



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 KẸP

Phan Vũ Anh¹, Trần Xuân Quý¹, Hoàng Long¹, Ngô Hồng Anh¹, Cù Thị Việt Nga¹, Nguyễn Thị Thu Hương¹

Trần Đăng Tú¹, Lê Đình Lăng², Nguyễn Hùng Anh², Mai Thế Quyền²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: anhpy@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Với đối tượng khai thác có nhiều tập vỉa mỏng nằm sát nhau, các tầng dầu nước đan xen, áp dụng các phương pháp ngăn cách nước cơ học truyền thống có thể bít luôn các kênh dẫn có lưu lượng dầu lớn nằm ở khu vực lân cận. Ngoài ra, các phương pháp ngăn cách nước cơ học cũng không thích hợp áp dụng đối với các tầng có độ ngập nước cao nhưng vẫn có tiềm năng cho dầu đáng kể.

Bài báo giới thiệu các phương pháp ngăn cách nước cho giếng khai thác, đồng thời trình bày một số kết quả nghiên cứu, đánh giá hệ hóa phẩm có thể ứng dụng cho các đối tượng có cấu tạo địa chất phức tạp, nhiều vỉa mỏng xen kẽ như mỏ Hải Sư Trắng và Tê Giác Trắng.

Từ khóa: Ngăn cách nước, nâng cao hiệu quả khai thác, cải thiện độ thấm tương đối, giảm độ thấm chọn lọc, gel nội vỉa, Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng.

1. Giới thiệu

Ngăn cách nước chọn lọc bằng phương pháp hóa học là một trong các biện pháp thích hợp đối với giếng khai thác đồng thời từ nhiều vỉa sản phẩm. Khác với các hệ gel đóng rắn có tác dụng ngăn cách hoàn toàn vỉa sản phẩm, hệ gel dùng cho ngăn cách nước chọn lọc thường là bán rắn. Phương pháp này thường được gọi là giảm độ thấm chọn lọc (disproportionate permeability reduction) hoặc thay đổi độ thấm tương đối dầu/nước (relative permeability modification). Khái niệm này xuất hiện trên cơ sở một số loại polymer hoặc gel khi hấp phụ trên bề mặt các kênh dẫn có khả năng làm giảm độ thấm nước (K_{rw}) gấp nhiều lần so với giảm độ thấm dầu (K_{ro}). Ngăn cách nước chọn lọc bằng phương pháp hóa học được cho là phù hợp với các vỉa có cấu tạo địa chất phức tạp, gồm nhiều vỉa mỏng xen kẽ như mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng.

2. Các phương pháp ngăn cách nước

Hai nguyên nhân chính dẫn đến độ ngập nước một số giếng khai thác tăng nhanh là gia tăng cường độ bơm

nước của các giếng bơm ép liên thông và nước từ một số vỉa chứa thâm nhập vào giếng khai thác. Độ ngập nước tăng làm tăng chi phí cho hóa phẩm và năng lượng xử lý nước, giảm hiệu quả kinh tế của quá trình khai thác. Ngăn cách nước là một trong những biện pháp quan trọng nhằm đảm bảo và nâng cao hiệu quả khai thác các giếng ngập nước. Có 3 nhóm phương pháp ngăn cách nước chính đang được áp dụng hiện nay.

2.1. Nhóm phương pháp đổ cầu xi măng

Nhìn chung tại một số giếng của các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Ruby đã thử nghiệm phương pháp đổ cầu xi măng và đều cho hiệu quả. Hạn chế của phương pháp này là chỉ có thể áp dụng cho các mỏ có vỉa dày, động thái ngập nước theo xu thế từ dưới lên và chi phí cao do phải huy động giàn khoan. Phương pháp này không phù hợp đối với các vỉa ngập nước nằm bên trên. Ngoài ra, hạn chế khác của phương pháp này là không có khả năng mở vỉa lại để khai thác sau này.

2.2. Nhóm phương pháp sử dụng straddle packer

Ưu điểm của phương pháp sử dụng straddle packer là khá cơ động và có thể ngăn cách các tập nước nằm giữa các vỉa dầu, khí. Phương pháp này có thể áp dụng cho các mỏ có nhiều tập vỉa xen kẽ nằm tương đối xa nhau.

Khi áp dụng phương pháp này cho các tập nước nằm sát các vỉa cho dầu, có thể vô tình bít luôn các vỉa chứa dầu. Phương pháp này không thích hợp xử lý các vỉa nhiều nước nhưng vẫn đóng góp sản lượng dầu đáng kể. Ngoài ra phải kể đến rủi ro trong công tác hoàn thiện giếng và vận hành thiết bị.

2.3. Nhóm phương pháp ngăn cách nước hóa học

Một số phương pháp hóa học đã được thử nghiệm tại mỏ Bạch Hổ nhưng đều chưa thành công do các nguyên nhân như nhiệt độ vỉa cao, cấu tạo địa chất phức tạp với nhiều vỉa mỏng và có mức độ bất đồng nhất cao, hệ hóa phẩm sử dụng chưa phù hợp. Ngoài ra, chưa có các nghiên cứu, đánh giá chi tiết về đặc trưng vỉa chứa, điều kiện khai thác, cơ chế và mức độ phù hợp của hệ hóa phẩm cho các mỏ tại Việt Nam trước khi áp dụng thử nghiệm.

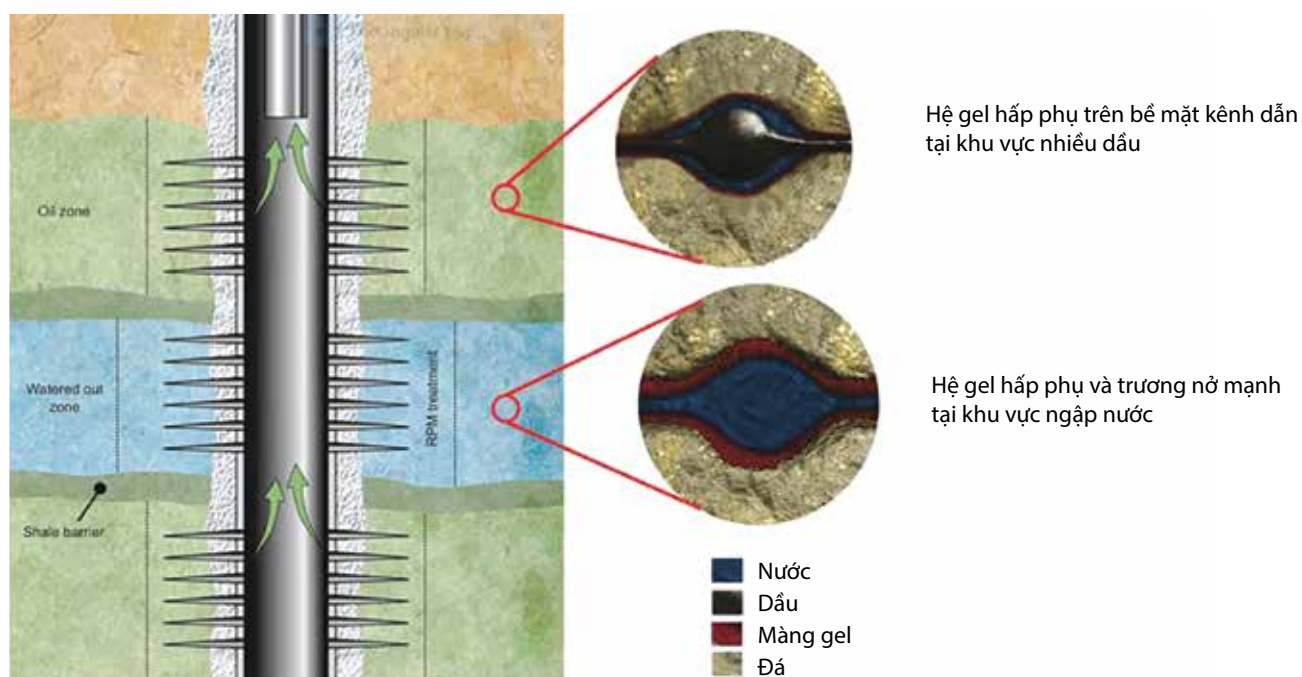
Có thể hiểu, ngăn cách nước bằng phương pháp hóa học là quá trình áp dụng các hệ hóa phẩm để ngăn ngừa hoặc hạn chế sự thâm nhập của nước vào giếng khai thác từ đó làm giảm độ ngập nước của giếng. Về cơ bản các hệ hóa phẩm ngăn cách nước dùng cho giếng khai thác là các hệ tạo gel trong điều kiện vỉa hoặc vùng cận đáy giếng. Dựa trên cơ chế tác động, các hệ hóa phẩm tạo gel dùng cho giếng khai thác được chia thành hai loại: ngăn cách không chọn lọc và ngăn cách chọn lọc.

Đối với ngăn cách không chọn lọc, tương tự như các hệ lái dòng dùng cho giếng bơm ép, hệ hóa phẩm ban đầu có độ nhớt tương đối thấp được dễ dàng bơm đẩy

vào giếng khai thác và thâm nhập vào các tầng khác nhau. Dưới tác động của nhiệt độ vỉa phản ứng tạo gel sẽ diễn ra, đông rắn, bít nhét và ngăn cách toàn bộ vỉa sản phẩm. Sau khi nước được ngăn cách hoàn toàn, vỉa sẽ được mở lại ở những khu vực có dầu thích hợp. Trên thực tế, phương pháp ngăn cách không chọn lọc còn có thể dùng cho công tác hủy giếng để đảm bảo an toàn môi trường sau khi đã dùng khai thác. Hầu hết các thử nghiệm ngăn cách nước bằng phương pháp hóa học được tiến hành tại mỏ Bạch Hổ đến nay đều là ngăn cách không chọn lọc.

Khác với các hệ gel đông rắn, ngăn cách hoàn toàn vỉa sản phẩm, hệ gel dùng cho ngăn cách nước chọn lọc thường là bán rắn. Cơ chế chính của các hệ gel sử dụng trong ngăn cách nước chọn lọc được minh họa như Hình 1.

Sau khi được bơm đẩy vào giếng, hệ tạo gel ban đầu (có độ nhớt thấp) sẽ thâm nhập vào tất cả các tập vỉa kể cả vỉa chứa nước lẫn dầu (nếu không có packer chặn). Giếng được đóng khoảng 24 giờ để quá trình tạo gel diễn ra hoàn toàn. Tiếp đến là quá trình gọi dòng giúp kéo hết hóa phẩm dư thừa ra khỏi giếng. Tại những kênh chỉ có nước, màng gel trương nở mạnh và thu hẹp kênh dẫn đáng kể giúp hạn chế nước thâm nhập vào giếng khai thác. Tại những kênh nhiều dầu (% nước rất nhỏ), màng gel vẫn tạo ra nhưng mỏng hơn nhiều. Như vậy màng gel sẽ tạo ra ở vùng cận đáy giếng tại tất cả các tập vỉa nhưng độ dày mỏng khác nhau tùy vào tỷ lệ dầu/nước. Tỷ lệ dầu/nước càng lớn, màng gel tạo ra càng mỏng và ngược lại. Thêm vào đó, lớp màng hấp phụ trên bề mặt còn giúp các



Hình 1. Minh họa cơ chế tác động của hệ gel ngăn cách nước chọn lọc

kênh dẫn tại vùng cận đáy giếng trở nên dính ứ nước hơn. Ngoài cơ chế như trên, một số cơ chế giúp giảm độ thấm chọn lọc khác cũng được nghiên cứu và công bố như:

- Hiệu ứng co xẹp khi tiếp xúc với dầu và trương nở khi tiếp xúc với nước [1];
- Cơ chế ảnh hưởng trọng trường [2];
- Hiệu ứng ngăn/giọt gel [3];
- Hiệu ứng dính ứ [4, 5];
- Hiệu ứng bôi trơn [6];
- Lực mao dẫn và độ dẻo gel [7];
- Biến dạng gel hoặc khử nước [8];
- Ngăn trở nhờ hấp phụ polymer [9];
- Cơ chế con đường riêng biệt [10];
- Rửa trôi polymer và giảm tính linh động của nước vỉa [7].

Còn rất nhiều tranh cãi về cơ chế giảm độ thấm chọn lọc của các hệ gel, nhưng nhiều kết quả đánh giá trên mô hình dòng chảy đa pha và thử nghiệm thực tế đã minh chứng hiệu quả thực sự của phương pháp này.

2.4. Lựa chọn đối tượng phù hợp cho ngăn cách nước chọn lọc bằng phương pháp hóa học

- Ngăn cách nước chọn lọc không phù hợp đối với các giếng chỉ khai thác tại duy nhất một vỉa dầu (cả nước và dầu đều khai thác từ một vỉa duy nhất). Khi đó hệ gel tạo ra chắc chắn sẽ thu hẹp kênh dẫn. Độ thấm nước giảm nhưng độ thấm dầu cũng giảm đáng kể, dẫn đến giảm sản lượng dầu [11].

- Các đối tượng phù hợp cho ngăn cách chọn lọc thường đang khai thác tại nhiều tập vỉa đồng thời, có nhiều vỉa mỏng xen kẽ.

- Ngăn cách nước chọn lọc thích hợp cho các giếng có các vỉa chứa dầu và nước cần ngăn cách không liên hệ với nhau về mặt thủy động học. Đối với trường hợp các

vỉa có liên hệ về thủy động học thì ngăn cách nước chọn lọc có thể có tác dụng trong ngắn hạn.

- Ngăn cách nước chọn lọc có thể có tác dụng với các đối tượng đang khai thác có mức độ ngập nước hiện tại cao, tốc độ ngập nước nhanh tuy nhiên trữ lượng dầu vẫn còn nhiều.

3. Đặc điểm địa chất, khai thác và hiện trạng ngập nước mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng

3.1. Mỏ Tê Giác Trắng

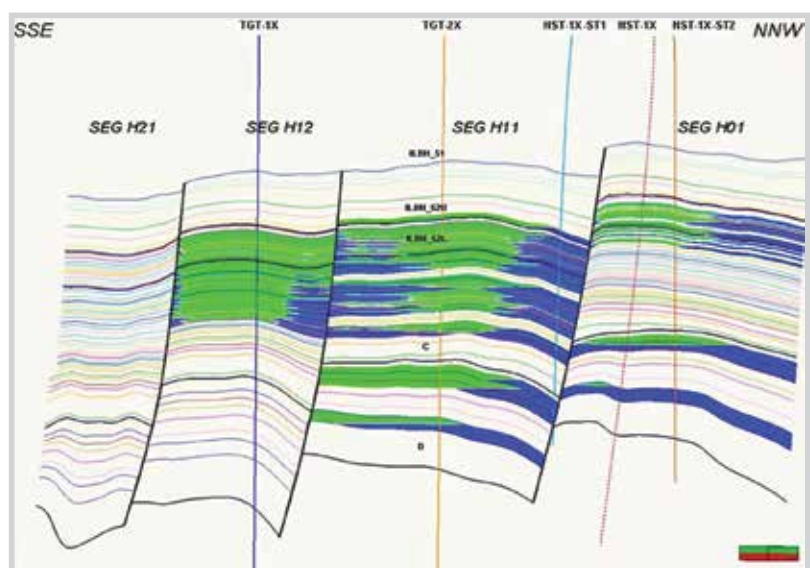
Đặc điểm địa chất và hiện trạng khai thác: Mỏ Tê Giác Trắng nằm ở phía Bắc của Lô 16-1, nằm cách Tp. Vũng Tàu 100km về phía Đông Nam, cách mỏ Bạch Hổ 20km và cách mỏ Rạng Đông 35km.

Nét đặc trưng của tầng chứa dầu mỏ Tê Giác Trắng là hệ thống chứa đa tầng với các vỉa cát chứa dầu mỏng có chiều dày khoảng 2 - 7m và lên tới 71 vỉa, trong đó:

- 6 tập vỉa: Miocene 5.1;
- 13 tập vỉa: Miocene 5.2 trên;
- 31 tập vỉa: Miocene 5.2 dưới;
- 17 tập vỉa: Oligocene C;
- 4 tập vỉa: Oligocene D.

Trong 71 tập vỉa có một số vỉa chứa gần kề nhau, liên thông về mặt thủy động lực học. Mỏ được phân chia thành 43 hệ thống thủy lực và gần như không có sự liên thông theo chiều thẳng đứng. Nhiệt độ vỉa nằm trong khoảng 80 - 110°C đối với Miocene và 100 - 120°C đối với Oligocene.

Mỏ Tê Giác Trắng được đưa vào khai thác từ năm 2011 với tổng số giếng hiện có là 34. Sản lượng hiện nay là 17.000 thùng, hệ số thu hồi 21%. Tuy mới đưa vào khai thác hơn 8 năm nhưng độ ngập nước trung bình hiện nay đã lên đến 83% (Hình 2).



Hình 2. Phân bố các tập vỉa mỏ Tê Giác Trắng theo độ sâu

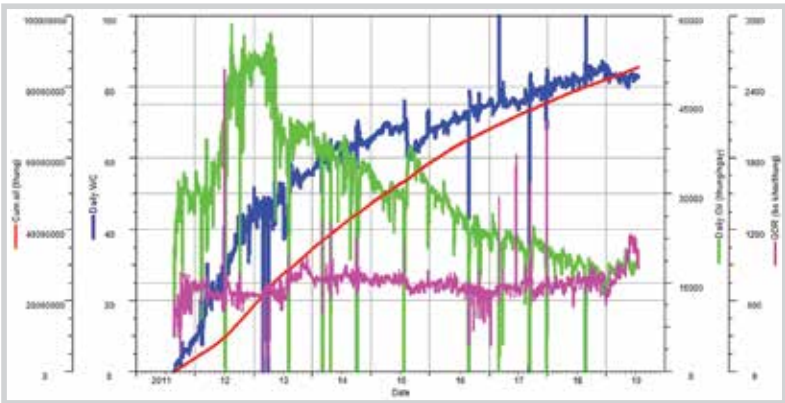
Các biện pháp ngăn cách nước đã tiến hành: Tại mỏ Tê Giác Trắng đã tiến hành 3 lần xử lý ngăn cách nước và đều bằng phương pháp straddle packer. Kết quả cho thấy các xử lý tại giếng H1-2P và H1-7P hiệu quả và sản lượng gia tăng tương ứng là 350 và 900 thùng dầu/ngày. Xử lý ngăn cách nước tại giếng H1-1P không hiệu quả do trong quá trình xử lý đã ngăn được một số vỉa có sản lượng nước cao nhưng chính những vỉa đó lại đóng góp đáng kể vào sản lượng dầu của giếng. Như vậy, bất những vỉa có lưu lượng nước cao nhưng vẫn cho dòng dầu đáng kể vô hình chung lại làm giảm hiệu quả khai thác của giếng. Đây cũng là một trong những nhược điểm của phương pháp straddle packer.

3.2. Mỏ Hải Sư Trắng

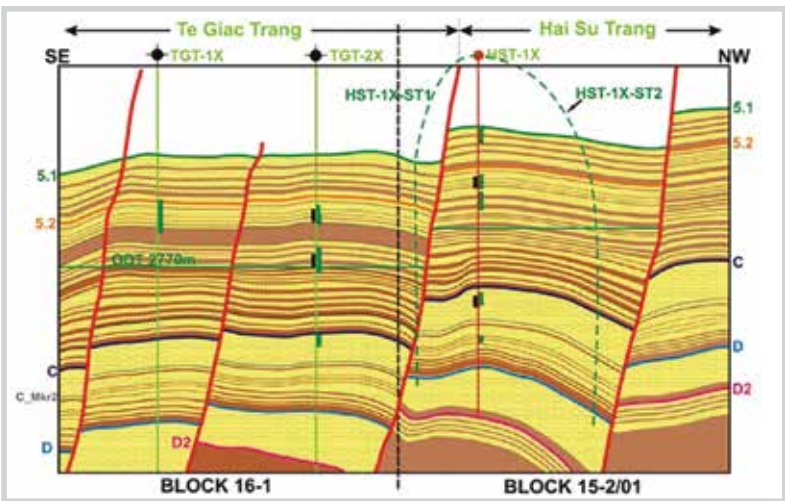
Đặc điểm địa chất và hiện trạng khai thác: Mỏ Hải Sư Trắng nằm ở Trung tâm và ở phía Nam của Lô 15-2/01, nằm cách Tp. Vũng Tàu 120km về phía Đông Nam và 2,5km về phía Bắc mỏ Tê Giác Trắng.

Các vỉa chứa dầu ở mỏ Hải Sư Trắng là các tập cát kết trầm tích xếp lớp liên tục có tuổi Oligocene muộn và Miocene sớm. Kết quả xác định trữ lượng tại chỗ và thực tế khai thác chỉ ra các vỉa chứa chủ yếu của mỏ Hải Sư Trắng nằm ở Miocene dưới từ 5.2U tới 5.2L_040, ngoại trừ các vỉa 5.2U_080 và 5.2U_090 do có độ bão hòa nước khá cao.

Mỏ Hải Sư Trắng mới được đưa vào khai thác từ năm 2013. Từ lúc mới đưa vào khai thác đến nay, sản lượng dầu giảm từ khoảng 14.000 thùng/ngày xuống 3.800 thùng/ngày. Hệ số thu hồi khoảng 23%. Tuy mới đưa vào khai thác nhưng độ ngập nước đã lên đến 82%.



Hình 3. Động thái khai thác mỏ Tê Giác Trắng



Hình 5. Động thái khai thác mỏ Hải Sư Trắng



Hình 4. Phân bố các vỉa mỏ Hải Sư Trắng theo độ sâu

Bảng 1. Thống kê xử lý ngăn cách nước tại mỏ Tê Giác Trắng

Năm sửa chữa	Tên giếng	Tình trạng giếng				
		Độ ngập nước ban đầu (%)	Độ ngập nước sau xử lý (%)	Sản lượng trước xử lý (thùng/ngày)	Sản lượng sau xử lý (thùng/ngày)	Lượng dầu gia tăng (thùng)
2014	H1-2P	80	68	1.650	2.000	350
2015	H1-7P	90	72	1.100	2.000	900
2014	H1-1P	80	90	1.800	1.100	-700



Các biện pháp ngăn cách nước đã tiến hành: Tính đến nay tại mỏ Hải Sư Trắng chưa tiến hành các biện pháp ngăn cách nước nào. Tuy nhiên cũng như mỏ Tê Giác Trắng, cấu tạo địa chất của mỏ Hải Sư Trắng cũng phức tạp và gồm nhiều vỉa mỏng xen kẽ không thích hợp với những phương pháp ngăn cách nước cơ học truyền thống.

Nhận xét chung về đặc điểm địa chất và hiện trạng khai thác tại mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng:

Kết quả phân tích cấu tạo địa chất và các thông số vỉa cũng như hiện trạng khai thác cho thấy các mỏ Hải Sư Trắng và Tê Giác Trắng đều mới đưa vào khai thác nhưng độ ngập nước tăng nhanh, ảnh hưởng đáng kể đến hiệu quả khai thác. Ngoài ra, 2 mỏ này đều có các đối tượng khai thác khá phức tạp, gồm nhiều vỉa mỏng, dầu nước đan xen. Một số vỉa có lưu lượng nước khai thác lớn, đồng thời cũng đóng góp đáng kể vào sản lượng dầu của giếng. Với thực trạng như vậy, các phương pháp ngăn cách nước cơ học truyền thống không thể cho hiệu quả cao. Tuy nhiên, có thể nhận thấy nhiều đối tượng của mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng đều phù hợp với các tiêu chí áp dụng phương pháp ngăn cách nước chọn lọc bằng hóa phẩm. Trên cơ sở đó nhóm tác giả đã đề xuất “Nghiên cứu chế tạo hệ chất tạo gel bền nhiệt nhằm giảm độ ngập nước tại các vỉa xen kẽ giếng khai thác dầu khí”.

4. Kết quả nghiên cứu

Để đảm bảo hiệu quả hạn chế nước thâm nhập và nâng cao hiệu quả khai thác, hệ hóa phẩm tạo gel cho ngăn cách chọn lọc phải thỏa mãn các tiêu chí sau:

- Thời gian tạo gel trong điều kiện vỉa hợp lý (8 - 24 giờ);
- Gel tạo ra bền trong điều kiện vỉa (chịu nhiệt, áp suất, tương thích với các lưu thể và đất đá vỉa);
- Gel tạo ra có khả năng hấp phụ lên bề mặt kênh dẫn và cải thiện tính dính ướt nước của kênh;
- Gel tạo ra có hiệu quả cao trong việc giảm độ thấm nước nhưng không ảnh hưởng nhiều đến độ thấm dầu;
- Hệ hóa phẩm lựa chọn phải thân thiện môi trường và có tính kinh tế khi sử dụng.

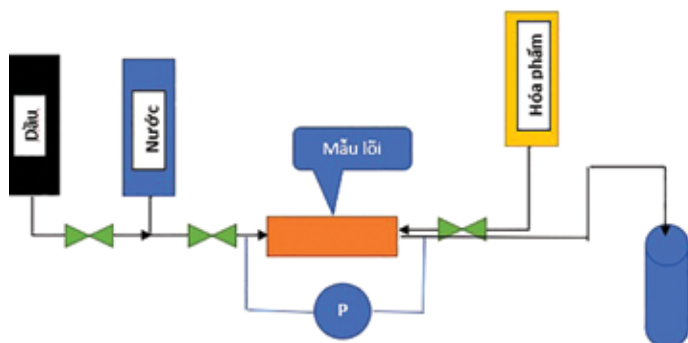
Dựa trên các tiêu chí trên và trên cơ sở tổng hợp các tài liệu chuyên ngành, cũng như kết quả nghiên cứu đánh giá các yếu tố ảnh hưởng tới quá trình tạo gel, thời gian tạo gel, độ bền gel, tính tương hợp của hệ hóa phẩm với lưu thể và đất đá vỉa, nhóm tác giả đã đề xuất hệ hóa phẩm với thành phần chính 0,92% khối lượng polymer tan trong nước có phân tử khối thấp, 0,53% khối lượng



Hình 6. Vị trí khoan cắt mẫu lõi mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng

Bảng 2. Tính chất các mẫu lõi được sử dụng trong thí nghiệm trên mô hình vỉa

TT	Giếng	Chiều dài (cm)	Đường kính (cm)	Độ bão hòa nước dư (%)	Thể tích rỗng (cm ³)	Độ rỗng (%)	Độ thấm khí (mD)
1	TGT-6X	5,28	3,8	32,5	13,26	19,58	117,8
2	TGT-6X	5,02	3,9	21,03	13,43	22,69	591,8
3	TGT-6X	5,48	3,75	17,6	13,77	22,67	1100
4	HST-1X	5,18	3,88	26,9	13,31	22,58	451,8
5	HST-1X	5,21	3,9	34,03	13,19	22,59	646,1

**Hình 7.** Sơ đồ thí nghiệm đánh giá hệ hóa phẩm trên mô hình vỉa

organosilane, 15% khối lượng chất hoạt động bề mặt và 0,6% khối lượng phụ gia làm giảm thời gian tạo gel trong dung môi phân cực cho ngăn cách nước chọn lọc đối với các mỏ có nhiều vỉa xen kẽ như mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng.

Hiệu quả của hệ hóa phẩm đã được đánh giá trên mô hình vật lý vỉa với các mẫu lõi có độ thấm từ thấp, trung bình đến cao của mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng được khoan cắt tại các vị trí khác nhau (Hình 6). Thông số các mẫu lõi được trình bày ở Bảng 2.

Sơ đồ quy trình thực hiện đánh giá hiệu quả hệ tạo gel được thể hiện ở Hình 7.

Quy trình đánh giá hệ hóa phẩm trên mô hình chi tiết như sau:

- Bão hòa dầu cho mẫu lõi và nâng nhiệt lên nhiệt độ vỉa (110°C);
- Bơm ép nước qua mẫu theo chiều thuận để tạo dầu dư. Thể tích bơm qua mẫu ít nhất là 3 PV (nhằm đạt được sự phân bố đồng đều của các pha trong mẫu). Theo dõi và ghi lại động thái thay đổi áp suất, chênh áp, lượng nước theo thời gian trong suốt quá trình bơm ép;
- Xác định độ thấm của nước ở dầu dư trước khi xử lý gel Kn¹;
- Bơm ép dầu qua mẫu theo chiều thuận với thể tích bơm ít nhất là 3 PV. Theo dõi và ghi lại động thái thay đổi áp suất, chênh áp, lượng dầu theo thời gian trong suốt quá trình thí nghiệm;
- Xác định độ thấm của dầu (ở nước dư + nước bơm ép

dư) trước khi xử lý gel Kd¹;

- Bơm ép nước theo chiều thuận (pre-flush) cho đến khi mẫu ngập nước hoàn toàn (không còn dầu ở đầu ra của mẫu và chênh áp ổn định);
- Bơm ép chất tạo gel theo chiều ngược ở tốc độ 3m/ngày (3 PV);
- Giam mẫu ở điều kiện vỉa trong 24 giờ để quá trình tạo gel diễn ra hoàn toàn trong mẫu;
- Bơm ép nước vào mẫu theo chiều thuận để đẩy phần gel tự do ra khỏi mẫu (phần gel không bám dính lên bề mặt của đá) với tốc độ bơm 3m/ngày. Thể tích bơm qua mẫu ít nhất là 3 PV. Ghi lại động thái thay đổi áp suất, chênh áp, lượng dầu/nước bơm vào và đẩy ra theo thời gian;
- Xác định độ thấm của nước theo chiều thuận sau khi xử lý gel Kn²;
- Bơm ép dầu qua mẫu theo chiều thuận (3 PV);
- Xác định độ thấm dầu theo chiều thuận sau khi xử lý gel Kd² (ở dầu dư);
- Kết thúc thí nghiệm, đóng van vào và ra của bộ giữ mẫu, hạ nhiệt độ, áp suất của bộ giữ mẫu về điều kiện phòng, tháo mẫu ra khỏi bộ giữ mẫu và làm sạch thiết bị và các dụng cụ thí nghiệm theo quy định.

Kết quả đánh giá hệ tạo gel trên 3 mẫu lõi của các giếng tại mỏ Tê Giác Trắng cho thấy sau khi xử lý bằng hệ tạo gel, cả 3 mẫu đều giảm độ thấm nước mạnh. Chi tiết kết quả thí nghiệm được trình bày ở Bảng 3.

Có thể nhận thấy đối với các mẫu lõi có độ thấm ban đầu càng thấp, hiệu quả làm giảm độ thấm nước của hệ tạo gel càng cao. Tại mẫu lõi có độ thấm khí ban đầu 117,88mD, hệ số phục hồi độ thấm nước chỉ có 13,8%. Động thái thay đổi chênh áp và độ thấm dầu và nước của mẫu lõi trên được thể hiện ở Hình 8 và 9.

Đồng thời đối với mẫu lõi này, màng gel tạo ra cũng làm giảm độ thấm dầu nhiều nhất (8,42%). Đối

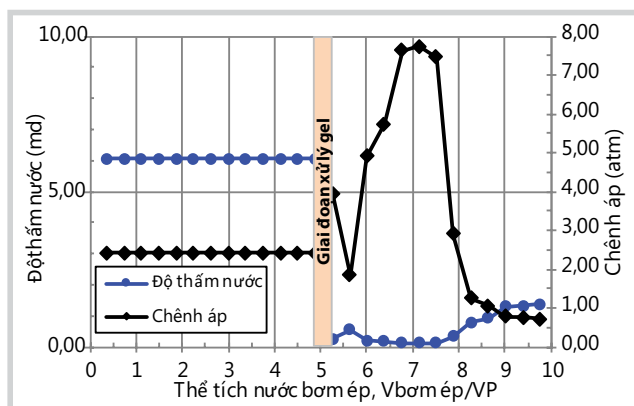


Bảng 3. Kết quả đánh giá hệ tạo gel trên mô hình vật lý với các mẫu lõi của các giếng tại mỏ Tê Giác Trắng

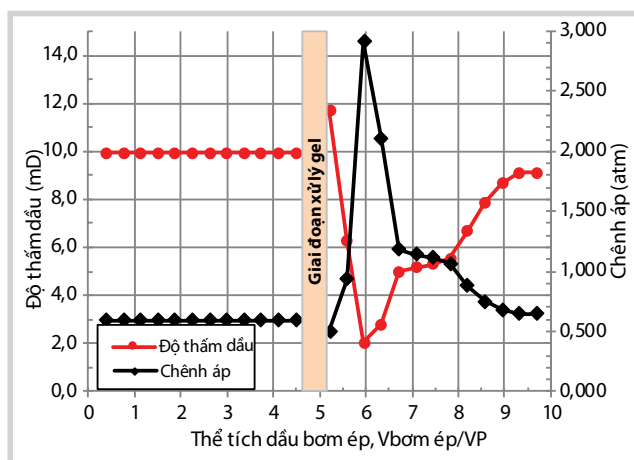
TT	Giếng	Độ thấm khí (mD)	Độ rỗng (%)	Độ thấm nước			Độ thấm dầu		
				Ban đầu (mD)	Sau xử lý (mD)	Hệ số phục hồi độ thấm (%)	Ban đầu (mD)	Sau xử lý (mD)	Hệ số phục hồi độ thấm (%)
1	TGT-6X	117,880	19,58	6,1	0,8	13,8	10,1	9,2	91,58
2	TGT-6X	591,837	22,692	56,8	19,7	34,67	152,2	150,6	98,97
3	TGT-6X	1100,558	22,678	113,6	69,2	60,93	312,5	307,6	98,43

Bảng 4. Kết quả đánh giá hiệu quả của hệ tạo gel trên các mẫu lõi của các giếng tại mỏ Hải Sư Trắng

TT	Giếng	Độ thấm khí (mD)	Độ rỗng (%)	Độ thấm nước			Độ thấm dầu		
				Ban đầu (mD)	Sau xử lý (mD)	Hệ số phục hồi độ thấm (%)	Ban đầu (mD)	Sau xử lý (mD)	Hệ số phục hồi độ thấm (%)
1	HST-1X	451,820	22,13	55,9	32,1	57,45	54,2	52,6	97,06
2	HST-1X	646,166	22,591	74,1	22,1	29,85	39,9	38,2	95,65



Hình 8. Động thái chênh áp và thay đổi độ thấm nước của mẫu lõi giếng TGT-6X (117,88mD) trước và sau khi xử lý bằng hệ tạo gel



Hình 9. Động thái chênh áp và thay đổi độ thấm dầu của mẫu lõi giếng TGT-6X (117,88mD) trước và sau khi xử lý bằng hệ tạo gel

với mẫu lõi còn lại có độ thấm ban đầu cao, độ thấm dầu chỉ giảm gần 2%. Có thể giải thích hiện tượng trên như sau: tại những kênh dẫn nhỏ, mặc dù màng gel tạo ra làm tăng tính dính ướt của đất đá nhưng đồng thời cũng thu hẹp đáng kể tiết diện kênh dẫn nên chung quy vẫn làm giảm đáng kể độ thấm dầu. Đồng thời với độ dày lớp màng như được tạo ra ở các kênh dẫn nhỏ, đối với các kênh dẫn lớn

lại không làm thay đổi tiết diện đáng kể nên độ thấm dầu thay đổi không nhiều. Về mặt lý thuyết đối với các mẫu lõi có độ thấm tốt, trong trường hợp lớp màng gel tạo ra đủ mỏng, khi độ dính ướt được cải thiện đáng kể, độ thấm dầu thậm chí có thể tăng.

Kết quả đánh giá hiệu quả của hệ tạo gel trên các mẫu lõi của các giếng tại mỏ Hải Sư Trắng được thể hiện ở Bảng 4.

Hai mẫu của HST sau khi xử lý đều giảm độ thấm nước đáng kể (còn 29,85 - 57,45% so với ban đầu). Độ thấm dầu của hai mẫu giảm nhiều hơn một chút so với các mẫu của các giếng tại mỏ Tê Giác Trắng (còn 95,65 - 97,06% so với ban đầu).

5. Kết luận và kiến nghị

Trên cơ sở tổng hợp, phân tích và đánh giá các tài liệu địa chất, khai thác, nhóm tác giả đánh giá các đối tượng của mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng phù hợp áp dụng ngăn cách nước chọn lọc bằng các phương pháp hóa học. Tổ hợp dung dịch tạo gel được đề xuất phù hợp với các tiêu chí của hệ tạo gel dùng cho ngăn cách nước chọn lọc cho các đối tượng có cấu tạo địa chất và nhiều vỉa xen kẹp và điều kiện khai thác như mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng.

Kết quả đánh giá hiệu quả hệ tạo gel được lựa chọn trên mô hình vật lý và cho thấy hệ hóa phẩm tạo gel trên có hiệu quả cao trong việc giảm độ thấm của nước. Kết quả thử nghiệm trên mô hình vật lý tại điều kiện vỉa với các mẫu lõi có độ thấm từ thấp, trung bình và cao (từ vài chục đến vài trăm và hơn 1.000mD) của mỏ Hải Sư Trắng và Tê Giác Trắng cho thấy, sau khi xử lý bằng hệ gel, độ thấm nước các mẫu lõi đều giảm từ 1,6 tới 7,6 lần tùy vào độ thấm và rỗng ban đầu của mẫu lõi. Hệ tạo gel có làm giảm độ thấm dầu nhưng không đáng kể (từ 1,03 - 8,46%).

Tài liệu tham khảo

1. Aniello Mennella, Luisa Chiappa, Steven L.Bryant, Giovanni Burrafato. *Pore-scale mechanism for selective permeability reduction by polymer injection*. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma. 19 - 22 April, 1998.
2. Jenn-Tai Liang, Haiwang Sun, R.S.Seright. *Why do gels reduce water permeability more than oil permeability?*. SPE Reservoir Engineering. 1995; 10(4): p. 282 - 286.
3. J.Liang, R.S.Seright. *Wall-Effect/Gel-Droplet model of disproportionate permeability reduction*. SPE Journal. 2001; 6(3): p. 268 - 272.
4. Karsten E.Thompson, H.Scott Fogler. *Pore-Level mechanisms for altering multiphase permeability with gels*. SPE Journal. 1997; 2(3): p. 350 - 362.
5. Ph.Elmkies, H.Bertin, D.Lasseux, M.Murray, A.Zaitoun. *Further investigations on two-phase flow property modification by polymers: Wettability effects*. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas. 13 - 16 February, 2001.
6. A.Zaitoun, N.Kohler. *Two-phase flow through porous media: Effect of an adsorbed polymer layer*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. 2 - 5 October, 1988.
7. Jenn-Tai Liang, R.S.Seright. *Further investigations of why gels reduce water permeability more than oil permeability*. SPE Production & Facilities. 1997; 12(4): p. 225 - 230.
8. G.Paul Willhite, H.Zhu, D.Natarajan, C.S.McCool, D.W.Green. *Mechanisms causing disproportionate permeability reduction in porous media treated with chromium Acetate/HPAM Gels*. SPE Journal. 2002; 7(1): p. 100 - 108.
9. M.I.M.Darwish, P.Van Boven, H.C.Hensens, P.L.J.Zitha. *Porous media flow of oil dispersions in polymers*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 1999.
10. S.Nilsson, A.Stavland, H.C.Jonsbraten. *Mechanistic study of disproportionate permeability reduction*. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma. 19 - 22 April, 1998.
11. Robert D.Sydansk, Randall Scott Seright. *When and where relative permeability modification Water-Shutoff treatments can be successfully applied*. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma. 22 - 26 April, 2006.

INVESTIGATION OF IN SITU GEL FOR WATER SHUT-OFF/REDUCTION IN MULTI-ZONED PRODUCTION WELLS

Phan Vu Anh¹, Tran Xuan Quy¹, Hoang Long¹, Ngo Hong Anh¹, Cu Thi Viet Nga¹, Nguyen Thi Thu Huong¹
Tran Dang Tu¹, Le Dinh Lang², Nguyen Hung Anh², Mai The Quyen²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietsovpetro

Email: anhvp@vpi.pvn.vn

Summary

Application of straddle packer or conventional mechanical isolations are difficult to perform for multi-zoned production wells. These methods are also not suitable for zones having high water cut and significant oil production.

This paper presents different water shutoff solutions and provides some main results of evaluation of in situ gel for relative permeability reduction, which is considered an appropriate method to reduce water production and water cut for multilayer oil fields with complicated geological structure like Hai Su Trang and Te Giac Trang.

Key words: Water shutoff, improving production efficiency, relative permeability modification, disproportionate permeability reduction, in situ gel, Hai Su Trang, Te Giac Trang.