

## NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG HỆ HÓA PHẨM XỬ LÝ VĨA SÂU NHẪM GIẢM HÀM LƯỢNG NƯỚC TRONG DÒNG DẦU KHAI THÁC

Đỗ Thành Trung<sup>1</sup>, Nguyễn Văn Ngo<sup>1</sup>, Lê Văn Công<sup>1</sup>, Vũ Hoàng Duy<sup>1</sup>, Nguyễn Quốc Dũng<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tổng công ty Hóa chất và Dịch vụ Dầu khí - CTCP (PVChem)

<sup>2</sup>Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: trungdt@pvchem.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.02-01>

### Tóm tắt

Giếng khai thác bị ngập nước sẽ làm tăng hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác dẫn đến giảm năng suất khai thác dầu của giếng, giảm hiệu quả của các hóa phẩm xử lý và hệ thống thiết bị trên bề mặt. . . Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu ứng dụng hệ hóa phẩm xử lý vỉa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác.

**Từ khóa:** Xử lý vùng cận đáy giếng, hóa phẩm, nâng cao hiệu quả khai thác dầu.

### 1. Giới thiệu

Bơm ép nước duy trì áp suất vỉa là giải pháp hiệu quả giúp nâng cao sản lượng khai thác dầu, song có thể gây ra tình trạng ngập nước nghiêm trọng, làm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác tăng cao.

Khi độ ngập nước của dầu còn thấp, nước thường phân tán trong dầu dưới dạng nhũ tương. Khi độ ngập nước vượt quá mức (phụ thuộc vào thành phần dầu và một số yếu tố khác), nước vừa ở dưới dạng nhũ tương nước trong dầu, vừa ở dạng nước tự do chuyển động cùng dòng dầu lên bề mặt. Tình trạng ngập nước nghiêm trọng thường dẫn tới hệ lụy trong khai thác như:

- Làm giảm năng suất khai thác dầu của giếng nói chung;
- Làm giảm hiệu quả của các hóa phẩm xử lý và hệ thống thiết bị xử lý loại bỏ nước trong dầu trên bề mặt;
- Nếu bị ngập nước nghiêm trọng, giếng không còn khả năng cho dầu có ý nghĩa thương mại, phải chuyển đổi công năng hoặc hủy bỏ.

Một trong những giải pháp hữu hiệu cho việc làm giảm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác là công nghệ tạo ra lớp màng chắn thông minh có chọn lọc tại

vùng vỉa sâu xung quanh đáy giếng (Hình 1). Đây là lớp chắn có khả năng tạo ra trở lực lớn chống lại sự chảy của nước trong khi chỉ tạo ra trở lực nhỏ với sự chảy của dầu. Đây chính là công nghệ xử lý thay đổi tính thấm pha của lớp đá vỉa theo hướng giảm tính (độ, hệ số) thấm pha của pha nước, trong khi gần như không làm giảm tính (độ, hệ số) thấm pha của pha dầu.

Vỉa sâu trong trường hợp xử lý thay đổi tính thấm pha được coi là vùng vỉa nằm cách xa tâm giếng khoảng 1,5 - 3,1 m [1]. Vùng này khác với khái niệm vùng cận đáy giếng trong xử lý acid, vốn dùng để chỉ vùng vỉa chứa nằm cách tâm giếng khoảng dưới 1 m.

Hiệu ứng làm thay đổi tính thấm pha của vùng vỉa sâu được thực hiện thông qua việc bơm vào đó hệ hóa phẩm chứa chất có khả năng thay đổi tính thấm pha của đá vỉa theo hướng giảm tính thấm pha của nước, trong khi gần như không làm giảm tính thấm pha của dầu. Chất này có nhiều loại, đặc trưng là loại polymer ưa nước được kỵ nước hóa một phần (hydrophobically modified hydrophilic polymer). Khi được bơm vào khoang rỗng đá vỉa, loại polymer này nhanh chóng hấp phụ lên các vị trí tích điện âm trên bề mặt các mao quản đá vỉa thông qua tương tác tĩnh điện. Các nhóm kỵ nước từ các phân tử polymer khác nhau cũng có khả năng tương tác với nhau. Cấu tạo đặc biệt và cách thức tương tác của các nhóm ưa nước, kỵ nước với đá vỉa và với nhau của polymer cho phép tạo ra màng hấp phụ đa lớp, có tính bền cao trên bề mặt mao quản đá vỉa [1 - 6]. Lớp màng hấp phụ làm

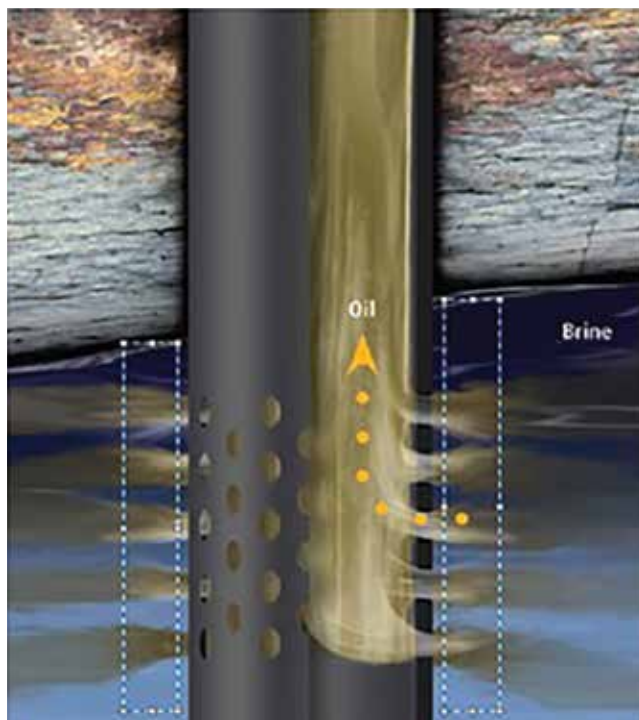


Ngày nhận bài: 6/1/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 6 - 10/1/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 22/1/2022.

đá vữa trở nên kém thấm ướt nước hơn và gây hẹp đường kính mao quản. Hẹp đường kính mao quản gây trở lực lớn tới sự chảy thấm của cả dầu và nước. Tuy nhiên, tính kém thấm ướt nước hơn lại làm giảm trở lực với sự chảy thấm của dầu. Kết quả thường thấy là màng hấp phụ hoặc không ảnh hưởng, hoặc có ảnh hưởng ít tới sự chảy thấm của dầu. Trong khi đó, khi màng hấp phụ được ngâm lâu trong môi trường nước, các nhóm chức ưa nước nằm trên bề mặt làm cho polymer trương nở mạnh và tiếp tục làm giảm đường kính mao quản. Kết quả của 2 kiểu hiệu ứng làm giảm đường kính mao quản và hiệu ứng giảm tính thấm ướt nước, trong trường hợp này, gây trở lực lớn đối với pha nước và làm giảm tính thấm pha của pha nước. Với cơ chế hoạt động này, lớp màng hấp phụ từ polymer ưa nước được kỵ nước hóa một phần, khi tạo ra trên bề mặt mao quản đá vữa, sẽ có khả năng làm giảm tính thấm pha của nước, trong khi gần như không làm giảm tính thấm pha của pha dầu. Phân tích cụ thể về các cơ chế này được đưa trong các tài liệu [7 - 9].

Ngoài ra, cơ chế thứ hai giúp loại polymer ưa nước được kỵ nước hóa một phần dùng trong công nghệ xử lý vữa sâu nhằm làm giảm hàm lượng nước trong dầu khai thác là lớp màng chắn được tạo ra trong khoang rỗng khối đá vữa. Cụ thể là, dung dịch xử lý pha chế từ loại polymer này có độ nhớt thấp (nhỉnh hơn độ nhớt của nước). Độ nhớt thấp cùng chế độ bơm ép với áp suất thấp giúp dễ dàng xâm nhập vào vùng khe nứt/mao quản cho nước,



Hình 1. Vị trí của màng chắn xung quanh vùng vữa sét với đáy giếng.

khó xâm nhập vào vùng cho dầu, góp phần tăng hiệu quả cản trở nước chảy vào giếng.

## 2. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

### 2.1. Nghiên cứu lựa chọn thành phần hệ hóa phẩm cho xử lý vữa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác

Công nghệ xử lý vữa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dầu khai thác bằng hệ hóa phẩm chứa polymer ưa nước được kỵ nước hóa có khả năng thay đổi hệ số thấm pha theo hướng giảm tính thấm pha của nước, trong khi gần như không làm giảm tính thấm pha của dầu, thường sử dụng 3 kiểu hệ hóa phẩm với chức năng như trong Bảng 1.

Chất chính trong hệ hóa phẩm xử lý vùng vữa sâu nhằm giảm hệ số thấm của nước để giảm hàm lượng nước trong dầu khai thác là chất thay đổi hệ số thấm pha, polymer ưa nước được kỵ nước hóa. Dung dịch polymer này, khi chưa chứa chất ức chế polymer thường có độ nhớt khá cao. Ngoài chất này, trong thành phần hệ hóa phẩm còn chứa các chất ức chế giảm độ nhớt (chất kiểm soát, làm giảm độ nhớt cho hóa phẩm nói chung), chất chống trương nở sét, chất đệm kiểm soát pH và một số chất phụ gia khác.

Thành phần điển hình của hệ hóa phẩm xử lý vữa sâu nhằm thay đổi hệ số thấm pha để giảm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác như trong Bảng 2.

Các cấu tử hóa phẩm tham gia vào thành phần hệ dung dịch xử lý chính trong Bảng 2 có chức năng chính sau:

- Hóa phẩm chính trong hệ hóa phẩm xử lý chính là chất polymer ưa nước được kỵ nước hóa một phần (ký hiệu là DMC-RPM). DMC-RPM được chọn lựa từ loại polymer có chứa số lượng nhóm ưa nước đảm bảo tạo những đầu mang điện tích dương khi tan nước, đồng thời có chứa các nhóm chức kỵ nước đủ dài, với cấu trúc phức tạp. Dung dịch DMC-RPM trong nước với nồng độ thích hợp và chứa thêm chất ức chế polymer có độ nhớt thấp tạo điều kiện cho nó được bơm dễ dàng vào khoang rỗng, mao quản đá vữa. Nói chung, cấu trúc của DMC-RPM cần cho phép dung dịch hấp phụ lên các vị trí mang điện âm trên bề mặt đá vữa và tạo ra lớp màng hấp phụ đa lớp bền nhiệt. Nồng độ sử dụng của polymer ưa nước được kỵ nước hóa được kế thừa từ tài liệu [1], trong khoảng 2 - 6%.

- Đặc tính giúp hệ hóa phẩm chứa polymer ưa nước được kỵ nước hóa dễ dàng xâm nhập vào vùng đá vữa đang

**Bảng 1.** Các hệ hóa phẩm sử dụng trong xử lý vỉa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác

TT	Hệ dung dịch hóa phẩm	Chức năng chính
1	Hệ dung dịch đệm bơm trước	Cách ly để hệ hóa phẩm chính không bị trộn lẫn với lưu thể vỉa (dầu, nước)
2	Hệ dung dịch xử lý chính	Tạo màng hấp phụ có tính năng thay đổi hệ số thẩm pha
3	Hệ dung dịch đệm và bơm đẩy	Đẩy phía sau để đưa hệ hóa phẩm chính vào tới vị trí cần thiết trong vỉa sâu

**Bảng 2.** Hệ hóa phẩm xử lý chính cho tạo lớp màng chắn nhằm giới hạn dòng nước trong lưu thể khai thác

TT	Thành phần cấu tử	Nồng độ (%)	Chức năng chính
1	DMC-RPM	2 - 6	Polymer biến tính hệ số thẩm pha
2	Muối KCl	2 - 7	Kiểm soát độ nhớt và ức chế sự trương nở của khoáng sét theo cơ chế trao đổi ion
3	DMC-Buffer	1	Tạo hiệu ứng đệm, duy trì ổn định pH của hệ hóa phẩm
4	DMC- Fercontrol	1 - 1,5	Kiểm soát kết tủa hydroxide sắt
5	DMC-SurRPM	1	Chống tạo bọt, nhũ tương
6	Nước kỹ thuật	Còn lại	Môi trường phân tán

**Bảng 3.** Thành phần hỗn hợp chính dùng trong nghiên cứu

TT	Cấu tử	Thành phần các hỗn hợp hóa phẩm
		HH-3
1	DMC-RPM	5
2	KCl	7
3	DMC-Buffer	1
4	DMC-Fercontrol	1
5	DMC-SurRPM	1
6	Nước kỹ thuật	Còn lại

cho nước chảy vào giếng, khó xâm nhập vào vùng đá vỉa đang cho dầu chảy vào giếng là có độ nhớt thấp. Để giảm độ nhớt của dung dịch trong khi giữ nguyên nồng độ chất chính, giải pháp được đưa ra là sử dụng chất ức chế polymer có khả năng làm giảm độ nhớt. Các chất này có thể là muối KCl, NaCl, các alcohol... Trong trường hợp này, muối KCl được khuyến dùng thay cho NaCl (còn alcohol thì đã có sẵn trong thành phần của DMC-RPM), vì ion K<sup>+</sup> là chất có khả năng ức chế trương nở của các khoáng sét rất tốt. Sự trương nở của các khoáng sét có trong thành phần đá vỉa là nguyên nhân làm giảm mạnh tính thấm của đá vỉa. Vì vậy, khả năng ức chế sét là tiêu chí cần có đối với các dung dịch hóa phẩm được bơm vào vùng vỉa xung quanh giếng khoan. Tham khảo tài liệu [6, 10] và nghiên cứu thăm dò, nhóm tác giả chọn hàm lượng KCl trong khoảng 2 - 7%. Trong đó, KCl 2% có thể được dùng cho đá vỉa chứa ít sét, còn với đá vỉa chứa nhiều sét như cát kết ở các mỏ tại bể Cửu Long, nhóm tác giả định hướng dùng KCl hàm lượng 7%.

- Độ pH của hóa phẩm là chỉ số quan trọng kiểm soát hoạt động của polymer ưa nước được kỵ nước hóa (DMC-RPM) trong dung dịch và quá trình tạo lớp màng hấp phụ. Vì vậy, trong thành phần hệ hóa phẩm xử lý vỉa sâu nhằm thay đổi hệ số thẩm pha để giảm hàm lượng nước trong dầu cần có các chất tạo hiệu ứng đệm và chất điều chỉnh pH ban đầu. Hệ dung dịch đệm ở đây cần giữ cho pH của hệ hóa phẩm nằm trong khoảng 5 - 6. Hóa phẩm dung dịch đệm được đặt tên là DMC-BA (Buffer Agent).

- Cấu tử DMC-Fercontrol có vai trò trong kiểm soát sự kết tủa gel hydroxide sắt Fe(OH)<sub>3</sub> để phòng ngừa việc gel này bít nhét khoang rỗng làm mất tính thấm đá vỉa ở phần dung dịch xử lý chính được bơm qua và ngay cả chính vùng vỉa sâu được xử lý. Nguồn làm xuất hiện các ion sắt Fe<sup>2+</sup> và Fe<sup>3+</sup> có thể là từ sản phẩm ăn mòn trên cần ống bơm hoặc có sẵn trong thành phần đá vỉa. DMC-Fercontrol có tác dụng giữ các ion đó ở dạng Fe<sup>2+</sup> và không chuyển về dạng Fe<sup>3+</sup>. DMC-Fercontrol không làm ảnh hưởng tới pH. Hàm lượng dùng của DMC-Fercontrol dao động từ 1 - 1,5%; mức cao được dùng trong trường hợp giếng có cần khai thác cũ với khả năng bị các sản phẩm ăn mòn bám nhiều trên bề mặt.

- Cấu tử DMC-SurRPM là chất hoạt động bề mặt có tác dụng chính trong chống tạo bọt khí, nhũ tương trong đá vỉa, đặc biệt là đối với khu vực có độ thấm thấp. Hàm lượng sử dụng được chọn là 1%.

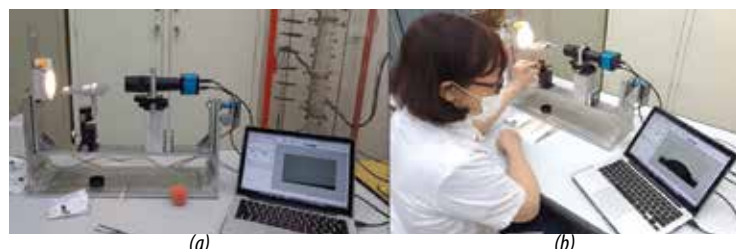
Để đánh giá, phân tích các tính chất của hệ hóa phẩm xử lý chính, thành phần hỗn hợp hóa phẩm nghiên cứu sử dụng như Bảng 3.

**2.2. Kết quả nghiên cứu sự thay đổi tính thấm ướt bề mặt đá vỉa được xử lý bằng hỗn hợp hóa phẩm chứa DMC-RPM**

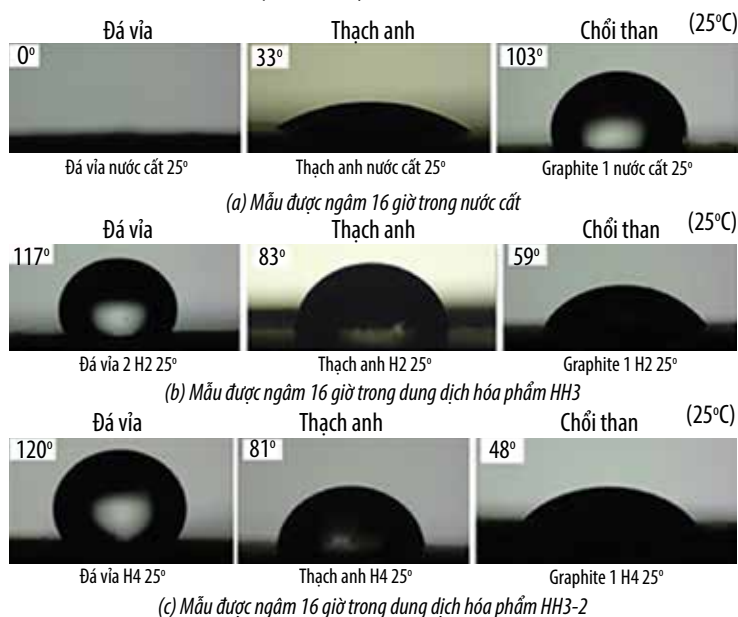
Nhóm tác giả tiến hành các thực nghiệm nhằm xác định xu hướng thay đổi tính thấm ướt, thông qua đo góc tiếp xúc của các mẫu đá vỉa khi được xử lý bằng hóa phẩm chứa DMC-RPM. Hỗn hợp hóa phẩm được sử dụng cho

**Bảng 4.** Thành phần các hỗn hợp được dùng trong nghiên cứu, đánh giá tính thấm ướt

TT	Cấu tử	Ký hiệu và thành phần các hỗn hợp hóa phẩm	
		HH3	HH3-2
1	DMC-RPM	5	5
2	KCl	7	2
3	DMC-Buffer	1	1
4	DMC-Fercontrol	1	1
5	DMC-SurRPM	1	1
6	Nước kỹ thuật	Còn lại	Còn lại



**Hình 2.** Hình ảnh máy đo góc tiếp xúc và sức căng bề mặt Phoenix-Multi (a) và quá trình xác định góc tiếp xúc trên máy Phoenix-Multi (b).



**Hình 3.** Ảnh hưởng của việc xử lý bề mặt ở 25°C bằng các dung dịch hóa phẩm HH3, HH3-2 đến góc thấm ướt của đá vôi, thạch anh và chì than.

**Bảng 5.** Kết quả xác định góc tiếp xúc của nước với một số loại vật liệu được xử lý bề mặt bằng một số chất lỏng, hóa phẩm khác nhau

TT	Hóa phẩm xử lý bề mặt	Nhiệt độ (°C)	Mẫu đá	Kết quả góc tiếp xúc - Contact Angle (°)		
				Góc trái	Góc phải	Trung bình
1	HH3	25	Đá vôi	117.100	117.458	117.279
2	HH3	25	Thạch anh	82.233	82.771	82.502
3	HH3	25	Graphite	62.304	56.485	59.395
4	HH3	70	Đá vôi	127.966	127.432	127.699
5	HH3	70	Thạch anh	105.631	105.686	105.659
6	HH3	70	Graphite	50.264	50.491	50.378
7	HH3-2	25	Đá vôi	120.656	120.161	120.409
8	HH3-2	25	Thạch anh	80.718	80.938	80.828
9	HH3-2	25	Graphite	48.000	48.066	48.033
10	HH3-2	70	Đá vôi	117.348	117.278	117.313
11	HH3-2	70	Thạch anh	93.119	93.093	93.106
12	HH3-2	70	Graphite	57.000	56.915	56.958

nghiên cứu là các mẫu có thành phần như trong Bảng 4.

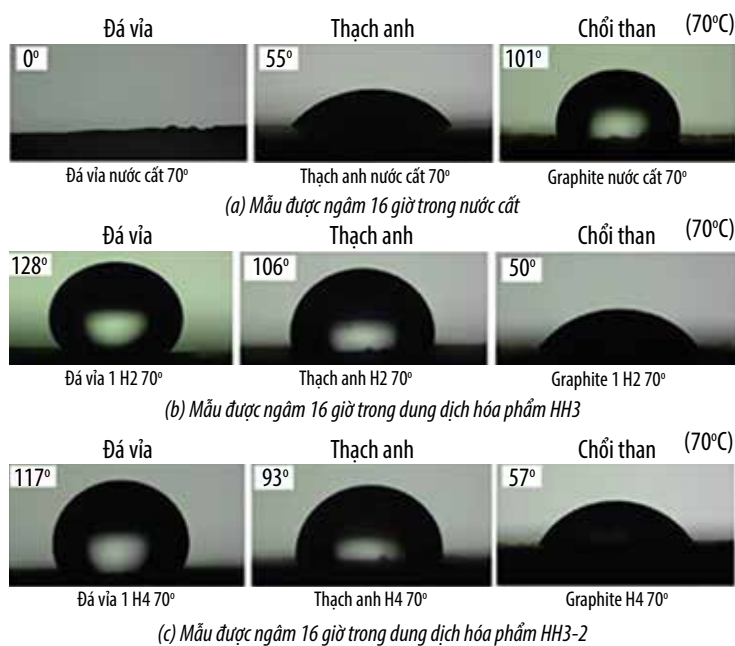
Mẫu thí nghiệm gồm mẫu đá vôi là mẫu đá cát kết, đá thạch anh (đại diện cho dạng bề mặt ưa nước) và mẫu vật liệu chứa graphite với hàm lượng cao (đại diện cho dạng bề mặt có tính ưa dầu cao - mẫu này là mẫu chở than trong động cơ điện).

Các mẫu đá được mài nhẵn bề mặt, ngâm trong hóa phẩm cần biến tính trong thời gian 24 giờ ở nhiệt độ 65°C. Sau khi ngâm cho hấp phụ, mẫu đá được sấy khô tự nhiên ở điều kiện nhiệt độ phòng và được xác định góc tiếp xúc với nước cất hoặc dầu kerosen. Thiết bị sử dụng là máy đo góc tiếp xúc và sức căng bề mặt Phoenix-Multi được thể hiện trong Hình 2.

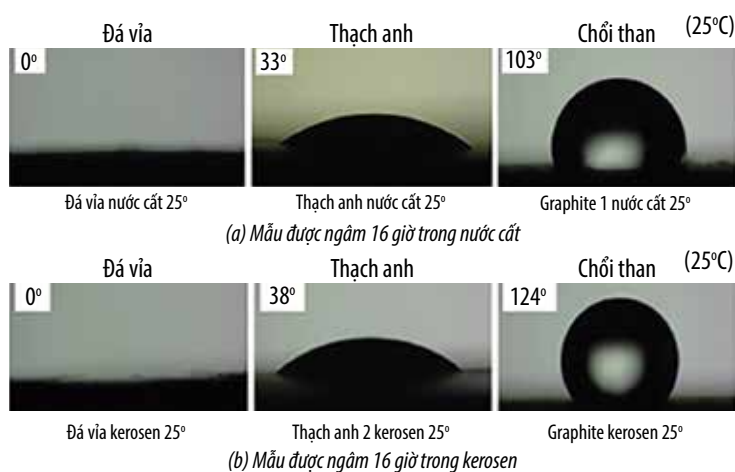
Kết quả xác định góc tiếp xúc dưới dạng số như trong Bảng 5. Kết quả hình ảnh kèm số được thể hiện trong Hình 3 và 4.

Khi chưa được xử lý bằng hóa phẩm (chỉ ngâm trong nước cất), đá vôi thấm ướt nước hoàn toàn; thạch anh thấm ướt nước tốt; còn chì than không thấm ướt nước mà nghiêng về thấm ướt dầu. Khi được xử lý bằng các hóa phẩm HH3, HH3-2 đá vôi từ thấm ướt nước trở nên thấm ướt dầu; thạch anh trở nên kém thấm nước hơn; còn chì than từ không thấm ướt nước chuyển sang thấm ướt nước. Đây là bằng chứng về việc các dung dịch hóa phẩm đưa vào nghiên cứu đã hấp phụ lên bề mặt các vật liệu. Việc hấp phụ này gây hiệu ứng kỵ nước hóa (hydrophobic) bề mặt đá vôi cát kết và đá thạch anh, nhưng lại gây ưa nước hóa (hydrophilic) bề mặt chì than.





**Hình 4.** Ảnh hưởng của việc xử lý bề mặt ở 70°C bằng các dung dịch hóa phẩm HH3, HH3-2 đến góc thấm ướt của đá vôi, thạch anh và chổi than.



**Hình 5.** So sánh ảnh hưởng của nước và kerosen tới góc tiếp xúc.

**Bảng 6.** Kết quả đánh giá khả năng phục hồi độ thấm mẫu lõi BH-25 trên mô hình vỉa

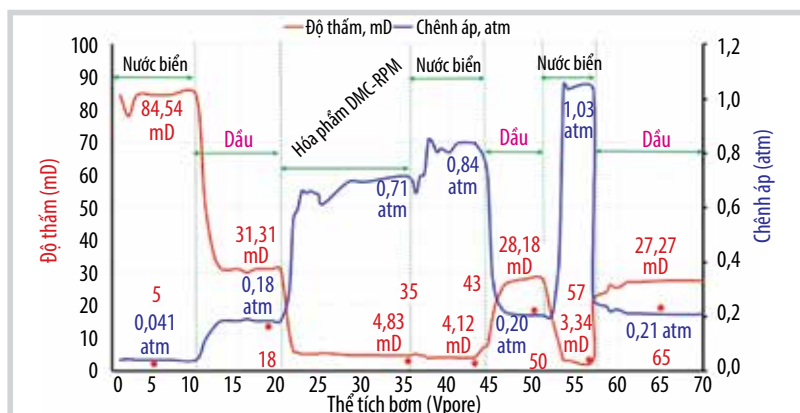
TT	Thông tin mẫu	
	BH-817-1-1-3V	R-32-1-3-12V
1	Tên mẫu	Miocene
2	Đối tượng	Miocene
3	Độ thấm khí (mD)	184,2
4	Nhiệt độ (°C)	100
5	Áp suất (atm)	100
<b>Thứ tự đánh giá</b>		
6	Độ thấm nước ban đầu $K_{w1}$	84,5
7	Độ thấm dầu ban đầu $K_{o1}$	25,32
8	Bơm DMC-RPM	31,1
9	Độ thấm nước sau xử lý $K_{w2}$	7,87
10	Độ thấm dầu sau xử lý $K_{o2}$	10 $V_{pore}$
11	Độ thấm nước sau xử lý $K_{w3}$	4,12
12	Độ thấm dầu sau xử lý $K_{o3}$	28,18
13	Hệ số suy giảm độ thấm đối với nước: $K_w = (K_{w1}-K_{w2})/K_{w1} \times 100\%$	3,3
14	Hệ số phục hồi độ thấm so với dầu: $K_o = K_{o2}/K_{o1} \times 100\%$	27,7
		<b>95,6</b>
		<b>88,6</b>
		<b>96,6</b>
		<b>94,8</b>

Đá vôi là vật liệu ưa nước vì cấu tạo từ các mảnh đá vụn thạch anh, feldspar và các khoáng sét. Polymer ưa nước được kỵ nước hóa hấp phụ lên bề mặt đá vôi thông qua các nhóm chức mang điện tích dương còn các phần hydrocarbon và các nhóm kỵ nước có xu hướng quay ra ngoài. Mặc dù có sự hấp phụ tiếp, thông qua các nhóm kỵ nước của lớp sau, nhưng do có nồng độ thấp hơn, nên bề mặt được hấp phụ (trong trường hợp này là đá vôi và đá thạch anh) có màng hấp phụ với mặt ngoài mang tính kỵ nước. Việc kỵ nước này là nguyên nhân làm đá vôi được xử lý bằng hóa phẩm polymer ưa nước được kỵ nước hóa một phần có tác dụng ngăn nước, nhưng không ngăn dầu chảy qua.

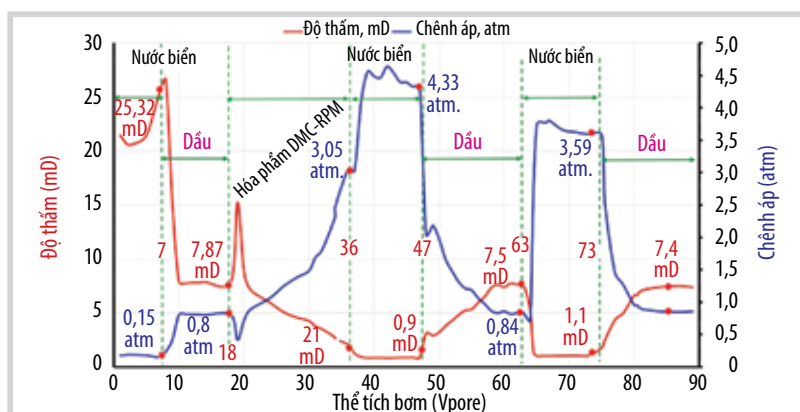
Về ảnh hưởng của nhiệt độ xử lý lên góc tiếp xúc, tác động của các dung dịch hóa phẩm HH3 và HH3-2 không quá mạnh.

So sánh ảnh hưởng của nước và kerosen tới tính thấm ướt, thông qua góc tiếp xúc của các loại vật liệu đưa vào nghiên cứu như Hình 5.

Hình 5 cho thấy, sau khi được ngâm 16 giờ trong kerosen, đá vôi vẫn thấm ướt nước hoàn toàn (góc tiếp xúc = 0); thạch anh kém thấm nước đi không nhiều (góc tiếp xúc từ 33° lên thành 38°; chổi than vốn đang không thấm ướt nước (thực chất đang thấm ướt dầu nhẹ) trở nên thấm ướt dầu mạnh hơn (góc tiếp xúc từ 103° tăng lên thành 124°).



Hình 6. Kết quả thí nghiệm trên mô hình mẫu lõi với mẫu BH-817-1-1-3V.



Hình 7. Kết quả thí nghiệm trên mô hình mẫu lõi đối với mẫu R-32-1-3-12V.

Bảng 7. Kết quả đạt được về khả năng tác động có chọn lọc của hệ hóa phẩm DMC-RPM với mẫu cát kết mỏ Bạch Hổ ký hiệu BH-817-1-1-3V

TT	Tiêu chí	Kết quả
1	Độ thấm nước trước khi bơm hóa phẩm DMC-RPM	84,54 mD
2	Độ thấm nước sau khi bơm hóa phẩm DMC-RPM	4,12 mD
3	Độ thấm nước sau khi bơm luân phiên dầu - nước	3,34 mD
4	Mức giảm độ thấm nước sau xử lý: 95,13% - 96%	Trung bình = 95,6%
5	Hệ số phục hồi độ thấm nước trung bình = 100% - 95,6%	4,4%
6	Độ thấm dầu trước khi bơm hóa phẩm DMC-RPM	31,31 mD
7	Độ thấm dầu sau khi bơm hóa phẩm DMC-RPM và nước biển	28,28 mD
8	Độ thấm dầu sau khi bơm luân phiên nước - dầu	27,27 mD
9	Mức giảm độ thấm dầu sau xử lý: 10 - 12,9%	Trung bình = 11,45%
10	Hệ số phục hồi độ thấm dầu sau xử lý: 87,1 - 90%	Trung bình = 88,6%

Bảng 8. Kết quả đạt được về khả năng tác động có chọn lọc của hệ hóa phẩm DMC-RPM với mẫu cát kết mỏ Rồng ký hiệu R-32-1-3-12V

TT	Tiêu chí	Kết quả
1	Độ thấm nước trước khi bơm hóa phẩm DMC-RPM	25,32 mD
2	Độ thấm nước sau khi bơm hóa phẩm DMC-RPM	0,9 mD
3	Độ thấm nước sau khi bơm luân phiên dầu - nước:	1,1 mD
4	Mức giảm độ thấm nước sau xử lý: 96,45 - 95,66%	Trung bình = 96,6%
5	Hệ số phục hồi độ thấm nước trung bình = 100% - 96,6%	3,4%
6	Độ thấm dầu trước khi bơm hóa phẩm DMC-RPM	7,87 mD
7	Độ thấm dầu sau khi bơm hóa phẩm DMC-RPM và nước biển	7,5 mD
8	Độ thấm dầu sau khi bơm luân phiên nước - dầu:	7,4 mD
9	Mức giảm độ thấm dầu sau xử lý: 4,7 - 5,97%	Trung bình = 5,34%
10	Mức phục hồi độ thấm dầu sau xử lý: 94,3 - 95,3%	Trung bình = 94,8%

### 2.3. Kết quả đánh giá trên thiết bị mô hình via nhiệt độ cao, áp suất nhằm xác định hệ số phục hồi độ thấm trên mẫu lõi sau khi xử lý bằng hệ hóa phẩm để xuất

Tiến hành thí nghiệm trên thiết bị mô hình via nhiệt độ cao, áp suất cao tại phòng thí nghiệm của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" để xác định độ thấm pha của nước và dầu trước và sau khi xử lý bằng hệ hóa phẩm để xuất. Hóa phẩm sử dụng trong nghiên cứu này là hệ hóa phẩm HH-3 đã nêu trong Bảng 3. Mẫu được dùng là mẫu lõi đá trầm tích lục nguyên thuộc mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.

Thí nghiệm đánh giá ảnh hưởng của hệ hóa phẩm đến từng vùng thấm dầu hoặc nước riêng biệt và xác định khả năng tác động có chọn lọc của hệ hóa phẩm với quy trình thí nghiệm như sau:

- Bước 1: Chuẩn bị mẫu, lắp mẫu, gia nhiệt;
- Bước 2: Bơm nước vỉa theo chiều thuận với tốc độ 100 ml/giờ và ghi nhận chênh áp trong quá trình bơm. Khi chênh áp ổn định, xác định độ thấm nước ban đầu  $K_{w1}$ ; sau đó bơm dầu theo chiều thuận với cùng tốc độ, ghi nhận chênh áp để xác định độ thấm dầu ban đầu  $K_{o1}$ ;
- Bước 3: Bơm hóa phẩm xử lý theo chiều nghịch với thể tích  $V = 10 - 15$  Vร่อง với tốc độ 100 ml/phút, ghi nhận giá trị chênh áp trong thời gian bơm;
- Bước 4: Dừng để chờ phản ứng trong 2 - 3 giờ;
- Bước 5: Lặp lại bước 2 để xác định độ thấm nước sau xử lý  $K_{w2}$  và độ thấm dầu sau xử lý  $K_{o2}$ ;
- Bước 6: Tính toán hệ số suy giảm độ thấm (đối với nước) và hệ số phục hồi độ thấm đối với dầu.

Thông tin về mẫu lõi sử dụng, điều kiện thí nghiệm và tóm tắt kết quả thí nghiệm được trình bày ở Bảng 6. Kết quả thí nghiệm trên mô hình mẫu lõi và kết quả đạt được của hệ hóa phẩm DMC-RPM đối với mẫu BH-817-1-1-3V (Hình 6, Bảng 7);

**Bảng 9.** Đề xuất hệ hóa phẩm xử lý chính sử dụng xử lý vỉa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác

TT	Cấu tử	Hàm lượng khuyến dùng	Ghi chú
1	DMC-RPM	2 - 6	Hàm lượng DMC-RPM khuyến dùng: 2 - 3% cho các giếng với đá vỉa có độ thấm thấp 1 - 500 mD; 5 - 6% cho các giếng với đá vỉa có độ thấm cao > 1.000 mD.
2	KCl	7	
3	DMC-Buffer	1	
4	DMC-Fercontrol	1	
5	DMC-SurRPM	1	
6	Nước kỹ thuật	Còn lại	

đối với mẫu R-32-1-3-12V (Hình 7, Bảng 8). Kết quả trên các Bảng 7 và 8 cho thấy, hệ hóa phẩm DMC-RPM có khả năng tác động có chọn lọc cao. Hệ hóa phẩm DMC-RPM có hệ số phục hồi độ thấm trên mẫu lõi so với pha dầu trong khoảng 88,6 - 94,8% đồng thời có hệ số phục hồi độ thấm pha của nước là 3,4 - 4,4%.

### 3. Kết luận

Dựa trên kết quả nghiên cứu hệ hóa phẩm xử lý vỉa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác cho thấy:

- Hệ hóa phẩm xử lý vỉa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dầu khai thác bằng hệ hóa phẩm biến tính hệ số thấm pha gồm:

- + Hệ dung dịch đệm bơm trước (Over flush) DMC-1;
- + Hệ hóa phẩm xử lý chính DMC-4;
- + Hệ dung dịch đệm và bơm đẩy.

- Các dung dịch hóa phẩm đưa vào nghiên cứu đã hấp phụ lên bề mặt các vật liệu và việc hấp phụ này gây hiệu ứng kỵ nước hóa bề mặt đá vỉa cát kết và đá thạch anh, nhưng lại ưa nước hóa bề mặt chổi than.

- Hệ hóa phẩm xử lý đề xuất đạt độ bền nhiệt cao (120°C) và tương hợp với dầu vỉa, nước biển.

- Trên cơ sở kết quả nghiên cứu, thành phần hệ hóa phẩm xử lý chính đề xuất sử dụng được đưa trong Bảng 9 cho các giếng phù hợp từ các mỏ Bạch Hổ và Rồng của Vietsovpetro; Sư Tử Đen, Sư Tử Nâu, Sư Tử Trắng của Cửu Long JOC.

### Lời cảm ơn

Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn sự hỗ trợ của Bộ Công Thương, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" trong quá trình thực hiện nghiên cứu này. Nghiên cứu nằm trong "Chương trình khoa học và công nghệ trọng điểm cấp quốc gia phục vụ đổi mới, hiện đại hóa công nghệ khai thác và chế biến khoáng sản đến năm 2025" với mã số CNKK.007/19.

### Tài liệu tham khảo

[1] Julio Vasquez and Larry Eoff, "A relative permeability modifier for water control: Candidate selection case histories, and lessons learned after more than 3,000 well interventions", *SPE European Formation Damage Conference and Exhibition held in Noordwijk, The Netherlands, 5 - 7 June 2013*. DOI: 10.2118/165091-MS.

[2] B.B. Sandiford, "Laboratory and field studies of water floods using polymer solution to increase oil recovery", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 16, No. 8, pp. 917 - 922, 1964. DOI: 10.2118/844-PA.

[3] J.L. White, J.F. Goddard, and Phillips H.M, "Use of polymer to control water production in oil wells", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 25, No. 2, pp. 143 - 150, 1973. DOI: 10.2118/3672-PA.

[4] Larry Eoff, E. Dwyann Dalrymple, Bobba Ruchitha Reddy, and Don M. Everett, "Structure and process optimization for the use of a polymeric relative-permeability modifier in conformance control", *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in Houston, Texas, 13 - 16 February 2001*. DOI:10.2118/64985-MS.

[5] Robert D. Sydansk and Randall S. Seright, "When and where relative permeability modification water-shutoff treatments can be successfully applied", *SPE Production & Operations*, Vol. 22, No. 2, pp. 236 - 247, 2007. DOI: 10.2118/99371-PA.

[6] Ibrahim Al-Hulail, Muzzammil Shakeel, Ahmed Binghamim, Mohamed Zeghouani, Read Rahal, Ali Al-Taq, and Abdullah Al-Rustum, "Water control in high-water-cut oil wells using relative permeability modifiers: A Saudi lab study", *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition held in Dammam, Saudi Arabia, 24 - 27 April 2017*. DOI: 10.2118/188021-MS.

[7] G.P. Willhite, H.Zhu, D. Natarajan, C.S. McCool, and D.W.Green, "Mechanisms causing disproportionate permeability in porous media treated with chromium

acetate/HPAAM gels", *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 3 - 5 April 2000*. DOI: 10.2118/59345-MS.

[8] A. Stavland and S. Nilsson, "Segregated flow is the governing mechanism of disproportionate permeability reduction in water and gas shutoff", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September - 3 October 2001*. DOI: 10.2118/71510-MS.

[9] Jun Wang, Xiuyu Zhu, Huiying Guo, Xiyang Gong, and Junde Hu, "Synthesis and behavior evaluation of

a relative permeability modifier", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 80, No. 1, pp. 69 - 74, 2012. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.10.013.

[10] Antonio Recio, Larry Steven Eoff, Baireddy Raghava Reddy, and Christopher Austin Lewis, "Sulfonated relative permeability modifiers for reducing subterranean formation water permeability", United States Patent US-9598631B2, 21/3/2017.

---

## STUDY ON APPLICATION OF CHEMICALS FOR NEAR-WELLBORE TREATMENT TO REDUCE WATERCUT IN PRODUCED FLUID

**Do Thanh Trung<sup>1</sup>, Nguyen Van Ngo<sup>1</sup>, Le Van Cong<sup>1</sup>, Vu Hoang Duy<sup>1</sup>, Nguyen Quoc Dung<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Petrovietnam Chemical and Services Corporation (PVChem)

<sup>2</sup>Vietsovetro

Email: trungdt@pvchem.com.vn

### Summary

High water cut in production wells will increase the water content in the oil produced, resulting in declined oil production of the wells as well as decreased efficiency of used chemicals and surface facility equipment. This paper presents the results of application of chemicals for near-wellbore treatment to reduce the water content in the produced fluid.

**Key words:** Near-wellbore treatment, chemical, enhanced oil recovery.