

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

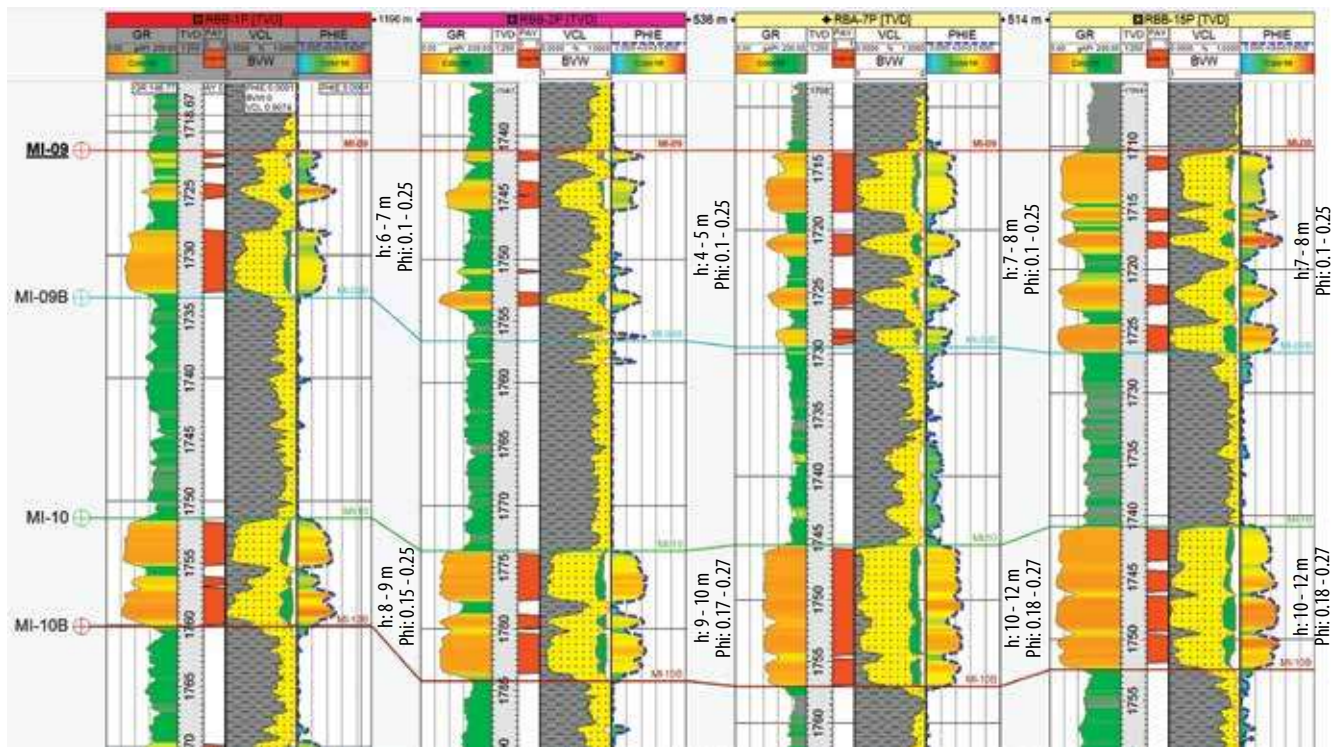
Tác giả liên hệ: Email: quytx.epc@vpi.pvn.vn

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/>).





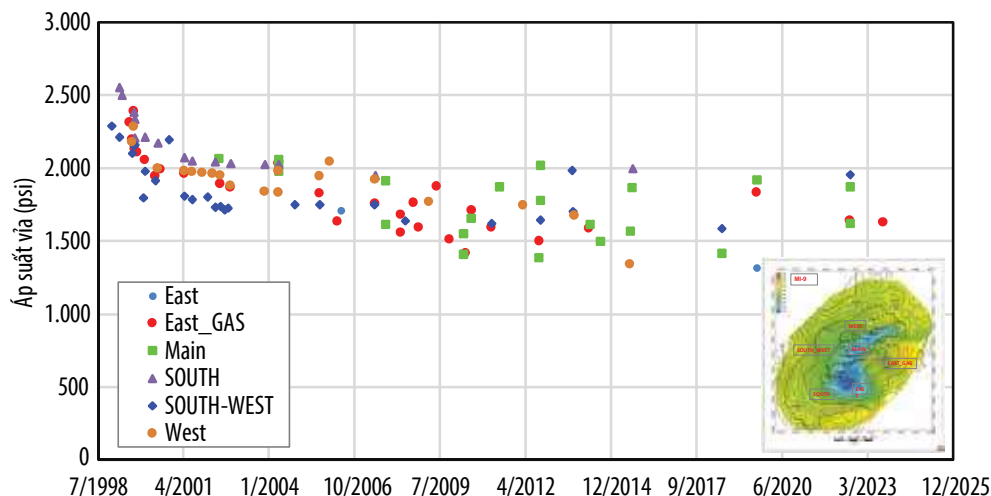
Hình 1. Liên kết giếng khoan phản ánh đặc điểm đá chứa tập MI-09, MI-10.

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

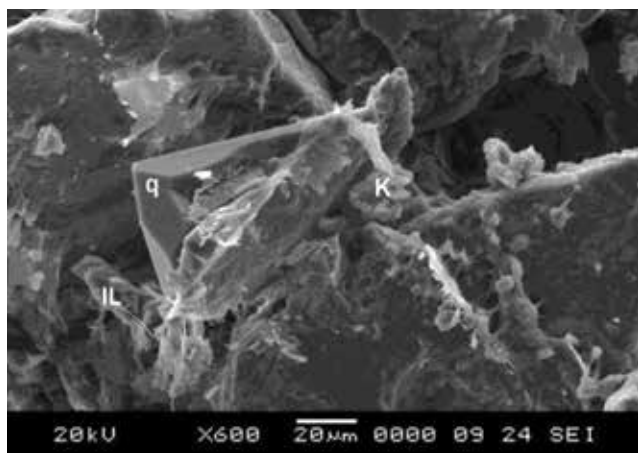
Nghiên cứu đã triển khai chương trình bơm ép trên 5 mẫu lõi của 2 giếng RB-3P và RB-4X. Sau khi đo đạc các thông số tiêu chuẩn và chụp cắt lớp, các mẫu đại diện được lựa chọn cho đối

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)			% thể tích lỗ rỗng	% trữ lượng dầu tại chỗ (OIIP)	
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.

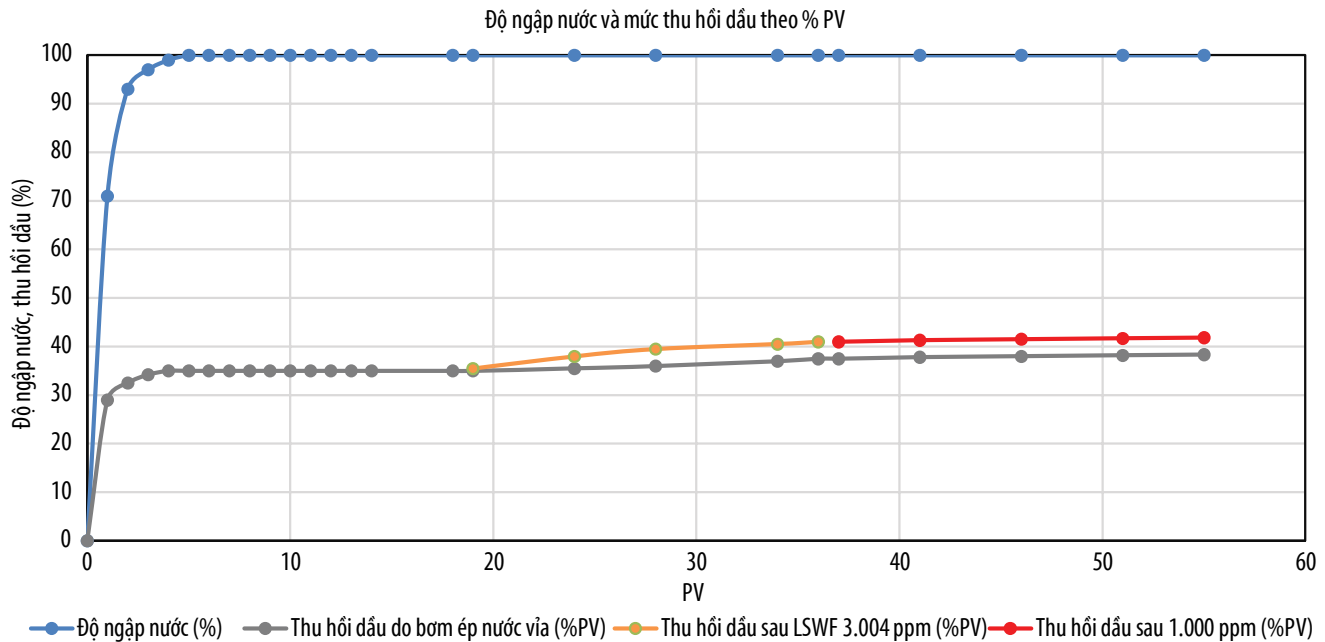
mạnh [8, 9]. Như vậy, phản ứng của đá chứa đối với nước nồng độ khoáng hóa thấp là kết quả tổng hợp giữa 2 quá trình đồng thời: cải thiện thu hồi dầu nhờ thay đổi tính thấm ướt đá chứa và nguy cơ suy giảm độ thấm do hiện tượng sét trương nở.

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% OOIP, và trung bình đạt 43% PV hay 60,5% OOIP. 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% OOIP, với giá trị trung bình đạt 5,3% PV hay 8,1% OOIP. 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% OOIP, 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 ít 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, Rezaeioust 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 mỏ, 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 đầu tích lũy và chênh áp đo được trong phòng thí nghiệm. Về thông số đầu đầu vào, 5 mô hình 1D sử dụng đầu 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.

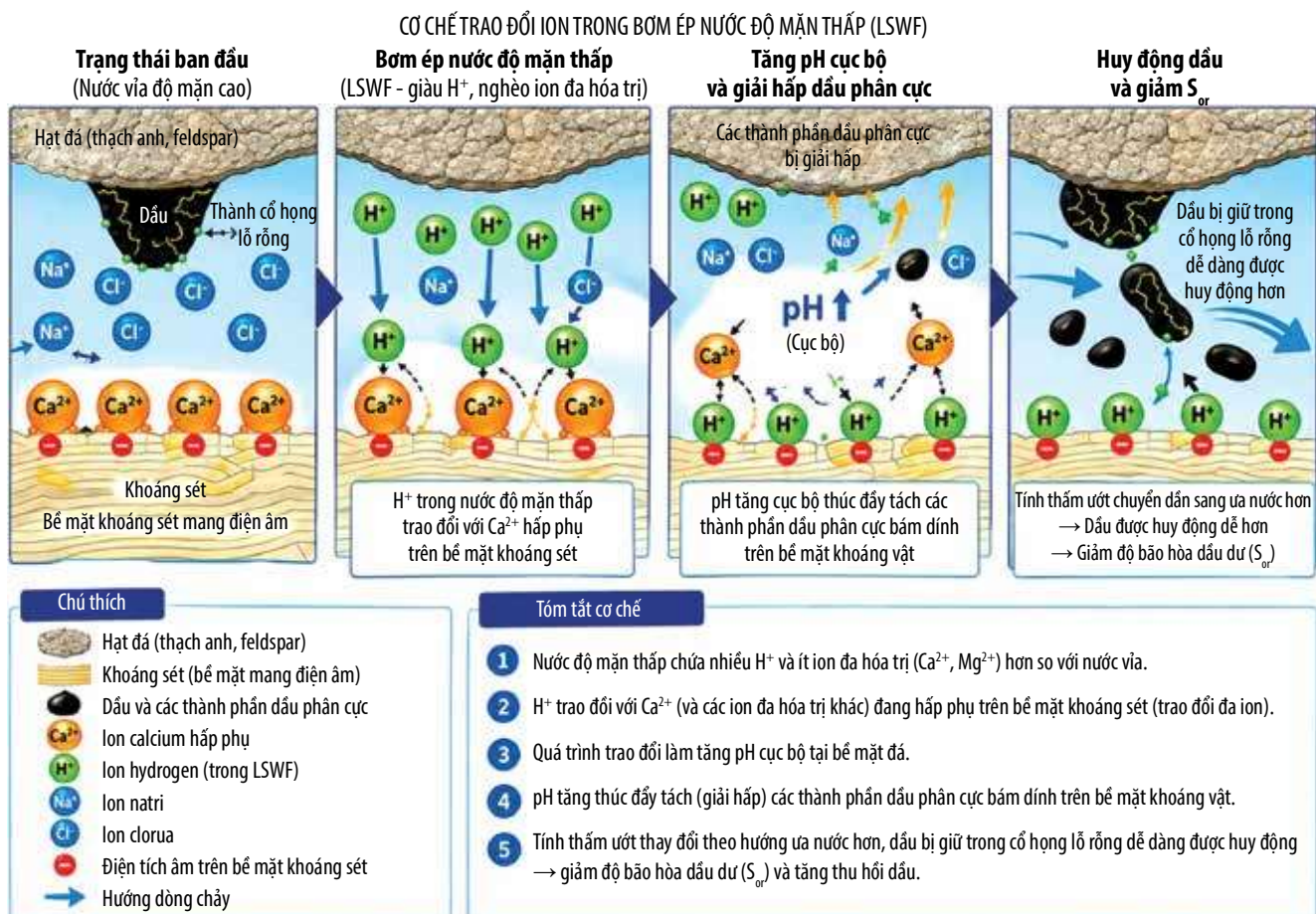
Sau khi hoàn tất bước kiểm tra thể tích ban đầu của dầu, tất cả mô hình 1D được hiệu chỉnh để tái hiện quá trình bơm ép trên

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.

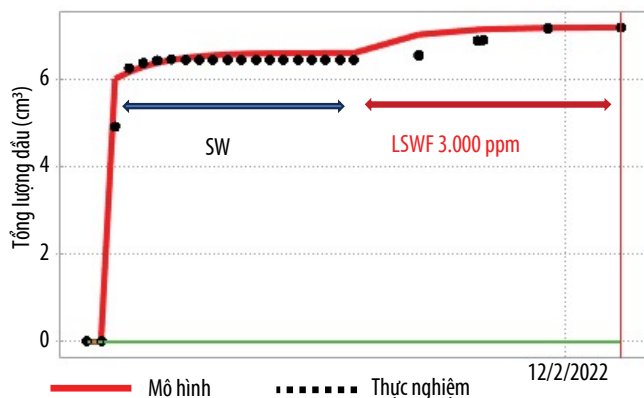
Kết quả thí nghiệm cũng cho thấy rủi ro suy giảm khả năng tiếp nhận nước bơm ép là tương đối cao. Trong quá trình bơm ép nước nồng độ khoáng hóa thấp, độ thấm giảm khoảng 21 - 34%, chủ yếu do sự di chuyển hạt mịn kaolinite và tương nờ sét smectite. Hàm lượng smectite trong phần sét dao động 6,9 - 16,7%,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

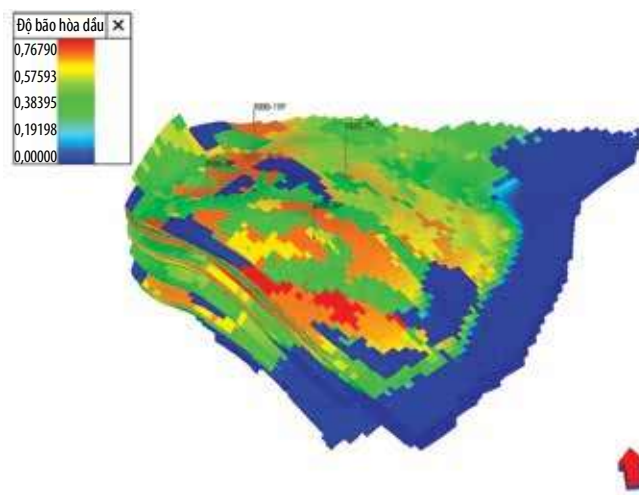
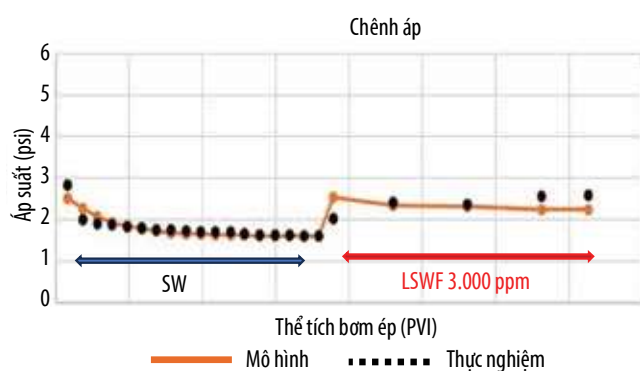
4. Lựa chọn khu vực thử nghiệm và tối ưu cấu hình bơm ép LSWF

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 tương 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 dầu 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_{wcr}) 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;

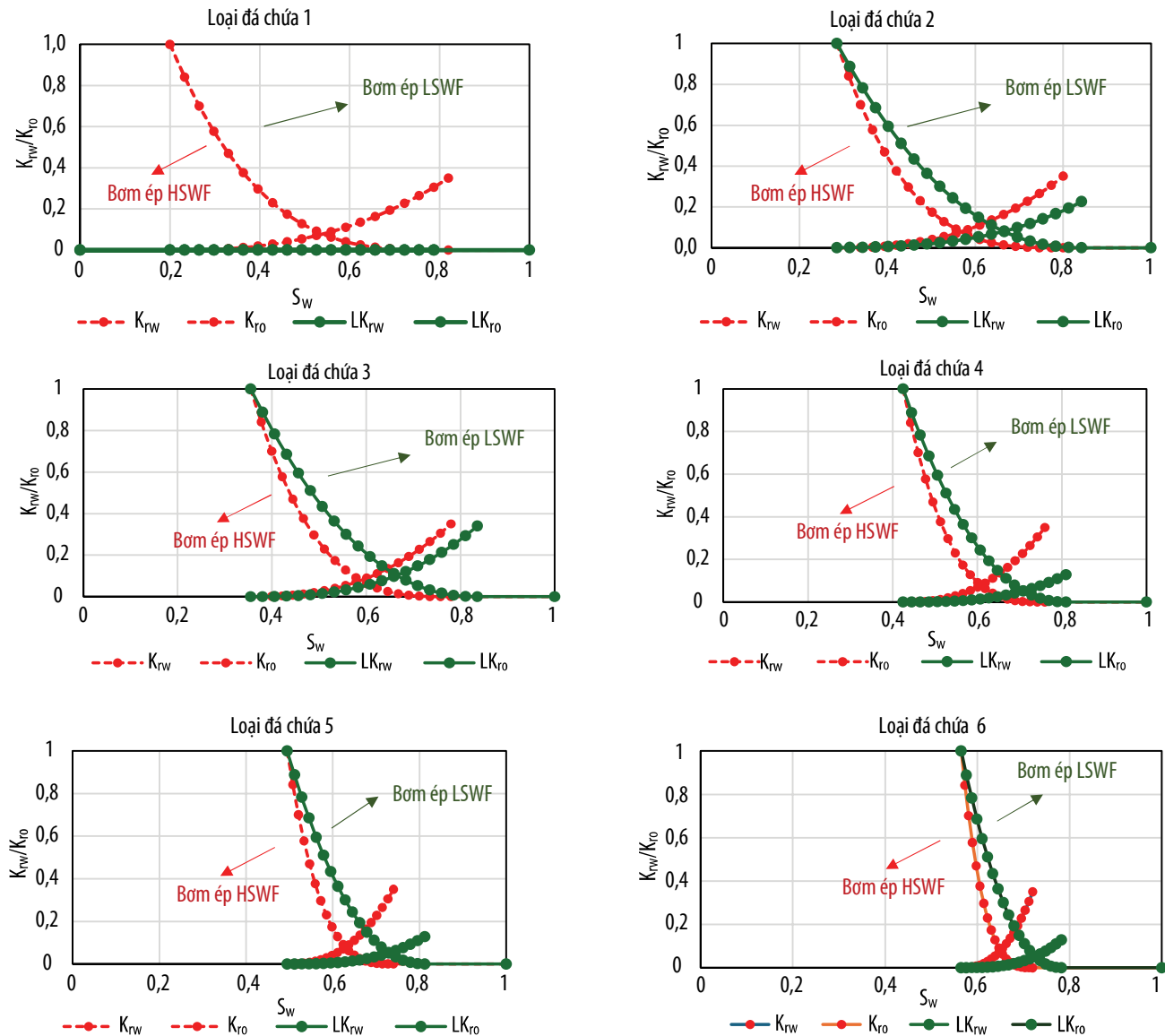
k_{rwrL} : Độ thấm pha tương đối của nước tại S_{orL} ;

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_{rwrH}	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].

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

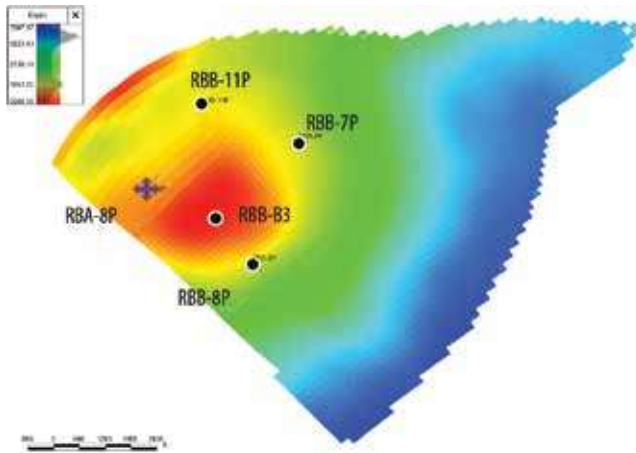
$$k_{ro} = F_1 \times (k_{ro}^{LS}) \times (S_w) - (1 - F_1) \times (k_{ro}^{HS}) \times (S_w)$$

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

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;

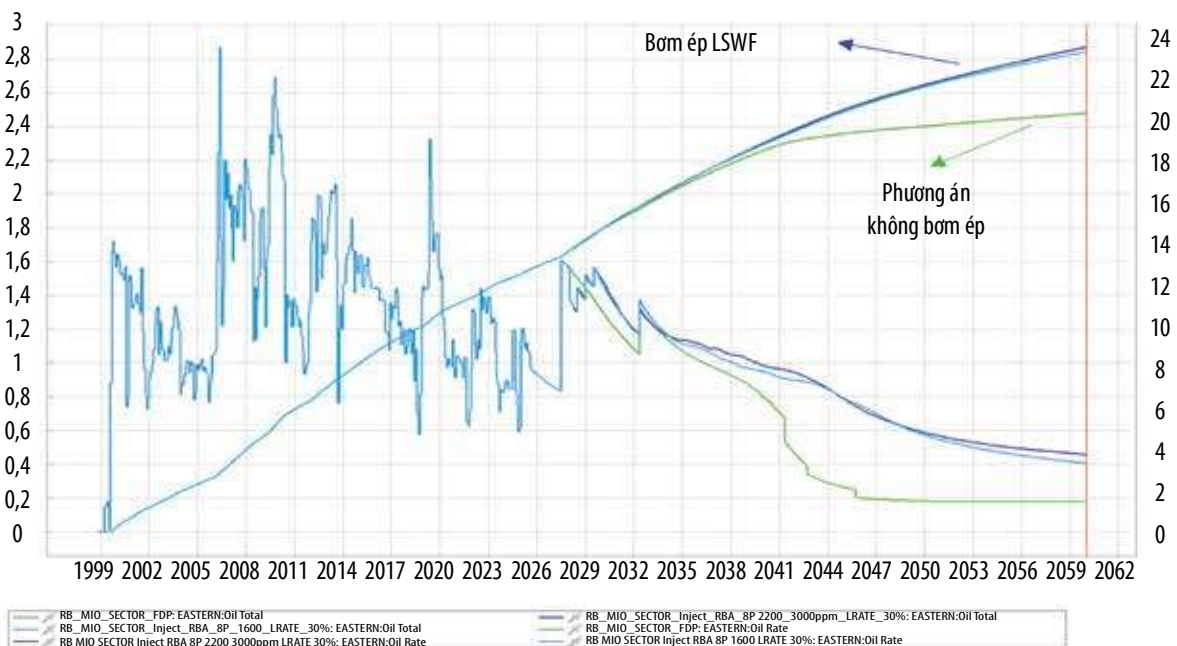
k_{ro}^{HS} : Độ thẩm tương đối của dầu khi có mặt nước bơm ép HSWF;

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.

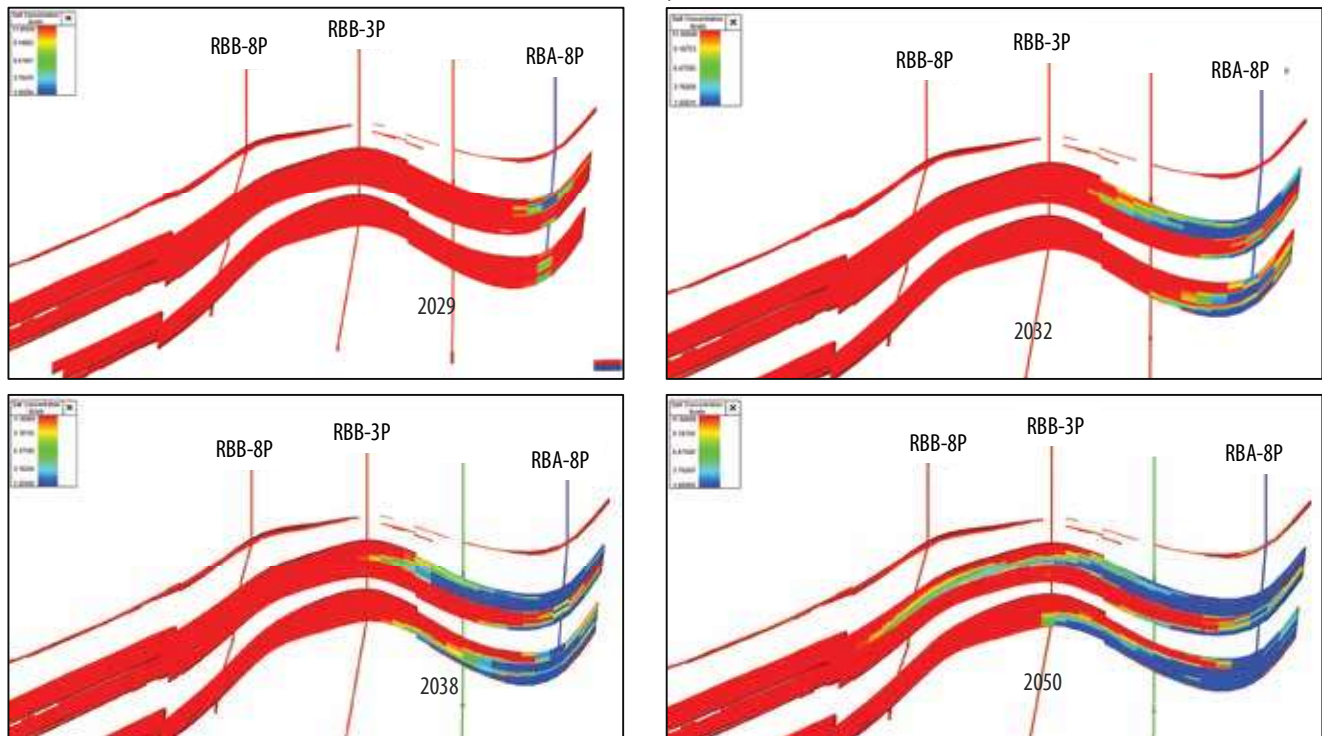
Dưới kịch bản không bơm ép, dự báo cho thấy áp suất khu vực tiếp tục suy giảm nhanh, sản lượng dầu đi xuống mạnh và đến cuối thời điểm dự báo mức độ ngập nước rất cao. Điều đó củng cố nhận định rằng, việc duy trì áp suất vỉa là nhu cầu thực sự và cấp thiết. Trên phương án cơ sở, nhiều vị trí bơm ép được 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 khi 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.

khoáng 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 thấm 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

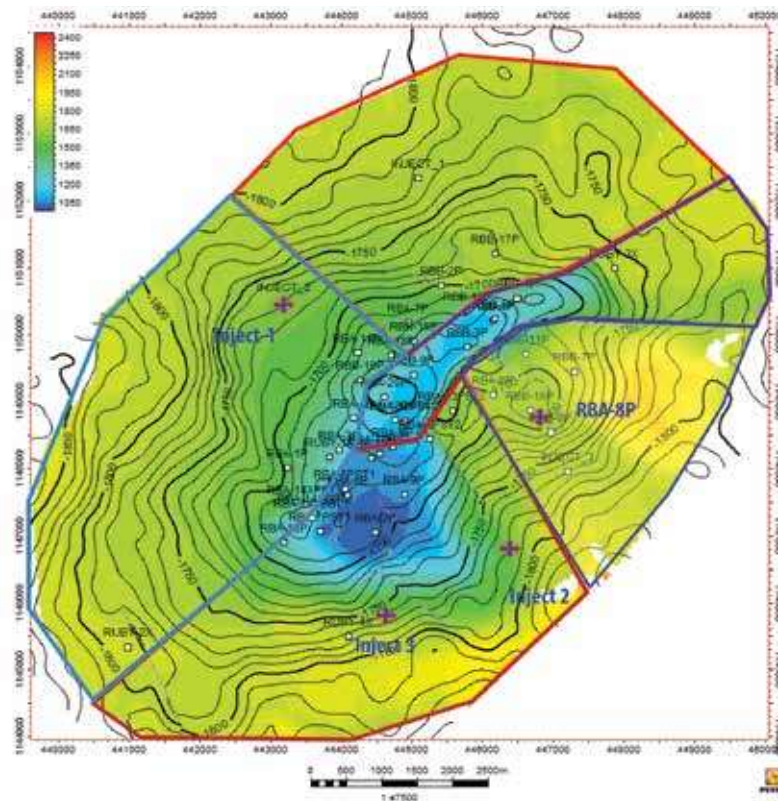
Sau khi các tham số bơm ép LSWF đã được chuẩn hóa từ mô hình 1D và kiểm chứng ở quy mô khu vực, nghiên cứu đánh giá khả năng triển khai giải pháp này ở quy mô toàn mỏ đối tượng Miocene. Mô hình toàn mỏ được cập nhật trên cơ sở lịch sử khai thác đến năm 2025 và dự báo đến năm 2060 với hệ số thu hồi phương 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.

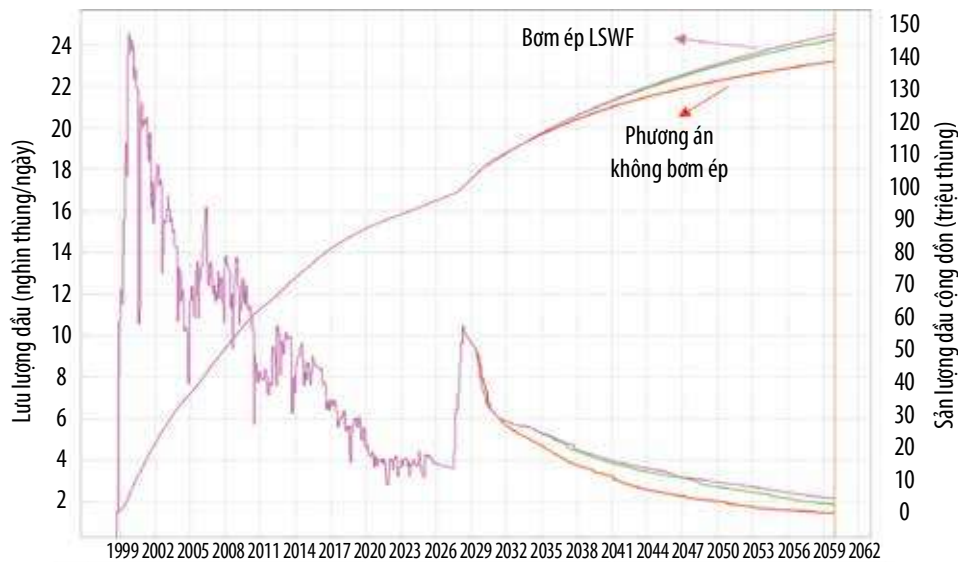
Chênh lệch về sản lượng khai thác dầu trong giai đoạn 2029 - 2060 khi áp dụng giải pháp HSWF và LSWF trên phạm vi toàn mỏ đối tượng Miocene không quá lớn, chỉ dao động từ 1 - 1,4 triệu thùng. HSWF giúp duy trì áp suất vỉa và cải thiện hiệu suất quét. Trong khi đó, LSWF tác động bổ sung thông qua cơ chế 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 vừa 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. Abushaikh, "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] Dhrubajyoti 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/>)