

GIẢI PHÁP PHỤC HỒI HIỆU SUẤT CỦA GIẾNG KHAI THÁC QUA CÁC THÍ NGHIỆM BƠM ÉP TRÊN MẪU LỖI BẰNG HỆ THIẾT BỊ BƠM ÉP ĐA NĂNG

**Nguyễn Văn Hiếu, Nguyễn Hồng Minh
Phan Ngọc Quốc, Nguyễn Lâm Quốc Cường**

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: hieunv@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.04-02>

Tóm tắt

Công tác nghiên cứu, đánh giá hiện trạng vỉa chứa và tìm ra các giải pháp nhằm duy trì sản lượng khai thác đang được các nhà thầu dầu khí đặc biệt quan tâm. Việc thực hiện các giải pháp bơm ép trên mẫu lõi trong phòng thí nghiệm trước khi áp dụng trên quy mô công nghiệp tại mỏ đòi hỏi phải có hệ thống thiết bị thí nghiệm đồng bộ, chính xác và cho kết quả có độ tin cậy cao.

Hệ thiết bị bơm ép đa năng CF700 do Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) nghiên cứu chế tạo đã được sử dụng để tiến hành 3 loại thí nghiệm chính nhằm nâng cao hiệu quả của các giếng khai thác đối với 3 khu vực mỏ gặp vấn đề suy giảm lưu lượng khác nhau: bơm ép hóa phẩm ngăn cách nước EN để giảm tỷ lệ nước so với dầu (water oil ratio/water cut - WOR) trong khai thác; đánh giá ảnh hưởng của acid xử lý cặn muối trong giếng đối với vỉa chứa; bơm ép hóa chất để làm giảm độ bão hòa condensate và phục hồi độ thấm khí ở khu vực cận đáy giếng đối với mỏ khí condensate.

Từ khóa: Bơm ép hóa phẩm, xử lý acid, ngưng tụ condensate, hệ thống bơm ép đa năng.

1. Giới thiệu

Hiện tượng suy giảm hiệu suất của các giếng khai thác dầu khí do nhiều nguyên nhân như: sự suy giảm dòng dầu do hiện tượng ngập nước, sự bó hẹp lòng ống khai thác do sa lắng muối dẫn tới suy giảm lưu lượng hoặc sự suy giảm lưu lượng khí do sự ngưng tụ của condensate ở vùng cận đáy giếng khi áp suất vỉa suy giảm xuống dưới điểm sương [1 - 5]. Việc đánh giá chính xác hiện trạng của vỉa chứa và các tác nhân gây nên sự giảm năng suất của giếng khai thác sẽ giúp các nhà điều hành đưa ra các giải pháp xử lý tối ưu nhất. Để khắc phục các hiện tượng này, việc thử nghiệm các giải pháp thường sẽ được tiến hành trước ở phòng thí nghiệm, sau đó đánh giá kết quả thí nghiệm kết hợp với các dữ liệu mỏ để đưa ra các phương án áp dụng thực tế cho mỏ.

Bài toán 1: Sự suy giảm lưu lượng dầu do hiện tượng ngập nước đã xảy ra ở một số giếng khai thác ở bể Cửu Long. Nhà điều hành mỏ đã cân nhắc, trao đổi với các bên để tìm giải pháp khắc phục nhằm giảm lượng nước khai

thác, đồng thời vẫn duy trì sản lượng dầu. Hóa chất EN đã được lựa chọn cho thí nghiệm bơm ép trên mẫu lõi của vỉa chứa để đánh giá hiệu quả giảm độ thấm pha nước, đồng thời duy trì độ thấm của pha dầu, từ đó giảm WOR trong khai thác.

Bài toán 2: Ngoài vấn đề suy giảm lưu lượng do sự thay đổi của vỉa hoặc vùng cận đáy giếng thì sự bó hẹp đường ống do sự đóng cặn (scaling) trong quá trình khai thác cũng là tác nhân ảnh hưởng lớn đến hiệu suất khai thác. Thông thường, cặn sẽ được loại bỏ bằng phương pháp cơ học hoặc hóa học. Xử lý cặn bằng acid là lựa chọn tối ưu về giá thành, hiệu quả và thời gian thực hiện [3]. Tuy nhiên trước khi thực hiện xử lý bằng acid cần đánh giá hiệu quả của acid với loại cặn đó, cũng như ảnh hưởng của acid đối với thành hệ và đưa ra giải pháp khắc phục. Hiện tượng lắng đọng cặn muối trong đường ống khai thác đã được nhà điều hành xác định xảy ra ở mỏ thuộc bể Nam Côn Sơn, acid hữu cơ đã được lựa chọn để thí nghiệm, đồng thời dung môi hòa tan (solvent) cũng đã được sử dụng để hạn chế sự ảnh hưởng của acid đối với thành hệ.

Bài toán 3: Đối với mỏ khí condensate, hiện tượng ngưng tụ condensate (condensate banking) xảy ra khi



Ngày nhận bài: 19/4/2022. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 19/4 - 5/5/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 5/5/2022.

áp suất vỉa giảm xuống dưới điểm sương, đặc biệt là sự tích tụ condensate ở khu vực cận đáy giếng. Trong quá trình khai thác áp suất vỉa của mỏ khí thuộc bể Nam Côn Sơn suy giảm dần, dẫn tới biểu hiện suy giảm lưu lượng khí ở một số giếng khai thác và sự gia tăng chênh áp giữa đáy giếng và vỉa (drawdown pressure). Để khắc phục vấn đề này, khí vỉa, methanol, ethanol hoặc hóa chất WS và các phụ gia... đã được thử nghiệm bơm ép trên mẫu lõi để đánh giá hiệu quả khôi phục độ thấm của pha khí nhằm lựa chọn loại hóa chất tối ưu để áp dụng trên mỏ [4].

2. Hệ thiết bị bơm ép đa năng CF700

Trong thí nghiệm bơm ép trên mẫu lõi, việc thu thập các dữ liệu về áp suất, nhiệt độ, lưu lượng, chênh áp giữa 2 đầu mẫu, thể tích chất lưu bơm vào, thể tích chất lưu thu được ở đầu ra... đồng bộ theo thời gian thực là yêu cầu bắt buộc nhằm đảm bảo sự chính xác của kết quả thí nghiệm.

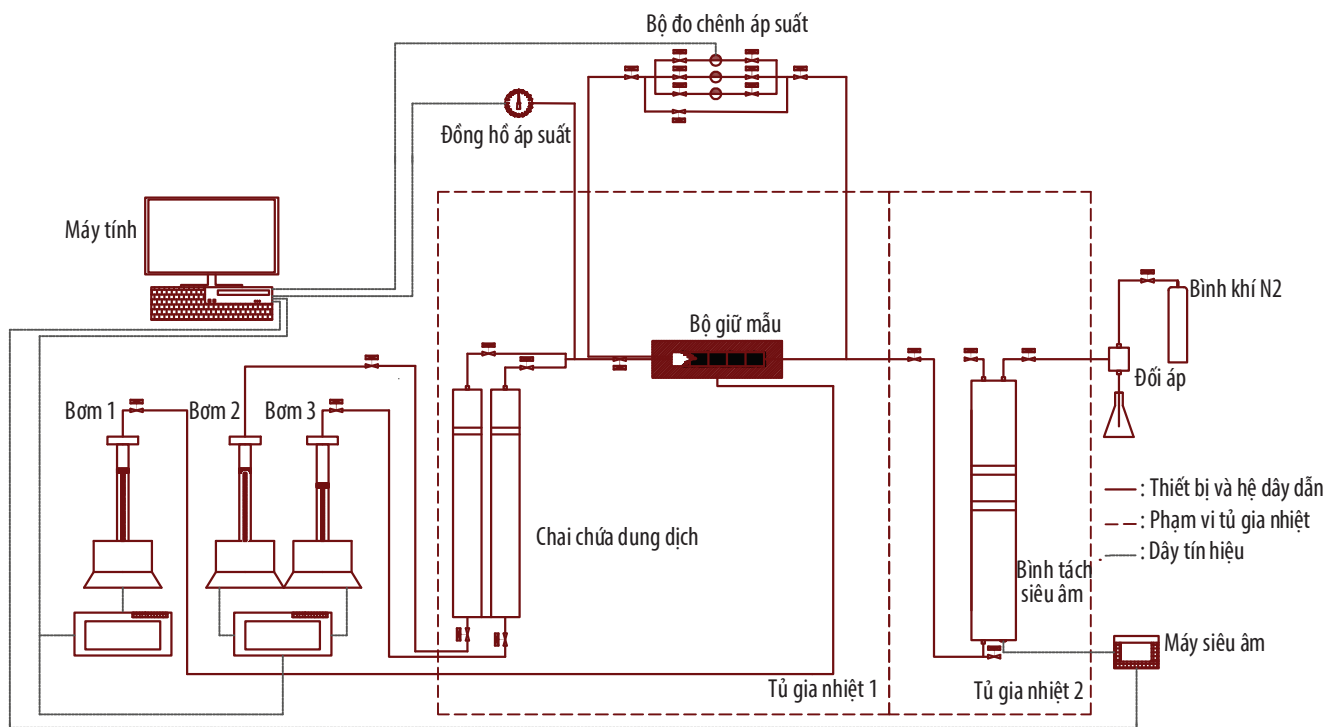


Hình 1. Hệ thống bơm ép đa năng CF700.

Hệ thống bơm ép đa năng CF700 (Hình 1) được thiết kế và phát triển bởi Bộ phận Mẫu lõi thuộc Viện Dầu khí Việt Nam (VPI). Phần mềm VPI Coreflooding được viết bởi chuyên viên của bộ phận có khả năng ghi nhận đồng bộ các số liệu áp suất và nhiệt độ thí nghiệm, lưu lượng của bơm điện tử cao áp, các dữ liệu từ cảm biến áp suất... Đặc biệt, hệ thống bơm ép này còn được trang bị bình tách siêu âm 2 pha để xác định chính xác và liên tục sản phẩm đầu ra thông qua đầu dò siêu âm, từ đó nâng cao độ chính xác của thí nghiệm.

Hệ thiết bị CF700 có khả năng làm việc ở điều kiện nhiệt độ đến 160°C, áp suất nén hông (confining pressure) 10.000 psi, áp suất lỗ rỗng (pore pressure) 8.000 psi, độ phân giải bình tách siêu âm lên tới 0,015 ml; có nhiều chế độ tùy chọn dải cảm biến đo chênh áp giữa 2 đầu mẫu lõi từ 0,2 psi đến 5.000 psi. Hệ thiết bị có tính tùy biến cao khi có thể thực hiện các thí nghiệm trên mẫu trụ đơn (single plug), mẫu trụ ghép dài đến 30 cm (composite core) hoặc nhiều mẫu trụ đơn cùng lúc (tùy loại thí nghiệm) như sau:

- Các phân tích về lĩnh vực tổn hại vỉa: Thí nghiệm đo tốc độ dòng chảy tới hạn (critical velocity); ảnh hưởng của dung dịch khoan, dung dịch hoàn thiện giếng đến đất đá thành hệ.
- Các thí nghiệm trong lĩnh vực phân tích mẫu



Hình 2. Sơ đồ hệ thống bơm ép đa năng CF700.

lõi đặc biệt: Thí nghiệm đo độ thấm tương đối theo chế độ dòng chảy ổn định và không ổn định. Hệ thiết bị sử dụng bình tách siêu âm tại nhiệt độ áp suất vừa để xác định thể tích chất lưu ở đầu ra nên có độ chính xác cao.

- Các nghiên cứu trong lĩnh vực thu hồi tăng cường trên mẫu lõi đơn hoặc mẫu ghép (composite core).
- Bơm ép hóa chất trong các nghiên cứu chuyên sâu (khai thác, sửa giếng...) như thử nghiệm hóa chất ngăn cách nước; nghiên cứu ngưng tụ lỏng tại đáy giếng (condensate banking); xử lý acid.

Sơ đồ hệ thống bơm ép đa năng CF700 được thể hiện trên Hình 2.

3. Một số giải pháp để phục hồi hiệu suất của giếng khai thác

3.1. Bơm ép hóa phẩm EN để giảm WOR trong khai thác

3.1.1. Cơ sở lý thuyết

Tình trạng ngập nước trong giếng khai thác sẽ dẫn tới giảm năng suất khai thác dầu của giếng, làm giảm hiệu quả của các hóa phẩm xử lý và quá tải hệ thống thiết bị xử lý loại bỏ nước trong dầu trên bề mặt. Để giảm hàm lượng nước trong dầu khai thác có thể sử dụng 1 lớp chắn thông minh có chọn lọc ở vùng cận đáy giếng (tạo ra trở lực lớn chống lại sự chảy của nước trong khi chỉ tạo ra trở lực nhỏ đối với sự chảy của dầu) [1, 2] dựa vào cơ chế hấp phụ của hóa phẩm lên bề mặt hạt đá, từ đó làm thay đổi độ thấm của các pha dầu và nước.

Hệ hóa phẩm EN có thành phần từ chất lưu vỉa (dầu và nước) và các phụ gia đặc biệt khác được sử dụng để bơm vào vùng cận đáy giếng ở các giếng khai thác đang có hiện tượng ngập nước. Hệ hóa phẩm này sẽ làm giảm mạnh độ thấm của pha nước trong khi không hoặc ít làm giảm độ thấm của pha dầu thông qua cơ chế hấp phụ và cơ chế hòa tan có chọn lọc (dầu vỉa sẽ dẫn hòa tan hóa phẩm khi tiếp xúc, từ đó khơi thông dòng chảy, trong khi hóa phẩm sẽ trơ với nước vỉa và không bị hòa tan khi tiếp xúc).

3.1.2. Thí nghiệm

Thí nghiệm này được thực hiện trên 4 mẫu lõi của tầng Miocene được lấy từ bể Cửu Long (Bảng 1).

Trước khi thí nghiệm bơm ép trên mẫu lõi, hóa phẩm được kiểm tra độ bền nhiệt và tính tương thích với chất lưu vỉa ở điều kiện nhiệt độ và áp suất vỉa (nhiệt độ 100°C, áp suất 3.000 psi). Sau đó, hệ hóa phẩm sẽ được bơm ép vào mẫu lõi ở điều kiện nhiệt độ và áp suất vỉa cho từng cặp mẫu trong Bảng 1.

- Đánh giá hiệu quả của hệ hóa phẩm đối với độ thấm dầu: Mẫu được bão hòa 100% với nước vỉa, sau đó được lắp vào thiết bị CF700 và nâng lên nhiệt độ, áp suất vỉa. Dầu thí nghiệm được bơm qua mẫu theo chiều từ vỉa → giếng cho đến khi đạt trạng thái bão hòa nước ban đầu (S_{wi}) và đo độ thấm dầu hiệu dụng (K_{oi}). Hóa phẩm được bơm theo chiều ngược lại (từ giếng → vỉa) qua mẫu và ngâm mẫu trong 24 giờ. Sau đó, dầu thí nghiệm lại được bơm qua mẫu theo chiều từ vỉa → giếng để xác định độ thấm dầu ở thời điểm này (K_o). So sánh 2 giá trị K_{oi} và K_o cho phép đánh giá mức độ bảo tồn độ thấm dầu sau khi bơm hóa phẩm.

$$R_o = \frac{K_{oi}}{K_o} \quad (1)$$

Trong đó:

K_{oi} : Độ thấm hiệu dụng của dầu trước khi bơm hóa phẩm (mD);

K_o : Độ thấm hiệu dụng của dầu sau khi bơm hóa phẩm (mD);

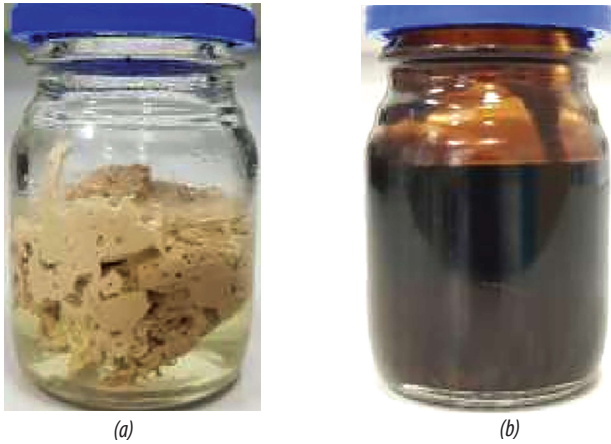
R_o : Hệ số kháng đối với dầu.

Hệ số kháng đối với dầu càng thấp cho thấy mức độ bảo tồn độ thấm tốt, hóa phẩm ít hoặc rất ít ảnh hưởng tới độ thấm hiệu dụng của pha này.

- Đánh giá hiệu quả của hệ hóa phẩm đối với nước: Mẫu được bão hòa 100% với dầu vỉa, sau đó được lắp vào thiết bị bơm ép và nâng lên nhiệt độ, áp suất vỉa. Nước vỉa được bơm qua mẫu theo chiều từ vỉa → giếng cho đến khi đạt trạng thái bão hòa dầu dư (S_{or}) và đo độ thấm nước

Bảng 1. Các thông số cơ bản của mẫu lõi trong thí nghiệm bơm EN

Mẫu số	Độ rỗng (%)	Độ thấm khí (mD)	Tỷ trọng hạt (g/cm ³)	Mô tả	Ghi chú
1	23,1	55,3	2,65	Cát kết hạt mịn đến rất mịn, màu xám, độ chọn lọc tốt.	Đánh giá hiệu quả đối với độ thấm nước.
2	25,9	474	2,64	Cát kết hạt mịn, màu xám nhạt, độ chọn lọc tốt.	
3	20,2	25,2	2,64	Cát kết hạt mịn đến trung, màu xám nhạt, độ chọn lọc trung bình.	Đánh giá hiệu quả đối với độ thấm dầu.
4	23,3	422	2,64	Cát kết hạt mịn đến trung, màu xám, độ chọn lọc tốt.	



Hình 3. Thí nghiệm sự tương thích của hóa phẩm EN với nước vỉa (a) và dầu vỉa (b).

hiệu dụng (K_{wi}). Hóa phẩm được bơm qua mẫu theo chiều ngược lại (từ giếng → vỉa) và ngâm mẫu trong 24 giờ. Sau đó, nước vỉa lại được bơm qua mẫu theo chiều từ vỉa → giếng để xác định độ thấm nước ở thời điểm này (K_w). So sánh 2 giá trị K_{wi} và K_w cho phép đánh giá mức độ ngăn nước sau khi bơm hóa phẩm.

$$R_w = \frac{K_{wi}}{K_w} \quad (2)$$

Trong đó:

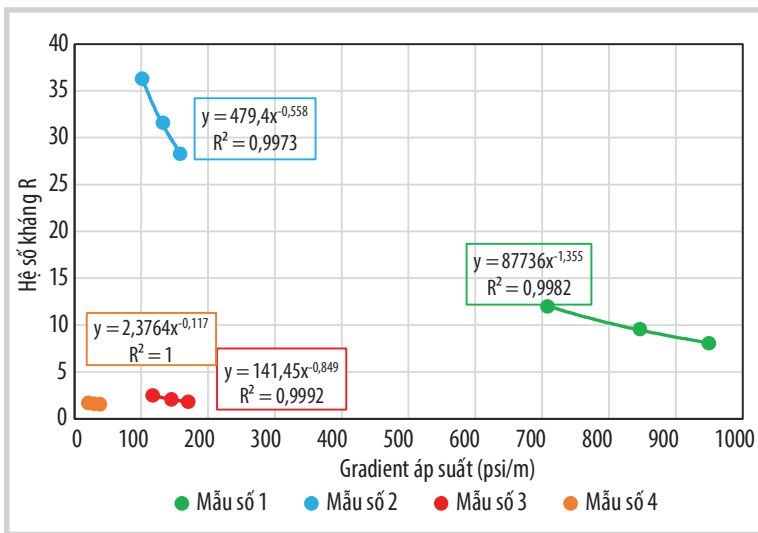
K_{wi} : Độ thấm hiệu dụng của nước trước khi bơm hóa phẩm (mD);

K_w : Độ thấm hiệu dụng của nước sau khi bơm hóa phẩm (mD);

R_w : Hệ số kháng đối với nước.

3.1.3. Kết quả và thảo luận

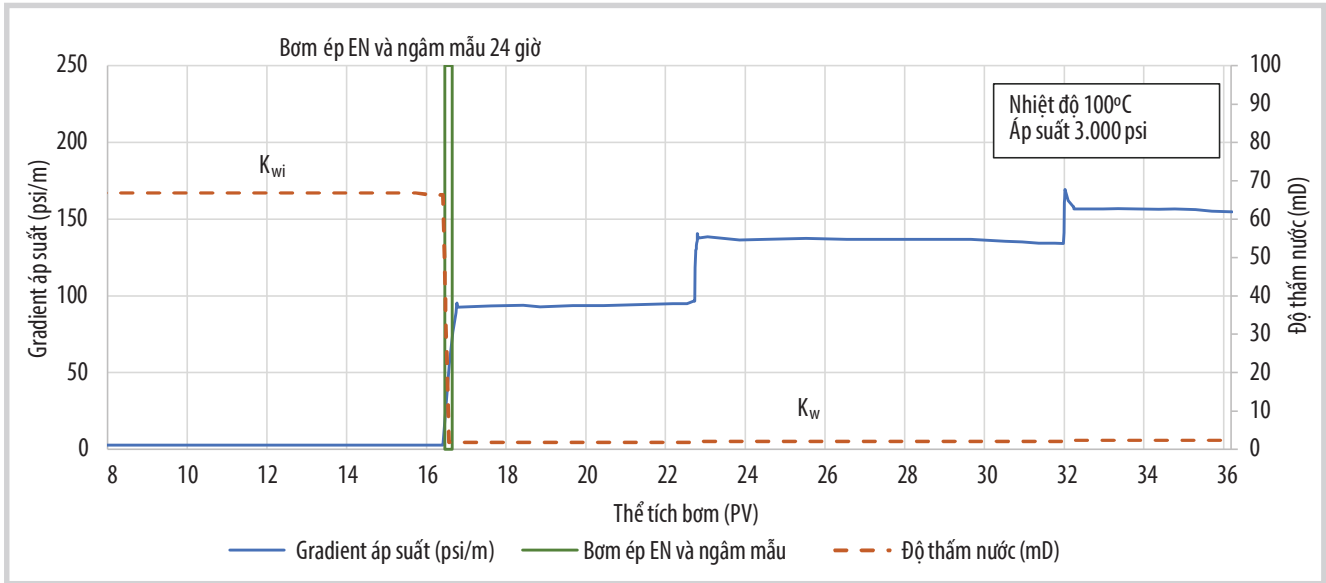
Kết quả thí nghiệm cho thấy hệ hóa phẩm chịu được điều kiện nhiệt độ và áp suất vỉa thực tế, đồng thời có khả năng hòa tan bởi dầu vỉa, trong khi lại tách pha rất rõ đối với nước vỉa (Hình 3). Điều này cho thấy kỳ vọng về cơ chế hòa tan có chọn lọc của hệ hóa phẩm được đáp ứng, hệ hóa phẩm có khả năng hòa tan với dầu vỉa trong khi trơ với nước vỉa.



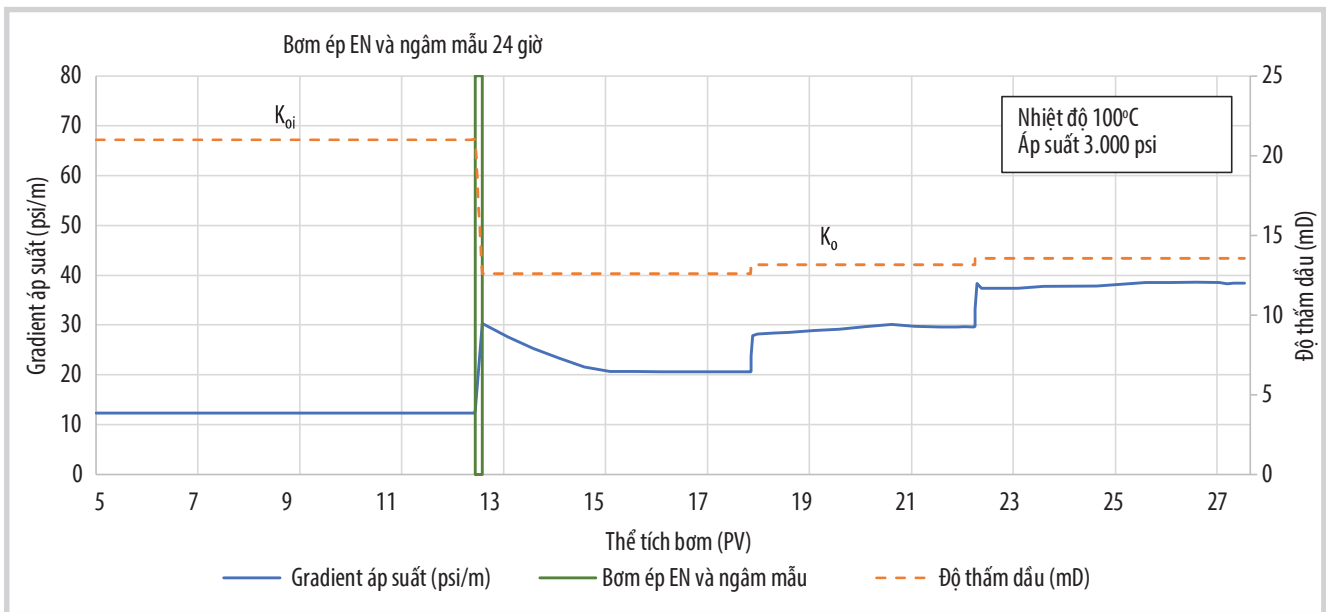
Hình 4. Hệ số kháng ứng với nước (mẫu số 1 và 2) và dầu (mẫu số 3 và 4).

Bảng 2. Kết quả thí nghiệm trước và sau khi bơm ép hóa phẩm EN

Kết quả	Trước khi bơm hóa phẩm EN				Sau khi bơm hóa phẩm EN				Độ bão hòa nước sau thí nghiệm (%)
	Độ bão hòa nước (%)	Lưu lượng (ml/phút)	Gradient áp suất (psi/m)	Độ thấm nước (mD)	Lưu lượng (ml/phút)	Gradient áp suất (psi/m)	Độ thấm nước (mD)	Hệ số kháng R	
Mẫu số 1 Độ rỗng: 23,1% Độ thấm khí: 55,3 mD	50,3	0,20	59,26	3,2	0,20	708,24	0,27	12,0	62,9
					0,30	846,40	0,33	9,6	
					0,40	949,58	0,40	8,0	
Mẫu số 2 Độ rỗng: 25,9% Độ thấm khí: 474 mD	51,7	0,20	2,79	66,3	0,20	94,89	1,83	36,3	70,3
					0,30	136,94	2,10	31,6	
					0,40	156,71	2,34	28,3	
Kết quả	Trước khi bơm hóa phẩm EN				Sau khi bơm hóa phẩm EN				Độ bão hòa nước sau thí nghiệm (%)
	Độ bão hòa nước (%)	Lưu lượng (ml/phút)	Gradient áp suất (psi/m)	Độ thấm dầu (mD)	Lưu lượng (ml/phút)	Gradient áp suất (psi/m)	Độ thấm dầu (mD)	Hệ số kháng R	
Mẫu số 3 Độ rỗng: 20,2% Độ thấm khí: 25,2 mD	65,0	0,10	47,11	5,61	0,10	116,98	2,26	2,48	63,9
					0,15	145,05	2,74	2,05	
					0,20	170,25	3,11	1,81	
Mẫu số 4 Độ rỗng: 23,3% Độ thấm khí: 422 mD	64,3	0,10	12,35	21,0	0,10	20,60	12,61	1,67	63,1
					0,15	29,61	13,16	1,60	
					0,20	38,31	13,56	1,55	



Hình 5. Kết quả bơm ép trên mẫu số 2.



Hình 6. Kết quả bơm ép trên mẫu số 4.

Hiệu quả của hệ hóa phẩm khí thí nghiệm trên mẫu lõi được thể hiện qua Bảng 2 và Hình 4 - 6 thông qua hệ số kháng. Kết quả cho thấy hệ số kháng đối với nước từ 8,0 - 36,3; cao hơn rất nhiều so với hệ số kháng đối với dầu là từ 1,55 - 2,48, cho thấy hiệu quả của hệ hóa phẩm là khá tốt. Hệ hóa phẩm đã làm giảm độ thấm hiệu dụng của nước rất nhiều lần so với làm giảm độ thấm hiệu dụng của dầu.

Kết quả thí nghiệm cho thấy hệ hóa phẩm có làm giảm độ thấm hiệu dụng của pha dầu, tuy nhiên mức độ giảm là không đáng kể khi so sánh với pha nước. Với kết quả này, việc áp dụng hệ hóa phẩm này cho mỏ là khả thi về mặt kỹ thuật.

3.2. Đánh giá ảnh hưởng của dung dịch acid phá chặn đối với thành hệ

3.2.1. Cơ sở lý thuyết

Giếng khai thác bị suy giảm lưu lượng do các nguyên nhân khác nhau, có thể từ vỉa hoặc từ hệ thống khai thác. Việc ngưng tụ cặn trên đường ống khai thác sẽ làm giảm kích thước trong của đường ống, từ đó làm suy giảm khả năng cho dòng chất lưu chảy qua. Các cặn bám trên bề mặt ống có thể gồm nhiều lớp và thành phần khác nhau (Hình 7), tuy nhiên chủ yếu là các muối vô cơ được hình thành và tích tụ theo thời gian. Vấn đề này có thể được xử lý bằng phương pháp cơ học hoặc hóa học [3].

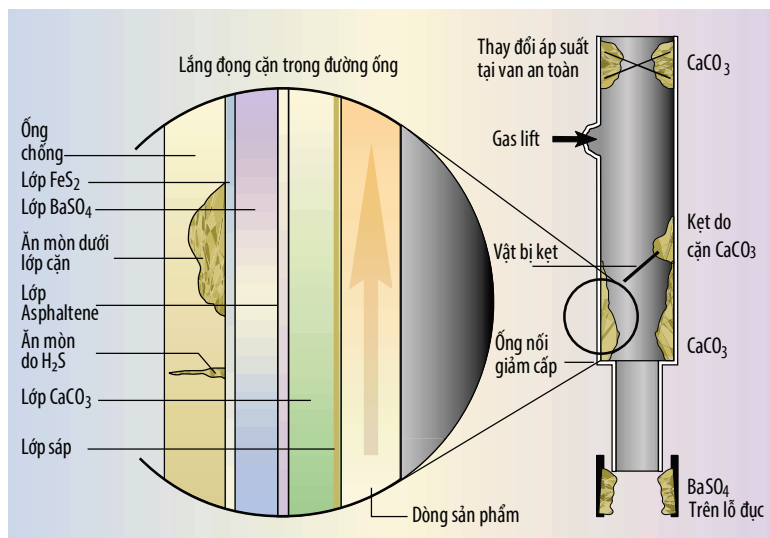
Ngâm acid để hòa tan cặn là giải pháp hóa học đã và đang được cân nhắc sử dụng. Khi xử lý cặn bằng acid, acid sẽ xâm nhập vào thành hệ ở vùng cặn đáy giếng và có thể làm giảm khả năng cho dòng của vỉa khi giếng được mở khai thác trở lại. Trong trường hợp này, cần áp dụng giải pháp để phục hồi khả năng cho dòng của vỉa.

Trước đây, HCl được sử dụng để xử lý cặn, tuy nhiên sau khi xử lý cặn thì độ thấm vỉa bị suy giảm khá nhiều (> 50%). Do đó, các nhà thầu đã lựa chọn acid hữu cơ H-3 để thử nghiệm tại phòng thí nghiệm trước khi áp dụng trên mỏ. Kết quả nghiên cứu cho thấy acid H-3 hòa tan cặn rất tốt. Bước tiếp theo là thử nghiệm bơm ép acid hữu cơ H-3 trên mẫu lõi, sau đó đánh giá sự suy giảm độ thấm. Trong trường hợp độ thấm bị suy giảm (nhưng ít hơn so với sử dụng HCl), sử dụng hỗn hợp dung môi để bơm qua mẫu nhằm phục hồi độ thấm của vỉa.

3.2.2. Thí nghiệm

Lựa chọn 2 mẫu lõi lấy từ vỉa sản phẩm ở bể Nam Côn Sơn cho thí nghiệm (Bảng 3). Trước tiên, acid H-3 và hỗn hợp dung môi sẽ được đánh giá độ bền nhiệt ở điều kiện nhiệt độ và áp suất vỉa (nhiệt độ 150°C, áp suất 2.800 psi. Nếu đạt yêu cầu, sử dụng các hóa chất này trong thí nghiệm bơm ép trên mẫu lõi của vỉa nhằm đánh giá ảnh hưởng của acid tới khả năng cho dòng của đá chứa.

- Thí nghiệm bơm ép trên mẫu lõi của vỉa: Mẫu được bão hòa



Hình 7. Lắng cặn trên đường ống khai thác [3].

Bảng 3. Kết quả độ thấm trước và sau khi xử lý bằng acid và dung môi

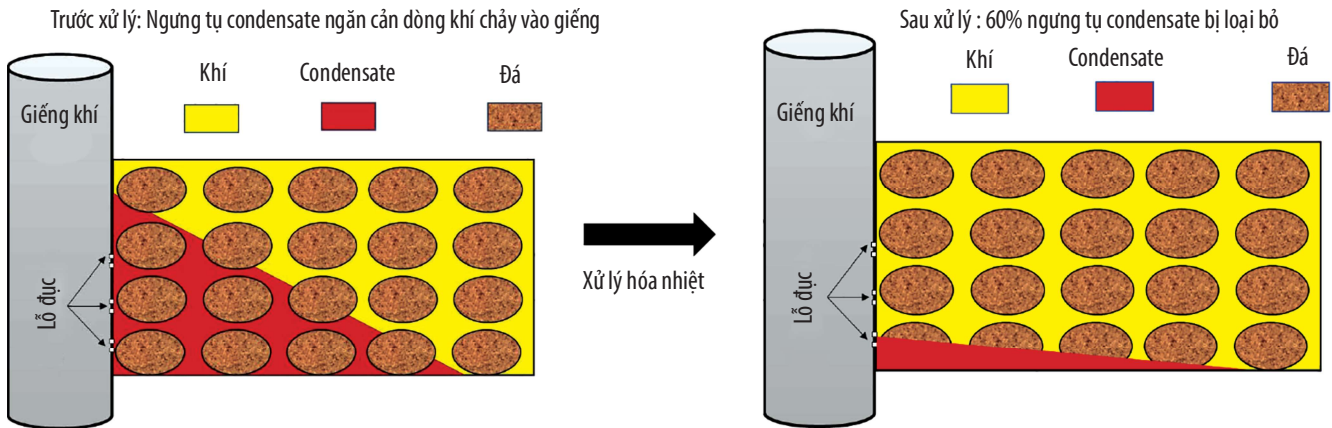
Mẫu	Kết quả	Lưu lượng bơm (ml/phút)	Trước khi bơm acid (K _{w1} , mD)	Bơm acid (PV)	Sau khi bơm acid (K _{w2} , mD)	K _{w2} /K _{w1} (%)	Bơm dung môi (PV)	Sau khi bơm dung môi (K _{w3} , mD)	K _{w3} /K _{w1} (%)
Mẫu số	5	0,20	24,2	7,0	20,1	83,0	7,0	24,3	100,2
Độ rỗng (%)	15,4	0,30	24,2		20,0	82,7		24,3	100,4
Độ thấm khí (mD)	36,0	0,40	23,5		20,1	85,7		24,3	103,5
Mẫu số	6	0,20	281,8	7,0	178,9	63,5	7,0	261,8	92,9
Độ rỗng (%)	21,0	0,30	280,0		178,8	63,8		260,5	93,0
Độ thấm khí (mD)	365,2	0,40	281,1		178,0	63,3		261,2	92,9

100% với nước vỉa, sau đó mẫu được lắp vào thiết bị CF700 và nâng lên nhiệt độ, áp suất vỉa và đo độ thấm nước (K_{w1}). Acid được bơm qua mẫu theo chiều từ giếng → vỉa và ngâm mẫu trong 24 giờ tại điều kiện trên. Tiếp theo, nước vỉa lại được bơm qua mẫu theo chiều từ vỉa → giếng để đẩy acid ra khỏi mẫu, đồng thời đo độ thấm của nước (K_{w2}). Từ kết quả thu được, đánh giá sự suy giảm độ thấm của mẫu trước và sau xử lý acid. Sau khi đo K_{w2} xong, bơm dung môi theo chiều từ giếng → vỉa (giống chiều bơm acid) và ngâm mẫu trong 24 giờ. Cuối cùng, bơm nước vỉa theo chiều từ vỉa → giếng để đo độ thấm của nước (K_{w3}). Các giá trị K_{w1}, K_{w2}, K_{w3} được sử dụng để đánh giá mức độ ảnh hưởng của acid và hỗn hợp dung môi đối với đá chứa.

3.2.3. Kết quả và thảo luận

Kết quả thí nghiệm độ bền nhiệt cho thấy acid và hỗn hợp dung môi không có sự thay đổi màu sắc ở điều kiện nhiệt độ và áp suất vỉa. Do đó, có thể sử dụng các dung dịch trên cho thí nghiệm bơm ép trên mẫu lõi của vỉa.

Kết quả thí nghiệm trên mẫu lõi (Bảng 3) cho thấy độ thấm nước của mẫu sau khi bơm acid đã giảm đáng kể so với độ thấm nước ban đầu, cụ thể: độ thấm nước của mẫu số 5 (có độ thấm và độ rỗng nhỏ hơn so với mẫu số 6) giảm còn 82,7 - 85,7%, độ thấm nước của mẫu số 6 giảm còn 63,3 - 63,8%. Đây là vấn đề cần đặc biệt lưu ý, nguyên nhân có thể do acid đã hòa tan khoáng vật, tạo cặn lắng khác hoặc làm thay đổi cấu trúc bên trong của đá... dẫn tới làm giảm khả năng cho dòng của đá chứa. Để khắc phục hiện tượng này, sau khi đo độ thấm K_{w2}, hỗn hợp dung môi được sử dụng để bơm qua mẫu, sau đó đo lại độ thấm nước K_{w3}.



Hình 8. Condensate ở vùng cận đáy giếng trước và sau xử lý [6].

Kết quả cho thấy giá trị độ thấm nước được phục hồi gần như hoàn toàn: đối với mẫu số 5 - giá trị độ thấm phục hồi tới 103,5%, đối với mẫu số 6 là 93% so với độ thấm ban đầu.

Như vậy, có thể kết luận việc sử dụng acid H-3 để hòa tan cặn trên đường ống khai thác cũng làm giảm khả năng cho dòng của đá chứa, tuy nhiên sự suy giảm này thấp hơn so với sử dụng HCl. Vấn đề này có thể được giải quyết bằng cách sử dụng hỗn hợp dung môi để rửa vùng cận đáy giếng sau khi kết thúc xử lý acid và phục hồi độ thấm của vỉa về gần với giá trị ban đầu.

3.3. Thử nghiệm hóa chất nhằm giảm sự ngưng tụ condensate trong vùng cận đáy giếng và phục hồi lưu lượng khí khai thác

3.3.1. Cơ sở lý thuyết

Hiện tượng ngưng tụ condensate trong các mỏ khí condensate thường xảy ra ở giai đoạn nửa sau đời mỏ khí mà áp suất vỉa giảm xuống dưới áp suất điểm sương, đặc biệt ở những mỏ có tỷ số khí condensate (CGR) cao. Điều này làm tăng độ bão hòa condensate ở vùng cận đáy giếng, từ đó cản trở dòng khí chảy vào giếng. Để xử lý vấn đề này có nhiều phương pháp đã và đang được áp dụng [4 - 6]:

- Giải pháp 1: Bơm ép khí khai thác để duy trì áp suất vỉa trên điểm sương, ngăn chặn sự hình thành condensate. Tuy nhiên, phương pháp này lại rất tốn kém về mặt chi phí và giảm sản lượng khí đưa về bờ.
- Giải pháp 2: Xử lý hóa chất để làm thay đổi tính dính ướt của vỉa chứa, từ đó làm giảm lượng condensate tích tụ ở vùng cận đáy giếng, gia tăng lượng condensate lỏng chảy vào lòng giếng khai thác [5].
- Giải pháp 3: Phương pháp hóa nhiệt, bằng cách bơm và tạo điều kiện cho hỗn hợp các hóa chất phản

ứng ở vùng cận đáy giếng để tăng nhiệt độ và áp suất vỉa nhằm thay đổi trạng thái pha của chất lưu, đồng thời tăng lượng thu hồi condensate chảy vào giếng (Hình 8).

Với điều kiện thực tế của mỏ khí condensate ở bể Nam Côn Sơn (tỷ số CGR > 100 stb/MMscf, áp suất điểm sương cao (7.000 psi), áp suất vỉa 8.000 psi, nhiệt độ vỉa 160°C); sau khi cân nhắc các yếu tố về vỉa và khả năng đáp ứng của hệ thống khai thác hiện hữu, nhà điều hành đã quyết định lựa chọn giải pháp 2 để xử lý vấn đề lắng đọng condensate.

3.3.2. Thí nghiệm

Có 4 loại hóa phẩm được lựa chọn để thí nghiệm trên 4 mẫu lõi đại diện cho vỉa (Bảng 4). Trình tự các bước thí nghiệm trên mẫu lõi như sau:

- Bão hòa mẫu với nước vỉa. Tạo bão hòa nước dư S_{wir} sau đó đo độ thấm khí hiệu dụng ban đầu của mẫu (K_{g1}).
- Phục hồi mẫu bằng condensate trong 14 ngày tại điều kiện vỉa để mô phỏng lại quá trình ngưng tụ condensate trong vỉa và ảnh hưởng tới tính dính ướt của đá chứa. Sau đó, bơm khí để đẩy condensate ra khỏi mẫu và đo độ thấm khí hiệu dụng (K_{g2}).
- Bơm hóa phẩm vào mẫu để mô phỏng quá trình xử lý hóa phẩm thực tế ở giếng khai thác. Sau đó, bơm khí để đẩy hóa phẩm ra khỏi mẫu và đo độ thấm khí hiệu dụng (K_{g3}).
- Duy trì hệ thống ở điều kiện nhiệt độ và áp suất vỉa trong thời gian dài nhằm đánh giá độ bền của hóa phẩm, sau đó đo lại độ thấm khí hiệu dụng (K_{g4}).

So sánh các giá trị K_{g2} , K_{g3} và K_{g4} với K_{g1} để có các nhận định sau: K_{g2} cho thấy ảnh hưởng việc ngưng tụ condensate đối với khả năng cho dòng của vỉa, K_{g3} cho thấy tác dụng phục hồi khả năng cho dòng của vỉa sau xử

Bảng 4. Kết quả thử nghiệm hiệu quả xử lý condensate bằng các hóa phẩm

Mẫu số	Độ rỗng (%)	Độ thấm khí (mD)	Độ bão hòa nước ban đầu, S_{wi} (%)	Độ thấm khí ban đầu K_{g1} (mD)	Độ thấm khí sau ngưng tụ condensate K_{g2} (mD)	Độ thấm khí sau xử lý hóa phẩm K_{g3} (mD)	Độ thấm khí sau thời gian xử lý hóa phẩm K_{g4} (mD)	Hóa phẩm
7	16,7	20,1	36,1	11,5	9,0	9,8	9,8	Khí vỉa
8	16,3	24,5	34,2	14,3	11,4	9,2	9,3	Hóa chất WS và phụ gia
9	16,9	18,9	36,7	10,6	8,4	10,5	10,4	Methanol
10	16,3	22,2	34,5	12,7	10,0	10,1	10,0	Ethanol

lý hóa phẩm, giá trị K_{g4} đánh giá về độ bền theo thời gian của hóa phẩm ở điều kiện vỉa.

3.3.3. Kết quả và thảo luận

Kết quả thí nghiệm đối với từng loại hóa phẩm được thể hiện trong Bảng 4. Có 4 loại hóa phẩm được thử nghiệm là: khí vỉa, hóa chất WS và phụ gia, methanol, ethanol. Dựa vào kết quả thí nghiệm có thể nhận thấy:

- Hóa phẩm methanol có hiệu quả phục hồi độ thấm tốt nhất. Sau khi condensate ngưng tụ, giá trị độ thấm khí hiệu dụng suy giảm rõ rệt từ 10,6 mD xuống 8,4 mD (khoảng 21,2%). Sau khi được xử lý bằng methanol, độ thấm đã được khôi phục về sát giá trị ban đầu (10,5 mD). Đồng thời, hiệu quả của methanol được duy trì sau thời gian dài, thể hiện bằng giá trị K_{g4} xấp xỉ bằng K_{g3} .

- Khí vỉa có hiệu quả trong việc phục hồi độ thấm, tăng khoảng 8%. Ethanol cũng có hiệu quả gần tương đương với khí vỉa.

- Hóa chất WS và phụ gia có kết quả đánh giá kém nhất khi độ thấm sau xử lý hóa phẩm giảm đi nhiều so với trước xử lý (độ thấm sau xử lý $K_{g3} = 9,2$ mD so với độ thấm mẫu khi có ngưng tụ condensate $K_{g2} = 11,4$ mD). Nguyên nhân có thể do hóa chất WS bị phá hủy tại nhiệt độ cao làm nhiễm bẩn mẫu.

Như vậy, thí nghiệm khẳng định methanol là phù hợp và có hiệu quả xử lý condensate ngưng tụ đối với mỏ này.

4. Kết luận

Kết quả thử nghiệm thành công hệ hóa phẩm EN giúp giảm tỷ số nước dầu trong giếng khai thác thông qua cơ chế hấp phụ và hòa tan chọn lọc tại bể Cửu Long. Sau khi xử lý hóa phẩm, độ thấm hiệu dụng của pha nước giảm rất nhiều, từ 8,0 - 36,3 lần so với độ thấm hiệu dụng ban đầu, trong khi đó độ thấm hiệu dụng của dầu chỉ giảm từ 1,55 - 2,48 lần.

Thử nghiệm đánh giá tác động của acid đối với đá chứa trong quá trình xử lý cặn trên đường ống của giếng khai thác ở bể Nam Côn Sơn đã được tiến hành trên mẫu lõi của vỉa chứa. Kết quả thí nghiệm cho thấy acid làm giảm đáng kể khả năng cho dòng của vỉa chứa. Hỗn hợp dung môi được sử dụng nhằm hòa tan cặn lắng trong kênh rỗng của đá chứa và đã phục hồi khả năng cho dòng của vỉa về gần với giá trị ban đầu trước khi xử lý acid.

Sự ngưng tụ condensate ở các mỏ khí condensate là vấn đề cần được đặc biệt quan tâm trong công tác quản lý và khai thác mỏ. Việc thử nghiệm và tìm ra hệ hóa phẩm phù hợp để khắc phục sự suy giảm lưu lượng do condensate ngưng tụ là ưu tiên hàng đầu. Kết quả thí nghiệm bơm ép trên mẫu lõi của mỏ khí condensate ở bể Nam Côn Sơn cho thấy methanol là lựa chọn tối ưu trong việc phục hồi và duy trì độ thấm của vỉa so với trước khi condensate ngưng tụ.

Tài liệu tham khảo

[1] Robbie Lewis, "Water shutoff in the Dunbar field, identification of candidates and production gains", Imperial College London, 2014.

[2] Đỗ Thành Trung, Nguyễn Văn Ngọ, Lê Văn Công, Vũ Hoàng Duy, và Nguyễn Quốc Dũng, "Nghiên cứu ứng dụng hệ hóa phẩm xử lý vỉa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dầu khai thác", *Tạp chí Dầu khí*, Số 2, trang 4 - 11, 2022. DOI: 10.47800/PVJ.2022.02-01.

[3] Mike Crabtree, David Eslinger, Phil Fletcher, Matt Miler, Ashley Johnson, and Georger King, "Fighting scale-removal and prevention", *Oilfield Review*, 1999.

[4] A. Asgari, M. Dianatirad, M. Ranjbaran, A.R. Sadeghi, and M.R. Rahimpour, "Methanol treatment in gas condensate reservoirs: A modeling and experimental study", *Chemical Engineering Research and Design*, Vol. 95, No.5, pp. 876-890, 2014. DOI: 10.1016/j.cherd.2013.08.015.

[5] Ayman Al-Nakhli, Amjed Hassan, Mohamed Mahmoud, and Abdulaziz Al-Majed, "Removal of condensate banking from different formation using thermochemical treatment", *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, 11 - 14 November 2019*. DOI: 10.2118/197847-MS.

[6] Amjed Hassan, Mohamed Mohmoud, Abdulaziz Al-Majed, and Ayman Al-Nakhili, "New chemical treatment for permanent removal of condensate banking from different gas reservoirs", *American Chemical Society (ACS) Omega*, Vol. 4, No. 26, 2019. DOI: 10.1021/acsomega.9b03685.

SOLUTIONS TO IMPROVE THE PERFORMANCE OF PRODUCTION WELLS THROUGH COREFLOODING EXPERIMENTS USING MULTI-PURPOSE COREFLOODING SYSTEM

Nguyen Van Hieu, Nguyen Hong Minh, Phan Ngoc Quoc, Nguyen Lam Quoc Cuong

Vietnam Petroleum Institute

Email: hieunv@vpi.pvn.vn

Summary

The study and evaluation of reservoir conditions to find solutions to maintain production are top priority of oil and gas companies. The conducting of coreflooding tests in the laboratory before industrial scale application on field requires synchronised and precise equipment system which can give highly reliable results.

The CF700 multi-purpose coreflooding system developed by the Vietnam Petroleum Institute (VPI) has been used to conduct 3 main types of coreflooding test to improve the performance of production wells in 3 fields with different flow degradation problems: EN chemical water shutoff injection to reduce the water oil ratio (WOR) in production; evaluating the effect of acid on scale treatment in the reservoir; and chemical injection to reduce condensate saturation and restore gas permeability in the near well bore for the gas condensate field.

Key words: Chemical injection, acid treatment, condensate banking, multi-purpose coreflooding system.