

NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ, LỰA CHỌN VÀ CHẾ TẠO HỆ HÓA PHẨM VPI SP ĐỂ ÁP DỤNG THỬ NGHIỆM CÔNG NGHIỆP NHẪM NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU CHO MỎ DẦU TẠI BỂ CỬU LONG, THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Hoàng Long, Nguyễn Minh Quý, Phạm Trường Giang, Phan Vũ Anh, Lê Thị Thu Hương

Cù Thị Việt Nga, Trần Thanh Phương, Đinh Đức Huy, Lê Thế Hùng

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: longh@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.11-02>

Tóm tắt

Viện Dầu khí Việt Nam đang triển khai thực hiện cụm nhiệm vụ cấp Quốc gia "Nghiên cứu, đánh giá, lựa chọn và xây dựng chương trình thử nghiệm, áp dụng công nghiệp các biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng trầm tích lục nguyên của các mỏ dầu tại bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam". Các nghiên cứu đánh giá chi tiết đã được tiến hành, từ đặc trưng địa chất, công nghệ mỏ, khai thác đến cơ chế nâng cao hệ số thu hồi dầu để xây dựng các tiêu chí kỹ thuật cho quá trình chế tạo, đánh giá hiệu quả hệ hóa phẩm tối ưu quy mô phòng thí nghiệm, xây dựng kịch bản khai thác và bơm ép nhằm tối ưu hóa phương án triển khai cũng như đánh giá hiệu quả gia tăng hệ số thu hồi dầu trên mô hình mô phỏng khai thác, tiến hành sản xuất ở quy mô pilot và triển khai áp dụng thử nghiệm công nghiệp trên phạm vi mỏ cho đối tượng trầm tích, bể Cửu Long.

Nội dung bài báo trình bày các kết quả nghiên cứu đánh giá, lựa chọn và chế tạo thành công hệ hóa phẩm VPI SP dựa trên cơ chế tổ hợp của các chất hoạt động bề mặt anion - không ion kết hợp đồng thời với polymer đảm bảo đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật khắc nghiệt của các mỏ dầu ở Việt Nam như chịu được nhiệt độ cao, áp suất cao, khoáng hóa cao, giảm sức căng bề mặt xuống rất thấp, tạo hệ vi nhũ tương tối ưu, hấp phụ lên đá vữa thấp, giảm bảo hòa dầu dư trong vữa. Kết quả nghiên cứu đánh giá hiệu quả gia tăng thu hồi dầu trên mẫu vữa thực tế của trầm tích Miocene cho kết quả gia tăng lên đến trên 21%. Hệ hóa phẩm VPI SP đã được Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đưa vào kế hoạch triển khai thử nghiệm quy mô công nghiệp trên phạm vi mỏ Bạch Hổ và các mỏ dầu đang khai thác thuộc trầm tích bể Cửu Long.

Từ khóa: Nâng cao hệ số thu hồi dầu, bơm ép hóa phẩm, chất hoạt động bề mặt kết hợp polymer, giảm bảo hòa dầu dư trong vữa, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Trong những năm gần đây, sản lượng khai thác dầu khí ở Việt Nam đang có xu hướng suy giảm mạnh do một số mỏ lớn như Bạch Hổ, Rồng Đông, Sư Tử Đen... đều đang đi vào giai đoạn khai thác cuối đời mỏ. Số lượng các mỏ mới được phát hiện đa phần là các mỏ nhỏ, cận biên với trữ lượng dầu khí thu hồi nhỏ, điều kiện khai thác khó khăn dẫn đến khó có thể duy trì được sản lượng khai thác như hiện tại. Kết quả đánh giá dự báo khai thác cho các mỏ dầu cho thấy sản lượng đã đi vào giai đoạn suy giảm nhanh, đến sau năm 2024 chỉ còn 10 triệu tấn/năm và đến

năm 2035 là dưới 2 triệu tấn/năm. Các nghiên cứu cho thấy các phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) được áp dụng trên phạm vi mỏ có thể mang lại hiệu quả nâng cao hệ số thu hồi đạt từ 1 - 5% trên trữ lượng dầu khí tại chỗ và tổng sản lượng dầu gia tăng có thể đạt từ 50 - 150 triệu thùng, góp phần mang lại hiệu quả lớn về kinh tế cũng như tối ưu khai thác nguồn tài nguyên [1]. Do đó, việc áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu để duy trì sản lượng trên các mỏ đang khai thác của đối tượng trầm tích thuộc bể Cửu Long là vấn đề hết sức cấp bách hiện nay.

Nghiên cứu đánh giá các mỏ dầu đang khai thác trong đối tượng trầm tích Miocene, bể Cửu Long và cơ chế EOR đã khẳng định phương pháp bơm ép khí và bơm ép hóa



Ngày nhận bài: 11/10/2021. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 11/10 - 4/11/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 4/11/2021.

phẩm vào vỉa chứa để gia tăng sản lượng và nâng cao hệ số thu hồi dầu là các phương pháp phù hợp nhất [2]. Tuy nhiên, thách thức lớn nhất khi áp dụng các phương pháp EOR cho các mỏ khai thác trong đối tượng trầm tích bể Cửu Long là do điều kiện khai thác trong môi trường biển sâu, xa bờ, độ sâu khai thác lớn (đến hơn 4.300 m), đặc biệt có cấu trúc địa chất phức tạp với nhiều đứt gãy, các vỉa sản phẩm bị chia cắt bởi rất nhiều thân cát nhỏ xen kẽ, tính bất đồng nhất cao, giếng khai thác điều kiện nhiệt độ cao - áp suất cao (từ 75 - 130 °C), hệ chất lưu vỉa có các đặc tính lý hóa đặc biệt như nước vỉa có nồng độ khoáng hóa lớn (khoảng 10.000 - 38.000 ppm), nhiều paraffin, asphaltene và nhựa... dẫn đến quá trình áp dụng các phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu thông dụng trên thế giới gặp nhiều khó khăn [3, 4]. Kết quả nghiên cứu trước đây cho thấy tính phức tạp và chứa nhiều rủi ro khi áp dụng. Giải pháp bơm ép khí sẽ gặp nhiều thách thức lớn hơn so với giải pháp bơm ép hóa phẩm về tính hiệu quả kinh tế do các hạn chế về chi phí đầu tư lớn cho hệ thống thiết bị nén khí trên giàn, hệ thống đường ống dẫn khí nội mỏ đến đầu giếng bơm ép, đặc biệt là nguồn khí để cung cấp lâu dài sử dụng cho bơm ép [5, 6]. Đa số các mỏ dầu thuộc trầm tích bể Cửu Long đều khó có khả năng đáp ứng các yêu cầu về nguồn khí bơm ép và hiệu quả kinh tế nếu đầu tư toàn bộ cơ sở hạ tầng cho giải pháp bơm ép khí, trừ một số mỏ có trữ lượng dầu khí thu hồi còn lại rất lớn. Trong khi đó, cùng với sự phát triển khoa học công nghệ hiện nay, các hóa phẩm EOR đã được chế tạo có khả năng chịu được nhiệt độ lên đến 140 °C nên giải pháp bơm ép hóa phẩm đã được áp dụng cho các mỏ có nhiệt độ cao, áp suất cao, tính chất vỉa phức tạp như các mỏ dầu đang khai thác tại trầm tích bể Cửu Long [7]. Đa số các mỏ dầu đang khai thác ở Việt Nam đều có hệ thống bơm ép nước nên có thể kết hợp đồng thời với giải pháp bơm ép hóa phẩm để nâng cao hệ số thu hồi dầu. Ngoài ra, giải pháp

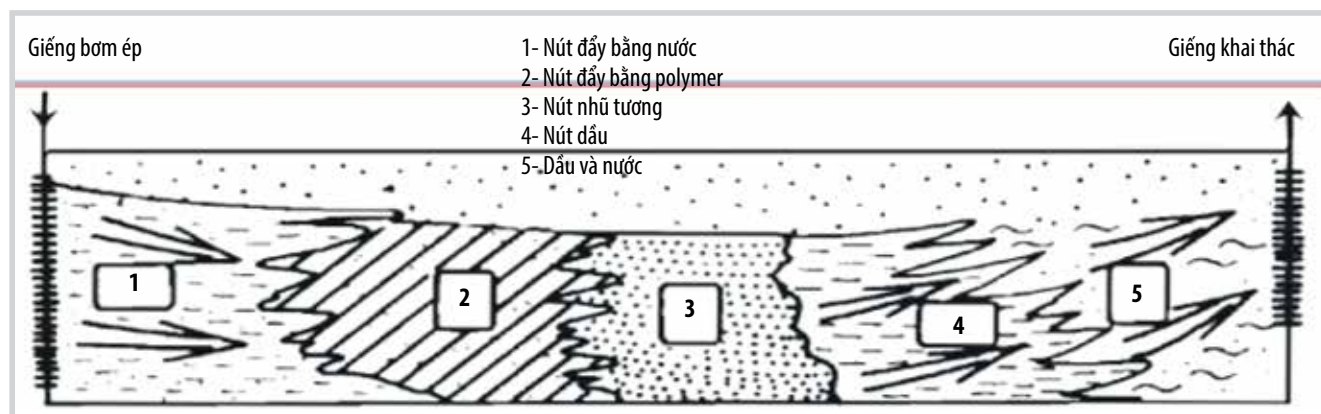
bơm ép hóa phẩm có thể áp dụng trong phạm vi nhỏ, đặc biệt là các khối đứt gãy không liên thông hoặc khu vực có sẵn hệ thống bơm ép nước để có thể tối thiểu chi phí đầu tư, cải hoán hệ thống thiết bị. Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã thực hiện nghiên cứu chế tạo thành công hệ hóa phẩm dựa trên cơ chế tổ hợp của các chất hoạt động bề mặt anion - không ion kết hợp đồng thời với polymer (SP) để áp dụng cho các mỏ dầu với các tính năng vượt trội nhằm nâng cao hệ số thu hồi cho các mỏ dầu thuộc trầm tích bể Cửu Long. Hệ hóa phẩm VPI SP được chế tạo với quy mô công nghiệp đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật và khối lượng để triển khai áp dụng thử nghiệm trên phạm vi mỏ thực tế ở một khu vực thuộc đối tượng trầm tích Miocene mỏ Bạch Hổ, bể Cửu Long.

2. Cơ sở lý thuyết nghiên cứu lựa chọn và chế tạo hóa phẩm

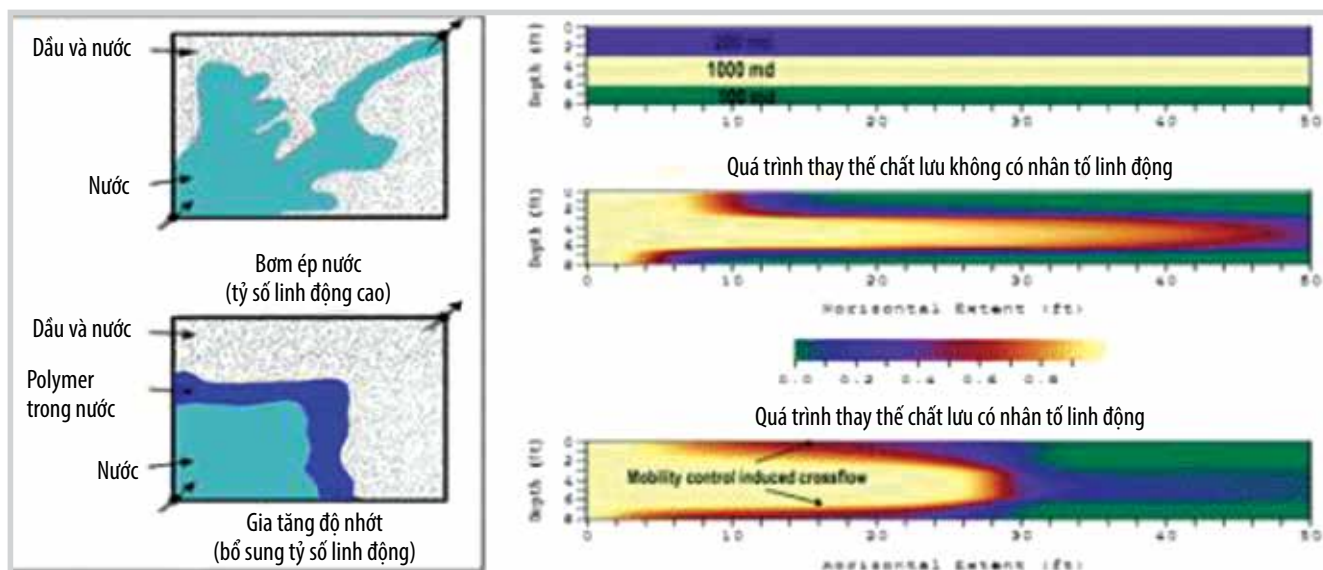
Kết quả các nghiên cứu đánh giá chi tiết Miocene mỏ Bạch Hổ nói riêng, trầm tích bể Cửu Long nói chung đã chứng minh việc bơm ép hóa phẩm kết hợp với quá trình bơm ép nước theo cơ chế bơm ép dạng nút là phù hợp với đặc trưng vỉa chứa và điều kiện khai thác thực tế hiện nay của các mỏ dầu đang khai thác. Trong đó, giải pháp bơm ép hóa phẩm tổ hợp chất hoạt động bề mặt kết hợp polymer (SP) đã được phân tích và xếp hạng là giải pháp tối ưu nhất [2].

2.1. Cơ chế của giải pháp bơm ép tổ hợp chất hoạt động bề mặt kết hợp polymer

Cơ chế nâng cao hệ số thu hồi của giải pháp SP dựa trên hai nguyên lý chính là gia tăng hệ số đẩy và hệ số quét trong vỉa chứa để giảm độ bão hòa dầu dư và tăng lượng dầu dịch chuyển đến giếng khai thác nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu tại giếng khai thác và mỏ áp dụng (Hình 1) [6].



Hình 1. Cơ chế EOR của hệ hóa phẩm SP.

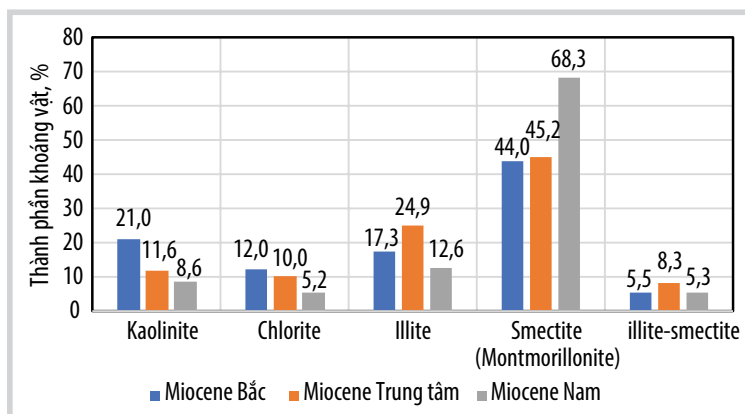


Hình 2. Tỷ lệ linh động của polymer và cơ chế tăng hệ số quét của hệ hóa phẩm SP.

Hệ số đẩy phụ thuộc vào dòng chảy trong lỗ rỗng theo cơ chế vi mô, đây là cơ chế chủ đạo của chất hoạt động bề mặt. Chất hoạt động bề mặt làm giảm sức căng giữa bề mặt (IFT) giữa các hệ chất lưu, chất lưu với đá vữa và thay đổi tính dính ướt của đá vữa chứa dầu. Chất hoạt động bề mặt giảm sức căng bề mặt làm tăng áp suất riêng phần, giảm áp suất mao dẫn cho phép chất bơm ép có thể đẩy được lượng dầu mắc kẹt trong lỗ rỗng hoặc do lưới nước của quá trình bơm ép nước tạo ra [1, 3]. Hệ vi nhũ tương dầu-nước được tạo bởi tác động của chất hoạt động bề mặt trong vỉa chứa cũng làm gia tăng hệ số quét đến những vùng trước đó phương pháp bơm ép nước chưa quét đến được. Chất polymer được lựa chọn và sử dụng đồng thời cùng tổ hợp chất hoạt động bề mặt để gia tăng hệ số quét của chất lưu bơm ép cũng như hạn chế độ linh động của chất hoạt động bề mặt trong vỉa chứa (Hình 2).

2.2. Đặc trưng mỏ và xây dựng các tiêu chí để chế tạo hóa phẩm

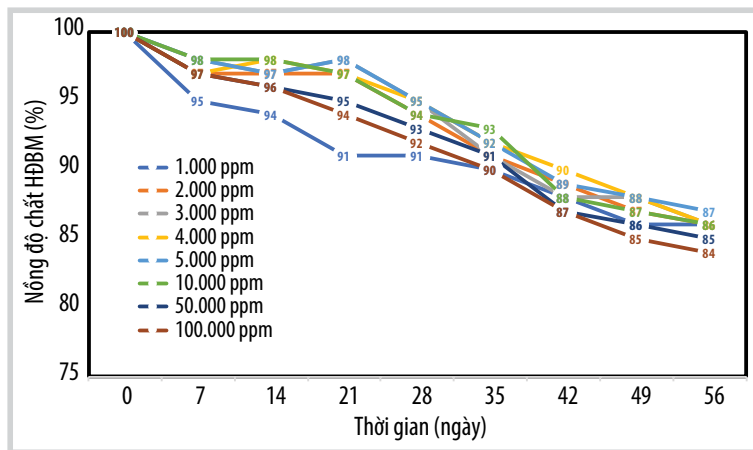
Để có thể áp dụng thành công giải pháp bơm ép hóa phẩm trên điều kiện mỏ thực tế của đối tượng Miocene mỏ Bạch Hổ nói riêng, trầm tích bể Cửu Long nói chung cần phải khắc phục các yếu tố ảnh hưởng chính như hệ hóa phẩm phải chịu được nhiệt độ vỉa cao, thành phần thạch học có hàm lượng sét với các khoáng vật gây hấp phụ hóa phẩm, nước vỉa/nước bơm ép có tổng độ khoáng hóa và độ mặn cao gây giảm



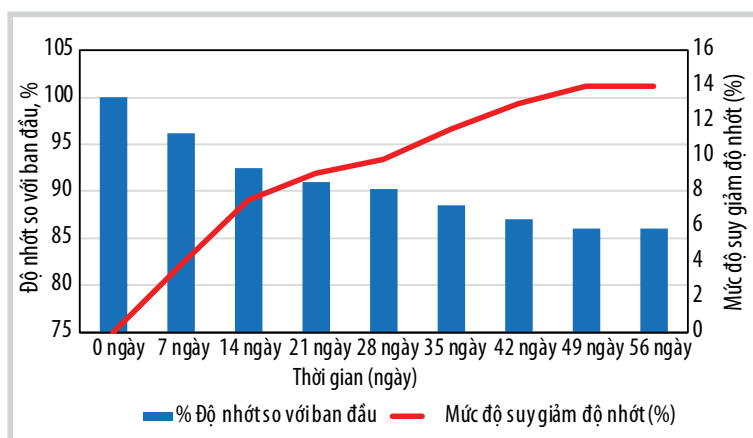
Hình 3. Thành phần khoáng vật mẫu phân tích của Miocene Bạch Hổ.

tính năng/kết tủa hóa phẩm, độ ngập nước hiện tại của các mỏ lớn dẫn đến mức độ pha loãng cao. Ngoài ra, tính chất vỉa mỏng xen kẽ, bất đồng nhất cao của trầm tích bể Cửu Long cũng gây giảm hệ số quét của hệ hóa phẩm.

Các mỏ thuộc đối tượng trầm tích Miocene có tính chất vỉa như độ sâu, nhiệt độ, độ rỗng, độ thấm, độ bão hòa dầu hiện tại và các thông số chất lưu như độ nhớt dầu vỉa, tỷ trọng dầu vỉa để lựa chọn các phương pháp EOR cho thấy sự biến thiên hoặc thay đổi giữa các mỏ, các đối tượng là không nhiều. Trừ một số mỏ có tính chất dầu đặc biệt như mỏ Đông Đô là dầu nặng còn đa phần còn lại là dầu từ trung bình đến nhẹ với tỷ trọng từ 30 - 38 °API, hàm lượng paraffin cao. Khoảng độ sâu khai thác trung bình của các mỏ thuộc Miocene từ khoảng 1.612 đến 3.200 m, nhiệt độ khoảng từ 75 - 130 °C, độ rỗng trung bình từ khoảng 16 đến 26%, độ thấm trung bình khoảng 30 - 500 mD (trừ mỏ Sư Tử Đen tập cát nhỏ B10 có độ thấm trung bình trên 1.000 mD), độ bão hòa dầu ban đầu đều từ 35 - 60%, độ bão hòa dầu hiện tại của các đối tượng đều khoảng 30 - 60%, độ nhớt trung bình thấp đều khoảng 0,6 đến 5 cP (trừ mỏ Đông Đô có độ nhớt 20 - 26 cP) [8, 9]. Qua quá trình sàng lọc và lựa chọn áp dụng



Hình 4. Đánh giá tính năng hệ hóa phẩm với nước bơm ép ở nhiệt độ 110°C.



Hình 5. Kết quả đánh giá mức độ suy giảm độ nhớt của hệ hóa phẩm trong nước bơm ép ở điều kiện vữa.

EOR cho các mỏ đang khai thác thì mỏ Bạch Hổ đã được lựa chọn là phù hợp nhất để làm đối tượng đại diện cho bể trầm tích Cửu Long trong nghiên cứu chế tạo hóa phẩm và áp dụng triển khai thực tế [1]. Miocene mỏ Bạch Hổ có các đặc trưng thạch học đá chứa thay đổi theo các khu vực từ Bắc, Trung tâm đến khu vực phía Nam của mỏ với hàm lượng khoáng vật như kaolinite, illite-smectite trong sét khá cao, có thể gây hấp phụ hóa phẩm (Hình 3).

Giá trị độ rỗng trong tất cả đối tượng Miocene của mỏ Bạch Hổ thay đổi trong khoảng 1,95% đến 30% với khoảng tập trung chủ yếu là từ 13 - 25%, trung bình độ rỗng là 17,02%. Giá trị độ thấm khí trung bình của đá chứa có khoảng thay đổi trong khoảng từ 0,1 đến 6.577 mD và độ thấm trung bình là 158 mD. Các kết quả phân tích cho thấy dầu mỏ Bạch Hổ có tỷ trọng dầu ở điều kiện tiêu chuẩn thay đổi từ 30,2 - 38,1 °API, độ nhớt tại điều kiện vữa từ 0,82 đến 3,26 cP. Dầu Miocene Nam có tính chất dầu trung bình với tỷ trọng cao nhất với 31 °API, độ nhớt trung bình khoảng 1,5 - 3,26 cP (có một số giếng lên đến 4,2 cP). Nước vữa Miocene có đặc trưng bởi môi trường acid yếu và kiềm yếu, tổng độ khoáng hóa thay đổi từ 3,37 - 9,87 g/l ở vòm Bắc, từ 9,19 - 15,32 g/l ở vòm Trung tâm, vòm Nam có giá trị cao nhất từ 16,87 - 26,48 g/l, một số giếng nhiễm nước bơm ép lên đến 35.000 ppm. Miocene Bạch Hổ có nhiệt độ dao động từ 80 - 110 °C với gradient địa nhiệt ở khoảng độ sâu 2.000 - 3.800 m là 3,4 °C/100m.

Nhiệt độ tại Miocene vòm Bắc có khoảng nhiệt độ từ 101 - 105 °C, Miocene vòm Trung tâm có khoảng nhiệt độ từ 93 - 110 °C, Miocene vòm Nam có nhiệt độ từ 79 - 105 °C. Áp suất vỉa ban đầu của các giếng khoan ở thân dầu Miocene dưới vòm Nam được ghi nhận bằng 286 bar tại độ sâu tuyệt đối 2.820 m. Giá trị áp suất vỉa đã giảm dần theo thời gian khai thác và hiện nay áp suất vỉa tại các khu vực giếng khai thác dao động từ 180 - 275 bar [10].

Từ các kết quả phân tích đánh giá chi tiết mô cho thấy hệ hóa phẩm nâng cao thu hồi dầu SP chế tạo cần đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật của vỉa chứa là phải hoạt động tốt trong khoảng nhiệt độ từ 90 - 110 °C, áp suất cao 150 - 300 bar, chịu được tương tác với nước vỉa có độ khoáng hóa từ 10.000 - 35.000 ppm, giảm sức căng bề mặt xuống thấp, tăng hệ số đẩy và quét vỉa, độ hấp phụ động lên đá vỉa nhỏ dưới 0,01 g/kg dưới sự có mặt của các khoáng vật illite-smectite và kaolinite, tạo hệ vi nhũ tương dầu - nước và đặc biệt là cần gia tăng hệ số thu hồi dầu trên thí nghiệm bơm ép hệ mô hình vật lý vỉa tối thiểu trên 5%.

3. Kết quả đánh giá hiệu năng của hệ hóa phẩm VPI SP với chất lưu vỉa Miocene Bạch Hổ

Hệ hóa phẩm VPI SP với đầy đủ thành phần từ tổ hợp chất hoạt động bề mặt anion - không ion tối ưu, chất đồng kết hợp polymer, đồng dung môi, chất kiềm tính và phụ gia được nghiên cứu ở quy mô phòng thí nghiệm để đánh giá các tính năng chịu nhiệt độ cao, áp suất cao và khả năng tương thích tốt với nước bơm ép, nước vỉa hiện tại của trầm tích Miocene, mỏ Bạch Hổ. Các kết quả đánh giá tính năng gia tăng thu hồi dầu của hệ hóa phẩm như giảm sức căng bề mặt dầu - nước, tạo hệ vi nhũ tương, tăng độ nhớt của chất lưu đẩy, độ hấp phụ và duy trì tính năng trong điều kiện vỉa theo thời gian cũng được tiến hành và cho kết quả rất tốt.

Thí nghiệm đánh giá khả năng chịu nhiệt, tương thích và khả năng duy trì hoạt tính hiệu năng cao của hệ hóa phẩm VPI SP được tiến hành trong môi trường nước bơm ép thực tế có độ mặn khoảng 35.000 - 38.000 ppm, nước

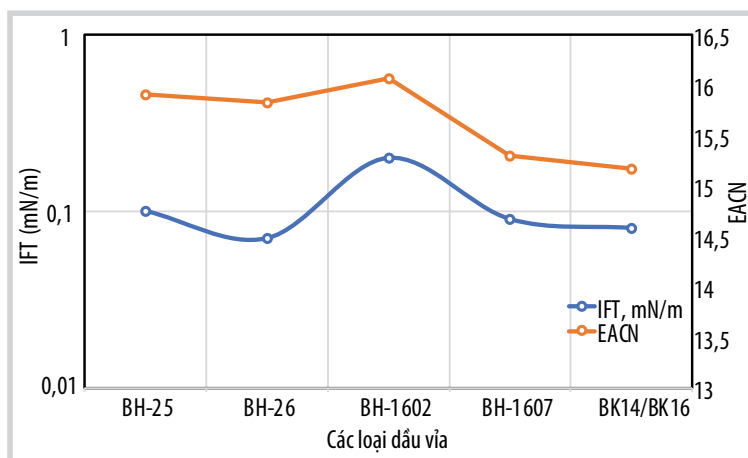
vía có độ khoáng hóa từ 20.000 - 35.000 ppm, nước tái tạo với nồng độ Ca^{2+} , Mg^{2+} giả định tăng cao đến 5.000 ppm ở điều kiện nhiệt độ vĩa 110 °C trong khoảng thời gian 2 tháng, tương đương thời gian dự kiến của chất lưu bơm ép dịch chuyển trong vĩa. Kết quả cho thấy hệ hóa phẩm trong điều kiện bơm ép có hệ số giảm hoạt tính ở mức rất thấp, khoảng 13 - 16% ở tất cả các khoảng nồng độ, không phát hiện hiện tượng đục hoặc kết tủa trong thời gian lưu trong vĩa chứa (Hình 4).

Kết quả đánh giá độ nhớt ở điều kiện nhiệt độ 110 °C trong 2 tháng đã cho thấy mức độ suy giảm của hệ hóa phẩm VPI SP khoảng từ 13 - 16% và sau đó ổn định. Nghiên cứu đã chứng minh hệ hóa phẩm có thể chịu rất tốt được thời gian dài ở nhiệt độ cao trong vĩa với điều kiện độ mặn, độ khoáng hóa cao của nước bơm ép, nước vĩa và đặc biệt nước có hàm lượng cation kiềm bậc II cao.

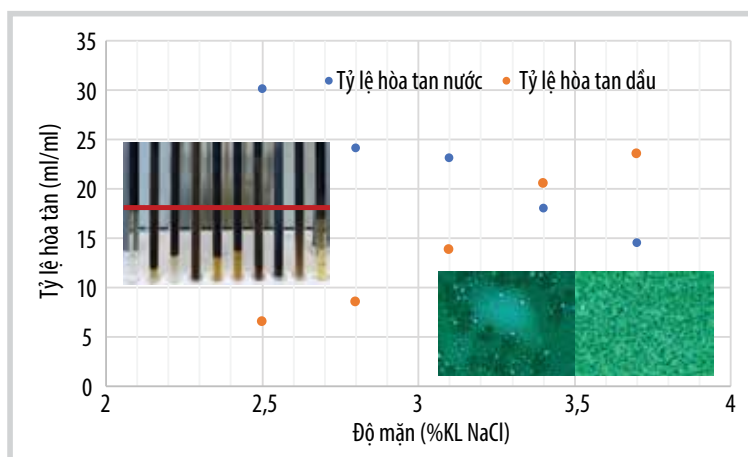
Kết quả nghiên cứu cho thấy khả năng giảm sức căng bề mặt ở liên diện hai pha lỏng dầu - nước (IFT) xuống rất thấp khi có mặt hệ hóa phẩm VPI SP với hệ chất lưu vĩa của Miocene mỏ Bạch Hổ. Với các loại dầu của Miocene với chỉ số EACN khác nhau đều có kết quả giảm sức căng bề mặt của dầu-nước từ 30 - 53 mN/m (khi không có hóa phẩm) xuống khoảng 10^{-1} đến 10^{-2} mN/m (Hình 6), đáp ứng rất tốt điều kiện để nâng cao hệ số thu hồi dầu cho hệ hóa phẩm [4, 11].

Kết quả đánh giá khả năng tạo nhũ tương trong hệ dầu vĩa - nước cũng cho thấy hệ hóa phẩm VPI SP đã tạo vi nhũ tương dầu - nước dạng Winsor III ở nhiệt độ 110 °C với mọi loại dầu của mỏ Bạch Hổ và có tỷ lệ hòa tan của nước/dầu trong hệ vi nhũ tương rất tốt từ 15 - 20 >10 (Hình 7) [12]. Hệ vi nhũ tương được nghiên cứu đánh giá theo thời gian cho thấy ổn định trong vĩa chứa với thời gian đủ dài để có thể dịch chuyển đến giếng khai thác và gia tăng hệ số quét cho nút đẩy dầu.

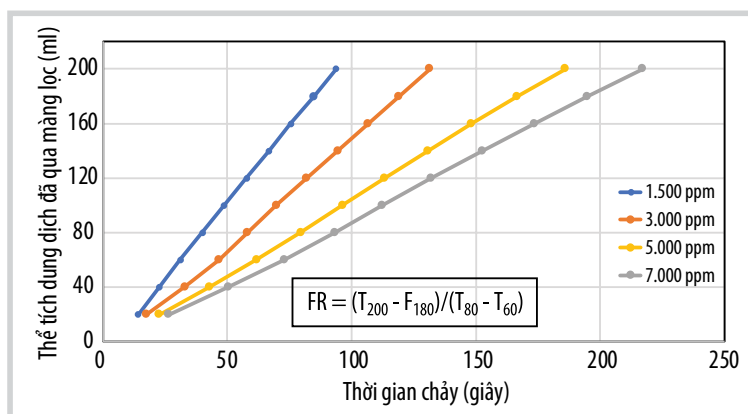
Kết quả đánh giá tốc độ chảy qua lỗ rỗng đã được thực hiện trên hệ thống lọc có đường kính tương đương lỗ rỗng của vĩa chứa Miocene với các nồng độ của chất đồng polymer là 1.500 ppm, 3.000 ppm, 5.000 ppm, 7000 ppm ở áp



Hình 6. Kết quả nghiên cứu IFT chất lưu vĩa khi có hệ hóa phẩm VPI SP.



Hình 7. Kết quả đánh giá khả năng tạo hệ vi nhũ tương với các loại dầu vĩa.



Hình 8. Kết quả xác định FR (filter ratio) với các nồng độ của đồng polymer.

suất bơm ép đã chứng minh khả năng xâm nhập vĩa của hệ hóa phẩm VPI SP phù hợp và đảm bảo an toàn vĩa chứa, không gây hỏng thiết bị bơm và gây tắc vĩa do $RF < 1,2$ (Hình 8) [1].

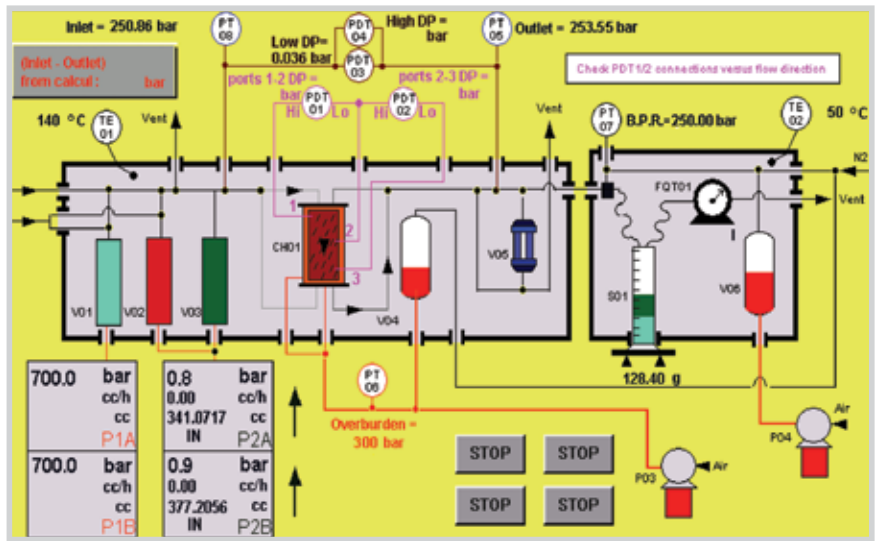
Các kết quả đánh giá mức độ hấp phụ tĩnh và hấp phụ động của hệ hóa phẩm được tiến hành trên mẫu đá vĩa của Miocene Bạch Hổ có độ sâu lấy mẫu từ 2.815 - 2.887 m với montmorillonite khoảng 55 - 63%, kaolinite khoảng 12,6 - 20%, chlorite khoảng 15 - 16,7%, illite khoảng 5,4 - 6,9%, khoáng hỗn hợp illite-smectite 3,3 - 5%. Kết

quả xác định mức độ hấp phụ tĩnh được tiến hành với các nồng độ từ 100 ppm đến 10.000 ppm cho độ hấp phụ tĩnh lên đá vỉa từ 0,05 mg/g đến 6,62 mg/g. Kết quả xác định mức độ hấp phụ động của quá trình bơm ép trên thiết bị cột cát nhồi với nồng độ hóa chất 1.000 ppm qua mẫu đá vỉa khoảng 5 µg/g. Đây là mức hấp phụ động rất nhỏ và là một trong những tính năng hiệu quả của hệ hóa phẩm khi nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng Miocene.

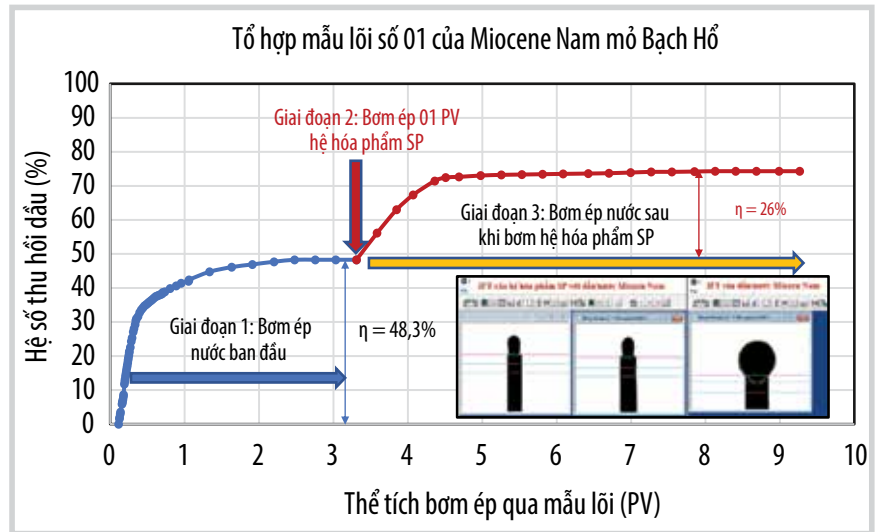
4. Đánh giá hiệu quả gia tăng thu hồi dầu của hệ hóa phẩm VPI SP trên mẫu vỉa thực tế của Miocene mỏ Bạch Hổ

Thí nghiệm bơm ép hệ hóa phẩm VPI SP qua mẫu đá vỉa trên mô hình vật lý vỉa ở điều kiện thực tế vỉa chứa là thí nghiệm quan trọng nhất để đánh giá toàn bộ hiệu quả gia tăng thu hồi dầu trên đá vỉa Miocene trong cả hai cơ chế đẩy và cơ chế quét (Hình 9). Các tính năng của hệ hóa phẩm như giảm IFT của nước bơm ép với dầu vỉa và chất lưu với đá vỉa, thay đổi tính dính ướt của đá vỉa, giảm độ bão hòa dầu dư, tạo hệ vi nhũ tương dầu - nước, tạo nút đẩy trong các kênh của lỗ rỗng đến thay đổi dòng chảy để gia tăng hệ số bao quét trong toàn bộ đá vỉa cũng được thể hiện trong thí nghiệm đánh giá này.

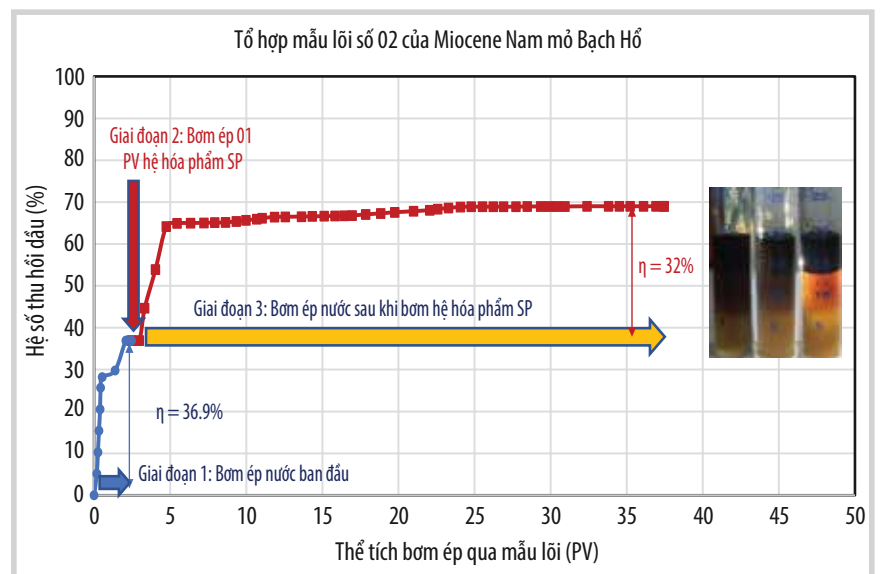
Thử nghiệm bơm ép hệ hóa phẩm SP qua các tổ hợp mẫu lõi (mẫu composite) đã bão hòa bởi hệ chất lưu vỉa của Miocene, mỏ Bạch Hổ trên mô hình vật lý vỉa được tiến hành ở điều kiện vỉa nhiệt độ 110 °C, áp suất 300 bar và lưu lượng bơm ép như độ tiếp nhận thực tế của vỉa chứa đang khai thác. Hệ hóa phẩm VPI SP được tiến hành bơm ép qua 3 tổ hợp mẫu lõi của Miocene Bạch Hổ để đánh giá hiệu quả gia tăng hệ số thu hồi dầu. Các tổ hợp mẫu lõi được đại diện cho



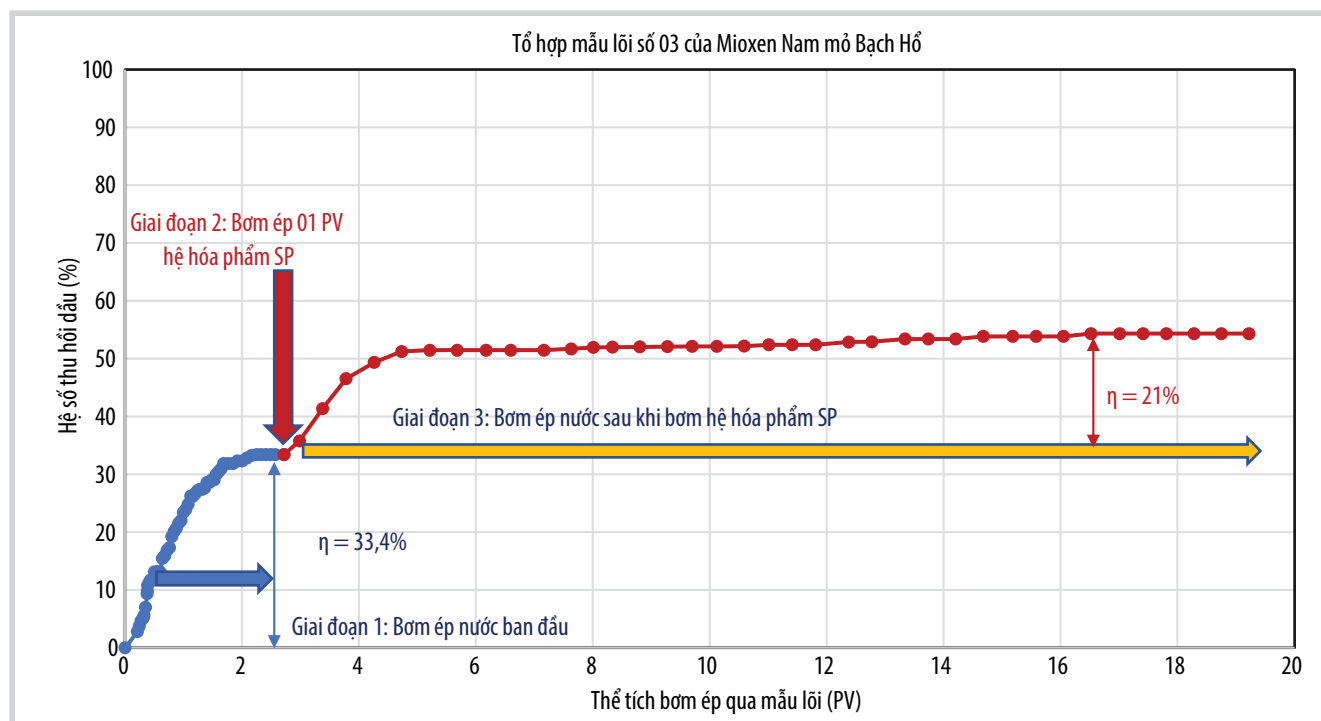
Hình 9. Hệ thống bơm ép hóa phẩm EOR để đánh giá hiệu quả gia tăng thu hồi dầu trên mô hình vật lý vỉa.



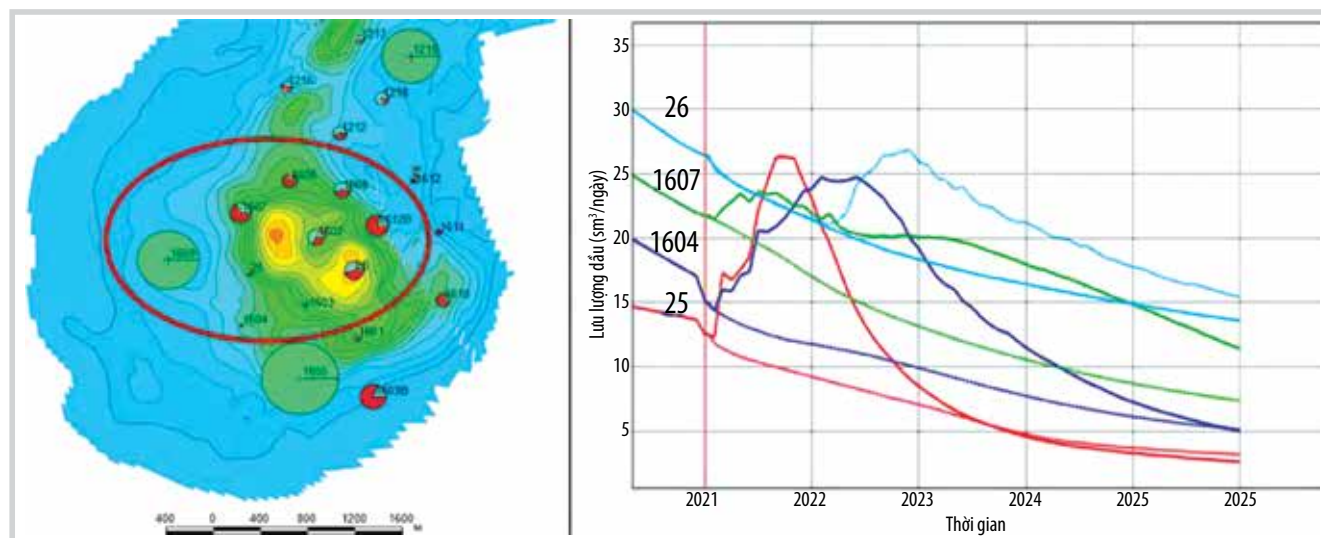
Hình 10. Kết quả thực nghiệm bơm ép hóa phẩm SP trên mô hình vật lý vỉa với tổ hợp mẫu lõi số 01.



Hình 11. Kết quả thực nghiệm bơm ép hóa phẩm SP trên mô hình vật lý vỉa với tổ hợp mẫu lõi số 02.



Hình 12. Kết quả thực nghiệm bơm ép hóa phẩm SP trên mô hình vật lý và với tổ hợp mẫu lõi số 03.



Hình 13. Khu vực thử nghiệm công nghiệp và sản lượng gia tăng dự kiến tại các giếng khai thác.

via chứa có tính chất bất đồng nhất từ thấp đến cao, hàm lượng sét từ thấp đến trung bình và tính chất thấm chứa từ kém đến tốt. Cả 3 tổ hợp mẫu đều được bơm ép hệ hóa phẩm VPI SP theo các giai đoạn thực hiện chính sau:

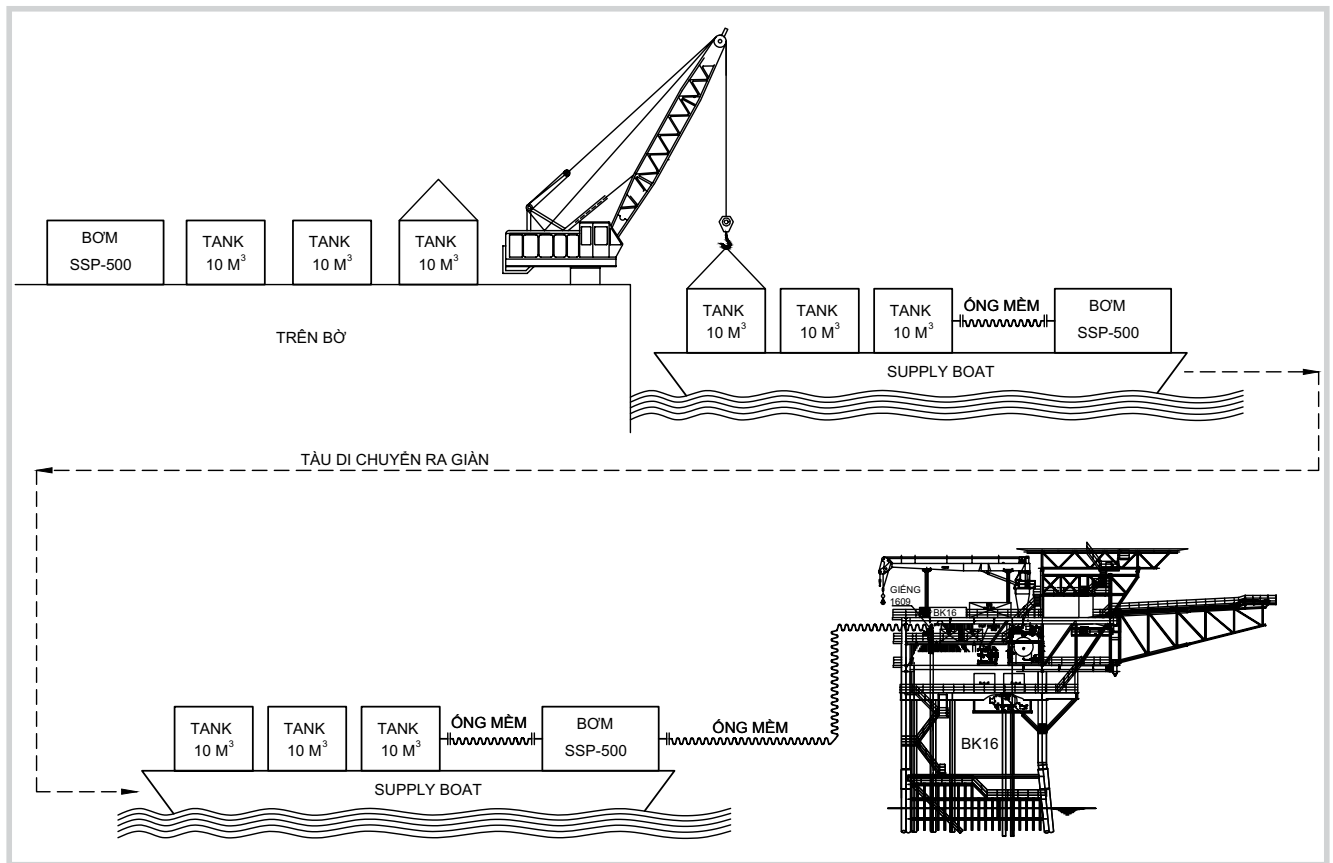
Giai đoạn 1: Mô phỏng quá trình bơm ép nước và đánh giá hiệu quả của phương pháp bơm ép nước thông thường trên mô thực tế. Nước bơm ép được bơm qua tổ hợp các mẫu lõi đến khi không còn khai thác được dầu từ đá vỉa. Hệ số thu hồi dầu cho phương pháp bơm ép nước được xác định.

Giai đoạn 2: Mô phỏng quá trình bơm ép hóa phẩm

VPI SP theo cơ chế dạng nút vào vỉa chứa để gia tăng hệ số thu hồi dầu. Bơm qua mẫu 01 đơn vị thể tích (PV) hệ hóa phẩm VPI SP qua tổ hợp mẫu lõi.

Giai đoạn 3: Mô phỏng quá trình bơm ép nước để đẩy nút hóa phẩm và sản phẩm dầu gia tăng từ tác động của hệ hóa phẩm đến giếng khai thác. Thay hệ hóa phẩm VPI SP bằng nước bơm ép và tiếp tục tiến hành bơm ép qua mẫu lõi bằng nước bơm ép đến khi không phát hiện được dầu thu hồi. Hệ số thu hồi dầu gia tăng của hệ hóa phẩm VPI SP được xác định trên lượng dầu gia tăng thu được.

Tổ hợp mẫu lõi số 01 gồm các mẫu lõi #111(K= 347; φ



Hình 14. Phương án thiết kế triển khai bơm ép hóa phẩm VPI SP trên mỏ Bạch Hổ.

= 21,5); #113 (K = 474; $\phi = 23,4$); #140 (K = 382; $\phi = 18,3$) được kết hợp lại và đại diện cho phần chứa mẫu có tính chất thấm chứa tốt. Trong đó, hệ hóa phẩm VPI SP đã gia tăng hệ số thu hồi dầu hơn 26% so với bơm ép nước thông thường (Hình 10).

Tổ hợp mẫu lõi số 02 với các mẫu lõi #131 (K = 120; $\phi = 20,9$); #136 (K = 312; $\phi = 21,11$); #505 (K = 103; $\phi = 23,2$) đại diện cho vỉa chứa có tính chất trung bình đến tốt của khu vực Miocene, mỏ Bạch Hổ đã gia tăng thu hồi dầu cho cả hai giai đoạn bơm ép nước và hóa phẩm được 68,9%. Trong đó, gia tăng thu hồi dầu bởi quá trình bơm ép hệ hóa phẩm VPI SP là 32% so với bơm ép nước, hệ vi nhũ tương dầu - nước được tạo ra do hiệu năng của hệ hóa phẩm lên chất lưu bơm ép và chất lưu vỉa (Hình 11).

Tổ hợp mẫu lõi số 03 với các mẫu lõi #135 (K = 90,8; $\phi = 17,4$); #490 (K = 49,2; $\phi = 21,2$) đại diện cho phần vỉa chứa kém của đối tượng Miocene, mỏ Bạch Hổ. Hiệu quả bơm ép nước và hệ hóa phẩm SP đã gia tăng hệ số thu hồi dầu trên mô hình vật lý vỉa được khoảng 54,4%. Trong đó, hệ số thu hồi dầu của quá trình bơm ép nước là khoảng 33,4% và hệ số thu hồi dầu gia tăng bởi quá trình bơm ép hệ hóa phẩm SP là khoảng 21% (Hình 12).

Kết quả gia tăng hệ số thu hồi của cả 3 tổ hợp với tính

chất thấm chứa từ kém, trung bình đến tốt và mức độ bất đồng nhất từ thấp đến cao đã cho kết quả gia tăng thu hồi từ 21 - 32% trên lượng dầu tại chỗ. Kết quả thể hiện khả năng vượt trội về tính năng của hệ hóa phẩm VPI SP tối ưu được chế tạo.

5. Đánh giá gia tăng thu hồi trên phạm vi mỏ và phương án áp dụng thử nghiệm bơm ép hóa phẩm cho khu vực mỏ Bạch Hổ

Dựa trên các số liệu về tính chất và hiệu quả của hệ hóa phẩm VPI SP trong phòng thí nghiệm, mô hình mô phỏng khai thác của khu vực tiến hành thử nghiệm công nghiệp cũng đã được xây dựng và đánh giá. Kết quả thử nghiệm bơm ép hệ hóa phẩm VPI SP trên mô hình mô phỏng khai thác cho thấy hiệu quả gia tăng thu hồi dầu trên các cụm giếng quan sát (Hình 13). Kết quả đánh giá chứng minh giải pháp bơm ép hệ hóa phẩm SP có thể giúp gia tăng hệ số thu hồi dầu từ 10 - 40% trên các giếng khai thác tại khu vực giếng bơm ép 1609 của giàn BK14/16, sản lượng dầu gia tăng từ 4 giếng BH-25, BH-26, BH-1604, BH-1607 có thể đạt 24.000 tấn.

Hệ hóa phẩm VPI SP đã được tiến hành chế tạo ở quy mô công nghiệp với khối lượng sản xuất đáp ứng quy mô thử nghiệm trên phạm vi khu vực giàn BK14/16, phía Nam

của Miocene, mỏ Bạch Hổ. Hầu hết trên hệ thống giàn, công trình biển phục vụ khai thác của mỏ Bạch Hổ đều có hệ thống các thiết bị hỗ trợ khai thác như hệ thống bơm ép xử lý giếng, hệ bơm hóa phẩm phục vụ xử lý chất lưu khai thác, đường ống công nghệ, thiết bị theo dõi các thông số hoạt động của giếng... nên hệ thống thiết bị thử nghiệm công nghiệp bơm ép hệ hóa phẩm VPI SP trên khu vực dự kiến BK14/16 cũng được xây dựng phù hợp với hiện trạng thiết bị sẵn có, có tính linh động cao và có khả năng áp dụng rộng rãi trên nhiều khu vực thuộc phạm vi mỏ Bạch Hổ. Phương án triển khai áp dụng thực tế này cho thấy nhiều thuận lợi do được thực hiện ngay trên giàn khai thác, đảm bảo an toàn và tiến độ thực hiện. Hệ thống phối trộn hóa phẩm, máy bơm cao áp được lắp đặt trực tiếp tại tàu do giàn BK không đủ khả năng chứa toàn bộ thiết bị, khoảng diện tích sử dụng dự kiến là 10 x 15 m. Hóa phẩm được chuyển từ đất liền ra giàn bằng hệ thống tàu chứa, quá trình bơm ép được thực hiện trên tàu bơm ép chuyên dụng (Hình 14). Hóa phẩm được để trong các thùng chứa kín, kết nối với hệ thống bơm cao áp tới giếng bơm ép thông qua hệ thống ống mềm công nghệ. Tàu và thiết bị được đặt tại khu vực bơm ép trong suốt thời gian thực hiện và được thực hiện tuần tự cho từng giếng. Hệ thống thiết bị sẽ di chuyển đến vị trí giàn/giếng mới sau khi kết thúc bơm ép tại một giếng.

6. Kết luận

Hệ hóa phẩm VPI SP đã được VPI nghiên cứu chế tạo thành công dựa trên cơ chế tương hỗ hóa học của tổ hợp chất hoạt động bề mặt anion - không ion kết hợp polymer để nâng cao hệ số thu hồi dầu rất phù hợp với Miocene, mỏ Bạch Hổ và các đối tượng trầm tích của bể Cửu Long với các tính năng ưu việt như hoạt động tốt ở khoảng nhiệt độ 90 - 110 °C, áp suất cao đến 300 bar, chịu độ khoáng hóa/độ mặn cao đến 35.000 ppm, giảm IFT xuống rất thấp từ 10^{-1} đến 10^{-2} mN/m, tạo hệ vi nhũ tương dầu-nước, mức độ hấp phụ lên đá vữa thấp hơn 0,01 g/kg, thay đổi tính dính ướt đá vữa, tăng hệ số đẩy và quét. Đặc biệt, khả năng gia tăng thu hồi dầu trên mô hình vật lý vữa đạt hiệu quả rất cao từ 21 - 32%.

Kết quả nghiên cứu cho thấy hệ hóa phẩm VPI SP đáp ứng được các tiêu chí về kỹ thuật với khả năng gia tăng hệ số thu hồi cao để có thể tiến hành chế tạo sản phẩm ở quy mô công nghiệp, triển khai bơm ép thử nghiệm thực tế cho đối tượng Miocene Nam, mỏ Bạch Hổ và các đối tượng trầm tích thuộc bể Cửu Long. Quy trình chế tạo sản xuất quy mô công nghiệp và phương án bơm ép hệ hóa phẩm SP thực tế trên khu vực BK14/16, mỏ Bạch

Hổ đã được xây dựng để triển khai áp dụng thực tế trong thời gian tới.

Lời cảm ơn

Bài báo là kết quả nghiên cứu của cụm Đề tài cấp quốc gia mã số ĐTĐLCN.26/19, ĐTĐLCN.27/19, ĐTĐLCN.28/19. Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Bộ Khoa học và Công nghệ (theo Hợp đồng số 26/2019/HĐ-ĐTĐLCN-CNN ngày 01/3/2019, Hợp đồng số 27/2019/HĐ-ĐTĐLCN-CNN ngày 20/3/2019, Hợp đồng số 28/2019/HĐ-ĐTĐLCN-CNN ngày 03/9/2019), Viện Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã hỗ trợ nguồn lực và tài trợ kinh phí thực hiện nghiên cứu này.

Tài liệu tham khảo

- [1] Alvarado Vladimir, "Enhanced oil recovery: Field planning and development Strategies", 2010.
- [2] Hoàng Long, "Nghiên cứu xây dựng cơ sở dữ liệu của 200 dự án EOR trên thế giới và phần mềm chuyên ngành để đánh giá, lựa chọn các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu", Viện Dầu khí Việt Nam, 2020.
- [3] L.W. Lake, "Enhanced oil recover, 1996".
- [4] David Levitt, Sophie Dufour, Gary Arnold Pope, Danielle Christine Morel, Pascal Rene Gauer, "Design of an ASP flood in a high-temperature, high-salinity, low-permeability carbonate", *International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, 15 - 17 November 2011*. DOI: 10.2523/IPTC-14915-MS.
- [5] Jogmec, Nippon Oil Exploration, VPI and Petrovietnam, "Technical workshop on CO₂ and hydrocarbon gas EOR", 2009.
- [6] JVPC Project Group, "Block 15-2, Rang Dong field - Execution plan of HCG-EOR pilot test", 2010.
- [7] Chegenizadeh Negin, Saeedi Ali, and Quan Xie, "Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery", *Petroleum*, Vol. 3, No. 2, pp. 197 - 211, 2017. DOI: 10.1016/j.petlm.2016.11.007.
- [8] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, "Báo cáo trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí hàng năm của các mỏ dầu khí (Bạch Hổ, Rồng, Sư Tử Đen, Tê Giác Trắng, Rạng Đông...), Báo cáo và phê duyệt trữ lượng dầu khí (RAR), HIIP, Báo cáo trữ lượng dầu khí cập nhật, Kế hoạch phát triển mỏ đại cương (ODP), Kế hoạch phát triển mỏ (FDP), Kế hoạch phát triển mỏ điều chỉnh của các mỏ thuộc bể trầm tích Cửu Long".
- [9] Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Vietsovpetro,

"Tuyển tập Hội thảo khoa học nâng cao hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ", 2003.

[10] NIPI, Vietsovpetro, "Sơ đồ công nghệ điều chỉnh mới khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ" 2003, 2008, 2012, 2018.

[11] Larry Co, Zijie Zhang, Qisheng Ma, Gary Watts, Lin Zhao, Patrick J. Shuler, and Yongchun Tang, "Evaluation of functionalized polymeric surfactants for EOR applications

in the Illinois basin", *Journal Petroleum Science Engineering*, Vol. 134, No. 7, 2015. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.06.009.

[12] David Levitt, Adam Jackson, Christopher Heinson, Larry N. Britton, Taimur Malik, Varadarajan Dwarakanath, and Gary Arnold Pope, "Identification and evaluation of high-performance EOR surfactants", *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Vol. 12, No. 2, 2009. DOI: 10.2118/100089-PA.

RESEARCH ON EVALUATING, SELECTING AND MANUFACTURING THE VPI SP CHEMICAL PRODUCT FOR CONDUCTING FIELD TEST TO ENHANCE OIL RECOVERY COEFFICIENT OF OIL FIELDS IN CUU LONG BASIN, OFFSHORE VIETNAM

**Hoang Long, Nguyen Minh Quy, Pham Truong Giang, Phan Vu Anh, Le Thi Thu Huong
Cu Thi Viet Nga, Tran Thanh Phuong, Dinh Duc Huy, Le The Hung**

Vietnam Petroleum Institute

Email: longh@vpi.pvn.vn

Summary

The Vietnam Petroleum Institute (VPI) is implementing a multi-task national level project entitled "Research, evaluate, select and develop a pilot programme for industrial application of solutions to improve oil recovery coefficient for clastic oil bearing reservoirs of oil fields in the Cuu Long basin, on the continental shelf of Vietnam". Specifically, detailed evaluation studies have been carried out from geological characteristics, reservoir engineering, production to EOR mechanism to develop technical criteria for the process of manufacturing and evaluating the efficiency of the chemical system to optimise the laboratory scale, propose the production and injection scenarios to optimise the development plan as well as evaluate the efficiency of increasing oil recovery coefficient on the reservoir simulation model; conduct production at pilot scale and implement industrial application testing on the field scale for clastic oil bearing reservoir, Cuu Long basin.

The article presents the results of research, evaluation, selection and successful manufacture of a VPI SP chemical system based on the combined mechanism of anionic - non-ionic surfactants and polymers to ensure satisfying the harsh technical requirements of oil fields in Vietnam such as resistance to high temperature, high pressure, high mineralisation, very low surface tension, optimal micro-emulsion, low adsorption onto reservoir rocks, reducing residual oil saturation in the reservoir. Results of the evaluation of increased efficiency of oil recovery on actual samples of Miocene reservoir showed an increase of over 21%. The VPI SP chemical system has been included in the plan of industrial-scale testing by Vietsovpetro in Bach Ho and other producing fields in the clastic sections of the Cuu Long basin.

Key words: Enhanced oil recovery, chemical injection, Surfactant Polymer Injection, reduction of residual oil saturation, Bach Ho field.