

ĐÁNH GIÁ KẾT QUẢ TRIỂN KHAI THỬ NGHIỆM CÔNG NGHIỆP HỆ HÓA PHẨM TẠO GEL NGĂN CÁCH NƯỚC TẠI CÁC GIẾNG KHAI THÁC MỎ TÂY KHOSEDAYU VÀ KHẢ NĂNG ỨNG DỤNG TẠI VIỆT NAM

Nguyễn Trí Dũng¹, Phạm Khắc Đạt¹, D.M. Ponomarenko¹, Nguyễn Tiến Thịnh¹, M.G. Kubrack¹, Nguyễn Anh Tú¹, A.V. Fomkin², I.V. Tkachev², A.N. Stepanov², Phan Vũ Anh³, Nguyễn Minh Quý³, Phạm Trường Giang³, Trần Xuân Quý³, Lê Thị Thu Hường³, Hoàng Long³, Lê Thế Hùng³, Hoàng Linh³, Lưu Đình Tùng³, Đoàn Văn Thuấn³, Hồ Nam Chung⁴, Nguyễn Quốc Dũng⁴, Nguyễn Thế Dũng⁴, Nguyễn Hoàng⁴

¹Rusvietpetro

²VNIIneft

³Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

⁴Liên doanh Vietsovpetro

Email: anhpv@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.01-02>

Tóm tắt

Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu và thử nghiệm công nghiệp hệ hóa phẩm tạo gel nội vỉa cho ngăn cách nước tại mỏ Tây Khosedayu. Nghiên cứu được thực hiện bởi VNIIneft và triển khai thử nghiệm bởi Công ty Liên doanh Rusvietpetro. Trong giai đoạn nghiên cứu, VNIIneft đã lựa chọn và tối ưu hệ hóa phẩm với thời gian gel hóa lên đến 70 - 80 giờ ở nhiệt độ vỉa, đặc biệt phù hợp cho việc bít nhét chọn lọc các kênh thấm cao đóng vai trò kênh dẫn nước chính trong môi trường carbonate nứt nẻ. Dựa trên kết quả nghiên cứu này, trong giai đoạn 2019 - 2023, Rusvietpetro đã tiến hành 30 thử nghiệm công nghiệp tại vỉa D3fm-III với tỷ lệ thành công 96,7%. Mỗi giếng được bơm trung bình 500 m³ hóa phẩm vào khu vực dưới khoảng mở vỉa. Kết quả cho thấy độ ngập nước trung bình giảm từ 86% xuống 70%, sản lượng dầu tăng trung bình 20,3 tấn/ngày/giếng ngay sau xử lý và duy trì ổn định 17 tấn/ngày/giếng, với tổng sản lượng dầu gia tăng 179.719 nghìn tấn. Thành công của công nghệ được quyết định bởi 3 yếu tố chính: (i) phát triển và lựa chọn được hệ hóa phẩm tạo gel có đặc tính phù hợp với điều kiện vỉa, (ii) xác định chính xác đối tượng/giếng áp dụng dựa trên các tiêu chí địa chất và khai thác, cùng với (iii) tối ưu hóa quy trình bơm ép và xử lý giếng.

Từ khóa: Ngăn cách nước, hệ hóa phẩm tạo gel, vỉa carbonate nứt nẻ, mỏ Tây Khosedayu.

1. Giới thiệu

Trong các giải pháp xử lý ngăn cách nước, phương pháp hóa học, đặc biệt là công nghệ bơm ép các hệ hóa phẩm tạo gel có ưu điểm vượt trội trong việc ngăn cách chọn lọc dòng chảy của nước. Phản ứng tạo gel được kích hoạt bởi các yếu tố đặc trưng của vỉa như nhiệt độ cao, sự hiện diện của các ion đặc thù, pH của nước vỉa... Các hệ hóa phẩm hoạt động theo 2 cơ chế chọn lọc chính là cản trở dòng chảy tại khu vực có độ thấm cao và/hoặc cản trở dòng chảy tại nơi có độ bão hòa nước cao.

Đối với cơ chế chọn lọc theo độ thấm, việc ứng dụng tập trung vào các vỉa có độ bất đồng nhất cao về độ thấm

và tồn tại các kênh nứt nẻ, có độ thấm lớn - đóng vai trò các kênh dẫn nước chính đến giếng khai thác. Các hóa phẩm dòng này được thiết kế với độ nhớt ban đầu thấp (1-2 cP) cùng khả năng kiểm soát thời gian gel hóa lên đến vài ngày, giúp thâm nhập sâu và ưu tiên tập trung vào các kênh nứt nẻ có độ thấm cao trước khi hình thành gel có độ bền cơ học đủ lớn để tạo nên các nút cản hiệu quả ngăn dòng chảy của nước.

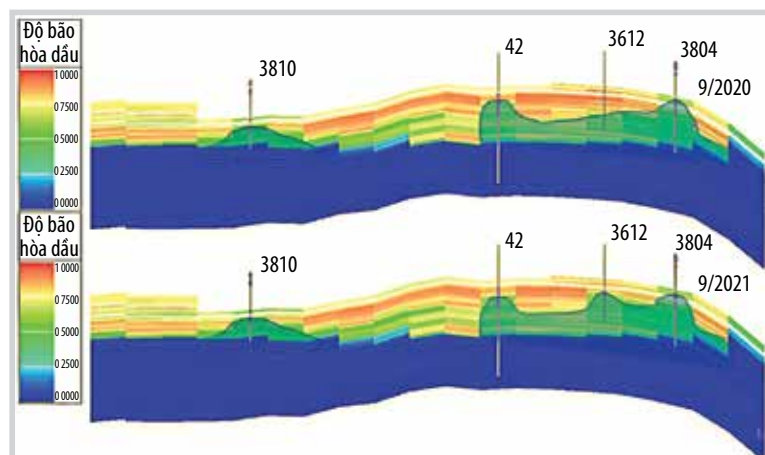
Ngược lại, đối với cơ chế chọn lọc theo pha (cản trở dòng chảy chủ yếu tại vùng có độ bão hòa nước cao), các hóa phẩm thường có độ nhớt ban đầu tương đối cao, phù hợp cho các vỉa chứa có tính đồng nhất cao về độ thấm; không gây bít nhét hoàn toàn các kênh dẫn có độ thấm cao như hệ hóa phẩm chọn lọc theo độ thấm, mà tạo ra hiệu ứng giảm độ thấm tương đối (relative permeability modification - RPM) giữa các pha. Cụ thể, các hóa phẩm



Ngày nhận bài: 10/1/2025.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 10/1 - 24/2/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 24/2/2025.



Hình 1. Mô hình dự báo hình thành nón nước hình thành tại một số giếng mỏ Tây Khosedayu.

này làm giảm độ thấm hiệu dụng đối với nước mạnh hơn nhiều so với độ thấm hiệu dụng đối với dầu. Cơ chế phân tử của quá trình này dựa trên tương tác chọn lọc giữa hóa phẩm và môi trường nước: hóa phẩm tương nỡ hydrate hóa hoặc tạo thành các cấu trúc keo tụ phân tán khi tiếp xúc với nước, trong khi lại trở và ổn định cấu trúc trong môi trường dầu, tạo ra hiệu ứng cản trở dòng chảy tỷ lệ thuận với độ bão hòa nước tại chỗ [1, 2].

Mỏ Tây Khosedayu do Rusvietpetro vận hành, khai thác dầu từ vỉa D3fm-III+IV thuộc tầng Famennian - tầng chứa carbonate điển hình với hệ thống không gian rỗng kép đặc trưng bởi độ bất đồng nhất thẩm cao, phản ánh sự tương phản mạnh giữa ma trận đá nền có độ rỗng và độ thấm thấp, hệ thống khe nứt tự nhiên có độ thấm hiệu dụng cao hơn nhiều lần. Số liệu vận hành năm 2019 tại mỏ Tây Khosedayu cho thấy mặc dù mỏ vận hành theo cơ chế khai thác tự nhiên, hoàn toàn không áp dụng bơm ép nước duy trì áp suất vỉa, nhiều giếng đã ghi nhận mức độ ngập nước rất cao, một số giếng thậm chí vượt ngưỡng 90%. Sự di chuyển của nước đáy được chi phối bởi 2 cơ chế chính: dòng chảy ưu tiên qua mạng lưới khe nứt tự nhiên và các thông đạo thẩm cao, tạo hiệu ứng lướt qua vùng đá nền chứa dầu (bypass); và hiện tượng hình thành nón nước (water coning) do gradient áp suất gần đáy giếng. Áp suất vỉa (31 MPa) và tỷ số linh động nước/dầu cao (lên đến 30 khi độ nhớt dầu 12 mPa.s so với nước đáy chỉ 0,4 mPa.s ở nhiệt độ vỉa khoảng 70°C) kết hợp tạo hiệu ứng cộng hưởng, đã đẩy nhanh quá trình xâm thực của nước.

Đáng chú ý là quá trình thẩm rĩ dầu chậm từ ma trận có độ thấm thấp không thể bù đắp cho tốc độ khai thác nhanh từ hệ thống khe nứt có độ thấm cao. Hậu quả là khe nứt bị cạn kiệt dầu nhanh chóng và trở thành kênh ưu tiên cho nước đáy dâng lên từ tầng chứa nước bên dưới vỉa dầu, dẫn đến hiện tượng ngập nước sớm tại các giếng mới khai thác trong khi hệ số quét thể tích và hệ số quét vi mô của đá nền vẫn ở mức thấp, khiến phần lớn trữ lượng dầu tại chỗ trong ma trận đá chưa được khai thác hiệu quả. Vì vậy, việc kiểm soát quá trình phân phối dòng chảy thông qua biện pháp bít nhét có chọn lọc các kênh nứt nẻ, có độ thấm lớn đóng vai trò các đường dẫn nước ưu

tiên và ngăn chặn sự hình thành nón nước, trở thành yếu tố then chốt để cải thiện hiệu suất khai thác và tối ưu hóa hệ số thu hồi dầu.

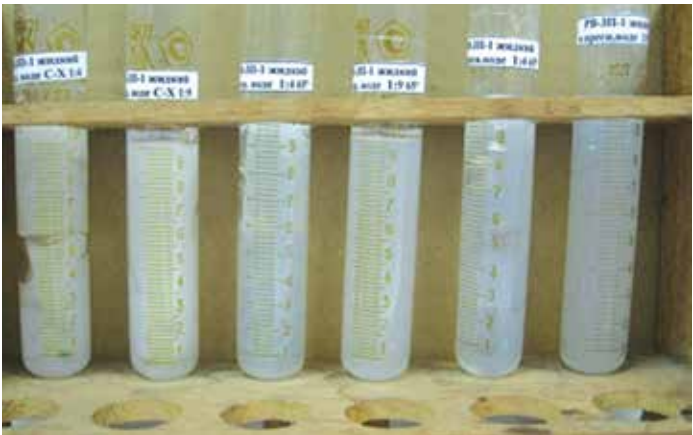
Để giải quyết vấn đề này, trong giai đoạn 2019 - 2023, Rusvietpetro đã phối hợp với VNIIneft phát triển công nghệ bơm ép hệ hóa phẩm tạo gel nội vỉa để ngăn cách nước. Bài báo này tổng hợp và phân tích kết quả nghiên cứu, thử nghiệm từ các báo cáo và số liệu nhận được từ Rusvietpetro trong khuôn khổ nhiệm vụ "Quản lý khai thác mỏ dầu khí thuộc dự án Nhenhetxky Liên bang Nga" do Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) thực hiện. Nội dung chính bao gồm kết quả nghiên cứu lựa chọn hệ hóa phẩm tạo gel phù hợp với điều kiện vỉa carbonate nứt nẻ, triển khai và đánh giá hiệu quả của 30 thử nghiệm công nghiệp tại mỏ Tây Khosedayu, các thử nghiệm tương tự đã thực hiện trong nước, từ đó phân tích các yếu tố quyết định thành công và rút ra bài học kinh nghiệm cho việc ứng dụng công nghệ ngăn cách nước tại các mỏ có điều kiện địa chất phức tạp.

2. Nghiên cứu đánh giá và lựa chọn hệ hóa phẩm tạo gel trong phòng thí nghiệm

Nghiên cứu trong phòng thí nghiệm được thực hiện bởi VNIIneft nhằm lựa chọn và tối ưu hóa hệ hóa phẩm tạo gel cho ngăn cách nước phù hợp với điều kiện vỉa đặc thù của một số mỏ do Rusvietpetro quản lý trong đó có Bắc Khosedayu và Tây Khosedayu, dựa trên các tiêu chí như thời gian tạo gel phù hợp, gel tạo ra bền trong điều kiện vỉa và có khả năng bít nhét chọn lọc các kênh nứt nẻ, khu vực có độ thấm cao, quy trình chế tạo và triển khai bơm ép dễ dàng, giá thành hợp lý... Các thí nghiệm được tiến hành với 2 nhóm hóa phẩm chính: (1) các hệ hóa phẩm chứa polymer và chất liên kết chéo và (2) các hệ vô cơ trên cơ sở muối nhôm và urea. Điều kiện thí nghiệm được thiết lập mô phỏng theo điều kiện vỉa thực tế với nhiệt độ 70°C và trong môi trường nước vỉa các khu vực có độ mặn khác nhau.

2.1. Các hệ hóa phẩm chứa polymer và chất liên kết chéo

Nghiên cứu các hệ hóa phẩm silicate-polymer với hàm lượng chất tạo liên kết chéo



Hình 2. Một số hệ hóa phẩm tạo gel gốc muối nhôm chế tạo từ RV-3P-1.

Bảng 1. So sánh các tính chất thẩm-rỗng của 2 mô hình vỉ

Thông số	Mô hình nền (matrix)	Mô hình nứt nẻ (fracture)
Chiều dài mô hình vỉ (cm)	27,101	29,853
Độ rỗng trung bình (%)	17,54	4,793
Độ thấm khí trung bình (mD)	379,41	Không xác định
Độ thấm nước tuyệt đối (mD)	112	120000
Tổng thể tích rỗng (cm ³)	32,561	16,142

2,5 - 3,0% cho thấy thời gian gel hóa rất nhạy với nhiệt độ, giảm đáng kể từ 16 giờ ở 25°C xuống dưới 2 giờ ở 70°C ngay cả trong môi trường nước có độ mặn thấp (7,54 g/l). Hệ hóa phẩm này có 2 hạn chế chính: thời gian gel hóa quá ngắn ở nhiệt độ vỉ không đáp ứng yêu cầu bơm ép lượng lớn hóa phẩm (400 - 700 m³/giếng) vào sâu trong vỉ và khả năng ứng dụng bị giới hạn trong môi trường nước có độ mặn thấp do dễ xảy ra kết tủa và mất ổn định ở độ mặn cao hơn.

Trong khi đó, kết quả đánh giá các hệ chứa polyacrylamide đã thủy phân một phần ở nồng độ 0,25% và 0,5% với ion Cr³⁺ làm chất tạo liên kết cho thấy các hệ có độ nhớt ban đầu 4 - 13,7 mPa.s ở 70°C, thời gian gel hóa dài (12 - 38 giờ), gel tạo thành có độ bền phù hợp với điều kiện vỉ có độ thấm cao. Tuy nhiên, các hệ này vẫn có hạn chế về độ nhớt ban đầu tương đối cao, gây khó khăn cho việc bơm ép khối lượng lớn hóa phẩm và có chọn lọc vào các kênh nứt nẻ có độ thấm lớn trong vùng cận đáy giếng trước khi quá trình gel hóa diễn ra hoàn toàn [3, 4].

2.2. Hệ hóa phẩm tạo gel gốc muối nhôm

Hệ hóa phẩm tạo gel muối nhôm được sử dụng trong nghiên cứu có nguồn gốc là các sản phẩm thương mại, trong đó tập trung vào hệ hóa phẩm tạo gel có thành phần chính là hóa phẩm RV-3P-1 ở các nồng độ 8%, 10% và 20%. Ưu điểm nổi bật của hệ này là độ nhớt ban đầu thấp (1,3 - 2,2 mPa.s ở 25°C), gần với độ nhớt của nước, cho phép dễ dàng bơm ép khối lượng lớn hóa phẩm vào vùng cận đáy giếng kể cả vỉ có độ thấm trung bình và thấp.

Thời gian gel hóa dài lên đến 70 - 80 giờ ở nhiệt độ 70°C tạo điều kiện thuận lợi cho hệ hóa phẩm có thể phân bố sâu trong vỉ trong các kênh nứt nẻ và khu vực có độ thấm cao trước khi quá trình gel hóa hoàn toàn diễn ra. So với các hệ hóa phẩm khác, hệ hóa phẩm tạo gel RV-3P-1 thể hiện tính linh hoạt cao hơn trong việc điều chỉnh nồng độ để phù hợp với từng điều kiện vỉ cụ thể, đồng thời duy trì được độ bền gel trong môi trường nước có độ khoáng hóa cao. Nhờ các đặc tính trên, hệ hóa phẩm tạo gel RV-3P-1 đã được lựa chọn cho nghiên cứu tiếp theo, cụ thể là đánh giá trên mô hình vật lý vỉ về hiệu quả ngăn cách chọn lọc các kênh nứt nẻ, có độ thấm cao chủ yếu chứa nước [3].

2.3. Đánh giá trên mô hình vật lý vỉ

Hiệu quả của các phương pháp ngăn cách nước chọn lọc của hệ hóa phẩm tạo gel gốc muối nhôm được đánh giá trên mô hình vật lý vỉ song song bao gồm mô hình nền và mô hình nứt nẻ (Hình 3). Mô hình nền là mẫu composite được chế tạo từ các mẫu lõi thuộc vùng bão hòa dầu, đại diện cho phần đá nền của vỉ chứa các ma trận kênh dẫn nhỏ tự nhiên (matrix). Mô hình nứt nẻ (fracture) là mẫu composite được chế tạo từ các mẫu lõi thuộc vùng không bão hòa dầu, được tạo nứt nẻ. Tính chất vật lý chính của 2 mô hình được thể hiện ở Bảng 1.

Quy trình thực nghiệm được tiến hành qua 4 giai đoạn chính: chuẩn bị và bão hòa ban đầu, đẩy dầu bằng nước, thử nghiệm hệ hóa phẩm tạo gel, và đẩy dầu bằng nước trở lại. Quá trình bão hòa được thực hiện riêng biệt cho từng mô hình, với lượng dầu bơm vào tối thiểu bằng 3 - 5 lần thể tích lỗ rỗng để đảm bảo độ bão hòa đồng đều.

Giai đoạn đẩy dầu bằng nước được thực hiện đồng thời trên cả 2 mô hình với giám sát liên tục chênh áp và thể tích dầu - nước đầu ra. Kết quả cho thấy trong giai đoạn này nước bơm ép di chuyển chủ yếu qua mô hình nứt nẻ có độ thấm cao do hiệu ứng kênh dẫn ưu tiên, thể hiện qua gradient áp suất thấp (0,003 MPa/m) và hệ số thu hồi dầu đạt 0,578 (từ mô hình nứt nẻ). Trong khi đó, tại mô hình ma trận, lực mao dẫn cao và độ thấm thấp làm giảm đáng kể tốc độ dòng chảy, chênh lệch áp suất không đủ lớn để vượt qua lực mao dẫn và đẩy dầu hiệu quả, dẫn đến lượng dầu thu hồi không đáng kể. Quá trình kết thúc khi bơm bổ sung thêm 0,5 thể tích lỗ rỗng nước, với một lượng lớn dầu vẫn bị giữ

lại trong mô hình ma trận, thể hiện qua độ bão hòa dầu dư cao được tính từ cân bằng vật chất.

Trong giai đoạn xử lý, dung dịch RV-3P-1 nồng độ 20% được bơm song song vào cả 2 mô hình với thể tích 0,5 thể tích lỗ rỗng ở tốc độ 10 ml/giờ và gradient áp suất 0,003 MPa/m, tiếp theo bơm 0,1 thể tích lỗ rỗng nước via để đẩy hóa phẩm xâm nhập sâu hơn. Hệ thống được dừng bơm 96 giờ để gel hóa hoàn toàn ở nhiệt độ via.

Sau gel hóa, khi bơm nước trở lại, gradient áp suất tăng đột biến từ 0,003 MPa/m lên 0,112 MPa/m và lượng dầu đáng kể được thu hồi thêm từ mô hình ma trận với hệ số thu hồi 0,408, trong khi hệ số thu

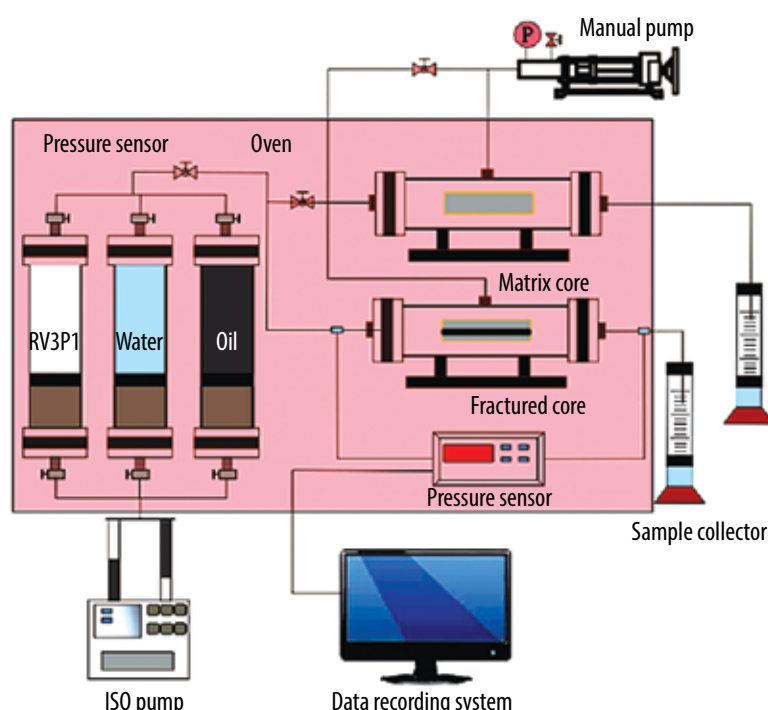
hồi của mô hình nứt nẻ gần như không thay đổi. Hiện tượng này chứng tỏ hóa phẩm đã tạo gel chọn lọc chủ yếu trong mô hình nứt nẻ, làm giảm độ thấm và phân phối lại dòng chảy sang mô hình ma trận, cải thiện hiệu suất quét dầu từ vùng chưa khai thác.

Thí nghiệm bổ sung trên riêng mô hình nứt nẻ cho thấy khi bơm nước với tốc độ 10 cm³/giờ, gradient áp suất tăng đột ngột lên 13,66 MPa/m, chứng tỏ khả năng cách ly hiệu quả của gel. Tuy nhiên, khi áp suất vượt ngưỡng chịu tải, gel bị phá vỡ và gradient áp suất giảm về mức 0,003 MPa/m.

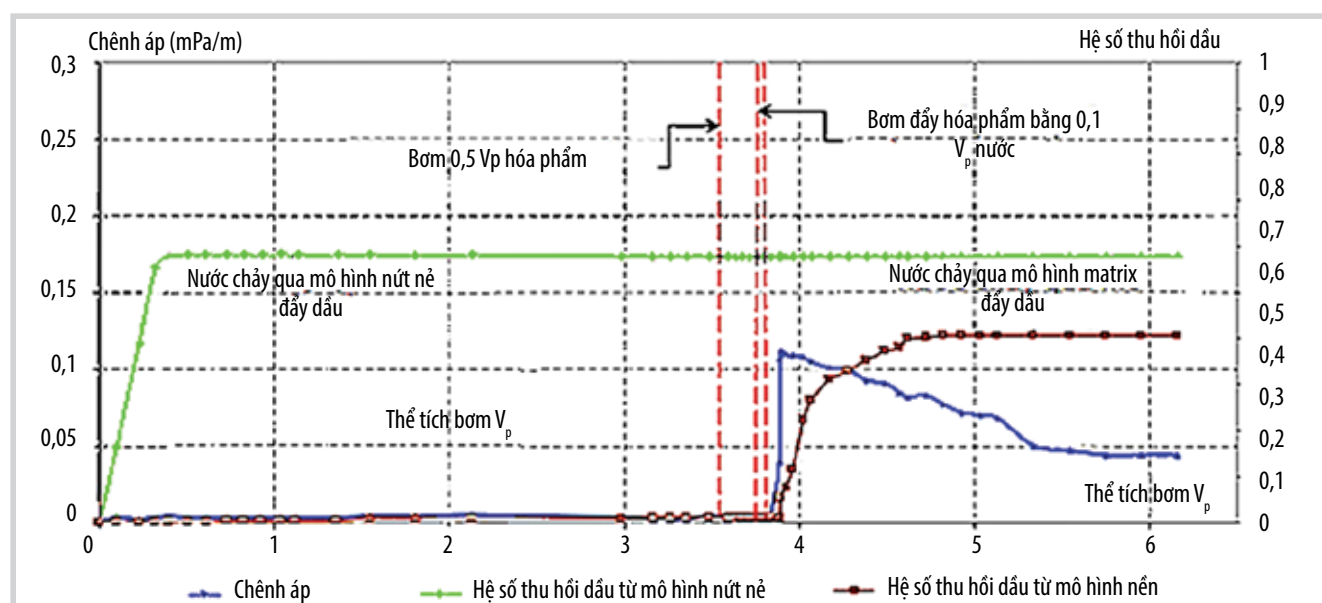
Kết quả nghiên cứu đánh giá các hệ hóa phẩm tạo gel cho thấy hệ hóa phẩm gốc muối nhôm sử dụng sản phẩm thương mại RV-3P-1 có đặc tính phù hợp nhất với điều kiện khai thác tại mỏ Tây Khosedayu. Dựa trên kết quả này, hệ hóa phẩm tạo gel gốc muối nhôm nồng độ 20% đã được lựa chọn cho thử nghiệm công nghiệp tại mỏ Tây Khosedayu với các thông số công nghệ được thiết kế dựa trên nghiên cứu chi tiết trong phòng thí nghiệm [3].

3. Tiêu chí lựa chọn đối tượng và quy trình triển khai pilot

Quy mô thử nghiệm công nghiệp với thể tích bơm ép lớn (trung bình 500 m³/giếng) đòi hỏi việc lựa chọn đối tượng và xây dựng quy



Hình 3. Sơ đồ mô hình thí nghiệm để đánh giá hiệu quả ngăn cách chọn lọc.



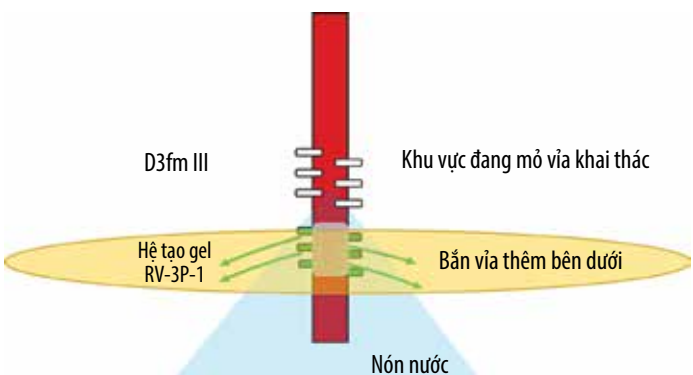
Hình 4. Thay đổi chênh áp và hệ số thu hồi dầu mô hình nứt nẻ và mô hình ma trận trong thử nghiệm hệ tạo gel RV-3P-1

trình thực hiện phải được nghiên cứu kỹ lưỡng để đảm bảo hiệu quả kinh tế - kỹ thuật. Trên cơ sở phân tích điều kiện địa chất và đặc điểm khai thác của mỏ Tây Khosedayu, các tiêu chí lựa chọn giếng được xác định như sau:

- Điều kiện khai thác:
- + Ưu tiên chọn các giếng có sản lượng khai thác dầu thấp dưới 25 tấn/ngày;
- + Ưu tiên các giếng có độ ngập nước cao trên 75%;
- + Có biểu hiện rõ ràng của hiện tượng nón nước, thể hiện qua đồ thị chẩn đoán nón nước với đặc điểm tăng đột biến về hàm lượng nước kèm theo tăng nhẹ về lưu lượng lỏng.
- Đặc điểm vỉa và cấu trúc địa chất:
- + Khai thác từ tầng D3fm-III;
- + Độ bất đồng nhất về độ thấm cao, thể hiện qua hệ số $C_v > 1$.

Ví dụ từ Bảng 2 hệ số bất đồng nhất về độ thấm cho thấy một số giếng có $C_v > 1$ phù hợp với tiêu chí lựa chọn giếng có thể áp dụng ngăn cách nước hiệu quả. Ngược lại, các giếng có $C_v < 1$ như giếng 3307 ($C_v = 0,83$) và giếng 3504_1 ($C_v = 0,82$) không phù hợp với tiêu chí đưa ra.

- Yêu cầu về kỹ thuật giếng:
- + Cấu trúc giếng có độ thẳng đứng tương đối;
- + Có khoảng không dưới khoảng mở vỉa cho dầu đang khai thác đủ để thực hiện công tác bơm vỉa bổ sung;
- + Chất lượng xi măng sau ống chống tốt để đảm bảo tính cách ly của các khoảng bơm ép;
- + Lát cắt địa chất ổn định, cho phép thực hiện các thao tác kỹ thuật an toàn.



Hình 5. Sơ đồ nguyên lý ngăn cách nước bằng hệ tạo gel RV-3P-1.

Bảng 2. Hệ số bất đồng nhất C_v của một số giếng mỏ Tây Khosedayu

Giếng	3803	3301	3602	3207	3401	3307	3504_1
C_v	1,43	5,61	1,89	2,02	1,34	0,83	0,82

Dựa trên các tiêu chí đánh giá nghiêm ngặt và hiện trạng khai thác thực tế tại mỏ, 30 giếng đã được lựa chọn để triển khai thử nghiệm theo thứ tự định trước. Việc lựa chọn hệ hóa phẩm phù hợp với đặc tính địa chất và lựa chọn chính xác đối tượng giếng cần xử lý là nền tảng quan trọng, tuy nhiên quy trình triển khai bơm ép cũng đóng vai trò then chốt quyết định hiệu quả xử lý cuối cùng. Quy trình sau đây đã được tối ưu hóa và chứng minh hiệu quả thông qua ứng dụng thực tế tại mỏ Tây Khosedayu.

Đầu tiên, bơm vỉa bổ sung tại vị trí nằm dưới khoảng mở vỉa hiện tại tạo kênh dẫn cho hóa phẩm thâm nhập vào vùng mục tiêu mà không ảnh hưởng đến vùng đỉnh nón còn khả năng cho dầu, tiếp theo xử lý acid cải thiện độ thấm vùng tiếp nhận và lắp đặt packer định vị chính xác để kiểm soát phân bố hóa phẩm. Sau khi bơm hóa phẩm và nước kỹ thuật, giai đoạn trám xi măng thực hiện 2 mục đích: tạo lớp ngăn cách vật lý ngăn gel tạo thành trong vỉa quay trở lại giếng trong quá trình khai thác và gia cố lớp xi măng ban đầu bị suy giảm do thời gian khai thác kéo dài. Cuối cùng, bơm vỉa lại các khoảng có tiềm năng cho dầu và xử lý acid lần thứ 2 với nồng độ phù hợp nhằm tối ưu hóa tính thấm vùng cận đáy giếng, kích hoạt các khoảng vỉa triển vọng và tạo điều kiện thuận lợi cho quá trình gọi dòng đưa giếng trở lại khai thác hiệu quả [5].

4. Kết quả thử nghiệm và đánh giá hiệu quả

Trong giai đoạn 2019 - 2023, công nghệ bơm ép hệ hóa phẩm tạo gel đã được triển khai thử nghiệm tại 30 giếng khai thác tại mỏ Tây Khosedayu, tỷ lệ thành công đạt 96,7%. Các giếng sau xử lý đều có sự cải thiện rõ rệt về chế độ khai thác, thể hiện qua 2 chỉ số chính là giảm đáng kể tỷ lệ nước trong sản phẩm và tăng sản lượng dầu. Trước khi xử lý, 30 giếng có tỷ lệ nước trung bình lên tới 86% (từ 73% đến 96%). Ngay sau khi áp dụng công nghệ ngăn cách, độ ngập nước trung bình giảm xuống còn 53% (dao động từ 20% đến 77%), đặc biệt một số giếng ghi nhận tỷ lệ giảm ấn tượng như giếng 3301 giảm từ 85% xuống 7%, giếng 3702 giảm từ 91% xuống 20%,... Kết quả này chứng tỏ hiệu quả của việc ngăn chặn dòng nước chủ yếu từ phía dưới đi lên qua các kênh nứt nẻ,

có độ thấm lớn - đóng vai trò các kênh dẫn nước chính tới giếng khai thác. Trong giai đoạn tiếp theo, độ ngập nước duy trì ở mức trung bình 70%, vẫn thấp hơn đáng kể so với trước khi xử lý, giúp kéo dài thời gian khai thác hiệu quả của các giếng.

Song song với việc kiểm soát nước, hiệu quả của công nghệ còn được thể hiện rõ nét qua sự gia tăng đáng kể về sản lượng dầu khai thác (Hình 6). Ngay sau khi xử lý, các giếng ghi nhận mức tăng sản lượng dầu trung bình 20,3 tấn/ngày/giếng, và đặc biệt duy trì được mức gia tăng ổn định 17 tấn/ngày/giếng trong giai đoạn tiếp theo đã cho thấy hiệu quả điều hướng dòng chảy và năng lượng vào sang khu vực có độ bão hòa dầu cao hơn sau khi các kênh nứt nẻ, có độ thấm cao dẫn nước tới giếng khai thác đã bị bít nhét bởi gel tạo ra. Sự gia tăng này là đáng kể bởi sản lượng dầu các giếng trước xử lý chỉ dao động từ 4 tấn/ngày đến 38 tấn/ngày và có độ ngập nước cao trên 75% thậm chí 90%. Tính đến ngày 7/8/2023, tổng sản lượng dầu gia tăng từ 30 giếng đã đạt 179.719 tấn. Với chi phí xử lý chỉ khoảng 25 - 30 triệu RUB/giếng (tương đương 280.000 - 330.000 USD/giếng), dự án đã mang lại lợi nhuận ròng 69,1 - 93,2 triệu USD và khẳng định hiệu quả kinh tế của công nghệ.

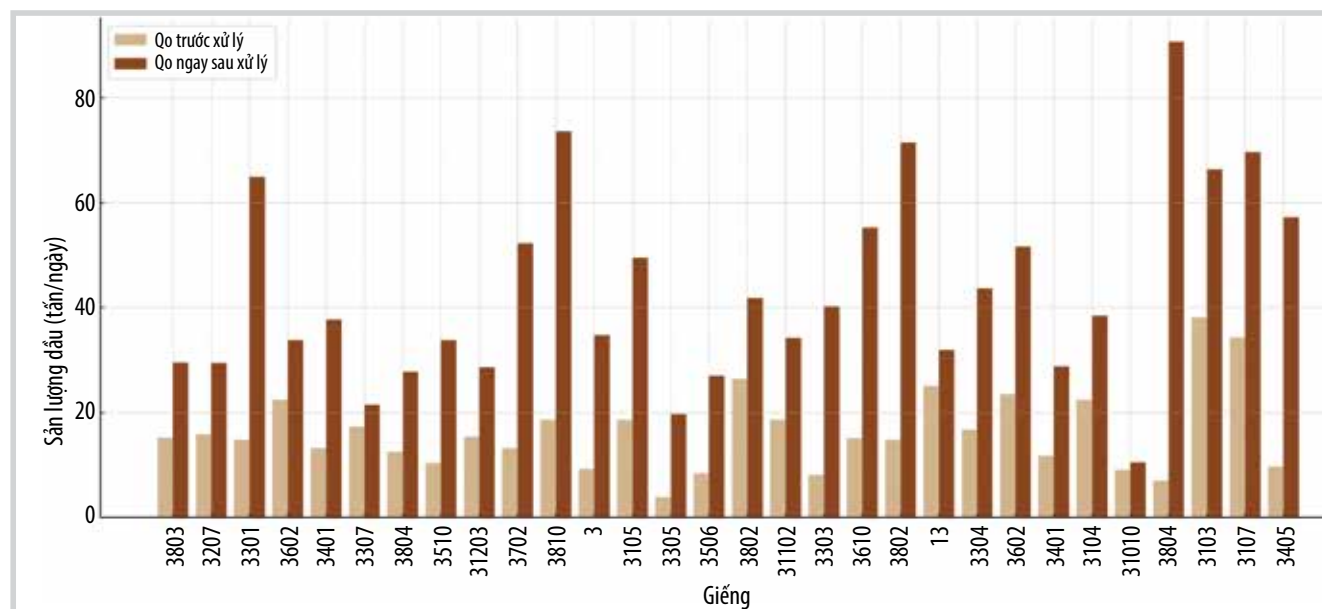
Giếng 3804_1 được chọn làm thử nghiệm cách ly nước chủ động do nằm trong vùng tầng chứa D3fm-III có độ bất đồng nhất cao về độ thấm ($C_v = 1,94$) và được khoan nhánh thay thế cho giếng chính 3804 đã bị ngập nước ở khu vực rìa mỏ. Khác với phương pháp xử lý thụ động sau khi độ ngập nước tăng cao, tại giếng này, hóa phẩm tạo gel được bơm ép ngay sau khi khoan nhằm tạo

màng chắn ngăn ngừa sự hình thành nón nước trước khi hiện tượng này xuất hiện. Kết quả theo dõi động thái khai thác cho thấy hiệu quả rõ rệt của biện pháp chủ động này với tỷ lệ nước duy trì ở mức 25% - thấp hơn đáng kể so với tỷ lệ 70 - 86% của các giếng mới khoan không được xử lý dự phòng, đồng thời đạt sản lượng dầu ổn định 90,6 tấn/ngày. So sánh với các giếng lân cận trong cùng điều kiện địa chất, kết quả này khẳng định hiệu quả của việc áp dụng công nghệ ngăn cách nước ngay từ giai đoạn đầu khai thác.

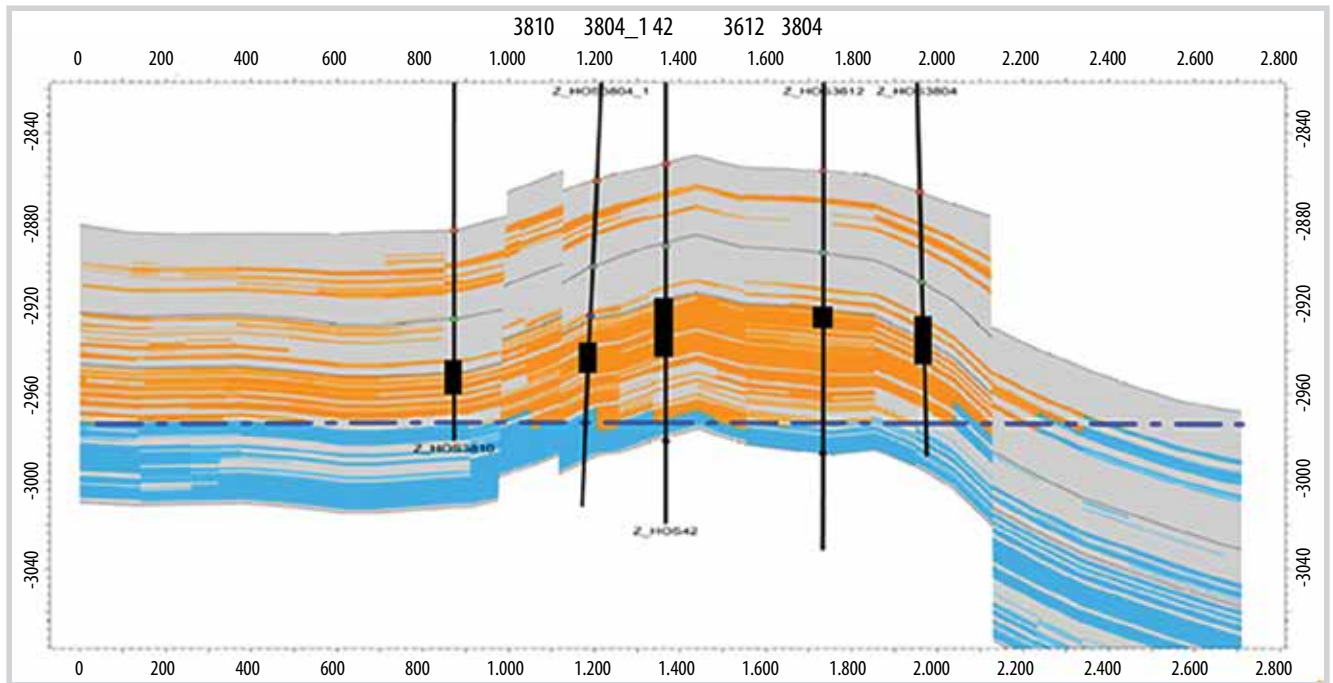
Dựa trên kết quả thử nghiệm, có thể khẳng định thành công của công nghệ phụ thuộc vào 3 yếu tố chính: (1) Tính phù hợp của hệ hóa phẩm tạo gel RV-3P-1 với điều kiện vỉa; (2) Độ chính xác trong việc lựa chọn đối tượng xử lý; và (3) Tuân thủ nghiêm ngặt quy trình kỹ thuật đã được nghiên cứu kỹ và tối ưu. Đặc biệt, việc bơm ép với thể tích lớn (trung bình 500 m³) đã tạo được vùng đệm ngăn cách đủ rộng để kiểm soát hiệu quả sự hình thành nón nước, lưới nước trong khi vị trí bơm ép trong giếng được lựa chọn hợp lý đã hạn chế tối đa ảnh hưởng đến các kênh dẫn dầu trong khoảng mở vỉa đang khai thác [5].

5. Các vấn đề cần khắc phục và giải pháp đề xuất

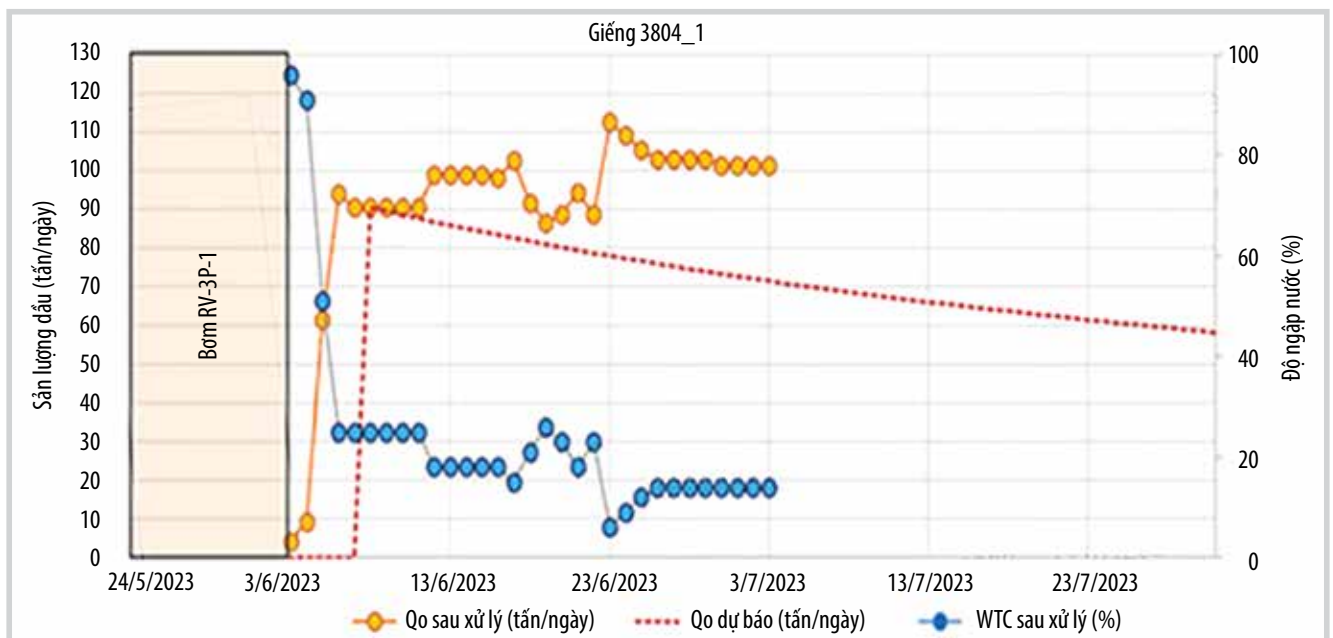
Qua quá trình triển khai thử nghiệm công nghệ ngăn cách nước tại 30 giếng, bên cạnh những kết quả tích cực đã đạt được, một số vấn đề kỹ thuật đã được phát hiện và cần có giải pháp khắc phục phù hợp. Trước hết là hiện tượng đóng cặn được ghi nhận tại 2 giếng sau khi xử lý bằng hệ hóa phẩm tạo gel gốc muối nhôm. Cụ thể, cặn muối hình thành với cường độ cao trên các bộ phận làm việc của thiết



Hình 6. So sánh sản lượng dầu trước và sau xử lý ngăn cách nước.



Hình 7. Mặt cắt địa chất qua các giếng 3810, 3804, 42, 3612 và 3804_1.



Hình 8. Động thái khai thác trong thử nghiệm ngăn cách nước chủ động tại 3804_1.

bị bơm chìm. Hiện tượng đóng cặn này không chỉ ảnh hưởng đến hiệu suất hoạt động của bơm mà còn tiềm ẩn nguy cơ làm giảm hiệu quả khai thác lâu dài, đòi hỏi cần có quy trình xử lý và phòng ngừa đồng bộ trong quá trình triển khai công nghệ tại các giếng tiếp theo.

Để giải quyết vấn đề này, cần áp dụng đồng bộ các giải pháp: (i) Bổ sung chất ức chế cặn vào hệ hóa phẩm tạo gel, (ii) Tối ưu hóa chế độ khai thác để giảm thiểu điều kiện hình thành cặn và (iii) Định kỳ xử lý bằng dung dịch hòa tan cặn với tần suất phù hợp.

Hạn chế thứ 2 liên quan đến sự khác biệt giữa điều kiện phòng thí nghiệm và môi trường vỉa thực tế. Thử nghiệm trên các mô hình vỉa song song với lượng bơm 0,5 thể tích lỗ rỗng cho thấy hệ hóa phẩm có xu hướng ưu tiên thâm nhập vào các vùng nứt nẻ có độ thấm cao. Tuy nhiên, trong điều kiện vận hành thực tế, đặc biệt tại vùng cận đáy giếng, mỗi đơn vị thể tích của vỉa sẽ có lượng hóa phẩm chảy qua có thể lên đến hàng nghìn lần thể tích lỗ rỗng, đòi hỏi phải đánh giá kỹ lưỡng hơn về tương tác giữa hệ hóa phẩm với phần đá nền. Bên cạnh đó, thời gian gel hóa có thể có sai khác nhất định so với kết quả trong phòng

thí nghiệm. Đây là thông số đóng vai trò quyết định trong việc xác định thời điểm dừng bơm ép và chuyển sang giai đoạn đẩy gel vào vỉa. Vì vậy, cần có hệ thống giám sát chặt chẽ và khả năng điều chỉnh linh hoạt các thông số công nghệ trong quá trình triển khai. Đáng lưu ý, hiệu quả ngăn cách nước tại các giếng chỉ duy trì trong khoảng 1 năm, do đó cần nghiên cứu chuyên sâu về độ bền của gel trong điều kiện vỉa thực tế, nhằm xác định rõ nguyên nhân do gel bị phân hủy hay do sự hình thành các đường dẫn nước mới, từ đó đề xuất giải pháp cải thiện phù hợp.

Từ kinh nghiệm triển khai công nghệ ngăn cách nước tại 30 giếng, cùng với các vấn đề kỹ thuật đã được ghi nhận, việc mở rộng áp dụng công nghệ trong thời gian tới cần tập trung vào 2 hướng chính. Để nâng cao hiệu quả xử lý thông qua việc hoàn thiện quy trình và tối ưu hóa các thông số công nghệ, cần xây dựng quy trình phòng ngừa và xử lý hiện tượng đóng cặn; nghiên cứu nâng cao hiệu quả và giảm thiểu chi phí hóa phẩm; cải thiện độ bền của gel trong điều kiện vỉa thực tế; đồng thời hoàn thiện hệ thống giám sát quá trình bơm ép. Mở rộng phạm vi áp dụng công nghệ sang biện pháp ngăn cách nước chủ động cho các giếng khoan mới, dựa trên kết quả thành công từ giếng 3804_1. Những định hướng này không chỉ góp phần nâng cao hiệu quả của công nghệ mà còn mở rộng phạm vi ứng dụng, đặc biệt trong điều kiện phát triển mỏ hiện nay [5].



Hình 12. Cặn muối bám trên thân giếng và mẫu cặn thu thập được.

6. Đánh giá khả năng áp dụng hệ hóa phẩm tạo gel ngăn cách nước cho các mỏ trong nước

Thành phần chính của hệ hóa phẩm tạo gel gốc muối nhôm RV-3P-1 tương tự như hệ hóa phẩm tạo gel Galka (ГАЛКА) đã được phát triển từ những năm 90 của thế kỷ XX bởi nhóm nghiên cứu của Viện Hóa vô cơ thuộc Chi nhánh Siberia của Viện Hàn lâm Khoa học Liên bang Nga dưới sự chỉ đạo của giáo sư Altunina L.K. Dựa trên cơ chế tạo gel từ hệ muối nhôm - urea - nước, công nghệ này có khả năng tạo ra trực tiếp trong vỉa gel vô cơ nhôm hydroxide và khí carbon dioxide. Trước khi thử nghiệm tại mỏ Tây Khosedayu, công nghệ sử dụng hệ hóa phẩm tạo gel gốc muối nhôm đã được ứng dụng thành công tại một số mỏ ở Liên bang Nga và Trung Quốc [6].

Tại Việt Nam, hệ hóa phẩm tạo gel Galka đã được thử nghiệm rất sớm tại tầng Miocene dưới của mỏ Bạch Hổ với mục đích kép: giảm độ ngập nước và tối ưu hóa dòng bơm ép. Phương pháp này được thực hiện bằng cách đẩy hệ hóa phẩm tạo gel thâm nhập sâu vào vỉa qua giếng bơm ép. Khi gel hình thành trong vỉa (khu vực giữa giếng bơm ép và khai thác) sẽ bít nhét các kênh dẫn có độ thấm cao đã hình thành lưới nước với độ bão hòa dầu thấp do quá trình khai thác bằng bơm ép nước với cường độ cao trước đó. Qua đó, dòng nước bơm ép phía sau sẽ được điều hướng sang các khu vực có độ thấm thấp hơn nằm xen kẽ các lưới nước hoặc xa hơn với độ bão hòa dầu cao hơn, giúp nâng cao hiệu quả quét đẩy dầu đến giếng khai thác, đồng thời làm giảm tỷ lệ nước trong lưu thể khai thác. Thử nghiệm đầu tiên được thực hiện tại giếng bơm ép 202 vào ngày 19/10/1996 được đánh giá là thành công với mức gia tăng sản lượng dầu 29 tấn/ngày. Sau hơn 3 năm, vào ngày 3/11/1999, thử nghiệm lần thứ hai được thực hiện tại giếng 202 nhưng ghi nhận không đạt hiệu quả. Sự khác biệt về hiệu quả áp dụng hệ hóa phẩm tạo gel tại Miocene dưới mỏ Bạch Hổ và Tây Khosedayu có thể được giải thích bởi nhiều yếu tố kỹ thuật, trong đó điều kiện địa chất vỉa và khai thác đóng vai trò quyết định:

- Nhiệt độ vỉa cao ($> 80^{\circ}\text{C}$) và độ mặn cao tại Bạch Hổ so với $65 - 70^{\circ}\text{C}$ tại Tây Khosedayu ảnh hưởng đến động học gel hóa;
- Đặc điểm thạch học và mức độ bất đồng nhất độ thấm khác biệt giữa 2 mỏ;
- Quy mô xử lý khác nhau: giếng bơm ép cần thể tích lớn hơn để tác động đến nhiều giếng khai thác liên thông;
- Yêu cầu về thời gian gel hóa khác nhau - giếng bơm ép cần thời gian dài để thâm nhập xa, giếng khai thác cần tối ưu để vừa đủ thâm nhập vùng cận đáy mà không tăng chi phí dừng giếng hay gây khó khăn bơm ép.

Ngoài Miocene dưới, tại tầng móng của mỏ Bạch Hổ cũng

đã được thử nghiệm ngăn cách nước bằng hệ hóa phẩm tạo gel. Hai đợt thử nghiệm được tiến hành tại các giếng khai thác 904 và 902 lần lượt vào ngày 16 và 21/11/1999, sử dụng hỗn hợp Galka và Metka (một dòng hóa phẩm ngăn cách nước khác cũng được phát triển bởi nhóm nghiên cứu của giáo sư Altunina). Tuy nhiên, cả 2 đợt thử nghiệm này đều thất bại, khiến các giếng 904 và 902 đang có sản lượng lần lượt là 132 tấn/ngày và 110 tấn/ngày mất hoàn toàn sản lượng. Phân tích kỹ thuật cho thấy nguyên nhân thất bại tại móng Bạch Hổ là do sự kết hợp của nhiều yếu tố bất lợi như:

- Vị trí bơm không phù hợp: Bơm vào vùng mở vỉa gần đỉnh nón nước ảnh hưởng trực tiếp đến vùng sản phẩm;
- Điều kiện địa hóa bất lợi: Nhiệt độ vỉa 140 - 150°C và độ khoáng hóa cao làm gel hóa quá nhanh, hạn chế khả năng bơm và không thể thực hiện bơm nước đẩy;
- Đặc điểm thạch học bất lợi: Tầng móng có đá nguyên khối gần như không thấm, dẫn dòng chỉ qua nứt nẻ thứ sinh - khi gel bít nhét các kênh nứt nẻ (kênh dẫn duy nhất) khiến giếng mất hoàn toàn khả năng khai thác;
- Thiếu kỹ thuật tối ưu: Không áp dụng kỹ thuật bắn vỉa bên dưới khoảng mở vỉa và hệ thống packer cách ly như tại Tây Khosedayu;
- Gel tạo thành sai vị trí: Bít nhét ngay tại vùng cận đáy giếng và đáy giếng khai thác, ảnh hưởng trực tiếp đến khả năng gọi dòng khai thác trở lại.

Qua phân tích các thử nghiệm tại Miocene dưới và tầng móng mỏ Bạch Hổ, việc áp dụng hệ hóa phẩm tạo gel tại các mỏ Việt Nam gặp nhiều thách thức đáng kể so với mỏ Tây Khosedayu do sự khác biệt về điều kiện khai thác, địa chất và đặc tính vỉa chứa:

- Điều kiện địa chất bất lợi: Nhiệt độ vỉa cao hơn nhiều và độ mặn nước vỉa tăng do bơm ép nước biển lâu ngày ảnh hưởng động học gel hóa;
- Đặc tính dầu vỉa khác biệt: Dầu các mỏ trong nước có độ nhớt thấp hơn (thường dưới 5cP so với tại Tây Khosedayu 12cP) làm giảm nguy cơ nước thâm nhập dưới dạng kênh dẫn ưu tiên và nón nước;
- Thạch học vỉa chứa khác biệt: Vỉa cát kết có bề mặt giàu thạch anh thể hiện tính acid yếu, khác hoàn toàn môi trường bazơ của vỉa carbonate;
- Phân bố độ thấm không thuận lợi: Độ thấm phân bố tương đối đồng đều trong cát kết, khác với carbonate có nứt nẻ độ thấm cao không đồng nhất, làm phức tạp việc bít nhét chọn lọc;

- Thách thức triển khai ngoài khơi: Hạn chế vận chuyển vật tư, thiếu nguồn nước ngọt chất lượng cao, không gian làm việc hạn hẹp trên giàn khoan;

- Yêu cầu tích hợp phức tạp: Cần đồng bộ các hoạt động kỹ thuật như bắn vỉa bổ sung, lắp packer, xử lý acid và trám xi măng trong điều kiện ngoài khơi.

Sự kết hợp của các yếu tố này tạo ra ảnh hưởng trực tiếp đến tính khả thi kỹ thuật và hiệu quả kinh tế của dự án xử lý.

7. Kết luận và kiến nghị

Thử nghiệm công nghiệp tại 30 giếng thuộc vỉa carbonate nứt nẻ D3fm-III mỏ Tây Khosedayu (2019 - 2023) đã chứng minh thành công của công nghệ ngăn cách nước sử dụng hệ hóa phẩm do VNIlneft nghiên cứu và Rusvietpetro triển khai. Sau xử lý hầu hết các giếng đều giảm độ ngập nước và tăng sản lượng dầu với tổng sản lượng dầu đạt 179.719 tấn, mang lại lợi nhuận ròng 69,1 - 93,2 triệu USD.

Trong năm 2024, Rusvietpetro đã xử lý thêm 9 giếng mới và lên kế hoạch cho 8 giếng trong năm 2025. Trong suốt quá trình này, hệ hóa phẩm cũng như công nghệ triển khai thực địa đã không ngừng được hoàn thiện. Ba yếu tố then chốt đã mang lại thành công bao gồm: (1) phát triển và lựa chọn hệ hóa phẩm tạo gel với đặc tính phù hợp cho vỉa carbonate nứt nẻ, (2) xây dựng tiêu chí khoa học xác định chính xác đối tượng cần xử lý, và (3) tối ưu hóa quy trình kỹ thuật triển khai thực địa. Đặc biệt, việc ngăn cách nước chủ động thành công tại giếng 3804_1 đã mở ra triển vọng phòng ngừa sớm hiện tượng nón nước trong các giếng khoan mới.

Tuy nhiên, việc kế thừa và áp dụng công nghệ này cho các mỏ trong nước không hề đơn giản. Những thử nghiệm trước đây tại Miocene dưới và tầng móng mỏ Bạch Hổ đã cho thấy những thách thức xuất phát từ sự khác biệt về điều kiện địa chất và khai thác. Đặc biệt, triển khai tại các mỏ ngoài khơi như ở Việt Nam sẽ phức tạp và tốn kém hơn do phải thực hiện thêm nhiều công tác kỹ thuật như bắn vỉa bổ sung, xử lý acid, và trám lại xi măng...

Để có thể áp dụng hiệu quả công nghệ ngăn cách nước cho các mỏ trong nước, cần tập trung nghiên cứu xác định chính xác cơ chế nước thâm nhập vào giếng khai thác, lựa chọn hệ hóa phẩm phù hợp với từng đối tượng cụ thể, và xây dựng quy trình công nghệ tổng thể đảm bảo tính khả thi phù hợp với điều kiện ngoài khơi Việt Nam. Đây là bài toán phức tạp đòi hỏi sự đầu tư nghiên cứu nghiêm túc, tiếp cận đa ngành và kiểm chứng thực

tiền, nhưng cũng là hướng đi đúng đắn, cần thiết để nâng cao hiệu quả khai thác và kéo dài tuổi thọ các mỏ dầu đang ở giai đoạn cuối.

Tài liệu tham khảo

[1] Phan Vũ Anh, Trần Xuân Quý, Hoàng Long, Ngô Hồng Anh, Cù Thị Việt Nga, Nguyễn Thị Thu Hương, Trần Đăng Tú, Lê Đình Lăng, Nguyễn Hùng Anh, và Mai Thế Quyền, "Nghiên cứu ứng dụng hệ hóa phẩm hạn chế thâm nhập nước vào giếng khai thác cho các khu vực có nhiều vỉa mỏng xen kẽ", *Tạp chí Dầu khí*, Số 1, trang 41 - 48, 2020.

[2] H. Yonebayashi, M. Abe, V. Sergeev, J. Furuno, S. Murakami, T. Sonoda, T. Hiraiwa, M. Suzuki, R. Arief, K. Zahaf, and M. Al Ameri, "Selective and reversible water shut-off technology based on emulsion system with nanoparticles for low to high permeabilities carbonate reservoirs at HTHS condition", *ADIPEC, Abu Dhabi, UAE*, 2 - 5 October 2023. DOI: 10.2118/216252-MS.

[3] VNIlneft, "Selection of chemical compositions and technologies for selective isolation and bottom water isolation (creation of water screens) at Central Khoreyver Uplift fields", Research report, A.P. Krylov All-Russian Oil and Gas Research Institute, Moscow, Russia, 2023.

[4] Robert D. Sydansk and Perry A. Argabright, *Conformance improvement in a subterranean hydrocarbon-bearing formation using a polymergel*, US4683949A, 1987.

[5] JV Rusvietpetro LLC, "Experience of large-volume repair and insulation works to reduce water inflow in production wells at JV Rusvietpetro LLC", *Technical meeting on chemical water shutoff echnologies, Moscow, Russia, August 2023*.

[6] L.K. Altunina, A.A. Bokserman, V.A. Kuvshinov, and V. V. Polkovnikov, "Inorganic gels for enhanced oil recovery at high temperature", *Geological Society, London, Special Publication*, Volume 84, pp. 219 - 223, 1995. DOI: 10.1144/GSL.SP.1995.084.01.22.

EVALUATION OF FIELD TRIALS OF AN IN-SITU GEL-FORMING CHEMICAL SYSTEM FOR WATER SHUT-OFF IN PRODUCTION WELLS AT THE WEST-KHOSEDAYU FIELD AND IT'S APPLICATION POTENTIAL IN VIETNAM

Nguyen Tri Dung¹, Pham Khac Dat¹, D.M. Ponomarenko¹, Nguyen Tien Thinh¹, M.G. Kubrack¹, Nguyen Anh Tu¹, A.V. Fomkin², I.V. Tkachev², A.N. Stepanov², Phan Vu Anh³, Nguyen Minh Quy³, Pham Truong Giang³, Tran Xuan Quy³, Le Thi Thu Huong³, Hoang Long³, Le The Hung³, Hoang Linh³, Luu Dinh Tung³, Doan Van Thuan³, Ho Nam Chung⁴, Nguyen Quoc Dung⁴, Nguyen The Dung⁴, Nguyen Hoang⁴

¹Rusvietpetro

²VNIlneft

³Vietnam Petroleum Institute (VPI)

⁴Vietsovetro Joint Venture (Vietsovetro)

Email: anhpv@vpi.pvn.vn

Summary

This paper presents the research results and field trials of an in-situ gel-forming chemical system for water shut-off conducted at the West-Khosedayu field. The research was carried out by VNIlneft and field trials were implemented by Rusvietpetro Joint Venture Company. During the research phase, VNIlneft selected and optimized a chemical system with a gelation time of up to 70 - 80 hours at reservoir temperature, specifically suitable for selective plugging of high-permeability channels that serve as primary water conduits in fractured carbonate formations. Based on these research outcomes, during the period of 2019 - 2023, Rusvietpetro conducted 30 field trials in the D3fm-III reservoir, achieving a success rate of 96.7%. Each well was injected with an average of 500 m³ of chemicals into the zone below the open-hole interval. Results showed that average water cut decreased from 86% to 70%, oil production increased by an average of 20.3 tons/day/well immediately after treatment and sustained at 17 tons/day/well thereafter. The cumulative incremental oil production reached 179,719 tons. The success of this technology was attributed to three key factors: (i) development and selection of a gel-forming chemical system with properties tailored to reservoir conditions, (ii) accurate identification of target zones/wells based on geological and production criteria, and (iii) optimization of the injection and well treatment procedures.

Key words: Water shutoff, gel system, fractured carbonate reservoir, West-Khosedayu field.