

NGHIÊN CỨU, ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ NÂNG CAO THU HỒI DẦU BẰNG GIẢI PHÁP BƠM ÉP HỆ HÓA PHẨM SP CHO ĐỐI TƯỢNG MIOCENE DƯỚI, VÒM NAM MỎ BẠCH HỔ

Phạm Trường Giang, Lê Thế Hùng, Trần Xuân Quý, Nguyễn Văn Sáng, Lê Thị Thu Hương, Hoàng Long, Cù Thị Việt Nga

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: giangptr@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.07-03>

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu khả năng áp dụng bơm ép hệ hóa phẩm SP (chất hoạt động bề mặt - polymer) cho đối tượng Miocene dưới, vòm Nam mỏ Bạch Hổ và đánh giá các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình bơm ép hệ hóa phẩm SP. Trên cơ sở nghiên cứu hệ hóa phẩm trong phòng thí nghiệm và trên mô hình vật lý vỉa, nhóm tác giả trình bày kết quả 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. Kết quả đánh giá đã cho thấy giải pháp bơm ép hệ hóa phẩm SP có thể giúp gia tăng hệ số thu hồi dầu từ 10 - 40% trên các cụm giếng quan sát.

Từ khóa: Nâng cao hệ số thu hồi dầu, bơm ép chất hoạt động bề mặt - polymer, cát kết, Miocene dưới, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Tính đến nay, các giải pháp gia tăng sản lượng đã áp dụng trên các mỏ thuộc bể Cửu Long mới chỉ giới hạn ở các giải pháp trong giai đoạn khai thác thứ cấp như: tối ưu bơm ép, gaslift, infill well, side track... Các giải pháp trong khai thác tam cấp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) như bơm ép khí CO₂, HC, bơm ép polymer, vi sinh hóa lý... đã được triển khai cho một số mỏ nhưng chủ yếu là nghiên cứu trong phòng thí nghiệm hoặc trên mô hình mô phỏng và xa hơn nữa là thử nghiệm công nghiệp quy mô nhỏ.

Tại mỏ Bạch Hổ, nghiên cứu đầu tiên đã được thực hiện từ năm 1997 [1] đánh giá khả năng ứng dụng bơm ép tổ hợp chất polymer nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu cho mỏ Bạch Hổ. Đến năm 2013, việc ứng dụng mô hình số mô phỏng các chế độ thủy động lực và cơ chế gia tăng thu hồi dầu cho giải pháp bơm ép polymer mới được thực hiện [2]. Giải pháp sử dụng tổ hợp các chất hoạt động bề mặt bền nhiệt để bơm ép tăng thu hồi dầu đối tượng Oligocene [3] và giải pháp ứng dụng công nghệ nano trong bơm ép chất hoạt động bề mặt [4] đã bước đầu được nghiên cứu ở quy mô phòng thí nghiệm, tuy

nhiên chưa thực sự làm rõ cơ chế chủ đạo của tác nhân EOR. Việc mô hình hóa kết quả nghiên cứu chưa được tiến hành do đó việc đề xuất công nghệ chưa hoàn chỉnh và không đạt được hiệu quả cao nhất. Các nghiên cứu trên thực hiện chủ yếu tập trung vào các giải pháp với tác nhân chính là polymer hoặc chất hoạt động bề mặt, chưa có các nghiên cứu thực nghiệm đánh giá kết hợp đồng thời nhiều tác nhân như kết hợp NPs (nanoparticles) với dung dịch kiềm, chất hoạt động bề mặt với polymer theo như các nghiên cứu gần đây của thế giới để tối ưu giải pháp áp dụng cho các mỏ dầu khí khai thác tại đối tượng trầm tích bể Cửu Long.

Hệ hóa phẩm chất hoạt động bề mặt - polymer (SP - surfactant polymer) trong bơm ép có nhiều tính năng hơn việc bơm ép thuần túy polymer hoặc chất hoạt động bề mặt. Chất hoạt động bề mặt có tác dụng làm giảm sức căng bề mặt (IFT - interfacial tension) của dầu với đá vỉa giúp giảm độ bão hòa dầu tàn dư cũng như thay đổi tính chất đá vỉa từ ưa dầu sang ưa nước. Ngoài ra, chất hoạt động bề mặt cũng sẽ tạo ra hệ nhũ tương dầu nước trong vỉa kết hợp với dung dịch polymer để tạo hệ số đẩy và quét trong vỉa nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu. Một trong những nghiên cứu thực tế về bơm ép SP từ giai đoạn thiết kế hóa chất đến việc áp dụng trên mỏ West Kiehl được công bố năm 1993 bởi Clark [5]. Trong nghiên cứu này,



Ngày nhận bài: 9/7/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 9 - 13/7/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 13/7/2021.

hệ số thu hồi tăng thêm 15% so với tổng trữ lượng dầu tại chỗ (original oil in place - OOIP). Đến nay, có nhiều mô trên thế giới áp dụng thành công bơm ép ASP (alkaline surfactant polymer) để nâng cao hệ số thu hồi dầu từ 15 - 33% như ở mỏ Raudhatain [6], mỏ dầu nặng tại vịnh Bohai [7], mỏ Algyó [8]...

Mục tiêu quan trọng khi nghiên cứu, đánh giá khả năng ứng dụng giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu là tính toán, xác định được hiệu quả kỹ thuật của giải pháp khi xem xét triển khai trên phạm vi toàn mỏ. Để đạt được mục tiêu này, ứng dụng mô hình mô phỏng khai thác mỏ là công cụ tối ưu nhất hiện nay. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả sử dụng phần mềm mô phỏng khai thác Tnavigator (RFD) xây dựng các kịch bản khai thác và bơm ép khác nhau, phân tích độ nhạy các thông số độ nhớt hệ hóa phẩm, độ hấp phụ và sức căng bề mặt đến hiệu quả gia tăng thu hồi...

2. Quy trình thực hiện mô phỏng và đánh giá hiệu quả của phương pháp bơm ép hệ hóa phẩm

- Đánh giá, dự báo sản lượng khai thác theo phương án cơ sở, không ứng dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu.

- Đánh giá, lựa chọn các giếng bơm ép dự kiến tiến hành giải pháp bơm ép hệ hóa phẩm.

- Hệ hóa phẩm đã được nghiên cứu và xác định từ kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm và mô hình vật lý vĩa sẽ được sử dụng trong mô hình mô phỏng. Các chỉ tiêu kỹ thuật của hệ hóa phẩm gồm: nồng độ hóa phẩm, độ nhớt, độ bền nhiệt, độ hấp phụ, sức căng bề mặt và cơ chế gia tăng hệ số thu hồi dầu được mô phỏng lại chính xác nhất có thể so với nghiên cứu trên mô hình vật lý đã thực hiện.

Trên cơ sở hệ hóa phẩm ban đầu, các kịch bản khai thác và bơm ép khác nhau sẽ được thực hiện nhằm tối ưu hóa phương án triển khai cũng như đánh giá hiệu quả gia tăng hệ số thu hồi dầu, phục vụ cho việc đánh giá kinh tế và xây dựng báo cáo tiền khả thi ứng dụng thực tế tại mỏ.

3. Mô phỏng hiệu quả nâng cao hệ số thu hồi dầu bằng phương pháp bơm ép hệ hóa phẩm SP

3.1. Lựa chọn hệ chất hoạt động bề mặt - polymer phù hợp với điều kiện vỉa đối tượng Miocene dưới của mỏ Bạch Hổ

Kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm đã xác định tổ hợp chất hoạt động bề mặt và polymer phù

hợp với điều kiện địa chất, đặc trưng đá chứa, tính chất và thành phần dầu của đối tượng Miocene dưới của mỏ Bạch Hổ đặc biệt có khả năng chịu độ mặn cao và tương thích với nước bơm ép, nước vỉa ($\sim 35 \text{ g/L}$, $\text{Ca}^{2+} 2.500 \text{ mg/l}$; $\text{Mg}^{2+} 1.200 \text{ mg/l}$), khả năng chịu nhiệt cao ($90 - 110 \text{ }^\circ\text{C}$). Tổ hợp chất hoạt động bề mặt và polymer gồm các tác nhân chính và các tác nhân phụ trợ. Chất hoạt động bề mặt tác nhân chính được phối trộn trên cơ sở 3 hoạt chất sodium olefin sulfonate (SOS), alkyl olefin sulfonate (AOS), nonyl-phenol ethoxylate (NP EO) với khả năng giảm IFT xuống thấp nhất, tăng khả năng tạo hệ vi nhũ tương cũng như khả năng chịu nhiệt độ và độ khoáng hóa/độ mặn cao. Trong khi hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) được lựa chọn là polymer tác nhân chính trong hệ hóa phẩm do khoảng hoạt động nhiệt lớn, có thể lên tới $120 \text{ }^\circ\text{C}$.

Các tác nhân phụ trợ nâng cao hiệu quả của tác nhân chính gồm các chất đồng hoạt động bề mặt alkyl ethoxy sulfate (AES), sodium petroleum sulfonate, các chất đồng dung môi như glycol ether, các chất kiềm và một số phụ gia khác với mục đích chống oxy hóa, chống ăn mòn, chống sa lắng muối, hỗ trợ tạo nhũ....

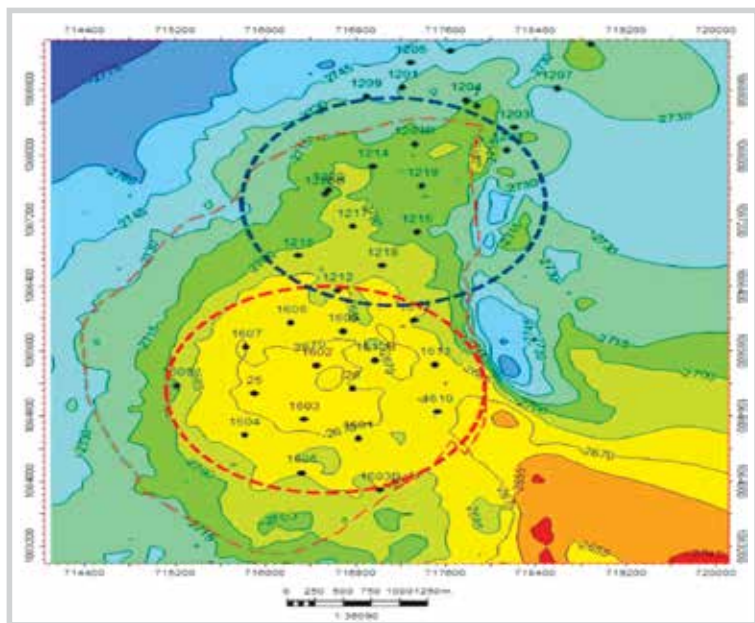
Hệ hóa phẩm phối trộn theo tỷ lệ 3:1 của chất hoạt động bề mặt anion (AOS:SOS) với nonion (NP EO), phối trộn polymer và tổ hợp chất hoạt động bề mặt với tỷ lệ HPAM 0,3% khối lượng. Hệ hóa phẩm sau phối trộn cần đảm bảo các điều kiện:

- Sức căng bề mặt IFT: 0,05 mN/m
- Độ nhớt: $\sim 25 - 30 \text{ cP}$
- Tỷ trọng: 1,02
- Độ pH: 7,2 - 7,8

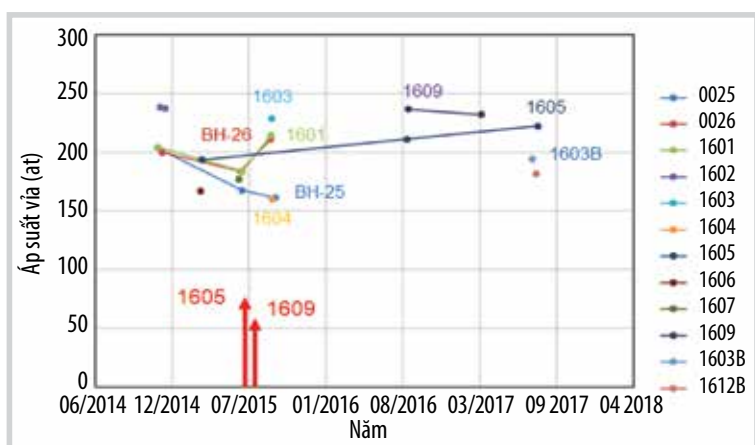
3.2. Lựa chọn khu vực nghiên cứu, lựa chọn giếng dự kiến tiến hành giải pháp bơm ép hệ hóa phẩm

Theo kết quả địa vật lý giếng khoan khu vực phía Nam vòm Nam (giàn BK-16, BK-14) các thân dầu 23-1 tới 23-2 không chứa hoặc ít chứa nước ban đầu. Nước xuất hiện tại các thân dầu 23-3, 23-4 và 24, 25. Chiều dày hiệu dụng của tập khai thác chính là tương đối tốt ($12 - 16 \text{ m}$), tuy nhiên chiều dày này giảm nhanh khi ra biên. Trên cơ sở các đặc trưng biến đổi thạch học, tầng chứa và động thái khai thác có thể chia thành 2 khu vực (Hình 1).

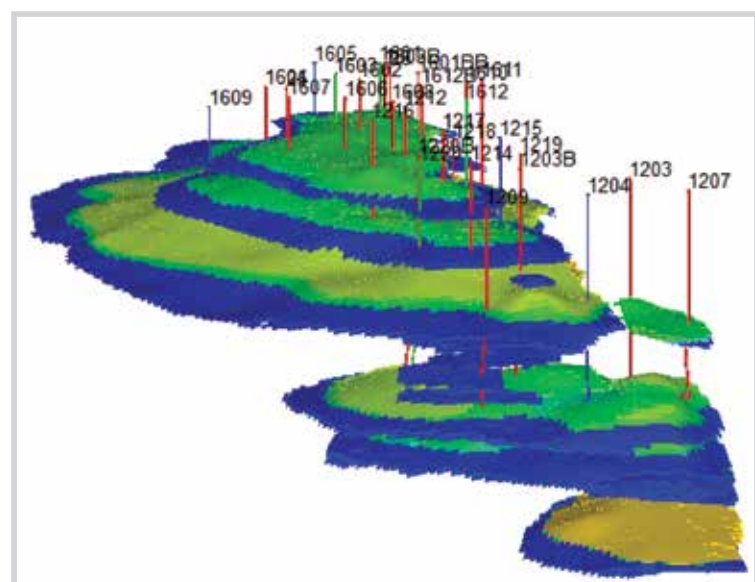
Tại khu vực phía Bắc vòm Nam, bên cạnh các tập vỉa chính từ 22 đến 23-4 xuất hiện thêm các tập vỉa từ 24 - 27. Phân bố độ rỗng trung bình từ 15 - 20% và tăng dần từ Bắc xuống Nam. Lưu lượng khai thác ban đầu cao ($> 100 \text{ tấn/ngày}$), tuy nhiên tốc độ suy giảm nhanh trong 1 - 2



Hình 1. Bản đồ đẳng sâu tầng sản phẩm 23-2 đối tượng Miocene dưới, vòm Nam mỏ Bạch Hổ.



Hình 2. Động thái áp suất vỉa khu vực giếng bơm ép 1605 và 1609.



Hình 3. Mô hình mô phỏng khai thác đối tượng Miocene dưới, vòm Nam mỏ Bạch Hổ.

năm đầu tiên. Hiện tại, lưu lượng khai thác của các giếng đều thấp hơn 20 tấn/ngày, độ ngập nước 80%. Giếng 1215 được đưa vào bơm ép từ tháng 11/2013 sau khi áp suất vỉa tại khu vực giảm nhanh. Quá trình bơm ép giếng 1215 ghi nhận động thái áp suất vỉa các giếng lân cận tăng dần. Với hiện trạng độ ngập nước tại khu vực đã cao, lưu lượng dầu khai thác thấp, việc lựa chọn bơm ép hóa phẩm tại khu vực sẽ đạt hiệu quả thấp [9].

Khu vực phía Nam vòm Nam được đưa vào khai thác trong giai đoạn 2014 - 2015, động thái khai thác tốt, tốc độ ngập nước chậm giúp khu vực luôn đóng vai trò chủ lực về mặt sản lượng cho toàn bộ đối tượng Miocene dưới, mỏ Bạch Hổ. Nhà điều hành đang tiến hành bơm ép giếng 1609 và 1605. Kết quả đánh giá động thái khai thác, áp suất, đặc biệt là kết quả phân tích mẫu nước khai thác cho thấy mức độ ảnh hưởng mạnh của các giếng bơm ép tới giếng khai thác (Hình 2). Giếng 1605 ảnh hưởng tới các giếng 1603 và giếng 26, trong khi giếng bơm ép 1609 ảnh hưởng tới giếng 25, 1604 và giếng 1607. Đây là khu vực lý tưởng để tiến hành đánh giá khả năng bơm ép hệ hóa phẩm SP không chỉ do đặc điểm về địa chất mỏ, đặc tính chất lưu mà còn về hệ thống cụm thiết bị bơm ép đồng bộ cùng các nghiên cứu sẵn có về tương tác bơm ép - khai thác do nhà điều hành thực hiện.

3.3. Đánh giá hiệu quả bơm ép hệ hóa phẩm SP trên mô hình mô phỏng khai thác tầng chứa Miocene dưới, khu vực vòm Nam

- Mô hình mô phỏng khai thác tầng chứa Miocene dưới, khu vực vòm Nam

Mô hình mô phỏng thủy động lực học tầng chứa Miocene dưới, khu vực vòm Nam, giàn BK14&16, được xây dựng với mạng ô lưới 113 x 140 x 870, kích thước trung bình của mỗi ô lưới là 50 m x 60 m x 0,4 m. Trong mô hình có 483.722 ô lưới hoạt động với tổng 31 giếng, bao gồm 26 giếng khai thác và 5 giếng bơm ép (Hình 3). Mô hình được cập nhật lịch sử đến tháng 2/2020. Với các điều kiện hiện tại, dự kiến tổng sản lượng khai thác dầu đến thời điểm tháng 1/2051 ước đạt 5,5 triệu m³, tương ứng hệ số thu hồi 27,5%.

Bảng 1. Tính chất của polymer

Độ nhớt của polymer		Đặc tính đá chứa khí có sự xuất hiện của polymer			
PLYVISC		PLYROCK			
Nồng độ polymer (kg/sm ³)	Hệ số gia tăng độ nhớt của nước bơm ép (lần)	Hệ số trở kháng	Khối lượng riêng (kg/sm ³)	Chỉ số hấp phụ	Khả năng hấp phụ polymer tối đa
0	1	1,3	2115	2	0,0004
2	25				
3	38				
4	46				
Độ hấp phụ polymer		Tính lưu biến của polymer		Nồng độ polymer/muối	
PLYADS		PLYSHEAR		PLYMAX	
Nồng độ polymer (kg/sm ³)	Nồng độ polymer bị hấp phụ	Vận tốc dòng chảy của pha nước/polymer (mét/ngày)	Hệ số độ nhớt hiệu dụng của polymer và nước	Nồng độ polymer (kg/m ³)	Nồng độ muối trong dung dịch (kg/m ³)
0	0	0	1	25	0
0,0005	0	4,45	0,6		
2	0,000012	7	0,55		
10	0,000012				

Bảng 2. Tính chất của chất hoạt động bề mặt

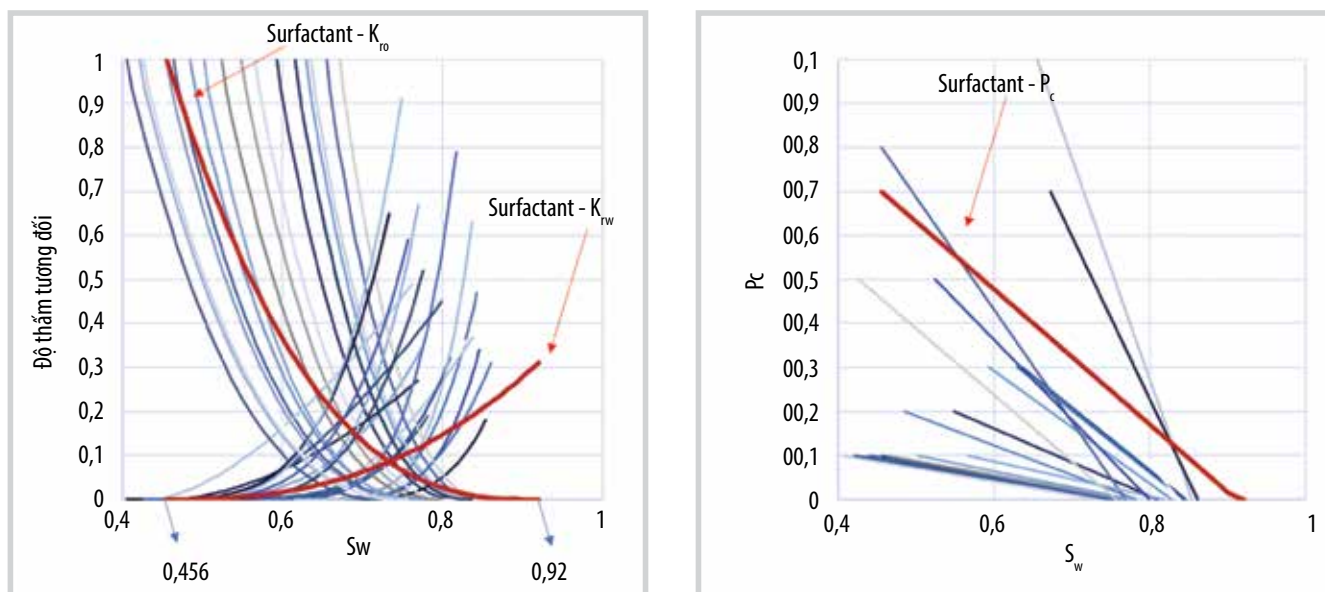
Độ nhớt dung dịch chất hoạt động bề mặt		Độ hấp phụ chất hoạt động bề mặt		Sức căng bề mặt hệ dầu-nước		Độ khử mao dẫn		Đặc tính đá chứa trong mô hình chất hoạt động bề mặt	
SURFVISC		SURFADS		SURFST		SURFCAPD		SURFROCK	
Nồng độ chất hoạt động bề mặt (kg/sm ³)	Độ nhớt dung dịch (cP)	Nồng độ chất hoạt động bề mặt (kg/sm ³)	Nồng độ chất hoạt động bề mặt bị hấp phụ	Nồng độ chất hoạt động bề mặt (kg/sm ³)	Sức căng bề mặt (N/m)	Cơ số 10 của chỉ số mao dẫn	Độ trộn lẫn	Chỉ số hấp phụ	Khối lượng riêng (kg/m ³)
0	0,2427	0	0	0	0,0263	-10	0	2	2650
4,5	0,35	4,5	0,000023	0,01	0,01	-8,3	0		
10	0,6	10	0,000023	0,05	0,002	-5,1	1		
100	6,6			0,1	0,0001	10	1		
200	6,8			0,45	0,000074				
300	7			4,5	0,000074				
400	7,1			20	0,000074				

- Thiết lập điều kiện ban đầu cho hệ hóa phẩm SP trong mô hình mô phỏng

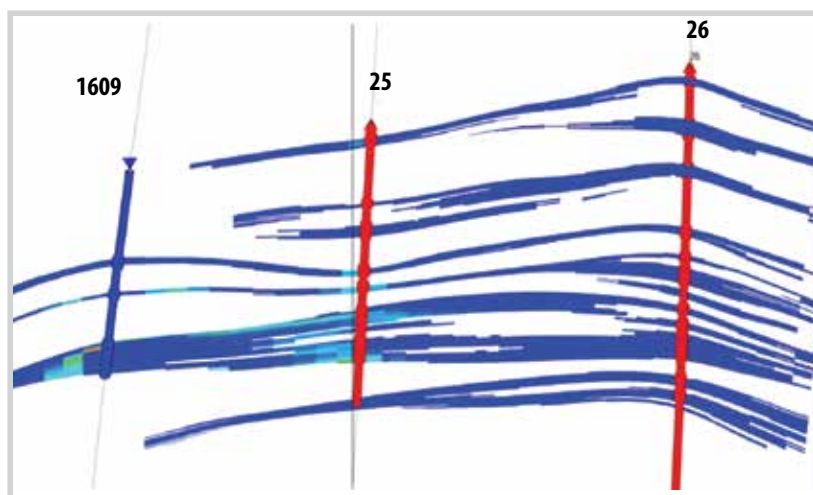
Thông số hệ hóa phẩm chế tạo trong phòng thí nghiệm được đưa vào mô hình mô phỏng thông qua các từ khóa, trong đó các chỉ số kỹ thuật như độ nhớt, độ hấp phụ, sức căng bề mặt có thể được biểu diễn theo nồng độ hợp chất polymer và chất hoạt động bề mặt đưa vào. Đối với polymer, tại điều kiện vỉa, nồng độ thay đổi từ 2 - 4 kg/m³ sẽ giúp độ nhớt dung dịch bơm ép tăng từ 25 - 46 lần tương ứng độ nhớt dung dịch bơm ép nằm trong khoảng 25 - 30 cP. Khả năng hấp phụ polymer trong bề mặt đất đá thay đổi từ 0 - 0,000012 theo nồng độ polymer từ 0 - 10 kg/m³. Đối với chất hoạt động bề mặt, khi tăng nồng độ chất hoạt động bề mặt từ 0,01 - 20 kg/m³

sẽ giúp giảm đáng kể sức căng bề mặt dầu - nước từ 0,01 N/m xuống 0,000074 N/m, trong khi tại các giá trị nồng độ khác nhau độ nhớt dung dịch thay đổi không nhiều. Thông số tính chất của hệ hóa phẩm SP được biểu diễn trong Bảng 1 và 2.

Sự hiện diện của chất hoạt động bề mặt trong dung dịch bơm ép giúp làm thay đổi tính dính ướt, giảm sức căng giữa pha do đó giúp đẩy dầu ra khỏi các lỗ rỗng trong vỉa chứa, giá trị độ bão hòa dầu dư trong đường cong thẩm pha tương đối dầu - nước có xu hướng giảm. Đường cong thẩm pha tương đối được hiệu chỉnh trên cơ sở mô hình hóa 1D kết quả và quy trình thí nghiệm bơm ép hóa phẩm trên mẫu lõi. Theo kết quả phục hồi lịch sử chênh áp và thu hồi dầu trong mô hình 1D, giá trị độ bão



Hình 4. Đường cong thấm pha tương đối trước và sau thí nghiệm.



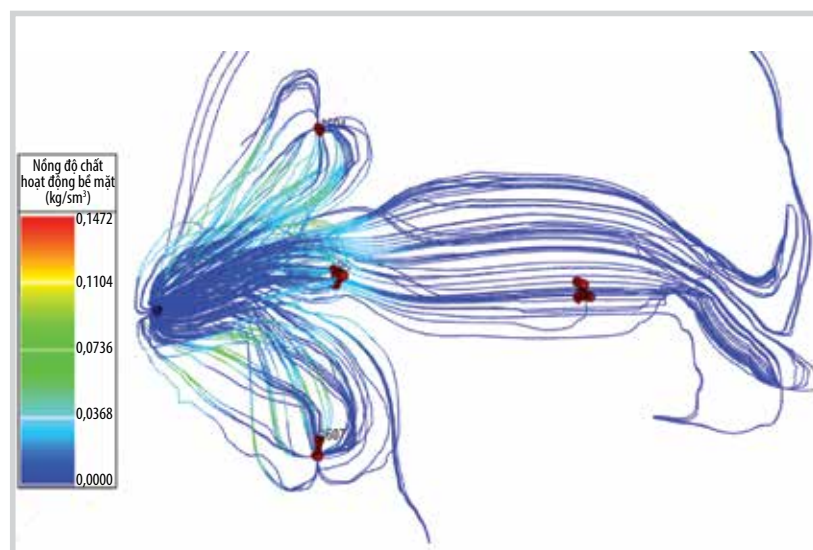
Hình 5. Mặt cắt liên kết qua giếng khoan 1609-25-26.

hòa dầu dư giảm từ 0,25 xuống 0,08. Độ thấm tương đối của pha nước tại độ bão hòa dầu dư được xác định theo giá trị 0,32.

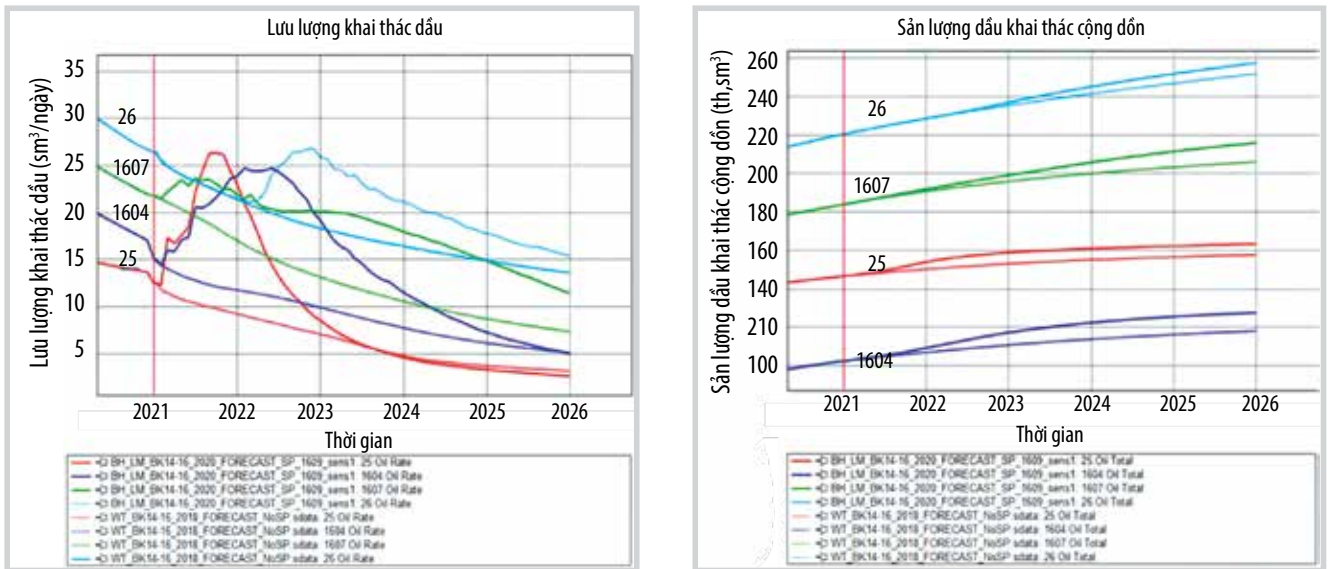
Mô hình dòng chảy 2 pha dầu - nước trong mô hình mô phỏng khai thác đối tượng Miocene dưới, vòm Nam, được xây dựng dựa trên 18 đường cong thấm pha tương đối, tương ứng với 18 đặc trưng đá chứa khác nhau. Sự hiện diện của hệ hóa phẩm sẽ làm thay đổi hành trạng pha dầu nước trong mô hình. Do giới hạn về số lượng mẫu lõi phân tích, tại mỗi ô lưới, 1 trong 18 đường cong thấm pha tương đối ban đầu được phần mềm tự động hiệu chỉnh về đường cong thấm pha mới khi có sự xuất hiện của hóa phẩm bơm ép (Hình 4).

- Đánh giá hiệu quả bơm ép hệ hóa phẩm SP

Theo kết quả lựa chọn giếng thực hiện bơm ép hệ hóa phẩm SP, 2 giếng bơm ép 1609 và 1605 tại khu vực phía Nam vòm Nam sẽ được thực hiện phương án đánh giá độc lập. Khối lượng hóa phẩm dự kiến bơm tại từng giếng là 100 m³ với nồng độ chất hoạt động bề mặt 300.000 ppm, nồng độ polymer 7.000 ppm. Thời gian bơm ép 1 ngày bắt đầu từ tháng 1/2022, được quan sát và đánh giá hiệu quả trong 4 năm sau khi bơm hóa phẩm.



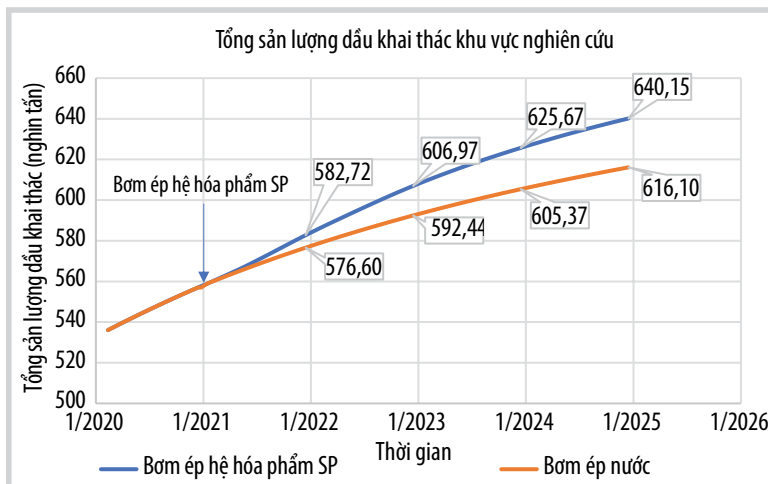
Hình 6. Mô hình đường dòng khu vực giếng bơm ép 1609.



Hình 7. Biểu đồ so sánh sản lượng khai thác giữa phương án bơm ép nước và bơm ép hệ hóa phẩm SP.

Bảng 3. Hiệu quả gia tăng sản lượng khai thác dầu tại khu vực 1609

Bơm hệ hóa phẩm SP từ giếng 1609	Khu vực quan sát (giếng 25, 26, 1604, 1607)			
	Bơm hệ hóa phẩm SP	Không bơm hệ hóa phẩm SP	Dầu gia tăng	
	Nghìn tấn	Nghìn tấn	Nghìn tấn	%
1 năm	25,7	19,6	6,1	31,3
2 năm	50,0	35,4	14,5	41,0
3 năm	68,7	48,3	20,3	42,0
4 năm	83,1	59,1	24,0	40,7



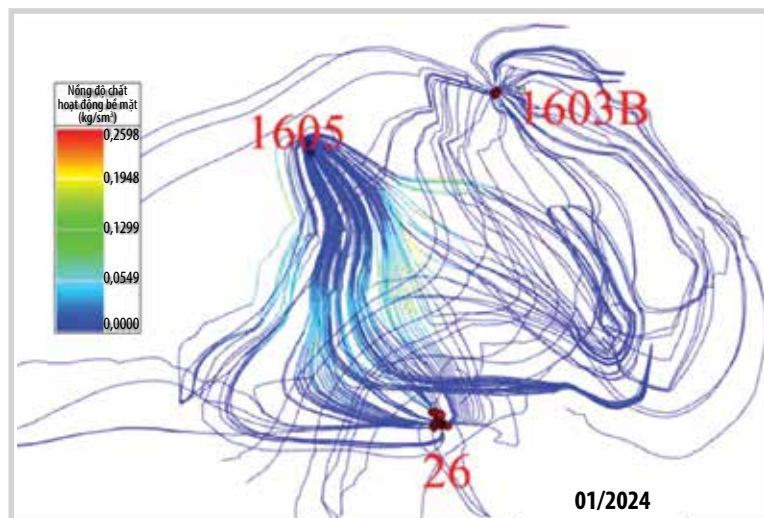
Hình 8. Sản lượng dầu khai thác gia tăng trong 4 năm sau khi bơm hệ hóa phẩm SP tại vị trí giếng 1609.

Giếng bơm ép 1609: Lưu lượng bơm ép nước hiện tại khoảng 245 m³/ngày, giếng thực hiện bơm ép tại tập vỉa 23-2 (Hình 5). Mô hình đường dòng cho thấy ảnh hưởng từ giếng bơm ép có thể quan sát được tại các giếng khai thác lân cận 1604, 26, 1607 và 25 (Hình 6). Hiệu quả gia tăng sản lượng khai thác dầu được nhìn thấy rõ trong cả 4 giếng quan sát. So với phương án không bơm ép hệ hóa phẩm SP, trong năm đầu tiên sản lượng dầu gia tăng từ quỹ giếng quan sát

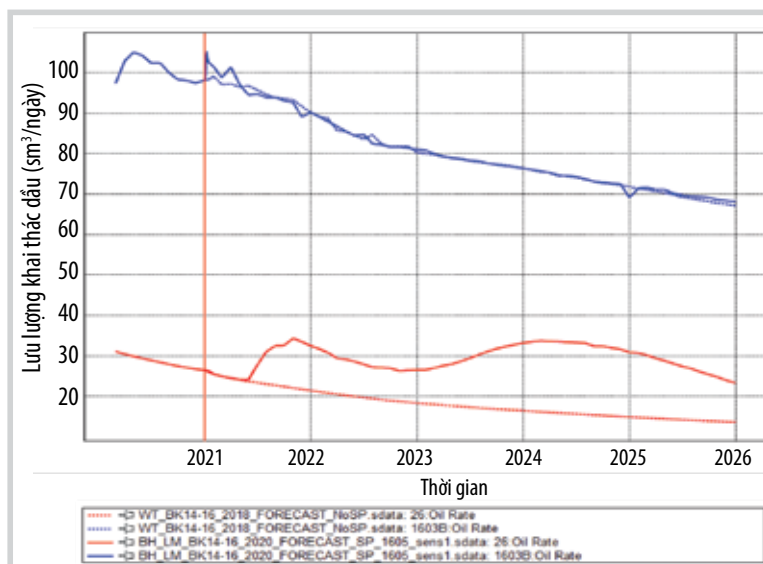
đạt 6.100 tấn tương ứng hệ số thu hồi dầu gia tăng 31,3%. Trong năm thứ 2, sản lượng khai thác dầu tiếp tục gia tăng thêm 8.400 tấn nâng sản lượng dầu gia tăng cộng dồn trong 2 năm đầu tiên sau thực hiện bơm ép hệ hóa phẩm SP lên 14.500 tấn, tương ứng hệ số thu hồi gia tăng 41%. Sản lượng khai thác dầu gia tăng sẽ giảm dần trong năm thứ 3 và thứ 4. Tổng hợp trong 4 năm sau khi thực hiện bơm ép hệ hóa phẩm SP tại giếng 1609, sản lượng khai thác dầu từ 4 giếng quan sát ước đạt 83.100 tấn, cao hơn 24.000 tấn so với phương án thực hiện bơm ép nước truyền thống. Kết quả đánh giá hiệu quả bơm ép hệ hóa phẩm SP từ giếng khoan 1609 được biểu diễn trên Hình 7, 8 và Bảng 3.

Giếng bơm ép 1605: Điều kiện thiết lập và các bước đánh giá được thực hiện tương tự như giếng bơm ép 1609, trong đó giếng 1605 tiến hành bơm ép tại tầng sản phẩm chính 23-2 với lưu lượng bơm ép 400 m³/ngày. Ảnh hưởng của giếng 1605 được quan sát tại 2

giếng 26 và 1603B (Hình 9). Tổng sản lượng dầu khai thác trong 4 năm từ 2 giếng quan sát cho phương án bơm ép hệ hóa phẩm SP đạt 133.000 tấn, cao hơn phương án thực hiện bơm ép nước 12.800 tấn. Kết quả đánh giá hiệu quả bơm ép hệ hóa phẩm SP từ giếng khoan 1605 được biểu diễn trên Hình 10 và Bảng 4.



Hình 9. Mô hình đường dòng khu vực giếng bơm ép 1605.



Hình 10. Biểu đồ so sánh sản lượng khai thác giữa phương án bơm ép nước và phương án bơm ép hệ hóa phẩm SP.

Bảng 4. Hiệu quả gia tăng sản lượng khai thác dầu tại khu vực 1605

Bơm hệ hóa phẩm SP từ giếng 1605	Khu vực quan sát (giếng 26, 1603B)			
	Bơm hệ hóa phẩm SP	Không bơm hệ hóa phẩm SP	Dầu gia tăng	
	Nghìn tấn	Nghìn tấn	Nghìn tấn	%
1 năm	36,6	35,1	1,5	4,3
2 năm	69,9	65,8	4,0	6,1
3 năm	101,8	94,1	7,8	8,2
4 năm	133,4	120,6	12,8	10,6

4. Kết luận

Hai giếng bơm ép 1605 và 1609 tại khu vực phía Nam đã được lựa chọn để tiến hành nghiên cứu đánh giá hiệu quả giải pháp bơm ép hệ hóa phẩm SP (chất hoạt động bề mặt - polymer). Hệ hóa phẩm dự kiến thực hiện bơm ép là tổ hợp chất hoạt động bề mặt anion/nonion (AOS:SOS:NP EO) và polymer HPAM. Các thông số kỹ thuật hệ hóa phẩm được đưa vào trong mô hình nhằm mô phỏng quá trình tương tác chất lưu - chất lưu, chất lưu - đá chứa và cơ chế thu hồi dầu trong mô hình.

Kết quả thử nghiệm bơm ép hệ hóa phẩm SP trên mô hình mô phỏng khai thác cho thấy hiệu quả gia tăng thu hồi dầu trên các cụm giếng quan sát. Tại khu vực giếng bơm ép 1609, sản lượng dầu gia tăng từ 4 giếng có thể đạt 24.000 tấn tương ứng hệ số thu hồi gia tăng 40,7%, trong khi tại giếng bơm ép 1605 sản lượng dầu gia tăng thấp hơn, chỉ đạt 12.800 tấn.

Lời cảm ơn

Bài báo là kết quả nghiên cứu của Đề tài cấp quốc gia mã số ĐTĐLCN.27/19 “Nghiên cứu, đánh giá hiệu quả của các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu và chế tạo hệ hóa phẩm quy mô pilot áp dụng cho đối tượng đại diện thuộc tầng trầm tích lục nguyên của bể Cửu Long”. Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Bộ Khoa học và Công nghệ (theo Hợp đồng số 27/2019/HĐ-ĐTĐLCN-CNN ngày 20/3/2019) và Viện Dầu khí Việt Nam đã hỗ trợ nguồn lực và tài trợ kinh phí thực hiện nghiên cứu này.

Tài liệu tham khảo

- [1] Nguyễn Hữu Trung và nnk, "Nghiên cứu khả năng ứng dụng phức hệ Polyme để bơm ép trong móng nứt nẻ tại các giếng khoan ở thềm lục địa Việt Nam nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu khí", Viện Dầu khí Việt Nam, 1996.
- [2] Phạm Trường Giang, Trần Đình Kiên, Hoàng Linh, Đinh Đức Huy, Trần Xuân Quý, Phan Vũ Anh, Phạm Chí Đức, Lê Thế Hùng, Phạm Văn Tú, Trần Đăng Tú, Vương Việt Nga và Lưu Đình Tùng, "Đánh giá khả năng và xây dựng kế hoạch thử nghiệm bơm ép polymer cho tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu", *Tạp chí Dầu khí*, Số 8, trang 44 - 52, 2018.
- [3] Hoàng Linh, Phan Vũ Anh và Lương Văn Tuyên, "Nghiên cứu ứng dụng tổ hợp chất hoạt động bề mặt bền nhiệt cho tăng cường thu hồi dầu vỉa cát kết tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 37 - 48, 2014.
- [4] Trịnh Thanh Sơn và nnk, "Nghiên cứu và hoàn thiện công nghệ nano trong bơm ép hoạt động bề mặt để nâng cao hệ số thu hồi dầu vỉa mỏ Bạch Hổ", Viện Dầu khí Việt Nam, 2017.
- [5] S.R. Clark, M.J. Pitts, and S.M. Smith, "Design and application of an alkaline-surfactant-polymer recovery system to the West Kiehl field", *SPE Advanced Technology Series*, Vol. 1, No. 1, pp. 172 - 179, 1993. DOI: 10.2118/17538-PA.
- [6] M.T. Al-Murayri, A.A. Hassan, M.B. Abdullah, A.M. Abdulrahim, C. Marlière, S. Hocine, R. Tabary, and G.P. Suzanne, "Surfactant/polymer flooding: Chemical-formulation design and evaluation for Raudhatain lower Burgan reservoir, Kuwait", *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Vol. 22, No. 3, 2018, pp. 923 - 940. DOI: 10.2118/183933-PA.
- [7] Xiaodong Kang and Jian Zhang, "Surfactant polymer (SP) flooding pilot test on offshore heavy oil field in Bohai bay, China", *SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2 - 4 July 2013*. DOI: 10.2118/165224-MS.
- [8] S. Puskas, Á. Vágó, M. Törő, G.Y. Kálmán, R. Tabajd, I. Dékány, J. Dudás, R. Nagy, L. Bartha, I. Lakatos, A. Thomas and R. Garcia, "First surfactant-polymer EOR injectivity test in the Algyő field, Hungary", *Proceedings of IOR 2017 - 19th European Symposium on Improved Oil Recovery*, pp. 1 - 18, 2017. DOI: 10.3997/2214-4609.201700244.
- [9] Shijie Zhu, Zhongbin Ye, Jian Zhang, Xinheng Xue, Zehua Chen, and Zuping Xiang, "Research on optimal timing range for early polymer injection in sandstone reservoir", *Energy Reports*, Vol. 6, pp. 3357 - 3364, 2020. DOI: 10.1016/j.egy.2020.11.247.

RESEARCH OF SURFACTANT-POLYMER CHEMICAL FLOODING SOLUTION FOR LOWER MIOCENE FORMATION OF BACH HO FIELD SOUTH BLOCK AND ASSESSMENT OF ITS EOR EFFICIENCY

Pham Truong Giang, Le The Hung, Tran Xuan Quy, Nguyen Van Sang, Le Thi Thu Huong, Hoang Long, Cu Thi Viet Nga

Vietnam Petroleum Institute

Email: giangptr@vpi.pvn.vn

Summary

The paper presents the possibility of applying surfactant-polymer chemical flooding solution for the Lower Miocene formation of Bach Ho field South Block and evaluates the factors influencing the flooding process. Based on the results of research on chemical systems in the laboratory and on the physical reservoir model, the authors describe the results of development of production and injection scenarios to optimise the development plan as well as evaluate the efficiency of enhanced oil recovery on the production simulation model. The evaluation results show that the SP chemical flooding can help improve the oil recovery factor of the observation wells from 10% to 40%.

Key words: Enhanced oil recovery, surfactant-polymer flooding, sandstone, Lower Miocene, Bach Ho field.