghiệm trên mô hình vật lý vữa cho thấy khi giảm độ khoáng hóa nước ép xuống còn khoảng 3.000 ppm sau giai đoạn bơm ép nước có độ khoáng hóa cao, hệ số thu hồi dầu tăng thêm 3,8 - 7,3% thể tích lỗ rỗng, tương đương 4,5 - 14,3% trữ lượng dầu tại chỗ. Đối với đối tượng đá chứa carbonate mỏ Bắc Khosedayu (Liên bang Nga), Đặc san Dầu khí - Khoa học, Công nghệ và Đổi mới sáng tạo giới thiệu kết quả đánh giá tiềm năng bơm ép CO₂ liên tục và bơm ép khí nước luân phiên (CO₂-WAG) dựa trên thí nghiệm slim-tube, mô hình 1D và mô hình mô phỏng khai thác.

Cũng trong số này, Ban Biên tập giới thiệu giải pháp gia cố thành giếng khi khoan qua các vỉa suy giảm áp suất cho một số mỏ ngoài khơi Việt Nam, để xuất phân loại vữa theo mức độ suy giảm áp suất, xây dựng quy trình thiết kế 7 bước và khung giải pháp lựa chọn vật liệu gia cố thành giếng khoan cho các mỏ Bạch Hổ, Sư Tử Đen, Đại Hùng. Kết quả thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch khoan gốc nước ức chế, bền nhiệt tại mỏ Bạch Hổ cho thấy có khả năng làm việc ổn định ở nhiệt độ lên đến 165°C.

Ban Biên tập cũng giới thiệu các nghiên cứu về quản lý, chính sách và định hướng chiến lược cho lĩnh vực E&P: Định hướng phát triển hoạt động khoan của PETROVIETNAM đến năm 2030, với kế hoạch khoan khoảng 300 giếng, tổng vốn đầu tư trên 7 tỷ USD trong giai đoạn 2026 - 2030; Xây dựng công cụ đánh giá và áp dụng chính sách ưu đãi đầu tư cho mỏ cận biên theo phương pháp đánh giá tác động chính sách tích hợp (RIA hybrid); Hoàn thiện, chính sách ưu đãi đầu tư trong hoạt động dầu khí tại Việt Nam trên cơ sở kinh nghiệm quốc tế của Indonesia, Malaysia, Thái Lan, Ấn Độ, Canada và Mỹ.

Ban Biên tập hy vọng từ góc nhìn của các chuyên gia, nhà khoa học cùng các giải pháp về công nghệ, quản lý, chính sách được giới thiệu trong số này, sẽ góp phần phát triển lĩnh vực E&P, gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí tại các khu vực tiềm năng, khẳng định vai trò lĩnh vực cốt lõi và ưu tiên đi trước trong thúc đẩy triển khai các hoạt động dầu khí.

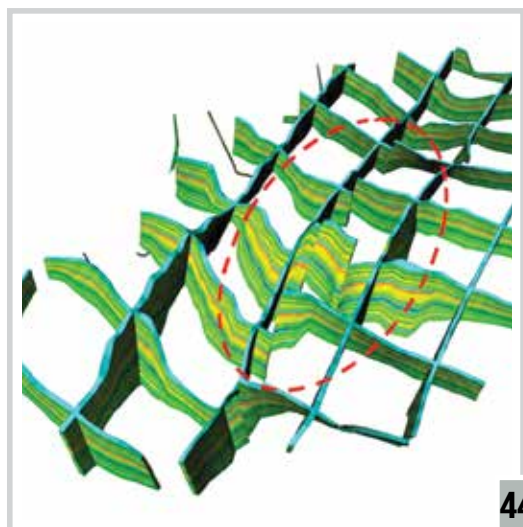
TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

Phó Tổng giám đốc

Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam



TS. Lê Xuân Huyền



44

4. Assessment of low-salinity waterflooding (LSWF) for enhanced oil recovery in the Miocene reservoir of the Ruby field, Cuu Long basin

19. Study on enhanced oil recovery using continuous CO₂ injection and CO₂-WAG injection in a carbonate reservoir at the North Khosedayu field, Russian Federation

32. Biostratigraphy and depositional environments of the late Oligocene - early Miocene in the Southeastern Nam Con Son basin

44. Assessment of fault sealing capacity in structure A, Oligocene reservoir, Northeastern Cuu Long basin

53. Analysis of the current status and development orientation of PETROVIETNAM'S drilling activities towards 2030

62. Field trial of the thermally stable, inhibitive water-based drilling fluid system Pro-Dril/Pro-Dril HT in well 2205/BK-22, Bach Ho field

69. Wellbore strengthening for drilling through depleted reservoirs in offshore Vietnam oil fields

79. Improving investment incentive mechanisms and policies for petroleum activities in Vietnam

NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG ÁP DỤNG GIẢI PHÁP NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU BẰNG BƠM ÉP NƯỚC CÓ ĐỘ KHOÁNG HÓA THẤP (LSWF) CHO ĐỐI TƯỢNG MIOCENE MỎ RUBY, BỂ CỬU LONG

Phạm Tuấn Việt¹, Hoàng Việt Bách¹, Lê Mạnh Hưng¹, Nguyễn Thành Trung¹

Trần Xuân Quý², Phạm Trường Giang², Đinh Đức Huy², Phạm Văn Tú²

¹Ban điều hành dự án Lô 01&02, Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam, Thành phố Hà Nội, 11110, Việt Nam

²Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hà Nội, 11312, Việt Nam

TỪ KHÓA

Nâng cao hệ số thu hồi dầu, bơm ép nước có độ khoáng hóa thấp, đối tượng Miocene.

TÓM TẮT

Bài báo đánh giá khả năng áp dụng giải pháp gia tăng thu hồi dầu bằng bơm ép nước có độ khoáng hóa thấp (LSWF) cho đối tượng Miocene tại khu vực phía Đông mỏ Ruby, bể Cửu Long, trên cơ sở nghiên cứu lựa chọn giải pháp IOR/EOR, phân tích thí nghiệm và đánh giá hiệu quả trên mô hình mô phỏng khai thác.

Thí nghiệm trên mô hình vật lý vỉa, sau giai đoạn bơm ép nước có độ khoáng hóa cao (HSWF), việc giảm độ khoáng hóa nước ép xuống khoảng 3.004 ppm giúp hệ số thu hồi dầu tăng thêm 3,8 - 7,3% trên thể tích lỗ rỗng (PV), tương đương 4,5 - 14,3% trữ lượng dầu tại chỗ.

Kết quả đánh giá hiệu quả trên mô hình mô phỏng khai thác cho thấy việc chuyển đổi giếng RBA-8P từ khai thác sang bơm ép nước có độ khoáng hóa thấp giúp gia tăng khoảng 3,35 triệu thùng dầu ở khu vực nghiên cứu thử nghiệm. Ở quy mô toàn mỏ, việc khoan 3 giếng bơm ép được xác định là giải pháp tối ưu, với lượng dầu gia tăng ước tính đạt 8,6 triệu thùng so với kịch bản khai thác suy giảm tự nhiên.

1. Giới thiệu

Mỏ Ruby (Lô 01&02, bể Cửu Long) được phát hiện và đưa vào khai thác sớm trong khu vực, đối tượng khai thác chủ lực là trầm tích Miocene. Sau gần 3 thập kỷ khai thác, sản lượng khai thác của mỏ Ruby giảm mạnh, độ ngập nước gia tăng... Do đó, việc nghiên cứu và đánh giá các giải pháp gia tăng thu hồi dầu trở thành yêu cầu cấp thiết nhằm duy trì sản lượng, tối ưu hóa giá trị khai thác lượng dầu còn lại trong tầng chứa Miocene.

Về đặc điểm địa chất, đối tượng Miocene gồm các tập cát chính: MI-08, MI-09, MI-10, MI-20, MI-30 và MI-40, trong đó MI-09 và MI-10 chiếm khoảng 89% tổng tài nguyên dầu. Đây là đặc điểm quan trọng về mặt chiến lược EOR, cho phép tập trung nguồn lực vào 2 đối tượng chủ lực MI-09 và MI-10 thay vì dàn trải trên nhiều tập chứa nhỏ. Các thân cát có xu thế phát triển theo

dạng kênh, tương đối liên tục theo phương ngang và có mức độ ổn định nhất định theo phương đứng (Hình 1). Độ rỗng đặc trưng của MI-09 và MI-10 vào khoảng 14 - 20%, trung bình xấp xỉ 17%, trong khi độ thấm biến thiên từ vài chục mD đến vài darcy, trung bình khoảng 300 mD. Đây là điều kiện thuận lợi cho các quá trình dịch chuyển do bơm ép nước. Dầu khai thác từ mỏ Ruby thuộc loại dầu nhẹ, có độ nhớt thấp. Dữ liệu PVT cho thấy độ nhớt dầu ở áp suất bão hòa nhỏ hơn 0,6 cP và kể cả ở điều kiện suy giảm áp suất mạnh cũng chỉ tăng lên xấp xỉ 1 cP. Áp suất bão hòa vào khoảng 2.075 - 2.240 psia, trong khi áp suất vỉa ban đầu khoảng 2.484 - 2.500 psia. Thành phần chất lưu có hàm lượng phần nhẹ $C_2 - C_6$ khá cao, vào khoảng 25 - 27 mol%.

Xét về động thái khai thác, đối tượng Miocene của mỏ Ruby mang đặc trưng của hệ suy giảm áp suất, chi phối bởi cơ chế năng lượng khí hòa tan, kết hợp với sự hỗ trợ từ yếu đến trung bình

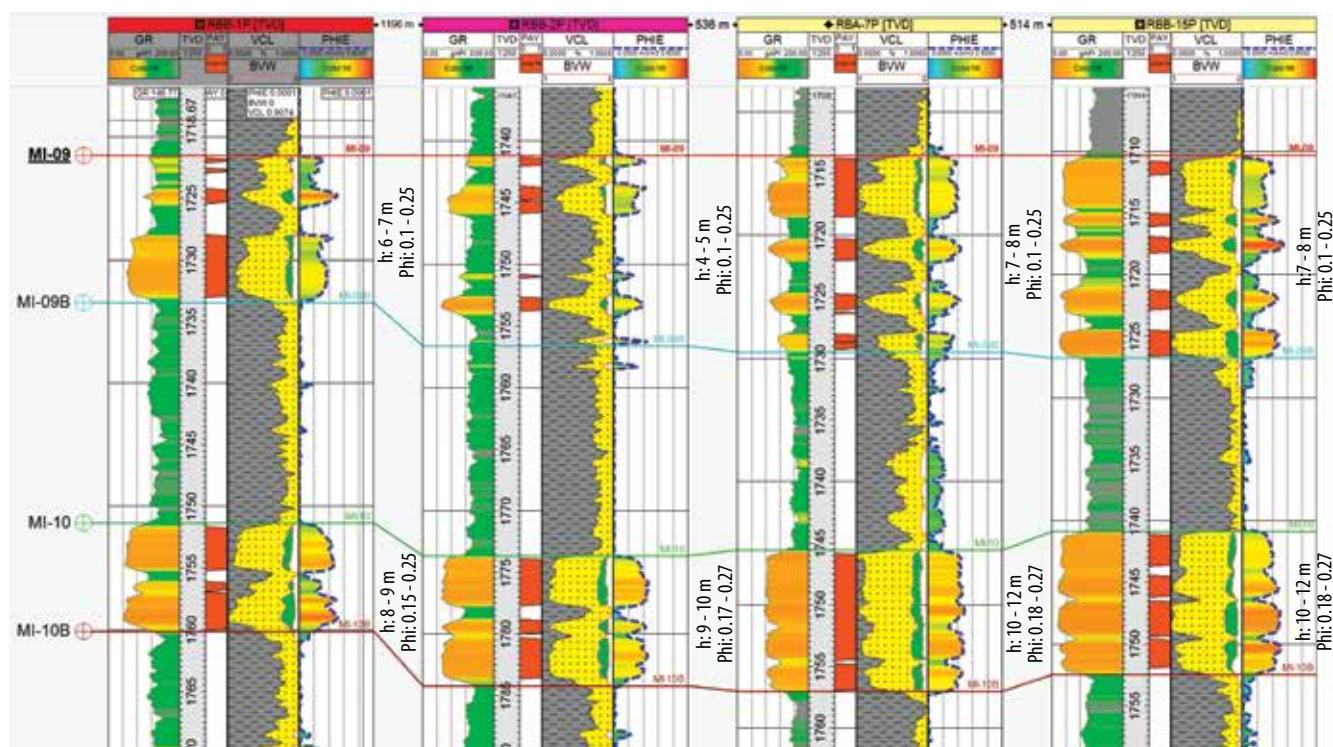
Tác giả liên hệ: Email: quytx.epc@vpi.pvn.vn

Ngày nhận bài: 6/2/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 6 - 11/2/2026; Ngày duyệt đăng: 26/2/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).





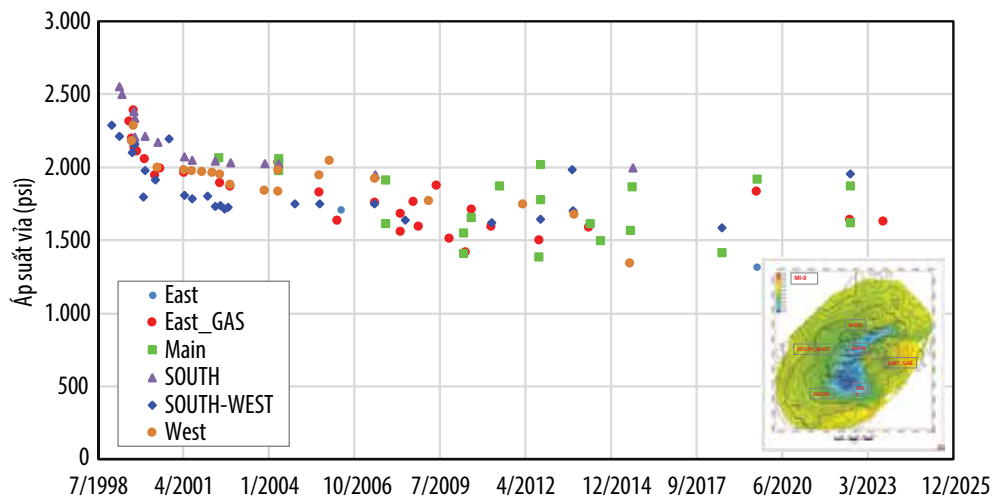
Hình 1. Liên kết giếng khoan phản ánh đặc điểm đá chứa tại MI-09, MI-10.

của tầng nước đáy/biên trong điều kiện không có hệ thống bơm ép nước. Năng lượng vỉa tự nhiên của mỏ Ruby không còn mạnh, phản ánh bởi áp suất vỉa hiện tại đã giảm xuống khoảng 1.500 - 1.700 psia, tương ứng với khoảng 60 - 70% áp suất vỉa ban đầu (Hình 2). Độ ngập nước tăng dần theo thời gian, trong khi hệ số khí - dầu (GOR) tăng sớm rồi giảm - một dấu hiệu điển hình của cơ chế khí hòa tan. Cơ chế hỗ trợ từ tầng nước đáy/biên hiện diện nhưng cường độ không đủ mạnh để duy trì áp suất vỉa và nhịp độ thu hồi ở mức mong muốn. Mặc dù kế hoạch phát triển cơ sở của mỏ vẫn xem xét khoan thêm các giếng đơn dày để khai thác phần dầu còn lại, nhưng dự báo cho thấy chỉ riêng giải pháp này khó có thể duy trì sản lượng dài hạn nếu không đồng thời bổ sung giải pháp duy trì áp suất và cải thiện hiệu suất đẩy/quét. Giải pháp bơm ép nước để duy trì áp suất vỉa và cải thiện hiệu quả quét được xem là phương án khả thi lúc này. Trước hết, bơm ép nước biển có độ khoáng hóa cao (HSWF) là lựa chọn phù hợp do cơ chế chính là bổ sung năng lượng vỉa, cải thiện hiệu quả quét theo phương ngang và huy động phần dầu còn lại trong các vùng chưa được nước vỉa quét tới. Phương án bơm ép nước cũng đã được xem xét và đề xuất trong các phương án thiết kế của mỏ trước đây. Tuy nhiên, cũng như các dự án EOR trên thế giới, giải pháp bơm ép nước biển có độ khoáng hóa cao sẽ không giúp thu hồi lượng dầu tàn dư, đang chiếm khoảng 10 - 15% tài nguyên của đối tượng. Do đó, cần thiết nghiên cứu áp dụng kết hợp giải pháp bơm ép nước thông thường với giải pháp gia tăng thu hồi dầu tam cấp.

Để lựa chọn giải pháp EOR phù hợp áp dụng cho đối tượng Miocene, báo cáo đã sử dụng phần mềm Screening thương mại với các thông tin được đưa vào bao gồm API, độ sâu vỉa, nhiệt độ, độ rỗng, độ thấm, độ nhớt dầu, độ bão hòa dầu còn lại (Bảng 1). Ngoài ra, kết quả lựa chọn giải pháp cũng đã xem xét đến các yếu tố cơ sở thiết bị và khả năng cung cấp tác nhân ép.

Kết quả sàng lọc cho thấy tiềm năng áp dụng các giải pháp EOR cho đối tượng Miocene mỏ Ruby không đồng đều giữa các công nghệ. Trong số các phương án được xem xét, bơm ép khí - nước luân phiên trộn lẫn (MWAG), bơm ép nước có nồng độ khoáng hóa thấp (LSWF) và nâng cao hệ số thu hồi bằng phương pháp vi sinh (MEOR) là 3 giải pháp được đánh giá có triển vọng, do đáp ứng tương đối tốt các tiêu chí sàng lọc ban đầu về kỹ thuật và khả năng triển khai. Tuy nhiên, MWAG vẫn tồn tại hạn chế đáng kể về nguồn khí, trong khi MEOR mới chỉ được đánh giá như một lựa chọn có thể xem xét ở mức thử nghiệm quy mô nhỏ. Ngược lại, các phương pháp polymer, chất hoạt động bề mặt, ASP, phương pháp nhiệt đều không phù hợp với điều kiện của đối tượng nghiên cứu.

Giải pháp LSWF được đánh giá có triển vọng cao vì ngoài vai trò duy trì áp suất như bơm ép nước truyền thống, giải pháp này còn có thể tạo thêm hiệu ứng vi mô thông qua biến đổi tính thấm ướt theo hướng ưa nước hơn, chủ yếu liên quan đến cơ chế trao đổi ion giữa nước bơm ép và bề mặt khoáng sét trong



Hình 2. Động thái áp suất vỉa tại đối tượng Miocene mỏ Ruby.

Bảng 1. Các thông số lựa chọn điển hình đối với các giải pháp EOR và thực tế tại đối tượng Miocene

Thông số	Tiêu chí		Thực tế tại Miocene - Ruby
	Bơm ép khí/khí nước luân phiên (WAG)	Bơm ép hóa phẩm	
Tỷ trọng (API)	> 25	> 22	33,5
Độ sâu vỉa chứa (ft)	> 2.000	< 9.000	5.600
Nhiệt độ vỉa (°F)	60 - 300	< 200	183
Độ bão hòa dầu (%)	> 25	> 50	50
Độ rỗng (%)	> 8	> 10	17
Độ thấm (mD)	< 1 - 1.000	> 50	300
Nồng độ khoáng hóa nước vỉa (ppm)	NA	< 20.000	30.000
Độ nhớt dầu vỉa (cP)	0,1 - 500	< 100	0,6

đá chứa [1, 2]. Các nghiên cứu gần đây cũng nhấn mạnh rằng hiệu quả của LSWF không mang tính phổ quát tuyệt đối, mà phụ thuộc đáng kể vào đặc điểm khoáng vật sét, thành phần ion của nước bơm ép và nước vỉa, cũng như trạng thái thấm ướt ban đầu của đá chứa [3]. Cơ chế này đặc biệt có ý nghĩa đối với đối tượng Miocene mỏ Ruby do đá chứa chứa kaolinite, illite, chlorite và smectite, tức là có cơ sở khoáng vật học để kỳ vọng khả năng đáp ứng với nước có độ khoáng hóa thấp. Bên cạnh đó, nguồn nước có độ khoáng hóa thấp sẵn có tại đối tượng Móng mỏ Ruby là một lợi thế quan trọng, giúp giảm đáng kể chi phí đầu tư hệ thống xử lý nước bơm ép.

Đối với các giải pháp khí, bơm ép khí nước luân phiên (WAG) không trộn lẫn hoặc trộn lẫn được đánh giá là công nghệ có tiềm năng đáng kể trong các mỏ dầu nhẹ. Công nghệ này có thể kết hợp ưu điểm của bơm ép nước và bơm ép khí: pha nước giúp kiểm soát độ linh động và mở rộng thể tích quét, trong khi pha khí có thể tăng hiệu quả dịch chuyển vi mô và hỗ trợ huy động

dầu còn lại [4, 5]. Xét về bản chất, dầu nhẹ của mỏ Ruby là điều kiện thuận lợi cho quá trình bơm ép khí kết hợp nước. Tuy nhiên, hiệu quả của cơ chế này phụ thuộc đáng kể vào khả năng cung cấp khí, mức độ phân lớp và khả năng kiểm soát hiện tượng vọt khí sớm trong các tập cát mỏng xen kẹp sét. Ngược lại, bơm ép khí đơn thuần thường được đánh giá kém ưu tiên hơn WAG trong các tầng chứa cát kết mỏng và phân lớp. Nguyên nhân là độ linh động của khí cao, dễ gây vọt khí và phân dị trọng lực, từ đó làm giảm hiệu quả quét thể tích. Trên thực tế, một trong những lý do khiến công nghệ WAG được phát triển chính là để khắc phục các hạn chế cố hữu của bơm ép khí đơn lẻ thông qua việc cải thiện độ linh động.

Tương tự, các giải pháp EOR hóa học như polymer, chất hoạt động bề mặt và tổ hợp kiềm - chất hoạt động bề mặt - polymer (ASP) về mặt lý thuyết có thể huy động dầu dư thông qua cơ chế giảm sức căng bề mặt và thay đổi trạng thái thấm ướt. Các nghiên cứu quốc tế cho thấy, các phương pháp này rất nhạy với hấp phụ

Bảng 2. Kết quả lựa chọn các giải pháp EOR cho đối tượng Miocene mỏ Ruby

Giải pháp	Phân loại	Mức đánh giá	Cơ chế chính	Nhận định
Bơm ép nước có độ khoáng hóa cao (HSWF)	Nâng cao hệ số thu hồi dầu thứ cấp	Mức độ phù hợp cao	Duy trì áp suất vỉa, cải thiện hiệu quả quét, huy động dầu còn lại trong vùng chưa quét	Là giải pháp nền tảng giúp duy trì áp suất vỉa
Bơm ép nước có độ khoáng hóa thấp (LSWF)	Nâng cao hệ số thu hồi dầu tam cấp	Tiềm năng cao	Duy trì áp suất kết hợp biến đổi tính thấm ướt, trao đổi ion đa thành phần, giảm dầu dư vi mô	Phù hợp với đối tượng Miocene mỏ Ruby nhờ đặc tính dầu nhẹ và sự hiện diện của thành phần khoáng sét Nguồn nước bơm ép có sẵn từ đối tượng móng
Bơm ép khí nước luân phiên (WAG) không trộn lẫn/trộn lẫn		Tiềm năng trung bình	Kết hợp ưu điểm của khí và nước, cải thiện dịch chuyển vi mô và kiểm soát độ linh động tốt hơn bơm khí đơn thuần	Có tiềm năng nhưng phụ thuộc lớn vào nguồn khí, cấu hình bơm ép và khả năng kiểm soát độ linh động của khí
Bơm ép khí		Tiềm năng trung bình	Hỗ trợ duy trì áp suất, dịch chuyển dầu bằng pha khí	
Polymer/chất hoạt động bề mặt/ASP		Tiềm năng trung bình	Cải thiện độ linh động, giảm sức căng bề mặt, tăng hiệu quả đẩy quét	Chưa phù hợp do các ràng buộc về hóa phẩm, độ khoáng hóa nước vỉa, dầu vỉa và điều kiện triển khai ngoài khơi kém thuận lợi
Nhiệt		Không áp dụng	Giảm độ nhớt dầu	Không phù hợp với dầu nhẹ

hóa phẩm lên bề mặt đá, nồng độ khoáng hóa, nhiệt độ, pH và độ cứng của nước [6]. Theo các đánh giá sơ bộ, việc bơm ép hóa phẩm tại đối tượng Miocene chưa phải là tiềm năng lớn, vì dầu vỉa nhẹ, điều kiện nhiệt độ - độ khoáng hóa nước biển và bối cảnh triển khai ngoài khơi làm giảm tính khả thi kỹ thuật và vận hành. Tương tự, các phương pháp nhiệt hoàn toàn không phù hợp do không có nhu cầu giảm độ nhớt đối với dầu nhẹ [7]. Nhìn chung, xét theo mức độ phù hợp giữa cơ chế tác động và điều kiện thực tế của đối tượng Miocene mỏ Ruby, bơm ép nước biển nồng độ khoáng hóa cao là giải pháp nền tảng và phù hợp nhất về mặt cơ chế. Trong đó LSWF là bước phát triển có triển vọng cao nhờ bổ sung hiệu ứng vi mô trong đá chứa cát kết, còn WAG nên được xem như hướng phát triển tiềm năng ở giai đoạn tiếp theo. Ngược lại, polymer, chất hoạt động bề mặt, ASP và EOR nhiệt có mức độ phù hợp thấp hơn đối với bài toán cụ thể của đối tượng Miocene mỏ Ruby.

Để bơm ép LSWF từ mức có tiềm năng sang mức có đủ cơ sở kỹ thuật cho việc xem xét áp dụng, nghiên cứu đã triển khai các chương trình nghiên cứu trong phòng thí nghiệm, mô hình hóa kết quả thí nghiệm bằng mô hình 1D, nghiên cứu hiệu quả gia tăng trong quy mô khu vực đại diện và quy mô toàn mỏ.

2. Kết quả thí nghiệm bơm ép LSWF và cơ chế tăng cường thu hồi dầu

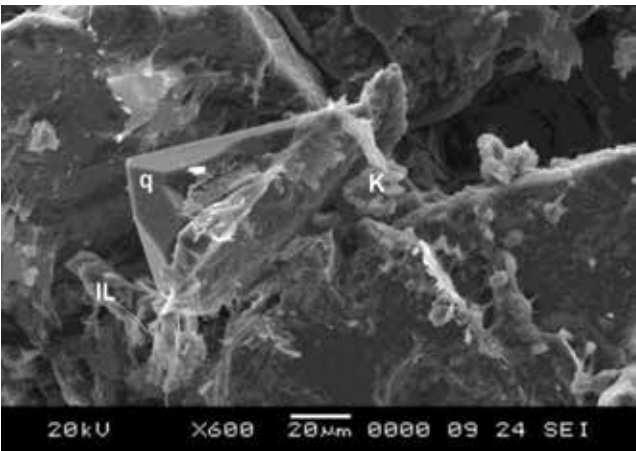
Nghiên cứu đã triển khai chương trình bơm ép trên 5 mẫu lõi của 2 giếng RB-3P và RB-4X. Sau khi đo đạc các thông số tiêu chuẩn và chụp cắt lớp, các mẫu đại diện được lựa chọn cho đối

tượng nghiên cứu, từ các mẫu có độ thấm thấp đến các mẫu có độ thấm cao. Mẫu dầu sử dụng trong thí nghiệm là dầu tái tạo, được chuẩn bị từ mẫu dầu và mẫu khí thu tại bình tách, sau đó tái tạo để đạt các thông số PVT đại diện cho điều kiện vỉa, gồm GOR khoảng 416 scf/stb, hệ số thể tích dầu Bo khoảng 1,214 rb/thùng và độ nhớt dầu 0,774 cP tại điều kiện vỉa. Việc sử dụng dầu tái tạo theo điều kiện vỉa cho phép mô phỏng xác thực hơn hệ tương tác đá - dầu - nước, nâng cao độ tin cậy của kết quả thí nghiệm so với trường hợp sử dụng dầu tách khí thông thường.

Phân tích khoáng vật cho thấy đá chứa thuộc nhóm arkosic sandstone, với thành phần khung đá chủ yếu là quartz và feldspar. Kết quả XRD cho thấy quartz chiếm khoảng 31,4 - 56,9%, plagioclase khoảng 33,2 - 41,7%, trong khi K-feldspar chỉ dao động 1,6 - 8,5%. Đáng chú ý, hệ khoáng vật sét hiện diện với hàm lượng đáng kể. Trong đó, kaolinite là khoáng vật ưu thế, chiếm 28,9 - 70,7%, tiếp theo là illite (12,0 - 37,8%), chlorite (4,9 - 10,1%), smectite (6,9 - 16,7%) và một lượng nhỏ illite-smectite hỗn hợp (1,8 - 6,5%) (Hình 3). Tổ hợp khoáng vật này cho thấy đối tượng có đặc trưng thuận lợi cho LSWF, do bề mặt khoáng sét, đặc biệt là kaolinite, illite và smectite, có khả năng trao đổi ion và tham gia vào quá trình thay đổi tính thấm ướt theo hướng thuận lợi cho dịch chuyển dầu. Tuy nhiên, hệ khoáng vật này cũng tiềm ẩn rủi ro suy giảm độ thấm của vỉa chứa, nhất là khi smectite hiện diện tới 16,7%, làm tăng độ nhạy với hiện tượng trương nở, trong khi illite và illite-smectite có thể thúc đẩy di chuyển hạt mịn và bít lấp cổ họng lỗ rỗng khi nồng độ khoáng hóa nước bơm ép giảm

Bảng 3. Kết quả bơm ép LSWF trong phòng thí nghiệm

Số hiệu mẫu	Bơm ép HSWF				Bơm ép LSWF			
	Độ bão hòa dầu dư (S_{or})	Hệ số thu hồi		Độ thấm pha nước tại S_{or}	Độ bão hòa dầu dư	Hệ số thu hồi		Độ thấm pha nước tại S_{or}
	%	% thể tích lỗ rỗng	% lượng dầu (OIIP)	mD	%	% thể tích lỗ rỗng	% trữ lượng dầu tại chỗ (OIIP)	mD
RB-3P(7H)	20,4	30,9	60,2	0,0389	13,1	38,2	74,5	0,015
RB-3P(17H1)	27,1	35,5	56,7	4,32	21,7	41	65,4	4,26
RB-3P(29H)	29,9	46,8	61	17,3	24,7	52	67,9	9,74
RB-4X(12H)	30,7	49,3	61,6	154	25,8	54,2	67,8	90,5
RB-4X(14H)	30,9	52,4	62,9	343	27,1	56,1	67,4	204



Hình 3. Ảnh chụp tinh thể kaolinite riêng lẻ (K) mẫu 17H1.

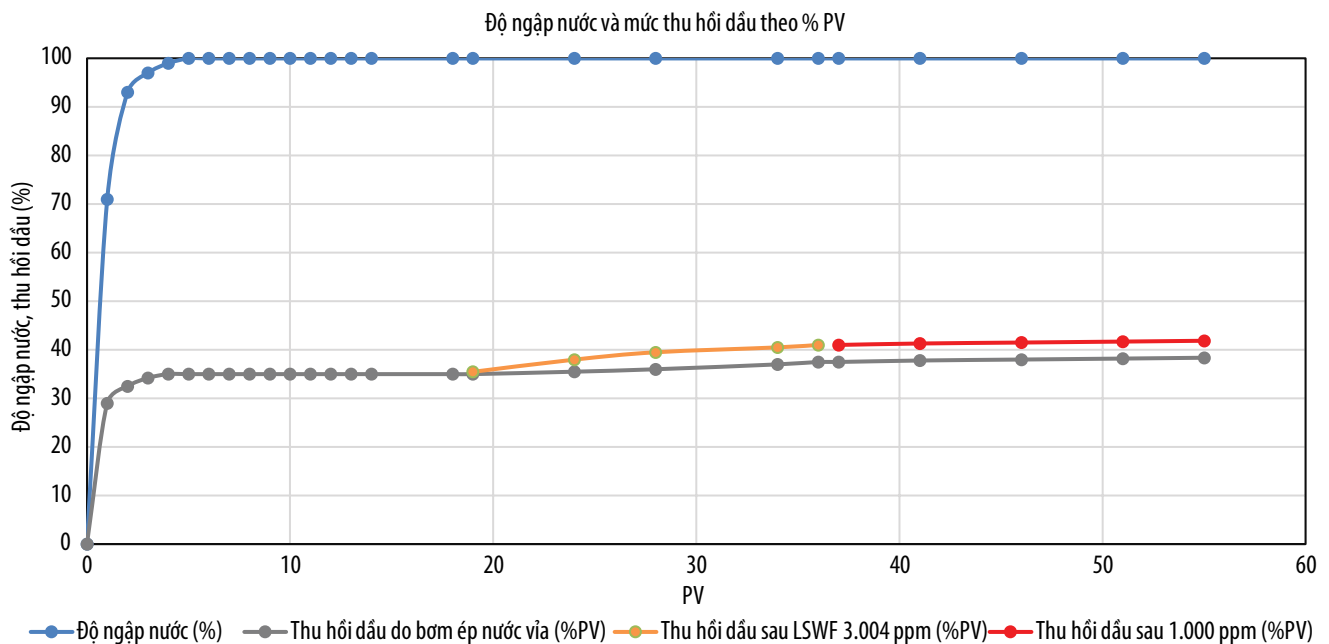
manh [8, 9]. Như vậy, phản ứng của đá chứa đối với nước nồng độ khoáng hóa thấp là kết quả tổng hợp giữa 2 quá trình đồng thời: cải thiện thu hồi dầu nhờ thay đổi tính thấm ướt đá chứa và nguy cơ suy giảm độ thấm do hiện tượng sét trương nở.

Kết quả bơm ép tại 5 mẫu trong phòng thí nghiệm cho thấy nước vỉa có độ khoáng hóa cao (HiSal) vẫn duy trì khả năng quét dầu tương đối tốt, với hệ số thu hồi dầu đạt từ 30,9 - 52,4% PV, tương đương 56,7 - 62,9% OIIP, và trung bình đạt 43% PV hay 60,5% OIIP. Sau giai đoạn bơm ép nước vỉa, nước có độ khoáng hóa thấp hơn (3.004 ppm) từ tầng móng tiếp tục được bơm qua các mẫu lõi và cho thấy hiệu quả thu hồi dầu gia tăng rõ rệt. Mức dầu gia tăng nhờ bơm ép nước có độ khoáng hóa thấp dao động từ 3,8 - 7,3% PV, tương đương 4,5 - 14,3% OIIP, với giá trị trung bình đạt 5,3% PV hay 8,1% OIIP. Đồng thời, độ bão hòa dầu dư trung bình giảm từ 27,8% PV (sau khi bơm ép nước vỉa) xuống còn 22,5% PV (sau khi bơm ép nước có độ khoáng hóa thấp), khẳng định cơ chế thu hồi dầu bổ sung đã thực sự xảy ra trong điều kiện thí nghiệm.

Để đánh giá thêm ảnh hưởng của việc tiếp tục hạ thấp độ

khoáng hóa nước ép, mẫu lõi RB-3P (17H1) được bơm tiếp bằng nước có độ khoáng hóa 1.000 ppm sau giai đoạn bơm ép bằng nước tầng móng. Kết quả cho thấy phần dầu gia tăng bổ sung chỉ đạt 0,87% PV, tương đương 1,39% OIIP, tức là không đáng kể so với mức gia tăng đã đạt được ở độ khoáng hóa của nước tầng móng (Hình 4). Kết quả này cho thấy hiệu quả của LSWF trong đối tượng nghiên cứu chủ yếu đạt được khi giảm độ khoáng hóa từ nước vỉa xuống mức nước tầng móng, trong khi việc tiếp tục giảm sâu xuống 1.000 ppm không mang lại thêm lợi ích rõ rệt về mặt thu hồi dầu.

Giải thích cho kết quả trên, nghiên cứu cho thấy cơ chế chi phối chủ yếu là sự thay đổi tính thấm ướt của bề mặt đá theo hướng ưa nước hơn. Quá trình này chủ yếu liên quan đến trao đổi ion giữa nước bơm ép có độ khoáng hóa thấp và bề mặt khoáng vật sét. Cụ thể, các ion có hóa trị thấp trong nước có độ khoáng hóa thấp tham gia trao đổi với các ion calcium đang hấp phụ trên bề mặt khoáng sét, làm gia tăng độ kiềm cục bộ tại bề mặt đá. Môi trường này tạo điều kiện thuận lợi cho quá trình tách các thành phần dầu có tính phân cực - vốn đang bám dính trên bề mặt khoáng vật. Khi lớp dầu hấp phụ bị giải phóng, phần dầu bị giữ lại trong các cổ họng lỗ rỗng và trên bề mặt hạt đá sẽ dễ dàng được huy động hơn dưới tác động của dòng nước bơm ép. Sự suy giảm độ bão hòa dầu dư ghi nhận trong thí nghiệm là bằng chứng phù hợp với cơ chế này. Kết quả phân tích cho thấy thành phần hóa học của nước tại đầu ra thay đổi rõ rệt khi chuyển từ bơm ép nước vỉa khoáng hóa cao sang nước có độ khoáng hóa thấp. Tại đầu ra của quá trình bơm HSWF, hàm lượng cation it có sự thay đổi và vẫn duy trì độ khoáng hóa cao trong khi tại đầu ra của quá trình bơm nước độ khoáng hóa thấp, mặc dù nước có độ khoáng hóa thấp bơm vào vốn nghèo ion, nhưng nước đi ra lại giàu ion hơn hẳn, đặc biệt là Ca^{2+} và Mg^{2+} . Điều này cho thấy trong quá trình LSWF đã xảy ra trao đổi ion giữa nước và bề mặt đá, tức là các cation trên bề mặt khoáng sét bị giải phóng vào pha nước. Hiện tượng này cũng



Hình 4. Kết quả bơm ép nước có độ khoáng hóa thấp qua mẫu RB-3P (17H1).

được phản ánh qua sự gia tăng pH cục bộ, từ đó sẽ thúc đẩy phản ứng acid-base giữa bề mặt đá và các cấu tử dầu phân cực đang hấp phụ trên đó, làm cho các cấu tử này bị giải hấp và bề mặt đá chuyển sang trạng thái ưa nước hơn. Một số nghiên cứu quốc tế trên mẫu trầm tích cho thấy, khi chuyển từ nước độ khoáng hóa cao sang nước độ khoáng hóa thấp, mặc dù nước bơm ép đầu vào nghèo ion hơn, nước đầu ra vẫn có thể giàu hơn về các cation hóa trị 2 và đồng thời xuất hiện xu hướng tăng pH. Al-Saedi và cộng sự ghi nhận pH tăng từ khoảng 7 lên 8,27 sau khi chuyển sang nước độ khoáng hóa thấp và diễn giải đây là hệ quả của quá trình trao đổi ion giữa Ca^{2+} và H^+ , làm các cấu tử dầu phân cực bị giải hấp khỏi bề mặt khoáng vật và bề mặt đá chuyển sang trạng thái ưa nước hơn [10]. Các nghiên cứu khác của Austad, Rezaeidoust và cộng sự, cũng như các bài gần đây, đều xem biến động thành phần ion và pH là bằng chứng quan trọng ủng hộ cơ chế trao đổi ion và thay đổi tính dính ướt [11 - 13].

Song song với đó, một cơ chế thứ cấp là sự di chuyển các hạt mịn cũng được ghi nhận. Trong môi trường có độ khoáng hóa thấp, sự giãn lớp điện kép và thay đổi tương tác bề mặt có thể làm tách các hạt sét mịn, gây tắc nghẽn cục bộ một số cổ họng lỗ rỗng. Trong một số trường hợp, hiệu ứng này có thể góp phần điều chỉnh đường đi của pha nước và cải thiện hệ số quét. Nhưng đối với bài toán triển khai thực địa, đây trước hết là một rủi ro. Kết quả thí nghiệm cho thấy độ thấm có thể suy giảm khoảng 21 - 34% trong giai đoạn bơm ép nước có độ khoáng hóa thấp (Bảng 3). Đặc biệt, ở các mẫu chứa hàm lượng smectite và illite-smectite

cao hơn, chênh áp gia tăng rõ rệt khi chuyển từ bơm nước có độ khoáng hóa cao sang bơm nước có độ khoáng hóa thấp, phản ánh mức độ nhạy nước của hệ đá.

3. Xây dựng mô hình 1D mô phỏng kết quả thực nghiệm

Mô hình 1D tuyến tính được xây dựng nhằm mô phỏng kết quả thí nghiệm, qua đó hiệu chỉnh cơ chế tác động của nước có độ khoáng hóa thấp và thiết lập bộ tham số chuyển giao cho mô hình khu vực. Khác với mô hình dự báo ở quy mô mô, mô hình 1D trong nghiên cứu này chủ yếu được sử dụng như công cụ khớp lịch sử thí nghiệm và hiệu chỉnh cơ chế LSWF. Quy trình xây dựng mô hình gồm các bước chính: lựa chọn mẫu lõi đại diện, thiết lập lưới 1 chiều theo chiều dài mẫu, thiết lập các điều kiện ban đầu cho mô hình 1D như thông số rỗng - thấm, độ bão hòa ban đầu, tính chất lưu thể và các đường cong độ thấm tương đối, sau đó hiệu chỉnh mô hình theo kết quả dầu tích lũy và chênh áp đo được trong phòng thí nghiệm. Về thông số đầu đầu vào, 5 mô hình 1D sử dụng dầu tái tạo theo điều kiện vỉa, bảo đảm phản ánh sát hơn tương tác đá - dầu - nước trong quá trình bơm ép. Cách lựa chọn này giúp mô hình 1D không chỉ tái hiện lượng dầu thu hồi mà còn phản ánh hợp lý hơn phản ứng của hệ lưu thể khi chuyển từ bơm ép nước có độ khoáng hóa cao sang bơm ép nước độ khoáng hóa thấp. Các thông số đầu vào chính của mô hình 1D được tổng hợp trong Bảng 6.

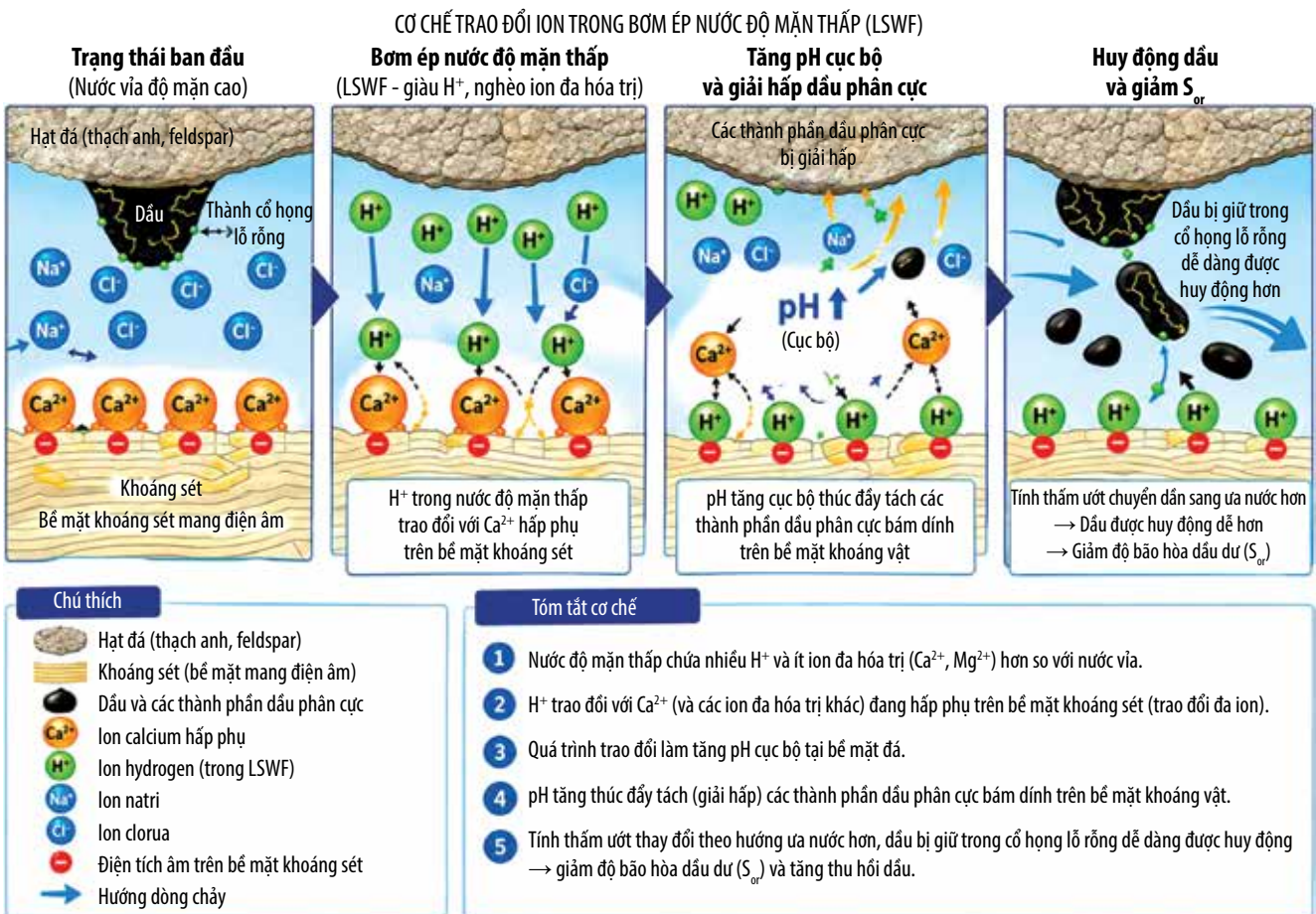
Sau khi hoàn tất bước kiểm tra thể tích ban đầu của dầu, tất cả mô hình 1D được hiệu chỉnh để tái hiện quá trình bơm ép trên

Bảng 4. Kết quả phân tích mẫu nước sau quá trình bơm HSWF

Hàm lượng cation (mg/L)	Nước bơm ép (HSWF)	RB-3P (7H)	RB-3P (17H1)	RB-3P (29H)	RB-4X (12H)	RB-4X (14H)
Sodium Na ⁺	14.637	13.723	14.420	14.600	14.743	14.466
Calcium Ca ²⁺	1.988	1.534	1.796	1.740	1.827	1.795
Magnesium Mg ²⁺	281	283	281	250	245	230
Potassium K ⁺	136	487	359	414	320	300
Độ pH	6,95	7,36	7,50	7,14	6,04	7,23

Bảng 5. Kết quả phân tích mẫu nước sau quá trình bơm LSWF

Hàm lượng cation (mg/L)	Nước bơm ép (LSWF)	RB-3P (7H)	RB-3P (17H1)	RB-3P (29H)	RB-4X (12H)	RB-4X (14H)
Sodium Na ⁺	964	6.564	4.881	5.974	6.706	7.632
Calcium Ca ²⁺	136	622	436	583	711	879
Magnesium Mg ²⁺	2,1	100	74,6	83,8	96,7	128
Potassium K ⁺	45	130	119	94,7	78,6	87,6
Độ pH	7,63	7,73	7,70	7,92	8,46	6,95



Hình 5. Cơ chế trao đổi ion trong bơm ép nước có độ khoáng hóa thấp.

các mẫu lõi đại diện. Quá trình khớp lịch sử tập trung vào 2 chỉ tiêu chính là sản lượng dầu cộng dồn và chênh áp qua mẫu lõi. Các tham số hiệu chỉnh chủ yếu gồm số mũ Corey và sự dịch chuyển

các đường cong độ thấm tương đối khi chuyển từ bơm ép nước độ khoáng hóa cao sang bơm ép nước độ khoáng hóa thấp. Kết quả cho thấy mô hình 1D khớp tốt với dữ liệu thí nghiệm trên cả 5 mẫu

Bảng 6. Thông số đầu vào cho 5 mô hình 1D

Dữ liệu đầu vào	RB-4X 14H	RB-4X 12H	RB-3P 29H	RB-3P 17H1	RB-3P 7H	Ghi chú
Kích thước ô lưới	50×1×1	50×1×1	50×1×1	50×1×1	50×1×1	Đã được tối ưu
Loại mô hình	E100	E100	E100	E100	E100	
Độ rỗng (%)	25,2	22,9	19,2	18,7	14,0	Kết quả RCA
Độ thấm (mD)	1013	553	93,1	38,6	5,56	Kết quả RCA
Độ bão hòa nước ban đầu (S_{wi})	0,17	0,20	0,23	0,37	0,487	Kết quả thí nghiệm
Bán kính giếng (cm)	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	Bán kính ống mẫu
S_{or1} (HSWF)	0,309	0,307	0,233	0,271	0,204	Kết quả thí nghiệm
S_{or2} (LSWF)	0,271	0,258	0,247	0,217	0,131	Kết quả thí nghiệm
K_{rw1}	0,47	0,42	0,2967	0,315	0,27	Kết quả thí nghiệm
K_{rw2}	0,32	0,29	0,167	0,31	0,12	Kết quả thí nghiệm
N_w (tại S_{wi})	2,3	2,5	3,1	2,5	1,08	Kết quả SCAL của Miocene mỏ Ruby
N_o (tại S_{wi})	2,4	2,3	2,6	1,97	2,37	Kết quả SCAL của Miocene mỏ Ruby

lỗi. Sai khác giữa sản lượng dầu cộng dồn của mô hình và thực nghiệm đều nhỏ hơn 2%, lần lượt khoảng 0,1% với mẫu RB-4X 14H, 0,3% với RB-4X 12H, 0,1% với RB-3P 29H, 1,4% với RB-3P 17H1 và 1,5% với RB-3P 7H. Bên cạnh khả năng khớp về sản lượng dầu, mô hình cũng tái hiện hợp lý xu hướng biến đổi chênh áp trong quá trình bơm ép. Nhìn chung, chênh áp có xu hướng tăng khi chuyển sang bơm ép nước độ khoáng hóa thấp, phù hợp với quan sát thực nghiệm về suy giảm độ thấm do tương tác đá - nước ép. Tuy nhiên, mẫu RB-3P 17H1 thể hiện xu thế khác biệt hơn khi chênh áp không tăng rõ như các mẫu còn lại. Điều này được giải thích bởi mẫu này có hàm lượng smectite và illite-smectite thấp hơn, nên mức độ nhạy cảm với nước có độ khoáng hóa thấp giảm, hiện tượng di chuyển hạt mịn không đủ mạnh để gây bít nhét hòng lỗ rỗng.

Mô hình 1D là công cụ đơn giản, chủ yếu được sử dụng để tích hợp kết quả bơm ép qua mẫu lõi và hiệu chỉnh sơ bộ cơ chế tác động của LSWF. Khi mở rộng lên quy mô lớn hơn, mô hình này tồn tại một số rủi ro đáng kể do giả thiết môi trường đồng nhất và dòng chảy một chiều, chưa phản ánh đầy đủ tính không đồng nhất của đá chứa, dòng chảy đa chiều và tương tác giữa các giếng. Bên cạnh đó, cơ chế thay đổi tính thấm ướt trong mô hình được biểu diễn thông qua các hàm nội suy trung bình, nên vẫn tiềm ẩn rủi ro sai lệch khi dự báo mức giảm độ bão hòa dầu dư và phần dầu gia tăng.

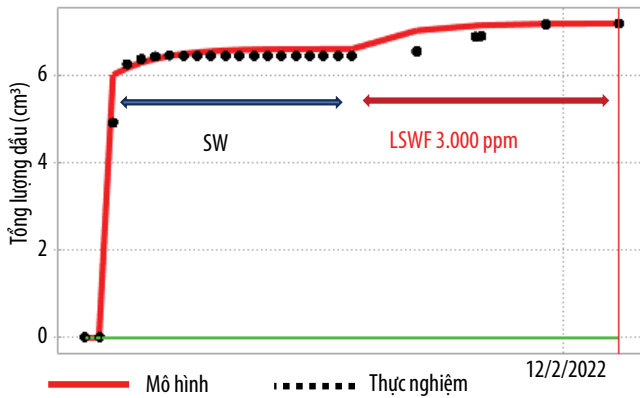
Kết quả thí nghiệm cũng cho thấy rủi ro suy giảm khả năng tiếp nhận nước bơm ép là tương đối cao. Trong quá trình bơm ép nước nồng độ khoáng hóa thấp, độ thấm giảm khoảng 21 - 34%, chủ yếu do sự di chuyển hạt mịn kaolinite và trương nở sét smectite. Hàm lượng smectite trong phần sét dao động 6,9 - 16,7%, riêng mẫu lõi RB-3P(7H) ghi nhận mức trương nở khoảng

9,19%, cho thấy nguy cơ bít lấp cổ hòng lỗ rỗng dưới điều kiện nồng độ khoáng hóa thấp là đáng kể. Ngoài ra, mô hình 1D cũng chưa mô tả trực tiếp các rủi ro vận hành như yêu cầu xử lý nước ép, đông cặn, chua hóa, ăn mòn và tương thích nước khi pha trộn nước ép nồng độ khoáng hóa thấp với nước vỉa có độ khoáng hóa cao. Do đó, mô hình 1D chỉ nên được sử dụng như công cụ sàng lọc và hiệu chỉnh cơ chế, không nên dùng trực tiếp cho thiết kế pilot hay dự báo quy mô mỏ. Để giảm rủi ro, các kết quả từ mô hình 1D cần tiếp tục được kiểm chứng bằng mô hình khu vực và mô hình toàn mỏ, đồng thời thực hiện phân tích độ nhạy đối với các tham số chi phối quá trình thay đổi tính thấm ướt.

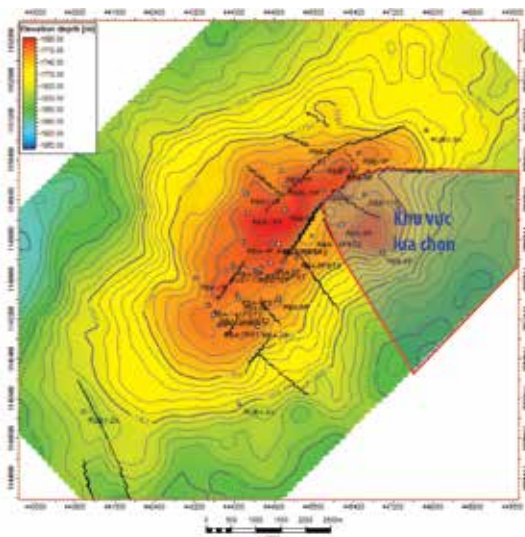
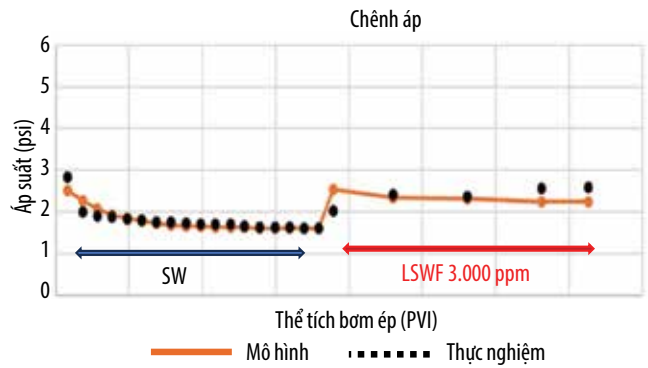
4. Lựa chọn khu vực thử nghiệm và tối ưu cấu hình bơm ép LSWF

Khu vực phía Đông của mỏ Ruby được lựa chọn để xây dựng mô hình khu vực phục vụ đánh giá chi tiết hiệu quả LSWF. Việc lựa chọn khu vực này không mang tính ngẫu nhiên mà dựa trên bộ tiêu chí chặt chẽ: tính đại diện về đặc điểm địa chất, đặc điểm cấu trúc, mức độ độc lập thủy động đủ tốt để thuận tiện cho việc đánh giá hiệu quả EOR, lịch sử khai thác ổn định và khoảng cách giếng phù hợp cho thiết kế mô hình bơm ép. Mô hình khu vực được xây dựng từ mô hình toàn mỏ hiện tại với kích thước khu vực mô phỏng khoảng 3×3 km, với tổng số 144.329 ô lưới hoạt động. Mô hình bao gồm 4 giếng khai thác hiện có, đã được phục hồi lịch sử đến thời điểm 2025 theo các chỉ tiêu sản lượng dầu, tổng chất lưu, độ ngập nước, GOR, áp suất đầu giếng và áp suất đáy giếng.

Về tham số đá chứa, mô hình khu vực sử dụng cùng hệ thống 7 phân loại tướng như mô hình toàn mỏ, đại diện cho các khoảng biến thiên khác nhau của độ bão hòa nước tới hạn (S_{wcr}). Các giá



Hình 6. Kết quả khớp lịch sử mô hình 1D mẫu RB-3P-29H.



Hình 7. Khu vực được lựa chọn để đánh giá EOR.

Hình 8. Mô hình mô phỏng khai thác khu vực được lựa chọn.

trị đầu cuối của đường cong thấm tương đối trong trường hợp cơ sở lần lượt được xác định với độ bão hòa nước tới hạn (S_{wc}) thay đổi từ 0,2 - 0,65 và độ bão hòa dầu dư S_{or} thay đổi từ 0,18 - 0,3 cho các tướng đá từ 1 - 7. Trong mô hình này, số mũ Corey và giá trị độ thấm tương đối của nước (K_{rw}) tại S_{or} được giả thiết giống nhau trong từng nhóm tướng đá, còn sự khác biệt chủ yếu được phản ánh qua sự thay đổi của S_{wc} và S_{or} .

Để mô phỏng quá trình bơm ép LSWF, kết quả từ mô hình 1D được chuyển giao sang mô hình khu vực thông qua việc điều chỉnh đường cong thấm pha tương đối và bảng tính chất nước bơm ép. Các bộ đường cong thấm pha tương đối được thiết lập tương ứng cho nước có độ khoáng hóa cao và nước có độ khoáng hóa thấp. Các tham số biến đổi chính gồm độ bão hòa dầu dư (S_{or}), độ thấm tương đối của nước tại S_{or} (K_{rw}) và số mũ Corey của pha nước. Kết quả từ mô hình 1D cho thấy trong điều kiện nước độ khoáng hóa thấp, S_{or} giảm khoảng 12 - 35%, trong khi K_{rw} giảm khoảng 30 - 60%, phản ánh rõ xu thế biến đổi tính thấm ướt theo hướng thuận

lợi hơn cho dòng dầu (Bảng 7). Đường cong thấm pha tương đối trong mô hình khu vực khi có mặt của nước độ khoáng hóa thấp được biểu diễn qua phương trình chuyển đổi:

$$S_{orL} = S_{orH} - \frac{\Delta RF}{100} (1 - S_{wi})$$

$$k_{rwrL} = k_{coef} \times k_{rwrH}$$

$$Corey_{wL} = f_{coef} \times Corey_{wH}$$

Trong đó:

S_{orL} : Độ bão hòa dầu dư sau khi bơm ép LSWF;

S_{orH} : Độ bão hòa dầu dư sau bơm ép HSWF;

ΔRF : Gia tăng thu hồi dầu giữa LSWF và HSWF;

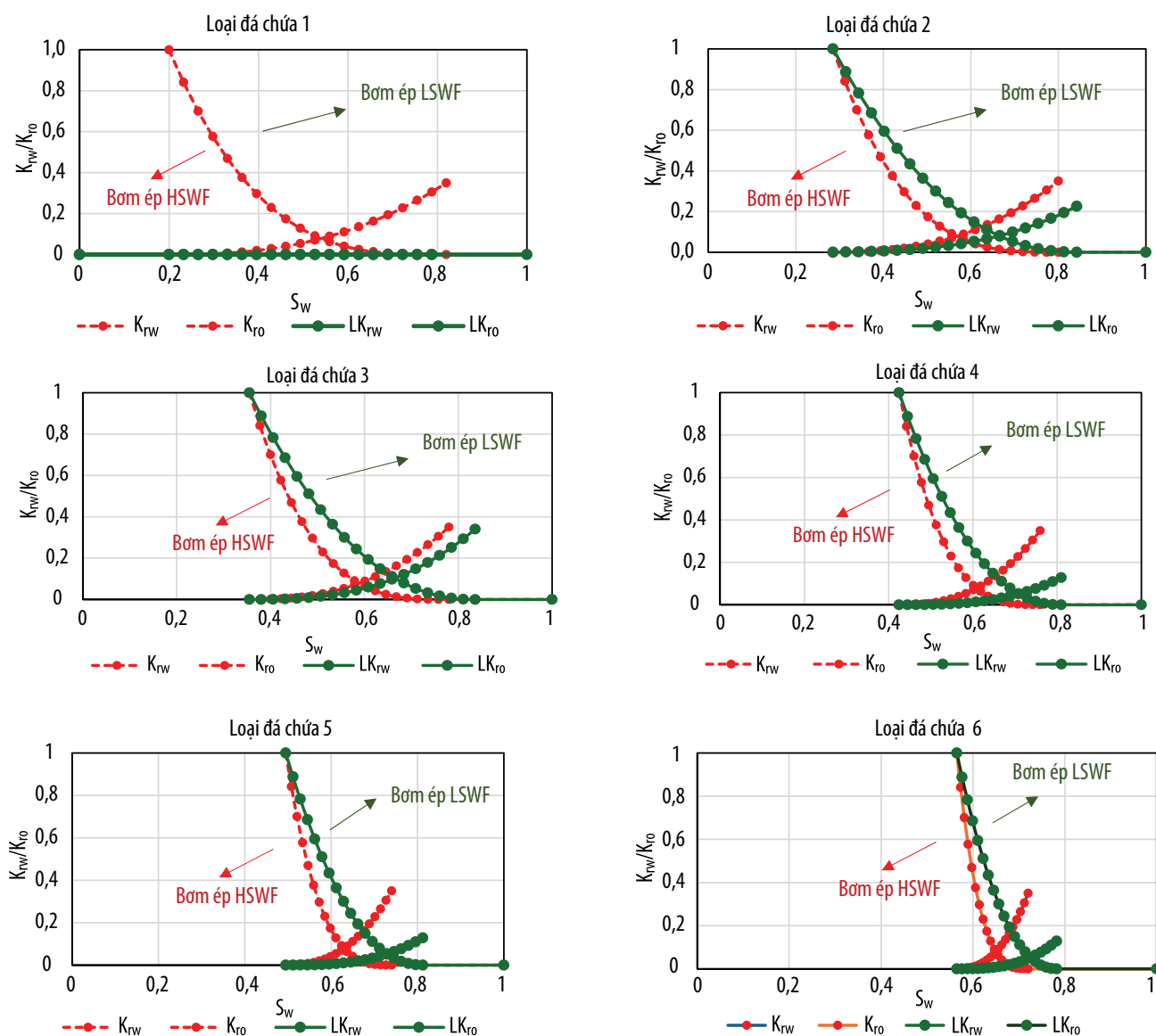
k_{rwrL} : Độ thấm pha tương đối của nước tại S_{orL} ;

k_{rwrH} : Độ thấm pha tương đối của nước tại S_{orH} ;

k_{coef} : Hệ số hiệu chỉnh k_{rwrL} và k_{rwrH} đạt được từ thí nghiệm;

Bảng 7. Thông số đầu vào mô hình mô phỏng khai thác từ 5 mẫu thí nghiệm

Giếng	Bơm ép HSWF			Loại đá chứa	Bơm ép LSWF					
	K_{rwh}	S_{orH}	Corey W		S_{orL}	K_{rwr}	Corey W	Delta RF	K_{coef}	F_{coef}
RB-4X	0,47	0,309	2,3	1 & 2	0,271	0,32	2,5	4,5	0,68	0,92
RB-4X	0,42	0,307	2,5		0,258	0,29	2,7	6,2	0,69	0,93
RB-3P	0,29	0,299	5,5		0,247	0,16	6,1	6,9	0,85	0,90
RB-3P	0,32	0,271	2,5	3 & 4	0,217	0,31	2,7	8,7	0,96	0,93
RB-3P	0,31	0,204	1,2	5, 6, 7	0,131	0,11	1,4	14,3	0,35	0,86



Hình 9. Sự thay đổi của đường cong thấm pha tương đối dầu - nước sau quá trình bơm ép LSWF.

f_{coef} : Hệ số hiệu chỉnh Corey_{wL} và Corey_{wH} đạt được từ mô hình 1D.

Kết quả thay đổi đường cong thấm pha tương đối được biểu diễn trong Hình 9. Đường cong thấm pha tương đối dầu - nước

đạt được giá trị để cập bên trên khi giả định ô lưới được quét hoàn toàn bởi nước độ khoáng hóa thấp. Tuy nhiên thực tế, sẽ có sự chuyển giao dần từ nước độ khoáng hóa cao sang nước độ khoáng hóa thấp, do đó mô hình sử dụng phương pháp nội suy tuyến tính để mô phỏng sự thay đổi của quá trình này. Do chưa có đủ dữ

liệu thí nghiệm cho nhiều mức nồng độ khoáng hóa khác nhau, mô hình sử dụng hệ số nội suy F_1 để xác định sự chuyển tiếp của các tham số như độ nhớt, khối lượng riêng pha nước, đường cong thẩm tương đối, áp suất mao dẫn và độ bão hòa dầu dư [14].

$$k_{rw} = F_1 \times (k_{rw}^{LS}) \times (S_w) - (1 - F_1) \times (k_{rw}^{HS}) \times (S_w)$$

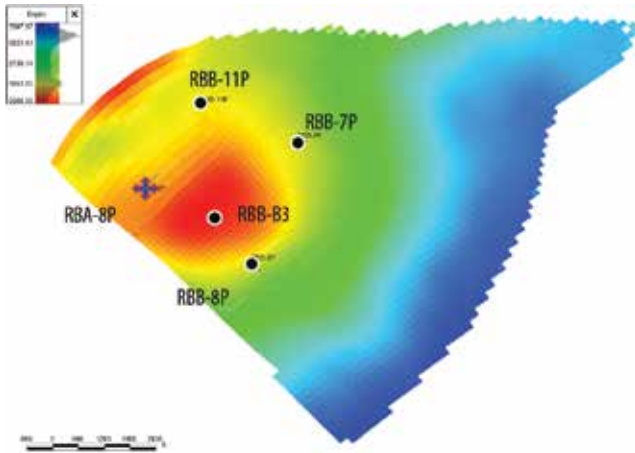
$$k_{ro} = F_1 \times (k_{ro}^{LS}) \times (S_w) - (1 - F_1) \times (k_{ro}^{HS}) \times (S_w)$$

$$S_{or} = F_1 \times (S_{or}^L) - (1 - F_1) \times (S_{or}^H)$$

Trong đó:

F_1 : Hệ số nội suy;

k_{rw}^{LS} : Độ thẩm tương đối của nước khi có mặt nước bơm ép LSWF;



Hình 10. Vị trí bơm ép LSWF tại giếng RBA-8P.

k_{rw}^{HS} : Độ thẩm tương đối của nước khi có mặt nước bơm ép HSWF;

k_{ro}^{LS} : Độ thẩm tương đối của dầu khi có mặt nước bơm ép LSWF;

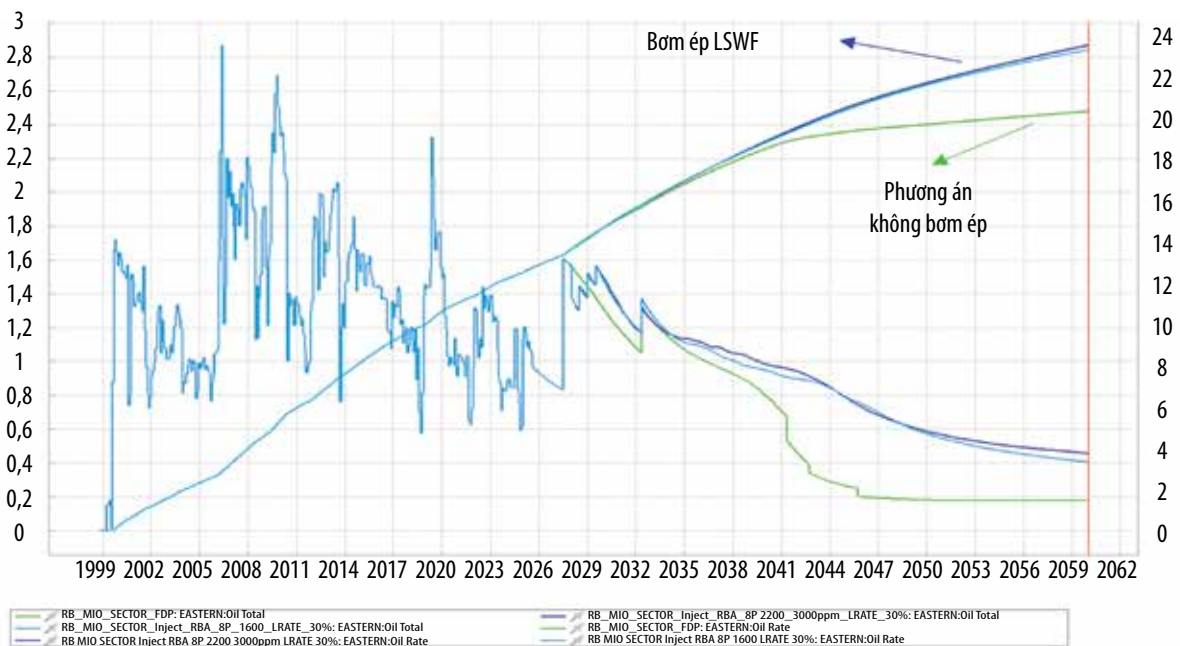
k_{ro}^{HS} : Độ thẩm tương đối của dầu khi có mặt nước bơm ép HSWF;

S_{or}^L : Độ bão hòa dầu dư khi có mặt nước bơm ép LSWF;

S_{or}^H : Độ bão hòa dầu dư khi có mặt nước bơm ép HSWF.

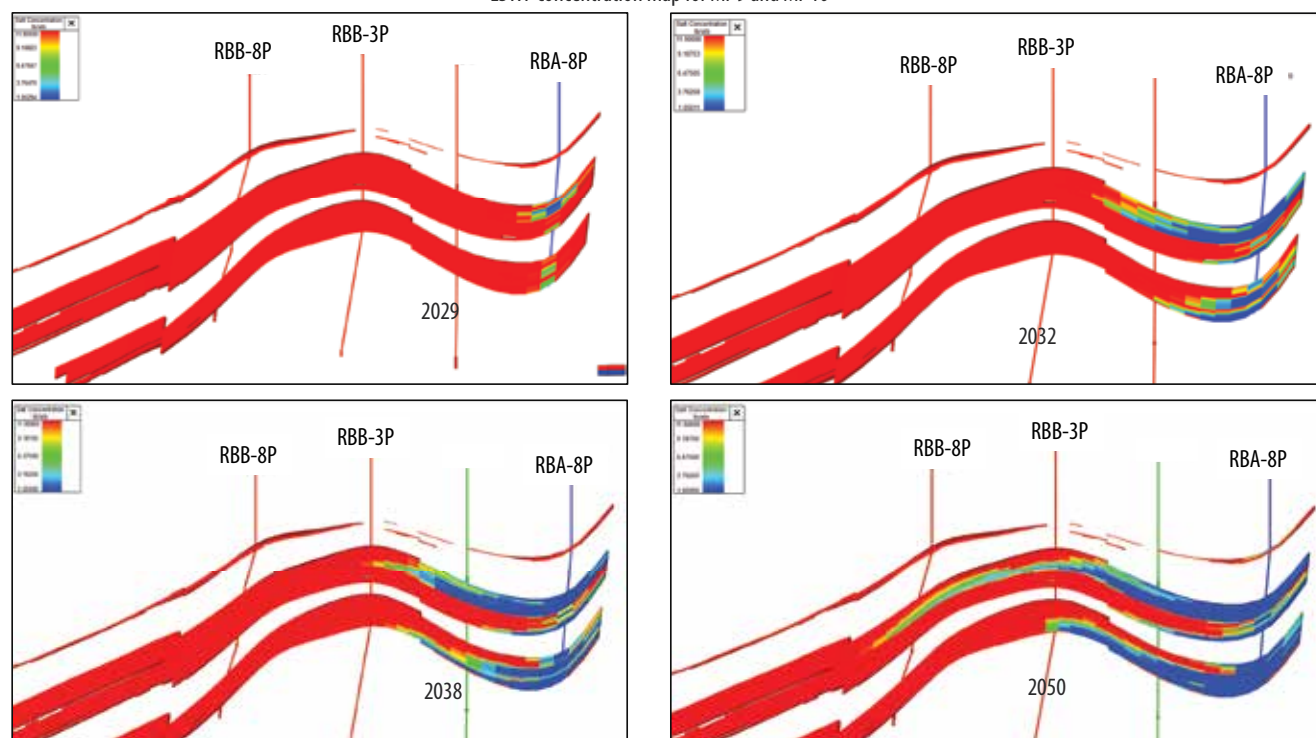
Dưới kịch bản không bơm ép, dự báo cho thấy áp suất khu vực tiếp tục suy giảm nhanh, sản lượng dầu đi xuống mạnh và đến cuối thời điểm dự báo mức độ ngập nước rất cao. Điều đó củng cố nhận định rằng, việc duy trì áp suất vừa là nhu cầu thực sự và cấp thiết. Trên phương án cơ sở, nhiều vị trí bơm ép được khảo sát, bao gồm các giếng bơm ép mới ở rìa/khu giữa thân cát và các phương án chuyển đổi giếng đang khai thác sang giếng bơm ép. Kết quả mô phỏng cho thấy việc chuyển đổi giếng RBA-8P từ khai thác sang bơm ép là tối ưu. Phương án bơm ép nước có độ khoáng hóa cao với lưu lượng khoảng 1.600 thùng/ngày gia tăng khoảng 3,129 triệu thùng so với kịch bản không bơm ép. Khi thay thế bằng nước độ khoáng hóa thấp, lợi ích bổ sung nước độ khoáng hóa thấp là tương đối rõ ràng. Lượng dầu gia tăng khi bơm ép nước có độ khoáng hóa cao và không bơm ép lần lượt khoảng 226.000 thùng và 3,355 triệu thùng đến năm 2060.

Điểm đáng chú ý là hiệu quả của LSWF không biểu hiện ngay lập tức. Trong những năm đầu, mức độ pha trộn giữa nước có độ



Hình 11. Hiệu quả gia tăng sản lượng khí áp dụng giải pháp bơm ép LSWF và phương án cơ sở cho khu vực nghiên cứu.

LSWF concentration map for Mi-9 and Mi-10



Hình 12. Sự thay đổi nồng độ nước bơm ép tại các thời điểm 2029, 2032, 2038, 2050.

khóang hóa thấp với nước vỉa còn lớn, đệm nước độ khoáng hóa thấp chưa đủ lớn để kích hoạt hoàn toàn các thay đổi hàm thẩm tương đối, vì vậy phần dầu gia tăng còn hạn chế. Chỉ khi một thể tích lỗ rỗng đủ lớn được quét bởi nước độ khoáng hóa thấp, hiệu ứng thay thế tính dính ướt mới phản ánh đầy đủ và hiệu quả thu hồi dầu mới gia tăng rõ rệt. Đây là đặc trưng quan trọng cần xem xét khi thiết kế thử nghiệm thực tế trên mỏ: nếu thời gian theo dõi quá ngắn, rất dễ đánh giá thấp hiệu quả của bơm ép LSWF. Theo kết quả đánh giá trên mô hình, sau khoảng 3 năm bơm ép, độ bão hòa nước độ khoáng hóa thấp mới đạt mức đủ lớn tại giếng khai thác lân cận gần nhất.

5. Đánh giá hiệu quả bơm ép LSWF trên quy mô toàn mỏ Ruby đối tượng Miocene

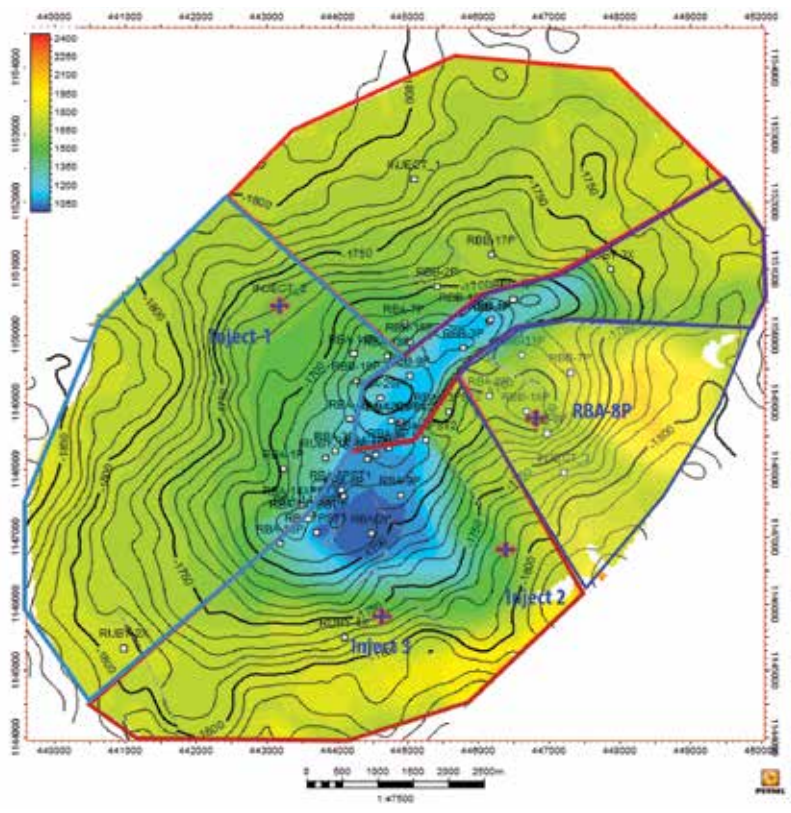
Sau khi các tham số bơm ép LSWF đã được chuẩn hóa từ mô hình 1D và kiểm chứng ở quy mô khu vực, nghiên cứu đánh giá khả năng triển khai giải pháp này ở quy mô toàn mỏ đối tượng Miocene. Mô hình toàn mỏ được cập nhật trên cơ sở lịch sử khai thác đến năm 2025 và dự báo đến năm 2060 với hệ số thu hồi phương án cơ sở (không bơm ép) đạt khoảng 44%. Bằng quy trình thực hiện tương tự như mô hình khu vực, nghiên cứu đã đề xuất 3 vị trí bơm ép mới kết hợp việc chuyển đổi RBA-8P sang giếng bơm ép để đánh giá khả năng gia tăng thu hồi dầu. Với tổng lưu lượng

nước bơm ép LSWF gần 10.000 thùng/ngày từ 4 giếng bơm ép, tổng sản lượng khai thác dầu cộng dồn đến năm 2060 đạt khoảng 148 triệu thùng, cao hơn 8,6 triệu thùng so với phương án cơ sở. Nếu so sánh với bơm ép nước thông thường, phương án bơm ép LSWF cao hơn khoảng 1,2 triệu thùng.

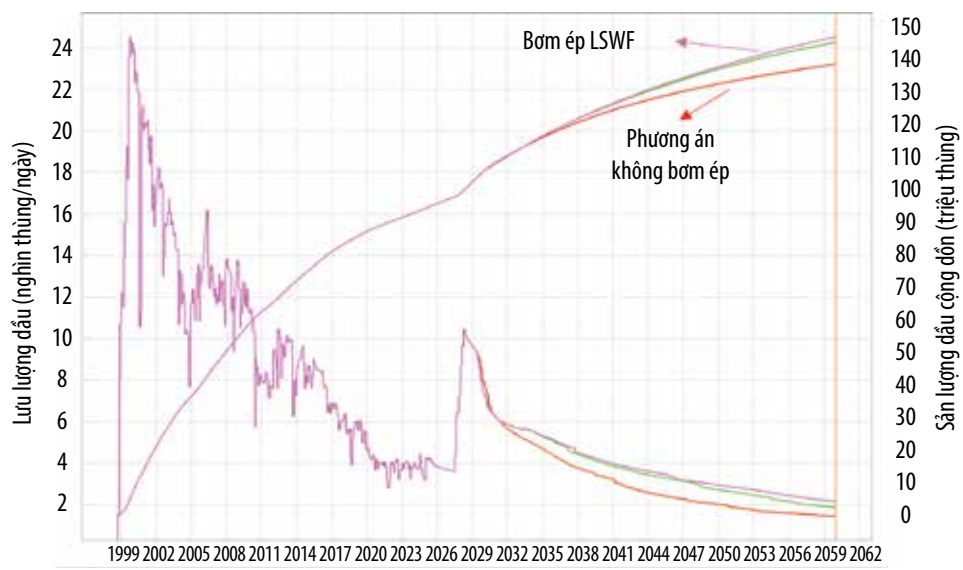
Chênh lệch về sản lượng khai thác dầu trong giai đoạn 2029 - 2060 khi áp dụng giải pháp HSWF và LSWF trên phạm vi toàn mỏ đối tượng Miocene không quá lớn, chỉ dao động từ 1 - 1,4 triệu thùng. HSWF giúp duy trì áp suất vỉa và cải thiện hiệu suất quét. Trong khi đó, LSWF tác động bổ sung thông qua cơ chế cải thiện hệ số đẩy và huy động phần dầu dư. Do đó, gia tăng thu hồi bằng HSWF thường thấp hơn so với gia tăng trên nền khai thác tự nhiên. Tuy nhiên, chính lượng dầu gia tăng này lại có giá trị kinh tế đáng kể do có thể tận dụng được nguồn nước có độ khoáng hóa thấp sẵn có từ tầng móng mỏ Ruby mà không cần qua xử lý phức tạp.

Kết quả nghiên cứu cho thấy việc bơm ép LSWF vào lần lượt từng tầng chứa (MI-09 hoặc MI-10) kém hiệu quả hơn so với bơm ép đồng thời vào cả 2 tầng chứa. Vì vậy, khi triển khai giải pháp này trên phạm vi khu vực hay toàn mỏ, cần lưu ý bơm ép LSWF đồng thời vào MI-09 và MI-10.

Hiệu quả gia tăng thu hồi dầu của LSWF so với HSWF thường xuất hiện muộn hơn trong vòng đời khai thác và tăng dần theo



Hình 13. Vị trí các giếng bơm ép trên phạm vi toàn mỏ đối tượng Miocene.



Hình 14. So sánh hiệu quả gia tăng sản lượng giữa phương án bơm ép LSWF với phương án cơ sở cho toàn mỏ đối tượng Miocene.

thời gian bơm ép. Kết quả đánh giá cho thấy LSWF cần được triển khai càng sớm càng tốt và không nhất thiết phải trải qua giai đoạn bơm ép HSWF trước đó. Theo kết quả mô phỏng, cần khoảng 3 năm để nước có độ khoáng hóa thấp đạt nồng độ đủ lớn tại giếng khai thác gần nhất. Do đó, nghiên cứu khuyến nghị thời gian bơm ép trong giai đoạn thí điểm tối thiểu 3 năm để quan sát đầy đủ khả năng đáp ứng của vỉa và hiệu quả gia tăng thu hồi dầu. Ở quy

mô toàn mỏ, bơm ép LSWF cần được duy trì trong suốt thời gian dự án còn hiệu quả về mặt kinh tế.

Do cơ chế dịch chuyển của LSWF khác biệt về bản chất so với HSWF, chế độ lưu lượng bơm ép tối ưu của HSWF không thể áp dụng trực tiếp cho LSWF. Vì vậy, trong thiết kế triển khai toàn mỏ, cần phân tích độ nhạy lưu lượng bơm ép để xác định chế độ vận hành phù hợp cho từng kịch bản.

Về tính khả thi, bơm ép nước biển là nền tảng cơ sở, đã được vận hành ổn định. Phương pháp bơm ép khí nước luân phiên có tiềm năng gia tăng thu hồi dầu dài hạn nhưng đòi hỏi nguồn khí ổn định và tiềm ẩn rủi ro kỹ thuật. LSWF là giải pháp khả thi nhất ở thời điểm hiện tại nhờ khả năng tận dụng cơ sở hạ tầng bơm ép nước hiện hữu, có bằng chứng thí nghiệm thuyết phục về hiệu quả gia tăng thu hồi ở cả quy mô khu vực và toàn mỏ, đồng thời cho phép triển khai theo từng giai đoạn. Nghiên cứu đề xuất sử dụng nước khai thác từ tầng móng làm LSWF, với nồng độ khoáng hóa tự nhiên khoảng 3.000 ppm, đảm bảo ngưỡng tối ưu được xác định trong thí nghiệm, do đó không cần đến công nghệ xử lý hạ nồng độ phức tạp và tốn kém.

Từ kết quả nghiên cứu, nhóm tác giả đề xuất triển khai thí điểm giải pháp bơm ép LSWF tại khu vực phía Đông mỏ Ruby, khu vực có tính độc lập thủy động học tương đối, đặc điểm địa chất mang tính đại diện, lịch sử khai thác ổn định và điều kiện giếng phù hợp. Phương án thí điểm được khuyến nghị là chuyển đổi giếng khai thác RBA-8P sang giếng ép nước LSWF, bắt đầu từ năm 2029, với thời gian ép tối thiểu 3 năm, nồng độ khoáng 3.000 ppm và lưu lượng khoảng 1.600 thùng/ngày. Trước khi triển khai, cần rà soát chi tiết hiện trạng thiết bị và không gian công nghệ trên giàn để xác định phương án cải hoán, xây mới hoặc bổ sung công trình phù hợp, đồng thời nghiên cứu thiết kế công nghệ thu gom và xử lý nước tầng móng phục vụ bơm ép LSWF. Nhà điều hành cần đánh giá toàn diện năng lực cung cấp nước từ tầng móng và hiệu quả kinh tế của hệ thống thu gom - lưu chứa - vận hành nước khai thác phục vụ bơm ép LSWF trước khi ra quyết định đầu tư.

6. Kết luận

Đối tượng Miocene tại mỏ Ruby, đặc biệt là các tập MI-09 và MI-10, có chất lượng đá chứa tốt, tính chất dầu nhẹ, do đó còn nhiều tiềm năng cho các giải pháp IOR/EOR. Kết quả phân tích cho thấy bơm ép nước biển là giải pháp IOR ưu tiên và LSWF là giải pháp EOR có tiềm năng lớn nhất trong giai đoạn hiện tại.

Thí nghiệm trên mô hình vật lý vi mô cho thấy việc giảm độ khoáng hóa nước bơm ép xuống khoảng 3.004 ppm có thể gia tăng hệ số thu hồi dầu thêm trung bình khoảng 8,1% trữ lượng dầu tại chỗ. Cơ chế chính là thay đổi tính dính ướt theo hướng ưa nước thông qua trao đổi ion đa hóa trị, trong đó ion H^+ trong nước bơm ép trao đổi với ion Ca^{2+} hấp phụ trên bề mặt khoáng sét. Các thí nghiệm mô phỏng lại bằng mô hình tuyến tính 1D nhằm tích hợp kết quả thí nghiệm vào các mô hình mô phỏng quy mô lớn hơn. Cách tiếp cận sử dụng đường cong thấm pha tương đối phụ thuộc độ khoáng hóa của nước bơm ép cho phép mô tả các cơ chế chi phối quá trình gia tăng thu hồi dầu.

Kết quả mô phỏng ở quy mô khu vực thí điểm và quy mô toàn mỏ đều xác nhận hiệu quả gia tăng thu hồi dầu cao hơn đáng kể của LSWF so với phương án khai thác suy giảm tự nhiên và bơm ép nước biển thông thường. Đây là cơ sở khoa học quan trọng để tiếp tục triển khai các nghiên cứu chuyên sâu về hiện trạng công nghệ, phương án thiết kế hệ thống bơm ép và đánh giá hiệu quả kinh tế trước khi đưa vào thử nghiệm thực tế.

Tài liệu tham khảo

- [1] J.J. Sheng, "Critical review of low-salinity waterflooding", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 120, pp. 216 - 224, 2014. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.05.026.
- [2] Allan Katende and Farad Sagala, "A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application", *Journal of Molecular Liquids*, Volume 278, pp. 627 - 649, 2019. DOI: 10.1016/j.molliq.2019.01.037.
- [3] Lei Yue, Wanfen Pu, Shuai Zhao, Sheng Zhang, Fang Ren, and Dongsheng Xu, "Insights into mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs", *Journal of Molecular Liquids*, Volume 313, 2020. DOI: 10.1016/j.molliq.2020.113435.
- [4] Shokufe Afzali, Nima Rezaei, and Sohrab Zendehboudi, "A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (WAG) injection", *Fuel*, Volume 227, pp. 218 - 246, 2018. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.04.015.
- [5] Mohammad Yunus Khan and Ajay Mandal, "Analytical model for gravity segregation in WAG displacement recovery of inclined stratified reservoirs", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 186, 2020. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106722.
- [6] Osama Massarweh and Ahmad S. Abushaikha, "The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances", *Energy Reports*, Volume 6, pp. 3150 - 3178, 2020. DOI: 10.1016/j.egy.2020.11.009.
- [7] Zheng-Xiao Xu, Song-Yan Li, Bin-Fei Li, Dan-Qi Chen, Zhong-Yun Liu, and Zhao-Min Li, "A review of development methods and EOR technologies for heavy oil reservoirs", *Petroleum Science*, Volume 17, pp. 990 - 1013, 2020. DOI: 10.1007/s12182-020-00467-5.
- [8] M.J. Wilson, L. Wilson, and I. Patey, "The influence of individual clay minerals on formation damage of reservoir sandstones: A critical review with some new insights", *Clay Minerals*, Volume 49, Issue 2, pp. 147 - 164, 2014. DOI: 10.1180/claymin.2014.049.2.02.

- [9] B. Karpiński and M. Szkodo, "Clay minerals - mineralogy and phenomenon of clay swelling in oil & gas industry", *Advances in materials science*, Volume 15, Issue 1, 2015. DOI: 10.1515/adms-2015-0006.
- [10] Hasan N. Al-Saedi, Ralph E. Flori, and Patrick V. Brady, "Insights into low salinity water flooding", *International Symposium of the Society of Core Analysts, Trondheim, Norway, 27 - 30 August 2018*.
- [11] Dhruvajyoti Neog, "Effect of temperature on the pH of water flood effluents and irreducible water saturation: A study with reference to the Barail sandstone outcrop of the upper Assam Basin", *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, Volume 12, pp. 1129 - 1145, 2022.
- [12] Tor Austad, Alireza RezaeiDoust, and Tina Puntervold, "Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs", *SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2010*. DOI:10.2118/129767-MS.
- [13] Yongqiang Chen, Quan Xie, Wanfen Pu, and Ali Saeedi, "Drivers of pH increase and implications for low salinity effect in sandstone", *Fuel*, Volume 218, pp. 112 - 117, 2018. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.01.037.
- [14] Schlumberger, *Eclipse reservoir simulation software reference manual*, 2014.

ASSESSMENT OF LOW-SALINITY WATERFLOODING (LSWF) FOR ENHANCED OIL RECOVERY IN THE MIOCENE RESERVOIR OF THE RUBY FIELD, CUU LONG BASIN

**Pham Tuan Viet¹, Hoang Viet Bach¹, Le Manh Hung¹, Nguyen Thanh Trung¹
Tran Xuan Quy², Pham Truong Giang², Dinh Duc Huy², Pham Van Tu²**

¹PETROVIETNAM Blocks 01&02, PETROVIETNAM, Hanoi, 11110, Vietnam

²Vietnam Petroleum Institute (VPI), Hanoi, 11312, Vietnam

KEY WORDS

Enhanced oil recovery,
low-salinity water,
Miocene reservoir.

ABSTRACT

The paper evaluates the applicability of low-salinity waterflooding (LSWF) as an enhanced oil recovery method for the Miocene reservoir in the eastern area of the Ruby Field, Cuu Long Basin. The study is based on IOR/EOR screening, laboratory experiments, and performance assessment using reservoir simulation models.

Coreflood experiments conducted on physical reservoir models show that, following the high-salinity waterflooding (HSWF) stage, reducing the injection-water salinity to approximately 3,004 ppm increases the oil recovery factor by an additional 3.8 - 7.3% of pore volume (PV), equivalent to 4.5 - 14.3% of the original oil in place (OOIP).

Reservoir simulation results indicate that converting well RBA-8P from production to low-salinity water injection could yield approximately 3.35 million barrels of incremental oil in the pilot area. At the full-field scale, drilling three injection wells was identified as the optimal development option, with an estimated incremental oil recovery of 8.6 million barrels compared with the natural depletion scenario.

Corresponding author: Email: quytx.epc@vpi.pvn.vn

Received: 6/2/2026; Revised: 6 - 11/2/2026; Accepted date: 26/2/2026

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

NGHIÊN CỨU GIA TĂNG THU HỒI DẦU BẰNG PHƯƠNG PHÁP BƠM ÉP CO₂ LIÊN TỤC VÀ BƠM ÉP KHÍ NƯỚC LUÂN PHIÊN (CO₂-WAG) CHO ĐỐI TƯỢNG ĐÁ CHỨA CARBONATE TẠI MỎ BẮC KHOSEDAYU, LIÊN BANG NGA

**Lê Thế Hùng¹, Phạm Trường Giang¹, Nguyễn Minh Quý¹, Trần Xuân Quý¹
Phùng Văn Phong¹, Phạm Văn Tú¹, Phạm Khắc Đạt², Nguyễn Tiến Thịnh²**

¹Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hà Nội, 11312, Việt Nam

²Công ty TNHH Liên doanh Rusvietpetro, Thành phố Hồ Chí Minh, 78223, Việt Nam

TỪ KHÓA

Nâng cao hệ số thu hồi dầu, CO₂-EOR, CO₂-WAG, mô hình khai thác, mỏ Bắc Khosedayu.

TÓM TẮT

Bài viết đánh giá tiềm năng gia tăng thu hồi dầu phương pháp bơm ép CO₂ liên tục và bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG tại mỏ Bắc Khosedayu, Liên bang Nga, dựa trên kết quả thí nghiệm slim-tube, mô hình 1D và mô hình mô phỏng khai thác. Kết quả cho thấy hiệu quả đẩy dầu gia tăng rõ rệt theo áp suất bơm ép, phản ánh quá trình chuyển tiếp từ chế độ không trộn lẫn (immiscible) sang gần trộn lẫn (near-miscible) và trộn lẫn hoàn toàn (miscible).

Mô hình mô phỏng khai thác được xây dựng cho khu vực đại diện nhằm so sánh 4 kịch bản khai thác gồm: suy giảm tự nhiên, bơm ép nước, bơm ép CO₂ liên tục và bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG. Kết quả nghiên cứu cho thấy bơm ép nước không cải thiện hệ số thu hồi dầu, trong khi đó bơm ép CO₂ liên tục và bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG giúp gia tăng thu hồi dầu đáng kể so với khai thác tự nhiên.

1. Giới thiệu

Bơm ép CO₂ là công nghệ gia tăng thu hồi dầu (EOR) được triển khai rộng rãi trên thế giới, đặc biệt tại các mỏ trưởng thành sau giai đoạn khai thác sơ cấp và bơm ép nước. Cơ chế chính của quá trình này là sự hòa tan CO₂ vào dầu vỉa, làm dầu trương nở, giảm độ nhớt, giảm sức căng liên pha và trong điều kiện áp suất phù hợp, tạo ra cơ chế dịch chuyển gần trộn lẫn (near-miscible) hoặc trộn lẫn hoàn toàn (miscible) [1]. Tuy nhiên, CO₂ có độ linh động cao hơn nước, bơm ép khí liên tục thường đối mặt với nguy cơ xảy ra hiện tượng vọt khí sớm, làm giảm hiệu suất quét và hiệu quả khai thác. Để khắc phục hạn chế này, phương pháp CO₂-WAG đã được phát triển, trong đó nước và CO₂ được bơm ép luân phiên nhằm cải thiện hiệu suất quét và kiểm soát sự phân bố dòng chảy trong vỉa [2].

Theo thống kê, sản lượng khai thác của 166 dự án EOR bằng

bơm ép CO₂ và CO₂-WAG đã đạt khoảng 450.000 thùng dầu mỗi ngày, với mức gia tăng hệ số thu hồi từ vài % đến trên 10% trữ lượng dầu tại chỗ (OOIP) [3]. Vỉa chứa carbonate được xem là đối tượng phù hợp để áp dụng bơm ép CO₂ và CO₂-WAG, song cũng đặt ra thách thức kỹ thuật. Đặc trưng của loại vỉa chứa này là mức độ bất đồng nhất cao với hệ thống hang hốc nứt nẻ, xu hướng đá chứa ưa dầu hoặc đá chứa ưa dầu - nước, khiến bơm ép nước thông thường cho hiệu suất quét thấp và để lại lượng dầu dư đáng kể. Trong khi đó, CO₂ có ưu thế trong việc cải thiện hiệu suất dịch chuyển vi mô, còn WAG giúp hạn chế kênh dẫn ưu tiên của khí và nâng cao hiệu suất quét vi mô [4].

Mỏ Bắc Khosedayu (Liên bang Nga) do Rusvietpetro điều hành là mỏ dầu carbonate với các đối tượng khai thác chính thuộc tập D3fmIV và D3fmIII. Đá chứa phân bố trong thành hệ carbonate, chủ yếu là boundstone, với thành phần khoáng vật ưu thế là calcite, đồng thời xuất hiện lượng nhỏ dolomite, siderite,

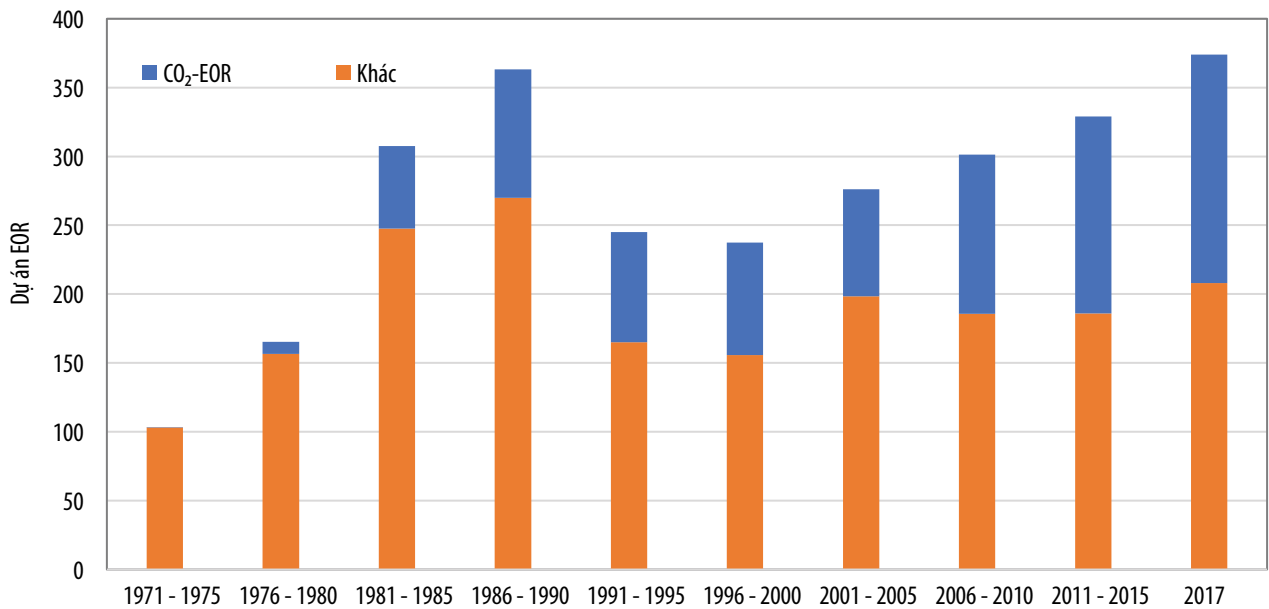
Tác giả liên hệ: Email: hunglt.epc@vpi.pvn.vn

Ngày nhận bài: 6/2/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 6 - 11/2/2026; Ngày duyệt đăng: 26/2/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).





Hình 1. Dự án EOR trên toàn cầu giai đoạn 1971 - 2017 [3].

thạch anh (quartz) và albite. Chiều sâu vỉa thay đổi theo khu vực, trong đó khu vực phía Nam của mỏ có xu hướng phát triển tốt hơn với chiều dày vỉa lớn hơn và chất lượng đá chứa tốt hơn so với khu vực phía Bắc.

Tầng D3fmlV phân bố tương đối rộng trên phạm vi toàn mỏ với chiều dày hiệu dụng khoảng 10 - 20 m, trong khi tầng D3fml-III phát triển rõ hơn tại khu vực trung tâm và phía Nam, với chiều dày hiệu dụng có thể lớn gấp 2 - 3 lần so với D3fmlV. Độ rỗng vỉa ở mức trung bình, phổ biến trong khoảng 5 - 15%, trung bình khoảng 8 - 12%. Độ thấm biến đổi từ vài mD đến hàng trăm mD, thậm chí cao hơn tại một số khu vực cục bộ, phản ánh mức độ không đồng nhất đặc trưng của vỉa chứa carbonate. Dầu vỉa có tỷ trọng trung bình khoảng 29° API, độ nhớt khoảng 5,88 cP, áp suất bão hòa khoảng 1.029 psi. Áp suất vỉa ban đầu khoảng 4.600 psi và nhiệt độ khoảng 65°C.

Cơ chế khai thác chủ yếu là sự kết hợp giữa giãn nở chất lưu và năng lượng nước đẩy/nước biên mạnh. Sau khi đạt sản lượng đỉnh trong giai đoạn khai thác sơ cấp, sản lượng dầu của mỏ Bắc Khosedayu suy giảm đáng kể và độ ngập nước tăng nhanh. Từ sau năm 2017, độ ngập nước của mỏ duy trì ở mức cao, khoảng 70 - 80%, cho thấy ảnh hưởng của chế độ nước đẩy và hiệu suất quét chưa cao tại nhiều khu vực. Trong giai đoạn 2021 - 2022, Rusvietpetro đã triển khai kế hoạch khoan bổ sung, giúp cải thiện sản lượng tạm thời, lưu lượng khai thác tăng từ khoảng 1.000 m³/ngày lên trên 2.000 m³/ngày. Tuy nhiên, lượng dầu còn lại vẫn tập trung tại các khu vực có chiều dày hiệu dụng lớn, độ bão hòa dầu còn lại cao và áp suất vỉa vẫn đủ để duy trì khả năng khai thác.

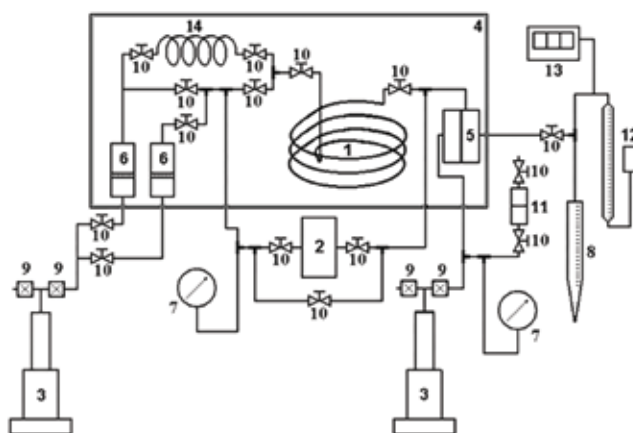
2. Kết quả thí nghiệm slim-tube và mô hình tuyến tính 1D

Chương trình slim-tube được thiết kế để xác định sự biến đổi hiệu quả dịch chuyển dầu theo áp suất và cung cấp cơ sở thực nghiệm cho việc ước tính áp suất trộn lẫn tối thiểu. Thí nghiệm này được thực hiện trên hệ thống ống xoắn dài 18 m, đường kính trong 6,2 mm, được nhồi cát thạch anh và vận hành tại nhiệt độ vỉa 65°C. Môi trường rỗng có độ thấm 12.000 mD, độ rỗng 38,33% và thể tích lỗ rỗng 208,3 cm³. Ban đầu, mẫu ở trạng thái 100% bão hòa dầu, không có nước và khí. Trong mỗi thí nghiệm, CO₂ được bơm với lưu lượng 10,5 cm³/giờ cho đến khi tổng thể tích bơm đạt 1,5 PV, tương ứng với thời gian bơm 31 giờ. Giảm áp và thể tích dầu - khí tại đầu ra được đo liên tục trong suốt quá trình thử nghiệm.

Nhóm tác giả đã khảo sát 6 mức áp suất gồm 7,8 MPa, 11 MPa, 13 MPa, 15 MPa, 17 MPa và 22 MPa. Kết quả lượng dầu thu hồi tại đầu ra tăng dần theo áp suất bơm ép, lần lượt đạt 38,33% tại 7,8 MPa, 67,5% tại 11 MPa, 76% tại 13 MPa, 83,1% tại 15 MPa, 88,3% tại 17 MPa và 91,6% tại 22 MPa (Bảng 1). Diễn hình tại áp suất 22 MPa, quá trình đẩy dầu bằng CO₂ trong mô hình slim-tube đạt hiệu quả rất cao với hệ số đẩy dầu tăng nhanh theo thể tích bơm ép và đạt khoảng 0,91 - 0,92. Hiện tượng vọt khí xuất hiện ở khoảng 0,8 - 0,85 PV, thể hiện qua sự gia tăng đột ngột của tỷ số khí, đồng thời hệ số đẩy dầu tiến tới dẫn đến trạng thái ổn định (Hình 5). Kết quả này cho thấy ở điều kiện áp suất thí nghiệm, CO₂ đã tạo được cơ chế dịch chuyển trộn lẫn hoàn toàn (miscible displacement) với hiệu suất cao, trong đó phần lớn dầu có thể đã được thu hồi trước thời điểm xảy ra hiện tượng vọt khí.



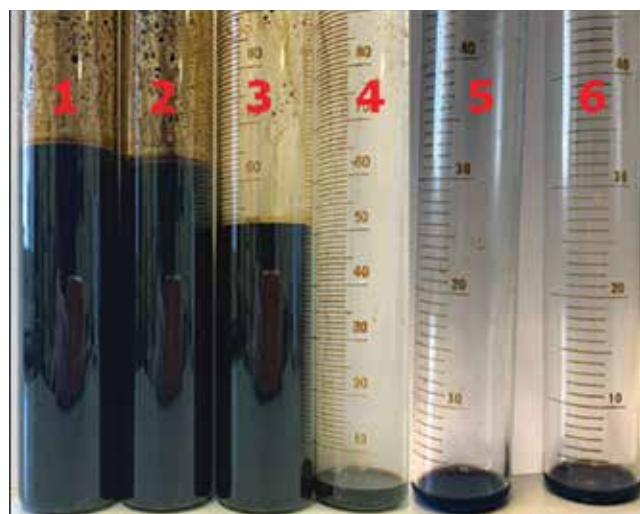
Hình 2. Thiết bị đo áp suất trộn lẫn tối thiểu.



Hình 3. Sơ đồ thí nghiệm đo áp suất trộn lẫn tối thiểu.

Bảng 1. Tỷ lệ lượng dầu thu hồi theo áp suất trong thí nghiệm slim-tube

Áp suất (MPa)	7,8	11	13	15	17	22
Tỷ lệ lượng dầu thu hồi (% PV)	38,33	67,5	76,0	83,1	88,3	91,6



Hình 4. Mẫu dầu bị đẩy ra trong quá trình bơm đẩy tại mức áp suất 22 MPa.

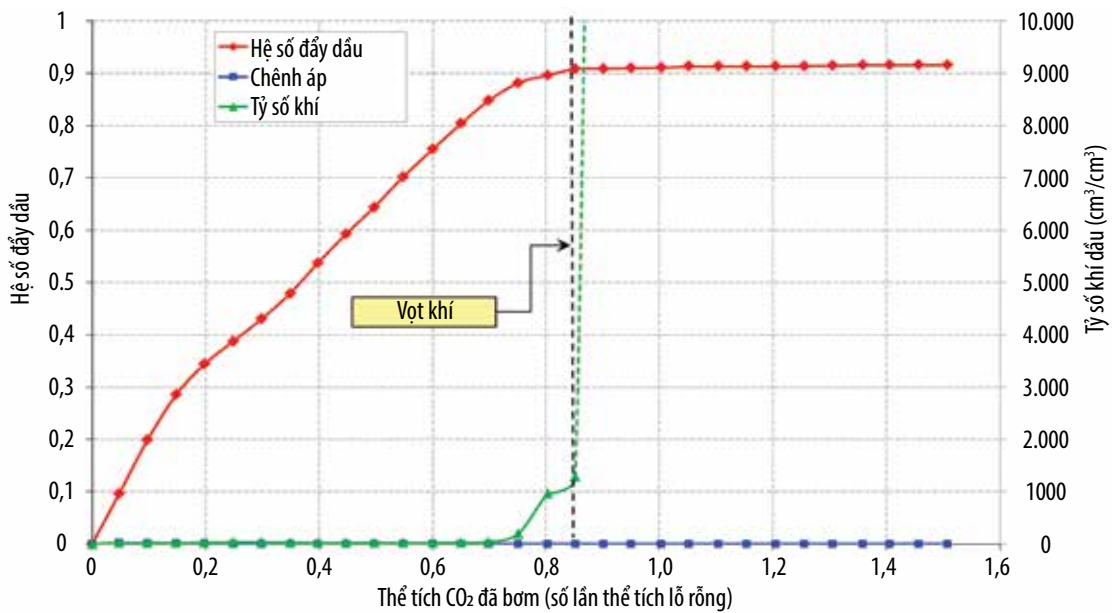
Kết quả này phản ánh quá trình chuyển từ chế độ không hòa tan ở áp suất 7,8 MPa sang chế độ gần trộn lẫn trong dải áp suất 11 - 17 MPa và đạt trạng thái hòa tan hoàn toàn ở áp suất 22 MPa. Về mặt cơ chế, xu hướng này phù hợp với sự gia tăng độ hòa tan của CO₂ trong dầu, hiện tượng nở dầu, giảm độ nhớt dầu và tăng khả năng bay hơi của các cấu tử hydrocarbon trung gian khi áp suất tăng. Áp suất trộn lẫn tối thiểu được xác định ở khoảng 18,31 MPa, tương ứng với ngưỡng hệ số thu hồi dầu đạt trên 90% trong thí nghiệm slim-tube (Hình 6).

Để mô hình hóa kết quả thực nghiệm slim-tube, nghiên cứu đã sử dụng mô hình tuyến tính 1D dạng thành phần. Mẫu dầu

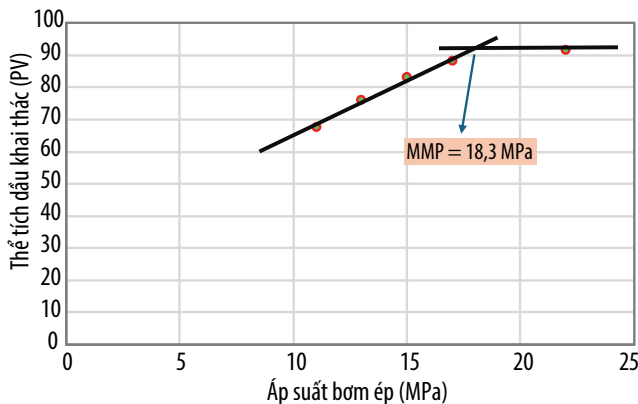
được sử dụng trực tiếp từ mỏ với 15 cấu tử. Phương trình trạng thái được chọn là Soave-Redlich-Kwong. Quá trình hiệu chỉnh tập trung vào các tham số EOS như nhiệt độ tới hạn, áp suất tới hạn, hệ số acentric và hệ số tương tác nhị phân với CO₂ nhằm cải thiện khả năng mô phỏng độ hòa tan ở các mức áp suất khác nhau.

Mô hình tuyến tính 1D sử dụng cùng lưu lượng bơm như trong thí nghiệm slim-tube, khoảng 10,4 - 10,5 cm³/giờ tại điều kiện vỉa và áp dụng đường cong độ thấm tương đối dạng chữ X cho các trường hợp gần hòa tan và hòa tan, được hiệu chỉnh bằng số mũ Corey cho các trường hợp không hòa tan. Độ bão hòa dầu ban đầu là 100%, đồng thời giữ nguyên độ rỗng, độ thấm, thể tích lỗ rỗng và tổng thể tích bơm 1,5 PV như trong thí nghiệm. Sau khi tinh chỉnh EOS, kết quả mô hình tuyến tính 1D phù hợp với thực nghiệm. Phép ngoại suy MMP lần đầu cho giá trị 17,89 MPa từ mô hình số, chỉ thấp hơn thực nghiệm 0,42 MPa, tương ứng sai khác khoảng 2,29%. Đây là kết quả quan trọng đối với mỏ, vì áp suất hiện tại ở các vỉa thực tế khoảng 220 - 300 bar (22 - 30 MPa), cao hơn đáng kể so với áp suất trộn lẫn tối thiểu. Nói cách khác, dưới điều kiện áp suất hiện tại của vỉa, quá trình bơm ép CO₂ có khả năng đạt trạng thái dịch chuyển hòa tan, tạo điều kiện thuận lợi về mặt nhiệt động để nâng cao hiệu quả thu hồi dầu.

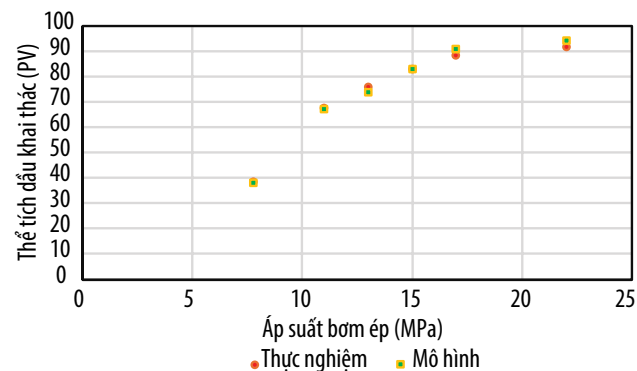
Mô hình tuyến tính 1D được sử dụng như công cụ kiểm soát chất lượng cho EOS để giảm tối đa ảnh hưởng của các sai số trước khi chuyển sang các mô hình thành phần quy mô lớn hơn. Ý nghĩa của bước này là bảo đảm MMP và xu thế đẩy dầu quan sát được



Hình 5. Kết quả bơm ép CO_2 tại mức áp suất 22 MPa.

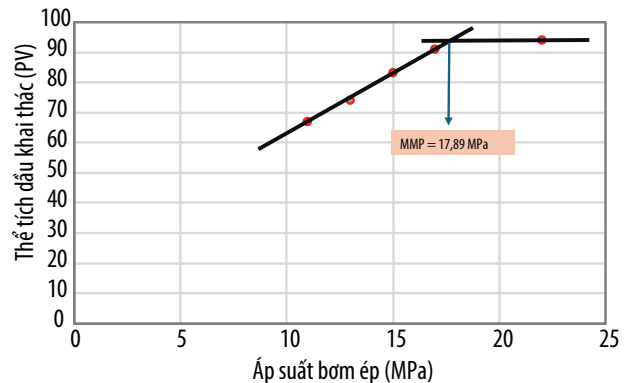


Hình 6. Kết quả xác định áp suất trộn lẫn tối thiểu từ thực nghiệm slim-tube.



Hình 7. So sánh kết quả giữa mô hình và thực nghiệm.

trong thí nghiệm được phản ánh nhất quán trong mô hình số. Kết quả so sánh giữa slim-tube và mô hình tuyến tính 1D cũng chỉ ra rằng yếu tố rủi ro khi kết quả thí nghiệm ở mức áp suất 11 MPa cũng

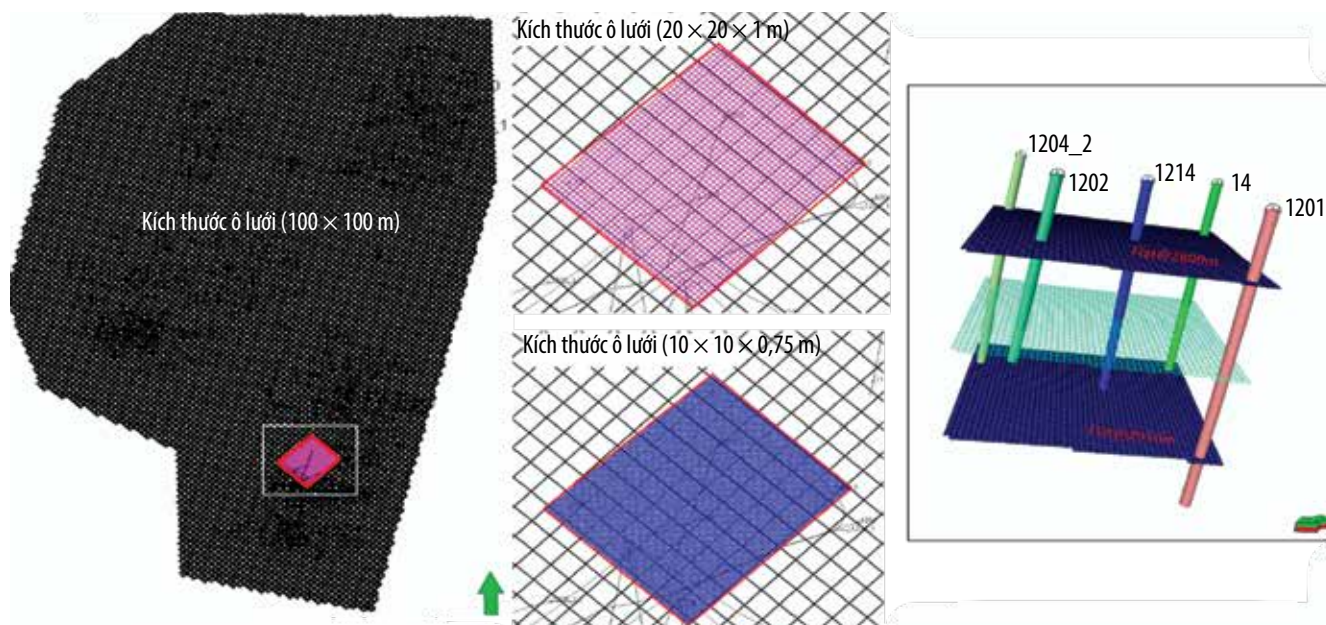


Hình 8. Kết quả xác định áp suất trộn lẫn tối thiểu từ mô hình.

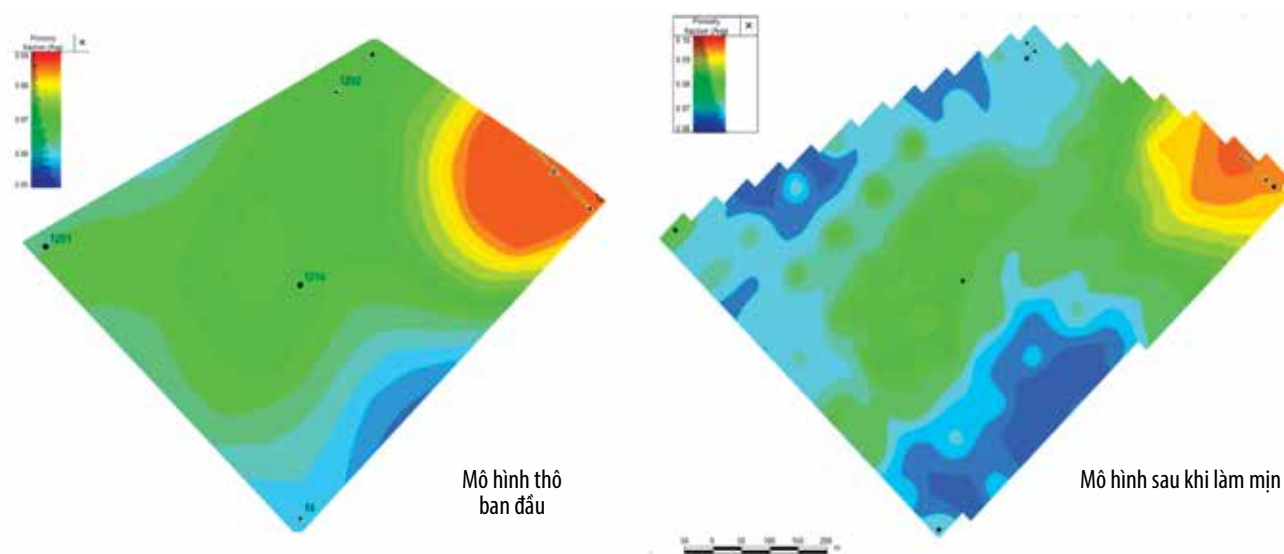
được xem là có dạng đường cong bất thường so với xu thế chung. Dù vậy, mức độ phù hợp tổng thể giữa thực nghiệm và mô hình vẫn đủ mạnh để khẳng định mức độ tin cậy cho việc sử dụng EOS đã được tinh chỉnh trong mô hình.

3. Xây dựng mô hình mô phỏng khai thác dạng thành phần cho khu vực nghiên cứu tại mỏ Bắc Khoseday

Mục tiêu của mô hình mô phỏng khai thác khu vực là tạo ra mô hình con vừa đủ gọn để tính toán hiệu quả, vừa đủ đại diện về mặt địa chất để phục vụ đánh giá các kịch bản bơm ép CO_2 và CO_2 -WAG. Nghiên cứu này đã sử dụng phương pháp tổng quát: lựa chọn khu vực đại diện, cắt tương ứng khu vực này từ mô hình mô phỏng khai thác toàn mỏ, bảo toàn hình thái cấu trúc và xu thế dị thể, tái xây dựng ô lưới ở độ phân giải mịn hơn, nội suy thuộc tính bằng cùng phương pháp địa thống kê như: mô hình gốc, khởi tạo điều kiện ban đầu phù hợp với mô hình động đã phục hồi lịch



Hình 9. Khởi tạo mô hình mô phỏng khai thác khu vực với các kích thước ô lưới.



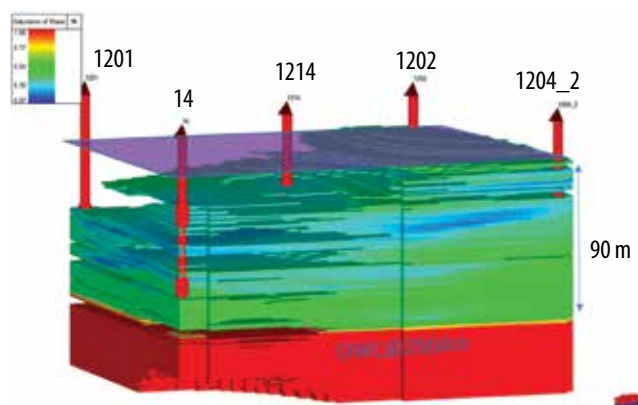
Hình 10. Phân bố độ rỗng giữa mô hình mô phỏng khai thác ban đầu và mô hình sau làm mịn tại khu vực nghiên cứu.

sử, chuyển đổi dạng mô hình thông thường (E100) sang mô hình thành phần (E300) từ đó thực hiện dự báo dưới các giả thiết biên và tầng chứa nước được kiểm soát.

Khu vực được lựa chọn gồm tập D3fmIV và D3fmIII, với mặt trên và mặt đáy phẳng lần lượt tại khoảng 2.800 và 2.950 mTVD. Sau khi chạy độ nhạy cấu hình ô lưới, kích thước ô lưới $20 \times 20 \times 1$ m được lựa chọn vì phản ánh động thái tốt hơn rõ rệt so với ô lưới $40 \times 40 \times 1$ m. Mô hình mô phỏng khai thác khu vực có kích thước khoảng $840 \times 680 \times 147$ m, gồm $48 \times 42 \times 150$ ô và hơn 131.000 ô lưới tham gia hoạt động. So với mô hình mô phỏng khai thác ban đầu, mô hình mới được xây dựng có ô lưới mịn hơn

đáng kể, cho phép biểu diễn tốt hơn đặc điểm địa chất và sự thay đổi pha trong quá trình bơm ép.

Việc chuyển các thuộc tính vỉa chứa từ mô hình mô phỏng khai thác toàn mô sang mô hình khu vực được thực hiện thông qua sự kết hợp giữa xu thế phân bố không gian và nội suy Kriging. Độ rỗng, độ thấm và các thuộc tính địa chất khác được tải mô hình hóa trên lưới bằng cách sử dụng cùng hàm cấu trúc Variogram và cùng phương pháp địa thống kê như trong mô hình gốc, nhằm duy trì tối đa mức độ bất đồng nhất và cấu trúc địa chất. Độ thấm được xác định thông qua hàm tương quan với độ rỗng, do đó sự sai lệch so với mô hình gốc không đáng kể.



Hình 11. Mô hình mô phỏng khai thác khu vực nghiên cứu.

Khởi tạo mô hình khai thác đòi hỏi phải xác định áp suất vỉa, ranh giới dầu - nước, PVT, SCAL, độ bão hòa ban đầu và hỗ trợ từ tầng nước đáy/biên. Trong mô hình toàn mỏ, áp suất ban đầu được xác định ở mức 318 bar tại chiều sâu chuẩn 2.920 mTVDss. Tuy nhiên, sau khoảng 12 năm khai thác, áp suất vỉa trong khu vực nghiên cứu đã giảm còn khoảng 287 bar tại thời điểm 9/2022. Ranh giới dầu - nước tại khu vực phía Nam được xác định khoảng -2.904 mTVDss, trong khi phân bố bão hòa nước được điều chỉnh để phù hợp với trạng thái hiện tại của mô hình đã phục hồi lịch sử.

Đối với các mô hình mô phỏng khu vực dạng thành phần được sử dụng để đánh giá ảnh hưởng của quá trình bơm ép CO_2 , các thông số đầu vào cho mô hình cần được đặc biệt lưu tâm.

Áp suất trộn lẫn tối thiểu: Vì áp suất hiện tại trong mô hình cao hơn rõ rệt áp suất trộn lẫn tối thiểu nên sẽ hình thành quá trình trộn lẫn khi tiến hành bơm ép CO_2 . Quá trình này sẽ dẫn đến sự thay đổi về độ thấm tương đối các pha trong mô hình:

$$K_{ro} = F K_{ro}^{\text{không trộn lẫn}} + (1 - F) K_{ro}^{\text{trộn lẫn}}$$

Với

$$F = \left(\frac{\sigma}{\sigma_o} \right)^N$$

Sức căng bề mặt tham chiếu σ được giả định vào khoảng 4 mN/m tại áp suất tham chiếu 20 MPa và hệ số mũ N được khảo sát trong dải từ 0 - 1 thông qua phân tích độ nhạy với kết quả cho thấy hệ số thu hồi dầu giảm khi số mũ giảm.

Đường cong thấm pha tương đối (dạng 3 pha dầu - khí - nước) và độ trễ đường cong thấm pha/áp suất mao dẫn: Do chưa có đầy đủ số liệu SCAL 3 pha dầu - khí - nước trong phòng thí nghiệm, độ thấm tương đối 3 pha được xây dựng theo hướng lai giữa dữ liệu có sẵn và phương trình chuyển đổi. Hệ dầu - nước lấy trực tiếp từ mô hình toàn mỏ; hệ dầu - khí được tham chiếu từ tài liệu carbonate tương đồng. Trên cơ sở đó, các họ đường cong

SWFN, SGFN và SOF3 được xây dựng cho mô phỏng 3 pha. Ba mô hình thấm 3 pha là Stone I, Stone II và Baker được chạy độ nhạy để đánh giá mức độ ảnh hưởng tới dự báo.

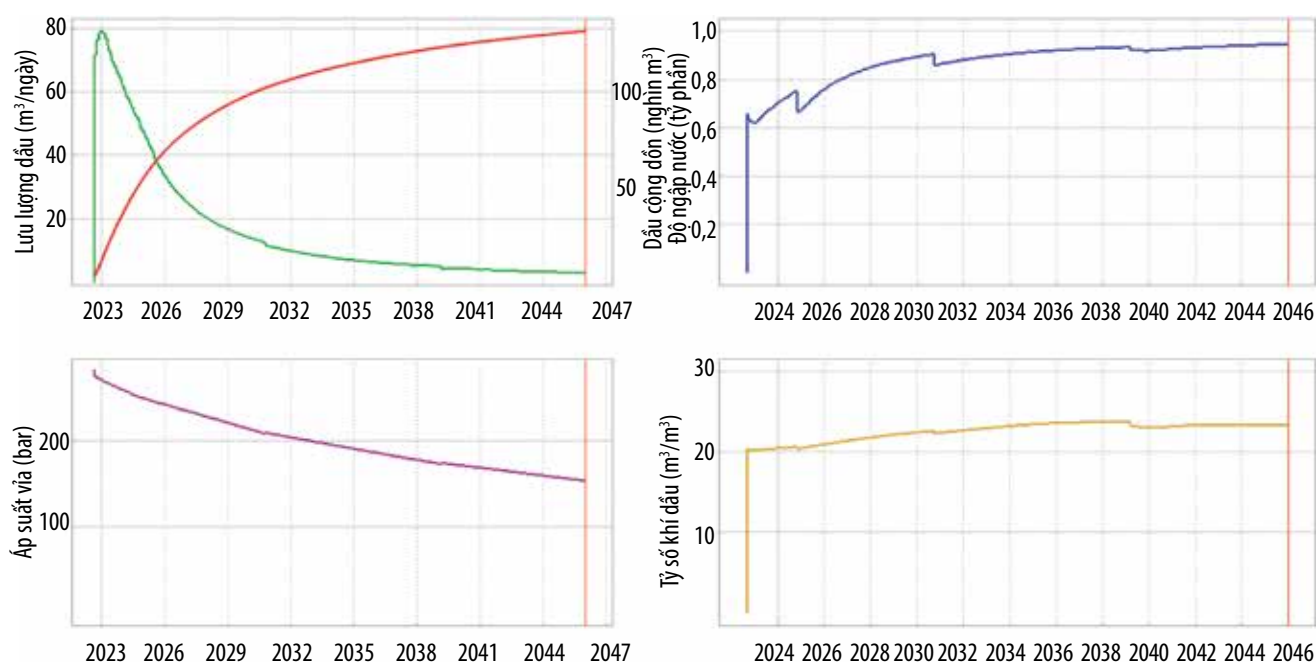
Trạng thái mất cân bằng (non-equilibrium) là yếu tố quan trọng khi mô phỏng các vỉa khí ngưng tụ hoặc mỏ dầu được bơm khí, trạng thái phản ánh sự tái hòa tan khí hoặc hiện tượng trễ pha trong quá trình dịch chuyển. Trong mô hình, hệ số phản ánh sự mất cân bằng λ cho phép R_s thay đổi có độ trễ thay vì nhảy ngay về giá trị cân bằng.

4. Đánh giá hiệu quả gia tăng thu hồi trên mô hình mô phỏng khu vực bằng bơm ép CO_2 -EOR

Sau khi mô hình mô phỏng khai thác của khu vực nghiên cứu được xây dựng và hiệu chỉnh, các kịch bản khai thác đã được dự báo để so sánh giữa các phương án: khai thác suy giảm tự nhiên, bơm ép nước, bơm ép CO_2 liên tục và bơm ép khí nước luân phiên (CO_2 -WAG). Mô hình khai thác phản ánh lịch sử khai thác tốt với sai số trong mức cho phép ($< 5\%$ về tổng sản lượng) và sai khác về tài nguyên dầu khí giữa mô hình địa chất và mô hình khai thác chỉ khoảng 0,4%. Kết quả này xác nhận rằng mô hình đủ tin cậy để sử dụng cho mục tiêu dự báo so sánh hiệu quả giữa các kịch bản.

Phương án cơ sở: Trường hợp khai thác tự nhiên không có can thiệp bổ sung, 5 giếng (14, 1201, 1202, 1204_2 và 1214) tiếp tục được khai thác theo các điều kiện về lưu lượng chất lỏng, giới hạn độ ngập nước và áp suất đáy giếng theo mô hình thiết kế. Kết quả mô phỏng cho thấy đến năm 2045, sản lượng dầu tích lũy đạt khoảng 135.857 m^3 , tương ứng hệ số thu hồi đạt 10,18% trên lượng dầu tại chỗ (OIIP) của khu vực nghiên cứu. Đây là tham chiếu cơ sở để đánh giá hiệu quả gia tăng hệ số thu hồi dầu của các phương án EOR.

Phương án bơm ép nước: Bơm ép nước được thử nghiệm bằng cách chuyển đổi giếng 1214 sang chế độ bơm ép, trong khi 4 giếng còn lại tiếp tục khai thác. Các mức lưu lượng bơm ép nước từ 50 - 120 $\text{m}^3/\text{ngày}$ được xem xét và đánh giá. Kết quả cho thấy các trường hợp bơm ép nước đều cho hệ số thu hồi thấp hơn so với phương án khai thác suy giảm tự nhiên. Ngay cả trường hợp tối ưu nhất, hệ số thu hồi cũng chỉ đạt khoảng 9,77% trên lượng dầu tại chỗ, thấp hơn mức cơ sở (Bảng 2). Nguyên nhân chính là khu vực nghiên cứu đã được hỗ trợ áp suất mạnh bởi năng lượng tầng nước đáy, khiến việc bơm ép nước bổ sung không mang lại hiệu quả. Ngược lại, quá trình này còn có nguy cơ làm tăng độ ngập nước thông qua các kênh dẫn nước hiện có trong vỉa chứa carbonate.



Hình 12. Biểu đồ dự báo sản lượng khai thác đến năm 2045 khi áp dụng phương án cơ sở.

Bảng 2. Kết quả dự báo sản lượng khai thác khi áp dụng phương án bơm ép nước

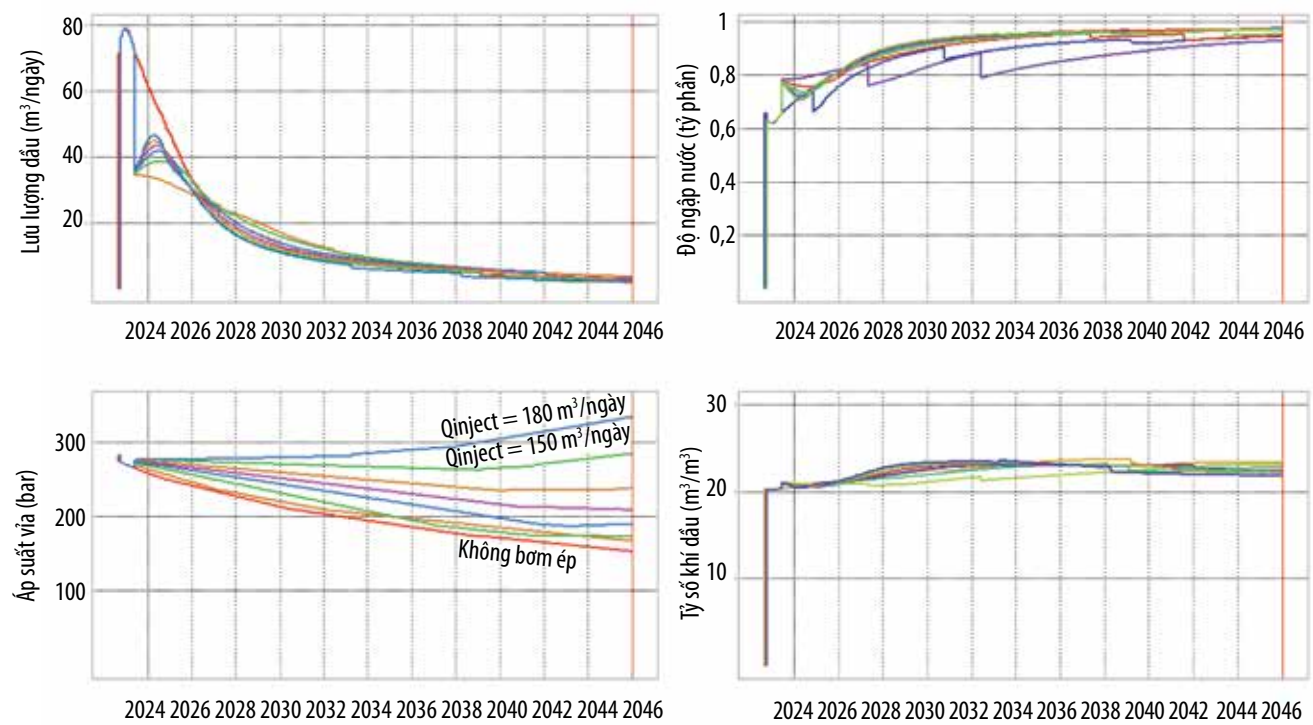
Phương án	Lưu lượng nước bơm ép (m³/ngày)	Dầu tích lũy (m³)	RF (%)
Cơ sở	-	135.857	10,18
Bơm ép nước	50	130.295	9,77
	80	127.309	9,54
	100	124.257	9,31
	120	120.949	9,07

Bơm ép CO₂ liên tục: Với lưu lượng bơm ép CO₂ liên tục từ 5.000 - 200.000 m³/ngày, kết quả cho thấy sản lượng dầu tích lũy và hệ số thu hồi tăng gần tuyến tính theo lưu lượng bơm. Ví dụ, trường hợp 50.000 m³/ngày cho hệ số thu hồi 19,29%, cao hơn khai thác tự nhiên 9,11%; trường hợp 100.000 m³/ngày đạt 24,17%; còn 200.000 m³/ngày đạt 30,08% (Bảng 3). Xu thế này phản ánh hiệu quả của việc tăng khả năng trộn lẫn CO₂ - dầu, giảm độ nhớt, làm trương nở dầu và tăng hiệu quả quét vi mô. Tuy nhiên, việc bơm ép CO₂ với lưu lượng quá cao sẽ làm tăng yêu cầu về nguồn CO₂, công suất nén - bơm, có thể kéo theo rủi ro vận hành, tạo áp lực lên hệ thống thu gom, xử lý và tiêu thụ sản phẩm.

Bơm ép khí nước luân phiên: Các kịch bản bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG được xây dựng để cải thiện hiệu suất quét so với bơm ép CO₂ liên tục. Bốn mức lưu lượng CO₂ là 30.000, 50.000, 75.000 và 100.000 m³/ngày được kết hợp với tỷ số lưu lượng bơm ép giữa khí và nước là 0,5:1, 1:1 và 2:1, cùng độ dài chu kỳ theo tháng 3:3, 6:6 và 12:12. Kết quả cho thấy các trường hợp bơm ép

khí nước luân phiên CO₂-WAG đều tăng hệ số thu hồi đáng kể so với khai thác tự nhiên (Bảng 4). Trong nhiều trường hợp, CO₂-WAG còn cho kết quả dài hạn tốt hơn bơm ép CO₂ liên tục ở cùng cấp lưu lượng khí. Kết quả nghiên cứu cho thấy, trường hợp tối ưu nhất là lưu lượng CO₂ 100.000 m³/ngày, tỷ số khí nước 2:1 và chu kỳ 12:12 tháng, hệ số thu hồi đạt 23,84%. Những trường hợp hiệu quả khác gồm: lưu lượng CO₂ 75.000 m³/ngày, tỷ số khí nước 1:1, chu kỳ 12:12 tháng với hệ số thu hồi đạt 22,21% và lưu lượng CO₂ 50.000 m³/ngày, tỷ số khí nước 2:1, chu kỳ 12:12 tháng với hệ số thu hồi đạt 19,73%.

Một quan sát đáng chú ý từ các kịch bản là sự khác biệt giữa hiệu quả gia tăng thu hồi dầu trong giai đoạn ngắn hạn và dài hạn. Ở giai đoạn đầu sau khi bắt đầu bơm ép, CO₂ được bơm liên tục thường cho gia tăng thu hồi nhanh hơn so với phương án bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG do đối khí mạnh và cơ chế hòa tan CO₂ diễn ra liên tục. Về lâu dài, WAG cải thiện tốt hơn khả năng kiểm soát độ linh động, hạn chế kênh dẫn và hiện tượng phân ly



Hình 13. Biểu đồ dự báo sản lượng khai thác đến năm 2045 khi áp dụng phương án bơm ép nước.

Bảng 3. Kết quả dự báo sản lượng khai thác khi áp dụng phương án bơm ép CO₂ liên tục

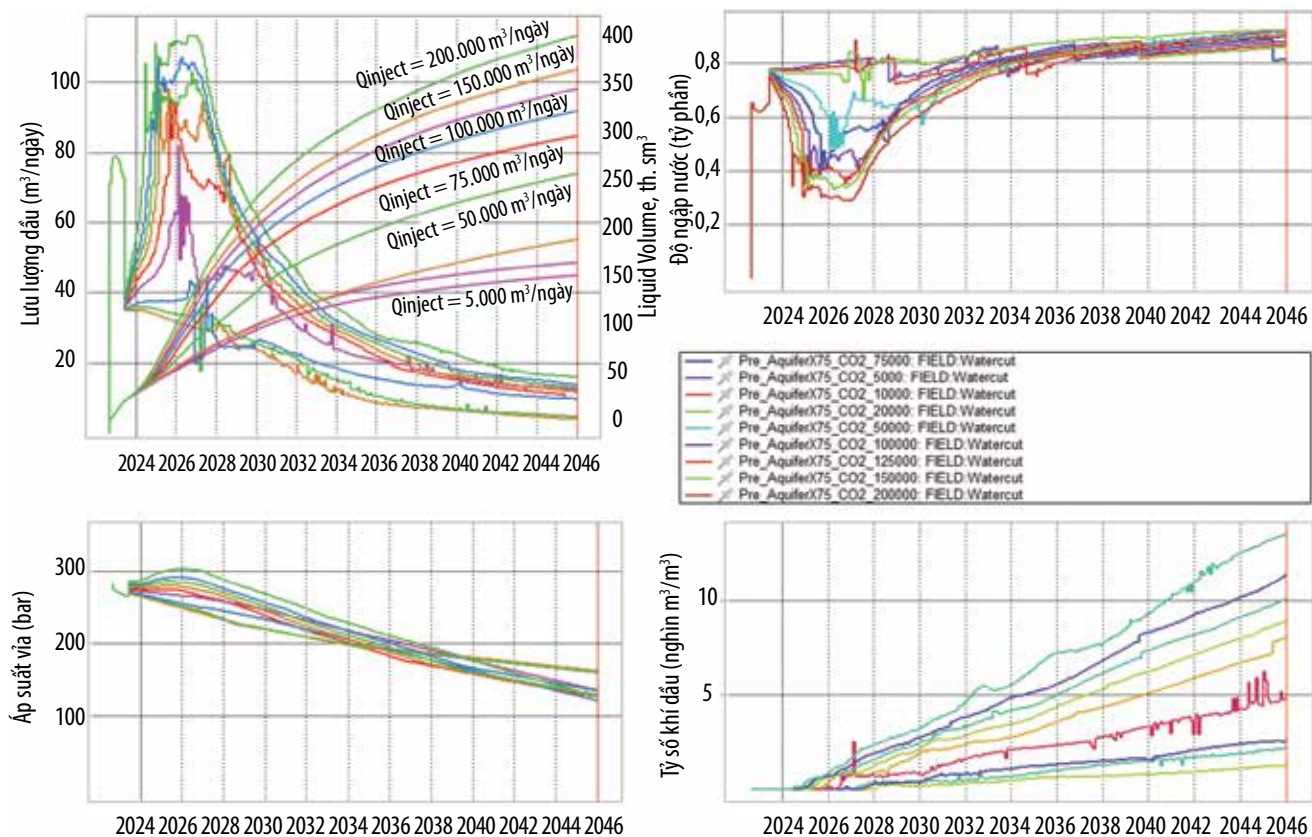
Phương án	Lưu lượng khí bơm ép (m³/ngày)	Dầu tích lũy (m³)	RF (%)
Cơ sở	-	135.857	10,18
Bơm ép CO ₂ liên tục	5.000	151.313	11,34
	10.000	164.929	12,36
	20.000	188.876	14,16
	30.000	215.550	16,16
	50.000	257.350	19,29
	75.000	296.600	22,23
	100.000	322.455	24,17
	120.000	345.709	25,92
	150.000	365.667	27,41
	200.000	401.261	30,08

do trọng lực, nhờ đó duy trì hiệu quả quét tốt hơn. Sản lượng dầu tích lũy của phương án bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG ở cuối kỳ mô phỏng đã cao hơn trường hợp bơm ép CO₂ liên tục ở cùng mức lưu lượng khí (Hình 16).

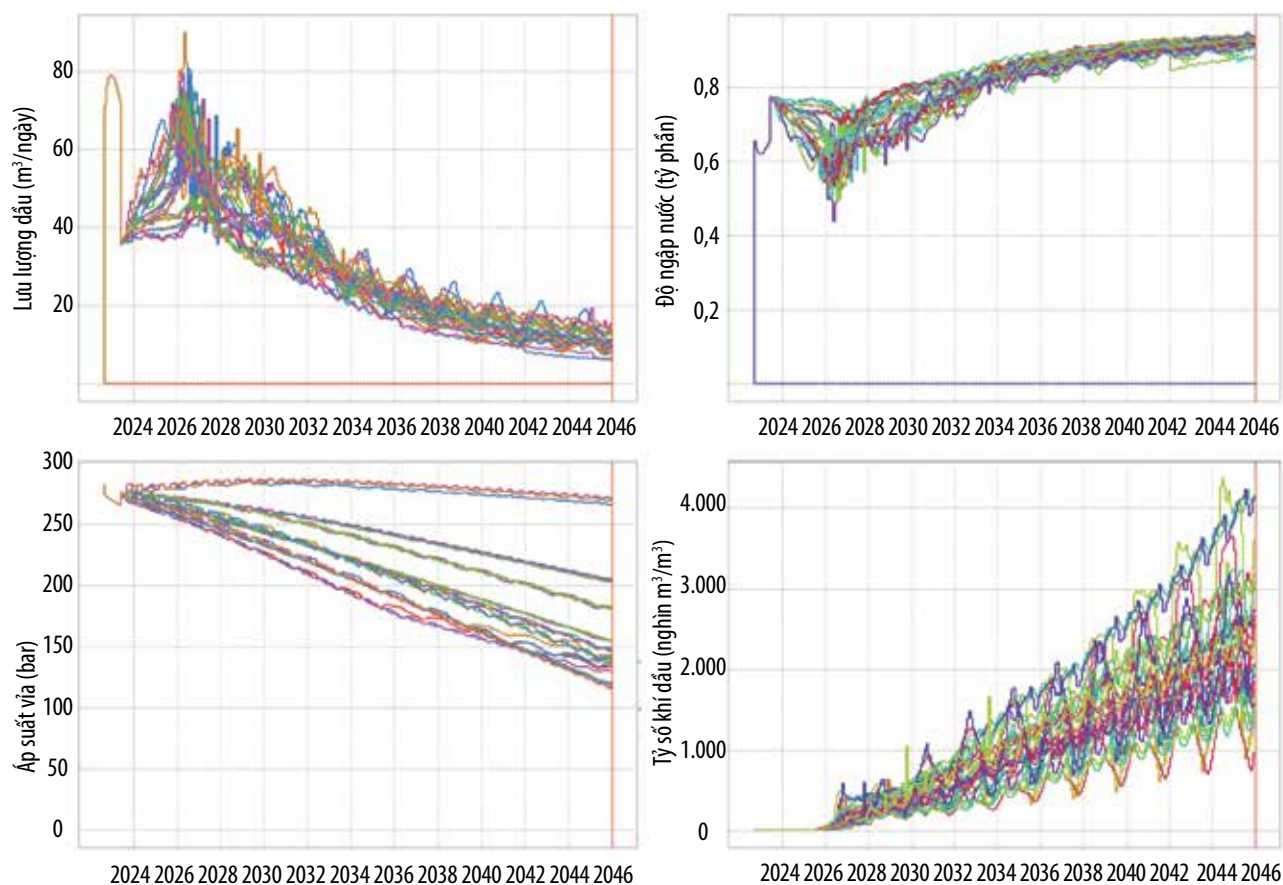
Độ dài mỗi chu kỳ bơm ép khí và nước cũng ảnh hưởng rõ rệt đến kết quả. Nhìn chung, chu kỳ 12:12 tháng cho hệ số thu hồi cao nhất trong các trường hợp được thử nghiệm. Điều này cho thấy thời gian bơm CO₂ đủ dài trong mỗi nửa chu kỳ tạo điều kiện thuận lợi hơn cho quá trình dịch chuyển gần hòa tan/hòa tan phát triển trước khi pha nước được đưa vào để cải thiện hiệu quả quét

và điều khiển độ linh động. Các chu kỳ ngắn hơn như 3:3 tháng hoặc 6:6 tháng vẫn có hiệu quả nhưng thường cho sản lượng tích lũy thấp hơn.

Phân tích độ nhạy theo độ thấm tương đối 3 pha, độ trễ và các thông số trộn lẫn cho thấy mức độ ảnh hưởng của các yếu tố này tới kết quả mô phỏng bơm ép khí. Trường hợp có tính đến độ trễ của đường cong thấm pha và áp suất mao dẫn cho kết quả lạc quan hơn so với trường hợp không xét tới độ trễ, do khí bị giữ lại trong giai đoạn bơm nước dẫn tới giảm độ linh động pha khí ở giai đoạn tháo khô thứ cấp và qua đó cải thiện hiệu quả quét. Tương



Hình 14. Biểu đồ dự báo sản lượng khai thác đến năm 2045 khi áp dụng phương án bơm ép CO₂ liên tục.



Hình 15. Biểu đồ dự báo sản lượng khai thác đến năm 2045 khi áp dụng phương án bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG.

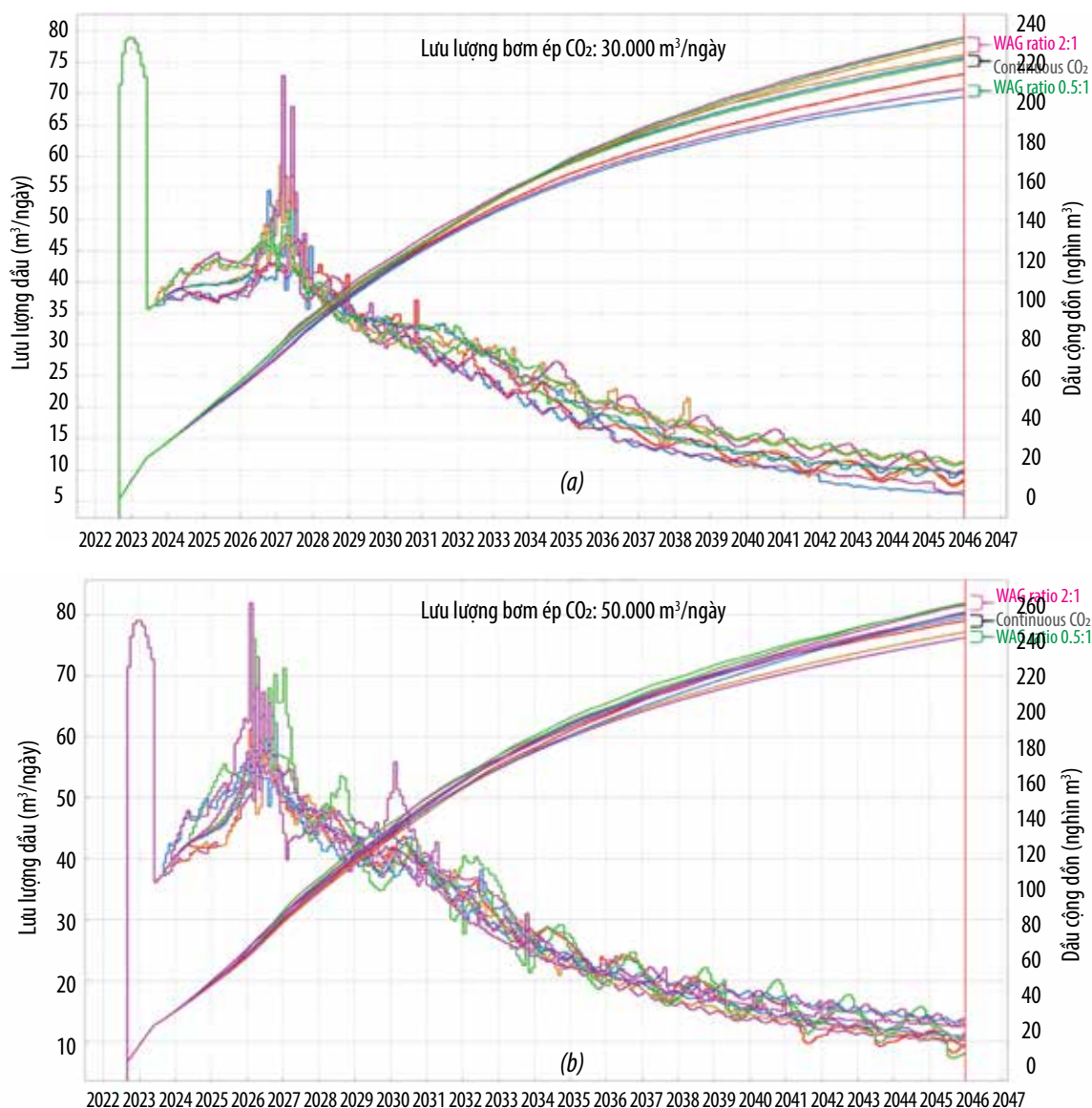
Bảng 4. Kết quả dự báo sản lượng khai thác khí áp dụng phương án bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG

Phương án	Lưu lượng nước bơm ép (m ³ /ngày)	Lưu lượng khí bơm ép (m ³ /ngày)	Tỷ số lưu lượng WAG	Chu kỳ WAG	Dầu tích lũy (m ³)	Hệ số thu hồi (%)
Cơ sở	-	0			135.857	10,18
WAG	22,5	30.000	0,5:1	3:3	201.921	15,14
	22,5	30.000	0,5:1	6:6	205.787	15,43
	22,5	30.000	0,5:1	12:12	213.426	16,00
	55	30.000	1:1	3:3	220.734	16,72
	55	30.000	1:1	6:6	221.770	16,55
	55	30.000	1:1	12:12	223.077	16,62
	110	30.000	2:1	3:3	229.669	17,22
	110	30.000	2:1	6:6	231.505	17,35
	110	30.000	2:1	12:12	231.852	17,38
	45	50.000	0,5:1	3:3	243.374	18,24
	45	50.000	0,5:1	6:6	246.597	18,49
	45	50.000	0,5:1	12:12	253.027	18,97
	90	50.000	1:1	3:3	255.305	19,14
	90	50.000	1:1	6:6	256.971	19,26
	90	50.000	1:1	12:12	261.924	19,63
	180	50.000	2:1	3:3	258.192	19,35
	180	50.000	2:1	6:6	262.615	19,69
	180	50.000	2:1	12:12	263.246	19,73
	70	75.000	0,5:1	3:3	278.047	20,84
	70	75.000	0,5:1	6:6	283.076	21,22
	70	75.000	0,5:1	12:12	291.412	21,85
	135	75.000	1:1	3:3	285.646	21,41
	135	75.000	1:1	6:6	289.441	21,70
	135	75.000	1:1	12:12	296.335	22,21
	270	75.000	2:1	3:3	285.099	21,37
	270	75.000	2:1	6:6	288.007	21,59
	270	75.000	2:1	12:12	288.202	21,60
	60	100.000	0,5:1	3:3	297.281	22,28
	60	100.000	0,5:1	6:6	303.836	22,78
	60	100.000	0,5:1	12:12	312.435	23,42
	90	100.000	1:1	3:3	302.819	22,70
	90	100.000	1:1	6:6	308.836	23,15
	90	100.000	1:1	12:12	283.586	21,26
	180	100.000	2:1	3:3	305.825	22,93
	180	100.000	2:1	6:6	310.223	23,26
	180	100.000	2:1	12:12	317.974	23,84

tự, sự lựa chọn mô hình Baker, Stone I hay Stone II tạo ra chênh lệch đáng kể về hệ số thu hồi dự báo. Điều này chứng tỏ kết quả bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG không nên được xem là một con số tuyệt đối, mà là một dải kết quả có điều kiện phụ thuộc vào cách mô tả tương tác 3 pha.

Từ góc độ phát triển mỏ, kết quả mô phỏng cho thấy: Khu vực nghiên cứu có điều kiện áp suất vừa và độ bão hòa dầu còn lại

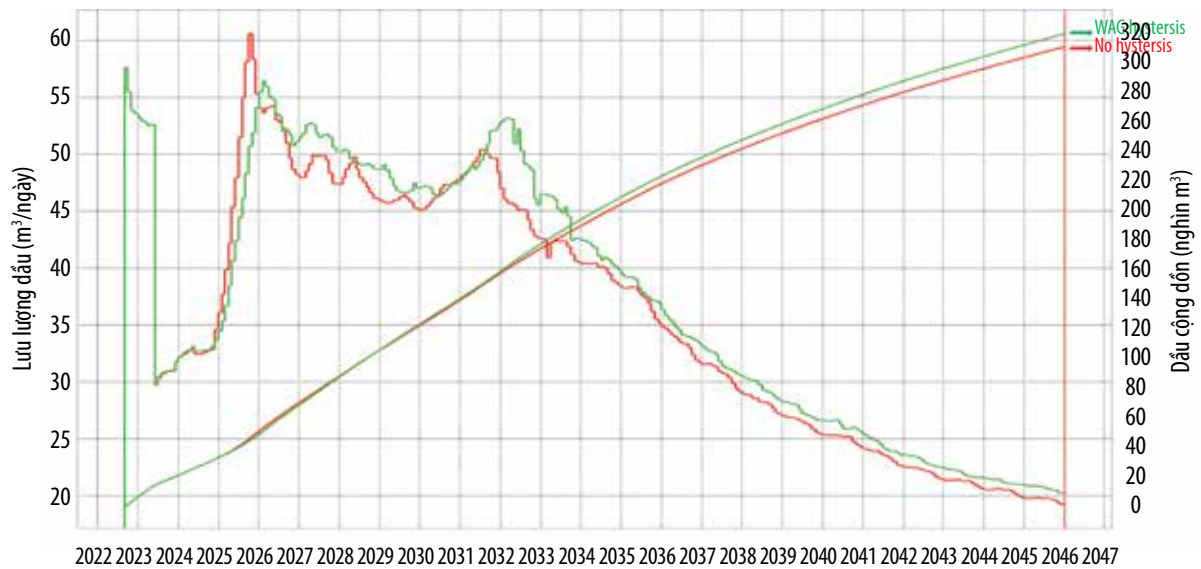
đủ thuận lợi để đáp ứng yêu cầu bơm ép CO₂ trạng thái hòa tan. Bơm ép nước không phải là chiến lược ưu tiên tại khu vực này do ảnh hưởng của cơ chế nước đẩy mạnh và độ ngập nước cao. Bơm ép CO₂ liên tục có tiềm năng gia tăng thu hồi đáng kể, tuy nhiên, bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG là chiến lược phù hợp hơn cho triển khai thực tế nhờ khả năng kiểm soát độ linh động và cải thiện hiệu suất quét trong dài hạn.



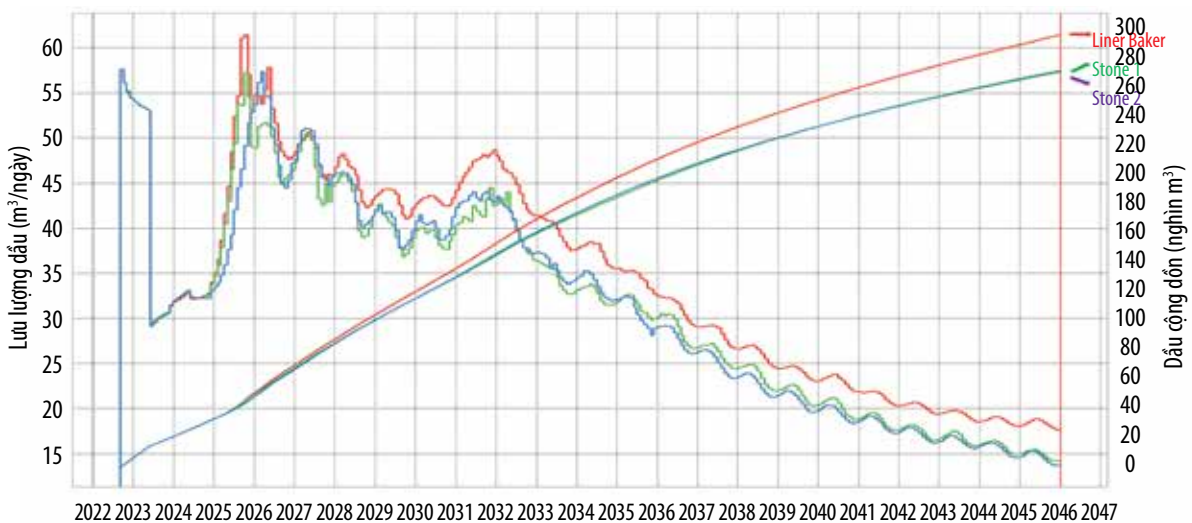
Hình 16. Biểu đồ so sánh sản lượng khai thác khi áp dụng phương án bơm ép CO₂ liên tục và bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG.



Hình 17. Biểu đồ so sánh chu kỳ bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG tại cùng 1 cấp lưu lượng.



Hình 18. Kết quả mô phỏng với độ trễ thấm pha trong bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG.



Hình 19. Kết quả mô phỏng với các loại mô hình thấm pha tương đối 3 pha.

5. Kết luận

Kết quả nghiên cứu cho thấy gia tăng thu hồi dầu bằng bơm ép CO₂, CO₂-WAG có triển vọng áp dụng rõ rệt tại mỏ Bắc Khosedayu, trên cả 3 phương diện: điều kiện vỉa chứa, tính chất chất lưu và hiệu quả dự báo từ mô hình mô phỏng. Thí nghiệm slim-tube và mô hình 1D đã xác định áp suất trộn lẫn tối thiểu ở mức tương thích với áp suất vỉa hiện tại, khẳng định khả năng hình thành cơ chế dịch chuyển gần trộn lẫn đến trộn lẫn hoàn toàn khi bơm ép CO₂. Trên cơ sở đó, mô hình sector được xây dựng cho thấy bơm ép CO₂ mang lại hiệu quả vượt trội so với khai thác tự nhiên và bơm ép nước, trong đó phương án bơm ép CO₂ liên tục

và bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG giúp gia tăng đáng kể hệ số thu hồi dầu tại khu vực nghiên cứu. Mặc dù vẫn còn các yếu tố chưa chắc chắn liên quan đến mức độ không đồng nhất của đá chứa carbonate, đặc tính thấm tương đối 3 pha..., các kết quả thu được đã chứng minh CO₂-EOR là công nghệ khả thi, cần tiếp tục nghiên cứu và đánh giá chi tiết ở giai đoạn tiếp theo.

Tài liệu tham khảo

[1] Wally L. Holm, "Evolution of the carbon dioxide flooding processes", *Journal of Petroleum Technology*, Volume 39, Issue 11, pp. 1337 - 1342, 1987. DOI: 10.2118/17134-PA.

[2] John D. Rogers and Reid B. Grigg, "A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO₂ process", *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Volume 4, Issue 5, pp. 375 - 386, 2001. DOI: 10.2118/73830-PA.

[3] Christophe McGlade, Glenn Sondak, and Mei Han, "Whatever happened to enhanced oil recovery?", 27/11/2018.

[Online]. Available: <https://www.iea.org/commentaries/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery>.

[4] H. Hawez and Z. Ahmed, "Enhanced oil recovery by CO₂ injection in carbonate reservoirs", *Energy and Sustainability V: Proceedings of 5th Energy and Sustainability International Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 16 - 18 December 2014*.

STUDY ON ENHANCED OIL RECOVERY USING CONTINUOUS CO₂ INJECTION AND CO₂-WAG INJECTION IN A CARBONATE RESERVOIR AT THE NORTH KHOSEDAYU FIELD, RUSSIAN FEDERATION

**Le The Hung¹, Pham Truong Giang¹, Nguyen Minh Quy¹, Tran Xuan Quy¹
Phung Van Phong¹, Pham Van Tu¹, Pham Khac Dat², Nguyen Tien Thinh²**

¹Vietnam Petroleum Institute (VPI), Hanoi, 11312, Vietnam

²Rusvietpetro, Ho Chi Minh, 78223, Vietnam

KEY WORDS

Enhanced oil recovery (EOR), CO₂-EOR, CO₂-WAG, reservoir model, North Khosedayu field.

ABSTRACT

The paper evaluates the enhanced oil recovery potential of continuous CO₂ injection and CO₂ water-alternating-gas (CO₂-WAG) injection at the North Khosedayu field, Russian Federation, based on slim-tube experiments, 1D modeling, and reservoir simulation. The results indicate that oil displacement efficiency increases markedly with injection pressure, reflecting the transition from immiscible to near-miscible and fully miscible displacement.

A reservoir simulation model was then built for a representative sector to evaluate four production scenarios: natural depletion, waterflooding, continuous CO₂ injection, and CO₂-WAG injection. The results show that waterflooding does not improve the recovery, whereas continuous CO₂ injection and CO₂-WAG injection significantly enhance oil recovery compared to natural depletion.

Corresponding author: Email: hunglt.epc@vpi.pvn.vn

Received: 6/2/2026; Revised: 6 - 11/2/2026; Accepted date: 26/2/2026

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

ĐẶC ĐIỂM SINH ĐỊA TẦNG VÀ MÔI TRƯỜNG TRẦM TÍCH OLIGOCENE MUỘN - MIOCENE SỚM KHU VỰC ĐÔNG NAM BỂ NAM CÔN SƠN

Nguyễn Văn Sử, Nguyễn Thị Thắm, Mai Hoàng Đàm, Phạm Thị Duyên, Nguyễn Thanh Tuyền

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hồ Chí Minh, 71320, Việt Nam

TỪ KHÓA

Sinh địa tầng, môi trường trầm tích, vi hóa thạch, Oligocene muộn - Miocene sớm, bể Nam Côn Sơn.

TÓM TẮT

Kết quả nghiên cứu này dựa trên việc tích hợp dữ liệu vi hóa thạch (trùng lỗ, tảo vôi, bào tử phấn hoa) và tài liệu địa vật lý giếng khoan từ 7 giếng thông qua phần mềm StrataBugs nhằm làm rõ đặc điểm sinh địa tầng và môi trường trầm tích giai đoạn Oligocene muộn - Miocene sớm tại khu vực Đông Nam bể Nam Côn Sơn. Dựa trên các vi hóa thạch chỉ thị, ranh giới nóc của các tập trầm tích Oligocene muộn và Miocene sớm đã được phân định rõ. Sự thiếu vắng đồng thời của đối trùng lỗ M1a và đối tảo vôi CNM1 xác nhận sự hiện diện của mặt bất chỉnh hợp khu vực giữa hệ tầng Cau và hệ tầng Dừa.

Kết quả cho thấy sự tiến hóa môi trường trầm tích rõ rệt: từ hồ nước ngọt - đồng bằng ven biển trong Oligocene muộn, chuyển sang biển nông thềm trong - thềm giữa vào Miocene sớm. Nghiên cứu cung cấp cơ sở khoa học tin cậy để chuẩn hóa minh giải sinh địa tầng và mô hình hóa môi trường trầm tích, góp phần khắc phục những hạn chế do sự khan hiếm vi hóa thạch chỉ thị và điều kiện địa chất phức tạp tại khu vực.

1. Giới thiệu

Bể Nam Côn Sơn có cấu trúc địa chất phức tạp và tiềm năng dầu khí lớn tại thềm lục địa Việt Nam. Các thành tạo trầm tích Oligocene muộn - Miocene sớm giữ vai trò quan trọng trong hệ thống dầu khí (đá mẹ, đá chứa và đá chắn) của bể [1]. Vì vậy, việc thiết lập chính xác khung địa tầng và môi trường trầm tích là yếu tố quan trọng để nâng cao hiệu quả minh giải địa chất và dự báo triển vọng dầu khí.

Việc xác định tuổi và liên kết địa tầng trầm tích Oligocene muộn - Miocene sớm tại khu vực này vẫn gặp nhiều thách thức. Nguyên nhân chủ yếu xuất phát từ sự biến đổi tương trầm tích nhanh chóng, ảnh hưởng của các pha kiến tạo và mức độ bảo tồn vi hóa thạch kém. Các nghiên cứu sinh địa tầng trước đây [2 - 4] thường chỉ tập trung vào một nhóm vi hóa thạch đơn lẻ. Điều này dẫn đến những hạn chế nhất định trong việc xác lập các ranh giới địa tầng theo tiêu chuẩn quốc tế, điển hình như hệ thống phân đối trùng lỗ [5, 6] hay tảo vôi [7, 8]. Mặc dù một số nghiên cứu gần

đây [9] đã chi tiết hóa khung sinh địa tầng Miocene sớm tại khu vực Đông Nam bể Nam Côn Sơn dựa trên vi hóa thạch biển (trùng lỗ và tảo vôi), nhưng kết quả này cần được đối sánh và tích hợp với dữ liệu bào tử phấn hoa nhằm đảm bảo tính toàn diện, đặc biệt tại những khoảng địa tầng vắng mặt các chỉ thị nêu trên.

Bên cạnh đó, ranh giới Oligocene - Miocene tại khu vực thường phản ánh sự chuyển đổi môi trường rõ rệt giữa lục địa, chuyển tiếp và biển nông [1]. Sự chuyển đổi này dẫn đến sự vắng mặt của trùng lỗ và tảo vôi trong các tập trầm tích Oligocene, gây khó khăn cho việc định tuổi và phân tích môi trường nếu chỉ đơn thuần sử dụng vi hóa thạch biển. Trong khi đó, bào tử phấn hoa - nhóm chỉ thị đặc trưng cho môi trường lục địa và chuyển tiếp [10] - vẫn chưa được tích hợp với các dữ liệu vi hóa thạch biển sẵn có.

Nhằm khắc phục những hạn chế trên, nghiên cứu này áp dụng phương pháp tích hợp nhiều nhóm vi hóa thạch gồm trùng lỗ, tảo vôi và bào tử phấn hoa. Trên cơ sở kế thừa dữ liệu từ các kết quả đã công bố trong khu vực Đông Nam bể Nam Côn Sơn [9],

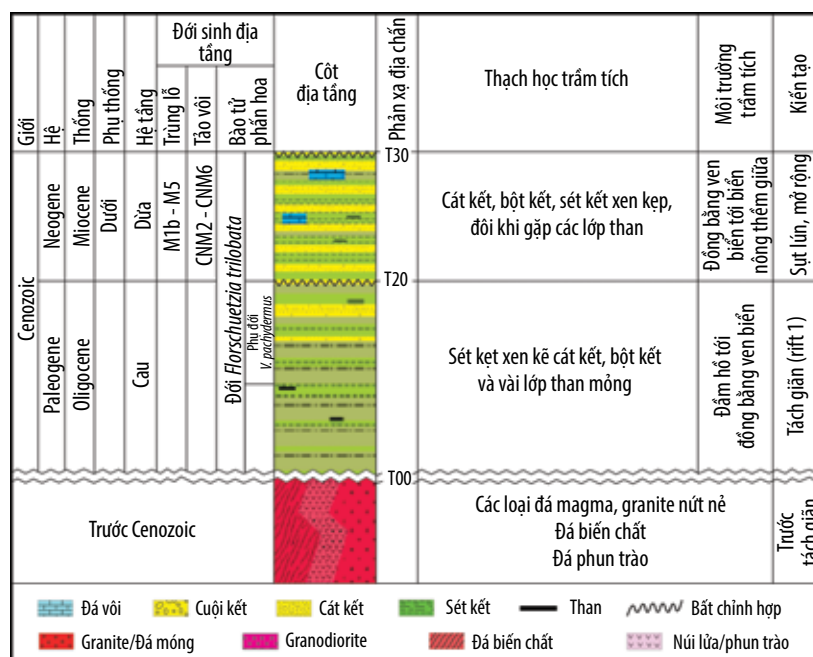
Tác giả liên hệ: Email: sunv@vpi.pvn.vn

Ngày nhận bài: 11/1/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 11/1 - 2/2/2026; Ngày duyệt đăng: 26/2/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).





Hình 1. Cột địa tầng tổng hợp giai đoạn Oligocene - Miocene sớm bể Nam Côn Sơn [1, 9].

ngiên cứu bổ sung và hệ thống hóa dữ liệu phức hệ bào tử phần hoa cho giai đoạn Oligocene muộn - Miocene sớm. Việc kết hợp các nhóm vi hóa thạch có đặc tính sinh thái khác nhau không chỉ giúp chuẩn hóa các ranh giới địa tầng, mà còn làm sáng tỏ lịch sử tiến hóa môi trường từ lục địa sang biển. Qua đó, nghiên cứu xây dựng hệ cơ sở dữ liệu sinh địa tầng hoàn chỉnh, làm nguồn tài liệu khoa học có độ tin cậy phục vụ cho công tác thăm dò dầu khí tại khu vực.

2. Đặc điểm địa tầng

Trong khu vực nghiên cứu, các thành tạo trầm tích Oligocene - Miocene sớm được chia thành 2 hệ tầng chính: hệ tầng Cau và hệ tầng Dừa [1] (Hình 1). Hệ tầng Cau (Oligocene) có thành phần thạch học chủ yếu gồm sét kết xen kẽ với cát kết, bột kết và các lớp sét than, than mỏng. Tập trầm tích này được thành tạo trong môi trường từ đầm hồ tới đồng bằng ven biển [1, 11]. Do chịu ảnh hưởng của điều kiện môi trường nước ngọt đến nước lợ, các vi hóa thạch biển (trùng lỗ, tảo vôi) hầu như vắng mặt; thay vào đó là sự chiếm ưu thế của phức hệ bào tử phần hoa. Hệ tầng Dừa (Miocene sớm) nằm bất chỉnh hợp trên hệ tầng Cau. Thành phần thạch học của hệ tầng này đặc trưng bởi sự xen kẽ giữa cát kết hạt mịn đến trung bình, sét kết và bột kết. Môi trường trầm tích dịch chuyển rõ rệt từ đồng bằng ven biển sang biển nông [1, 9, 12]. Quá trình biển tiến đã tạo điều kiện thuận lợi cho sự xuất hiện và phát triển của trùng lỗ và tảo vôi. Các nhóm vi hóa thạch này đóng vai trò là những chỉ thị quan trọng để thiết lập khung sinh địa tầng chi tiết cho trầm tích Miocene sớm.

3. Cơ sở dữ liệu và phương pháp nghiên cứu

3.1. Cơ sở dữ liệu

Nghiên cứu sử dụng dữ liệu từ 7 giếng khoan thăm dò (T1, L1, H1, D1, R1, R3 và K1) tại khu vực Đông Nam bể Nam Côn Sơn. Nguồn dữ liệu cụ thể như sau:

- Đối với 5 giếng khoan (T1, L1, H1, R1 và K1): Kết quả phân tích trùng lỗ và tảo vôi trong trầm tích Miocene sớm được kế thừa từ nghiên cứu trước đây [9]. Đồng thời, nghiên cứu tiến hành phân tích bổ sung trùng lỗ, tảo vôi cho trầm tích Oligocene muộn và phân tích mới bào tử phần hoa cho toàn bộ giai đoạn Oligocene muộn - Miocene sớm.

- Đối với 2 giếng D1 và R3: Toàn bộ dữ liệu cả 3 nhóm hóa thạch cho giai đoạn Oligocene muộn - Miocene sớm đều được phân tích mới.

Tổng cộng có 590 mẫu (gồm 553 mẫu vụn, 29 mẫu sườn và 8 mẫu lõi) được thu thập trong khoảng độ sâu 2.200 - 5.800 m. Chi tiết về số lượng mẫu kế thừa và mẫu phân tích mới tương ứng với từng chỉ tiêu phân tích tại các giếng được tổng hợp tại Bảng 1. Mật độ mẫu thường dao động từ 10 - 20 m/mẫu, nhằm đảm bảo độ phân giải cần thiết cho minh giải sinh địa tầng và phân tích môi trường trầm tích. Tuy nhiên, tại một số khoảng địa tầng, mật độ mẫu thưa hơn (khoảng 40 - 60 m/mẫu). Ngoài ra, đường cong gamma (GR) từ các giếng khoan cũng được sử dụng nhằm hỗ trợ đối sánh thạch học và chuẩn hóa các ranh giới địa tầng.

Bảng 1. Thống kê số lượng mẫu và các chỉ tiêu phân tích vi hóa thạch tại 7 giếng khoan nghiên cứu

Giếng khoan	Khoảng độ sâu (mMD)	Trùng lỗ		Tảo vôi		Bào tử phấn hoa
		Phân tích mới	Kế thừa [9]	Phân tích mới	Kế thừa [9]	
T1	2.270 - 3.915	10	40	10	40	50
L1	2.760 - 3.535	15	0	30	0	18
H1	2.900 - 4.510	15	87	15	87	82
D1	2.200 - 4.600	20	146	20	158	174
R1	2.300 - 3.815	5	40	5	40	53
R3	2.345 - 3.630	44	0	44	0	54
K1	3.575 - 5.800	10	50	10	54	61

Bảng 2. Các sự kiện sinh địa tầng giai đoạn Oligocene muộn - Miocene sớm tại khu vực nghiên cứu

Sự kiện sinh địa tầng	Nhóm vi hóa thạch	Ranh giới sinh địa tầng
FO <i>Orbulina suturalis</i>	Trùng lỗ	Nóc đối M5
FO <i>Globigerinoides obliquus</i>	Trùng lỗ	Đáy đối M1b
FO <i>Trilobatus trilobus</i>	Trùng lỗ	Đáy đối M1a
LCO <i>Helicosphaera ampliaperta</i>	Tảo vôi	Nóc đối CNM6
LO <i>Sphenolithus belemnus</i>	Tảo vôi	Nóc đối CNM5
FO <i>Sphenolithus heteromorphus</i>	Tảo vôi	Đáy đối CNM5
FO <i>Sphenolithus belemnus</i>	Tảo vôi	
FO <i>Helicosphaera ampliaperta</i>	Tảo vôi	Đáy đối CNM4
FO <i>Sphenolithus disbelemnus</i>	Tảo vôi	Đáy đối CNM2
LO <i>Sporotrapoidites</i> spp.	Bào tử phấn hoa	Nóc Miocene sớm
LO <i>Cribroperidinium</i> spp.	Bào tử phấn hoa	Nóc Miocene sớm
FO <i>Arenga</i> spp.	Bào tử phấn hoa	Đáy Miocene sớm
FO <i>Eugeissona minor</i>	Bào tử phấn hoa	Đáy Miocene sớm
LO <i>Cicatricosisporites</i> spp.	Bào tử phấn hoa	Nóc phụ đối <i>Verrutricolporites pachydermus</i>
LO <i>Verrutricolporites pachydermus</i>	Bào tử phấn hoa	
LO <i>Trilobapollis ellipticus</i>	Bào tử phấn hoa	
LO <i>Meyeripollis nanharkotensis</i>	Bào tử phấn hoa	
FO <i>Verrutricolporites pachydermus</i>	Bào tử phấn hoa	Đáy phụ đối <i>Verrutricolporites pachydermus</i>

3.2. Phương pháp nghiên cứu

3.2.1. Chuẩn bị mẫu

Quy trình gia công mẫu được thực hiện chuyên biệt cho từng nhóm vi hóa thạch:

- Đối với trùng lỗ: Khoảng 30 g mẫu trầm tích được ngâm trong dung dịch H₂O₂ (30%) trong 24 giờ để phân rã vật chất hữu cơ. Sau đó, mẫu được rửa qua hệ thống rây có kích thước mắt lưới 125 µm và 63 µm. Phần cặn trên rây được thu hồi và sấy khô ở nhiệt độ 80°C [9, 13].

- Đối với tảo vôi: Khoảng 0,5 g mẫu trầm tích được hòa với nước cất để tạo huyền phù. Huyền phù này được phết mỏng lên phiến kính (25 x 75 mm), sấy khô nhanh trên bếp gia nhiệt ở 60°C và cố định lamên (22 x 22 mm) bằng keo Canada balsam [9, 14].

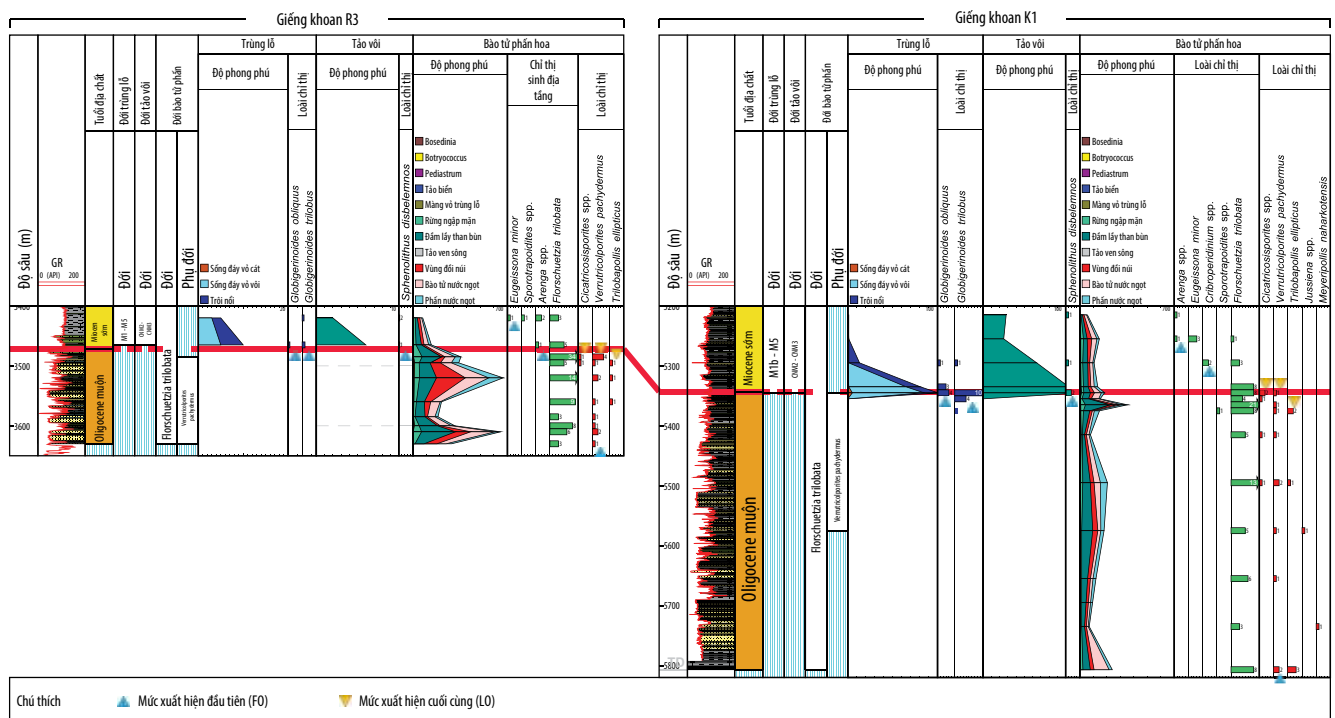
- Đối với bào tử phấn hoa: Khoảng 15 g mẫu trầm tích được xử lý để loại bỏ khoáng vật carbonate và silicate bằng dung dịch acid HCl và HF. Tiếp theo, mẫu được tuyền nổi trong dung dịch tỷ trọng ZnBr₂ để thu vật liệu hữu cơ. Phần hữu cơ này được lọc qua rây 5 µm, sau đó trải lên tiêu bản, sấy khô và cố định lamên bằng keo Canada balsam [15].

3.2.2. Định danh hóa thạch

Trùng lỗ được định danh dưới kính hiển vi soi nổi Zeiss Stereo Discovery.V20 (độ phóng đại 20 - 100x); trong khi đó, tảo vôi được phân tích bằng kính hiển vi phân cực Zeiss Axio Imager.A2m (độ phóng đại 400 - 1.000x). Đối với bào tử phấn hoa, hóa thạch được định danh dưới kính hiển vi sinh học Leica DM4000 (độ phóng đại 100 - 1.000x). Hệ thống phân loại vi hóa thạch dựa theo các tài

Bảng 3. Độ sâu ranh giới nóc các tập trầm tích Oligocene muộn - Miocene sớm tại các giếng khoan nghiên cứu

Giếng khoan	Độ sâu nóc Oligocene muộn (mMD)	Độ sâu nóc Miocene sớm (mMD)
T1	3.689	2.324
L1	3.450	2.825
H1	4.442	3.087
D1	4.205	2.252
R1	3.460	2.373
R3	3.472	2.383
K1	5.343	3.652

**Hình 2.** Biểu đồ phân bố hóa thạch bào tử phấn hoa và phân đối sinh địa tầng trầm tích Oligocene muộn tại các giếng khoan R3 và K1.

liệu tiêu chuẩn quốc tế: trùng lỗ [16 - 22], tảo vôi [23, 24] và bào tử phấn hoa [25 - 27].

3.2.3. Tích hợp dữ liệu và minh giải

Dữ liệu vi hóa thạch được tích hợp và trình bày trên biểu đồ sinh địa tầng bằng phần mềm StrataBugs 3.0. Việc xác định tuổi địa chất và phân đối sinh địa tầng được thực hiện dựa trên các sự kiện sinh địa tầng chính: mức xuất hiện đầu tiên (First Occurrence, FO), mức xuất hiện cuối cùng (Last Occurrence, LO) và mức xuất hiện phổ biến cuối cùng (Last Common Occurrence, LCO) của các loài chỉ thị (Bảng 2). Quá trình này tuân thủ theo hệ thống phân đối chuẩn đối với trùng lỗ trôi nổi [6], tảo vôi [8] và bào tử phấn hoa [25 - 27]. Song song với việc định tuổi, môi trường trầm tích được luận giải thông qua sự phân bố của các nhóm vi hóa thạch. Cụ thể, nghiên cứu sử dụng tỷ lệ trùng lỗ trôi nổi/trùng lỗ sống đáy và sự biến đổi của các nhóm trùng lỗ sống đáy để xác định sự

thay đổi mức nước biển [9]. Đồng thời, sự biến đổi của các nhóm sinh thái bào tử phấn hoa được sử dụng làm chỉ thị để nhận diện các điều kiện môi trường từ lục địa đến chuyển tiếp [25 - 27]. Sự kết hợp này cho phép khôi phục lịch sử tiến hóa môi trường trầm tích một cách hệ thống và có độ tin cậy cao.

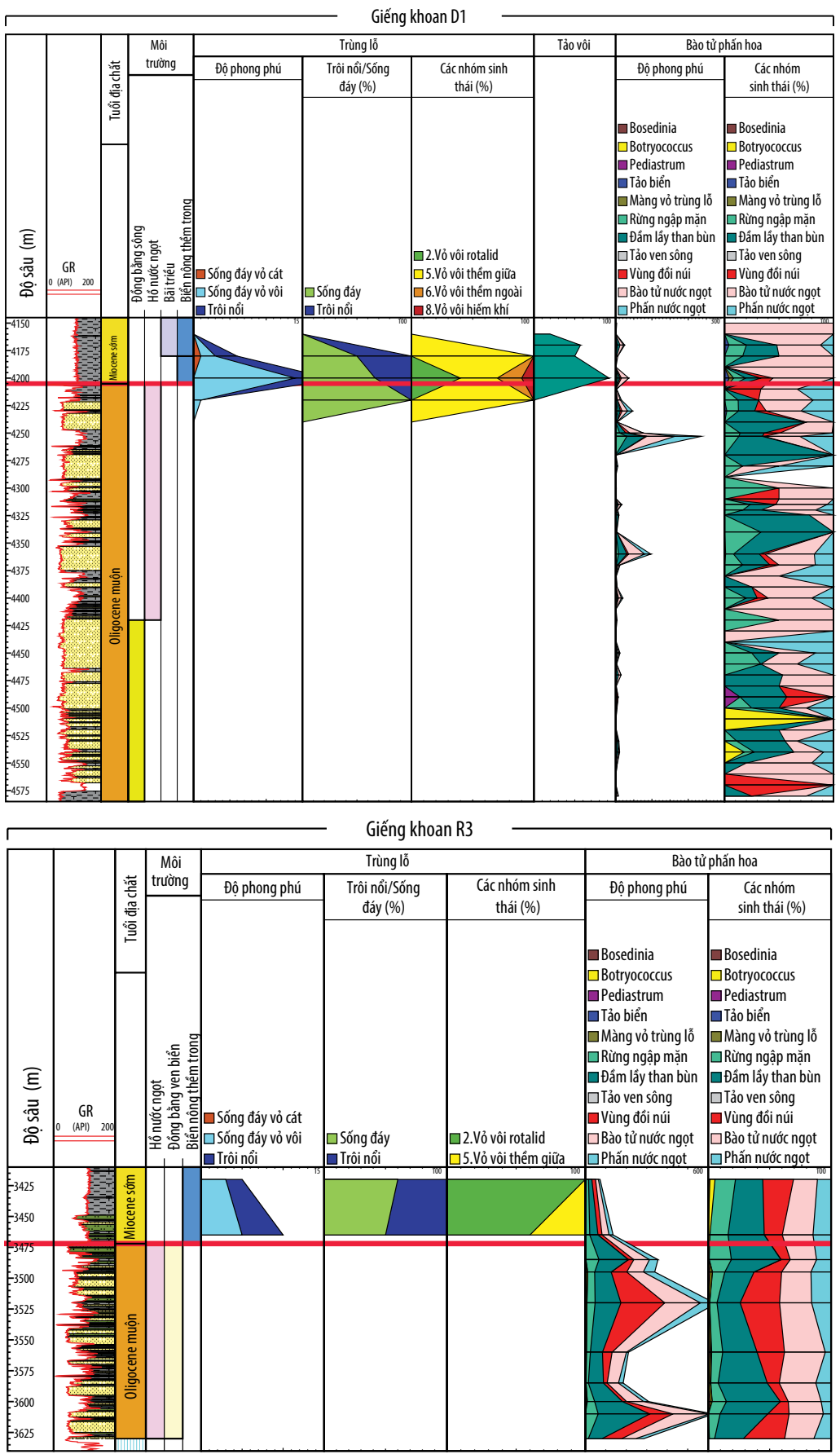
4. Kết quả nghiên cứu

Trên cơ sở minh giải dữ liệu vi hóa thạch, nghiên cứu đã xác định được ranh giới nóc của các tập trầm tích Oligocene muộn và Miocene sớm tại khu vực nghiên cứu. Độ sâu ranh giới cụ thể tại từng giếng khoan được tổng hợp trong Bảng 3.

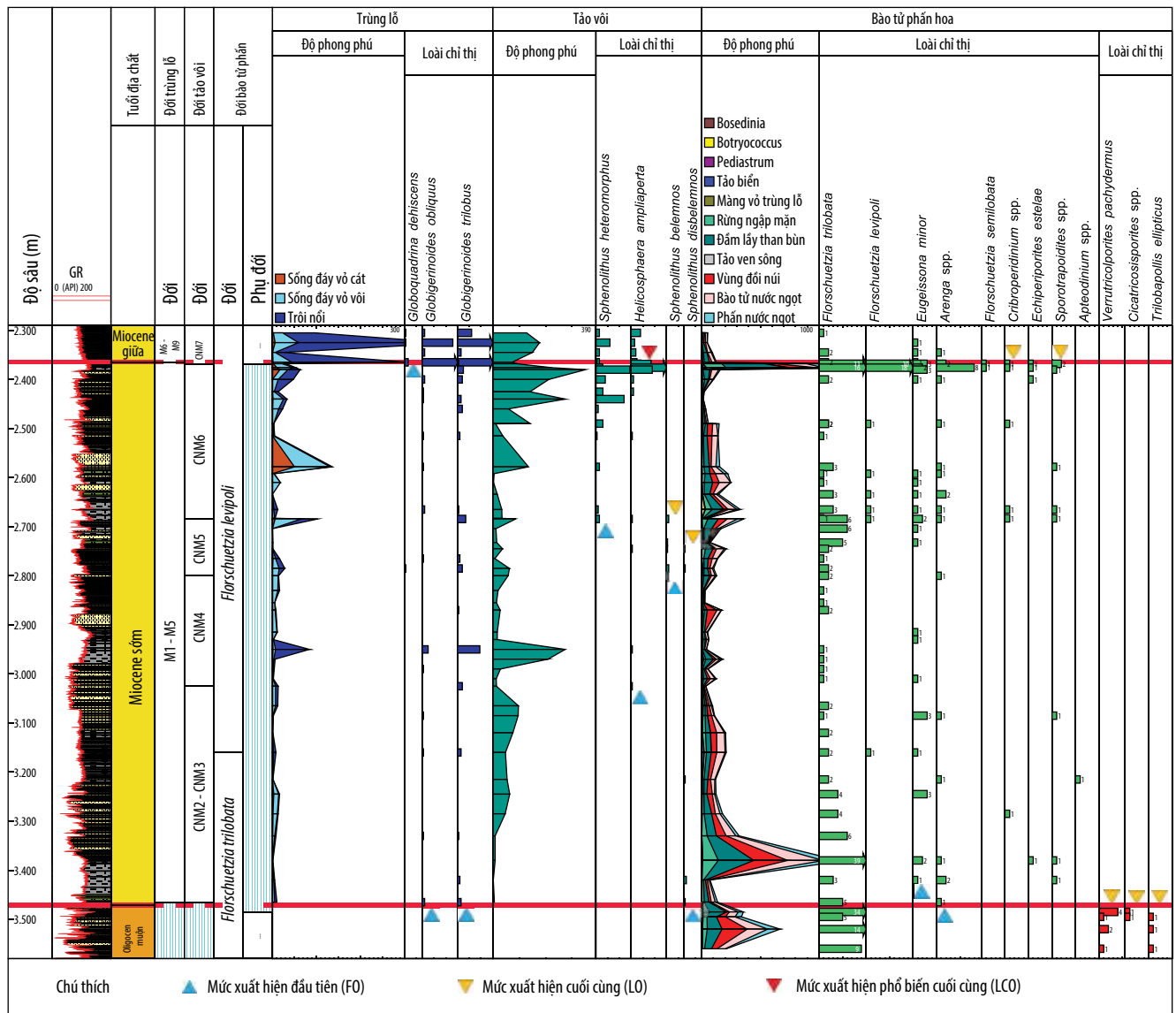
4.1. Đặc điểm sinh địa tầng Oligocene muộn

4.1.1. Đặc điểm phức hệ hóa thạch

Trong tập trầm tích Oligocene muộn, các nhóm vi hóa thạch



Hình 3. Biểu đồ phân bố các nhóm sinh thái bảo tử phần hoa và môi trường trầm tích Oligocene muộn tại các giếng khoan D1 và R3.



Hình 4. Biểu đồ phân bố các nhóm vi hóa thạch và phân đới sinh địa tầng trầm tích Miocene sớm tại giếng khoan D1.

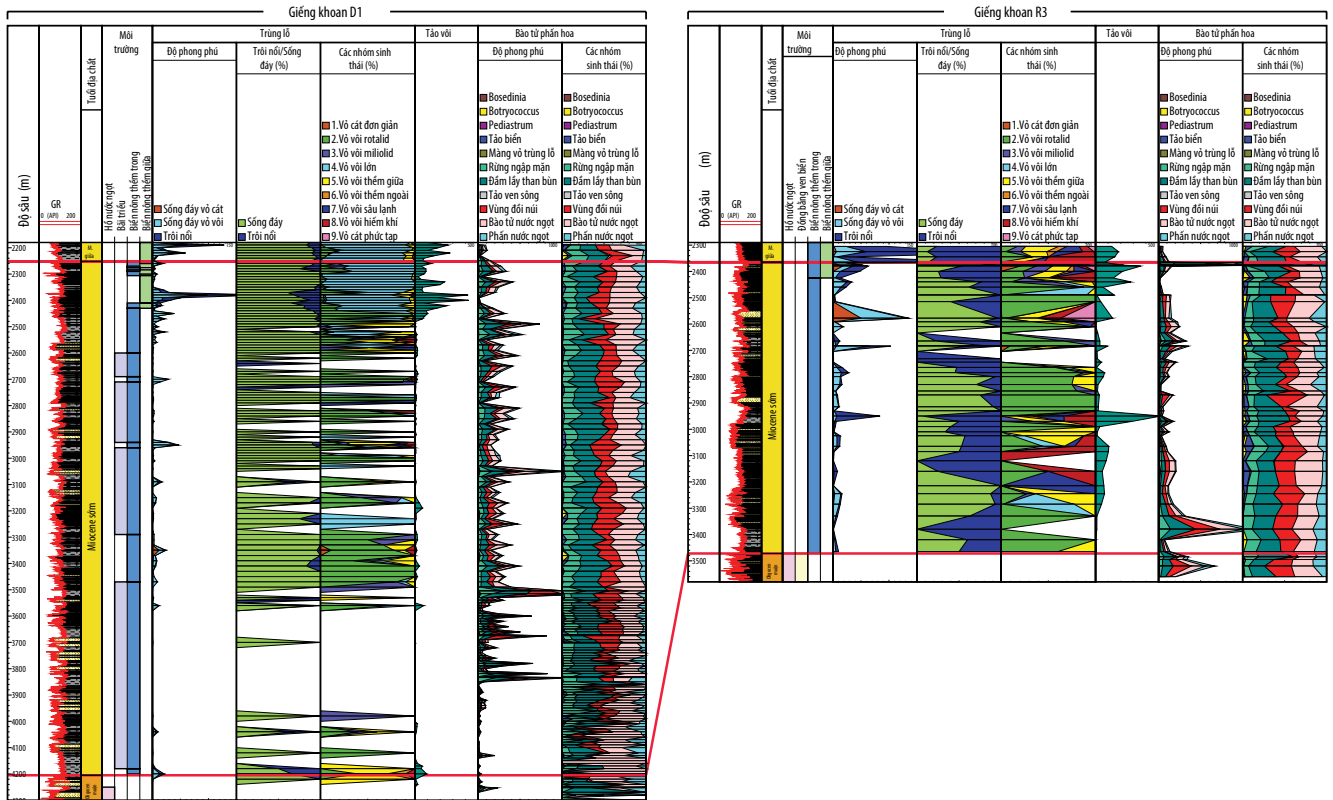
biến xuất hiện rất ít hoặc hoàn toàn vắng mặt. Cụ thể, trùng lỗ chỉ xuất hiện rải rác (dưới 10 cá thể/mẫu) tại phần trên cùng của tập trầm tích ở các giếng T1 và K1. Đồng thời, tảo vôi hoàn toàn vắng mặt trong toàn bộ các mẫu thuộc khoảng địa tầng này.

Ngược lại, bào tử phấn hoa rất phát triển trong giai đoạn Oligocene muộn, đóng vai trò là chỉ thị chính để minh giải sinh địa tầng (Hình 2). Phức hệ này xuất hiện phổ biến ở các giếng T1, L1, H1, D1 (dao động 20 - 100 cá thể/mẫu) và phong phú ở các giếng R1, R3, K1 (200 - 650 cá thể/mẫu). Về thành phần, các loài lục địa và rừng ngập mặn chiếm ưu thế tuyệt đối. Các loài chỉ thị quan trọng cho tuổi Oligocene muộn gồm: *Cicatricosisporites* spp., *Verrutricolporites pachydermus*, *Trilobapollis ellipticus* và *Meyeripollis nanharkotensis*. Bên cạnh đó, loài *Florschuetzia trilobata* hiện diện liên tục trong toàn bộ mặt cắt, điển hình

tại các giếng R1, R3 và K1. Dựa theo hệ thống phân đới bào tử phấn hoa chuẩn, ranh giới nóc Oligocene muộn được xác định tại mức LO của các loài *Cicatricosisporites* spp., *Verrutricolporites pachydermus* và *Trilobapollis ellipticus*. Khoảng địa tầng này tương đương với phần dưới của đới *Florschuetzia trilobata* và phụ đới *Verrutricolporites pachydermus*. Sự vắng mặt của các loài Miocene sớm đặc trưng như *Eugeissona minor*, *Arenga* spp. và *Florschuetzia levipoli* khẳng định thêm độ tin cậy của kết quả định tuổi này (Hình 2).

4.1.2. Đặc điểm sinh thái

Sự chiếm ưu thế của các nhóm bào tử phấn hoa nguồn gốc môi trường lục địa và ven biển phản ánh rõ nét bối cảnh cổ sinh thái trong giai đoạn Oligocene muộn (Hình 3). Tại phần dưới



Hình 5. Biểu đồ phân bố các nhóm sinh thái và môi trường trầm tích Miocene sớm tại giếng khoan D1 và R3.

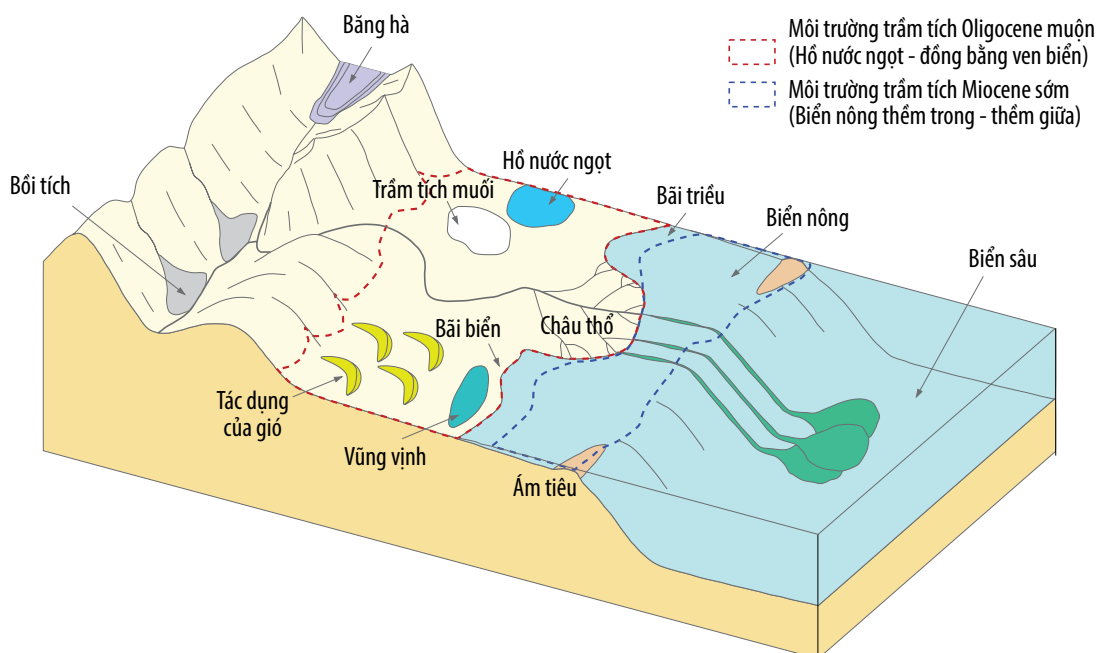
của mặt cắt, thành phần phức hệ chủ yếu gồm các loài nhóm phần hoa và bào tử nước ngọt, chiếm 45 - 90% tổng số lượng cá thể. Các chi điển hình gồm *Gleicheniidites*, *Lygodiumsporites*, *Osmundacidites*, *Polypodiaceasporites* và *Triletes*. Nhóm rừng ngập mặn chiếm khoảng 5 - 20% với các đại diện như *Acrostichum aureum*, *Nypa* và *Florschuetzia levipoli*. Ngược lại, nhóm tảo nước ngọt (*Botryococcus*, *Bosedinia*, *Pediastrum*) và nhóm phần hoa vùng đồi núi xuất hiện với tỷ lệ rất thấp, thậm chí vắng mặt hoàn toàn.

Ở phần trên của mặt cắt, dữ liệu ghi nhận sự gia tăng tỷ lệ của nhóm đầm lầy than bùn ven sông (chiếm 30 - 75%) với các chi, loài tiêu biểu như: *Magnastriatites howardii*, *Stenochlaena palustris*, *Crassoretitrites*, *Palmae* và *Barringtonia*. Kế tiếp là nhóm phần hoa nước ngọt (*Casuarina cainozoicus*, *Magnoliapollis*, *Tricolpollenites*, *Tricolporopollenites*, *Trilobapollis*) và bào tử nước ngọt (*Cyathiidites*, *Gleicheniidites*, *Lygodiumsporites*, *Osmundacidites*, *Triletes*), tỷ lệ đạt khoảng 10 - 30% cho mỗi nhóm. Ngoài ra, mặt cắt cũng ghi nhận tỷ lệ nhỏ nhóm phần hoa vùng đồi núi (*Piceapollenites*, *Pinuspollenites*, *Tsugapollenites*, *Podocarpidites*), chiếm khoảng 5 - 15%; trong khi đó, các chỉ thị ảnh hưởng của biển như tảo roi biển và màng vỏ trùng lỗ gần như vắng mặt (0 - 3%).

4.2. Đặc điểm sinh địa tầng Miocene sớm

4.2.1. Đặc điểm phức hệ hóa thạch

Chuyển sang Miocene sớm, thành phần vi hóa thạch có sự biến đổi mạnh. Trùng lỗ và tảo vôi bắt đầu xuất hiện, dù độ phong phú còn hạn chế (Hình 4). Số lượng cá thể của cả 2 nhóm vi hóa thạch biển này đều có xu hướng tăng dần từ đáy lên nóc tập trầm tích. Ở phần dưới mặt cắt, các vi hóa thạch biển rất nghèo hoặc vắng mặt cục bộ, trong khi đó, phần trên ghi nhận sự tăng nhanh về số lượng. Tại các giếng như H1, R1, R3 và K1, số lượng trùng lỗ đạt trên 200 cá thể/mẫu và tảo vôi tăng lên 5.000 - 6.000 cá thể/mẫu. Phức hệ trùng lỗ trôi nổi giai đoạn này được đặc trưng bởi các đại diện điển hình như *Trilobatus trilobus*, *T. sacculifer*, *Globigerinoides obliquus* và *G. subquadratus*. Trong khi đó, tảo vôi chiếm ưu thế với các loài kích thước nhỏ thuộc các giống *Reticulofenestra* và *Sphenolithus*. Việc áp dụng hệ thống phân đối chuẩn tiếp tục khẳng định sự hiện diện của các đới trùng lỗ M1b - M5 và đới tảo vôi CNM2 - CNM6, đồng thời xác nhận sự vắng mặt của các đới đáy Miocene sớm (M1a và CNM1) tại khu vực nghiên cứu. Cụ thể, đáy của tập trầm tích Miocene sớm (tương ứng đáy đới M1b và CNM2) được xác định dựa trên mức F0 của các loài trùng lỗ *Trilobatus trilobus*, *Globigerinoides obliquus* và tảo vôi *Sphenolithus disbelemnus*. Ở phần trên cùng, nóc của giai đoạn



Hình 6. Mô hình các môi trường trầm tích [31].

này (tương ứng nóc CNM6) được đánh dấu bởi mức LCO của tảo vôi *Helicosphaera ampliaperta*.

Ngược lại, độ phong phú của nhóm bào tử phấn hoa nguồn gốc lục địa có xu hướng giảm dần và được thay thế bởi sự phát triển của nhóm vi tảo roi biển (Hình 4). Mặc dù suy giảm, số lượng cá thể bào tử phấn hoa vẫn duy trì ở mức trung bình tới cao (dao động từ 30 - 400 cá thể/mẫu). Các loài phổ biến gồm: *Florschuetzia trilobata*, *Florschuetzia semilobata*, *Zonocostites ramonae* và *Spinizonocolpites echinatus*. Dựa theo hệ thống phân đôi bào tử phấn hoa, khoảng địa tầng Miocene sớm được xác định nằm trên mức LO của *Cicatricosisporites* spp., *Verrutricolporites pachydermus* và *Trilobapollis ellipticus*. Ngoài ra, sự hiện diện liên tục của *Florschuetzia trilobata* và sự xuất hiện của *Sporotrapoidites* spp., *Cribroperidinium* spp., *Eugeissona minor*, *Arenga* spp. và *Florschuetzia levipoli* cung cấp cơ sở để định tuổi Miocene sớm tại các giếng khoan nghiên cứu. Ranh giới nóc của tập trầm tích Miocene sớm tương ứng với mức LO của các loài *Sporotrapoidites* spp. và *Cribroperidinium* spp.

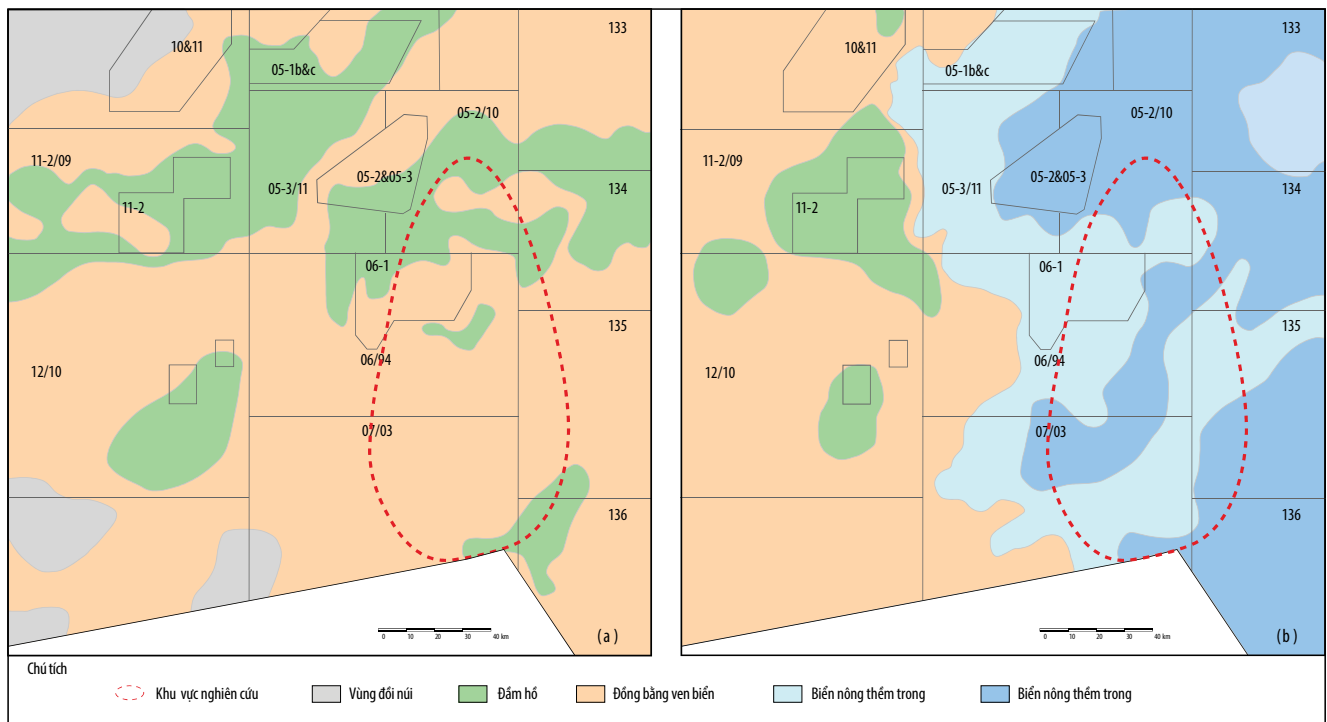
4.2.2. Đặc điểm sinh thái

Tỷ lệ trùng lỗ trôi nổi/trùng lỗ sống đáy biến động lớn giữa các giếng khoan (Hình 5). Tại các giếng L1 và D1, nhóm trùng lỗ sống đáy chủ yếu chiếm 80 - 100%, trong khi tại các giếng T1, H1, R1 và K1, nhóm trùng lỗ trôi nổi chiếm ưu thế đạt 25 - 95%. Tại phần trên cùng của mặt cắt, tỷ lệ trùng lỗ trôi nổi/trùng lỗ sống đáy gia tăng rõ rệt, đạt 60 - 95% tại giếng K1. Về thành phần, ở

phần thấp và giữa của tập trầm tích, trùng lỗ sống đáy chủ yếu gồm các dạng vỏ vôi rotaliid, vỏ vôi miliolid và các loài vỏ vôi thuộc đới thềm giữa (35 - 65%). Ở phần nóc, thành phần trùng lỗ sống đáy có sự khác biệt: các giếng H1, R1, K1 ghi nhận sự pha trộn giữa nhóm vỏ vôi thềm giữa (20 - 50%) và vỏ vôi miliolid (15 - 45%). Riêng tại giếng T1, L1 và D1, nhóm trùng lỗ sống đáy kích thước lớn chiếm ưu thế (40 - 95%). Tỷ lệ các nhóm trùng lỗ sống đáy vỏ vôi thềm ngoài, vỏ vôi nước sâu lạnh và vỏ cát phức tạp luôn duy trì ở mức thấp trong toàn bộ mặt cắt.

Đối với nhóm bào tử phấn hoa, tỷ lệ các nhóm sinh thái thể hiện tính ổn định cao xuyên suốt mặt cắt Miocene sớm (Hình 5). Phức hệ được đặc trưng bởi sự chiếm ưu thế của các nhóm rừng ngập mặn, đầm lầy than bùn ven sông, cùng phấn hoa và bào tử nước ngọt với tổng tỷ lệ dao động từ 45 - 60%, đi kèm sự hiện diện ổn định của nhóm phấn hoa vùng đồi núi (5 - 15%). Đồng thời, mặt cắt cũng ghi nhận sự xuất hiện của nhóm tảo roi biển với tỷ lệ nhỏ (5 - 10%); trong khi đó, nhóm màng vỏ trùng lỗ hầu như vắng mặt trong toàn bộ tập trầm tích.

Trên cơ sở kế thừa kết quả nghiên cứu ở khu vực Đông Nam bể Nam Côn Sơn [9] và dữ liệu mới từ 2 giếng D1, R3, nghiên cứu này đã phân chia các đới trùng lỗ M1b - M5 và đới tảo vôi CNM2 - CNM6 cho mặt cắt Miocene sớm. Tuy nhiên, việc xác định ranh giới tập trầm tích Oligocene muộn và Miocene sớm nếu chỉ dựa đơn thuần vào đáy đới trùng lỗ M1b và đới tảo vôi CNM2 sẽ thiếu tính thuyết phục. Việc tích hợp bào tử phấn hoa - nhóm hóa thạch chỉ thị có giá trị cho môi trường từ lục địa đến chuyển



Hình 7. Sơ đồ môi trường trầm tích khu vực Đông Nam bể Nam Côn Sơn: (a) Giai đoạn Oligocene muộn; (b) Giai đoạn Miocene sớm (tổng hợp từ [32] và nghiên cứu này).

tiếp [10] đã làm sáng tỏ ranh giới này. Kết quả ghi nhận sự xuất hiện phổ biến của phức hệ bào tử phấn hoa Oligocene muộn với các loài chỉ thị như *Cicatricosisporites* spp., *Verrutricolporites pachydermus* và *Trilobapollis ellipticus* ngay bên dưới mức FO của các trùng lỗ *Trilobatus trilobus*, *Globigerinoides obliquus* và tảo vôi *Sphenolithus disbelemnos*. Ranh giới nóc của phụ đới bào tử phấn hoa *Verrutricolporites pachydermus* xuất hiện đồng thời với ranh giới đáy của các đới trùng lỗ M1b và tảo vôi CNM2, thiết lập một mốc sinh địa tầng tin cậy. Sự kết hợp này không chỉ nâng cao độ chính xác trong việc xác định ranh giới Oligocene muộn - Miocene sớm mà còn khắc phục triệt để những hạn chế của các nghiên cứu vi hóa thạch đơn lẻ trước đây.

Nghiên cứu cũng ghi nhận sự vắng mặt của các đới sinh địa tầng thuộc giai đoạn đầu Miocene sớm gồm đới trùng lỗ M1a và đới tảo vôi CNM1. Sự xuất hiện trực tiếp của đới trùng lỗ M1b và đới tảo vôi CNM2 ngay trên nóc phụ đới bào tử phấn hoa *Verrutricolporites pachydermus* khẳng định sự tồn tại của một khoảng gián đoạn địa tầng. Kết quả này tương đồng với các quan sát trước đây trong khu vực [1, 11, 28], cho thấy ranh giới giữa hệ tầng Cau và hệ tầng Dừa là một mặt bất chỉnh hợp. Khoảng gián đoạn này là hệ quả trực tiếp của pha nghịch đảo kiến tạo cuối Oligocene, gây hiện tượng nâng lên dẫn đến xói mòn hoặc gián đoạn trầm tích do mực nước biển tương đối hạ thấp trước khi diễn ra đợt biển tiến vào Miocene sớm [29, 30].

Việc xác định ranh giới giữa trầm tích Miocene sớm và Miocene giữa tại khu vực nghiên cứu thường gặp khó khăn do sự thiếu vắng các loài vi hóa thạch chỉ thị tiêu chuẩn theo hệ thống phân đới trùng lỗ [5, 6] và tảo vôi [7, 8]. Tuy nhiên, mức LCO của tảo vôi *Helicosphaera ampliaperta* (đánh dấu nóc đới CNM6) là mốc địa tầng có độ tin cậy cao [9]. Đặc biệt, mốc này trùng khớp với mức LO của bào tử phấn hoa *Sporotrapoidites* spp. và *Cribroperidinium* spp. - là những chỉ thị quan trọng cho nóc trầm tích Miocene sớm [25 - 27]. Sự trùng khớp này không chỉ giúp củng cố độ tin cậy của ranh giới địa tầng nêu trên mà còn tạo cơ sở vững chắc để liên kết địa tầng giữa các giếng khoan.

Để định vị không gian cổ địa lý của khu vực nghiên cứu, một mô hình về các môi trường trầm tích từ lục địa ra biển được sử dụng làm cơ sở tham chiếu (Hình 6). Dựa theo mô hình này dữ liệu sinh địa tầng giúp khôi phục lịch sử tiến hóa môi trường trầm tích tại khu vực nghiên cứu một cách rõ ràng (Hình 7). Trong Oligocene muộn, sự chiếm ưu thế của nhóm bào tử phấn hoa nguồn gốc lục địa và đầm lầy, kết hợp với sự vắng mặt của các vi hóa thạch biển (tảo roi biển, trùng lỗ, tảo vôi), phản ánh môi trường trầm tích thuộc đới hồ nước ngọt, đầm lầy than bùn và đồng bằng ven biển. Nhận định này phù hợp với đặc điểm thành phần thạch học của trầm tích chứa than và sét than của hệ tầng Cau, đồng thời tương đồng với các luận giải môi trường đã được công bố trước đây tại khu vực bể Nam Côn Sơn [1, 11]. Trong Miocene sớm, sự suy giảm

của các nhóm phần hoa lục địa cùng với sự xuất hiện của các nhóm vi hóa thạch biển đánh dấu một sự thay đổi cổ địa lý quan trọng, chuyển từ giai đoạn trầm tích lục địa sang thời kỳ biển tiến. Ở phần dưới của tập trầm tích Miocene sớm, mật độ vi hóa thạch và tỷ lệ trùng lỗ trôi nổi/trùng lỗ sống đáy đều ở mức thấp. Sự chiếm ưu thế của nhóm trùng lỗ sống đáy vỏ vôi dạng rotaliid và miliolid tại đây phản ánh môi trường biển nông thềm trong. Lên phía trên, mật độ vi hóa thạch và tỷ lệ trùng lỗ trôi nổi/trùng lỗ sống đáy tăng rõ rệt. Kết hợp với sự phát triển của nhóm trùng lỗ sống đáy vỏ vôi dạng miliolid và vỏ vôi thềm giữa, đặc điểm này phản ánh một quá trình biển tiến nhanh, làm môi trường dịch chuyển sang biển nông thềm giữa.

5. Kết luận

Trên cơ sở tích hợp dữ liệu các nhóm vi hóa thạch, nghiên cứu rút ra các kết luận sau:

- Ranh giới Oligocene muộn - Miocene sớm được xác định với độ tin cậy cao thông qua sự kết hợp giữa nóc phụ đối bào tử phần hoa *Verrutricolporites pachydermus*, đáy đối trùng lỗ trôi nổi M1b và đáy đối tảo vôi CNM2. Nóc trầm tích Miocene sớm được chuẩn hóa dựa trên sự trùng khớp giữa mức LCO của tảo vôi *Helicosphaera ampliaperta* và mức LO của phần hoa *Sporotrapoidites* spp. và *Cribreroidinium* spp.

- Sự thiếu vắng đối trùng lỗ M1a và đối tảo vôi CNM1 phản ánh một khoảng gián đoạn địa tầng, qua đó xác nhận sự hiện diện của mặt bất chỉnh hợp khu vực giữa hệ tầng Cau và hệ tầng Dừa. Đây là hệ quả trực tiếp của pha nghịch đảo kiến tạo cuối Oligocene, gây hiện tượng nâng lên và xói mòn trên diện rộng.

- Lịch sử tiến hóa môi trường trầm tích ghi nhận sự chuyển dịch rõ nét: từ hồ nước ngọt, đầm lầy than bùn và đồng bằng ven biển (Oligocene muộn) sang biển nông thềm trong và tiến dần ra thềm giữa (Miocene sớm).

- Phương pháp tích hợp nhiều nhóm vi hóa thạch đã cho thấy tính ưu việt trong việc chuẩn hóa địa tầng tại các khoảng độ sâu khan hiếm vi hóa thạch chỉ thị. Kết quả này cung cấp cơ sở dữ liệu sinh địa tầng tin cậy, phục vụ hiệu quả công tác minh giải và liên kết địa tầng trong thăm dò dầu khí tại khu vực.

Tài liệu tham khảo

[1] Nguyễn Giao và Nguyễn Trọng Tín, "Bể trầm tích Nam Côn Sơn và tài nguyên dầu khí", *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2019, trang 391 - 440.

[2] Nguyen Thi Tham and Nguyen Van Su, "Neogene

calcareous nannofossils from the Nam Con Son basin, offshore Vietnam", *Journal of Nannoplankton Research*, Volume 36, Issue 2, pp. 151 - 160, 2016. DOI: 10.58998/jnr2240.

[3] Cao Đăng Hoàng Yến, Nguyễn Thị Thu Hiền và Nguyễn Thị Thắm, "Sử dụng các thông số trong phân tích foraminifera để đánh giá sự thay đổi của tổ hợp hóa thạch và xác định môi trường giếng khoan bể Nam Côn Sơn", *Tạp chí Dầu khí*, Số 4, trang 37 - 44, 2017.

[4] Pham Thi Duyen, Ta Thi Hoa, Mai Hoang Dam, and Nguyen Thi Tham, "Stratigraphic significance of larger benthic foraminifera in Miocene carbonates from Nam Con Son basin, Vietnam", *Stratigraphy and Geological Correlation*, Volume 31, pp. 676 - 699, 2023. DOI: 10.1134/S0869593823060035.

[5] Walter H. Blow, "Late Middle Eocene to recent planktonic foraminiferal biostratigraphy", *Proceedings of the First International Conference on Planktonic Microfossils*, Volume 1, pp. 199 - 421, 1969. DOI: 10.1163/9789004616455_018.

[6] Bridget S. Wade, Paul N. Pearson, William A. Berggren, and Heiko Pälike, "Review and revision of Cenozoic tropical planktonic foraminiferal biostratigraphy and calibration to the geomagnetic polarity and astronomical time scale", *Earth-Science Reviews*, Volume 104, Issue 1 - 3, pp. 111- 142, 2011. DOI: 10.1016/j.earscirev.2010.09.003.

[7] E. Martini, "Standard Tertiary and Quaternary calcareous nannoplankton zonation", *Proceedings of the Second Planktonic Conference, Roma, 1970*.

[8] Jan Backman, Isabella Raffi, Domenico Rio, Eliana Fornaciari, and Heiko Pälike, "Biozonation and biochronology of Miocene through Pleistocene calcareous nannofossils from low and middle latitudes", *Newsletters on Stratigraphy*, Volume 45, Issue 3, pp. 221 - 244, 2012. DOI: 10.1127/0078-0421/2012/0022.

[9] Nguyen Van Su, Nguyen Tan Trieu, Mai Hoang Dam, Nguyen Thi Tham và Bui Thi Ngoc Phuong, "Biostratigraphy and petrography of Miocene sediments in the southeastern Nam Con Son basin, Vietnam", *Marine Micropaleontology*, Volume 201, 2025. DOI: 10.1016/j.marmicro.2025.102521.

[10] Robert J. Morley, *Origin and evolution of tropical rain forests*. Wiley, 2000.

[11] Robert J. Morley, Tony Swiecicki, and Pham Thi Thuy Dung, "A sequence stratigraphic framework for the Sunda region, based on integration of biostratigraphic, lithological and seismic data from Nam Con Son basin, Vietnam", *Proceedings of the*

Indonesian Petroleum Association: 35th Annual Convention and Exhibition 2011.

[12] Bui Viet Dung, Hoang Anh Tuan, Nguyen Van Kieu, Ha Quang Man, Nguyen Thi Thanh Thuy, and Pham Thi Dieu Huyen, "Depositional environment and reservoir quality of Miocene sediments in the central part of the Nam Con Son basin, Southern Vietnam shelf", *Marine and Petroleum Geology*, Volume 97, pp. 672 - 689, 2018. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2018.05.004.

[13] Ian J. Slipper, "Micropalaeontological techniques", *Encyclopedia of Geology*, pp. 470 - 475, 2005. DOI: 10.1016/B0-12-369396-9/00105-2.

[14] Paul R. Bown and Jeremy R. Young, "Techniques", *Calcareous nannofossil biostratigraphy*. Chapman and Hall, 1998, pp. 16 - 28.

[15] D. Phipps and Geoffrey Playford, "Laboratory techniques for extraction of palynomorphs from sediments", *Department of Geology, University of Queensland*, Volume 11, Issue 1, pp. 1-23, 1984.

[16] James P. Kennett and M.S. Srinivasan, *Neogene planktonic foraminifera: A phylogenetic atlas*. Hutchinson Ross, 1983.

[17] Hans M. Bolli and John B. Saunders, "Oligocene and Holocene low-latitude planktic foraminifera", *Plankton stratigraphy*. Cambridge University Press, 1985, pp. 155 - 262.

[18] Hans M. Bolli, Jean-Pierre Beckmann, and John B. Saunders, *Benthic foraminiferal biostratigraphy of the South Caribbean region*. Cambridge University Press, 2010. DOI: 10.1017/CB09780511564406.

[19] Robert Wynn Jones, *The challenger foraminifera*, Oxford University Press, 1994.

[20] Jean-Pierre Debenay, *A guide to 1,000 foraminifera from Southwestern Pacific: New Caledonia*. Muséum National d'Histoire Naturelle, 2013.

[21] Ann Holbourn, Andrew S. Henderson, and Norman MacLeod, *Atlas of benthic foraminifera*. Wiley, 2013. DOI: 10.1002/9781118452493.

[22] Paul Bown, Brian Huber, Bridget Wade, and Jeremy Young, "Pforams@mikrotax - Introduction". [Online]. Available: <https://www.mikrotax.org/pforams>.

[23] Jeremy R. Young, "Neogene", *Calcareous nannofossil biostratigraphy*. Chapman and Hall, 1998, pp. 225 - 265.

[24] Jeremy R. Young, Paul R. Bown, and Jaqueline A. Lees, "Nannotax3 - Introduction". [Online]. Available: <https://www.mikrotax.org/Nannotax3>.

[25] J.H. Germeraad, C.A. Hopping, and J. Muller, "Palynology of Tertiary sediments from tropical areas", *Review of Palaeobotany and Palynology*, Volume 6, Issue 3 - 4, 1968. DOI: 10.1016/0034-6667(68)90051-1.

[26] Robert J. Morley, "Palynology of Tertiary and Quaternary sediments in Southeast Asia", *6th Annual Convention Proceedings*, Volume 1, pp. 255 - 276, 1977.

[27] Robert J. Morley, "Tertiary stratigraphic palynology in Southeast Asia: current status and new directions", *Bulletin of the Geological Society of Malaysia*, Volume 28, pp. 1 - 36, 1991.

[28] Stephen J. Matthews, Alan J. Fraser, Shane Lowe, Simon P. Todd, and Frank J. Peel, "Structure, stratigraphy and petroleum geology of the SE Nam Con Son Basin, offshore Vietnam", *Geological Society, London, Special Publications*, Volume 126, pp. 89 - 106, 1997. DOI: 10.1144/GSL.SP.1997.126.01.07.

[29] Dieter Franke, Dimitri Savva, Manuel Pubellier, Stephan Steuer, Benoit Mouly, Jean-Luc Auxietre, Florian Meresse, and Nicolas Chamot-Rooke, "The final rifting evolution in the South China Sea", *Marine and Petroleum Geology*, Volume 58, Part B, pp. 704 - 720, 2014. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2013.11.020..

[30] Nguyen Quang Tuan and Tran Van Tri, "Seismic interpretation of the Nam Con Son basin and its implication for the tectonic evolution", *Indonesian Journal on Geoscience*, Volume 3, Issue 2, pp. 127 - 137, 2016. DOI: 10.17014/ijog.3.2.127-137.

[31] Steven Earle, "Physical geology", 2019. [Online]. Available: <https://opentextbc.ca/physicalgeology2ed/chapter/6-3-depositional-environments-and-sedimentary-basins/>.

[32] Viện Dầu khí Việt Nam, *Nghiên cứu, đánh giá cập nhật tiềm năng dầu khí của các bể trầm tích Cenozoic trên thềm lục địa Việt Nam phục vụ cho kế hoạch, quy hoạch tìm kiếm thăm dò của PETROVIETNAM giai đoạn 2020 - 2030 và định hướng sau năm 2030*, 2022.

BIOSTRATIGRAPHY AND DEPOSITIONAL ENVIRONMENTS OF THE LATE OLIGOCENE - EARLY MIOCENE IN THE SOUTHEASTERN NAM CON SON BASIN

Nguyen Van Su, Nguyen Thi Tham, Mai Hoang Dam, Pham Thi Duyen, Nguyen Thanh Tuyen

Vietnam Petroleum Institute (VPI), Ha Noi, 11312, Vietnam

KEY WORDS

Biostratigraphy,
paleoenvironment,
microfossils, Late
Oligocene - Early
Miocene, Nam Con Son
basin

ABSTRACT

This study integrates microfossil data (foraminifera, calcareous nannofossils, and palynomorphs) with well-log data from seven wells using StrataBugs software to characterize the biostratigraphy and depositional environments of the Late Oligocene - Early Miocene successions in the southeastern Nam Con Son basin. Based on key biostratigraphic markers, the top boundaries of the Late Oligocene and Early Miocene were clearly delineated. The concurrent absence of the M1a foraminiferal zone and the CNM1 calcareous nannofossil zone confirms the presence of a regional unconformity between the Cau and Dua formations.

The results reveal a distinct evolution of depositional environments, from freshwater lacustrine and coastal plain in the Late Oligocene to inner- and middle- neritic settings during the Early Miocene. This study provides a reliable scientific basis for standardizing biostratigraphic interpretation and depositional environment modeling, helping overcome the limitations imposed by the scarcity of diagnostic microfossils and the geological complexity of the study area.

Corresponding author: Email: sunv@vpi.pvn.vn

Received: 11/1/2026; Revised: 11/1 - 2/2/2026; Accepted date: 26/2/2026

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG CHẮN CỦA ĐỨT GỖ TẠI CẤU TẠO A, TẦNG OLIGOCENE, KHU VỰC ĐÔNG BẮC BỂ TRẦM TÍCH CỬU LONG

Phùng Văn Phong, Bùi Quang Huy, Phí Ngọc Đông, Hồ Thị Thành, Nguyễn Trung Hiếu

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hà Nội, 11312, Việt Nam

TỪ KHÓA

Phân tích khả năng
chắn của đứt gãy, mô
hình tam giác 1D, kế áp
thạch học, tỷ lệ mùn
sét, dịch chuyển địa
tầng, ngưỡng.

TÓM TẮT

Dữ liệu thống kê cho thấy hơn 85% các cấu trúc bẫy chứa dầu khí phân bố kế áp và/hoặc phụ thuộc trực tiếp vào cơ chế chắn của hệ thống đứt gãy. Vì vậy, minh giải và định lượng khả năng chắn của đứt gãy tại các cấu tạo triển vọng là nhiệm vụ quan trọng trong các nghiên cứu địa chất dầu khí. Hiện nay, khả năng chắn của đứt gãy thường được đánh giá theo 2 phương pháp chính: trực tiếp và gián tiếp. Phương pháp trực tiếp xác định khả năng chắn dựa trên kết quả đo áp suất mao dẫn của mẫu lõi thu thập trực tiếp từ đới hủy hoại hoặc đới dập vỡ của đứt gãy. Phương pháp gián tiếp dự báo khả năng chắn trên cơ sở đối sánh với đặc tính chắn của các cấu tạo đã phát hiện trong khu vực lân cận, thông qua việc thiết lập mối tương quan giữa các thuộc tính định lượng trên bề mặt đứt gãy, đặc biệt là tỷ lệ mùn sét (shale gouge ratio - SGR), với áp suất chênh lệch giữa 2 cánh đứt gãy. Các ngưỡng giới hạn được xác lập từ dữ liệu thực tế là cơ sở để đánh giá tiềm năng chắn của các cấu tạo chưa khoan. Kết quả định lượng cơ chế chắn đứt gãy không chỉ góp phần hiệu chỉnh xác suất thành công địa chất mà còn cung cấp cơ sở khoa học để dự báo chiều cao cột dầu khí có thể được giữ lại trong các cấu tạo triển vọng.

1. Giới thiệu

Khu vực nghiên cứu nằm ở phía Đông Bắc bể trầm tích Cửu Long, lân cận các mỏ dầu khí đang được khai thác. Các phát hiện dầu khí trong các tầng chứa tuổi Oligocene tại khu vực lân cận cho thấy các bẫy chứa chịu ảnh hưởng đáng kể bởi cơ chế chắn của hệ thống đứt gãy. Do đó, việc luận giải và định lượng khả năng chắn của hệ thống đứt gãy là yếu tố quan trọng nhằm giảm thiểu rủi ro địa chất trong công tác đánh giá tiềm năng dầu khí. Theo tài liệu giếng khoan, thành tạo Oligocene trong khu vực nghiên cứu đặc trưng bởi sự xen kẽ giữa các tập cát kết và sét/bột kết. Vị trí không gian của cấu tạo A cùng các phát hiện dầu khí lân cận được thể hiện tại Hình 1. Kết quả tích hợp và minh giải các tài liệu mẫu lõi, cổ sinh địa tầng, địa vật lý giếng khoan và địa chấn phản xạ, kết hợp với các nghiên cứu địa tầng - trầm tích khu vực bể Cửu Long cho thấy các thành tạo trầm tích tuổi Oligocene được hình thành trong môi trường chuyển

tiếp từ hệ thống sông ngòi/kênh rạch đến môi trường hồ. Các tập cát kết chứa hoặc có tiềm năng chứa hydrocarbon có chiều dày biến đổi đáng kể, từ vài mét đến vài chục mét, được phân tách bởi các tập sét/bột kết hình thành trong các giai đoạn suy giảm năng lượng dòng chảy. Kết quả phân tích mẫu lõi trong phòng thí nghiệm kết hợp với minh giải địa vật lý giếng khoan cho thấy, các tầng chứa cát kết Oligocene tại khu vực nghiên cứu có độ rỗng hiệu dụng dao động trong khoảng 15 - 22%. Trong nghiên cứu này, các tài liệu giếng khoan, địa chấn và mô hình địa chất 3D của các cấu tạo đã được phát hiện trong khu vực lân cận được tổng hợp và phân tích để xác lập các ngưỡng chắn tới hạn của hệ thống đứt gãy. Các ngưỡng này được sử dụng làm cơ sở tham chiếu để đánh giá khả năng chắn của đứt gãy tại cấu tạo triển vọng A trước khi triển khai khoan thăm dò. Đồng thời, nghiên cứu xây dựng các kịch bản ranh giới chất lưu giả định tương ứng với các mức độ chắn khác nhau của đứt gãy, giúp nhận diện và giảm thiểu rủi ro liên quan đến khả năng chắn đứt gãy khi đánh

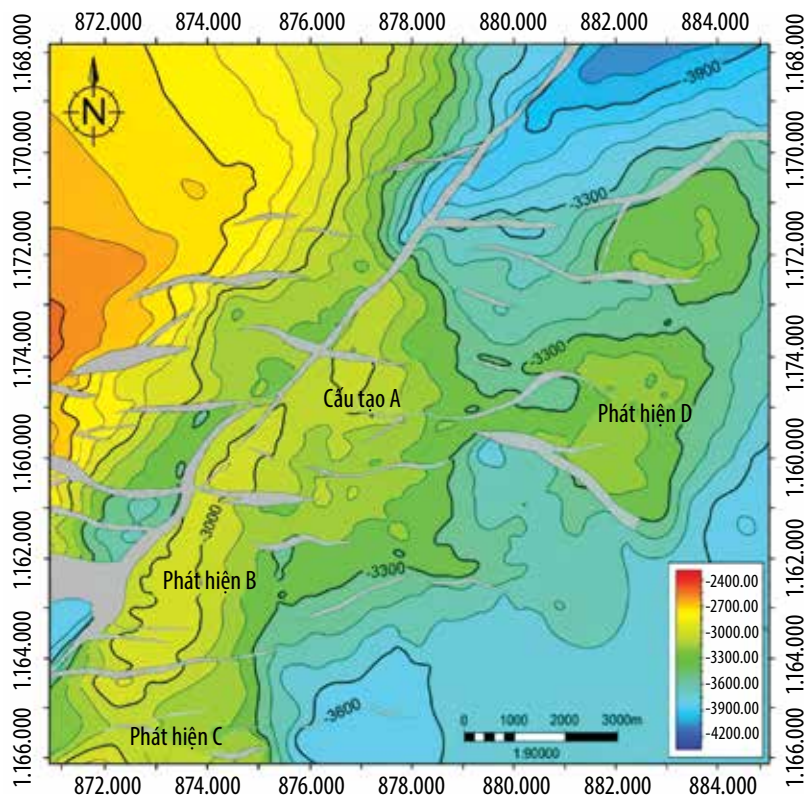
Tác giả liên hệ: Email: phongpv@vpi.pvn.vn

Ngày nhận bài: 28/1/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 29/1 - 18/2/2026; Ngày duyệt đăng: 26/2/2026

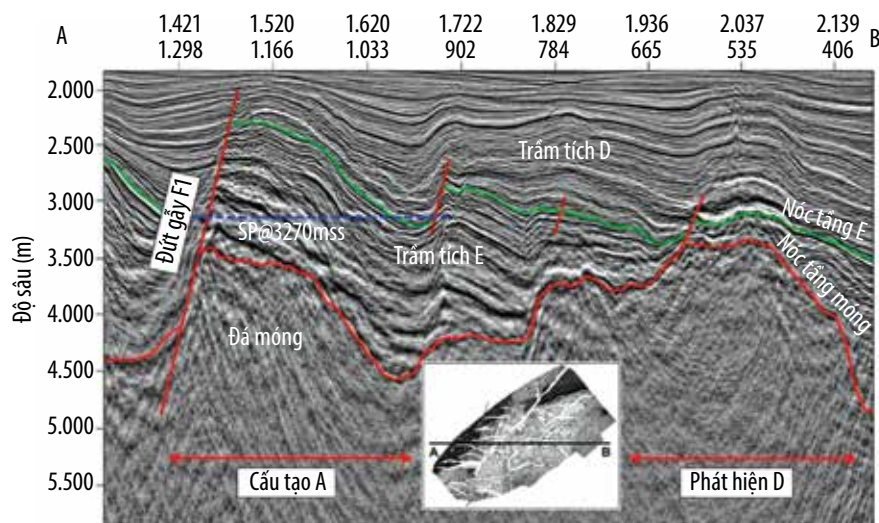
Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).





Hình 1. Bản đồ cấu trúc nóc tầng D miền độ sâu thể hiện vị trí cấu tạo A với các phát hiện dầu khí lân cận, bể Cửu Long. Khoảng cách các đường đồng mức là 100 m.



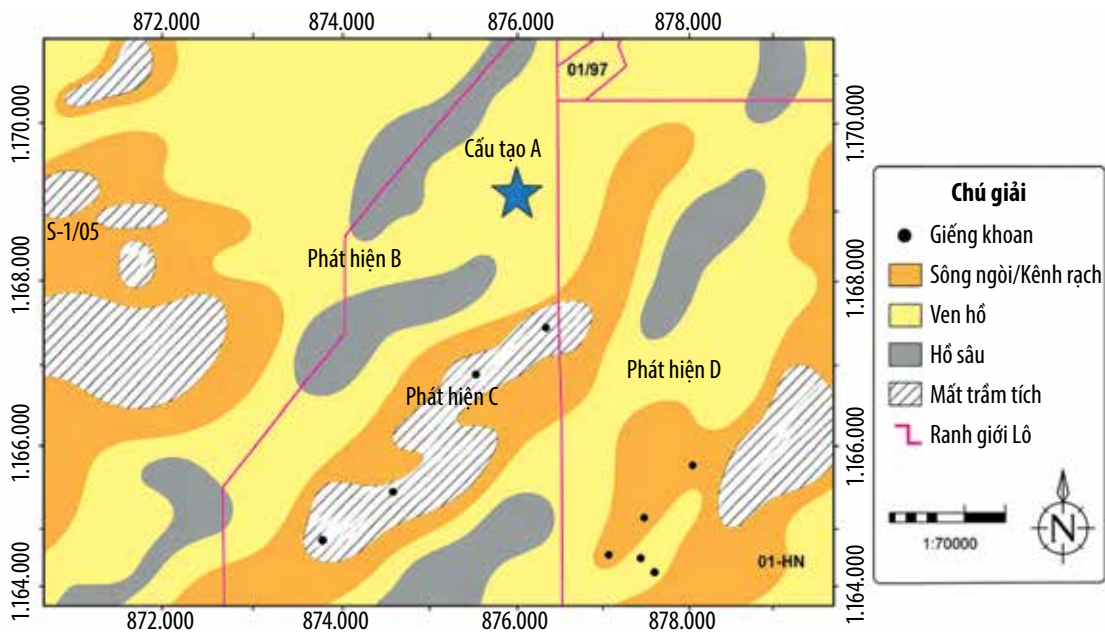
Hình 2. Mặt cắt địa vật lý qua cấu tạo A và phát hiện D lân cận.

giá hệ thống dầu khí và cấu tạo triển vọng, góp phần hỗ trợ tối ưu hóa chiến lược thăm dò tại khu vực nghiên cứu.

2. Đặc điểm địa chất, kiến tạo và địa tầng của khu vực nghiên cứu

Lịch sử phát triển địa chất - kiến tạo của khu vực nghiên cứu gắn liền với chu kỳ phát triển chung của toàn bể Cửu Long, có thể

được chia thành 4 giai đoạn chính: trước tách giãn, tách giãn, nén ép nghịch đảo và lún chìm nhiệt. Giai đoạn trước tách giãn (pre-rift) diễn ra từ Jurassic muộn đến Paleocene; giai đoạn tách giãn (syn-rift/rifting) kéo dài từ Eocene (?) đến đầu Oligocene muộn; giai đoạn nén ép nghịch đảo (compression/inversion) phát triển từ Oligocene muộn đến đầu Miocene sớm và giai đoạn lún chìm nhiệt (thermal subsidence/post-rift) bắt đầu từ cuối Miocene sớm đến nay [2, 4, 12].



Hình 3. Môi trường trầm tích tập E khu vực nghiên cứu. Nguồn VPI, 2018.

Địa tầng khu vực nghiên cứu gồm hệ thống đá móng granite nứt nẻ tuổi trước Đệ Tam (Pre-Tertiary fractured basement) và các phức hệ trầm tích Đệ Tam - Đệ Tứ trẻ hơn phủ bất chỉnh hợp lên trên. Hệ quả của các pha kiến tạo mạnh trong quá trình phát triển bề đã hình thành các bề mặt bất chỉnh hợp phân bố rộng khắp bốn trũng; tiêu biểu là bề mặt bóc móng, bề mặt bóc tập trầm tích E tuổi Oligocene sớm và bề mặt bóc tập trầm tích C tuổi Oligocene muộn.

Kết quả tích hợp tài liệu địa chấn phản xạ, địa vật lý giếng khoan, mô tả mẫu lõi và cổ sinh cho thấy, môi trường lắng đọng trầm tích trong khu vực có sự chuyển dịch rõ từ môi trường lục địa chiếm ưu thế ở các tập F, E, D và C sang môi trường biển ở các tập trầm tích trẻ hơn, điển hình là tập B tuổi Miocene. Trong nghiên cứu này đối tượng mục tiêu là các thành tạo trầm tích tuổi Oligocene, được hình thành chủ yếu trong môi trường sông ngòi/kênh rạch chuyển tiếp đến môi trường hồ (Hình 3).

3. Cơ sở dữ liệu và phương pháp nghiên cứu

Nghiên cứu được thực hiện trên cơ sở tích hợp hệ thống dữ liệu đa nguồn từ 11 giếng khoan thăm dò và tài liệu địa chấn trong khu vực, gồm các phần chính sau:

Tài liệu địa vật lý giếng khoan: Thể tích sét (V_{sh}), một thông số đầu vào cốt lõi trong định lượng khả năng chắn của đứt gãy, được trích xuất từ kết quả minh giải 11 giếng khoan, sau đó được chuẩn hóa và thể hiện trong mô hình thuộc tính không gian 3D. Đồng thời, tổ hợp các đường cong đo ghi cơ bản gồm tia gamma (GR),

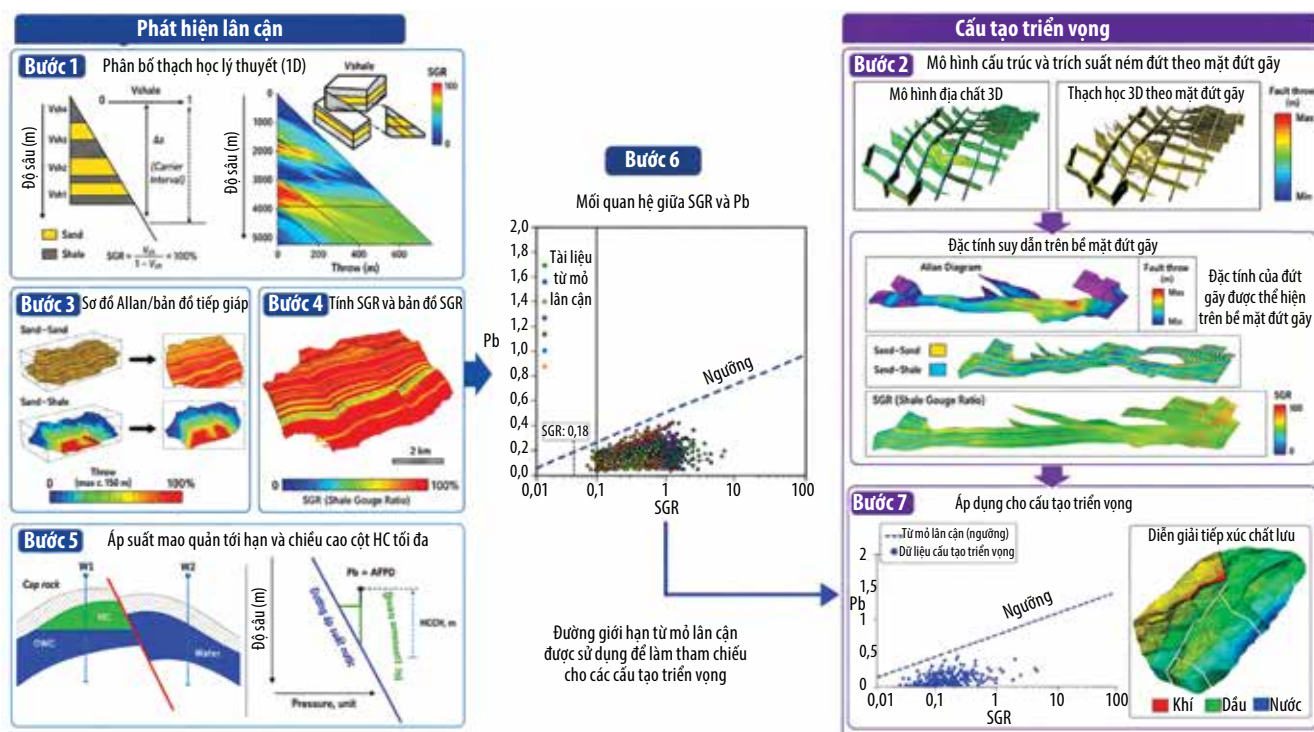
độ rỗng neutron (NPHI), mật độ (RHOB), thời gian truyền sóng âm (DT) và các đường cong điện trở suất được phân tích nhằm luận giải đặc tính chu kỳ/phân nhịp trầm tích.

Tài liệu địa chấn: Sử dụng số liệu lưới địa chấn bao phủ các cấu tạo A, B, C và D (Hình 1). Hệ tài liệu này gồm 4 bản đồ cấu trúc bóc các tầng phản xạ chính đã được minh giải chi tiết, tích hợp với mô hình hình học đứt gãy. Kết quả xây dựng mô hình cấu trúc 3D của cấu tạo A (Hình 2) cho thấy hệ thống đứt gãy chính phát triển theo phương Đông Bắc - Tây Nam có biên độ dịch chuyển đứng (fault throw) lớn nhất, lên tới 400 m trong tập E. Các đứt gãy phụ phát triển theo phương Đông - Tây có biên độ dịch chuyển nhỏ hơn, khoảng 120 m trong tập E. Đặc trưng dịch chuyển đứng này đóng vai trò quan trọng trong việc hạn chế diện phân bố kế áp thạch học (lithological juxtaposition) giữa 2 cánh đứt gãy.

Tài liệu khác: Hệ dữ liệu áp suất tĩnh vỉa (RFT/MDT), chiều cao cột dầu khí, đặc tính lý - hóa của chất lưu vỉa và các kết quả luận giải môi trường trầm tích từ các nghiên cứu trước được kế thừa và sử dụng làm tài liệu hiệu chỉnh (calibration data) cho mô hình dự báo.

Quy trình đánh giá và phân tích khả năng chắn đứt gãy gồm các bước chính sau (Hình 4):

- Bước 1: Thiết lập mô hình tam giác 1D (1D-triangle diagram) làm cơ sở phân tích phân bố thạch học lý thuyết theo chiều sâu.
- Bước 2: Xây dựng mô hình hình học cấu trúc và trích xuất biên độ dịch chuyển đứng dọc theo các bề mặt đứt gãy.



Hình 4. Quy trình đánh giá và phân tích chấn đứt gãy.

- Bước 3: Xây dựng bản đồ kế áp thạch học nhằm xác định các vùng tiếp xúc cát - cát hoặc cát - sét giữa 2 cánh đứt gãy.
- Bước 4: Tính và xác định tỷ lệ mùn sét (SGR) trên các bề mặt đứt gãy.
- Bước 5: Tính và lập bản đồ phân bố áp suất mao dẫn tới hạn đồng thời xác định chiều cao cột dầu khí tối đa mà đứt gãy có thể giữ.
- Bước 6: Thiết lập biểu đồ tương quan giữa giá trị SGR và áp suất chênh lệch/chiều cao cột dầu khí thực tế của các mỏ lân cận nhằm xác lập các ngưỡng chấn tới hạn.
- Bước 7: Áp dụng mô hình đã hiệu chỉnh để minh giải ranh giới chất lưu giả định gồm ranh giới dầu/khí - nước và đánh giá xác suất thành công của yếu tố bẫy chứa đối với cấu tạo triển vọng A.

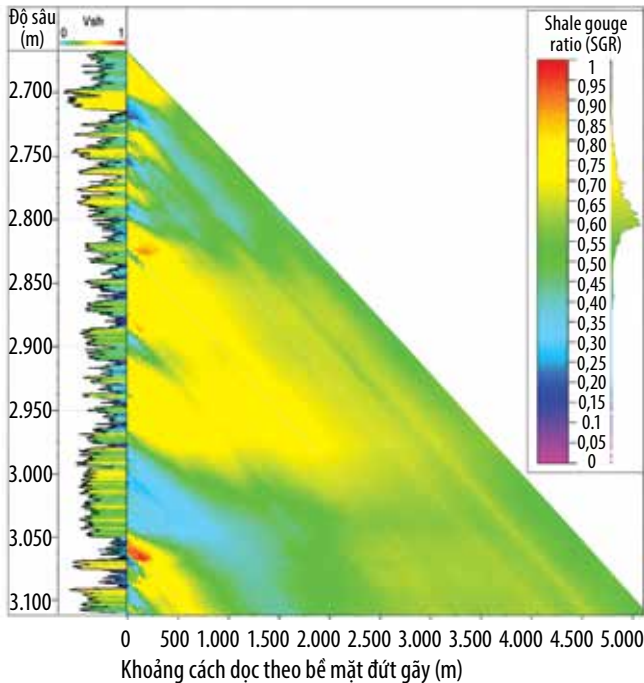
4. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

Mô hình tam giác chấn đứt gãy 1D là một công cụ hữu ích cho phép đánh giá nhanh khả năng chấn của đứt gãy. Phương pháp này được thiết lập trên cơ sở tích hợp hàm lượng sét (V_{sh}) theo tài liệu giếng khoan với biên độ dịch chuyển đứng của các thành hệ tầng ở 2 bên cánh đứt gãy [10]. Về nguyên tắc, hàm lượng sét càng cao và biên độ dịch chuyển đứt gãy càng lớn thì khả năng hình thành vật liệu mùn sét trên bề mặt đứt gãy càng tăng. Nhiều

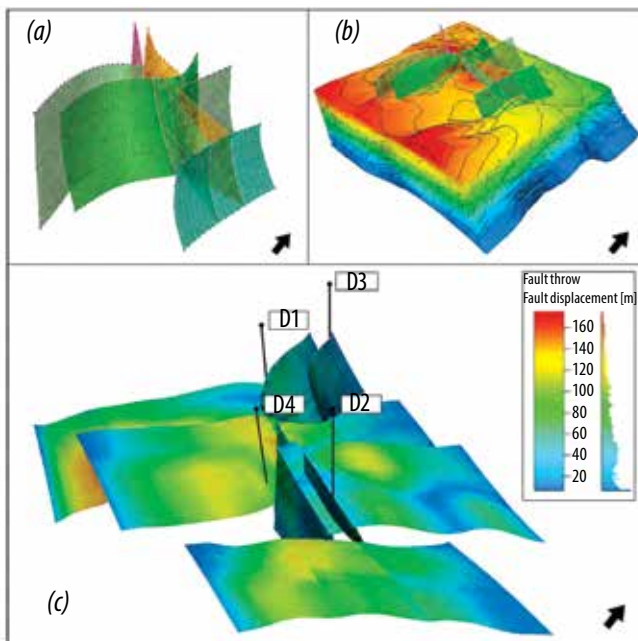
nghiên cứu thực nghiệm cho thấy khi tỷ lệ mùn sét trên bề mặt đứt gãy đạt giá trị cao, đặc biệt trong khoảng $> 0,4$ đứt gãy thường thể hiện khả năng chấn tốt [13]. Do mô hình tam giác 1D chủ yếu nhận định định tính hoặc bán định lượng, việc xác định chiều cao cột chất lưu tối đa mà bề mặt đứt gãy có thể giữ cần được tiếp tục lượng hóa thông qua các mô hình chấn đứt gãy trong không gian 3 chiều (3D fault seal modelling).

Trong nghiên cứu này, mô hình tam giác 1D được thiết lập đồng bộ cho 11 giếng khoan trong khu vực nhằm đánh giá tổng quan mức độ biến thiên của khả năng chấn đứt gãy. Kết quả mô phỏng cho thấy giá trị SGR biến thiên trong khoảng rộng, dao động từ 0,3 - 0,7. Sự phân bố này phụ thuộc trực tiếp vào vị trí của từng vỉa chứa, đặc điểm phân lớp thạch học và biên độ dịch chuyển của các đứt gãy tương ứng. Hình 5 minh họa kết quả xây dựng mô hình tam giác chấn đứt gãy 1D tại vị trí giếng khoan X trên cấu tạo D.

Xây dựng mô hình cấu trúc 3D và trích xuất biên độ dịch chuyển đứt gãy: Biên độ dịch chuyển đứng của đứt gãy dọc theo các tầng phản xạ có thể được xác định thông qua minh giải tài liệu địa chấn phản xạ. Tuy nhiên, do hệ thống đứt gãy trong khu vực nghiên cứu phát triển khá phức tạp, kết hợp với hệ thống 4 tầng phản xạ chính cần được phân tích, việc xác định thủ công giá trị dịch chuyển tại từng vị trí trên bề mặt đứt gãy sẽ tốn nhiều thời gian và có thể làm gia tăng sai số tích lũy. Vì vậy, nghiên cứu này



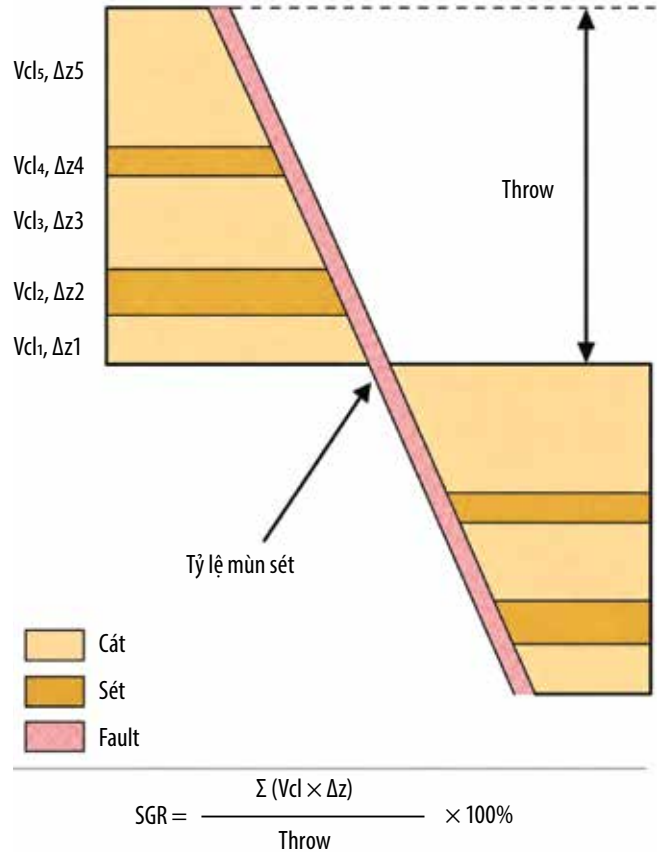
Hình 5. Mô hình tam giác chắn đứt gãy 1D của giếng khoan X trên cấu tạo D. Hàm lượng mùn sét cao, phần lớn > 50% thể hiện khả năng chắn của đứt gãy tốt.



Hình 6. Mô hình cấu trúc (a) Mô hình đứt gãy; (b) Mô hình cấu trúc nóc vĩa và (c) kết quả dịch chuyển thẳng đứng của các đứt gãy thuộc cấu tạo D.

đã xây dựng mô hình cấu trúc không gian 3 chiều cho các cấu tạo nghiên cứu nhằm nâng cao độ chính xác và hiệu quả xử lý dữ liệu.

Mô hình cấu trúc 3D cho phép xác định và trích xuất tự động sự biến thiên biên độ dịch chuyển của đứt gãy qua từng phân vị địa tầng. Hình 6 minh họa mô hình đứt gãy, mô hình cấu trúc nóc vĩa

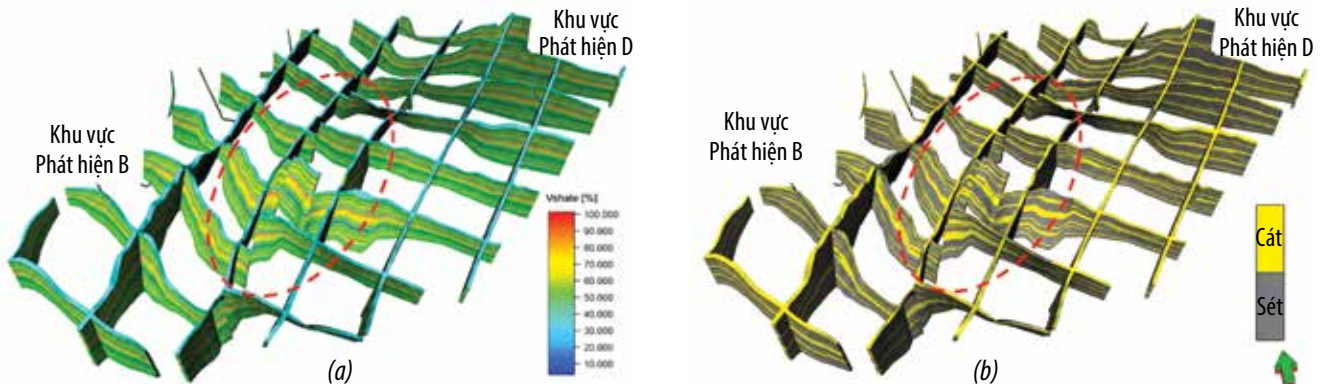


Hình 7. Mô hình phân lớp đơn giản và công thức tính toán tỷ lệ mùn sét trên bề mặt đứt gãy. V_{sh} và Δz là hàm lượng sét và chiều dày lớp. Fault throw là khoảng dịch chuyển thẳng đứng của đứt gãy tại điểm tính toán [13].

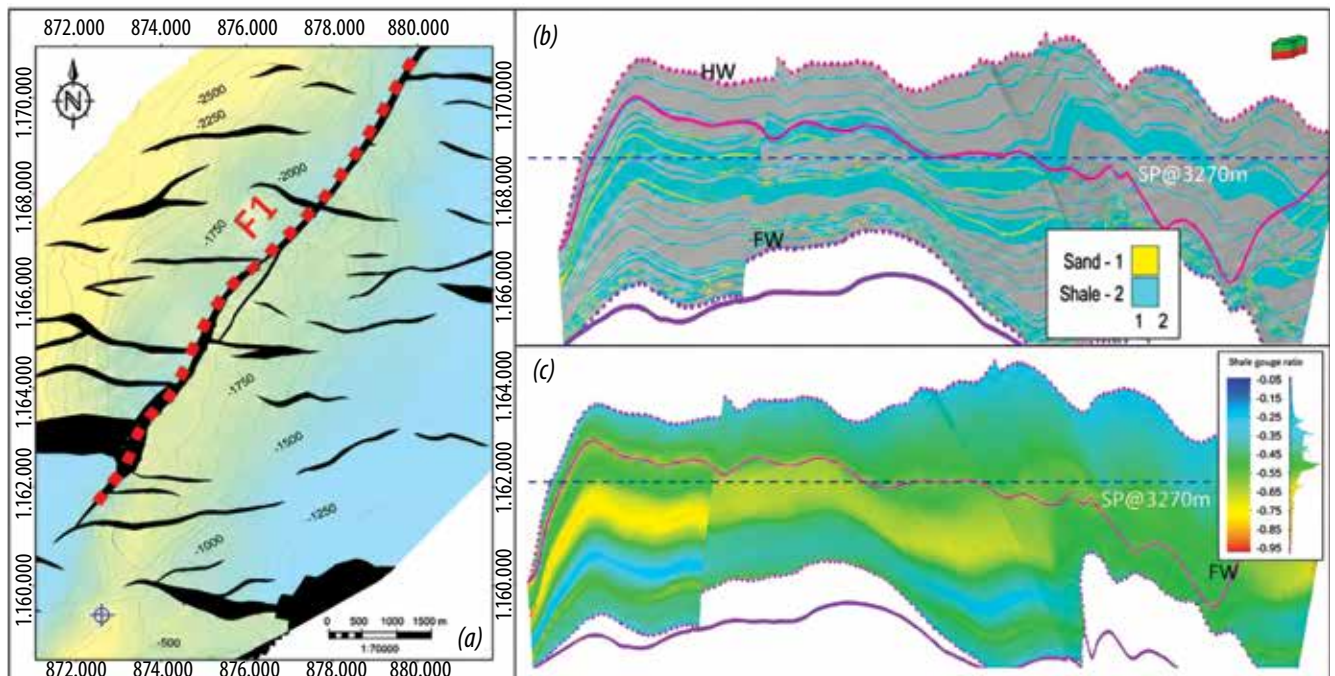
và bản đồ phân bố biên độ dịch chuyển của các đứt gãy thuộc cấu tạo D. Kết quả trích xuất cho thấy giá trị dịch chuyển biến đổi liên tục trong khoảng từ 0 - 160 m, phụ thuộc vào vị trí hình học, mức độ phát triển và lịch sử hoạt động của từng đứt gãy.

Phân tích diện kế áp thạch học và định lượng tỷ lệ mùn sét trên bề mặt đứt gãy: Trong đánh giá bể chứa, khả năng chắn của đứt gãy phụ thuộc đáng kể vào đặc điểm kế áp thạch học giữa 2 cánh đứt gãy [13]. Cơ chế chắn đạt hiệu quả cao khi tầng đá chứa kế áp trực tiếp với tập sét chắn ở cánh đối diện. Ngược lại, trường hợp tiếp xúc đá chứa - đá chứa có thể làm gia tăng rủi ro rò rỉ chất lưu [13]. Khi đó, khả năng giữ chất lưu của cấu trúc phụ thuộc chủ yếu vào đặc tính cơ lý và độ dày của lớp vật liệu lấp nhét trong đới đứt gãy, đặc biệt là tỷ lệ mùn sét hoặc hệ số trượt (clay smear factor - CSF) [13]. Các vị trí tiếp xúc đá chứa - đá chứa được xem là các điểm rò rỉ chất lưu tiềm năng.

Đối với cấu tạo A, đứt gãy chính F1 có biên độ dịch chuyển đứng lớn. Kết quả phân tích cho thấy các vỉa chứa thuộc tập E phần lớn kế áp với hệ thống trầm tích thuộc tập D, vốn đặc trưng bởi các tập sét hồ có chiều dày đáng kể và đóng vai trò chắn chủ đạo. Trong tập D



Hình 8. Mô hình hàm lượng sét (a) và thạch học (b) trong không gian 3D của cấu tạo A (vùng hình elip màu đỏ) từ các giếng lân cận khu vực nghiên cứu. Mô hình thạch học được xác định dựa trên giá trị tối hạn hàm lượng sét (40%).



Hình 9. Vị trí đứt gãy F1 tại cấu tạo A và các thuộc tính trên bề mặt đứt gãy: a) Vị trí đứt gãy F1; (b): Sơ đồ kế áp thạch học; (c): Phân bố tỷ lệ mùn sét trên bề mặt đứt gãy F1.

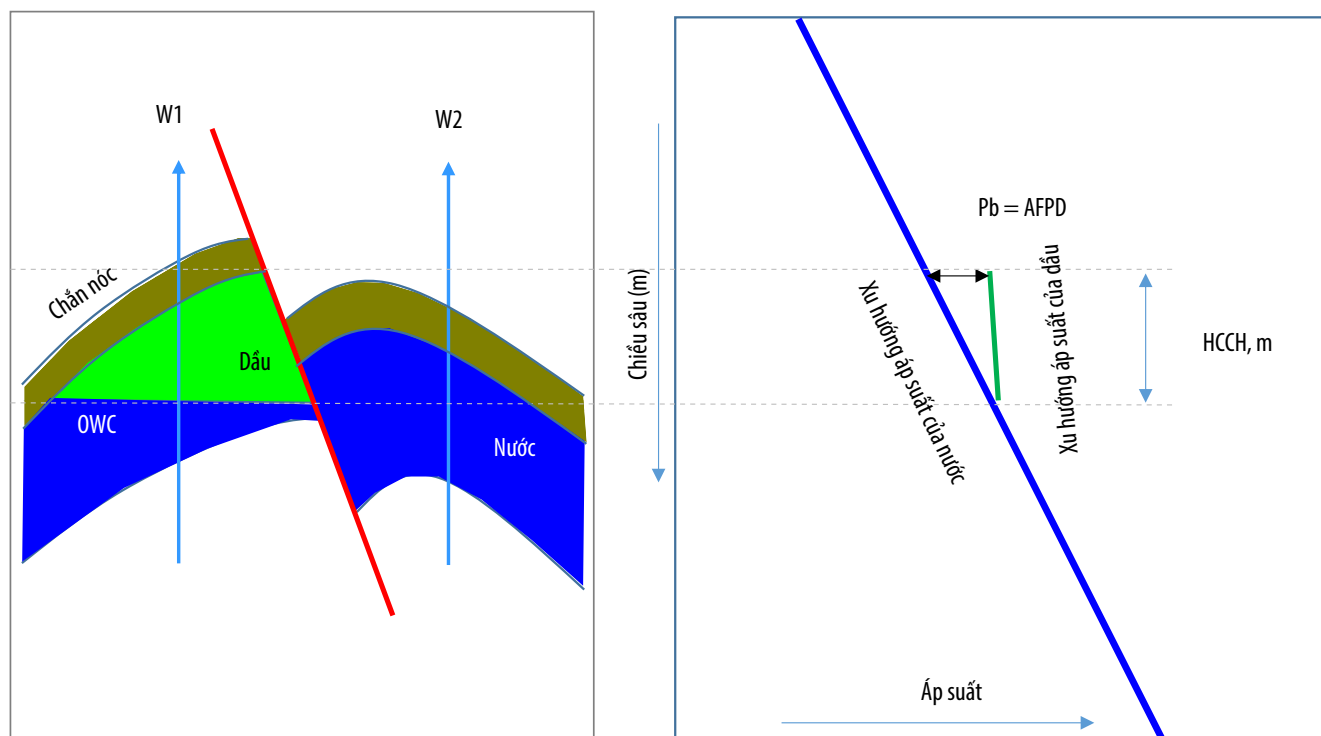
vẫn tồn tại các tập cát xen kẹp và trên bề mặt đứt gãy F1 vẫn xuất hiện một số điểm rò rỉ tiềm năng (Hình 9b), vì vậy, việc xác định khả năng giữ chất lưu tối đa hoặc áp suất mao dẫn tối hạn tại các điểm này là vấn đề cốt lõi trong đánh giá rủi ro chắn. Đây là ngưỡng áp suất mà tại đó hydrocarbon có thể bắt đầu dịch chuyển xuyên qua đứt gãy. Để giải quyết vấn đề này, nghiên cứu tiếp tục định lượng áp suất vỉa và xác lập ngưỡng chắn đứt gãy trên cơ sở đối sánh với hệ dữ liệu thực tế từ các cấu tạo đã khoan trong khu vực.

Tỷ lệ mùn sét dọc theo bề mặt đứt gãy được xác định dựa trên mối quan hệ giữa hàm lượng sét vỉa (V_{sh}), chiều dày các lớp trầm tích và biên độ dịch chuyển đứng của đứt gãy. Trong nghiên cứu này, thuộc tính SGR được tính theo công thức thực nghiệm đã

được sử dụng rộng rãi trong phân tích chắn đứt gãy và hiệu chỉnh qua nhiều nghiên cứu tại các bể trầm tích trong đó có khu vực vịnh Mexico [13]. Mô hình phân lớp đơn giản và công thức tính SGR được thể hiện tại Hình 7.

Về lý thuyết, các vỉa chứa hoặc tập trầm tích có hàm lượng sét nguyên thủy cao khi bị dịch trượt dọc theo đứt gãy, có khả năng tạo ra bề mặt đứt gãy giàu vật liệu mùn sét. Giá trị SGR cao thường tương ứng với áp suất mao dẫn lớn hơn, làm tăng khả năng chắn của đứt gãy. Nói cách khác, trong cùng điều kiện địa chất và chất lưu, khả năng chắn của đứt gãy có xu hướng tỷ lệ thuận với giá trị SGR trên bề mặt đứt gãy.

Để định lượng các thuộc tính không gian 3 chiều dọc theo



Hình 10. Mô hình khái niệm xác định áp suất chênh lệch dọc theo bề mặt đứt gãy giữa 2 cánh đứt gãy. Tại nhiều phát hiện dầu khí trong khu vực, các thân chứa bị chia cắt thành các khối đứt gãy riêng biệt và có ranh giới chất lưu khác nhau. Áp suất chênh lệch được xác định từ sự khác biệt giữa áp suất nước vỉa và áp suất dầu/khí tại cùng vị trí trên bề mặt đứt gãy.

diện đứt gãy, bao gồm diện tích áp thạch học và tỷ lệ mùn sét, nhóm tác giả đã xây dựng mô hình địa chất 3D tích hợp. Trong đó, mô hình thạch học và mô hình phân bố thể tích sét (V_{sh}) được thiết lập dựa trên giả định phân lớp song song của các tập trầm tích khi bị hệ thống đứt gãy cắt qua, đồng thời kế thừa giá trị V_{sh} tham chiếu từ hệ thống các giếng khoan lân cận khu vực nghiên cứu.

Hình 8 thể hiện kết quả mô phỏng phân bố thuộc tính thể tích sét và mô hình thạch học cát kết - sét kết xen kẽ tại khu vực cấu tạo A. Mô hình thạch học được xây dựng trên cơ sở áp dụng giá trị tối hạn hàm lượng sét 40% để phân biệt giữa cát kết và sét kết. Trên nền các mô hình thuộc tính này, bản đồ kế áp thạch học và phân bố SGR dọc theo bề mặt đứt gãy được tính toán, trích xuất bằng phần mềm chuyên dụng Petrel và thể hiện tại Hình 9.

Tại các cấu tạo đã khoan trong khu vực lân cận, sự tồn tại của các khối đứt gãy riêng biệt với các ranh giới chất lưu khác nhau là bằng chứng thực tế cho thấy hệ thống đứt gãy có vai trò kiểm soát tính khép kín của bể chứa. Trên cơ sở đó, nghiên cứu tổng hợp hệ dữ liệu địa vật lý giếng khoan để mô hình hóa hệ thống đứt gãy, từ đó xác lập mối quan hệ giữa áp suất chênh lệch vỉa, hoặc chiều cao cột chất lưu với các thuộc tính định lượng trên bề mặt đứt gãy.

Về mặt thủy động lực học vỉa, áp suất đẩy nổi của chất lưu (buoyancy pressure) có thể được ước tính khi xác định được mật

độ nước vỉa, mật độ hydrocarbon và chiều cao cột dầu khí tương ứng. Hình 10 minh họa nguyên lý xác định áp suất chênh lệch giữa 2 cánh đứt gãy tại cùng một vị trí trên bề mặt đứt gãy. Áp suất này được tính như sau:

$$P_b (\text{bar}) = \text{HCCH} \times g \times (\rho_w - \rho_{hc}) \times 10^{-6}$$

Trong đó:

Pb: Áp suất (bar);

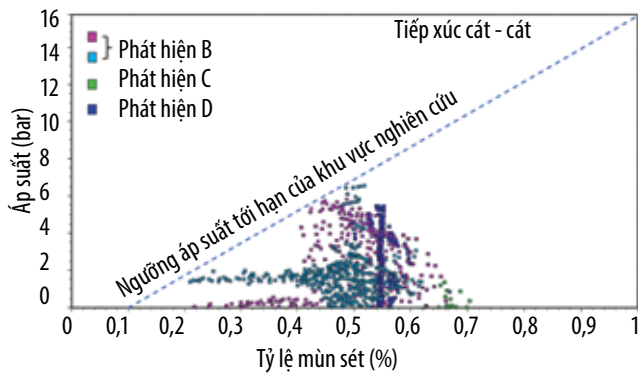
g: Gia tốc trọng trường (cm/s^2);

HCCH: Chiều cao cột dầu khí từ ranh giới chất lưu đến đỉnh cấu trúc (cm);

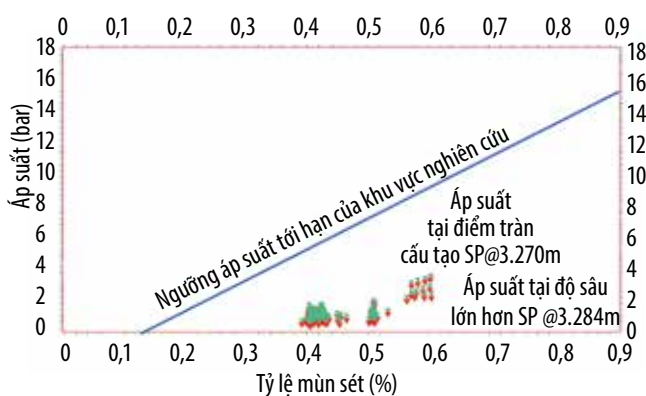
$\rho_w - \rho_{hc}$: Mật độ chất lưu nước (w) và dầu/khí (hc) (g/cm^3);

10^{-6} : Hằng số chuyển đổi.

Biểu đồ Hình 11 thể hiện mối quan hệ giữa áp suất chênh lệch và tỷ lệ mùn sét (SGR) trên bề mặt đứt gãy, được xây dựng từ dữ liệu địa chất, địa vật lý, áp suất vỉa và PVT của các phát hiện lân cận B, C và D. Mục tiêu của biểu đồ là xác lập ngưỡng chặn tới hạn phục vụ đánh giá khả năng chặn đứt gãy trong khu vực nghiên cứu. Theo đó, các điểm dữ liệu nằm dưới đường ngưỡng tới hạn được xem là nằm trong vùng chặn an toàn. Kết quả phân tích đối với cấu tạo A (Hình 12) cho thấy các điểm đánh giá trên bề mặt đứt



Hình 11. Biểu đồ quan hệ giữa áp suất chênh lệch và tỷ lệ mùn sét SGR trên bề mặt đứt gãy, được xây dựng từ các cấu tạo đã khoan trong khu vực nghiên cứu. Áp suất chênh lệch được tính toán dựa trên chiều sâu ranh giới chất lưu xác định từ tài liệu áp suất vỉa, tài liệu giếng khoan hoặc dữ liệu mẫu dầu/khí, kết hợp với chiều sâu đỉnh cấu tạo.



Hình 12. Quan hệ giữa áp suất chênh lệch và tỷ lệ mùn sét trên bề mặt đứt gãy F1 của cấu tạo A tại các vị trí tiếp xúc cát - cát so sánh với đường ngưỡng chắn tới hạn được xây dựng từ các phát hiện lân cận. Các điểm dữ liệu của cấu tạo A nằm trong vùng chắn an toàn.

gãy F1 phân bố trong vùng an toàn, hàm ý rằng đứt gãy F1 có khả năng giữ cột hydrocarbon từ đỉnh cấu trúc đến điểm tràn.

5. Kết luận

Trên cơ sở kế thừa và tích hợp dữ liệu từ các phát hiện dầu khí kể cận, mô hình ngưỡng chắn tới hạn của đứt gãy (critical fault seal threshold) cho khu vực nghiên cứu đã được xây dựng, làm cơ sở khoa học để đánh giá định lượng khả năng chắn và xác suất thành công của yếu tố bẫy chứa tại cấu tạo A chưa khoan.

Bài viết trình bày phương pháp sử dụng số liệu thực tế từ các cấu tạo đã khoan nhằm dự báo khả năng chắn đứt gãy cho khu vực chưa có giếng khoan. Mức độ tin cậy của kết quả phụ thuộc vào sự tương đồng về đặc điểm địa chất, thạch học, cấu trúc - kiến tạo và điều kiện thủy động lực học giữa các cấu tạo đã phát hiện và cấu tạo triển vọng. Do đó, việc lựa chọn các cấu tạo lân cận làm cơ sở hiệu chỉnh đóng vai trò quan trọng trong quá trình đánh giá.

Mô hình thuộc tính thể tích sét (V_{sh}) và mô hình thạch học phân lớp của cấu tạo A được xây dựng trên cơ sở tài liệu địa vật lý giếng khoan từ các cấu trúc lân cận. Kết quả minh giải bản đồ kế áp thạch học và phân bố tỷ lệ mùn sét dọc theo bề mặt đứt gãy chính F1 cho thấy diện tích xuất hiện các điểm rò rỉ chất lưu tiềm năng chiếm tỷ lệ nhỏ, trong khi giá trị SGR tại các vị trí đánh giá duy trì ở mức tương đối cao. Sự kết hợp giữa đặc điểm hình học kế áp và thuộc tính mùn sét trên bề mặt đứt gãy là cơ sở để nhận định đứt gãy F1 có khả năng chắn tốt.

Đồng thời, kết quả đối sánh giữa dải giá trị áp suất và SGR của cấu tạo A với đường ngưỡng chắn tới hạn của khu vực cho thấy các điểm đánh giá đều phân bố trong vùng an toàn. Kết quả từ mô hình tương quan này cho phép nhận định rằng đứt gãy F1 có khả năng giữ cột chất lưu từ đỉnh cấu trúc xuống tới điểm tràn cấu tạo tại độ sâu 3.270 mTVDSS. Đây là cơ sở quan trọng để giảm thiểu rủi ro chắn đứt gãy và hỗ trợ việc đánh giá triển vọng dầu khí cũng như định hướng chiến lược thăm dò tiếp theo tại cấu tạo A.

Tài liệu tham khảo

- [1] C.R. Allen, A.R. Gillespie, Han Yuan, K.E. Sieh, Zhang Buchun, and Zhu Chengnan, "Red River and associated faults, Yunnan Province, China: Quaternary geology, slip rates, and seismic hazard", *GSA Bulletin*, Volume 95, Issue 6, pp. 686 - 700, 1984.
- [2] Anne Briaies, Philippe Patriat, and Paul Tapponnier, "Updated interpretation of magnetic anomalies and seafloor spreading stages in the South China Sea: Implication for the Tertiary tectonics of southeast Asia", *Journal of Geophysical Research B: Solid Earth*, Volume 98, pp. 6229 - 6328, 1993. DOI: 10.1029/92JB02280.
- [3] P. Ted Doughty, "Clay smear seals and fault sealing potential of an exhumed growth fault, Rio Grande rift, New Mexico", *AAPG Bulletin*, Volume 87, Issue 3, pp. 427 - 444, 2003. DOI: 10.1306/10010201130.
- [4] P. Huchon, X. Le Pichon, and C. Rangin, "Indochina Peninsula and the collision of India and Eurasia", *Geology*, Volume 22, Issue 1, pp. 27 - 30, 1994.
- [5] Tung-Yi Lee and Lawrence A. Lawver, "Cenozoic plate reconstruction of Southeast Asia", *Tectonophysics*, Volume 251, Issue 1 - 4, pp. 85 - 138, 1995. DOI: 10.1016/0040-1951(95)00023-2.
- [6] Philippe Hervé Leloup, Robin Lacassin, Paul Tapponnier, Urs Schärer, Zhong Dalai, Liu Xiaohan, Zhang Liangshang, Ji Shaocheng, and Phan Trong Trinh, "The Ailao Shan-Red River shear zone (Yunnan, China), Tertiary transform boundary of Indochina",

Tectonophysics, Volume 251, Issue 1 - 4, pp. 3 - 10, 13 - 84, 1995. DOI: 10.1016/0040-1951(95)00070-4.

[7] L.H. Nielsen, A. Mathiesen, T. Bidstrup, and O.V. Vejbaek, "Modelling of hydrocarbon generation in the Cenozoic Song Hong basin, Vietnam: A highly prospective basin", *Journal of Asian Earth Sciences*, Volume 17, Issue 1 - 2, pp. 269 - 294, 1999. DOI: 10.1016/S0743-9547(98)00063-4.

[8] John D. Pigott and Ke Ru, "Basin superposition on the Northern margin of the South China Sea", *Tectonophysics*, Volume 235, Issue 1 - 2, pp. 27 - 50, 1994.

[9] Richard M. Jones and Richard R. Hillis, "An integrated, quantitative approach to assessing fault seal risk", *AAPG Bulletin*, Volume 87, Issue 3, pp. 507 - 525, 2003. DOI: 10.1306/10100201135.

[10] R.S.J. Tozer and A.M. Borthwick, "Variation in fluid contacts in the Azeri field, Azerbaijan: sealing faults or hydrodynamic

aquifer?", *Geological Society, London, Special Publications*, Volume 347, pp. 103 - 112, 2010. DOI: 10.1144/sp347.8.

[11] Peter R. Rose, "Chance of success and its use in petroleum exploration", *The business of petroleum exploration*. American Association of Petroleum Geologists, 1992.

[12] P. Tapponnier, R. Lacassin, P.H. Leloup, U. Schärer, Zhong Dalai, Wu Haiwei, Liu Xiaohan, Ji Shaocheng, Zhang Lianshang, and Zhong Jiayou, "The Ailao Shan/Red River metamorphic belt: Tertiary left-lateral shear between Indochina and South China", *Nature*, Volume 343, pp. 431 - 437, 1990. DOI: 10.1038/343431a0.

[13] Graham Yielding, "Shale gouge ratio - Calibration by Geohistory", *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, Volume 11, pp. 1 - 15, 2002. DOI: 10.1016/S0928-8937(02)80003-0.

[14] P. Watson, "A process for estimating geological risk of petroleum exploration prospects", *Australian Petroleum Production and Exploration Association Journal*, Volume 38, Issue 1, pp. 577 - 583, 1998. DOI:10.1071/AJ97033.

ASSESSMENT OF FAULT SEALING CAPACITY IN STRUCTURE A, OLIGOCENE RESERVOIR, NORTHEASTERN CUU LONG BASIN

Phung Van Phong, Bui Quang Huy, Phi Ngoc Dong, Ho Thi Thanh, Nguyen Trung Hieu

Vietnam Petroleum Institute (VPI), Ha Noi, 11312, Vietnam

KEY WORDS

Fault seal analysis, 1D-triangle diagram, juxtaposition, SGR, fault throw, threshold.

ABSTRACT

Statistics indicate that more than 85% of hydrocarbon traps are juxtaposed against and/or directly dependent on the sealing capacity of fault systems. Therefore, the interpretation and quantitative assessment of fault sealing capacity in prospective structures is critical in petroleum geology. At present, fault seal capacity is commonly evaluated using two main approaches: direct and indirect approach. The direct approach determines fault sealing capacity based on experimental capillary pressure measurements on core samples collected directly from the fault damage zone or fractured zone. The indirect approach predicts fault sealing capacity by comparison with the sealing characteristics of nearby discovered structures through correlations between quantitative attributes on the fault surfaces, particularly the shale gouge ratio (SGR), and the pressure differential across the fault. Threshold values established from field data provide the basis for evaluating the sealing potential of undrilled structures. Quantitative assessment of fault sealing capacity not only improves the calibration of the probability of geological success for undrilled structures but also provides a scientific basis for predicting the hydrocarbon column height that can be retained within prospective structures.

Corresponding author: Email: phongpv@vpi.pvn.vn

Received: 28/1/2026; Revised: 29/1 - 18/2/2026; Accepted date: 26/2/2026

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

PHÂN TÍCH THỰC TRẠNG VÀ ĐỊNH HƯỚNG PHÁT TRIỂN HOẠT ĐỘNG KHOAN CỦA PETROVIETNAM ĐẾN NĂM 2030

Trương Hoài Nam, Nguyễn Văn Khương, Lương Hùng Việt

Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM), Thành phố Hà Nội, 11110, Việt Nam

TỪ KHÓA

Hoạt động khoan dầu khí, thăm dò - khai thác, kế hoạch khoan, quản lý vòng đời giếng, giếng bảo quản/hủy (P&A).

TÓM TẮT

Hoạt động khoan giữ vai trò then chốt trong việc gia tăng trữ lượng, duy trì sản lượng khai thác và bảo đảm hiệu quả đầu tư của chuỗi giá trị thăm dò - khai thác dầu khí, đặc biệt trong bối cảnh các mỏ chủ lực của Việt Nam bước vào giai đoạn suy giảm tự nhiên. Tuy nhiên, các nghiên cứu về quy mô, cơ cấu và xu hướng phát triển của hoạt động khoan ở Việt Nam còn hạn chế. Trên cơ sở kết quả thực hiện trong giai đoạn 2021 - 2025 và kế hoạch giai đoạn 2026 - 2030, bài báo phân tích thực trạng, xu hướng biến động và các yêu cầu đặt ra đối với năng lực giàn khoan, hệ sinh thái dịch vụ kỹ thuật và nguồn nhân lực khoan.

Trong giai đoạn 2026 - 2030, Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM) dự kiến khoan hơn 300 giếng, với tổng vốn đầu tư trên 7 tỷ USD, mở rộng phạm vi hoạt động khoan từ mục tiêu sản lượng sang quản lý toàn diện vòng đời mỏ, đồng thời mở ra tiềm năng khai thác dữ liệu giếng khoan phục vụ đánh giá khả năng lưu trữ CO₂ (CCS/CCUS). Quy mô và cường độ hoạt động khoan gia tăng trong trung hạn đặt ra yêu cầu cao đối với năng lực giàn khoan, hệ sinh thái dịch vụ kỹ thuật và nguồn nhân lực khoan.

Trên cơ sở đó, bài báo đề xuất 4 nhóm giải pháp trọng tâm: (i) hoàn thiện cơ chế quản trị - điều phối tập trung theo cụm mỏ và vòng đời mỏ; (ii) nâng cao năng lực giàn khoan và hệ sinh thái dịch vụ kỹ thuật trong nước; (iii) phát triển nguồn nhân lực khoan gắn với toàn bộ chuỗi giá trị khoan; và (iv) hoàn thiện quy trình quản lý cuối đời mỏ gắn với phát triển bền vững là cơ sở để PETROVIETNAM triển khai hiệu quả các chương trình khoan đến năm 2030.

1. Giới thiệu

Hoạt động khoan là khâu then chốt trong chuỗi giá trị thăm dò - khai thác (exploration and production - E&P), giữ vai trò quyết định trong việc phát hiện và gia tăng trữ lượng, duy trì sản lượng khai thác cũng như nâng cao hiệu quả đầu tư của các dự án dầu khí. Hiệu quả của công tác khoan không chỉ phụ thuộc vào điều kiện địa chất - kỹ thuật mà còn phụ thuộc vào năng lực tổ chức, quản trị nguồn lực, hệ sinh thái dịch vụ kỹ thuật và chất lượng nguồn nhân lực chuyên ngành [1, 2].

Tại Việt Nam, các mỏ dầu khí chủ lực (Bạch Hổ, Rồng, Đại

Hùng...) đã bước vào giai đoạn suy giảm sản lượng tự nhiên (Bảng 1, Hình 1) trong khi điều kiện địa chất ngày càng phức tạp và yêu cầu kiểm soát chi phí đầu tư ngày càng cao. Trong bối cảnh đó, hoạt động khoan giữ vai trò quyết định trong việc gia tăng trữ lượng, duy trì sản lượng khai thác và nâng cao hiệu quả phát triển mỏ. Trong các kịch bản phát triển mỏ, hoạt động khoan có tính chất quyết định để chuyển hóa tiềm năng địa chất thành trữ lượng có thể khai thác thương mại, đồng thời duy trì sản lượng tại các mỏ đang khai thác.

PETROVIETNAM giữ vai trò tổ chức, điều phối và quản lý hoạt động khoan dầu khí trong phạm vi lãnh thổ Việt Nam, thông qua

Tác giả liên hệ: Email: namth@pvn.vn

Ngày nhận bài: 13/1/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 13 - 23/1/2026; Ngày duyệt đăng: 26/2/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).



Bảng 1. Sản lượng dầu, khí, condensate và gia tăng trữ lượng của Việt Nam giai đoạn 2018 - 2025 [1]

Năm	Dầu thô khai thác (triệu tấn)	Khí thiên nhiên (tỷ m ³)	Condensate (nghìn tấn)	Gia tăng trữ lượng (triệu tấn quy dầu)	Ghi chú/nguồn
2018	13,97	9,60	340	12,34	Báo cáo PETROVIETNAM 2018
2019	13,23	9,40	320	13,38	Báo cáo PETROVIETNAM 2019
2020	12,34	8,10	305	17,0	COVID-19
2021	10,97	7,34	285	8,5	Gia tăng trữ thấp
2022	10,84	8,08	211	16,97	Phát hiện mới
2023	10,20	7,00	197	13,0	PETROVIETNAM, PVEP
2024	9,87	6,32	189	15,2	Hệ số bù > 1
2025	9,5 - 9,6	6,0 - 6,1	180 - 185	14 - 15	Báo cáo PETROVIETNAM 2025

việc xây dựng kế hoạch khoan, phân bổ nguồn lực và điều phối các đơn vị điều hành mở cùng hệ sinh thái dịch vụ kỹ thuật. Trong giai đoạn 2021 - 2025, PETROVIETNAM đã triển khai các chương trình khoan phục vụ thăm dò, phát triển mỏ và duy trì khai thác, đồng thời xây dựng kế hoạch khoan trung hạn đáp ứng yêu cầu gia tăng về quy mô và cường độ hoạt động [2].

Từ góc độ tổng thể, vai trò của hoạt động khoan trong giai đoạn tới không chỉ dừng ở duy trì sản lượng ngắn hạn, mà cần tái cân đối giữa khoan phát triển và khoan thăm dò thăm lường, nhằm tạo dư địa gia tăng trữ lượng trong trung và dài hạn. Việc xem xét điều chỉnh cơ cấu đối tượng khoan cần được đặt trong mối quan hệ tổng thể giữa rủi ro địa chất, khả năng huy động nguồn lực, yêu cầu an ninh năng lượng và các ràng buộc về môi trường - phát thải.

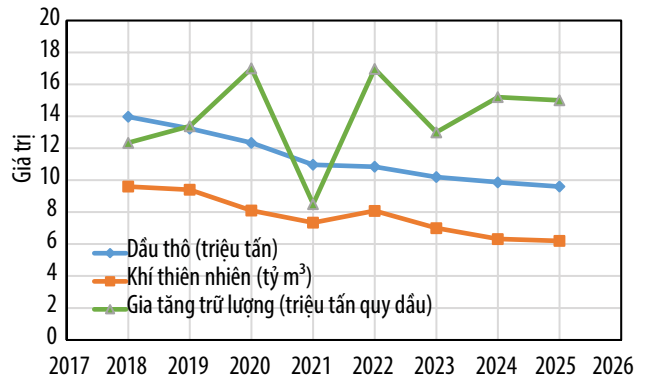
Xuất phát từ yêu cầu đó, nghiên cứu này tập trung phân tích một cách hệ thống thực trạng hoạt động khoan trong giai đoạn 2021 - 2025 nhằm rút ra các bài học kinh nghiệm về tổ chức nguồn lực, kiểm soát chi phí và quản lý rủi ro kỹ thuật. Trên cơ sở kế hoạch khoan trung hạn giai đoạn 2026 - 2030, nhóm tác giả làm rõ các xu hướng dịch chuyển công nghệ, từ đó đề xuất các giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả và tính bền vững của hoạt động khoan tại Việt Nam đến năm 2030.

2. Phương pháp nghiên cứu và xử lý dữ liệu

2.1. Cách tiếp cận nghiên cứu

Bài báo được thực hiện theo phương pháp tổng kết thực tiễn kết hợp phân tích định hướng, trên cơ sở hệ thống hóa và chuẩn hóa số liệu kế hoạch và thực hiện hoạt động khoan dầu khí trong nước của PETROVIETNAM giai đoạn 2021 - 2025, đồng thời xem xét kế hoạch khoan trung hạn giai đoạn 2026 - 2030 đã được phê duyệt và cập nhật tại thời điểm năm 2025 [1, 2].

Nghiên cứu được tiếp cận ở cấp độ tổng thể của Tập đoàn,



Hình 1. Xu hướng suy giảm sản lượng khai thác và biến động gia tăng trữ lượng dầu khí Việt Nam giai đoạn 2018 - 2025 [1].

nhằm phản ánh vai trò quản lý, điều phối và tổ chức toàn bộ hoạt động khoan trong lĩnh vực thăm dò - khai thác dầu khí trong nước, thay vì phân tích hiệu quả kỹ thuật - kinh tế của từng giếng khoan, từng mỏ hoặc từng dự án cụ thể. Do đó, các chỉ tiêu phân tích trong bài chủ yếu mang tính tổng hợp, phản ánh quy mô, cơ cấu và cường độ hoạt động khoan theo từng giai đoạn.

Trong nghiên cứu, các khái niệm về số giếng khoan, thời gian khoan và chi phí khoan được sử dụng theo cách tiếp cận thống nhất ở cấp độ chương trình khoan. Để đảm bảo tính nhất quán, các chỉ tiêu nghiên cứu được chuẩn hóa theo định nghĩa thống nhất:

- Số giếng khoan: Số giếng tạo giếng mới (bao gồm giếng thăm dò, thăm lường và phát triển - khai thác);
- Thời gian khoan: Tổng số ngày vận hành thực tế tại giếng (rig days) tính từ thời điểm mở lỗ đến khi hoàn thiện giếng;
- Chi phí khoan: Tổng mức đầu tư (CAPEX) cho các giếng khoan mới, không bao gồm chi phí vận hành khai thác sau đó.
- Các hoạt động sửa giếng, can thiệp giếng không tạo giếng mới nằm ngoài phạm vi thống kê của nghiên cứu này.

Trên cơ sở phân tích mối quan hệ giữa khối lượng khoan, nhu cầu giàn khoan, chi phí đầu tư và yêu cầu nguồn nhân lực, bài báo làm rõ xu hướng phát triển của hoạt động khoan dầu khí, các thách thức kỹ thuật - tổ chức và yêu cầu chiến lược trong trung và dài hạn, từ đó đánh giá tính hợp lý của kế hoạch khoan giai đoạn 2026 - 2030 và đề xuất định hướng phát triển đến năm 2030.

2.2. Nguồn dữ liệu

Nguồn dữ liệu sử dụng trong bài báo được tổng hợp và phân thành 3 nhóm chính, bảo đảm tính nhất quán, khả năng kiểm chứng và phù hợp với yêu cầu công bố khoa học.

Nhóm thứ nhất là dữ liệu kế hoạch và thực hiện hoạt động khoan dầu khí, được trích xuất trực tiếp từ các bảng tổng hợp chi tiết về hoạt động khoan giai đoạn 2021 - 2025 và kế hoạch khoan trung hạn giai đoạn 2026 - 2030 của PETROVIETNAM. Đây là nguồn dữ liệu chính, được sử dụng để tổng hợp số lượng giếng khoan, cơ cấu loại giếng, tổng thời gian khoan, nhu cầu giàn khoan và chi phí khoan theo từng giai đoạn [2].

Nhóm thứ hai bao gồm các báo cáo tổng kết và phụ lục chuyên ngành của PETROVIETNAM, đặc biệt là báo cáo tổng kết hoạt động sản xuất kinh doanh và báo cáo tổng kết công tác khoan. Các tài liệu này được sử dụng để đối chiếu, kiểm chứng và chuẩn hóa số liệu kế hoạch - thực hiện, đồng thời cung cấp bối cảnh phân tích về tổ chức điều hành và phân bổ nguồn lực trong toàn Tập đoàn [1, 2].

Nhóm thứ ba là các văn bản pháp lý và quy định liên quan đến hoạt động khoan dầu khí, bảo quản và hủy giếng khoan, được sử dụng nhằm bảo đảm tính thống nhất về phạm vi, thuật ngữ và cách tiếp cận phân tích, đặc biệt đối với các nội dung liên quan đến quản lý cuối đời mỏ và giếng khoan [3 - 5]. Một số thông tin công bố từ các đơn vị dịch vụ khoan trong nước được tham khảo nhằm làm rõ bối cảnh và năng lực hệ sinh thái dịch vụ khoan, nhưng không sử dụng làm nguồn số liệu định lượng trong bài báo.

2.3. Phương pháp xử lý và chuẩn hóa số liệu

Quy trình xử lý số liệu được thực hiện theo các nguyên tắc sau:

- Số liệu theo năm và theo giai đoạn, không công bố thông tin hoặc định danh chi tiết của từng giếng khoan cụ thể;
- Các chỉ tiêu về khối lượng khoan, tổng thời gian khoan và chi phí khoan được trình bày theo giá trị tuyệt đối, thống nhất về đơn vị và phạm vi thống kê, bảo đảm tính nhất quán giữa các bảng và khả năng so sánh theo thời gian;

- Phân loại giếng được chuẩn hóa đồng bộ thành 3 nhóm chính: (i) giếng thăm dò - thăm lượng, (ii) giếng phát triển - khai thác và (iii) giếng bảo quản/hủy (P&A) theo kế hoạch quản lý cuối đời mỏ;

- Số liệu kế hoạch và số liệu thực hiện được đối chiếu, kiểm chứng với các báo cáo tổng kết của PETROVIETNAM trước khi đưa vào phân tích, nhằm bảo đảm tính hợp lý và độ tin cậy của dữ liệu.

2.4. Phạm vi và giới hạn nghiên cứu

Nghiên cứu tập trung vào hoạt động khoan dầu khí của PETROVIETNAM trong giai đoạn 2021 - 2025 và định hướng phát triển đến năm 2030, xét trên các khía cạnh chính gồm: khối lượng khoan, cơ cấu loại giếng, nhu cầu giàn khoan, hệ sinh thái dịch vụ kỹ thuật và nguồn nhân lực khoan.

Nghiên cứu không phân tích chi tiết hiệu quả kinh tế - kỹ thuật của từng giếng khoan hoặc từng dự án cụ thể, cũng như không đi sâu vào các giải pháp công nghệ chuyên sâu. Các nội dung này được xem là đối tượng của các nghiên cứu chuyên đề riêng, nhằm bảo đảm bài báo tập trung đúng mục tiêu tổng kết thực tiễn và định hướng phát triển ở cấp độ Tập đoàn.

Các hoạt động sửa giếng (workover), can thiệp giếng, cắt thân giếng và các công việc không tạo giếng mới không thuộc phạm vi nghiên cứu trong bài.

3. Kết quả giai đoạn 2021 - 2025 và định hướng phát triển hoạt động khoan của PETROVIETNAM đến năm 2030

3.1. Kết quả hoạt động khoan trong giai đoạn 2021 - 2025

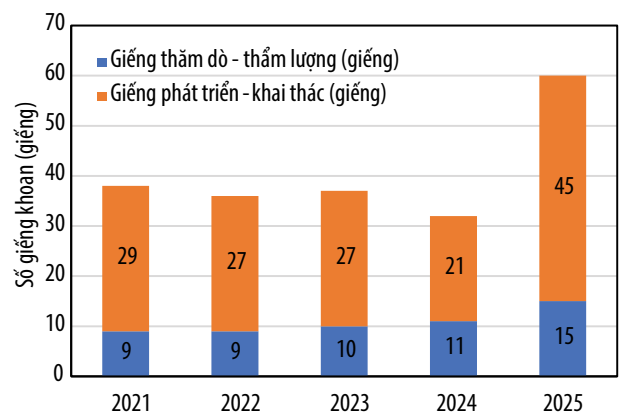
Trong giai đoạn 2021 - 2025, PETROVIETNAM đã triển khai 203 giếng khoan mới, với khối lượng tương đối ổn định trong 2021 - 2024 (32 - 38 giếng/năm) và tăng mạnh lên 60 giếng trong năm 2025 (Bảng 2) với nhiều chương trình khoan phát triển và khoan chuẩn bị mỏ được triển khai đồng thời nhằm bù đắp suy giảm sản lượng và tạo đà cho giai đoạn khoan quy mô lớn.

Về cơ cấu loại giếng, các giếng phát triển - khai thác chiếm tỷ trọng chủ đạo (149 giếng, khoảng 73%), cho thấy trọng tâm của hoạt động khoan trong giai đoạn này là duy trì và gia tăng sản lượng tại các mỏ đang khai thác, bao gồm cả các mỏ mới đưa vào khai thác và các chương trình khoan đan dày. Các giếng thăm dò - thăm lượng (54 giếng, khoảng 27%) được triển khai có chọn lọc, gắn với các mục tiêu địa chất đã được đánh giá kỹ, phù hợp với cách tiếp cận thận trọng trong bối cảnh rủi ro địa chất và yêu cầu hiệu quả đầu tư cao. Cơ cấu này phản ánh sự ưu tiên ngắn hạn cho mục tiêu sản lượng, đồng thời cho thấy dư địa cần được xem xét

điều chỉnh trong giai đoạn 2026 - 2030 để bảo đảm gia tăng trữ lượng trung và dài hạn.

Về quy mô nguồn lực, tổng thời gian khoan giai đoạn 2021 - 2025 đạt khoảng 10.100 ngày, riêng năm 2025 chiếm tỷ trọng lớn do khối lượng giếng khoan gia tăng mạnh và cường độ triển khai cao. Tổng chi phí khoan giai đoạn này đạt xấp xỉ 2,9 tỷ USD, khẳng định hoạt động khoan là cấu phần chi phối trong tổng chi phí thăm dò - khai thác dầu khí trong nước. Chi phí khoan bình quân/giếng có xu hướng tăng trong các năm 2024 - 2025, phản ánh sự gia tăng cường độ khoan, độ phức tạp kỹ thuật của giếng (độ sâu lớn hơn, điều kiện địa chất khó khăn hơn) và yêu cầu huy động giàn khoan có đặc tính kỹ thuật cao.

Hoạt động khoan trong giai đoạn này được triển khai với sự kết hợp giữa giàn khoan trong nước và giàn khoan thuê ngoài, bảo đảm tính linh hoạt trong điều phối nguồn lực và đáp ứng yêu cầu tiến độ của các chương trình khoan. Việc duy trì hoạt động khoan tương đối ổn định đã góp phần hạn chế tốc độ



Hình 2. Cơ cấu và khối lượng giếng khoan của PETROVIETNAM giai đoạn 2021 - 2025 [2].

suy giảm tự nhiên của các mỏ đang khai thác, đồng thời giúp PETROVIETNAM tích lũy kinh nghiệm về tổ chức, điều hành và kiểm soát chi phí khoan ở cấp độ Tập đoàn trong điều kiện kỹ thuật ngày càng phức tạp.

Các kết quả đạt được trong giai đoạn này đã cung cấp các bài học thực tiễn quan trọng về tổ chức nguồn lực, kiểm soát chi phí và quản lý rủi ro kỹ thuật cho việc triển khai các chương trình khoan quy mô lớn hơn, cường độ cao hơn trong giai đoạn 2026 - 2030, đồng thời đặt ra yêu cầu phải điều chỉnh cơ cấu đối tượng khoan và nâng cao năng lực điều phối trong giai đoạn phát triển tiếp theo.

Trong năm 2025, PETROVIETNAM tăng mạnh về quy mô và cường độ khoan. Trong số 60 giếng khoan mới, giếng phát triển - khai thác tiếp tục chiếm tỷ lệ lớn, phản ánh mục tiêu ưu tiên duy trì và ổn định sản lượng khai thác trong ngắn hạn, đồng thời chuẩn bị điều kiện kỹ thuật cho các chương trình phát triển mỏ tiếp theo.

Về cường độ triển khai, tổng thời gian khoan năm 2025 đạt khoảng 4.700 ngày, cao hơn rõ rệt so với mức trung bình các năm 2021 - 2024. Sự gia tăng này phản ánh đồng thời: (i) số lượng giếng khoan mới tăng mạnh, (ii) tỷ lệ giếng có độ sâu và mức độ phức tạp kỹ thuật cao hơn và (iii) yêu cầu huy động, điều phối giàn khoan, trong nước và thuê ngoài, với cường độ lớn trong thời gian ngắn. Tổng chi phí khoan mới năm 2025 đạt khoảng 1 tỷ USD, phù hợp với tỷ lệ kế hoạch - thực hiện đã được phê duyệt và kiểm chứng trong các báo cáo tổng kết [1, 2].

3.2. Kế hoạch khoan giai đoạn 2026 - 2030

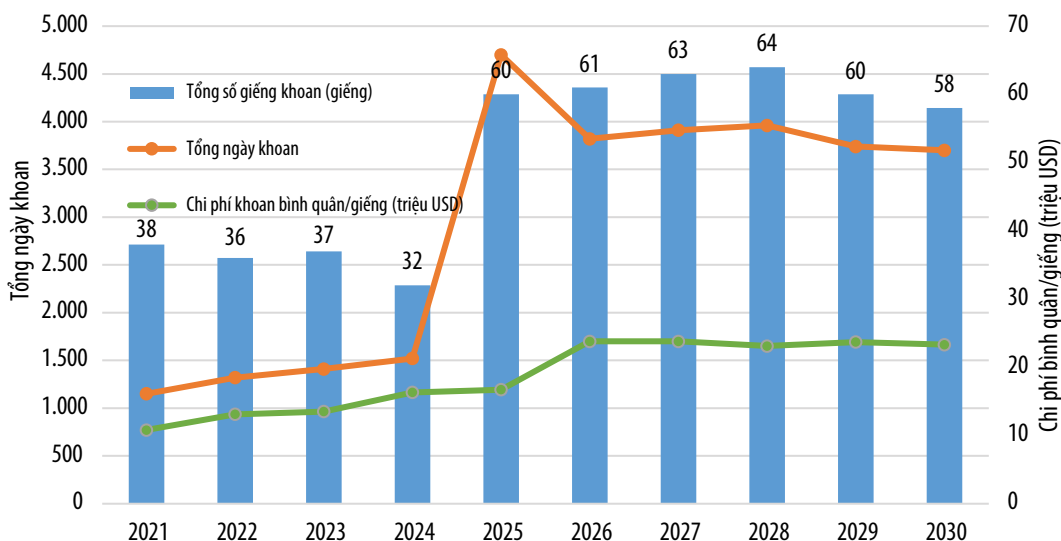
Theo số liệu kế hoạch đã được chuẩn hóa (Bảng 3), tổng số giếng khoan dự kiến triển khai trong giai đoạn 2026 - 2030 là 306 giếng, bao gồm các giếng thăm dò, giếng thăm lường, giếng phát triển - khai thác và các giếng bảo quản/hủy. Trong đó, giếng phát triển - khai thác tiếp tục chiếm tỷ trọng chủ đạo, phản ánh định

Bảng 2. Kết quả hoạt động khoan dầu khí của PETROVIETNAM giai đoạn 2021 - 2025 [2]

Chỉ tiêu	2021	2022	2023	2024	2025	Tổng 2021 - 2025
Tổng số giếng khoan (giếng)	38	36	37	32	60	203
Giếng thăm dò - thăm lường (giếng)	9	9	10	11	15	54
Giếng phát triển - khai thác (giếng)	29	27	27	21	45	149
Tỷ lệ giếng thăm dò - thăm lường (%)	23,7	25,0	27,0	34,4	25,0	26,6
Tỷ lệ giếng phát triển - khai thác (%)	76,3	75,0	73,0	65,6	75,0	73,4
Tổng thời gian khoan (ngày)	1.150	1.320	1.410	1.520	4.700	10.100
Chi phí khoan (tỷ USD)	0,41	0,47	0,50	0,52	1,00	≈ 2,90
Chi phí khoan bình quân (triệu USD/giếng)	10,8	13,1	13,5	16,3	16,7	≈ 14,3

Chú thích:

- Các số liệu trong Bảng 2 phản ánh các giếng khoan mới, bao gồm giếng thăm dò, giếng thăm lường và giếng phát triển - khai thác.
- Số liệu năm 2025 là 60 giếng, thống nhất với phạm vi thống kê của các năm trước.
- Tổng thời gian khoan và tổng chi phí khoan được tổng hợp trên cùng phạm vi các giếng khoan mới, chi phí khoan bình quân trên mỗi giếng.



Hình 3. Số lượng giếng khoan, tổng thời gian khoan và chi phí khoan bình quân/giếng của PETROVIETNAM giai đoạn 2021 - 2030. Nguồn: Tổng hợp từ các báo cáo tổng kết và kế hoạch khoan của PETROVIETNAM (tài liệu nội bộ).

hướng ưu tiên duy trì và gia tăng sản lượng tại các mỏ đang khai thác, đặc biệt là các mỏ bước vào giai đoạn cuối vòng đời. Các giếng thăm dò và thăm lượng được bố trí có chọn lọc, gắn với các cấu tạo đã được đánh giá địa chất - mỏ chi tiết, nhằm bổ sung trữ lượng và chuẩn bị cơ sở dữ liệu cho các dự án phát triển trong dài hạn.

Về cường độ triển khai, tổng thời gian khoan toàn giai đoạn 2026 - 2030 ước đạt trên 19.000 ngày, cao hơn đáng kể so với giai đoạn 2021 - 2025. Đồng thời, chi phí khoan trung bình được dự báo sẽ tăng mạnh, ước khoảng 23 - 24 triệu USD/giếng. Các xu hướng gia tăng này không chỉ do sự tăng lên về số lượng giếng khoan, mà chủ yếu còn xuất phát từ việc cơ cấu các chương trình khoan chuyển sang các giếng ngày càng sâu hơn, điều kiện địa chất phức tạp hơn và yêu cầu kiểm soát kỹ thuật - an toàn khắt khe hơn.

Bên cạnh đó, tỷ trọng giếng tại các mỏ cuối vòng đời gia tăng cùng với việc mở rộng phạm vi khoan sang các giếng bảo quản/hủy với yêu cầu kỹ thuật đặc thù, làm thời gian thi công kéo dài và đẩy chi phí khoan lên cao. Ngoài ra, cường độ huy động giàn khoan cao trong thời gian dài cũng góp phần gia tăng chi phí dịch vụ và chi phí điều phối. Như vậy, sự gia tăng đồng thời của tổng thời gian khoan và mức chi phí khoan bình quân (ngoài nguyên nhân biến động giá dịch vụ) đã phản ánh bản chất kỹ thuật và cấu trúc phức tạp của kế hoạch khoan trong giai đoạn này.

Trong giai đoạn 2026 - 2030, xu hướng chuyển dịch từ tổ chức khoan theo từng dự án đơn lẻ sang tổ chức khoan theo cụm mỏ và theo vòng đời mỏ. Cách tiếp cận này cho phép tối ưu hóa việc huy động giàn khoan, dịch vụ kỹ thuật và nguồn nhân lực, đồng thời giảm thời gian chờ giàn, hạn chế sự chồng chéo giữa các chương trình khoan và nâng cao hiệu quả tổng thể của hoạt động khoan.

Bên cạnh các giếng thăm dò và phát triển, tỷ trọng đáng kể các giếng bảo quản/hủy trong giai đoạn 2026 - 2030 phản ánh xu hướng mở rộng phạm vi hoạt động khoan sang quản lý cuối đời mỏ. Các hoạt động này làm gia tăng khối lượng công việc khoan và đặt ra các yêu cầu cao hơn về kỹ thuật, an toàn và tổ chức triển khai. Đồng thời, dữ liệu giếng và cấu trúc địa chất thu được trong quá trình P&A có thể được khai thác phục vụ đánh giá tiềm năng lưu trữ CO₂ trong tương lai, ở mức độ nghiên cứu định hướng, làm cơ sở cho các bước tiếp theo khi có điều kiện pháp lý và kỹ thuật phù hợp.

Kế hoạch khoan giai đoạn 2026 - 2030 đánh dấu bước chuyển từ giai đoạn duy trì sang giai đoạn gia tăng quy mô và cường độ hoạt động khoan, đặt ra yêu cầu cao hơn về năng lực tổ chức, điều phối, hệ thống giàn khoan, dịch vụ kỹ thuật và nguồn nhân lực chuyên sâu. Các yêu cầu này là cơ sở cho việc phân tích sâu hơn về năng lực giàn khoan, hệ sinh thái dịch vụ và nguồn nhân lực.

3.3. Năng lực giàn khoan và hệ sinh thái dịch vụ khoan

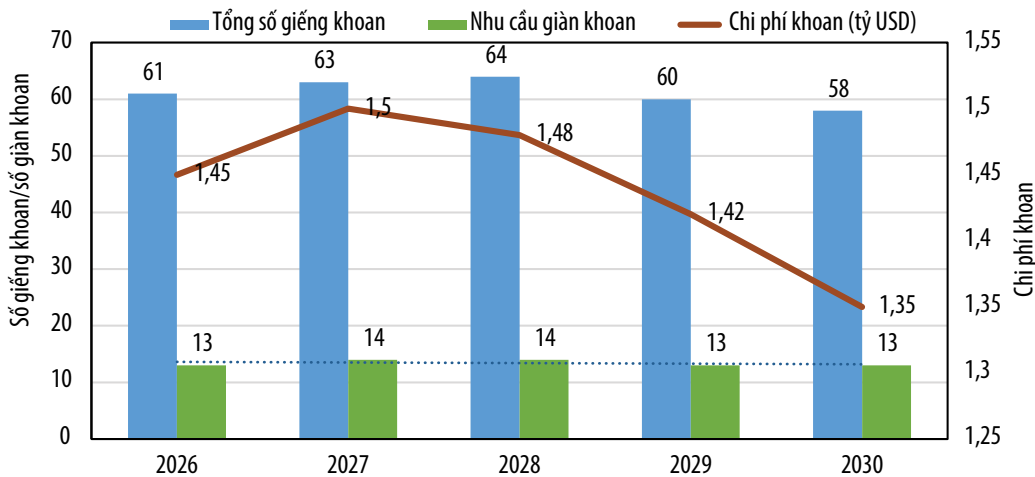
Quy mô và cường độ của kế hoạch khoan giai đoạn 2026 - 2030 đặt ra yêu cầu cao đối với năng lực giàn khoan và hệ sinh thái dịch vụ khoan, không chỉ về số lượng giàn cần huy động mà còn về mức độ sẵn sàng kỹ thuật, khả năng điều phối liên tục và chất lượng dịch vụ hỗ trợ trong điều kiện hoạt động khoan gia tăng mạnh và kéo dài nhiều năm liên tiếp. Kinh nghiệm quốc tế cũng cho thấy việc nâng cao năng lực giàn khoan, đổi mới công nghệ và tăng cường tích hợp giữa các dịch vụ kỹ thuật là xu hướng quan trọng nhằm nâng cao hiệu quả và độ tin cậy của các chương trình khoan quy mô lớn [6].

Bảng 3. Kế hoạch khoan của PETROVIETNAM giai đoạn 2026 - 2030

Chỉ tiêu	2026	2027	2028	2029	2030	Tổng cộng
Tổng số giếng khoan	61	63	64	60	58	306
Giếng thăm dò	7	7	6	5	5	30
Giếng thăm lượng	8	8	9	8	7	40
Giếng phát triển - khai thác	35	36	37	35	34	177
Giếng bảo quản/hủy (P&A)	11	12	12	12	12	59
Tổng thời gian khoan (ngày)	3.820	3.910	3.960	3.740	3.700	19.130
Nhu cầu giàn khoan bình quân (giàn)	13	14	14	13	13	-
Chi phí khoan (tỷ USD)	1,45	1,50	1,48	1,42	1,35	≈ 7,20
Chi phí khoan bình quân (triệu USD/giếng)	23,8	23,8	23,1	23,7	23,3	≈ 23,5

Chú thích:

- Số liệu Bảng 3 bao gồm các giếng khoan mới: giếng thăm dò, giếng thăm lượng, giếng phát triển - khai thác và giếng bảo quản/hủy.
- Giếng bảo quản/hủy bao gồm các giếng bảo quản tạm thời và hủy vĩnh viễn, không bao gồm các hoạt động sửa giếng, can thiệp giếng không tạo giếng mới.
- Thời gian khoan, nhu cầu giàn khoan và chi phí khoan được tổng hợp theo kế hoạch chi tiết từng năm.



Hình 4. Quy mô kế hoạch khoan và nhu cầu nguồn lực của PETROVIETNAM trong giai đoạn 2026 - 2030.

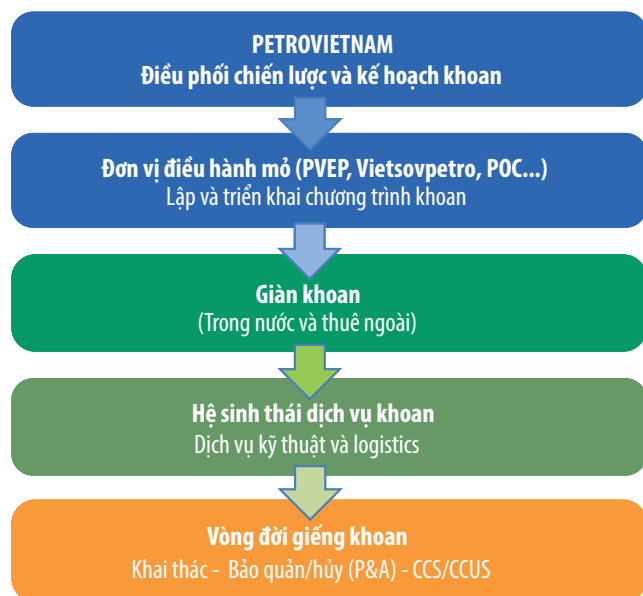
Theo kế hoạch, nhu cầu giàn tự nâng (jack-up) bình quân duy trì ở mức khoảng 10 - 15 giàn/năm, cho thấy mức độ hoạt động khoan cao và ổn định trong trung hạn. Năng lực giàn khoan trong nước tiếp tục giữ vai trò nền tảng đối với việc triển khai các chương trình khoan thăm dò, thăm lượng và phát triển mỏ ngoài khơi Việt Nam. Hệ thống giàn tự nâng hiện có cơ bản đã đáp ứng được yêu cầu kỹ thuật của phần lớn các chiến dịch khoan giai đoạn 2021 - 2025. Tuy nhiên, các yêu cầu cao hơn của chương trình khoan trong giai đoạn 2026 - 2030 đã làm bộc lộ những hạn chế về khả năng đáp ứng đồng thời cả về kỹ thuật và tiến độ triển khai của một bộ phận giàn khoan hiện có.

Thực tiễn triển khai cho thấy, thách thức lớn không chỉ nằm ở việc thiếu hay thừa giàn khoan theo từng thời điểm, mà còn ở tính không đồng đều trong phân bố nhu cầu khoan theo mùa, theo khu vực và theo cụm mỏ. Trong các giai đoạn cao điểm, áp lực huy động giàn khoan và dịch vụ tăng cao, trong khi ở mùa thời tiết bất

lợi hoặc khi dự án chậm tiến độ, nguy cơ dư thừa năng lực lại xuất hiện, làm tăng chi phí và giảm hiệu quả sử dụng giàn. Điều này đặt ra yêu cầu phải nâng cao năng lực điều phối giàn khoan ở cấp độ tổng thể, thay vì chỉ tối ưu theo từng dự án đơn lẻ.

Song song với giàn khoan, hệ sinh thái dịch vụ khoan đóng vai trò quyết định đối với tính liên tục, an toàn và hiệu quả của hoạt động khoan trong bối cảnh quy mô ngày càng lớn. Các dịch vụ kỹ thuật như logistics ngoài khơi, tàu dịch vụ, dung dịch khoan, xi măng hóa phẩm, địa vật lý giếng khoan, cơ khí - lắp đặt và hỗ trợ vận hành đã hình thành một chuỗi dịch vụ tương đối hoàn chỉnh trong nước. Tuy nhiên, khi cường độ khoan gia tăng và phân bố trên nhiều khu vực ngoài khơi, yêu cầu về khả năng phối hợp đồng bộ, chất lượng dịch vụ và mức độ sẵn sàng theo thời gian thực ngày càng khắt khe, đặc biệt đối với các giếng khoan có độ phức tạp kỹ thuật cao và các giếng cuối đời mỏ.

Từ góc độ quản lý tổng thể, các hạn chế nêu trên cho thấy



Hình 5. Mô hình điều phối hoạt động khoan của PETROVIETNAM ở cấp Tập đoàn. Nguồn: Tổng hợp từ báo cáo nội bộ của PETROVIETNAM và các đơn vị thành viên.



Hình 6. Vòng đời giếng dầu khí và định hướng mở rộng phạm vi quản lý trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng.

vai trò then chốt của công tác điều phối tập trung ở cấp Tập đoàn. Việc gắn kết chặt chẽ giữa kế hoạch khoan, kế hoạch huy động giàn khoan và năng lực cung ứng dịch vụ kỹ thuật theo từng giai đoạn cho phép tối ưu suất sử dụng giàn, giảm thời gian chờ, hạn chế chồng chéo giữa các chương trình khoan và kiểm soát chi phí trong điều kiện triển khai cao điểm kéo dài.

Hình 5 trình bày mô hình điều phối tổng thể hoạt động khoan của PETROVIETNAM, thể hiện vai trò trung tâm của công tác điều hành ở cấp Tập đoàn trong việc kết nối các đơn vị điều hành mỏ,

giàn khoan và các nhà cung cấp dịch vụ kỹ thuật trong toàn bộ vòng đời giếng khoan.

3.5. Nhân sự khoan và năng lực tổ chức

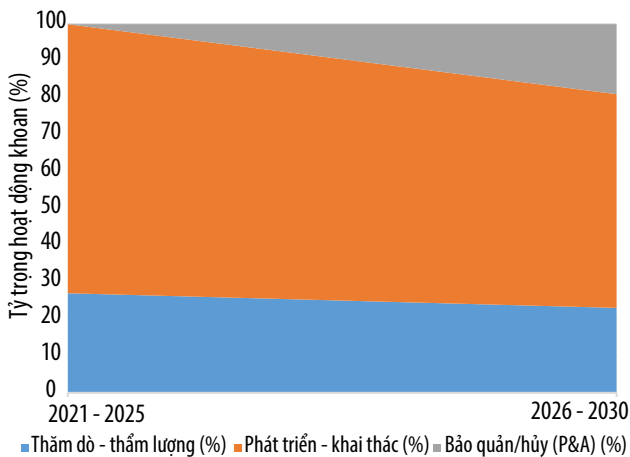
Quy mô và cường độ hoạt động khoan gia tăng mạnh không chỉ đặt ra yêu cầu cao đối với giàn khoan và dịch vụ kỹ thuật, mà còn tạo áp lực lớn đối với nguồn nhân lực khoan và năng lực tổ chức triển khai. Với tổng thời gian khoan dự kiến trên 19.000 ngày và khối lượng giếng khoan lớn, hoạt động khoan trong giai đoạn 2026 - 2030 đòi hỏi lực lượng nhân sự khoan đáp ứng đủ về số lượng, vững về chuyên môn và có khả năng làm việc liên tục trong điều kiện kỹ thuật ngày càng phức tạp.

Theo kế hoạch khoan giai đoạn 2026 - 2030, bên cạnh các giếng thăm dò, thăm lường và phát triển - khai thác, khối lượng giếng bảo quản/hủy chiếm tỷ trọng đáng kể trong tổng số giếng khoan hàng năm. Điều này cho thấy phạm vi hoạt động khoan đang mở rộng từ mục tiêu gia tăng trữ lượng và duy trì sản lượng sang quản lý cuối đời mỏ, kéo theo yêu cầu cao hơn về kỹ thuật, an toàn và nhân sự khoan chuyên sâu, đặc biệt đối với các công tác hủy giếng, bảo đảm toàn vẹn giếng và quản lý rủi ro môi trường theo các quy định hiện hành về bảo quản, hủy giếng và quản lý hoạt động dầu khí [3 - 5]. Đồng thời, việc gia tăng các giếng P&A cũng tạo điều kiện khai thác dữ liệu giếng và cấu trúc địa chất phục vụ đánh giá tiềm năng lưu trữ CO₂ trong tương lai, ở mức độ nghiên cứu và định hướng dài hạn.

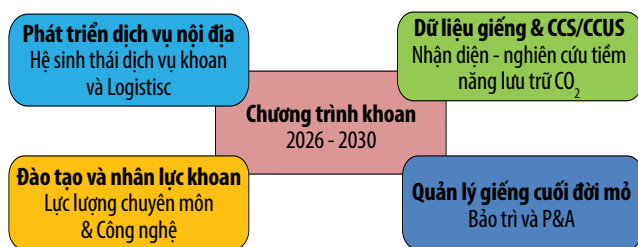
Kết quả thực hiện cho thấy nguồn nhân lực khoan hiện có đã đáp ứng được yêu cầu duy trì hoạt động ổn định trong giai đoạn 2021 - 2025. Tuy nhiên, xu hướng gia tăng số lượng giếng khoan, kéo dài thời gian khoan và tăng mức độ phức tạp kỹ thuật đã trở thành một thách thức không nhỏ đối với chất lượng, cơ cấu và tính kế thừa của đội ngũ nhân sự khoan. Nhu cầu đối với các vị trí kỹ thuật chuyên sâu như kỹ sư khoan, kỹ sư giếng, giám sát khoan, nhân sự vận hành giàn khoan và đội ngũ điều hành hiện trường ngày càng tăng, trong khi quá trình đào tạo và tích lũy kinh nghiệm cho các vị trí này đòi hỏi thời gian dài và lộ trình bài bản.

Trong bối cảnh đó, nhân sự khoan không còn đơn thuần là yếu tố hỗ trợ, mà đã trở thành một trong những điểm nghẽn chiến lược có ảnh hưởng quyết định đến tiến độ và hiệu quả của toàn bộ chương trình khoan trung - dài hạn. Việc thiếu hụt hoặc mất cân đối nhân sự chuyên môn, đặc biệt ở các vị trí chủ chốt, có thể dẫn đến gián đoạn khoan, gia tăng chi phí và làm giảm hiệu quả đầu tư của các dự án E&P.

Ở cấp độ tổ chức, quy mô kế hoạch khoan giai đoạn 2026 - 2030 đòi hỏi năng lực điều phối và quản trị tập trung nhằm tối



Hình 7. Cơ cấu hoạt động khoan theo giai đoạn. Nguồn: PETROVIETNAM.



Hình 8. Bốn trụ cột đảm bảo tính khả thi của chương trình khoan 2026 - 2030. Nguồn: Tổng hợp từ kế hoạch khoan trung hạn và các báo cáo chuyên đề của PETROVIETNAM.

ưu hóa việc phân bổ nguồn nhân lực giữa các chương trình khoan khác nhau, tránh tình trạng quá tải cục bộ hoặc thiếu hụt nhân sự tại các dự án trọng điểm. Sự phối hợp chặt chẽ giữa các đơn vị điều hành mỏ, đơn vị cung cấp giàn khoan và các doanh nghiệp dịch vụ trong hệ sinh thái khoan là điều kiện tiên quyết để sử dụng hiệu quả nguồn nhân lực hiện có và hạn chế rủi ro gián đoạn do thiếu hụt nhân sự chuyên sâu.

Trong bối cảnh phạm vi hoạt động khoan mở rộng sang quản lý cuối đời mỏ và các định hướng chuyển dịch năng lượng, Hình 6 khái quát vòng đời giếng dầu khí từ thăm dò - phát triển - khai thác cho đến bảo quản/hủy, đồng thời thể hiện các hướng mở rộng về nghiên cứu tái sử dụng dữ liệu giếng và cấu trúc địa chất phục vụ các mục tiêu dài hạn.

4. Kết luận và kiến nghị

Kết quả tổng hợp và phân tích cho thấy hoạt động khoan tiếp tục giữ vai trò trụ cột kỹ thuật trong việc duy trì sản lượng, bổ sung trữ lượng và bảo đảm hiệu quả đầu tư của chuỗi giá trị thăm dò - khai thác dầu khí tại Việt Nam, trong bối cảnh các mỏ chủ lực bước vào giai đoạn suy giảm tự nhiên và điều kiện địa chất - kỹ thuật ngày càng phức tạp. Sự thay đổi về quy mô và cơ cấu hoạt

động khoan phản ánh bước chuyển trong chiến lược phát triển thăm dò khai thác của PETROVIETNAM, với việc mở rộng phạm vi hoạt động từ mục tiêu duy trì sản lượng sang quản lý vòng đời mỏ.

Nghiên cứu khẳng định hiệu quả và tính khả thi của hoạt động khoan đến năm 2030 phụ thuộc vào sự đồng bộ giữa kế hoạch khoan, năng lực giàn khoan, hệ sinh thái dịch vụ kỹ thuật và phát triển nguồn nhân lực chuyên sâu. Đây là nền tảng quan trọng để PETROVIETNAM triển khai hiệu quả các chương trình khoan quy mô lớn đến năm 2030 và từng bước đáp ứng với các yêu cầu về an toàn, môi trường và phát triển bền vững trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng.

Trên cơ sở đó, nghiên cứu đề xuất 4 nhóm giải pháp trọng tâm, tương ứng với 4 trụ cột bảo đảm tính khả thi và bền vững của chương trình khoan giai đoạn 2026 - 2030 (Hình 8) gồm: (i) quản trị - điều phối tập trung, (ii) năng lực giàn khoan và hệ sinh thái dịch vụ kỹ thuật, (iii) nguồn nhân lực khoan và (iv) quản lý cuối đời mỏ gắn với phát triển bền vững.

- Về quản trị và điều phối hoạt động khoan

Cần tiếp tục hoàn thiện cơ chế điều phối tập trung ở cấp Tập đoàn đối với các chương trình khoan trung và dài hạn, bảo đảm sự đồng bộ giữa kế hoạch khoan, huy động giàn khoan, dịch vụ kỹ thuật và nguồn nhân lực. Công tác lập kế hoạch cần chuyển sang cách tiếp cận tổng thể theo cụm mỏ và vòng đời mỏ nhằm tối ưu phân bổ nguồn lực, giảm thời gian chờ giàn và hạn chế rủi ro trong giai đoạn triển khai cao điểm.

- Về năng lực giàn khoan và hệ sinh thái dịch vụ khoan

Cần có lộ trình nâng cao mức độ chủ động về giàn khoan và các dịch vụ kỹ thuật then chốt. Trọng tâm là phát huy hệ sinh thái dịch vụ khoan trong nước, đồng thời kết hợp hợp lý với nguồn lực thuê ngoài đối với các yêu cầu kỹ thuật đặc thù, nhằm bảo đảm tiến độ, an toàn và hiệu quả của các chương trình khoan quy mô lớn.

- Về phát triển nguồn nhân lực khoan

Cần xây dựng chiến lược phát triển nguồn nhân lực khoan gắn với kế hoạch khoan trung và dài hạn, tập trung vào các vị trí kỹ thuật then chốt như kỹ sư khoan, kỹ sư giếng, nhân sự vận hành giàn khoan và đội ngũ điều hành hiện trường. Công tác đào tạo cần chuyển từ đào tạo theo từng vị trí sang đào tạo theo chuỗi giá trị khoan, gắn với toàn bộ vòng đời giếng và mỏ nhằm nâng cao tính kế thừa và năng lực triển khai các chương trình khoan quy mô lớn.

- Về quản lý cuối đời mỏ và phát triển bền vững

Trước xu hướng gia tăng các giếng bảo quản/hủy, cần sớm hoàn thiện các quy trình kỹ thuật, an toàn và quản trị rủi ro cho

hoạt động quản lý cuối đời mỏ phù hợp với các quy định hiện hành [3 - 5]. Đồng thời, từng bước nghiên cứu khả năng khai thác dữ liệu giếng và cấu trúc địa chất tại các khu vực phù hợp phục vụ đánh giá tiềm năng lưu trữ CO₂ trong tương lai, tạo nền tảng kỹ thuật cho các mô hình phát triển dầu khí gắn với CCS/CCUS trong dài hạn.

Tài liệu tham khảo

[1] PETROVIETNAM, *Báo cáo tổng kết hoạt động sản xuất kinh doanh năm 2025*, 2025.

[2] PETROVIETNAM, *Báo cáo tổng kết công tác khoan dầu khí giai đoạn 2021 - 2024, kế hoạch khoan năm 2025 và định hướng giai đoạn 2026 - 2030*.

[3] Bộ Công Thương, *Quy định về bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí*, thu dọn công trình dầu khí, Thông tư số 16/2024/TT-BCT ngày 16/9/2024.

[4] Quốc hội, *Luật Dầu khí*, Luật số 12/2022/QH15 ngày 14/11/2022.

[5] Chính phủ, *Quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí*, Nghị định số 45/2023/NĐ-CP ngày 1/7/2023.

[6] Michael H. Weatherl, "Technology focus: Drilling innovation", *Journal of Petroleum Technology*, Volume 71, Issue 2, 2019. DOI: 10.2118/0219-0044-JPT.

ANALYSIS OF THE CURRENT STATUS AND DEVELOPMENT ORIENTATION OF PETROVIETNAM'S DRILLING ACTIVITIES TOWARDS 2030

Truong Hoai Nam, Nguyen Van Khuong, Luong Hung Viet

Vietnam National Industry - Energy Group (PETROVIETNAM), Ha Noi, 11110, Vietnam

KEY WORDS

Oil and gas drilling, exploration and production, drilling planning, well lifecycle management, plug and abandonment (P&A).

ABSTRACT

Drilling activities play a pivotal role in increasing reserves, maintaining production, and ensuring investment efficiency across the oil and gas exploration and production value chain, particularly as major producing fields in Vietnam enter a phase of natural decline. However, studies on the scale, structure, and development trends of drilling activities in Vietnam remain limited. Based on the implementation results for the 2021 - 2025 period and the plan for 2026 - 2030, this study analyzes the current status, evolving trends, and emerging requirements for rig capacity, the technical service ecosystem, and drilling human resources.

During the 2026 - 2030 period, the Vietnam National Industry - Energy Group (PETROVIETNAM) plans to drill 300 wells, with total investment capital exceeding USD 7 billion. This scope of drilling activities is expected to expand from a primary focus on production targets towards comprehensive field life-cycle management, while also creating potential to utilize well data for assessing CO₂ storage capacity under CCS/CCUS schemes. The increase in scale and intensity of drilling activities over the medium term impose greater demands on rig capacity, the technical service ecosystem, and drilling human resources.

On this basis, the study proposes 4 key solution groups: (i) improving the centralized governance and coordination mechanism based on field clusters and field life cycles; (ii) enhancing domestic drilling rig capacity and the technical service ecosystem; (iii) developing drilling human resources across the entire drilling value chain; and (iv) completing end-of-field-life management procedures in association with sustainable development. These measures provide a foundation for PETROVIETNAM to effectively implement its drilling programs through 2030.

Corresponding author: Email: namth@pvn.vn

Received: 13/1/2026; Revised: 13 - 23/1/2026; Accepted date: 26/2/2026

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

KẾT QUẢ THỬ NGHIỆM CÔNG NGHIỆP HỆ DUNG DỊCH KHOAN GỐC NƯỚC ỨC CHẾ, BỀN NHIỆT PRO-DRIL/PRO-DRIL HT TẠI GIẾNG 2205/BK-22, MỎ BẠCH HỔ

Lê Văn Công¹, Dương Trí Hội¹, Phạm Ngọc Khuê¹, Nguyễn Thái Sơn², Nguyễn Văn Xá², Phạm Văn Hiếu², Mai Duy Khánh², Chu Minh Hân², Nguyễn Thanh Tú¹, Nguyễn Văn Tiến¹, Võ Hoàng Long¹, Nguyễn Văn Tiến¹

¹Tổng công ty Hóa chất và Dịch vụ Dầu khí - CTCP (PVChem), Thành phố Hà Nội, 11312, Việt Nam

²Liên doanh Vietsovpetro (Vietsovpetro), Thành phố Hồ Chí Minh, 78223, Việt Nam

TỪ KHÓA

Dung dịch khoan gốc nước, dung dịch khoan ức chế bền nhiệt, Pro-Dril/Pro-Dril HT, thử nghiệm công nghiệp, mỏ Bạch Hổ.

TÓM TẮT

Trong bối cảnh hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ngày càng mở rộng sang các khu vực có điều kiện địa chất phức tạp như áp suất cao nhiệt độ cao (HPHT), dị thường áp suất, nước sâu và xa bờ, yêu cầu đối với các hệ dung dịch khoan gốc nước ngày càng khắt khe. Do đó, việc nghiên cứu và làm chủ các hệ dung dịch khoan gốc nước có tính năng ức chế cao và độ bền nhiệt tốt có ý nghĩa quan trọng đối với hoạt động khoan dầu khí. Trong thời gian qua, Tổng công ty Hóa chất và Dịch vụ Dầu khí - CTCP (PVChem) đã nghiên cứu và phát triển hệ dung dịch khoan gốc nước Pro-Dril/Pro-Dril HT có khả năng ức chế trương nở sét cao và làm việc ổn định ở nhiệt độ lên đến 165°C. Nghiên cứu này trình bày kết quả thử nghiệm công nghiệp của hệ dung dịch khoan Pro-Dril/Pro-Dril HT tại giếng khoan 2205/BK-22, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Dung dịch khoan có vai trò đảm bảo an toàn cho giếng khoan và thiết bị khoan, ổn định thành hệ giếng khoan, vận chuyển mùn khoan lên bề mặt, đồng thời hạn chế tổn hại vỉa, qua đó góp phần duy trì khả năng khai thác của giếng khi đưa vào vận hành.

Cùng với sự phát triển của khoa học công nghệ và yêu cầu ngày càng cao của hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, công tác khoan ngày càng được triển khai trong những điều kiện phức tạp hơn như môi trường áp suất cao - nhiệt độ cao (HPHT), dị thường áp suất vỉa, cũng như các khu vực nước sâu và xa bờ, đặt ra yêu cầu ngày càng khắt khe đối với các hệ dung dịch khoan. Bên cạnh đó, ngay cả tại các mỏ đã được khai thác trong thời gian dài, sự thay đổi đặc tính vỉa và suy giảm độ bền cơ học của thành hệ cũng có thể làm gia tăng nguy cơ các sự cố khoan, như sập lở thành giếng và mất dung dịch.

Tổng công ty Hóa chất và Dịch vụ Dầu khí - CTCP (PVChem), đơn vị thành viên của Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc

gia Việt Nam (PETROVIETNAM), là đơn vị chuyên cung cấp dịch vụ dung dịch khoan cho các nhà điều hành dầu khí tại Việt Nam. PVChem hiện chưa sở hữu bản quyền đối với bất kỳ hệ dung dịch khoan nào, điều này đã hạn chế khả năng tự chủ và tối ưu hóa hiệu quả trong quá trình cung cấp dịch vụ. Trong khi đó, tại Việt Nam, các hệ dung dịch khoan gốc nước bền nhiệt đến khoảng 150 - 165°C cũng chưa được nghiên cứu và làm chủ một cách đầy đủ. Trước thực tiễn đó, việc nghiên cứu, phát triển và làm chủ các hệ dung dịch khoan gốc nước có khả năng ức chế cao và bền nhiệt tốt, phù hợp với điều kiện địa chất và công nghệ khoan ngày càng phức tạp, trở thành hướng nghiên cứu quan trọng trong lĩnh vực công nghệ dung dịch khoan.

Trong giai đoạn 2020 - 2024, PVChem đã nghiên cứu và xây dựng hệ dung dịch khoan Pro-Dril/Pro-Dril HT, có khả năng ức chế trương nở sét cao và duy trì tính ổn định khi khoan các giếng có điều kiện địa chất phức tạp, nhiệt độ cao (155 - 165°C) và áp suất cao. Hệ dung dịch này có các tính chất kỹ thuật tương đương với các hệ dung dịch khoan tiên tiến đang được sử dụng tại Việt Nam.

Tác giả liên hệ: Email: conglv@pvchem.com.vn

Ngày nhận bài: 30/1/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 30/1 - 11/2/2026; Ngày duyệt đăng: 26/2/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).



Với sự hỗ trợ của PETROVIETNAM và Vietsovpetro, hệ dung dịch khoan Pro-Dril/Pro-Dril HT đã được thử nghiệm công nghiệp lần đầu tiên tại giếng khoan 2205/BK-22, mỏ Bạch Hổ. Bài viết trình bày kết quả thử nghiệm công nghiệp của hệ dung dịch khoan Pro-Dril/Pro-Dril HT, đồng thời đánh giá khả năng ứng dụng của hệ dung dịch này trong điều kiện địa chất phức tạp và nhiệt độ cao.

2. Hệ dung dịch khoan ức chế Pro-Dril/Pro-Dril HT

Hệ dung dịch khoan Pro-Dril/Pro-Dril HT là hệ dung dịch gốc nước được nghiên cứu và phát triển nhằm ứng dụng trong quá trình khoan qua các thành hệ sét hoạt tính phức tạp, có xu hướng mất ổn định cao, thuộc các địa tầng Miocene và Oligocene tại các mỏ trên thềm lục địa Việt Nam. Hệ dung dịch này đặc biệt phù hợp trong các điều kiện địa chất khắc nghiệt như nhiệt độ và áp suất cao (lên tới khoảng 165°C), các khu vực có dị thường áp suất vỉa, cũng như các tầng chứa đã suy giảm áp suất và độ bền cơ học (depleted zones) sau thời gian dài khai thác.

Trong đó, hệ dung dịch Pro-Dril được thiết kế cho các giếng khoan có nhiệt độ vỉa lên tới khoảng 135°C, trong khi hệ dung dịch Pro-Dril HT được phát triển cho các điều kiện nhiệt độ cao hơn, trong khoảng 150 - 165°C [1].

Thành phần của hệ dung dịch Pro-Dril/Pro-Dril HT gồm các nhóm hóa phẩm chính như sau:

- Nhóm chất tạo cấu trúc và điều chỉnh tính lưu biến sử dụng PV-BIOVIS (polymer sinh học) có khả năng bền nhiệt tới khoảng 135°C và PV-BIOVIS HT (hỗn hợp polymer tổng hợp) có khả năng duy trì tính lưu biến ổn định trong điều kiện nhiệt độ cao tới 150 - 165°C, đồng thời hỗ trợ kiểm soát độ thải nước trong môi trường nhiệt độ cao.
- Nhóm chất giảm độ thải nước gồm PV-DPAC LV (trên cơ sở polyanionic cellulose), cùng với các phụ gia chịu nhiệt như DV-FLO HT (tinh bột biến tính), PV-ASPALTEX, DV-RES và PV-REFLO HT, được sử dụng nhằm kiểm soát hiệu quả độ thải nước trong điều kiện nhiệt độ cao.
- Nhóm chất ức chế sét gồm KCl, PV-UHIB (trên cơ sở polyamine) và PV-UCAP (polymer theo cơ chế bao bọc), giúp hạn chế trương nở và phân tán sét.
- Nhóm chất bôi trơn và cải thiện tốc độ cơ học khoan gồm PV-DRILLUB và PV-ULTRAROP, có tác dụng giảm ma sát, tăng tốc độ khoan và hạn chế các sự cố như kẹt, dính cần khoan. Đặc biệt, PV-DRILLUB là hệ bôi trơn lai giữa ester acid béo và vật liệu nano. Sự kết hợp với phụ gia PV-CLAYSTAB (cao su latex kích thước nano, có tính đàn hồi và bền nhiệt cao) góp phần nâng cao khả năng giảm độ thải nước, ổn định thành giếng và giảm moment bám dính.

Đặc điểm nổi bật của hệ dung dịch Pro-Dril/Pro-Dril HT được thể hiện ở 3 khía cạnh chính sau:

- Sự phối hợp tối ưu giữa các nhóm hóa phẩm đã mang lại khả năng bền nhiệt cao, lên tới khoảng 165°C, vượt qua giới hạn bền nhiệt của các polymer sinh học thông thường. Mức độ bền nhiệt này tương đương với các hệ dung dịch tiên tiến như Ultradril HT (M-I Việt Nam/Schlumberger), đồng thời cao hơn so với phần lớn các hệ dung dịch khoan gốc nước hiện đang được sử dụng tại Việt Nam.
- Sự kết hợp giữa các phụ gia ức chế như PV-UHIB, PV-UCAP, DV-Klaseal, DV-RES, KCl và PV-CLAYSTAB đã cải thiện khả năng ức chế trương nở sét và ổn định thành hệ, qua đó giảm các sự cố khoan như bó hẹp thân giếng, kẹt mút. PV-UHIB còn thể hiện hiệu quả cao trong việc kiểm soát trương nở sét và ổn định pH, góp phần duy trì hiệu quả hoạt động của các thành phần khác trong hệ dung dịch.
- Quy trình sử dụng vật liệu gia cố thành giếng đã được cải tiến theo hướng tối ưu hóa cơ chế gia cố. Thay vì sử dụng dưới dạng các đợt bơm riêng biệt, vật liệu gia cố được tích hợp trực tiếp trong dung dịch nền, kết hợp với phụ gia PV-CLAYSTAB. Cách tiếp cận này giúp tăng cường khả năng bịt kín vi khe nứt và gia cố thành hệ, từ đó nâng cao độ ổn định thành giếng trong suốt quá trình khoan, đồng thời giảm đáng kể độ thải nước và hạn chế nguy cơ mất dung dịch vào vỉa.

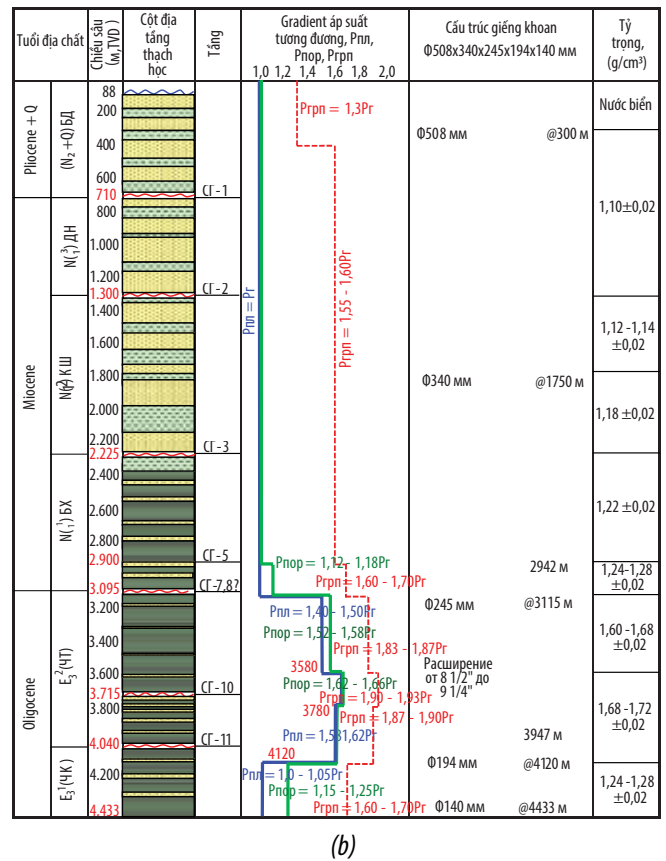
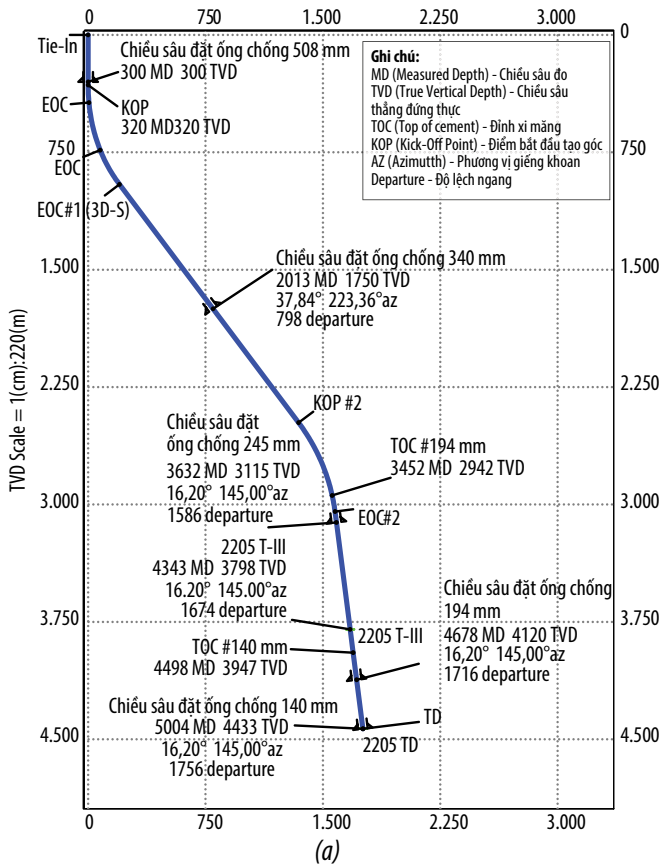
Hệ dung dịch khoan Pro-Dril/Pro-Dril HT được thiết kế với quy trình pha trộn đơn giản, dễ triển khai trong điều kiện thực địa, không yêu cầu bổ sung thiết bị hoặc máy móc chuyên dụng. Quy trình chuẩn bị và điều chỉnh tính chất dung dịch có thể được các kỹ sư vận hành ngoài giàn nhanh chóng nắm bắt và áp dụng, góp phần nâng cao tính linh hoạt và hiệu quả thi công.

Ngoài ra, hệ dung dịch này có độc tính thấp, được phân loại vào nhóm D theo hệ thống Offshore Chemical Notification Scheme (OCNS) của Vương quốc Anh, qua đó cho thấy tác động đến môi trường ở mức độ hạn chế. Nhờ đó, hệ dung dịch Pro-Dril/Pro-Dril HT đáp ứng các yêu cầu nghiêm ngặt về bảo vệ môi trường biển theo quy định tại Việt Nam cũng như các tiêu chuẩn quốc tế.

3. Kết quả thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch khoan Pro-Dril/Pro-Dril HT

3.1. Thông tin về giếng khoan 2205/BK-22

Giếng khoan 2205/BK-22 là giếng khai thác tại khu vực giàn BK-22, mỏ Bạch Hổ thuộc bồn trũng Cửu Long, do Vietsovpetro điều hành. Giếng có nhiệm vụ khai thác đối tượng chính trong tập



Hình 1. Quỹ đạo và sơ đồ cấu trúc địa tầng, thiết kế giếng khoan 2205/BK-22.

trầm tích Oligocene trên và đối tượng phụ trong Oligocene dưới. Quỹ đạo và sơ đồ cấu trúc địa tầng, thiết kế giếng khoan được nêu tại Hình 1 [2].

Theo các tài liệu địa chất cũng như kết quả khoan và khai thác trong khu vực lân cận, quá trình khoan giếng 2205/BK-22 được dự báo sẽ gặp một số khó khăn và thách thức kỹ thuật đáng kể, bao gồm:

- Nhiệt độ đáy giếng tại chiều sâu thiết kế có thể lên tới 150 - 155°C, đặt ra yêu cầu cao đối với độ bền nhiệt của hệ dung dịch khoan và các hóa phẩm sử dụng.
- Tồn tại khoảng chuyển tiếp từ chế độ áp suất bình thường trong tập trầm tích Miocene dưới (SH-5) sang đối di thường áp suất cao trong Oligocene trên (SH-8). Đặc biệt, phần dưới của Miocene dưới thường có đặc tính thấm chứa tương đối tốt. Do đó, trong trường hợp đặt ống chống đường kính 245 mm tại vị trí cao hơn nóc SH-8, khi khoan công đoạn đường kính 215,9 mm với dung dịch có tỷ trọng cao, nguy cơ xảy ra vỡ chân đế, mất dung dịch, cũng như kẹt dính bộ khoan cụ hoặc ống chống là rất lớn.
- Khoảng chiều sâu từ chân đế ống chống 245 mm đến nóc SH-11 thường tiềm ẩn nhiều rủi ro kỹ thuật như hiện tượng khí

xâm nhập với hàm lượng lớn và nguy cơ sập lở thành giếng do tính chất cơ lý không ổn định của thành hệ.

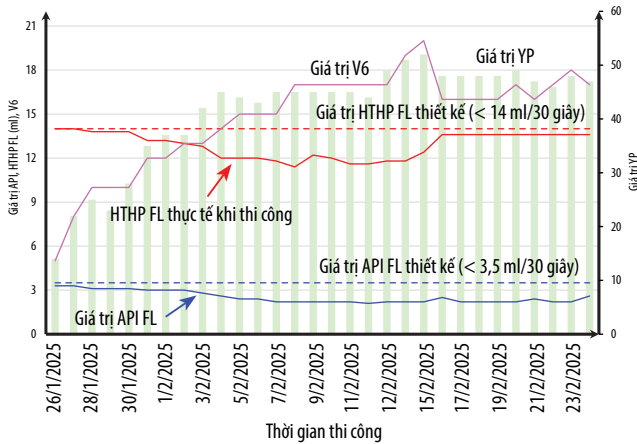
Các đặc điểm địa chất - kỹ thuật nêu trên cho thấy giếng 2205/BK-22 là một giếng khoan có điều kiện phức tạp, tiềm ẩn nhiều rủi ro trong quá trình thi công. Do đó, việc lựa chọn giếng 2205/BK-22 làm đối tượng thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch khoan Pro-Dril/Pro-Dril HT được đánh giá là phù hợp với các đặc tính thiết kế của hệ dung dịch, đồng thời tạo cơ sở thực tiễn để đánh giá hiệu quả áp dụng trong điều kiện khắc nghiệt. Thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch được triển khai cho phân đoạn khoan đường kính 8½" với hệ Pro-Dril và phân đoạn 6½" với hệ Pro-Dril HT. Thành phần, hàm lượng của các hóa phẩm của hệ dung dịch Pro-Dril/Pro-Dril HT được nêu tại Bảng 1 [3].

3.2. Kết quả thử nghiệm công nghiệp tại phân đoạn 8½"

Quá trình thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch Pro-Dril tại phân đoạn 8½" giếng 2205/BK-22 từ ngày 26/1/2025 đến 24/2/2025, trong khoảng độ sâu 3.629 - 4.634,3 m [4]. Dung dịch ban đầu được đưa vào giếng với tỷ trọng 1,6 sg và được điều chỉnh tăng dần đến 1,74 sg nhằm phù hợp với điều kiện địa chất, áp suất vỉa và kiểm soát khí xâm nhập.

Bảng 1. Thành phần, hàm lượng các hóa phẩm của hệ dung dịch Pro-Drill/Pro-Dril HT khi thử nghiệm tại giếng khoan 2205/BK-22

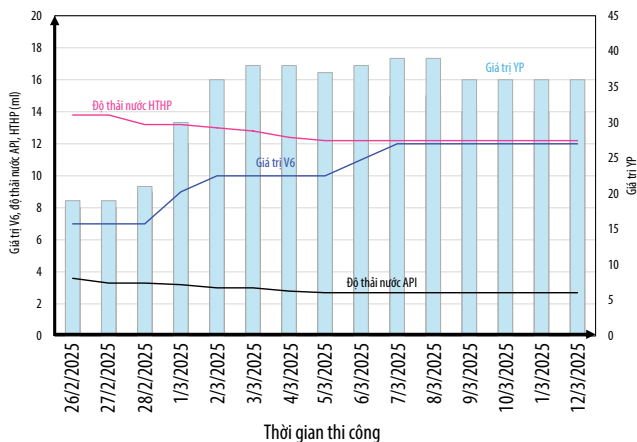
TT	Tên hóa phẩm	Mô tả thành phần	Chức năng	Hàm lượng (kg/m ³)	
				Phân đoạn 8½" (hệ dung dịch Pro-Drill)	Phân đoạn 6½" (hệ dung dịch Pro-Drill HT)
Nhóm hóa chất cơ bản					
1	Nước		Môi trường phân tán	Đủ 1 m ³	Đủ 1 m ³
2	Barite	BaSO ₄	Tăng tỷ trọng	Phù hợp theo yêu cầu tỷ trọng	
3	PV-BIODE	Dẫn xuất triazine	Diệt khuẩn	1	1
4	Soda	Na ₂ CO ₃	Kết tủa Ca ²⁺ (khi sử dụng nước biển)	1	1
Nhóm hóa phẩm tạo cấu trúc					
5	PV-BIOVIS	Biopolymer	Tăng độ bền gel, tạo cấu trúc	1 - 2	0 - 2
6	PV-BIOVIS HT	Synthetic polymer	Chất tạo cấu trúc, tăng độ bền, ổn định lưu biến ở điều nhiệt độ cao áp suất cao	1 - 2 (sử dụng khi nhiệt độ đáy giếng > 135°C)	7 - 10
Nhóm hóa phẩm ức chế					
7	PV-UHIB	Polyamine	Ức chế trương nở sét, ổn định pH của dung dịch	20 - 30	20 - 30
8	PV-UCAP	Copolymer/ encapsulator	Ức chế trương nở sét theo cơ chế bao bọc		4 - 6
9	KCL	Muối KCl	Ức chế sét	80 - 100	80 - 100
Nhóm hóa phẩm giảm độ thải nước					
10	PV-DPAC UL	Polyanionic cellulose	Giảm độ thải nước	2 - 6	15 - 20
11	PV-ASPATEX	Sodium asphalt sulphonate	Giảm độ thải nước HTHP, ổn định tính chất lưu biến, ổn định thành giếng khoan	10 - 12	10 - 18
12	DV-RES	Synthetic phenol-formaldehyde lignite		10 - 12	2 - 6
13	DV-Flo HT	Tinh bột biến tính	Giảm độ thải nước ở nhiệt độ cao	10 - 12	2 - 5
14	PV-REFLO HT	Synthetic polymer			8 - 15
15	PV-CLAYSTAB	Latex co-polymer	Ổn định thành giếng khoan, giảm độ thải nước, bít nhét vi khe nứt		
Nhóm hóa phẩm bôi trơn, cải thiện tốc độ cơ học khoan					
16	PV-ULTRAROP	Hydrocarbon, surfactant	Chất bôi trơn, tăng ROP, chống bó chèoong	8 - 15	8 - 15
17	PV-DrillILUB	Chất bôi trơn gốc ester, có phụ gia nano	Chất bôi trơn	10 - 20	10 - 20
Nhóm hóa phẩm khử oxy, tăng tính bền nhiệt					
18	Sodium sulphite	Na ₂ SO ₃	Chất khử oxy	1 - 2	2 - 4
19	DV-POLYSTAB HT	Dẫn xuất amino alcohol	Chất tăng bền nhiệt cho polymer, ổn định pH	3 - 7	10 - 18
Nhóm hóa phẩm bít nhét, ổn định thành giếng					
20	PV-DCAR F/M	CaCO ₃ F/M	Chất bít nhét. Gia cố, ổn định thành giếng khoan.	10 - 20	10 - 20
21	DV-CELBA F	Cellulose fiber F	Giảm kẹt dính vi sai, giảm mất dung dịch	3 - 6	3 - 6
22	FLC 2000	Hỗn hợp cellulosic	Chất bít nhét. Gia cố, ổn định thành giếng khoan, đặc biệt là các giếng có suy giảm áp suất. Giảm kẹt dính vi sai	4 - 8	Không sử dụng do phân đoạn này không có dự đoán suy giảm áp suất



Hình 2. Thông số độ thải nước (API, HTHP, V6, YP) trong quá trình thi công phân đoạn 8½”.



Hình 3. Hình ảnh mẫu cutting tại độ sâu 3.735 m.



Hình 4. Thông số độ thải nước (API, HTHP, V6, YP) trong quá trình thi công phân đoạn 6½”.

Trong quá trình thi công, hệ dung dịch duy trì sự ổn định các thông số kỹ thuật chính. Giá trị độ thải nước theo tiêu chuẩn API và HTHP luôn nằm trong giới hạn thiết kế. Các thông số lưu biến được kiểm soát phù hợp, đảm bảo khả năng làm sạch giếng. Đặc biệt, sau 4 ngày tĩnh trong giếng (ở điều kiện nhiệt độ đáy giếng

148°C), dung dịch vẫn duy trì tính chất (lưu biến, độ thải nước, khả năng giảm ma sát) khi tuần hoàn trở lại, cho thấy khả năng ổn định nhiệt tốt.

Về khả năng ức chế, hệ dung dịch thể hiện hiệu quả rõ rệt khi pH được duy trì ổn định trong khoảng 9,7 - 10, giá trị MBT được kiểm soát ở mức thấp hơn đáng kể so với giới hạn yêu cầu. Mùn khoan đưa lên bề mặt ở trạng thái khô, cứng, giữ hình dạng tốt cho thấy độ trương nở của sét thấp. Các quan sát thực tế trên chوòng khoan, thiết bị định tâm và bộ khoan cụ sau nhiều lần kéo lên bề mặt cho thấy không xuất hiện hiện tượng bám dính sét, bó chوòng hoặc tích tụ mùn khoan. Kết quả này phản ánh khả năng ức chế sét và làm sạch giếng hiệu quả của hệ dung dịch (Hình 3). Trong quá trình khoan, xuất hiện một số phức tạp như khí xâm nhập, sập lở cục bộ và mất dung dịch. Tuy nhiên các sự cố này đều được xử lý hiệu quả thông qua điều chỉnh tỷ trọng và bổ sung hóa phẩm phù hợp, không làm phát sinh thời gian dừng khoan phi sản xuất.

Quá trình kéo thả, đo địa vật lý và chống ống diễn ra thuận lợi, không xảy ra kẹt cần hoặc kẹt ống chống. Tốc độ khoan trung bình đạt 7 - 10 m/giờ, tiệm cận thông số thiết kế. Hệ dung dịch không gây bất lợi đến tốc độ khoan và hỗ trợ kiểm soát moment xoắn hiệu quả.

Kết quả thử nghiệm công nghiệp cho thấy hệ dung dịch Pro-Dril đáp ứng tốt các yêu cầu kỹ thuật tại phân đoạn 8½” giếng 2205/BK-22. Hệ dung dịch duy trì kiểm soát hiệu quả các thông số công nghệ, ức chế sét tốt, ổn định thành giếng, hỗ trợ kéo thả và chống ống thuận lợi, đồng thời thích ứng với các điều kiện địa chất phức tạp mà không gây ra sự cố liên quan đến dung dịch.

3.3. Kết quả thử nghiệm công nghiệp tại phân đoạn 6½”

Tiếp nối kết quả tại phân đoạn 8½”, hệ dung dịch Pro-Dril HT được triển khai cho phân đoạn 6½” trong khoảng độ sâu 4.634 - 4.947 m, ở điều kiện nhiệt độ cao hơn và khí xâm nhập phức tạp hơn [5]. Dung dịch từ phân đoạn trên được xử lý giảm tỷ trọng bằng thiết bị ly tâm, sau đó phối trộn để thiết lập hệ dung dịch mới với tỷ trọng ban đầu khoảng 1,24 sg, tiếp đó tăng dần đến 1,38 sg nhằm kiểm soát khí và duy trì ổn định giếng.

Tương tự phân đoạn 8½”, hệ dung dịch duy trì sự ổn định của các thông số công nghệ chủ yếu. Độ thải nước theo tiêu chuẩn API và HTHP (155°C, 500 psi) luôn nằm trong giới hạn thiết kế; các thông số lưu biến được điều chỉnh phù hợp và duy trì ổn định (Hình 4). Sau 3 ngày tĩnh trong giếng phục vụ đo địa vật lý, dung dịch vẫn giữ được các tính chất khi tuần hoàn trở lại, cho thấy khả năng ổn định nhiệt tốt trong điều kiện nhiệt độ đáy giếng 153 - 155°C.

Bảng 2. Đánh giá kết quả thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch Pro-Dril và Pro-Dril HT cho 2 phân đoạn 8½" và 6½" tại giếng 2205/BK-22

TT	Tiêu chí đánh giá	Mức độ đánh giá	Thực tế đạt được khi thi công tại phân đoạn 8½"	Thực tế đạt được khi thi công tại phân đoạn 6½"
1	Thông số hệ dung dịch	Phù hợp hay không phù hợp	Phù hợp với thiết kế	
2	Kẹt cần, ống chống	Có/không	Không bị kẹt cần, ống chống.	
3	Phức tạp khi khoan	Dạng phức tạp	Không có phức tạp do dung dịch	
4	Phức tạp khi kéo thả	Vướng	Chỉ có một số điểm vướng nhẹ, xử lý bằng cách doa nhẹ	Không bị vướng
5	Tốc độ khoan	Phù hợp hay cao hơn thiết kế	Phù hợp	Thấp hơn so với thiết kế do đặc điểm địa chất của vỉa và đặc điểm công nghệ khi khoan
6	Bó chèoong	Có/không	Không bị bó chèoong	
7	Phức tạp khi đo địa vật lý	Có/không	Không có phức tạp khi đo địa vật lý	
8	Chi phí hóa phẩm	Phù hợp thiết kế	Chi phí hóa phẩm thấp hơn so với thiết kế	
9	Ảnh hưởng tới thiết bị khoan	Có/không	Không ảnh hưởng	
10	Ảnh hưởng tới môi trường người lao động	Nếu có nêu nguyên nhân	Không ảnh hưởng	

Phức tạp chính trong quá trình thi công là hiện tượng khí xâm nhập liên tục và 2 lần phát hiện cần khoan bị thủng. Tuy nhiên các vấn đề này đã được xử lý kịp thời thông qua điều chỉnh tỷ trọng dung dịch, bổ sung vật liệu bít nhét và phụ gia tăng cường độ bền nhiệt. Không ghi nhận sự cố nghiêm trọng do dung dịch gây ra, cũng như không phát sinh thời gian dừng khoan phi sản xuất.

Toàn bộ quá trình khoan, thông giếng, đo địa vật lý và chống ống 5½" diễn ra thuận lợi, không xảy ra hiện tượng kẹt cần hoặc kẹt ống chống. Bộ khoan cụ sạch, không bám dính sét; ống chống lừng (liner) được thả gần tới độ sâu thiết kế và công tác trám xi măng thực hiện đúng kế hoạch, khẳng định điều kiện lòng giếng ổn định (Hình 5).

Nếu hệ dung dịch Pro-Dril tại phân đoạn 8½" cho thấy khả năng kiểm soát dung dịch và ổn định giếng trong điều kiện địa chất phức tạp, thì hệ Pro-Dril HT tại phân đoạn 6½" tiếp tục chứng minh hiệu quả trong môi trường nhiệt độ cao hơn và yêu cầu kỹ thuật khắt khe hơn. Kết quả này khẳng định tính khả thi và độ tin cậy của hệ dung dịch trong điều kiện khoan sâu, nhiệt độ cao và địa chất phức tạp.

3.4. Đánh giá kết quả thử nghiệm công nghiệp

Kết quả thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch Pro-Dril/Pro-Dril HT tại 2 phân đoạn 8½" và 6½" giếng 2205/BK-22 được tổng hợp và đánh giá theo 10 tiêu chí (Bảng 2) [6]. Trên cơ sở các kết quả chi tiết đã trình bày tại Mục 3.2 và 3.3, có thể rút ra một số nhận định chính như sau:

Thứ nhất, hệ dung dịch khoan đáp ứng tốt các yêu cầu kỹ thuật trong điều kiện khoan phức tạp và nhiệt độ cao, với khả

năng duy trì ổn định các thông số công nghệ trong suốt quá trình thi công, kể cả sau thời gian tĩnh kéo dài ở nhiệt độ đáy giếng lên tới 153 - 155°C.

Thứ hai, hiệu quả của chất bôi trơn PV-DrillLUB (có sử dụng phụ gia nano) được thể hiện rõ thông qua khả năng kiểm soát moment xoắn ở mức thấp hơn hoặc trong giới hạn thiết kế, ngay cả trong điều kiện nhiệt độ và áp suất cao. Đồng thời, phụ gia này không ảnh hưởng bất lợi đến tính chất lưu biến của dung dịch cũng như hệ thống xử lý mùn khoan, cho thấy tính tương thích và ổn định vận hành cao.

Thứ ba, các phụ gia ổn định thành giếng và kiểm soát mất dung dịch (FLC 2000, FLC Supreme, PV-CLAYSTAB) phát huy hiệu quả trong việc gia cố thành giếng và nâng cao độ bền vỏ bùn. Kết quả thử nghiệm FIT (formation integrity test) đạt yêu cầu thiết kế cùng với khả năng kiểm soát mất dung dịch trong quá trình khoan là minh chứng cho hiệu quả của các giải pháp này.

Cuối cùng, xét trên khía cạnh kinh tế - kỹ thuật, mức tiêu hao hóa phẩm thực tế phù hợp với nồng độ thiết kế, trong khi chi phí hóa phẩm tính trên một đơn vị thể tích dung dịch và trên mỗi mét khoan đều thấp hơn dự toán. Điều này cho thấy hệ dung dịch không chỉ đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật mà còn góp phần tối ưu chi phí vận hành trong điều kiện thực tế.

4. Kết luận

Kết quả thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch khoan gốc nước ức chế, bền nhiệt Pro-Dril/Pro-Dril HT tại giếng 2205/BK-22, mỏ Bạch Hổ cho thấy hệ dung dịch đáp ứng hiệu quả các yêu cầu kỹ thuật trong điều kiện khoan phức tạp, đặc biệt trong môi

trường nhiệt độ và áp suất cao. Bên cạnh hiệu quả kỹ thuật, hệ dung dịch còn thể hiện ưu điểm về mặt kinh tế, khi mức tiêu hao hóa phẩm phù hợp với thiết kế và chi phí thực tế thấp hơn so với dự toán, góp phần tối ưu hóa chi phí vận hành giếng khoan.

Tổng hợp các kết quả đạt được cho thấy hệ dung dịch Pro-Dril/Pro-Dril HT là giải pháp kỹ thuật khả thi, tin cậy cho các giếng khoan sâu, nhiệt độ cao và điều kiện địa chất phức tạp tại thềm lục địa Việt Nam, đặc biệt đối với các thành hệ có nguy cơ mất ổn định cao.

Tài liệu tham khảo

[1] DMC, Báo cáo kết quả nghiên cứu Hệ dung dịch Pro-Dril/Pro-Dril HT, 2024.

[2] Vietsovpetro, Thiết kế giếng khoan 2205/BK-22, 2024.

[3] Vietsovpetro, Chương trình Thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch mới Pro-Dril/Pro-Dril HT khi khoan giếng 2205/BK-22 tại giàn khoan tự nâng Tam Đảo 01, 2025.

[4] Vietsovpetro, Biên bản thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch mới Pro-Dril cho thi công phân đoạn 8½" của giếng 2205/BK-22 trên Giàn khoan Tam Đảo 01, 2025.

[5] Vietsovpetro, Biên bản thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch mới Pro-Dril HT cho thi công phân đoạn 6½" của giếng 2205/BK-22 trên Giàn khoan Tam Đảo 01, 2025.

[6] Vietsovpetro, Báo cáo kết luận thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch ức chế tính năng cao Pro-Dril/Pro-Dril HT khi khoan giếng 2205/BK-22, 2025.

FIELD TRIAL OF THE THERMALLY STABLE, INHIBITIVE WATER-BASED DRILLING FLUID SYSTEM PRO-DRIL/PRO-DRIL HT IN WELL 2205/BK-22, BACH HO FIELD

Le Van Cong¹, Duong Tri Hoi¹, Pham Ngoc Khue¹, Nguyen Thai Son² Nguyen Van Xa², Pham Van Hieu², Mai Duy Khanh² Chu Minh Han², Nguyen Thanh Tu¹, Nguyen Van Tien¹, Vo Hoang Long¹, Nguyen Van Tien¹

¹Petrovietnam Chemicals and Services Corporation (PVChem), Ha Noi, 11312, Vietnam
²Vietsovpetro Joint Venture, Ho Chi Minh, 78223, Vietnam

KEY WORDS

Thermally stable, inhibitive water-based drilling fluid, Pro-Dril/Pro-Dril HT, field trial, Bach Ho field.

ABSTRACT

As oil and gas exploration and production activities continue to expand into geologically complex environments, such as high-pressure and high-temperature (HPHT), abnormal formation pressures, and deepwater offshore conditions, increasingly stringent requirements are being imposed on the performance and stability of water-based drilling fluid systems. Consequently, the development and technological mastery of water-based drilling fluids with superior shale inhibition and enhanced thermal stability have become increasingly important for drilling operations. In recent years, Petrovietnam Chemicals and Services Corporation (PVChem) has developed the Pro-Dril/Pro-Dril HT water-based drilling fluid system, which provides excellent shale swelling inhibition and maintains stable performance at temperatures up to 165°C. This paper presents the results of a field trial of the Pro-Dril/Pro-Dril HT system in well 2205/BK-22, Bach Ho field.

Corresponding author: Email: conglv@pvchem.com.vn
Received: 30/1/2026; Revised: 30/1 - 11/2/2026; Accepted date: 26/2/2026
This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

GIẢI PHÁP GIA CỐ THÀNH GIẾNG KHI KHOAN QUA CÁC VĨA SUY GIẢM ÁP SUẤT CHO MỎ NGOÀI KHƠI VIỆT NAM

Lê Vũ Quân, Đinh Đức Huy, Vũ Mạnh Hào, Nguyễn Văn Đô

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hà Nội, 11312, Việt Nam

TỪ KHÓA

Gia cố thành giếng, vữa suy giảm áp suất, địa cơ học giếng khoan, dung dịch khoan, hạt nano, mất tuần hoàn dung dịch.

TÓM TẮT

Suy giảm áp suất vữa sau thời gian dài khai thác dẫn đến giảm ứng suất ngang nhỏ nhất và gradient nứt vỡ, thu hẹp cửa sổ áp suất khoan và gia tăng rủi ro mất tuần hoàn dung dịch, kẹt cần khoan và sập lở thành giếng...

Bài viết tổng hợp và phân tích cơ sở địa cơ học, công nghệ dung dịch khoan và hệ phụ gia sử dụng để gia cố thành giếng, gồm các mô hình lỏng ứng suất, ứng suất đóng khe nứt và kháng lan truyền khe nứt. Các hệ vật liệu được phân tích theo cơ chế hoạt động và phạm vi áp dụng gồm: Vật liệu chống mất dung dịch truyền thống, bột xốp biến dạng, hạt nano, hydroxide kim loại hỗn hợp và phụ gia kiểm soát mất dung dịch.

Kết quả thực nghiệm cho thấy dung dịch polymer 0,05% duy trì sức kháng ma sát bề mặt tốt hơn so với dung dịch bentonite 8%, với mức giảm lần lượt là 11,1% và 23,4%. Trên cơ sở đó, nghiên cứu đề xuất phân loại vữa theo mức độ suy giảm áp suất, xây dựng quy trình thiết kế gồm 7 bước và khung giải pháp lựa chọn vật liệu gia cố thành giếng khoan, áp dụng cho các mỏ Bạch Hổ, Sư Tử Đen và Đại Hùng tại thềm lục địa Việt Nam.

1. Giới thiệu

Công tác thi công giếng khoan tại các thành hệ phi truyền thống và các mỏ đã khai thác lâu năm ngày càng đối mặt với nhiều thách thức cả về kỹ thuật lẫn hiệu quả kinh tế. Quá trình khai thác kéo dài làm suy giảm áp suất vỉa, dẫn đến sự thay đổi trạng thái ứng suất địa cơ học của đất đá khu vực lân cận thành giếng. Hệ quả là cửa sổ áp suất khoan - khoảng chênh lệch giữa áp suất lỗ rỗng và gradient nứt vỡ - bị thu hẹp đáng kể, làm gia tăng nguy cơ mất tuần hoàn dung dịch, kẹt cần khoan do chênh áp, sập lở thành giếng và phun trào khi cột áp thủy tĩnh không được duy trì [1, 2].

Các giải pháp truyền thống để xử lý bài toán ổn định thành giếng chủ yếu mang tính cơ học và chi phí cao, điển hình là khoan kiểm soát áp suất (managed pressure drilling, MPD) hoặc bổ sung cột ống chống trung gian. Công nghệ gia cố thành giếng (wellbore

strengthening, WBS) dựa trên các cơ chế hóa - lý đã được đầu tư nghiên cứu và ứng dụng quy mô lớn [3, 4]. Bằng cách bổ sung các phụ gia chuyên dụng như vật liệu nano, FLC gia cố thành giếng, hydroxide kim loại hỗn hợp (mixed metal hydroxide, MMH) hoặc polymer cao phân tử vào hệ dung dịch khoan, thành giếng được gia cố, qua đó hạn chế sự phát triển của vi nứt và mở rộng cửa sổ áp suất khoan. Việc áp dụng WBS giúp đơn giản hóa cấu trúc giếng (giảm số cấp ống chống), cho phép đưa ống chống khai thác có đường kính lớn hơn xuống vỉa sản phẩm, góp phần duy trì hiệu quả kinh tế trong dài hạn [5].

Tại Việt Nam, các mỏ chủ lực thuộc bể Cửu Long (Bạch Hổ, Sư Tử Đen, Rạng Đông) và bể Nam Côn Sơn (Đại Hùng, Lan Tây) đã bước vào giai đoạn khai thác cuối với nhiều tầng chứa bị suy giảm áp suất nghiêm trọng. Công tác khoan đàn dày đang gặp các thách

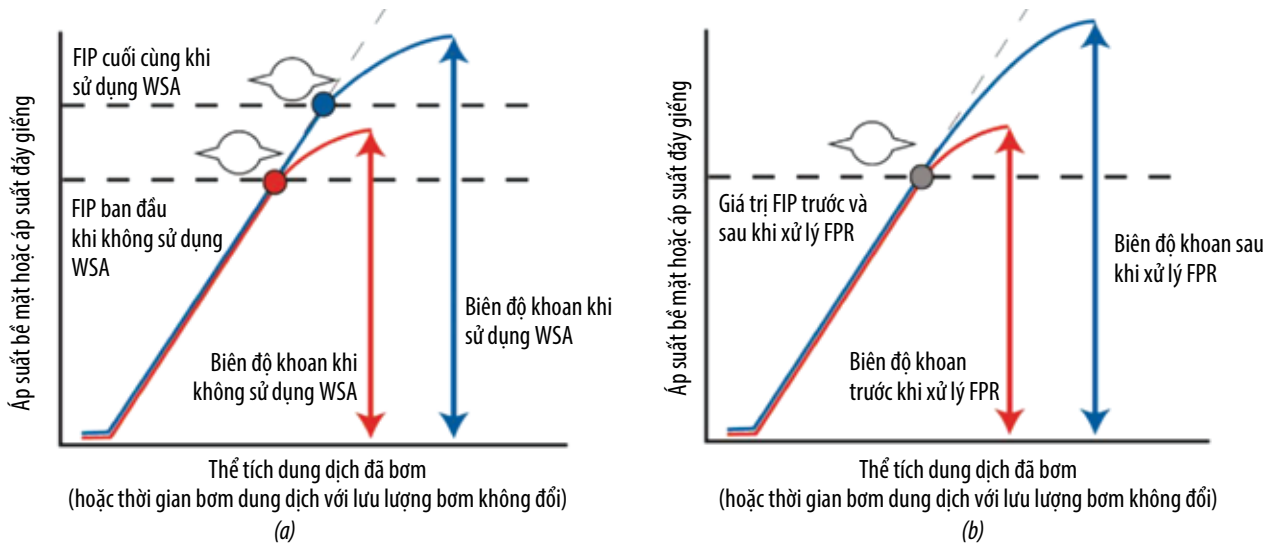
Tác giả liên hệ: quanlv@vpi.pvn.vn

Ngày nhận bài: 22/1/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 22 - 26/1/2026; Ngày duyệt đăng: 26/2/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).





Hình 1. Hiệu ứng mở rộng của số áp suất khoan khi áp dụng công nghệ gia cố thành giếng [4].

thức kỹ thuật tương tự các mỏ trường thành trên thế giới, đặt ra yêu cầu cấp thiết làm chủ công nghệ WBS trong điều kiện địa chất đặc thù của thềm lục địa Việt Nam.

Nghiên cứu tập trung: (i) phân tích cơ sở địa cơ học của hiện tượng mất ổn định thành giếng khi khoan qua vỉa suy giảm áp suất; (ii) hệ thống hóa các cơ chế gia cố thành giếng bằng dung dịch khoan và phụ gia; (iii) phân tích so sánh các nhóm vật liệu chính và kết quả thực nghiệm; (iv) đề xuất bảng phân loại vỉa theo mức độ suy giảm áp suất, quy trình thiết kế WBS và khung lựa chọn giải pháp phù hợp với điều kiện Việt Nam.

2. Cơ sở địa cơ học của vỉa suy giảm áp suất

2.1. Cửa sổ áp suất khoan

Cửa sổ áp suất khoan là dải tỷ trọng dung dịch an toàn được giới hạn dưới bởi áp suất lỗ rỗng (hoặc áp suất sập lỗ) và giới hạn trên bởi gradient nứt vỡ của đất đá [6]. Khi tỷ trọng dung dịch nhỏ hơn áp suất lỗ rỗng, lưu chất vỉa sẽ xâm nhập vào giếng - hiện tượng kick. Ngược lại, nếu áp suất thủy tĩnh hoặc tỷ trọng tuần hoàn tương đương (equivalent circulating density, ECD) vượt gradient nứt vỡ, vỉa nứt sẽ mở ra và dung dịch tràn vào vỉa, gây mất tuần hoàn. Tại các mỏ chưa nén chặt ở vùng nước sâu, cửa sổ khoan có thể bị thu hẹp xuống chỉ còn khoảng 1,3 ppg, khiến mọi biến động nhỏ của ECD đều tiềm ẩn rủi ro [1].

Hình 1 minh họa sự khác biệt giữa việc tăng áp suất khởi nứt thủy lực (fracture initiation pressure, FIP) và tăng khả năng kháng lan truyền khe nứt (fracture propagation resistance, FPR) để mở rộng giới hạn trên của cửa sổ dung dịch khoan.

Hình 1a biểu thị cơ chế tăng áp suất nứt vỡ ban đầu (Initial

FIP): Đồ thị biểu diễn tác động của các phụ gia gia cố thành giếng (wellbore strengthening additives, WSA) nhằm củng cố cường độ cơ học trực tiếp tại bề mặt thành giếng. Nếu không sử dụng WSA (đường màu đỏ), khe nứt bắt đầu hình thành tại điểm Initial FIP thấp. Khi sử dụng WSA (đường màu xanh), điểm nứt vỡ được đẩy lên cao hơn (Final FIP), cho phép hệ thống chịu được áp suất thủy tĩnh lớn hơn mà không làm xuất hiện khe nứt mới. Đây thường là kết quả của cơ chế "lồng ứng suất" (stress cage) giúp tăng ứng suất vòng quanh thành giếng.

Hình 1b thể hiện cơ chế kháng lan truyền khe nứt. Ở trường hợp này, áp suất khởi nứt thủy lực không thay đổi giữa trước và sau khi xử lý. Tuy nhiên, nhờ các vật liệu bịt kín vỉa nứt nẻ, ngay khi một khe nứt nhỏ xuất hiện, các hạt này sẽ ngay lập tức bị đẩy vào miệng hoặc đầu khe nứt, ngăn không cho áp suất từ giếng truyền vào bên trong khe nứt, hạn chế mở rộng khe nứt. Kết quả là dù vỉa đã nứt, nhưng áp suất bơm (đường màu xanh) vẫn có thể tiếp tục gia tăng đáng kể trước khi xảy ra hiện tượng mất dung dịch hoàn toàn, từ đó mở rộng cửa sổ áp suất khoan an toàn.

2.2. Ứng suất hiệu dụng

Ứng suất tác dụng lên khung đá quanh giếng được mô tả bằng ứng suất hiệu dụng theo nguyên lý Terzaghi [6]:

$$\sigma' = \sigma - \alpha \times P_p \quad (1)$$

Trong đó:

σ' : Ứng suất hiệu dụng;

σ : Ứng suất tổng;

α : Hệ số Biot;

P_p : Áp suất lỗ rỗng.

Khi áp suất vỉa bị suy giảm ($\Delta P_p < 0$), ứng suất hiệu dụng trong khung đá tăng, đồng thời ứng suất ngang tối thiểu (σ) cũng có xu hướng giảm theo mô hình đàn hồi - xốp (poroelastic) của Geertsma [7]:

$$\Delta \sigma_h = \alpha \times [(1 - 2\nu) / (1 - \nu)] \times \Delta P_p \quad (2)$$

với ν là hệ số Poisson.

Tỷ số suy giảm ứng suất $\gamma = \Delta \sigma_h / \Delta P_p$ thường nằm trong khoảng 0,5 - 0,8 đối với cát kết, nghĩa là cứ giảm 1.000 psi áp suất lỗ rỗng thì ứng suất ngang tối thiểu có thể giảm 500 - 800 psi [2]. Đây chính là cơ chế chủ đạo làm hẹp cửa sổ khoan ở các tầng đã bị khai thác lâu năm.

2.3. Trường ứng suất quanh giếng

Đối với giếng khoan thẳng đứng trong môi trường đàn hồi đẳng hướng, ứng suất tiếp tuyến tại thành giếng được mô tả bởi nghiệm Kirsch [6]:

$$\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta - P_w \quad (3)$$

Trong đó:

σ_H, σ_h : Lấn lượt là ứng suất ngang lớn nhất và nhỏ nhất;

θ : Góc phương vị trên thành giếng;

P_w : Áp suất cột dung dịch.

Phá hủy cắt thành giếng được đánh giá theo tiêu chuẩn Mohr-Coulomb:

$$\tau_f = c + \sigma'_n \times \tan(\varphi) \quad (4)$$

với c là lực dính kết, φ là góc ma sát trong, σ'_n là ứng suất pháp hiệu dụng.

Khi khoan xiên hoặc khoan ngang, trạng thái ứng suất 3D phức tạp hơn và đòi hỏi mô hình địa cơ học kép (coupled geomechanics) để dự báo chính xác [2].

2.4. Áp suất khởi nứt và ảnh hưởng của suy giảm áp suất

Áp suất khởi nứt thủy lực FIP tại thành giếng được biểu diễn bởi phương trình sau [8]:

$$FIP = 3\sigma_h - \sigma_H - Pp + T_o \quad (5)$$

với T_o là cường độ kéo của đá.

Khi σ_h giảm theo quá trình khai thác, FIP cũng giảm tương ứng, do đó vì nứt có thể được khởi tạo ở mức ECD thấp hơn nhiều so với khi mỏ còn nguyên áp. Trên phương diện vận hành trong quá trình khoan, các thông số khoan cần được kiểm soát thông qua ECD:

$$ECD = MW + \Delta P_{ann} / (0,052 \times TVD) \quad (6)$$

Trong đó:

MW: Tỷ trọng dung dịch tính (ppg);

ΔP_{ann} : Tổn thất áp trên vành xuyên (psi);

TVD: Chiều sâu thẳng đứng thực (ft).

Khi cửa sổ khoan thu hẹp xuống dưới 1 ppg, mọi biến động về lưu lượng bơm, tốc độ khoan cơ học, tải mùn khoan hoặc dừng/khởi động tuần hoàn đều có thể đẩy ECD vượt khỏi giới hạn an toàn.

3. Cơ chế suy giảm áp suất và các thách thức khi khoan qua vỉa suy giảm

3.1. Cơ chế suy giảm áp suất vỉa

Suy giảm áp suất vỉa là hệ quả tất yếu của quá trình khai thác dầu/khí, khi tốc độ khai thác lưu chất vượt quá tốc độ bù áp tự nhiên. Mức độ suy giảm phụ thuộc vào chế độ năng lượng vỉa, độ thấm và mức độ liên thông của tầng chứa. Theo lý thuyết đàn hồi - xốp, sự giảm áp suất lỗ rỗng làm tăng ứng suất hiệu dụng và đồng thời làm giảm σ_h , dẫn đến giảm gradient nứt vỡ theo phương trình (2) [7]. Đặc biệt, tại các mỏ trầm tích kém chặt sít (highly under-compacted, HUC) ở vùng nước sâu, sự suy giảm này có thể dẫn đến cửa sổ khoan cực hẹp.

3.2. Các thách thức kỹ thuật chính

Mất tuần hoàn dung dịch: Là rủi ro lớn nhất khi khoan qua tầng suy giảm áp suất. Chênh lệch áp suất giữa đáy giếng và vỉa có thể khiến dung dịch thất thoát vào hệ thống khe nứt, kéo theo chi phí vật tư cao và nguy cơ kick [9].

Kẹt cần do chênh áp: Áp suất thủy tĩnh cao kết hợp với lớp vỏ bùn dày trên bề mặt vỉa cát có độ thấm cao khiến bộ khoan cụ bị ép dính chặt vào thành giếng. Đây là một trong những nguyên nhân chính làm gia tăng thời gian phi sản xuất.

Ballooning/wellbore breathing: Khi ECD dao động quanh giá trị FIP, vì nứt mở - đóng theo nhịp tuần hoàn, sinh ra hiện tượng giếng "thở". Đây vừa là dấu hiệu cảnh báo sớm vừa là tiền đề của mất dung dịch không kiểm soát [4].

Sập lở và bó hẹp lỗ khoan: Khi cửa sổ khoan quá hẹp, không thể đồng thời ngăn sập lở (cần tỷ trọng dung dịch tính cao) và tránh nứt vỡ (cần tỷ trọng dung dịch tính thấp), gây bó hẹp lỗ và rủi ro kẹt cơ học.

3.3. Phân loại vỉa theo mức độ suy giảm áp suất

Để phục vụ cho việc lựa chọn chiến lược khoan đan dày và vật

Bảng 1. Phân loại và suy giảm áp suất theo mức độ và chiến lược khoan tương ứng

Mức độ suy giảm	ΔP (psi)	Giảm gradient nứt vỡ	Chiến lược khoan đề xuất
Nhẹ	< 1.000	0,5 - 1 ppg	Tối ưu tỷ trọng và lưu biến dung dịch; sử dụng vật liệu chống mất dung dịch dự phòng.
Trung bình	1.000 - 2.500	1 - 2 ppg	Áp dụng vật liệu chống mất dung dịch theo phân bố kích thước hạt (PSD) để thiết lập cơ chế lỏng ứng suất; kiểm soát tỷ trọng tuần hoàn tương đương.
Nghiêm trọng	2.500 - 4.000	2 - 3 ppg	Công nghệ gia cố thành giếng chủ động sử dụng phụ gia FLC, hạt nano, MMH; kết hợp khoan kiểm soát áp suất; pill xử lý trước khi bơm vào tầng vỉa.
Rất nghiêm trọng	> 4.000	> 3 ppg	Tích hợp đồng bộ công nghệ gia cố thành giếng với khoan kiểm soát áp suất, kết hợp thiết kế ống chống linh hoạt; thường xuyên kiểm tra áp suất vỉa bằng phương pháp LOT/FIT.

liệu gia cố, các mức suy giảm áp suất vỉa có thể được phân nhóm theo Bảng 1, dựa trên tổng hợp kinh nghiệm vận hành tại vịnh Mexico, Biển Bắc và bể Cửu Long.

4. Cơ chế gia cố thành giếng

Về bản chất, gia cố thành giếng là tập hợp các cơ chế làm tăng áp suất chịu đựng của thành giếng trước khi khe nứt khởi phát hoặc lan truyền. Theo tổng hợp từ các nghiên cứu nền tảng [3, 4, 10], có 4 cơ chế chính để gia cố thành giếng.

4.1. Cơ chế lỏng ứng suất

Cơ chế lỏng ứng suất do Alberty và McLean đề xuất, dựa trên việc chủ động tạo ra các vi nứt ngắn ở thành giếng, sau đó sử dụng các hạt LCM có dải phân bố kích thước được thiết kế chính xác để chèn vào miệng vi nứt [3]. Các hạt này đóng vai trò “nêm”, ngăn vi nứt khép lại khi áp suất giảm, làm gia tăng cục bộ ứng suất tiếp tuyến sơ quanh giếng và do đó nâng cao FIP biểu kiến. Phương trình cân bằng áp suất tại vị trí cầu hạt (bridge):

$$P_{wf} = \sigma_h + \Delta\sigma_{bridge} \quad (7)$$

Trong đó, $\Delta\sigma_{bridge}$ là phần ứng suất bổ sung do nứt chặn tạo ra. Chiều rộng vi nứt tại mép thành giếng được xác định bằng:

$$w = 4(P_w - \sigma_h) \times R/E^* \quad (8)$$

Với P_w là áp suất đáy giếng, R là bán kính giếng và $E^* = E/(1 - \nu^2)$ là module Young hiệu dụng. Công thức (8) cho phép thiết kế kích thước hạt LCM bất kỳ phù hợp với vi nứt dự kiến.

4.2. Cơ chế ứng suất đóng khe nứt

Cơ chế ứng suất đóng khe nứt (fracture closure stress, FCS) nhấn mạnh việc đưa vật liệu vào sâu bên trong khe nứt, thay vì chỉ tập trung tại vùng miệng khe nứt [10]. Khi áp suất trong khe nứt giảm, khe nứt có xu hướng đóng lại, vật liệu bên trong khe nứt tạo

phản áp lực chống lại sự đóng khe nứt, làm tăng ứng suất đóng khe nứt và do đó tăng gradient nứt bề biểu kiến của thành giếng. FCS đặc biệt phù hợp với các đối đã có khe nứt hở sẵn hoặc khe nứt đã được tạo ra trong các chu kỳ khoan/đóng giếng trước đó.

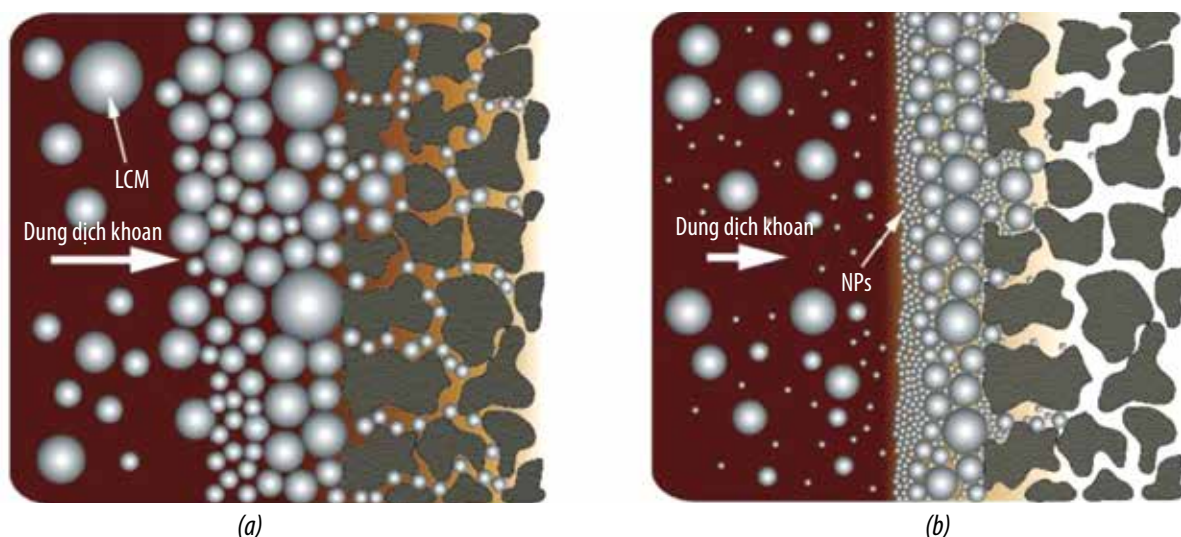
4.3. Cơ chế kháng lan truyền khe nứt

Cơ chế kháng lan truyền khe nứt (fracture propagation resistance, FPR) dựa trên việc ngăn truyền áp suất dung dịch khoan vào đầu nứt khe nứt thông qua hình thành một nứt chặn có độ thấm cực thấp ở miệng khe nứt [4]. Khi áp suất hiệu dụng tại đầu nứt khe nứt giảm, năng lượng để mở rộng khe nứt cũng giảm, do đó kháng lan truyền nứt bề tăng lên. Đây là cơ chế nổi bật của các phụ gia hiện đại như FLC gia cố thành giếng hay OptiSeal.

4.4. Tạo màng chắn độ thấm thấp

Bên cạnh 3 cơ chế trên, các hệ dung dịch tiên tiến còn hình thành lớp màng chắn có độ thấm rất thấp ở bề mặt tiếp xúc dung dịch - đá, hoặc tạo gel liên kết hạt đất trong mạng lỗ rỗng. Cơ chế này vừa hạn chế xâm nhập áp suất vào mạng nứt vi mô, vừa cải thiện ổn định hóa học của đá sét hoạt tính [9]. Hình 2 so sánh sự khác biệt giữa phương pháp gia cố truyền thống bằng vật liệu chống mất dung dịch và công nghệ tạo màng chắn (lớp vỏ bùn) vi mô hiện đại [11].

Hình 2a biểu thị cơ chế lỏng ứng suất. Cơ chế này dựa trên việc sử dụng các vật liệu chống mất dung dịch có kích thước hạt lớn để chèn vào miệng các vi nứt bề hoặc lỗ rỗng lớn của đất đá. Các hạt LCM được thiết kế với phân bố kích thước hạt phù hợp để “bắc cầu” và bịt kín miệng các khe nứt ngay khi khe nứt vừa hình thành. Khi các hạt này chèn chặt vào miệng khe nứt, chúng tạo ra một lực đẩy ngược lại, làm gia tăng ứng suất vòng quanh thành giếng. Tuy nhiên, cơ chế này phụ thuộc nhiều vào kích thước hạt và kích thước khe nứt. Nếu kích thước hạt quá nhỏ sẽ bị đẩy sâu vào vỉa gây hư



Hình 2. Sơ đồ khái niệm: (a) cơ chế lỏng ứng suất - hạt LCM chèn miệng vi nứt; (b) hạt nano hình thành màng chắn độ thấm thấp tại vùng cận giếng [11].

hại vĩa, nếu kích thước hạt quá lớn sẽ không thể đi vào miệng khe nứt để tạo hiệu ứng chèn.

Hình 2b biểu thị cơ chế tạo màng chắn độ thấm thấp để gia cố thành giếng. Đây là công nghệ tiên tiến sử dụng các hạt có kích thước cực nhỏ, bao gồm cả hạt nano (NPs) hoặc các phụ gia siêu mịn ít xâm nhập. Nguyên lý của cơ chế này là thay vì chỉ bịt kín các lỗ hổng lớn, các hạt siêu mịn này kết hợp với các thành phần rắn trong dung dịch khoan để hình thành một lớp khiên (vỏ bùn) linh hoạt và liên tục ngay tại mặt tiếp xúc giữa dung dịch và đá. Lớp màng này có độ thấm cực thấp, có khả năng bịt kín các vi nứt nhỏ và lỗ rỗng có kích thước rải rác từ 1 μm đến 3.000 μm dưới áp suất chênh lệch cao.

Như vậy, sự khác biệt lớn nhất là trong khi cơ chế (a) tập trung vào việc gia cố lực cơ học bằng cách chèn các khe nứt lớn, thì cơ chế (b) tập trung vào việc tạo ra một rào cản thủy lực tuyệt đối ngay tại bề mặt, ngăn chặn mọi sự xâm nhập ngay từ cấp độ vi mô.

5. Cơ sở dung dịch khoan và các nhóm phụ gia gia cố thành giếng

Sự thành công của công nghệ gia cố thành giếng phụ thuộc rất lớn vào việc lựa chọn loại dung dịch nền và phụ gia phù hợp với cơ chế nứt vỡ chủ đạo, đồng thời tối ưu hóa dải phân bố kích thước hạt theo lý thuyết Abrams và Vickers [12, 13]. Các nhóm vật liệu chính được trình bày dưới đây.

5.1. Vật liệu chống mất dung dịch truyền thống

Vật liệu chống mất dung dịch truyền thống (loss control materials, LCM) bao gồm vỏ quả óc chó, sợi mica, vỏ trấu, và các mẫu nhựa băm nhỏ. Ưu điểm của loại vật liệu này là rẻ tiền và dễ tìm, song nhược điểm là không đồng nhất về kích thước và dễ bị

ép vỡ dưới áp suất cao. Vật liệu chống mất dung dịch truyền thống phù hợp với vỉa suy giảm áp suất ở mức nhẹ đến trung bình, được phối trộn theo nguyên tắc phân bố kích thước hạt để bít các khe nứt cố định.

5.2. Vật liệu biến dạng (deformable materials)

Bột xốp đàn hồi kết hợp với bột trám bít nhanh của một số nhà sản xuất (ví dụ như Sharp-Rock Technologies) cho phép vật liệu tự co giãn lấp đầy các hang hốc có hình dạng bất định, chịu chênh áp lên đến 12.000 psi. Đây là giải pháp “one-size-fits-many” đặc biệt phù hợp với các tầng carbonate nứt nẻ tự nhiên.

5.3. Phụ gia FLC wellbore shielding

Dòng sản phẩm FLC của Impact Fluid Solutions là thể hệ phụ gia hóa học chuyên biệt tạo “tấm khiên” bảo vệ vi mô, hình thành màng chắn có độ thấm cực thấp tại bề mặt giếng. Phụ gia này phong tỏa các vi nứt nhỏ có kích thước từ 150 μm đến 3.000 μm , hoạt động trong cả dung dịch gốc nước, gốc dầu và gốc tổng hợp. Đặc tính nổi bật là màng chắn có thể được bóc tách khi giếng đưa vào khai thác, do đó không gây tổn hại vỉa [5]. Bảng 2 tóm tắt phổ phân bố kích thước và ứng dụng của các dòng phụ gia FLC.

5.4. Vật liệu nano

Hạt nano CaCO_3 và iron hydroxide pha trộn ở nồng độ rất nhỏ (dưới 1%) vào dung dịch khoan gốc nước hoặc gốc dầu có thể giảm mất dung dịch từ 80 - 90% [11] với cơ chế bít lấp như trình bày tại Hình 2b. Các hạt siêu nhỏ này lấp đầy và hàn gắn vi nứt ngay lập tức, đồng thời thẩm thấu vào vùng lân cận thành giếng tạo lớp gel mỏng ổn định lớp sét hoạt tính. Hạt nano đặc biệt hiệu quả với các tầng sét kết, vỉa có tính phản ứng cao.

Bảng 2. Phân loại và phạm vi áp dụng của dòng phụ gia FLC gia cố thành giếng

Sản phẩm	Kích thước khe nứt bảo vệ	Đặc điểm kỹ thuật nổi bật
FLC FINE	≤ 150 μm	Hạt mịn, tối ưu cho hệ kiểm soát chất rắn; giảm chi phí bảo trì.
FLC 2000	≤ 250 μm	Giải pháp gia cố thành giếng tiêu chuẩn; bảo vệ tốt trong môi trường chênh áp cao.
FLC SUPREME	≤ 500 μm	Phạm vi trám bít rộng; không yêu cầu bỏ qua hệ thống sàng rung (shale shakers).
FLC EXTREME	500 - 3.000 μm	Xử lý nứt vỡ lớn dưới chênh áp cao; bảo vệ toàn diện hệ thống giếng.

Bảng 3. Thông số lưu biến tối ưu của bentonite và polymer

Thông số	Bentonite (gốc sodium)	Polymer (cationic polyacrylamide)
Nồng độ tối ưu	8%	0,05%
Độ nhớt biểu kiến	56 giây	58 giây
Độ pH	9,63	9,80
Tỷ trọng dung dịch	1,03 g/cc	1,01 g/cc

Bảng 4. Sự suy giảm sức kháng ma sát bề mặt [14]

Trạng thái mẫu	Lực kháng ma sát tổng (kN)	Tỷ lệ suy giảm (%)
Không sử dụng (dung dịch cơ sở)	5.735	0,0
Polymer 0,05%	5.100	11,1
Bentonite 8%	4.391	23,4

5.5. Hydroxide kim loại hỗn hợp (MMH)

MMH là một chất phụ gia được ứng dụng rất phổ biến trong công nghệ gia cố thành giếng khoan, đặc biệt là trong nhóm các giải pháp can thiệp bằng tính chất lưu biến của dung dịch. MMH là một hợp chất vô cơ dạng tinh thể chứa các cation kim loại có hóa trị khác nhau (thường là magie và nhôm) tạo nên cấu trúc lớp mang điện tích dương cố định trên bề mặt. MMH không hoạt động theo cơ chế chèn cơ học bằng hạt cứng như các chất chèn khe nứt truyền thống (như calcium carbonate hay graphite), mà MMH là chất gia cố thành giếng bằng cơ chế hóa học - lưu biến, tạo ra một rào cản thủy lực tuyệt đối ngay tại bề mặt tiếp xúc dung dịch - đá để bảo vệ giếng khoan khỏi bị nứt vỡ. Thế hệ phụ gia MMH thứ ba đã khắc phục hạn chế của các thế hệ trước liên quan đến khả năng phản ứng bất lợi với sét. Bằng việc điều chỉnh thông số lưu biến đặc biệt, MMH tự động dày lên tại khu vực khe nứt để cản trở lan truyền, đồng thời duy trì tính dẻo trong quá trình tuần hoàn dung dịch. Việc sử dụng MMH đã giúp khoan thành công các đoạn ngang dài hơn 8.000 ft qua lớp muối và sét kết nứt nẻ tại bể Permian [4].

5.6. Dung dịch polymer và bentonite

Đối với các giếng đường kính lớn, bentonite tạo lớp vỏ bùn dày làm suy giảm mạnh sức kháng ma sát bề mặt. Polymer

cationic polyacrylamide ở nồng độ cực thấp lại thẩm thấu vào lỗ rỗng và tạo mạng gel liên kết các hạt đất đá, duy trì tính toàn vẹn cơ học tốt hơn [14]. Các kết quả thực nghiệm so sánh được trình bày tại Bảng 3 và 4.

Bentonite tạo lớp vỏ bùn dày cách ly tương tác cơ học, gây suy giảm ma sát 23,4%; trong khi polymer chỉ làm giảm 11,1%, chứng tỏ hiệu năng vượt trội trong cả tính năng bảo vệ thành giếng và duy trì độ bám dính (Bảng 4).

Kết quả tổng hợp và so sánh các nhóm vật liệu chống mất dung dịch và gia cố thành giếng được trình bày tại Bảng 5.

6. Các trường hợp nghiên cứu điển hình trên thế giới và tại Việt Nam

6.1. Mỏ Pompano, vịnh Mexico

Tại giếng TB-03 tại mỏ Pompano, vỉa M85 bị suy giảm áp suất từ 12,65 ppg xuống còn 7,7 ppg, trong khi tầng sét kết phủ trên vẫn đòi hỏi tỷ trọng dung dịch khoảng 13 ppg để duy trì ổn định. Việc giữ nguyên tỷ trọng 13 ppg gần như chắc chắn dẫn đến xé nứt vỉa M85. Giải pháp được áp dụng là quản lý chặt chẽ ECD ở mức 12,6 ppg kết hợp với vật liệu chống mất dung dịch phối trộn (Baracarb, SteelSeal), giúp giếng được thi công thành công. Tại giếng TB-09, cửa sổ khoan quá hẹp buộc nhà điều hành phải đặt liner 16" ở độ sâu nông hơn dự kiến nhằm

Bảng 5. So sánh các nhóm vật liệu chống mất dung dịch và gia cố thành giếng

Loại vật liệu	Cấu trúc và đặc tính	Cơ chế hoạt động chính	Môi trường áp dụng
Hạt rắn (granular)	CaCO ₃ , vỏ quả hạch, dolomite	Cơ chế lỏng ứng suất, lấp đầy khe nứt cố định	Via cát kết, độ xốp cao
Dạng sợi (fibrous)	Sợi cellulose, sợi tổng hợp	Bridging, tạo mạng lưới đan xen	Khe nứt lớn, mất dung dịch nghiêm trọng
Bọt xốp biến dạng được (deformable foam)	Bọt xốp đàn hồi	Thích ứng mọi kích thước lỗ hổng	Via carbonate nứt nẻ tự nhiên, hang hốc
FLC gia cố thành giếng	Phụ gia hóa học chuyên biệt	Cơ chế kháng lan truyền khe nứt, màng chắn độ thấm cực thấp	Mọi hệ dung dịch (WBM/OBM/SBM)
Hạt nano	Nano CaCO ₃ , hydroxide sắt	Bít nhét vi nứt, giảm độ thải nước	Sét kết, via phản ứng cao
MMH thể hệ 3	Hydroxide kim loại hỗn hợp	Lưu biến thích ứng, chống lan truyền khe nứt	Đoạn khoan ngang dài, đới muối, sét kết

Bảng 6. Kết quả thí điểm và định hướng áp dụng tại các mỏ dầu khí Việt Nam

Mỏ	Tầng chứa	Mức suy giảm áp suất	Giải pháp áp dụng	Kết quả đạt được/ kỳ vọng
Bạch Hổ	Miocene hạ	≈ 1.500 psi	CaCO ₃ nhiều kích thước (lỏng ứng suất)	Tăng áp suất khởi nứt thủy lực +1,2 ppg; giảm mất dung dịch rõ ràng
Sư Tử Đen	Oligocene	≈ 2.000 psi	Dạng sợi + LCM biến dạng	Giảm 85% thời gian xử lý kẹt cần
Đại Hùng	Carbonate nứt nẻ	> 2.500 psi	Hạt nano + FLC gia cố thành giếng	Ổn định thành giếng; chiều sâu đặt chân đế ống chống tăng thêm ~400 m

tăng khả năng chịu áp (leak-off resistance) trước khi khoan đoạn tiếp theo [1].

6.2. Mỏ ngoài khơi Qatar

Một nhà thầu khoan ngoài khơi Qatar đối mặt với cấu trúc vữa carbonate đứt gãy mạnh và áp suất dị thường từ 4 - 9,1 ppg, dẫn đến rủi ro kẹt cần do chênh áp và moment xoắn cao. Sau khi sử dụng phụ gia FLC 2000 vào hệ dung dịch, giếng đã khoan thành công đoạn thân giếng dài 14.000 ft mà không gặp sự cố kẹt cần nào, đồng thời giảm thiểu đáng kể hiện tượng mất dung dịch. Công nghệ này cho phép loại bỏ 2 - 3% hóa chất bôi trơn, tiết kiệm trực tiếp 200.000 USD chi phí dung dịch khoan [5].

6.3. Bể Permian và Biển Bắc

Tại bể Permian (Mỹ), MMH thể hệ 3 đã hỗ trợ khoan thành công các đoạn ngang dài hơn 8.000 ft qua lớp muối và sét kết nứt nẻ mạnh, một thách thức mà các thể hệ MMH trước không thể giải quyết do phản ứng với sét. Tại Biển Bắc, việc kết hợp hạt nano CaCO₃ với polymer trong dung dịch gốc nước đã cho phép khoan qua các tầng sét hoạt tính mà không phải bổ sung cấp ống chống, giảm đến 40% thời gian khoan doa thành giếng so với việc sử dụng hệ dung dịch ban đầu [11].

6.4. Bài học rút ra và áp dụng cho điều kiện Việt Nam

Bảng 6 tóm tắt định hướng áp dụng tại 3 mỏ trọng điểm của Việt Nam. Trong đó, mô hình lỏng ứng suất kết hợp CaCO₃ nhiều kích thước đã được triển khai thí điểm tại Bạch Hổ - tầng Miocene hạ, giúp tăng áp suất khởi nứt thủy lực biểu kiến thêm khoảng 1,2 ppg và loại bỏ sự cố mất dung dịch trong các đoạn khoan đan dày.

7. Quy trình thiết kế và áp dụng công nghệ gia cố thành giếng

Trên cơ sở tổng hợp các giải pháp đã áp dụng và các bài học từ trường hợp nghiên cứu điển hình, bài báo đề xuất quy trình thiết kế 7 bước (Hình 3) cho các giếng khoan qua vữa suy giảm áp suất.

Bước 1: Đánh giá địa chất và áp suất vữa: Thu thập dữ liệu P_p , σ_H , σ_h , σ_v từ log sonic - density, dữ liệu LOT/FIT lịch sử, minifrac và dữ liệu suy giảm áp suất theo thời gian. Xác định phân bố không đồng nhất theo lớp.

Bước 2: Tính toán cửa sổ khoan và nhận diện vùng rủi ro: Sử dụng các phương trình (1) - (6) và mô hình địa cơ học để xác định MW - ECD theo chiều sâu; khoanh vùng các chiều sâu nhạy cảm.

Bước 3: Lựa chọn cơ chế gia cố: Quyết định ưu tiên lỏng ứng

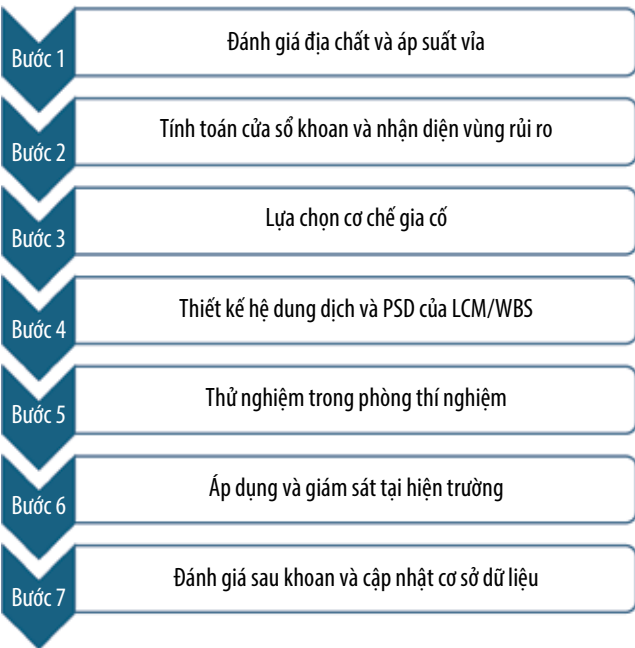
suất, FCS hay FPR (hoặc tổ hợp) dựa trên cơ chế nứt nẻ chủ đạo và đặc tính đá.

Bước 4 : Thiết kế hệ dung dịch và PSD của LCM/WBS: Phối trộn hạt thô - trung - mịn theo nguyên tắc Abrams và Vickers [12, 13]; chọn phụ gia FLC/nano/MMH theo Bảng 5.

Bước 5: Thử nghiệm trong phòng thí nghiệm: Kiểm tra hiệu quả gia cố trên mô hình; ước tính ΔFG_{WBS} dự kiến và phân tích độ nhạy của σ_h .

Bước 6: Áp dụng và giám sát tại hiện trường: Bơm chất phụ gia xử lý trước khi khoan vào vỉa suy giảm áp suất; giám sát mức độ mất dung dịch, ECD, SPP, thể tích bể dung dịch, ballooning, moment xoắn và lực kéo - thả cần (torque-drag) và caliper.

Bước 7: Đánh giá sau khoan và cập nhật cơ sở dữ liệu: Thực hiện LOT/FIT để xác nhận ΔFG_{WBS} thực tế; cập nhật cơ sở dữ liệu địa cơ học và vật liệu cho các giếng kế tiếp.



Hình 3. Quy trình đề xuất 7 bước thiết kế và triển khai công nghệ gia cố thành giếng cho các vỉa suy giảm áp suất.

Bảng 7. Khung lựa chọn giải pháp theo cơ chế hư hỏng chủ đạo

Điều kiện/vấn đề chính	Cơ chế ưu tiên	Giải pháp dung dịch - vật liệu	Chỉ tiêu theo dõi
Vỉa cát kết suy giảm áp suất, mất dung dịch sớm	Bít kín vi nứt/lỗ rỗng, tăng FIP	Phối trộn vật liệu bridging + WBS + pill xử lý trước khi vào tầng	Mức độ mất dung dịch, ECD, SPP, thể tích bể dung dịch
Vi nứt tại tầng sét, ballooning	Giảm truyền áp và ngăn lan truyền nứt	Màng chắn ít thấm, hạt nano/siêu mịn; kiểm soát ECD	Lưu lượng hồi khi tắt bơm, cavings, caliper
Kẹt cần do chênh áp	Giảm xâm nhập và cải thiện lớp vỏ bùn	Polymer + chất bôi trơn + WBS tương thích	Moment xoắn và lực kéo/thả cần, xu hướng kẹt cần do chênh áp
Cửa sổ áp suất cực hẹp	Tích hợp địa cơ học - thủy lực	WBS kết hợp MPD và kiểm soát ECD chặt chẽ	MW, ECD, LOT/FIT, các sự kiện/sự cố trong quá trình khoan

Một chỉ tiêu định lượng hữu ích để đánh giá hiệu quả gia cố là độ tăng gradient nứt hiệu dụng:

$$\Delta FG_{WBS} = FG_{eff} - FG_{base} \quad (9)$$

Trong đó:

FG_{eff} : Gradient nứt vỡ sau khi hình thành lớp che chắn;

FG_{base} : Gradient nứt vỡ cơ sở khi chưa có WBS;

ΔFG_{WBS} : Thường đạt 0,8 - 1,5 ppg tại các mỏ áp dụng thành công.

Bảng 7 để xuất khung lựa chọn giải pháp theo cơ chế nứt vỡ chủ đạo, phục vụ cho việc thiết kế nhanh chương trình gia cố thành giếng tại hiện trường.

Đối với các mỏ ở Việt Nam, đặc biệt tại bể Cửu Long (Bạch Hổ, Sư Tử Đen, Rạng Đông) và bể Nam Côn Sơn (Đại Hùng, Lan Tây), hiện tượng suy giảm áp suất vỉa sau nhiều thập kỷ khai thác đã ở mức nghiêm trọng. Việc khoan đan dày để tận thu sản lượng gặp khó khăn lớn do chênh lệch áp suất giữa các lớp đất đá kề nhau. Việc áp dụng công nghệ gia cố thành giếng - đặc biệt là kết hợp hạt nano, FLC gia cố thành giếng và các phụ gia vật liệu chống mất dung dịch truyền thống được thiết kế với dải phân bố kích thước hạt chuẩn - là hướng đi cấp thiết để duy trì sản lượng và kéo dài tuổi thọ kinh tế của các mỏ trưởng thành.

Đáng chú ý, công nghệ gia cố thành giếng hoàn toàn tương thích và mang tính bổ trợ cho công nghệ khoan kiểm soát áp suất. Trong khi công nghệ khoan kiểm soát áp suất động thủy tĩnh thông qua thiết bị bề mặt (thiết bị kiểm soát xoay, cụm van tiết lưu), công nghệ gia cố thành giếng lại nâng cao năng lực chịu áp của chính bản thân thành giếng. Sự kết hợp đồng thời 2 công nghệ mở rộng tối đa cửa sổ khoan tại các khu vực nhạy cảm, cho phép tối ưu hóa cấu trúc giếng, giảm số cấp ống chống trung gian và đưa được ống chống khai thác có đường kính lớn hơn vào vỉa sản phẩm.

Để triển khai bền vững, cần xây dựng đồng bộ 3 nhóm năng lực: (i) cơ sở dữ liệu địa cơ học chi tiết cho từng mỏ, đặc biệt là lịch

sử suy giảm áp suất và dữ liệu LOT/FIT; (ii) năng lực thử nghiệm vật liệu gia cố thành giếng trong nước (thử nghiệm bít kín độ thấm, bít kín khe nứt, khả năng phục hồi độ thấm) tương thích với điều kiện vỉa Việt Nam; (iii) quy chuẩn kỹ thuật và quy trình giám sát thời gian thực.

8. Kết luận và kiến nghị

- Suy giảm áp suất vỉa làm thu hẹp cửa sổ khoan chủ yếu thông qua cơ chế giảm ứng suất ngang tối thiểu và gradient nứt vỡ, do đó làm tăng đáng kể nguy cơ mất dung dịch, kẹt cần và mất ổn định thành giếng tại các mỏ trường thành.

- Gia cố thành giếng là giải pháp có cơ sở địa cơ học vững chắc, dựa trên 4 cơ chế chính: lỏng ứng suất, ứng suất đóng khe nứt, kháng lan truyền khe nứt và hình thành màng chắn độ thấm thấp.

- Kết quả thực nghiệm và nghiên cứu trường hợp điển hình chứng minh dung dịch polymer 0,05% duy trì tốt hơn sức kháng ma sát giao diện so với bentonite 8% (11,1% so với 23,4%); các hệ chất phụ gia gia cố thành giếng hiện đại có thể bít kín khe nứt 1 - 3.000 μm và mang lại hiệu quả cao.

- Bài báo đề xuất bảng phân loại vỉa 4 cấp (nhẹ - trung bình - nghiêm trọng - rất nghiêm trọng), quy trình thiết kế 7 bước và khung lựa chọn giải pháp theo cơ chế nứt vỡ chủ đạo, có thể áp dụng trực tiếp cho các mỏ Bạch Hổ, Sư Tử Đen, Đại Hùng và các giếng đan dày trong tương lai.

- Hướng nghiên cứu tiếp theo nên tập trung vào mô hình ghép thủy lực - cơ học - hóa học, tiêu chuẩn hóa các thử nghiệm đánh giá vật liệu gia cố thành giếng, và xây dựng cơ sở dữ liệu thực địa cho các mỏ dầu khí Việt Nam, nhằm chuyển đổi từ cách tiếp cận phản ứng thụ động sang cách tiếp cận chủ động trong thi công giếng khoan qua các vỉa suy giảm áp suất.

Tài liệu tham khảo

[1] S.M. Willson, S. Edwards, P.D. Heppard, X. Li, G. Coltrin, D. K. Chester, H.L. Harrison, and B.W. Cocalles, "Wellbore stability challenges in the deep water, Gulf of Mexico: Case history examples from the Pompano field", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 5 - 8 October 2003*. DOI: 10.2118/84266-MS.

[2] Mark D. Zoback, *Reservoir geomechanics*. Cambridge University Press, 2009. DOI: 10.1017/CBO9780511586477.

[3] Mark W. Alberty and Michael R. McLean, "A physical model for stress cages", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 26 - 29 September 2004*.

[4] E. van Oort, J. Friedheim, T. Pierce, and J. Lee, "Avoiding losses in depleted and weak zones by constantly strengthening wellbores", *SPE Drilling & Completion*, Volume 26, Issue 4, pp. 519 - 530, 2011. DOI: 10.2118/125093-PA.

[5] Impact Fluid Solutions, *FLC® Wellbore Shielding® - Ultra-low invasion additives & wellbore stabilizers*, 2023.

[6] E. Fjaer, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen, and R. Risnes, *Petroleum related rock mechanics 2nd edition*. Elsevier; 2008.

[7] J. Geertsma, "Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs", *Journal of Petroleum Technology*, Volume 25, Issue 6, pp. 734 - 744, 1973. DOI: 10.2118/3730-PA.

[8] M. King Hubbert and David G. Willis, "Mechanics of hydraulic fracturing", *Transactions of the AIME*, Volume 210, Issue 1, pp. 153 - 168, 1957. DOI: 10.2118/686-G.

[9] Alexandre Lavrov, *Lost circulation: Mechanisms and solutions*. Gulf Professional Publishing, 2016.

[10] Fred E. Dupriest, "Fracture closure stress (FCS) and lost returns practices", *SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands, 23 - 25 February 2005*.

[11] Oscar Contreras, Geir Hareland, Maen Husein, Runar Nygaard, and Mortadha Alsaba, "Application of in-house prepared nanoparticles as filtration control additive to reduce formation damage", *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 26 - 28 February 2014*.

[12] A. Abrams, "Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion", *Journal of Petroleum Technology*, Volume 29, Issue 5, pp. 586 - 592, 1977. DOI: 10.2118/5713-PA.

[13] Stephen Vickers, Martin Cowie, Tom Jones, and Allan J. Twynam, "A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations", *Wiertnictwo Nafta Gaz*, Volume 23, Issue 1, pp. 501 - 515, 2006.

[14] Sneha Raju, V. Veena, and Liji Anna Mathew, "Experimental study to compare the behaviour of drilling fluids as a borehole stabilizer", *Proceedings of SECON'22, Lecture notes in civil engineering*. Springer, 2022, pp. 321 - 330.

WELLBORE STRENGTHENING FOR DRILLING THROUGH DEPLETED RESERVOIRS IN OFFSHORE VIETNAM OIL FIELDS

Le Vu Quan, Dinh Duc Huy, Vu Manh Hao, Nguyen Van Do

Vietnam Petroleum Institute (VPI), Ha Noi, 11312, Vietnam

KEY WORDS

Wellbore strengthening/shielding, depleted reservoirs, wellbore geomechanics, stress cage, drilling fluids, nanoparticles, lost circulation.

ABSTRACT

Long-term hydrocarbon production significantly reduces reservoir pressure, which in turn lowers the minimum horizontal stress and fracture gradient, narrows the drilling window, and increases the risks of lost circulation, stuck pipe and wellbore collapse.

This paper reviews and analyses the geomechanical fundamentals, drilling fluid technology and additive systems used for wellbore strengthening (WBS), covering the stress cage, fracture closure stress (FCS) and fracture propagation resistance (FPR) models. The material systems, including conventional lost circulation materials (LCM), deformable foam, nanoparticles, mixed metal hydroxide (MMH) and fluid loss control (FLC) additives, are analysed in terms of their action mechanism and application range.

Experimental results demonstrate that a 0.05% polymer system maintains surface friction resistance better than an 8% bentonite drilling fluid, with reductions of 11.1% and 23.4%, respectively. Based on these findings, the study proposes a depletion-based reservoir classification, a seven-step wellbore strengthening design workflow and a framework for selecting wellbore strengthening materials, applicable to the Bach Ho, Su Tu Den and Dai Hung fields on the Vietnamese continental shelf.

Corresponding author: quanlv@vpi.pvn.vn
Received: 22/1/2026; Revised: 22 - 26/1/2026; Accepted date: 26/2/2026
This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

HOÀN THIỆN CHÍNH SÁCH ƯU ĐÃI ĐẦU TƯ TRONG HOẠT ĐỘNG DẦU KHÍ TẠI VIỆT NAM

Đoàn Văn Thuận¹, Trịnh Việt Thắng², Phạm Thu Trang¹, Đỗ Đức Ánh³

¹Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hà Nội, 11312, Việt Nam

²Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM), Thành phố Hà Nội, 11110, Việt Nam

³Đại học Mỏ Địa chất (HUMG), Thành phố Hà Nội, 11909, Việt Nam

TỪ KHÓA

Luật Dầu khí, ưu đãi đầu tư, hợp đồng chia sản phẩm (PSC), nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR), mỏ cận biên.

TÓM TẮT

Bài viết giới thiệu khung pháp lý về ưu đãi đầu tư trong hoạt động dầu khí, phân tích chính sách ưu đãi dành cho mỏ dầu khí cận biên và hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) từ kinh nghiệm thực tiễn của Indonesia, Malaysia, Thái Lan, Ấn Độ, Canada và Mỹ. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả kiến nghị Việt Nam cần tiếp tục hoàn thiện khung pháp lý theo hướng điều chỉnh linh hoạt về mức độ ưu đãi phù hợp với từng loại tài sản dầu khí (ưu đãi phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên, hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu): (i) tăng mức thu hồi chi phí; (ii) bổ sung cơ chế cho phép nhà thầu mỏ cận biên được hưởng toàn bộ phần dầu khí lãi sau khi hoàn thành nghĩa vụ thuế và thu hồi đủ chi phí phát sinh, nhằm tăng cường thu hút đầu tư vào các tài sản dầu khí có hiệu quả kinh tế biên thấp; (iii) thực hiện các nghiên cứu áp dụng và cụ thể hóa các nội dung của hợp đồng dầu khí khác đi kèm với các điều kiện ưu đãi trong các văn bản dưới luật phù hợp với đặc thù của mỏ, cụm mỏ, lô dầu khí trong trường hợp cần có các cơ chế đột phá để thúc đẩy hoạt động dầu khí.

1. Giới thiệu

Để gia tăng sản lượng và nâng cao hiệu quả khai thác tài nguyên dầu khí, khung pháp lý cho hoạt động dầu khí tại Việt Nam (bao gồm Luật Dầu khí và các nghị định, thông tư hướng dẫn liên quan) cần tiếp tục được hoàn thiện để tạo động lực tăng trưởng mới, hướng đến các mục tiêu tăng trưởng của đất nước và phù hợp với Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025 của Bộ Chính trị về đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 [1].

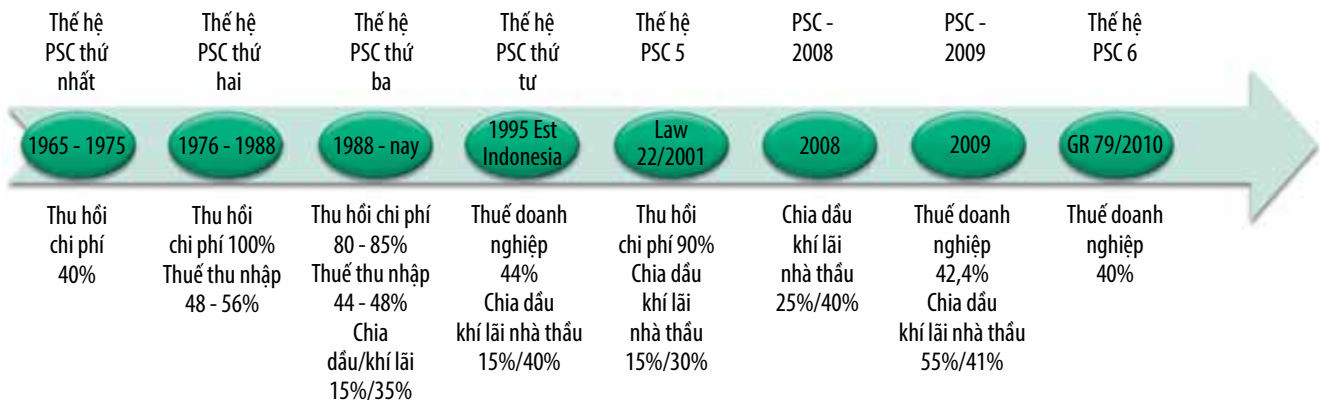
Mặc dù pháp luật về dầu khí tại Việt Nam đã bổ sung, điều chỉnh theo hướng hoàn thiện cơ chế, chính sách về ưu đãi đầu tư [2], song thực tiễn cho thấy việc áp dụng các chính sách ưu đãi nhằm thúc đẩy

phát triển và khai thác các mỏ dầu khí cận biên¹ và hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) vẫn chưa đạt hiệu quả như kỳ vọng. Trong số 5 hợp đồng dầu khí được ký mới năm 2025 đa số là các hợp đồng được ký sau khi PETROVIETNAM tiếp nhận từ các lô hợp đồng được nhà thầu hoàn trả, chưa có hợp đồng dầu khí được ký mới đối với các lô dầu khí có các mỏ dầu khí cận biên. Bên cạnh đó, việc áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu tại Việt Nam còn gặp nhiều khó khăn do chi phí đầu tư cao, ngoài việc nỗ lực của nhà đầu tư thì cũng cần có cơ chế khuyến khích/ưu đãi từ Nhà nước [3, 4].

Để có các chính sách cho phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên và đầu tư vào các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu phù hợp với thông lệ dầu khí quốc tế, việc nghiên cứu bài học kinh nghiệm cải cách từ các quốc gia trên thế giới là cần thiết. Bài báo phân tích các cơ chế, chính sách đang được áp dụng tại một số quốc gia, đồng thời đề xuất các khuyến nghị nhằm hoàn thiện chính sách ưu đãi đầu tư.

¹ Khoản 26, Điều 3, Luật Dầu khí 2022: Mỏ dầu khí cận biên là mỏ dầu khí chưa thể phát triển khai thác do hiệu quả đầu tư tiềm cận dưới mức tối thiểu với trình độ công nghệ và các điều kiện kinh tế, kỹ thuật thông thường tại thời điểm đánh giá.





Hình 1. Các thế hệ hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (PSC) tại Indonesia. Nguồn: PWC, cơ sở dữ liệu EMC/VPI.

2. Quy định về ưu đãi đầu tư trong hoạt động dầu khí của một số quốc gia trên thế giới

2.1. Cơ chế, chính sách ưu đãi đối với mỏ dầu khí cận biên

2.1.1. Indonesia

Để phù hợp với điều kiện thị trường ở từng thời kỳ nhằm khuyến khích nền kinh tế phát triển và thu hút đầu tư quốc tế, Indonesia đã liên tục điều chỉnh linh hoạt các điều khoản tài chính của hợp đồng chia sản phẩm (Production Sharing Contract - PSC). Sự thay đổi các điều khoản trong hợp đồng PSC của Indonesia được chia thành các thế hệ PSC qua từng giai đoạn (Hình 1) [5].

Trong mô hình PSC truyền thống của Indonesia, nhà thầu chịu toàn bộ chi phí và rủi ro đầu tư thăm dò, phát triển và khai thác dầu khí. Sau khi khai thác, sản lượng dầu khí được phân bổ theo thứ tự: (i) trích một phần cho FTP và các nghĩa vụ khác, (ii) thu hồi chi phí đầu tư của nhà thầu theo tỷ lệ quy định và (iii) phân chia dầu khí lẫn còn lại giữa Chính phủ và nhà thầu. Theo thời gian, tỷ lệ thu hồi chi phí đã được Indonesia điều chỉnh đáng kể, từ ~40% trong thế hệ PSC đầu tiên lên tới ~90% nhằm nâng cao tính hấp dẫn đối với nhà đầu tư. Bên cạnh đó, nhà thầu còn phải thực hiện nghĩa vụ cung cấp một phần sản lượng cho thị trường nội địa (DMO), với tỷ lệ từ 15 - 25% sản lượng khai thác.

Khi các phát hiện thương mại ngày càng giảm thì cải thiện điều kiện của PSC là cần thiết để thu hút vốn của các nhà đầu tư. Để khuyến khích phát triển các mỏ có điều kiện khai thác khó khăn hoặc mỏ cận biên, Indonesia áp dụng các cơ chế ưu đãi như tăng thu hồi chi phí thêm 20% theo quy định năm 2005 (Quy định số 008/2005 của Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản Indonesia) [5].

Năm 2017, Chính phủ Indonesia đã ban hành cơ chế phân chia tổng doanh thu (gross split PSC) [6], theo quy định MEMR 08/2017 để thay thế cho cơ chế thu hồi chi phí của PSC truyền

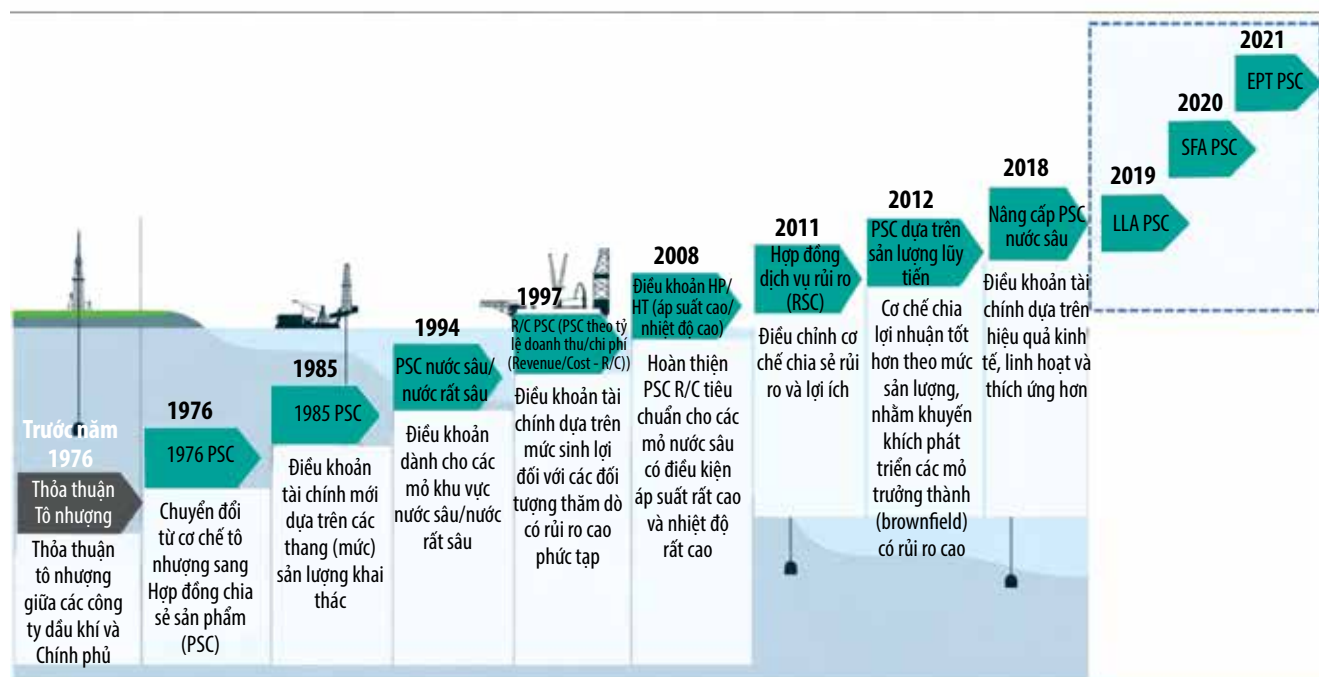
thống. Theo cơ chế mới, nhà thầu chịu toàn bộ chi phí đầu tư vận hành và không được phép thu hồi chi phí từ sản lượng khai thác. Thay vào đó, nhà thầu được nhận một phần sản lượng khai thác theo tỷ lệ cố định quy định trong hợp đồng PSC, gọi là tỷ lệ phân chia cơ sở (base split). Tỷ lệ này tiếp tục được điều chỉnh thông qua các thành phần biến đổi (variable split) và thành phần lũy tiến (progressive split) nhằm gia tăng phần thu của nhà thầu. Các yếu tố điều chỉnh này phản ánh điều kiện địa chất, kỹ thuật và kinh tế của dự án, được xác định dựa trên nhiều thông số như quy mô trữ lượng, vị trí mỏ, thông số kỹ thuật mỏ, mức độ sẵn có của cơ sở hạ tầng, giai đoạn khai thác... cũng như giá dầu khí trên thị trường.

2.1.2. Malaysia

Malaysia đã từng bước điều chỉnh và hoàn thiện hệ thống hợp đồng dầu khí với nhiều thế hệ hợp đồng cho thấy sự linh hoạt trong định chế tài chính. Tính đến năm 2025, Malaysia đã chính thức ban hành 11 mẫu hợp đồng dầu khí [7].

Các PSC ở Malaysia thường được xây dựng dựa trên cấu trúc tỷ lệ doanh thu/chí phí (R/C) với các giai đoạn chia lợi nhuận dựa trên tỷ lệ giữa doanh thu so với chi phí phát sinh. Ngoài ra, Malaysia còn có các hợp đồng dịch vụ rủi ro (RSC) cho các mỏ cận biên [8], theo đó nhà thầu nhận được một khoản phí từ Petronas dựa trên các tỷ lệ đã thỏa thuận, thay vì phân chia sản lượng khai thác. Các ưu đãi bổ sung như miễn giảm thuế cũng được áp dụng cho các doanh nghiệp đầu tư vào các mỏ cận biên theo các hợp đồng dịch vụ rủi ro này.

Để khuyến khích phát triển các mỏ cận biên, Malaysia đã đưa ra các ưu đãi về thuế cho mỏ cận biên (Petroleum (income tax) (marginal field) regulations 2013) [10]. Các khuyến khích này có hiệu lực với các dự án đủ điều kiện từ 30/11/2010. Theo đó, mỏ dầu khí cận biên của Malaysia được xác định có trữ lượng không vượt quá 30 triệu thùng đối với dầu và không vượt quá 500 tỷ ft³



Hình 2. Các thể hệ hợp đồng dầu khí của Malaysia. Nguồn: Petronas.

Bảng 1. Điều khoản tài chính theo hợp đồng dầu khí của Malaysia [9]. Nguồn: Petronas, cơ sở dữ liệu EMC/VPI

Các thông số	PSC 1976	PSC 1985	PSC DW (nước sâu)		R/C PSC	RSC
			200 - 1.000 m	> 1.000 m		
Sản lượng	Phần sản lượng nhà đầu tư nhận gồm sản lượng dầu/khí dành cho thu hồi chi phí và dầu/khí lãi được chia					100% sản lượng thuộc Petronas
Hoa hồng và phí đào tạo	Áp dụng	Loại bỏ	Loại bỏ	Loại bỏ	Loại bỏ	Loại bỏ
Phí nghiên cứu	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5% (Petronas trả)
Thuế tài nguyên	10%	10%	10%	10%	10%	10% (Petronas trả)
Thuế xuất khẩu	10%	10%	10%	10%	10%	0%
Thuế thu nhập	38%	38%	38%	38%	38%	25%
Thu hồi chi phí	Dầu: 20%	50%	70%	75%	30 - 70%	Petronas trả cho nhà thầu bằng tiền mặt từ doanh thu của mỏ (70% ++)
	Khí: 25%	60%	60%	60%	30 - 70%	
Phân chia dầu khí lãi của nhà thầu	Dầu: 30%	Dầu: 30 - 50%	Dầu: 50 - 70%	Dầu: 50% - 86%	Dầu: 10 - 80%	Không chia dầu khí lãi. Petronas trả nhà thầu một khoản phí dịch vụ (service fee)
	Khí: 30%	Khí: 40 - 60%	Khí: 40 - 60%	Khí: 40 - 60%	Khí: 10 - 80%	
Nghĩa vụ thu dọn mỏ	Nhà thầu trả tiền thu dọn mỏ					Nghĩa vụ thu dọn mỏ thuộc về Petronas

đối với khí. Theo Luật Thuế thu nhập dầu khí năm 2010 (Petroleum income tax act 2010), mỏ dầu khí cận biên được giảm thuế suất thu nhập doanh nghiệp từ 38% xuống mức 25% nhằm cải thiện tính thương mại của các dự án này. Để được hưởng các chính sách ưu đãi, nhà thầu phải nộp hồ sơ xin phê duyệt ưu đãi thuế trong thời hạn 5 năm kể từ ngày kế hoạch phát triển mỏ đầu tiên (FDP) được phê duyệt [11]. Trong những năm gần đây, Malaysia tiếp tục hoàn thiện các mẫu hợp đồng PSC để phù hợp với đặc điểm của các loại tài sản dầu khí khác nhau [7].

Đối với các mỏ gần hết vòng đời khai thác với trữ lượng dưới 30 triệu thùng dầu, Petronas giới thiệu mẫu hợp đồng LLA PSC (Late Life Asset PSC) vào năm 2019. Cơ chế tài chính của LLA PSC dựa trên việc phân bổ sản lượng cố định và đơn giản hóa thủ tục, cụ thể: 10% sản lượng được thanh toán dưới dạng tiền mặt nộp cho Chính phủ để trang trải chi phí hành chính theo Luật Dầu khí 1974; tỷ lệ cố định (Y%) sản lượng được phân bổ cho nhà thầu để thực hiện nghĩa vụ cam kết thu dọn mỏ; sau khi cam kết thu dọn mỏ được hoàn thành tỷ lệ % cố định này sẽ được Petronas thu về

như một phần quyền lợi của mình và phần còn lại (100% - 10% - Y%) sẽ thuộc về nhà thầu nhằm bù đắp toàn bộ chi phí vận hành và thực hiện các nghĩa vụ thuế liên quan.

Đối với các mỏ có quy mô nhỏ hơn (trữ lượng dưới 15 triệu thùng dầu hoặc 200 tỷ ft³ khí) nằm gần hệ thống hạ tầng hiện hữu, Petronas đã giới thiệu Thỏa thuận thương mại tài sản mỏ nhỏ (Small Field Asset PSC - SFA PSC) vào năm 2020. Khung tài chính của SFA PSC được thiết kế nhằm tối đa phần thu cho nhà thầu thông qua công thức phân chia sản lượng trực tiếp. Sau khi khấu trừ 10% thanh toán bằng tiền mặt cho Chính phủ, phần sản lượng khai thác sẽ được phân bổ dựa trên tỷ lệ chào thầu tối thiểu $\alpha\%$ của Petronas (cố định suốt đời dự án) và tỷ lệ dầu khí lãi được chia $\beta\%$ của nhà thầu ($\beta = 100\% - 10\% - \alpha\%$). Trong đó, tỷ lệ $\beta\%$ sẽ gồm toàn bộ chi phí đầu tư (capex), chi phí vận hành (opex), chi phí thu dọn mỏ và lợi nhuận mục tiêu của nhà thầu. Nhà thầu phải trả các khoản thuế theo quy định của pháp luật tại Malaysia.

2.1.3. Thái Lan

Tại Thái Lan, các hoạt động khai thác dầu khí chủ yếu được thực hiện theo khuôn khổ hợp đồng tô nhượng với các định chế tài chính gồm Thái Lan I (những năm 1970), Thái Lan II (những năm 1980) và Thái Lan III (những năm 1990), mỗi khuôn khổ pháp lý đều đưa ra các điều khoản tài chính theo hướng ngày càng thuận lợi hơn cho nhà đầu tư.

Để ứng phó với tình trạng suy giảm sản lượng dầu khí khai thác, Luật Dầu khí sửa đổi năm 2017 đã thông qua các loại hợp đồng mới, cụ thể là hợp đồng chia sản phẩm (PSC) và hợp đồng dịch vụ (SC). Việc đa dạng hóa các loại hình hợp đồng nhằm mục đích cho phép Thái Lan đưa ra các điều khoản phù hợp hơn, phản ánh thước đo rủi ro so với lợi nhuận của những mỏ dầu khí có quy mô nhỏ hoặc đã suy giảm sản lượng.

Theo các hợp đồng tô nhượng tại Thái Lan, nhà thầu phải nộp thuế tài nguyên (thuế suất lũy tiến từ 5 - 15%) và thuế thu nhập từ dầu khí (thuế suất 50%). Theo cơ chế hợp đồng chia sản phẩm dầu khí, Chính phủ thu được khoản thuế tài nguyên 10% trên tổng sản lượng, phần dầu khí lãi được chia và khoản thuế thu nhập doanh nghiệp với mức thuế suất 20% [12].

2.2. Chính sách ưu đãi đối với hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu

Mỗi quốc gia có chính sách ưu đãi khác nhau, tập trung vào việc giảm thuế tài nguyên, tăng tỷ lệ thu hồi chi phí, tỷ lệ chia dầu lãi, giảm trừ thu nhập chịu thuế để gia tăng phần thu cho nhà thầu nhằm hài hòa lợi ích của nhà đầu tư và nước chủ nhà [3].

Để khuyến khích nhà thầu dầu khí đầu tư nâng cao hệ số thu hồi dầu, năm 2013, Malaysia đã ban hành quy định về thuế thu nhập dầu khí (Petroleum (income tax) (investment allowance) regulations 2013 (IA regulations) [13]. Chính sách ưu đãi nâng cao hệ số thu hồi dầu được thực hiện bằng cách giảm trừ thu nhập chịu thuế từ hoạt động dầu khí tương ứng với mức 60% chi phí đầu tư bổ sung để nâng cao hệ số thu hồi dầu, tuy nhiên không được vượt quá 70% thu nhập chịu thuế trong năm tính thuế. Ưu đãi được áp dụng trong thời gian 10 năm và số dư chưa giảm trừ của năm trước được chuyển tiếp sang năm sau để xác định thu nhập tính thuế. Để được hưởng ưu đãi, nhà thầu cũng phải đăng ký ưu đãi thuế với Petronas và Bộ Tài chính trong thời hạn 5 năm kể từ khi FDP được phê duyệt [11].

Tại Indonesia, để khuyến khích các nhà thầu áp dụng nâng cao hệ số thu hồi dầu, Chính phủ Indonesia áp dụng hợp đồng nâng cao thu hồi dầu cho các mỏ đang khai thác. Các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu tại Indonesia sẽ có tỷ lệ thu hồi chi phí cao hơn so với dự án thông thường (ngoài tỷ lệ thu hồi chi phí cho phép nhà thầu được thu hồi thêm phần chi phí đã bỏ ra với mức tối đa là 30%) [3]. Theo hợp đồng Gross split PSC năm 2017, hoạt động khai thác dầu khí trong giai đoạn thu hồi tam cấp (nâng cao hệ số thu hồi dầu), phần thu của nhà thầu (tỷ lệ chia dầu lãi) được điều chỉnh tăng thêm 10% so với trường hợp cơ sở [14].

Tại Ấn Độ, Chính phủ đã ban hành "Khung chính sách thúc đẩy và khuyến khích các phương pháp thu hồi nâng cao cho dầu khí" để cung cấp các ưu đãi tài chính đối với phần sản lượng dầu khí gia tăng do áp dụng các phương pháp thu hồi dầu nâng cao. Trong đó, ưu đãi đối với dự án khai thác dầu được thực hiện thông qua việc giảm 50% thuế phát triển ngành dầu khí trong thời gian tối đa là 120 tháng (áp dụng đối với sản lượng dầu tăng thêm). Cơ chế ưu đãi đối với mỏ khai thác khí được áp dụng đối với sản lượng khai thác khí tăng thêm, ở mức miễn 75% thuế tài nguyên trong thời gian tối đa 120 tháng [15].

Cơ chế chính sách tài chính đối với khai thác dầu khí của Canada tùy thuộc vào điều kiện và chính sách thu hút riêng của từng bang. Để khuyến khích các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu, bang Alberta giới thiệu và ban hành chính sách nâng cao thu hồi dầu từ năm 2014 (EORP), chương trình ban đầu được áp dụng đối với dầu thô. Năm 2017, Canada giới thiệu chính sách thu hồi dầu khí (hydrocarbon) nâng cao (EHRP) để mở rộng cho dầu thô và khí thiên nhiên. Chính sách ưu đãi được đưa ra bằng cách giảm thuế tài nguyên xuống mức cố định 5% (trong 90 tháng), trong khi thuế tài nguyên trong trường hợp không được hưởng ưu đãi khoảng 5 - 40% (phụ thuộc vào giá dầu) [16].

Bảng 2. Cơ chế ưu đãi cho hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu của một số quốc gia trên thế giới

TT	Quốc gia	Cơ chế ưu đãi
1	Malaysia	- Thu nhập chịu thuế của nhà thầu được giảm trừ tương đương 60% chi phí đầu tư của năm tính thuế nhưng không vượt quá 70% thu nhập chịu thuế trong năm. - Khoản giảm trừ dư của năm trước được chuyển tiếp sang năm sau. Áp dụng trong thời hạn 10 năm.
2	Indonesia	- Tăng tỷ lệ thu hồi chi phí đối với sản lượng dầu thô tăng thêm từ nâng cao hệ số thu hồi dầu. - Gross split PSC năm 2017, phần thu của nhà thầu được điều chỉnh tăng thêm 10% so với trường hợp cơ sở khi thực hiện hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu.
3	Ấn Độ	- Miễn 50% thuế phát triển ngành dầu khí (Oil Industry Development - OID) đối với sản lượng dầu thô tăng thêm từ áp dụng nâng cao hệ số thu hồi dầu. - Miễn 75% thuế tài nguyên đối với sản lượng khí tăng thêm từ áp dụng nâng cao hệ số thu hồi dầu.
4	Canada (Alberta)	- Thuế tài nguyên cố định mức 5% cho thời hạn tối đa 90 tháng (Dự án thông thường: thuế suất 5 - 40% đối với dầu/condensate; 5 - 36% đối với khí).
5	Mỹ	- Giảm trừ thu nhập chịu thuế tương đương 15% chi phí nâng cao hệ số thu hồi dầu cho năm tính thuế. - Loại bỏ ưu đãi nếu giá dầu tham chiếu của năm tính thuế vượt mức/ngưỡng (28 USD nhân với hệ số điều chỉnh lạm phát) của năm tính thuế.

Chính sách ưu đãi cho nâng cao hệ số thu hồi dầu của Mỹ cho phép khấu trừ 15% chi phí cho nâng cao hệ số thu hồi dầu để tính thu nhập chịu thuế thu nhập từ hoạt động dầu khí, tuy nhiên có quy định điều kiện so sánh giá dầu thực tế với ngưỡng điều chỉnh hàng năm (~28 USD/thùng nhân với hệ số điều chỉnh lạm phát) để quyết định có hay không được áp dụng cơ chế ưu đãi [17].

3. Chính sách ưu đãi đầu tư trong hoạt động dầu khí tại Việt Nam

Tính đến cuối năm 2025, Việt Nam đã 4 lần thay đổi các quy định liên quan đến điều khoản tài chính (fiscal terms) trong hợp đồng dầu khí nhằm cải thiện môi trường đầu tư, xây dựng cơ chế ưu đãi phù hợp để khuyến khích các công ty dầu khí đầu tư cho hoạt động dầu khí ở những diện tích hợp đồng có điều kiện địa chất phức tạp, nước sâu, xa bờ hoặc phát triển các mỏ có quy mô nhỏ và chưa sẵn có cơ sở hạ tầng... Sự thay đổi về điều khoản tài chính áp dụng trong lĩnh vực dầu khí được quy định trong Luật Dầu khí, Luật Thuế tài nguyên của Việt Nam qua các thời kỳ và các văn bản dưới luật được trình bày trong Bảng 3 [2, 18 - 22].

Luật Dầu khí năm 2022 quy định các tiêu chí để xác định các lô, mỏ được hưởng chính sách ưu đãi theo quy định tại Khoản 1, Điều 53 và các tiêu chí xác định các lô, mỏ được hưởng chính sách đặc biệt ưu đãi theo quy định tại Khoản 2, Điều 54 [2]. Trong đó:

- Các lô, mỏ dầu khí được hưởng chính sách ưu đãi đầu tư khi thuộc một trong các tiêu chí sau: nằm ở vùng nước sâu, xa bờ, có địa lý khó khăn, địa chất phức tạp; lô dầu khí thông thường không có nhà thầu sau đấu thầu; hình thành từ diện tích hoàn trả hoặc nhà thầu trả lại trước hạn; mỏ dầu khí cận biên; mỏ tiếp tục

khai thác nhưng không đạt hiệu quả đầu tư tối thiểu; hoặc là đối tượng dầu khí mới chưa được thăm dò.

- Các lô, mỏ dầu khí được hưởng chính sách ưu đãi đầu tư đặc biệt khi: không có nhà thầu sau đấu thầu theo điều kiện ưu đãi; hình thành từ diện tích hoàn trả hoặc trả lại trước hạn; hợp nhất diện tích hoàn trả và trả lại trước hạn; là mỏ cận biên thuộc lô dầu khí ưu đãi; duy trì khai thác nhưng không đạt hiệu quả đầu tư tối thiểu vào lúc kết thúc hợp đồng ưu đãi; hoặc là dầu khí phi truyền thống.

Chính sách ưu đãi cụ thể đối với các lô, mỏ dầu khí được hưởng các chính sách ưu đãi đầu tư và ưu đãi đầu tư đặc biệt được quy định tại Điều 53 và Điều 54 của Luật Dầu khí năm 2022. Theo đó, đối với các lô, mỏ dầu khí được hưởng chính sách ưu đãi đầu tư, giữ nguyên các mức ưu đãi theo quy định đã ban hành, cụ thể: mức thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp là 32%, thuế suất thuế xuất khẩu dầu thô là 10% và mức thu hồi chi phí tối đa là 70% sản lượng dầu khí khai thác được trong năm (Khoản 2, Điều 54) [2]. Đối với các lô, mỏ dầu khí được hưởng chính sách ưu đãi đầu tư đặc biệt, Luật Dầu khí năm 2022 quy định mức ưu đãi cao hơn để thu hút đầu tư vào hoạt động dầu khí, cụ thể: mức thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp là 25%, thuế suất thuế xuất khẩu dầu thô là 5% và mức thu hồi chi phí tối đa 80% sản lượng dầu khí khai thác được trong năm (Khoản 3, Điều 54) [2].

Ngoài ra, Luật Dầu khí năm 2022 cũng quy định về chính sách khai thác tài nguyên đối với mỏ dầu khí khai thác tận thu theo quy định tại Điều 55 và dẫn chiếu đến các quy định tại Khoản 3, Điều 41. Theo đó, chính sách khai thác tận thu được áp dụng khi hết thời hạn hợp đồng mà không ký kết hợp đồng dầu khí mới và giao PETROVIETNAM khai thác tận thu với cơ chế: chênh lệch giữa

Bảng 3. Các điều khoản tài chính của Việt Nam

Các thông số	Luật Dầu khí 1993		Luật Dầu khí 2000		Luật Dầu khí 2008		Luật Dầu khí 2022		
	Dự án thông thường	Dự án ưu đãi ²	Dự án thông thường	Dự án ưu đãi	Dự án thông thường	Dự án ưu đãi	Dự án thông thường	Dự án ưu đãi	Dự án đặc biệt ưu đãi
Hoa hồng và các loại phí	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận
Thuế tài nguyên	- Dầu: 8 - 25% - Khí: 0 - 10%	- Dầu: 6 - 20% - Khí: 0 - 6%	- Dầu: 6 - 25% - Khí: 0 - 10%	- Dầu: 4 - 20% - Khí: 0 - 6%	- Dầu: 10 - 29% - Khí: 2 - 10%	- Dầu: 7 - 23% - Khí: 1 - 6%	- Dầu: 10 - 29% - Khí: 2 - 10%	- Dầu: 7 - 23% - Khí: 1 - 6%	- Dầu: 7 - 23% - Khí: 1 - 6%
Thuế xuất khẩu dầu thô	4%	4%	4%	4%	10%	10%	10%	10%	5%
Thuế chuyển lợi nhuận ra nước ngoài	10%	5%	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ
Thuế thu nhập	50%	32%	50%	32% (*)	50%	32%	50%	32%	25%
Phụ thu dầu lãi	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Áp dụng	Áp dụng	Áp dụng	Áp dụng	Áp dụng
Phí bảo vệ môi trường	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Áp dụng	Áp dụng	Áp dụng	Áp dụng	Áp dụng
Thu hồi chi phí (tối đa)	35%	70%	50%	70%	50%	70%	50%	70%	80%
Chia dầu/khí lãi	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận

(*) Có thể được miễn và/hoặc giảm thuế trong những khoảng thời gian nhất định.

doanh thu và chi phí đối với lô, mỏ dầu khí khai thác tận thu sẽ được nộp vào ngân sách Nhà nước [2].

Các quy định nêu trên có thể đánh giá xu hướng tích cực của pháp luật dầu khí Việt Nam ở thời điểm hiện tại, tuy nhiên chưa có chính sách ưu đãi cụ thể đối với hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu. Về chính sách đối với mỏ dầu khí cận biên, mặc dù đã có quy định tuy nhiên lại có bất cập và khó triển khai trong thực tiễn.

- Đối với hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu, Luật Dầu khí năm 2022 quy định Nhà nước có chính sách ưu đãi đầu tư đối với dự án dầu khí áp dụng nâng cao hệ số thu hồi dầu (Khoản 4, Điều 5), tuy nhiên chưa có quy định cụ thể về mức độ ưu đãi cho hoạt động này [2].

- Đối với các mỏ dầu khí cận biên, ngoài các tiêu chí để xác định như được đề cập tại Điều 53 và Điều 54 của Luật Dầu khí năm 2022, tại Khoản 2, Điều 56 Nghị định số 45/2023/NĐ-CP về hướng dẫn thi hành Luật Dầu khí có quy định ưu đãi với mỏ dầu khí cận biên dựa vào tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) cho toàn đời dự án (full cycle) ở mức tiệm cận dưới 10% tính theo USD và nhỏ hơn chi phí sử dụng vốn bình quân [23]. Đây là chỉ số có sự biến

động theo thời gian và liên quan đến nhiều giả định về chi phí, giá dầu, sản lượng.

4. Khuyến nghị tiếp tục hoàn thiện khung pháp lý về ưu đãi đầu tư trong hoạt động dầu khí

Phù hợp với điều về tài nguyên dầu khí, Việt Nam và các quốc gia trong khu vực Đông Nam Á (Indonesia, Malaysia, Thái Lan...) và nhiều quốc gia khác trên thế giới đều áp dụng theo hình thức hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (PSC) [24]. Trong điều kiện tài nguyên dầu khí ngày càng suy giảm, nhiều mỏ dầu khí có quy mô nhỏ, cận biên, các quốc gia này đã rất linh hoạt và nhiều lần có các thay đổi/điều chỉnh các điều khoản tài chính của hợp đồng dầu khí theo hướng tăng cường các điều kiện khuyến khích/ưu đãi đầu tư (tăng thu hồi chi phí, chia dầu khí lãi, giảm thuế cho nhà đầu tư) phù hợp với đặc thù của từng loại tài sản dầu khí.

Để tạo điều kiện cho các nhà thầu dầu khí gia tăng sản lượng khai thác, hiệu quả đầu tư và phù hợp với các mục tiêu tăng trưởng của đất nước trong giai đoạn mới khung pháp lý cho hoạt động dầu khí tại Việt Nam cần xem xét quy định các điều khoản ưu đãi hoặc đặc biệt ưu đãi được hưởng theo từng loại tài sản dầu khí gồm:

² Quyết định số 216/1998/QĐ-TTg ngày 7/11/1998.

- Xem xét điều chỉnh linh hoạt về mức độ ưu đãi tương ứng với đặc thù riêng của từng loại tài sản (mỏ dầu khí cận biên hoặc nâng cao hệ số thu hồi dầu)³.

- Chính sách ưu đãi cụ thể: ngoài việc được hưởng mức ưu đãi đầu tư về thu hồi chi phí, thuế xuất khẩu và thuế thu nhập doanh nghiệp đối với dự án ưu đãi hoặc đặc biệt ưu đãi, xem xét bổ sung chính sách tăng thêm mức thu hồi chi phí tối đa nhằm gia tăng phần thu cho nhà thầu đối với việc phát triển khai thác mỏ dầu khí cận biên hoặc nâng cao hệ số thu hồi dầu. Đặc biệt về chính sách đối với phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên, xem xét bổ sung cơ chế cho phép nhà thầu được hưởng toàn bộ phần dầu khí lãi sau khi thu hồi hết chi phí phát sinh và thực hiện các nghĩa vụ về thuế theo quy định.

- Bên cạnh các quy định về ưu đãi đầu tư theo hợp đồng chia sản phẩm (PSC), trong trường hợp cần cơ chế đột phá để thúc đẩy hoạt động dầu khí, xem xét thực hiện các nghiên cứu⁴ và áp dụng đối với các trường hợp cụ thể, đề xuất Chính phủ ban hành về các nội dung chính của hợp đồng dầu khí khác đi kèm với các điều kiện ưu đãi phù hợp với đặc thù của mỏ, cụm mỏ, lô dầu khí trong các văn bản dưới luật.

5. Kết luận

Ưu đãi đầu tư trong hoạt động dầu khí là vấn đề quan trọng đối với mỗi quốc gia, đặc biệt trong bối cảnh nguồn tài nguyên dầu khí ngày càng suy giảm và nhiều mỏ dầu khí có quy mô nhỏ, cận biên. Phù hợp với thông lệ dầu khí quốc tế, Việt Nam đã có các thay đổi, điều chỉnh các điều khoản tài chính của hợp đồng dầu khí để tăng cường thu hút đầu tư tuy nhiên vẫn còn một số hạn chế trong chính sách ưu đãi đối với hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu và phát triển mỏ dầu khí cận biên.

Trên cơ sở tham khảo các chính sách ưu đãi cho mỏ dầu khí cận biên và hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu tại một số quốc gia như Indonesia, Malaysia, Thái Lan, Ấn Độ, Canada và Mỹ, nhóm tác giả đưa ra một số khuyến nghị nhằm cải thiện các điều kiện ưu đãi của hợp đồng chia sản phẩm PSC để phù hợp với từng loại tài sản (bao gồm tăng giới hạn thu hồi chi phí đối với hoạt động phát triển khai thác mỏ dầu khí cận biên hoặc nâng cao hệ số thu hồi dầu; nhà thầu được hưởng toàn bộ phần dầu khí lãi sau khi hoàn thành nghĩa vụ về thuế và thu hồi hết các chi phí trong hoạt động dầu khí đối với việc phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên;

cụ thể hóa quy định của Luật Dầu khí tại các văn bản dưới luật về các nội dung chính của hợp đồng dầu khí khác phù hợp với đặc thù của mỏ, cụm mỏ, lô dầu khí).

Tài liệu tham khảo

[1] Ban Chấp hành Trung ương, *Nghị quyết của Bộ Chính trị về bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045*, Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025.

[2] Quốc hội, *Luật Dầu khí*, Luật số 12/2022/QH15 ngày 14/11/2022.

[3] Phan Ngọc Trung, Nguyễn Hữu Trung và Phạm Kiều Quang, "Định hướng về cơ chế, chính sách khuyến khích nhà thầu dầu khí đầu tư các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu", *Tạp chí Dầu khí*, Số 8, trang 52 - 58, 2014.

[4] Vũ Mai Khanh, Nguyễn Lâm Anh, Hồ Nam Chung, Vũ Văn Khương, Phí Mạnh Tùng, Phùng Mỹ Anh, và Bùi Anh Tuấn, "Chiến lược nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) các mỏ dầu khí của Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro", *Tạp chí Khoa học và Công nghệ Việt Nam*, 2026.

[5] PWC, *Oil and gas in Indonesia: Investment and taxation guide*, 2012.

[6] Muhammad Ariyon, Sukendi Sukendi, Ridwan Manda Putra, Husnul Kausarian, and Bella Santika, "Comparison of oil and gas fiscal policies in Southeast Asian countries: Indonesia, Malaysia and Brunei Darussalam", *BIO Web of Conferences*, Volume 70, 2023. DOI:10.1051/bioconf/20237006007.

[7] <https://www.petrinas.com>.

[8] Phạm Kiều Quang, Phạm Thu Trang và Dư Vũ Hoàng Tuấn, "Định hướng về cơ chế chính sách cho việc phát triển các mỏ dầu khí cận biên ở Việt Nam", *Tạp chí Dầu khí*, Số 11, trang 51 - 55, 2015.

[9] Abdulsalam Mas'ud, Nor Aziah Abd. Manat, and Natrah Saad, "Comparison of petroleum fiscal regimes within Malaysia", *Petroleum Accounting and Financial Management Journal*, Volume 33, Issue 2, pp. 49 - 65, 2014.

[10] Malaysia, *Petroleum (income tax) (marginal field) regulations 2013*, 2013.

[11] Malaysia, *Guidelines on application of tax incentives for upstream petroleum industry under petroleum (income tax) act 1967 and customs act 1967*, 2021.

[12] Lexology, *Oil Regulation - Thailand*, 2023.

³ Xem xét tham khảo quy định của Malaysia: Petronas đã phát triển các thể hệ hợp đồng PSC chuyên biệt bằng cách điều chỉnh linh hoạt các điều khoản tài chính theo quy mô mỏ/cụm mỏ: PSC mỏ nhỏ (SFA PSC) và PSC mỏ tận thu (LLA PSC).

⁴ Ngoài hợp đồng PSC, Malaysia áp dụng hình thức hợp đồng dịch vụ RSC với các mỏ dầu khí cận biên từ năm 2011.

- [13] Malaysia, *Petroleum (income tax) (investment allowance) regulations 2013*, 2013.
- [14] Brad Roach and Alistair Dunstan, "The Indonesian PSC: the end of an era", *Journal of World Energy Law and Business*, Volume 11, Issue 2, pp. 116 - 135, 2018. DOI: 10.1093/jwelb/jwy001.
- [15] Achinta Bera, Rakesh Kumar Vij, and Subhash Shah, "Impact of newly implemented enhanced oil and gas recovery screening policy on current oil production and future energy supply in India", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 207, 2021. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109196.
- [16] Alberta, "Enhanced hydrocarbon recovery program". [Online]. Available: <https://www.alberta.ca/enhanced-hydrocarbon-recovery-program>.
- [17] Mayer Brown, "2021 Enhanced oil recovery US tax credit", 24/8/2021. [Online]. Available: <https://www.mayerbrown.com/en/insights/publications/2021/08/2021-enhanced-oil-recovery-us-tax-credit>.
- [18] Quốc hội, *Luật Dầu khí*, Luật số 18-L/CTN, 6/7/1993.
- [19] Quốc hội, *Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí*, Luật số 19/2000/QH10, 9/6/2000.
- [20] Quốc hội, *Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí*, Luật số 10/2008/QH12, 3/6/2008.
- [21] Quốc hội, *Luật Thuế tài nguyên*, Luật số 45/2009/QH12, 25/11/2009.
- [22] Quốc hội, *Ban hành Biểu mức thuế suất thuế tài nguyên*, Nghị quyết số 1084/2015/UBTVQH13, 10/12/2015.
- [23] Chính phủ, *Quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí*, Nghị định số 45/2023/NĐ-CP, 1/7/2023.
- [24] Jacob Dut Chol Riak, "Politics of fiscal regimes and economic instruments in petroleum industry", *International Journal of Law and Politics Studies*, Volume 6, Issue 6, pp. 49 - 59, 2024. DOI: 10.32996/ijlps.2024.6.6.3.

IMPROVING INVESTMENT INCENTIVE POLICIES FOR PETROLEUM ACTIVITIES IN VIETNAM

Doan Van Thuan¹, Trinh Viet Thang², Pham Thu Trang¹, Do Duc Anh³

¹Vietnam Petroleum Institute (VPI), Hanoi, 11312, Vietnam

²Vietnam National Industry - Energy Group (PETROVIETNAM), Ha Noi, 11110, Vietnam

³Hanoi University of Mining and Geology (HUMG), Hanoi, 11909, Vietnam

KEY WORDS

Petroleum Law, investment incentives, production sharing contract (PSC), enhanced oil recovery (EOR), marginal fields.

ABSTRACT

This paper presents the legal framework for investment incentives in Vietnam's petroleum sector and analyzes incentive policies for marginal fields and enhanced oil recovery (EOR) based on the practical experience of Indonesia, Malaysia, Thailand, India, Canada, and the United States. Based on these experiences, the authors recommend that Vietnam continue to improve its legal framework by adopting more flexible fiscal terms and enhancing investment incentives tailored to different categories of petroleum assets (including incentives for the development of marginal oil and gas fields and enhanced oil recovery (EOR) projects): (i) increasing the cost recovery ceiling; (ii) introducing a mechanism that allows contractors operating marginal fields to retain the entire share of profit oil and gas after fulfilling their tax obligations and recovering all eligible costs, thereby enhancing the investment attractiveness of petroleum assets with marginal economic viability; (iii) conducting applied research to operationalize the provisions of alternative petroleum contracts, integrated with preferential conditions in subordinate legislation tailored to the specific characteristics of fields, field clusters, and petroleum blocks, in cases where breakthrough mechanisms are required to facilitate petroleum operations.

Corresponding author: Email: thuandv@vpi.pvn.vn

Received: 6/2/2026; Revised: 6 - 17/2/2026; Accepted date: 26/2/2026

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

XÂY DỰNG CÔNG CỤ ĐÁNH GIÁ VÀ ÁP DỤNG CHÍNH SÁCH ƯU ĐÃI ĐẦU TƯ CHO MỎ CẬN BIÊN TỪ GÓC ĐỘ ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG CHÍNH SÁCH TÍCH HỢP (RIA HYBRID)

Phùng Mai Hương

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí, Thành phố Hà Nội, 11312, Việt Nam

TỪ KHÓA

Luật Dầu khí, mỏ cận biên, ưu đãi đầu tư, phương pháp tiếp cận tích hợp (RIA hybrid).

TÓM TẮT

Luật Dầu khí [1] lần đầu tiên đưa ra khái niệm mỏ dầu khí cận biên, tạo cơ sở pháp lý cho việc áp dụng các chính sách ưu đãi đầu tư đối với các mỏ có hiệu quả kinh tế thấp hoặc điều kiện khai thác không thuận lợi. Đối với các mỏ đang khai thác ở giai đoạn cuối, hoạt động đầu tư chủ yếu được xem xét dưới góc độ đầu tư bổ sung nhằm tận thu tài nguyên. Kinh nghiệm triển khai thực tế cho thấy việc áp dụng ưu đãi đầu tư cho các dự án có hiệu quả kinh tế cận biên sẽ đạt hiệu quả cao hơn khi được hỗ trợ bởi các tiêu chí định lượng và công cụ đánh giá nhất quán.

Nghiên cứu đề xuất áp dụng phương pháp tiếp cận tích hợp (RIA hybrid) [2], kết hợp đánh giá tác động quy định trước ban hành (RIA ex-ante) và sau thực thi (RIA ex-post), nhằm xây dựng công cụ đánh giá và áp dụng chính sách ưu đãi đầu tư cho mỏ cận biên. Trên cơ sở kinh nghiệm quốc tế và thực tiễn triển khai tại Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), bài viết xây dựng khung logic đánh giá tác động của chính sách ưu đãi đầu tư đến hiệu quả kinh tế dự án và nguồn thu của Nhà nước [1, 2].

Kết quả nghiên cứu cho thấy công cụ RIA hybrid giúp nâng cao tính minh bạch, nhất quán và khả năng áp dụng của các chính sách ưu đãi đầu tư, từ đó hỗ trợ hiệu quả quá trình triển khai Luật Dầu khí tại các mỏ dầu khí có quy mô nhỏ và điều kiện khai thác phức tạp.

1. Giới thiệu

Việc triển khai chính sách ưu đãi đầu tư đối với mỏ nhỏ, mỏ cận biên đặt ra thách thức không chỉ ở khâu thiết kế chính sách mà còn ở năng lực đánh giá tác động và điều chỉnh chính sách trong quá trình thực hiện, đặc biệt trong bối cảnh khung pháp lý hiện hành quy định ưu đãi ở mức nguyên tắc. Khoảng trống này đặt ra yêu cầu cần có các công cụ đánh giá hỗ trợ quá trình ra quyết định trong thực tiễn triển khai (Khoản 2 Điều 56 Nghị định số 45/2023/NĐ-CP quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí) [2]. Luật Dầu khí là cơ sở pháp lý quan trọng cho việc áp dụng các cơ chế ưu đãi nhằm khuyến khích phát triển mỏ cận biên, thể hiện sự chuyển dịch theo hướng khung pháp lý mở, trong đó các quy định

về ưu đãi đầu tư được thiết kế ở mức nguyên tắc, tạo dư địa cho cơ quan quản lý Nhà nước xem xét, quyết định trên cơ sở điều kiện cụ thể của từng mỏ. Luật Dầu khí hiện hành mở rộng khung chính sách ưu đãi và tạo dư địa cho việc thiết kế, lựa chọn mức ưu đãi phù hợp hơn trong quá trình triển khai đối với từng lô/mỏ cụ thể, qua đó góp phần tháo gỡ một phần khó khăn cho các dự án có hiệu quả kinh tế cận biên. Trong thực tiễn triển khai, việc thiếu các tiêu chí định lượng và công cụ đánh giá cụ thể đã đặt ra thách thức trong quá trình xác định mức ưu đãi phù hợp cho từng đối tượng cụ thể, cũng như trong việc bảo đảm hài hòa lợi ích giữa Nhà nước và nhà đầu tư. Nghiên cứu tập trung vào xây dựng công cụ đánh giá và áp dụng cơ chế ưu đãi tài chính đối với mỏ cận biên, trong đó hiệu quả kinh

Tác giả liên hệ: Email: huongpm@pvep.com.vn

Ngày nhận bài: 13/1/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 13/1 - 13/2/2026; Ngày duyệt đăng: 26/2/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).



tế của dự án chịu chi phối chủ yếu bởi quy mô mỏ và cấu trúc chi phí khai thác, ngoài yếu tố giá dầu. Theo cách tiếp cận này, đánh giá tác động chính sách không chỉ được thực hiện ở giai đoạn thiết kế cơ chế ưu đãi trước khi dự án triển khai (RIA ex-ante), mà còn được sử dụng như một công cụ hỗ trợ đánh giá và điều chỉnh trong quá trình triển khai dự án (RIA ex-post) [3]. Sự kết hợp 2 cách tiếp cận này (RIA hybrid) cho phép phản ánh sát hơn các biến động kinh tế - kỹ thuật phát sinh trong thực tiễn, đồng thời nâng cao tính minh bạch và khả năng áp dụng của các cơ chế ưu đãi tài chính. Trên cơ sở đó, nghiên cứu đề xuất khung công cụ RIA hybrid nhằm đánh giá và áp dụng cơ chế ưu đãi tài chính cho mỏ cận biên, được xây dựng từ thực tiễn triển khai tại PVEP và tham khảo các kinh nghiệm quốc tế [4], thay vì chỉ dừng ở đánh giá chính sách ex-ante như thông lệ hiện nay.

2. Cơ sở chính sách và vấn đề đặt ra sau Luật Dầu khí năm 2022

2.1. Quy định của Luật Dầu khí năm 2022 liên quan đến mỏ cận biên

Luật Dầu khí năm 2022 đã thể hiện bước chuyển quan trọng trong tư duy chính sách đối với hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí tại Việt Nam, đặc biệt trong bối cảnh các mỏ có quy mô lớn ngày càng cạn kiệt. Luật thừa nhận vai trò của các mỏ cận biên trong việc duy trì sản lượng khai thác và gia tăng hệ số thu hồi tài nguyên, đồng thời cho phép áp dụng chính sách ưu đãi đầu tư và ưu đãi đầu tư đặc biệt nhằm khuyến khích đầu tư vào các dự án có hiệu quả kinh tế cận biên (Điều 54 Luật Dầu khí năm 2022) [1].

Theo các quy định của Luật, cơ chế ưu đãi tài chính có thể được xem xét và áp dụng đối với các mỏ có điều kiện địa chất - kỹ thuật phức tạp, quy mô trữ lượng nhỏ hoặc chi phí khai thác cao. Cách tiếp cận này phản ánh sự linh hoạt cần thiết trong quản lý tài nguyên dầu khí, phù hợp với thông lệ quốc tế và điều kiện thực tiễn của Việt Nam. Tuy nhiên, Luật chủ yếu dừng lại ở việc xác lập nguyên tắc và thẩm quyền quyết định, phê duyệt mức ưu đãi đầu tư cụ thể theo phân cấp quy định của pháp luật, trong khi các tiêu chí cụ thể và phương pháp đánh giá mức độ ưu đãi chưa được quy định chi tiết.

Thực tiễn này đặt ra yêu cầu xây dựng các công cụ hỗ trợ triển khai. Các quy định mang tính nguyên tắc của Luật Dầu khí chỉ có thể được triển khai hiệu quả khi các quy định này được chuyển hóa thành hệ thống tiêu chí và phương pháp đánh giá cụ thể. Trên cơ sở kết quả đánh giá, các quyết định về mức ưu đãi đầu tư đối với từng mỏ dầu khí cận biên mới có thể được xem xét, phê duyệt sát với thực tiễn.

2.2. Cơ chế ưu đãi tài chính cho mỏ cận biên dưới góc độ RIA hybrid

Trong thực tiễn quản lý chính sách tại Việt Nam, đánh giá tác động chính sách thường được thực hiện chủ yếu ở giai đoạn xây dựng văn bản quy phạm pháp luật, với trọng tâm là đánh giá ex-ante [5]. Cách tiếp cận này phù hợp trong việc so sánh các phương án chính sách trước khi ban hành, nhưng còn hạn chế trong việc phản ánh các tác động phát sinh trong quá trình thực thi, đặc biệt đối với các lĩnh vực chịu tác động mạnh của biến động thị trường như dầu khí.

Đối với các cơ chế ưu đãi tài chính cho mỏ cận biên, tác động thực tế của chính sách phụ thuộc nhiều vào các yếu tố kinh tế - kỹ thuật thay đổi theo thời gian, bao gồm giá dầu khí, chi phí đầu tư - vận hành và điều kiện khai thác. Việc chỉ dựa vào đánh giá ex-ante tại thời điểm ban hành quy định là chưa đủ để bảo đảm chính sách được áp dụng hiệu quả và đúng mục tiêu trong suốt vòng đời dự án.

Trong bối cảnh đó, nhu cầu hình thành các công cụ đánh giá tác động sau ban hành luật (ex-post/post-legislative RIA) trở nên rõ hơn. Các công cụ này cho phép theo dõi, đánh giá và điều chỉnh việc chính sách ưu đãi đầu tư dựa trên kết quả triển khai thực tế, qua đó góp phần nâng cao chất lượng thực thi Luật Dầu khí năm 2022. Việc lồng ghép đánh giá ex-post với đánh giá ex-ante theo cách tiếp cận RIA hybrid được xem là hướng đi phù hợp để xử lý khoảng trống giữa quy định pháp luật và thực tiễn triển khai đối với mỏ cận biên. Công cụ RIA hybrid được đóng góp như một phương pháp luận, cho phép kết nối đánh giá tác động chính sách với vòng đời dự án dầu khí, qua đó hỗ trợ việc áp dụng linh hoạt nhưng có kiểm soát các cơ chế ưu đãi tài chính theo Luật Dầu khí năm 2022.

2.3. Vai trò của doanh nghiệp dầu khí trong hình thành công cụ RIA ứng dụng

Trong khi khung pháp lý do Nhà nước ban hành đóng vai trò định hướng chung, doanh nghiệp dầu khí là chủ thể trực tiếp triển khai các dự án và nắm giữ dữ liệu kinh tế - kỹ thuật chi tiết của mỏ. Do đó, doanh nghiệp có vai trò quan trọng trong việc hình thành và thử nghiệm các công cụ đánh giá tác động chính sách mang tính ứng dụng, đặc biệt đối với các cơ chế ưu đãi tài chính.

Từ thực tiễn hoạt động của mình, doanh nghiệp có thể xây dựng các công cụ đánh giá nội bộ nhằm phân tích tác động của các phương án ưu đãi đến hiệu quả kinh tế dự án, đồng thời làm cơ sở đề xuất và trao đổi với cơ quan quản lý Nhà nước. Các công cụ này không thay thế vai trò của chính sách, mà đóng vai trò hỗ trợ triển

khai, góp phần nâng cao tính minh bạch và nhất quán trong quá trình áp dụng ưu đãi cho mỏ cận biên.

Cách tiếp cận này phù hợp với định hướng RIA hybrid, trong đó đánh giá tác động chính sách được thực hiện liên tục và có tính lặp lại, dựa trên dữ liệu thực tế và phản hồi từ quá trình triển khai [6]. Đây là tiền đề để hình thành các công cụ đánh giá chuẩn hóa, có thể được mở rộng và thể chế hóa trong quá trình hoàn thiện khung pháp lý cho hoạt động dầu khí.

3. Kinh nghiệm quốc tế về ưu đãi tài chính cho mỏ nhỏ, mỏ cận biên

Để duy trì sản lượng khai thác và tối ưu hóa thu hồi tài nguyên, các quốc gia đã điều chỉnh khung chính sách theo hướng áp dụng các cơ chế ưu đãi đầu tư có chọn lọc đối với mỏ nhỏ và mỏ cận biên, thay vì áp dụng đồng nhất một chế độ cho tất cả các dự án [7]. Nghiên cứu này tiếp cận vấn đề ở góc độ triển khai chính sách trên cơ sở tham khảo kinh nghiệm quốc tế, tập trung vào phương pháp và công cụ đánh giá, không làm thay đổi hay thay thế các quy định của Luật.

Khái niệm "mỏ có trữ lượng nhỏ", "mỏ cận biên" hoặc "mỏ khai thác ở giai đoạn cuối" trong pháp luật và chính sách của các quốc gia được xây dựng trong những bối cảnh khác nhau, không hoàn toàn tương đương với khái niệm mỏ dầu khí cận biên theo Luật Dầu khí của Việt Nam. Do đó, việc so sánh trong bài viết này nhằm tham chiếu cách tiếp cận chính sách và công cụ ưu đãi, không nhằm đồng nhất quy mô kỹ thuật hay điều kiện địa chất.

3.1. Malaysia

Tại khu vực Đông Nam Á, Malaysia là một trong những quốc gia sớm triển khai các cơ chế ưu đãi riêng cho mỏ cận biên thông qua các mô hình hợp đồng đầu khí linh hoạt. Các hợp đồng dịch vụ rủi ro (Risk Service Contract - RSC) và các điều chỉnh trong hợp đồng chia sản phẩm (PSC) cho phép cải thiện giới hạn thu hồi chi phí, giảm thuế thu nhập doanh nghiệp và áp dụng một số ưu đãi tài chính khác nhằm nâng cao tính khả thi kinh tế của các mỏ có trữ lượng nhỏ. Cách tiếp cận này giúp giảm áp lực tài chính trong giai đoạn đầu của dự án, đồng thời duy trì động lực đầu tư trong các khu vực đã được thăm dò kỹ [8, 9].

Điều 8 và 10, Thuế thu nhập dầu khí năm 1967 (Petroleum Income Tax Act - PITA): quy định phương pháp xác định thu nhập chịu thuế và các khoản chi phí, khấu hao và lỗ được khấu trừ đối với hoạt động dầu khí, qua đó tạo độ mở nhất định của chế độ thuế dầu khí, cho phép điều chỉnh gánh nặng thuế hiệu dụng giữa các dự án có đặc điểm kinh tế khác nhau. Trên cơ sở khuôn khổ thuế này,

Petronas, với thẩm quyền theo Petroleum Development Act 1974, triển khai các mô hình hợp đồng như RSC và các PSC điều chỉnh nhằm cải thiện hiệu quả kinh tế cho các mỏ nhỏ và mỏ cận biên [10].

3.2. Indonesia

Indonesia áp dụng các cơ chế ưu đãi tài chính nhằm khuyến khích phát triển mỏ nhỏ và mỏ có điều kiện khai thác phức tạp, bao gồm điều chỉnh tỷ lệ chia sản phẩm, miễn giảm một số loại thuế và cho phép áp dụng khấu hao nhanh đối với chi phí đầu tư [11]. Các ưu đãi này thường được thiết kế gắn với điều kiện cụ thể của mỏ và có thể được điều chỉnh trong quá trình triển khai, nhằm hạn chế rủi ro thất thu ngân sách trong các kịch bản thị trường thuận lợi. Việc điều chỉnh mức ưu đãi không được hiểu là thay đổi chính sách theo từng trường hợp, mà là lựa chọn mức ưu đãi phù hợp trong khung chính sách hiện hành, trên cơ sở kết quả đánh giá bằng các tiêu chí và công cụ đề xuất.

3.3. Na Uy

Ở khu vực Bắc Âu, điển hình là Na Uy, các mỏ cận biên được hỗ trợ bởi cơ chế thuế dựa trên dòng tiền, cho phép hoàn thuế đối với chi phí thăm dò và thu dọn mỏ cũng như khấu trừ ngay chi phí đầu tư, qua đó làm giảm đáng kể rủi ro tài chính và rủi ro dòng tiền cho các dự án quy mô nhỏ [12].

Theo Luật Thuế Dầu khí Na Uy năm 1975 (Petroleum Taxation Act), trước sửa đổi năm 2022, chi phí đầu tư được hưởng khoản khấu trừ bổ sung đối với chi phí đầu tư (uplift frinnjekt) tương đương 5,2% mỗi năm trong bốn năm khi xác định cơ sở tính thuế dầu khí đặc biệt, nhằm bù đắp giá trị thời gian của tiền và rủi ro đầu tư [13].

Kể từ sửa đổi năm 2022, cơ chế uplift này đã bị bãi bỏ đối với các dự án mới theo chế độ thuế dầu khí dựa trên dòng tiền (cash-flow tax). Tuy nhiên, các dự án đã nộp và được phê duyệt PDO/PIO (Plan for Development and Operation/Plan for Installation and Operation - Kế hoạch phát triển và vận hành/Kế hoạch lắp đặt và vận hành) trong giai đoạn 2020 - 2022 tiếp tục được hưởng uplift theo cơ chế chuyển tiếp (COVID-19 rules), với mức 12,4% cho các năm từ 2023.

Đồng thời, theo chế độ thuế mới, lỗ trong cơ sở thuế dầu khí đặc biệt được Nhà nước hoàn trả bằng tiền mặt theo thuế suất 71,8% vào năm tài chính tiếp theo, trong khi lỗ thuế thu nhập doanh nghiệp chỉ được chuyển sang các năm sau mà không kèm lãi [14]. Trong chế độ thuế dầu khí dựa trên dòng tiền của Na Uy, thuế suất biên hợp nhất khoảng 78% tạo ra hiệu ứng kinh tế tương đương với việc Nhà nước chia sẻ khoảng 78% chi phí đầu tư và tổn thất của dự án, qua đó hình thành một cơ chế chia sẻ rủi ro tài chính

Bảng 1. Chính sách ưu đãi đầu tư hỗ trợ mỏ nhỏ, mỏ cận biên tại Na Uy, Vương quốc Anh, Malaysia và Australia

Quốc gia	Văn bản luật/quy phạm	Điều khoản tham chiếu	Công cụ ưu đãi đầu tư/tài chính
Na Uy	Petroleum Taxation Act 1975	Section 3(b), Section 5 + Storting annual Tax Resolution Section 4-2	Thuế dầu khí đặc biệt (Special Petroleum Tax - SPT) 71,8% + ~ 6,2% hiệu ứng thuế doanh nghiệp (Corporate Tax - CT) ròng – khấu hao Capex trong 6 năm. Tổng thuế suất biên hợp nhất ~78%
Vương quốc Anh	Oil Taxation Act 1975	Section 1 - 3	Thuế doanh thu dầu khí (PRT), miễn, giảm thuế tài nguyên dầu khí (royalty relief)
	Petroleum Royalties (Relief) Act 1983	Section 1	Khoản giảm trừ theo mỏ (Field allowances)
Malaysia	Petroleum Income Tax Act 1967 (PITA), sửa đổi 2024	Section 8, Section 10	Thuế PITA (- Thuế thu nhập dầu khí PIT) + Hợp đồng chia sản phẩm (PSC) và Hợp đồng dịch vụ rủi ro (RSC)
Australia	Petroleum Resource Rent Tax Assessment Act 1987	Part III, Division 2	Thuế lợi tức tài nguyên dầu khí (PRRT)

được thực hiện thông qua hệ thống thuế, thay vì thông qua các điều khoản hợp đồng PSC.

3.4. Vương quốc Anh

Cũng như Na Uy, kinh nghiệm của Vương quốc Anh cho thấy vai trò quan trọng của các công cụ tài chính linh hoạt trong phát triển mỏ cận biên. Vương quốc Anh sử dụng các khoản ưu đãi theo mỏ (field allowances) và cơ chế điều chỉnh thuế nhằm khuyến khích khai thác các mỏ có hiệu quả kinh tế cận biên tại khu vực Biển Bắc [15].

Điều 1 - 3 Luật thuế Doanh thu dầu khí năm 1975 (Oil Taxation Act), thiết lập chế độ thuế doanh thu dầu khí (Petroleum Revenue Tax - PRT) - một sắc thuế dầu khí riêng áp dụng cho thềm lục địa Anh (United Kingdom Continental Shelf - UKCS), tạo khuôn khổ pháp lý cho việc áp dụng các cơ chế miễn, giảm và ưu đãi thuế theo đặc điểm từng mỏ và điều kiện khai thác [16].

Điều 1 Luật miễn giảm thuế tài nguyên dầu khí năm 1983 (Petroleum Royalties (Relief) Act): bãi bỏ hoặc giảm nghĩa vụ thuế đối với một số mỏ mới và mỏ có điều kiện kinh tế khó khăn, nhằm khuyến khích phát triển các mỏ nhỏ và mỏ cận biên.

3.5. Australia

Phần III, Mục 2 Luật đánh giá thuế tài nguyên dựa trên lợi tức năm 1987 (Petroleum Resource Rent Tax Assessment Act) thiết lập thuế tài nguyên dựa trên lợi tức (Petroleum Resource Rent Tax-PRRT) đánh trên lợi nhuận kinh tế ròng của từng dự án dầu khí, sau khi đã khấu trừ toàn bộ chi phí thăm dò, phát triển và chi phí vốn được cộng thêm hệ số uplift. Các khoản lỗ và chi phí chưa khấu trừ được phép chuyển sang các kỳ sau với lãi suất quy định. Cơ chế này đảm bảo các dự án có hiệu quả thấp hoặc mỏ cận biên chỉ chịu thuế khi đạt được lợi nhuận vượt mức chi phí vốn chuẩn [17].

3.6. Việt Nam

Luật Dầu khí hiện hành cho phép áp dụng chính sách ưu đãi đầu tư đặc biệt đối với các dự án dầu khí thuộc diện mỏ cận biên hoặc có điều kiện kinh tế - kỹ thuật khó khăn. Theo đó, các dự án này có thể được áp dụng các ưu đãi về nghĩa vụ tài chính theo pháp luật thuế và các điều khoản kinh tế của hợp đồng dầu khí, bao gồm thuế, phí và các thông số phân chia - thu hồi chi phí, nhằm cải thiện hiệu quả kinh tế của dự án.

Một đặc điểm chung trong kinh nghiệm quốc tế là các cơ chế ưu đãi tài chính không mang tính cố định trong suốt vòng đời dự án, mà được thiết kế theo hướng có điều kiện và có khả năng điều chỉnh. Các ưu đãi thường gắn với các ngưỡng kinh tế - kỹ thuật như sản lượng khai thác, giá dầu khí hoặc mức độ sinh lời của dự án, nhằm bảo đảm cân bằng giữa mục tiêu khuyến khích đầu tư và bảo vệ nguồn thu của Nhà nước [18].

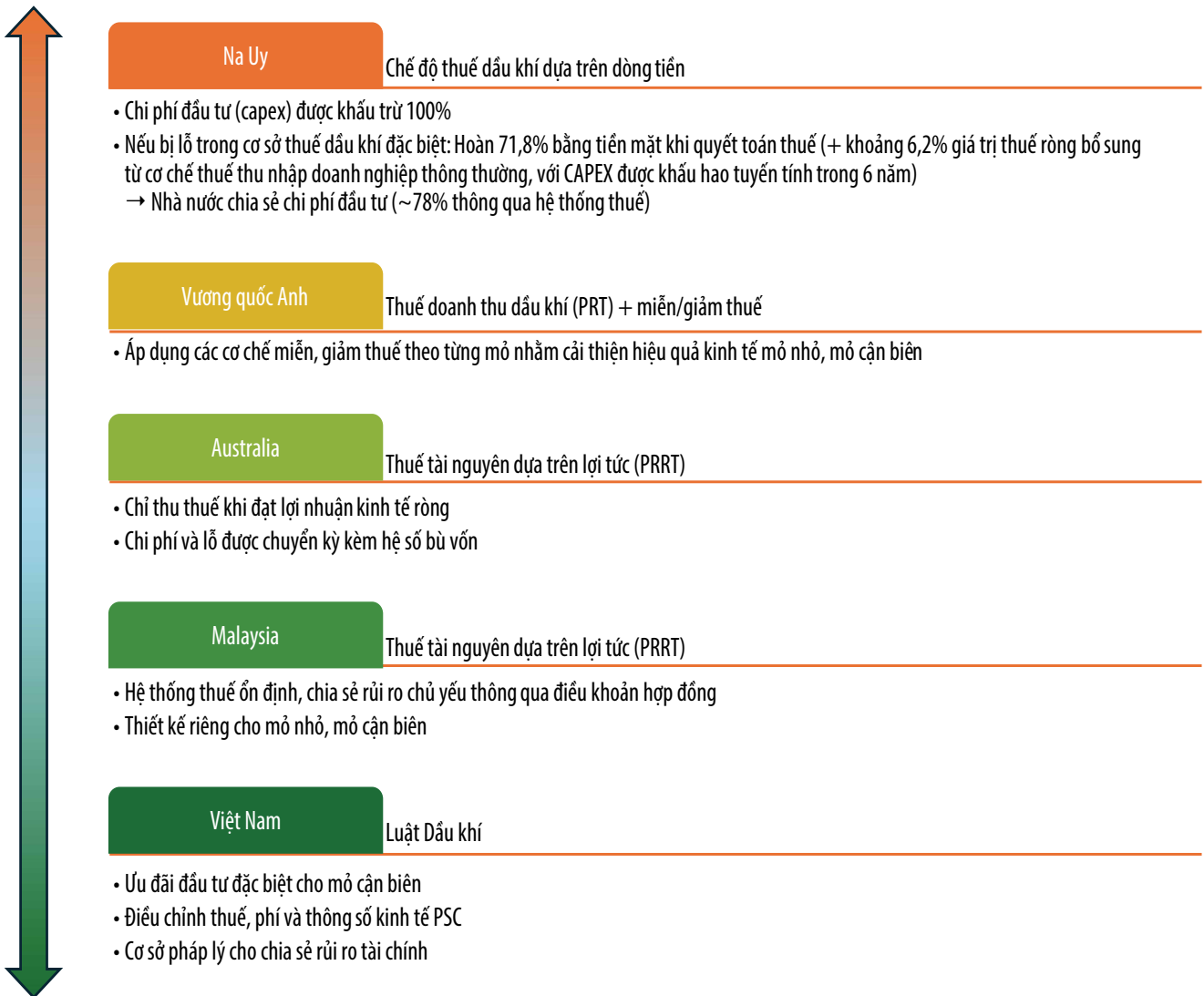
Bảng 1 và Hình 1 so sánh các cơ chế ưu đãi đầu tư và hợp đồng được sử dụng tại một số quốc gia để hỗ trợ phát triển các mỏ dầu khí cận biên thông qua các mức độ chia sẻ rủi ro của Nhà nước với nhà đầu tư.

Theo logic kinh tế - tài chính tương tự, Điều 54 và 55 Luật Dầu khí năm 2022 của Việt Nam đã thiết lập một khuôn khổ pháp lý cho phép áp dụng các cơ chế ưu đãi đầu tư đặc biệt đối với mỏ cận biên và dự án có điều kiện kinh tế - kỹ thuật khó khăn, thông qua việc điều chỉnh nghĩa vụ tài chính và các thông số kinh tế của hợp đồng dầu khí. Mặc dù Việt Nam không áp dụng chế độ thuế hoàn tiến như Na Uy, theo 2 điều khoản này thì luật tạo cơ sở pháp lý cho việc thiết kế các cơ chế chia sẻ rủi ro thông qua hợp đồng với nhà đầu tư, bảo đảm rằng các dự án có hiệu quả cận biên vẫn có thể đạt ngưỡng khả thi kinh tế.

Kinh nghiệm quốc tế cho thấy các cơ chế ưu đãi tài chính đối

NHÀ NƯỚC CHIA SẺ RỦI RO CAO

(Nhà nước đồng đầu tư thông qua hệ thống thuế quan)



NHÀ NƯỚC CHIA SẺ RỦI RO THẤP

(Nhà nước chủ yếu thu ngân sách sau khi dự án có lãi)

Hình 1. So sánh cơ chế tài chính hỗ trợ mỏ dầu khí cận biên.

với mỏ cận biên thường gắn với các công cụ đánh giá tác động chính sách, cho phép điều chỉnh các điều kiện tài chính theo diễn biến thực tế của dự án, thay vì áp dụng cố định trong toàn bộ vòng đời khai thác. Điểm chung trong cách tiếp cận của các quốc gia được khảo sát là các ưu đãi đầu tư đối với mỏ nhỏ, mỏ cận biên hoặc các dự án có hiệu quả kinh tế cận biên thường không được quy định cứng nhắc ở mức chi tiết trong luật, mà được luật hóa dưới dạng nguyên tắc hoặc thông qua các chính sách ưu đãi đầu tư khung. Trên cơ sở đó, các công cụ triển khai cụ thể được thiết kế linh hoạt nhằm phản ánh điều kiện kinh tế - kỹ thuật của từng mỏ và biến động của thị trường dầu khí.

Từ góc độ triển khai chính sách, các tổ chức quốc tế như Tổ chức Hợp tác và Phát triển kinh tế (OECD) và Ngân hàng Thế giới (World Bank) đều nhấn mạnh vai trò của các công cụ đánh giá tác động trong quá trình áp dụng ưu đãi đầu tư cho mỏ nhỏ và mỏ cận biên. Việc sử dụng các mô hình phân tích kinh tế - tài chính và đánh giá kịch bản cho phép so sánh các phương án ưu đãi trên cơ sở định lượng, đồng thời hỗ trợ điều chỉnh chính sách trong quá trình thực thi [3]. Kinh nghiệm này cho thấy sự cần thiết phải xây dựng các công cụ đánh giá tác động mang tính ứng dụng, làm nền tảng cho việc áp dụng hiệu quả các cơ chế ưu đãi trong bối cảnh cụ thể của từng quốc gia.

4. Đề xuất khung công cụ đánh giá và áp dụng cơ chế ưu đãi tài chính theo RIA hybrid

4.1. Nguyên tắc xây dựng công cụ

Trên cơ sở kinh nghiệm quốc tế, công cụ đánh giá và áp dụng cơ chế ưu đãi tài chính cho mỏ cận biên được đề xuất theo cách tiếp cận RIA hybrid, kết hợp giữa đánh giá tác động ex-ante và ex-post. Mục tiêu của công cụ là hỗ trợ quá trình triển khai các quy định pháp luật hiện hành thông qua việc cung cấp cơ sở định lượng và bảo đảm tính nhất quán trong các quyết định áp dụng ưu đãi. Việc xây dựng công cụ tuân theo 3 nguyên tắc: (i) Tính định lượng và minh bạch, cho phép lượng hóa tác động của các phương án ưu đãi đến hiệu quả kinh tế dự án và nguồn thu của Nhà nước; (ii) Tính linh hoạt, bảo đảm khả năng điều chỉnh phù hợp với điều kiện cụ thể của từng mỏ và các biến động kinh tế - kỹ thuật trong quá trình triển khai; (iii) Tính khả thi trong áp dụng, phù hợp với dữ liệu và năng lực phân tích của doanh nghiệp dầu khí trong thực tiễn.

4.2. Cấu phần chính của công cụ RIA hybrid

Công cụ RIA hybrid được cấu trúc gồm 3 cấu phần chính:

- Bộ tiêu chí phân loại mỏ, được sử dụng nhằm xác định các mỏ thuộc diện mỏ cận biên. Bộ tiêu chí bao gồm các chỉ tiêu về quy mô trữ lượng và sản lượng khai thác, chi phí đầu tư và vận hành, điều kiện địa chất - kỹ thuật, cũng như mức độ rủi ro trong khai thác. Việc phân loại mỏ trên cơ sở các tiêu chí này là bước đầu tiên để xem xét khả năng áp dụng cơ chế ưu đãi tài chính.
- Mô hình phân tích kinh tế - tài chính, cho phép đánh giá tác động của các cơ chế ưu đãi khác nhau đến hiệu quả kinh tế dự án. Mô hình này xem xét các chỉ tiêu như dòng tiền, giá trị hiện tại ròng (NPV), tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) và thời gian thu hồi vốn, trong các kịch bản có và không có ưu đãi. Các công cụ ưu đãi được đưa vào phân tích có thể bao gồm điều chỉnh thuế, tỷ lệ phân chia sản phẩm, áp dụng cơ chế khấu hao nhanh hoặc chia sẻ chi phí thu dọn mỏ.
- Phân tích kịch bản và đánh giá tác động, tập trung vào việc xem xét ảnh hưởng của các biến số quan trọng như giá dầu khí, chi phí khai thác và tiến độ phát triển mỏ. Phân tích kịch bản cho phép đánh giá mức độ nhạy cảm của hiệu quả kinh tế dự án đối với các giả định đầu vào, qua đó hỗ trợ việc lựa chọn phương án ưu đãi phù hợp và xác định các điều kiện áp dụng rõ ràng.

4.3. Khung logic RIA hybrid trong áp dụng ưu đãi tài chính

Khung logic RIA hybrid được xây dựng theo chuỗi logic từ đầu vào (dữ liệu mỏ, chi phí, dự báo giá) đến đầu ra (khuyến nghị ưu

đãi và đánh giá tác động) [1]. Đầu vào bao gồm dữ liệu địa chất - kỹ thuật của mỏ, thông số chi phí, dự báo giá dầu khí và các quy định pháp lý liên quan. Trên cơ sở đó, các công cụ phân tích được sử dụng để đánh giá và so sánh các phương án ưu đãi tài chính khác nhau thông qua mô hình kinh tế - tài chính và phân tích kịch bản.

Đầu ra của công cụ là các khuyến nghị cụ thể về mức ưu đãi tài chính và điều kiện áp dụng tương ứng, kèm theo đánh giá tác động đến hiệu quả dự án và nguồn thu của Nhà nước. Các kết quả này không chỉ phục vụ quyết định áp dụng ưu đãi tại thời điểm ban đầu (RIA ex-ante), mà còn được sử dụng làm cơ sở để theo dõi, đánh giá và điều chỉnh trong quá trình triển khai dự án (RIA ex-post) (ví dụ: ưu đãi giảm 10% thuế tài nguyên có thể tăng NPV 15 - 20% cho mỏ trữ lượng nhỏ).

Việc áp dụng khung logic RIA hybrid cho phép chuyển hóa các quy định mang tính nguyên tắc của pháp luật hiện hành thành các quyết định thực tiễn có căn cứ định lượng, đồng thời tạo điều kiện cho việc rà soát và hoàn thiện chính sách trên cơ sở phản hồi từ thực tiễn triển khai.

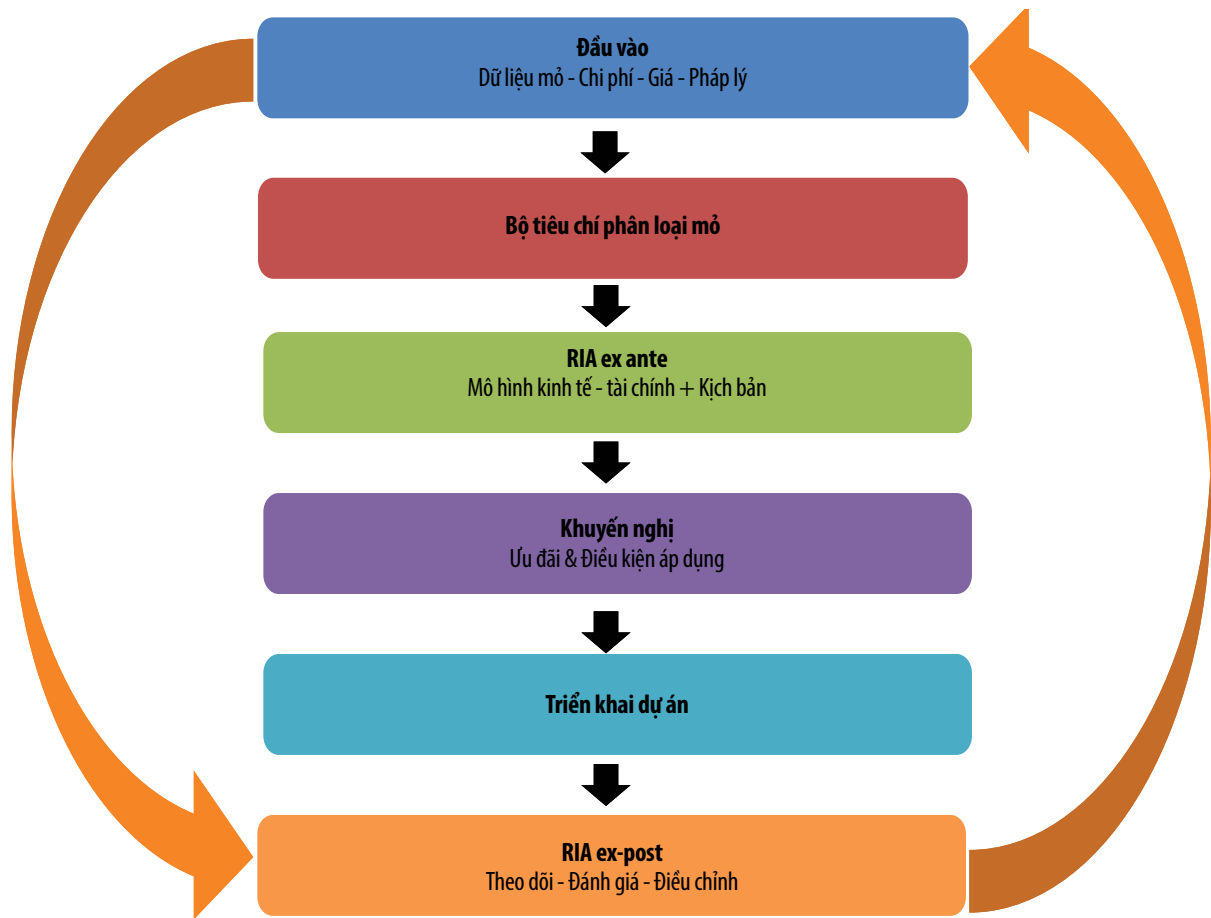
4.4. Vai trò của công cụ RIA hybrid trong triển khai Luật Dầu khí

Trong bối cảnh Luật Dầu khí cho phép áp dụng các cơ chế ưu đãi nhưng chưa quy định chi tiết phương pháp xác định mức ưu đãi, công cụ RIA hybrid đóng vai trò cầu nối giữa khung pháp lý và thực tiễn triển khai. Công cụ này hỗ trợ doanh nghiệp xây dựng các đề xuất ưu đãi trên cơ sở khoa học và minh bạch, đồng thời có thêm căn cứ giúp cơ quan quản lý nhà nước trong quá trình xem xét, đánh giá và quyết định.

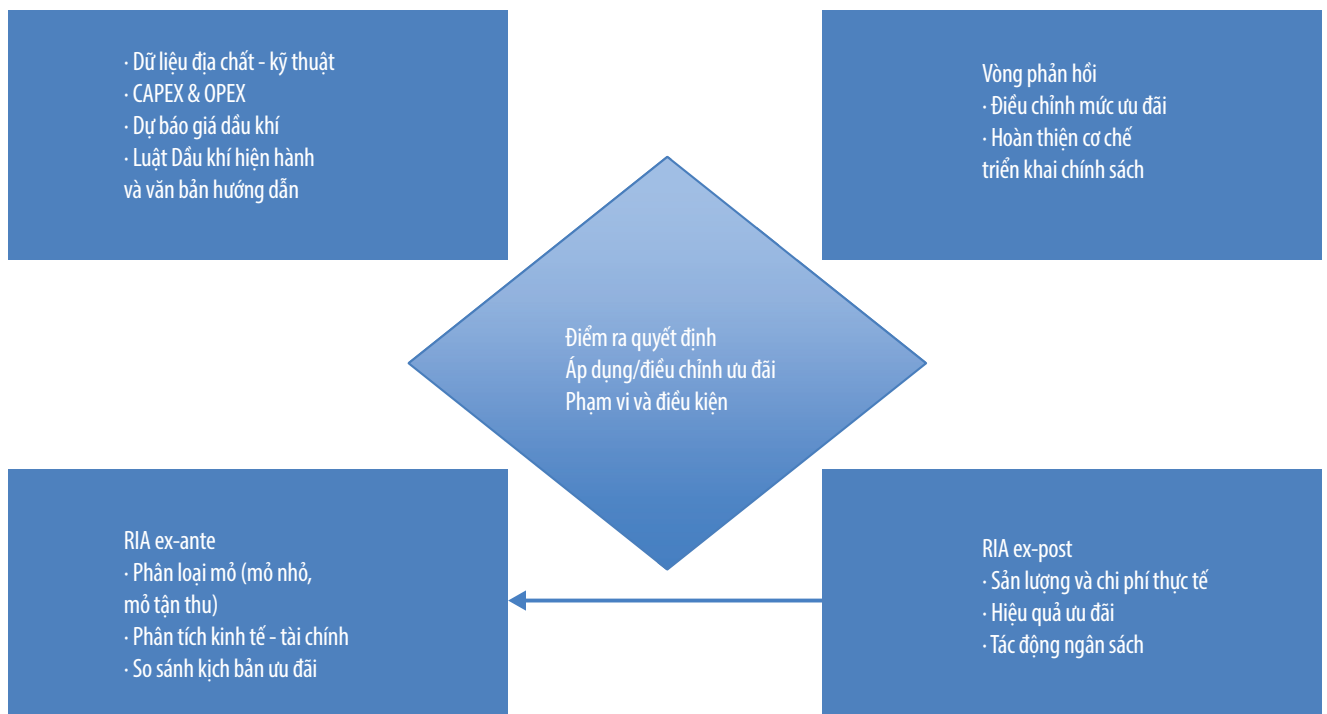
Bên cạnh đó, việc sử dụng công cụ RIA hybrid góp phần hạn chế rủi ro phát sinh từ việc áp dụng ưu đãi mang tính chủ quan hoặc thiếu nhất quán giữa các dự án. Qua đó, công cụ này giúp nâng cao hiệu quả thực thi Luật Dầu khí, đặc biệt trong bối cảnh các mỏ dầu khí ngày càng có quy mô nhỏ và điều kiện khai thác phức tạp.

Khung logic công cụ RIA hybrid trong áp dụng ưu đãi tài chính đối với mỏ cận biên được minh họa tại Hình 3. Theo đó, khung logic của công cụ RIA hybrid được đề xuất nhằm hỗ trợ đánh giá và áp dụng cơ chế ưu đãi tài chính cho mỏ cận biên trong triển khai Luật Dầu khí. Khung logic này kết hợp giữa đánh giá tác động ex-ante tại thời điểm xem xét áp dụng ưu đãi và đánh giá ex-post trong quá trình triển khai dự án, nhằm bảo đảm tính linh hoạt và hiệu quả của chính sách.

Ở giai đoạn đầu vào, các dữ liệu địa chất - kỹ thuật của mỏ, thông số chi phí đầu tư và vận hành, dự báo giá dầu khí, cùng với



Hình 2. Khung logic công cụ RIA hybrid trong áp dụng ưu đãi tài chính cho mô cận biên. Vòng phản hồi lặp lại với dữ liệu đầu vào thay đổi sau RIA ex-post.



Hình 3. Khung RIA hybrid để xuất cho cơ chế ưu đãi tài chính theo cho mô nhỏ cận biên.

các quy định pháp lý liên quan được thu thập và chuẩn hóa. Trên cơ sở đó, bộ tiêu chí phân loại mỏ được sử dụng để xác định mỏ thuộc diện mỏ cận biên, làm căn cứ xem xét khả năng áp dụng ưu đãi.

Khối phân tích ex-ante được thực hiện thông qua mô hình kinh tế - tài chính và phân tích kịch bản, nhằm đánh giá tác động của các phương án ưu đãi khác nhau đối với hiệu quả kinh tế của dự án và nguồn thu của Nhà nước. Kết quả của giai đoạn này là các khuyến nghị về mức ưu đãi tài chính và điều kiện áp dụng tương ứng.

Trong quá trình triển khai dự án, khối đánh giá ex-post được kích hoạt trên cơ sở dữ liệu thực tế về sản lượng khai thác, chi phí và diễn biến thị trường. Các kết quả đánh giá ex-post được sử dụng để rà soát mức độ phù hợp của cơ chế ưu đãi đã áp dụng và đề xuất điều chỉnh khi cần thiết. Cơ chế phản hồi này cho phép công cụ RIA hybrid hỗ trợ việc hoàn thiện chính sách trên cơ sở thực tiễn triển khai.

5. Ứng dụng giả định công cụ RIA hybrid tại PVEP

Trong quá trình triển khai các dự án thăm dò và khai thác dầu khí, PVEP đối mặt với thực tế ngày càng nhiều mỏ có quy mô nhỏ, trữ lượng hạn chế và chi phí khai thác cao. Trong bối cảnh đó, việc áp dụng các cơ chế ưu đãi tài chính theo Luật Dầu khí hiện hành đặt ra yêu cầu phải có các công cụ đánh giá đủ linh hoạt và có cơ sở định lượng, nhằm hỗ trợ quá trình ra quyết định và bảo đảm tính nhất quán trong triển khai.

Công cụ RIA hybrid được đề xuất trong bài viết có thể được ứng dụng giả định tại PVEP như một khung tham chiếu phân tích, hỗ trợ việc rà soát và đề xuất các phương án ưu đãi tài chính đối với các mỏ cận biên. Trước khi áp dụng ưu đãi, các dự án được đánh giá ex-ante thông qua bộ tiêu chí phân loại mỏ và mô hình phân tích kinh tế - tài chính, cho phép so sánh giữa các kịch bản có và không có ưu đãi, cũng như giữa các phương án ưu đãi khác nhau. Kết quả phân tích này giúp làm rõ mức độ cần thiết và phạm vi áp dụng ưu đãi đối với từng dự án cụ thể.

Trong quá trình triển khai mô phỏng dự án, công cụ RIA hybrid tiếp tục được sử dụng để theo dõi và đánh giá ex-post trên cơ sở dữ liệu thực tế về sản lượng khai thác, chi phí và điều kiện thị trường. Việc đánh giá ex-post cho phép rà soát mức độ phù hợp của các cơ chế ưu đãi đã áp dụng, đồng thời cung cấp căn cứ để kiến nghị điều chỉnh trong trường hợp các giả định ban đầu thay đổi đáng kể. Cách tiếp cận này giúp hạn chế rủi ro áp dụng các cơ chế ưu đãi cứng nhắc, không còn phù hợp với điều kiện thực tế.

Từ góc độ quản lý nội bộ, việc mô phỏng công cụ RIA hybrid còn góp phần chuẩn hóa quy trình phân tích và lập luận trong quá trình đề xuất các ưu đãi tài chính, qua đó nâng cao tính minh bạch

và khả năng giải trình khi làm việc với các cơ quan quản lý Nhà nước. Đồng thời, các kết quả đánh giá được tích lũy theo thời gian có thể trở thành nguồn thông tin quan trọng phục vụ việc hoàn thiện công cụ và hỗ trợ xây dựng các đề xuất chính sách trong tương lai. Từ thực tiễn triển khai tại một số dự án thăm dò - khai thác, có thể nhận thấy vai trò của dữ liệu doanh nghiệp trong việc hỗ trợ đánh giá tác động chính sách [20], đặc biệt trong các quyết định liên quan đến mỏ có hiệu quả kinh tế cận biên.

6. Đề xuất các chỉ số - công cụ đánh giá định lượng

Để bảo đảm tính định lượng và khả năng so sánh giữa các phương án ưu đãi tài chính, công cụ RIA hybrid được xây dựng trên cơ sở một bộ chỉ tiêu kinh tế - tài chính lõi, phản ánh đồng thời hiệu quả của dự án và lợi ích ngân sách Nhà nước. Các chỉ tiêu này được sử dụng xuyên suốt trong cả giai đoạn đánh giá ex-ante và ex-post, làm nền tảng cho việc xác định mức độ và điều kiện áp dụng ưu đãi đầu tư đối với mỏ cận biên.

Trên cơ sở bộ chỉ tiêu này, đánh giá ex-ante được thực hiện bằng cách so sánh NPV_0 (Net Present Value- Giá trị hiện tại ròng khi không áp dụng ưu đãi), NPV_i (Net Present Value- Giá trị hiện tại ròng khi áp dụng ưu đãi), IRR (Internal Rate of Return - Tỷ suất hoàn vốn nội bộ) và Pbe (Break-even Price - Giá hòa vốn) giữa các kịch bản có và không có ưu đãi, từ đó xác định dự án có thuộc nhóm hiệu quả kinh tế cận biên và cần áp dụng cơ chế ưu đãi. Đồng thời, chỉ tiêu GT (Government Take - Phần thu của Nhà nước) được sử dụng để đánh giá tác động của ưu đãi đối với nguồn thu ngân sách Nhà nước, bảo đảm rằng việc chia sẻ rủi ro tài chính với nhà đầu tư vẫn nằm trong giới hạn chấp nhận được về mặt đầu tư. Chẳng hạn, ưu đãi chỉ được xem xét khi $NPV_0 < 0$ nhưng $NPV_i \geq 0$ và GT không giảm quá X%".

Trong giai đoạn triển khai dự án, các chỉ tiêu NPV_i , IRR, Pbe và GT tiếp tục được cập nhật trên cơ sở dữ liệu thực tế về chi phí, sản lượng khai thác và giá dầu khí để phục vụ đánh giá ex-post. Việc so sánh các giá trị thực tế với các giả định ban đầu cho phép rà soát mức độ phù hợp của các cơ chế ưu đãi đã áp dụng, đồng thời làm căn cứ để xuất điều chỉnh khi điều kiện kinh tế - kỹ thuật thay đổi đáng kể. Theo cách tiếp cận này, công cụ RIA hybrid không chỉ hỗ trợ việc ra quyết định áp dụng ưu đãi tại thời điểm ban đầu mà còn đóng vai trò như một cơ chế giám sát và hiệu chỉnh chính sách trong suốt vòng đời dự án.

7. Kết luận

Việc xây dựng và áp dụng công cụ đánh giá tác động chính sách theo hướng RIA hybrid cho thấy tiềm năng hỗ trợ hiệu quả quá trình triển khai các quy định về ưu đãi đầu tư trong Luật Dầu khí. Thông qua việc kết hợp đánh giá ex-ante và ex-post, công cụ

này góp phần đưa các quy định mang tính nguyên tắc của Luật thành các quyết định áp dụng cụ thể, có căn cứ định lượng và có khả năng điều chỉnh theo điều kiện thực tế.

Từ góc độ chính sách, cần khuyến khích áp dụng các công cụ đánh giá tác động mang tính ứng dụng trong quá trình triển khai Luật Dầu khí, đặc biệt đối với các mỏ cận biên, nhằm cân bằng mục tiêu thu hút đầu tư và bảo đảm lợi ích ngân sách Nhà nước. Việc chuẩn hóa khung đánh giá và quy trình phân tích không chỉ giúp nâng cao tính minh bạch và nhất quán trong áp dụng ưu đãi tài chính, mà còn hỗ trợ cơ quan quản lý Nhà nước trong việc xem xét, phê duyệt và giám sát thực thi chính sách. Trên cơ sở đó, các nghiên cứu tiếp theo tập trung hoàn thiện từng cấu phần của khung RIA hybrid, như xây dựng bộ chỉ tiêu xác định mỏ cận biên hoặc phát triển các cơ chế chia sẻ rủi ro biến động giá dầu khí cho các hợp đồng dầu khí mới.

Tài liệu tham khảo

- [1] Quốc hội, *Luật Dầu khí*, Luật số 12/2022/QH15 ngày 14/11/2022.
- [2] Chính phủ, *Quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí*, Nghị định số 45/2023/NĐ-CP ngày 1/7/2023.
- [3] OECD, *Regulatory impact assessment*, OECD Best Practice Principles for Regulatory Policy, OECD Publishing, Paris, 2020. DOI: 10.1787/7a9638cb-en.
- [4] World Bank, "Energy sector management assistance program (ESMAP) annual report 2024", 2024. [Online]. Available: <http://documents.worldbank.org/curated/en/099552001292511745>.
- [5] Chính phủ, *Quy định chi tiết một số điều và biện pháp để tổ chức, hướng dẫn thi hành Luật ban hành văn bản quy phạm pháp luật*, Nghị định số 78/2025/NĐ-CP ngày 1/4/2025.
- [6] OECD, *Recommendation of the council on regulatory policy and governance*, OECD Publishing, Paris, 2012. DOI: 10.1787/9789264209022-en.
- [7] World Bank, "Petroleum fiscal issues and policies for fluctuating oil prices in Vietnam", 2001. [Online]. Available: <http://documents.worldbank.org/curated/en/674121468780346937>.
- [8] Petronas, *Guidelines for small field development and operation (GSFDO)*, 2013.
- [9] Petronas, "Petronas integrated report 2024", 2024. [Online]. Available: <https://www.petronas.com/integrated-report-2024/>.
- [10] Inland Revenue Board of Malaysia, "Petroleum (income tax) act 1967". [Online]. Available: <https://www.hasil.gov.my/media/mxtfckfw/20240101-petroleum-income-tax-act-1967-act-543.pdf>.
- [11] OECD, *Regulatory impact analysis: A tool for policy coherence*, OECD Reviews of Regulatory Reform, 2009. DOI: 10.1787/9789264067110-en.
- [12] Philip Daniel, Michael Keen, and Charles McPherson, *The taxation of petroleum and minerals: Principles, problems and practice*, Routledge, 2010.
- [13] The Norwegian Ministry of Finance, "The petroleum taxation act". [Online]. Available: <https://www.skatteetaten.no/en/business-and-organisation/reporting-and-industries/industries-special-regulations/oil-and-gas-exploration-and-petroleum-tax/the-petroleum-tax-office-and-the-petroleum-tax-system/petroleum-tax-regulations/>.
- [14] Var Energy, *Norwegian petroleum taxation*, 2025.
- [15] HM Treasury, *Oil and gas fiscal review: Outcome and summary of responses*, 2023.
- [16] UK, "Oil taxation act 1975", 1975. [Online]. Available: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1975/22>.
- [17] Parliament of Australia, *Petroleum resource rent tax assessment act 1987*, 1987.
- [18] Daniel Johnston, *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*, PennWell Book, 1994.
- [19] Bộ Công Thương, "Đề nghị thẩm định hồ sơ dự án Nghị quyết của Chính phủ về việc giao quyền cho PETROVIETNAM phê duyệt một số nội dung trong hoạt động dầu khí", 13/8/2025.
- [20] IEA, "World energy outlook 2025", 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025>.
- [21] Silvana Tordo, *Fiscal systems for hydrocarbons: Design issues*, World Bank Working, 2007. DOI: 10.1596/978-0-8213-7266-1.
- [22] Melisa Cavcic, "Golden Sea Lion roars with appraisal success at oil discovery offshore Southeast Asia", 7/1/2026. [Online]. Available: <https://www.offshore-energy.biz/golden-sea-lion-roars-with-appraisal-success-at-oil-discovery-offshore-southeast-asia/>.

DEVELOPING AN ASSESSMENT TOOL FOR APPLYING INVESTMENT INCENTIVES FOR MARGINAL FIELDS UNDER A HYBRID REGULATORY IMPACT ASSESSMENT FRAMEWORK

Phung Mai Huong

Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP), Ha Noi, 11312, Viet Nam

KEY WORDS

Petroleum Law, marginal fields, incentives, hybrid RIA.

ABSTRACT

The Petroleum Law of Viet Nam [1], for the first time, introduces the concept of marginal oil and gas fields, thereby establishing a legal basis for applying investment incentive policies to fields with limited economic viability or unfavorable development conditions. For fields in the late stage of production, investments are primarily considered as incremental investments aimed at maximizing resource recovery. Practical experience shows that investment incentives for marginally economic projects are more effective when supported by consistent quantitative criteria and evaluation tools.

This research proposes adopting a hybrid regulatory impact assessment (RIA) [2] approach, combining ex-ante and ex-post RIA, to develop an assessment tool for assessing and applying investment incentive policies for marginal fields. Drawing on international experience and practical implementation at PVEP, the paper develops a logical framework for assessing the impacts of investment incentive policies on project economic performance and government revenues [1, 2].

The research results indicate that the proposed hybrid RIA-based tool enhances the transparency, consistency, and applicability of investment incentive policies, while supporting the effective implementation of the 2022 Petroleum Law for small-scale oil and gas fields with complex development conditions.

Corresponding author: Email: huongpm@pvep.com.vn
Received: 13/1/2026; Revised: 13/1 - 13/2/2026; Accepted date: 26/2/2026
This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)