

NGHIÊN CỨU, SẢN XUẤT CHẤT PHỤ GIA ỨC CHẾ SA LẮNG MUỐI “DPEC ANTISCALANT-2” TRONG CÁC GIẾNG KHOAN KHAI THÁC DẦU KHÍ

Bùi Việt Đức, Ngô Văn Tự, Đặng Cửa, Bùi Trọng Khải, Bùi Việt Phương
 Công ty TNHH MTV Công nghệ Khoan - Khai thác và Môi trường - DPEC
 Email: info@dpec.com.vn

Tóm tắt

Hiện tượng sa lắng muối ở vùng cận đáy giếng và trong các thiết bị công nghệ khai thác ảnh hưởng nghiêm trọng đến tính chất thẩm chứa của tầng sản phẩm, làm giảm đáng kể lưu lượng khai thác. Bài báo phân tích hiện tượng sa lắng các tinh thể muối trong dung dịch nước đồng hành, vai trò và cơ chế, tác dụng của các chất phụ gia ức chế sa lắng muối; quá trình nghiên cứu, thử nghiệm, sản xuất chất phụ gia ức chế sa lắng muối DPEC Antiscalant-2 tại các giếng khoan khai thác dầu khí ở Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”.

Từ khóa: Vùng cận đáy giếng, cần khai thác, dung dịch, ức chế.

1. Giới thiệu

Trong quá trình khai thác, dòng dầu chảy từ vỉa vào vùng cận đáy giếng kèm theo nước đồng hành chứa các thành phần tinh thể muối có nguồn gốc kim loại kiềm thổ (chủ yếu là tinh thể muối calcium carbonate CaCO_3); sau đó đi qua hệ thống thiết bị công nghệ khai thác vào cần khai thác và di chuyển đến các trạm lưu trữ trung chuyển tại các giàn khai thác (BK). Dưới tác động của nhiệt độ và áp suất tại vùng cận đáy giếng, các tinh thể muối kim loại kiềm thổ bị kết tinh, đóng vón, sa lắng ở vùng cận đáy giếng, hoặc đi theo dòng dầu qua cần khai thác. Quá trình sa lắng các tinh thể muối tạo thành lớp màng bao phủ ngày càng dày, khó phá vỡ trên bề mặt các hệ thống thiết bị công nghệ khai thác và cần khai thác. Hiện tượng sa lắng muối gia tăng nhanh, phụ thuộc vào lưu lượng và sản lượng khai thác giếng. Lớp màng bao phủ do sa lắng có xu hướng dày hơn theo thời gian, trở nên bền vững, có khi tạo thành các khối bê tông rắn chắc (có hình thái của lớp khung xương hoặc răng cưa) bao phủ trên bề mặt hệ thống các thiết bị công nghệ khai thác và cần khai thác. Hiện tượng này làm hỏng hệ thống các thiết bị đáy giếng mà còn làm giảm đáng kể đường kính trong cần khai thác, dẫn đến giảm lưu lượng khai thác giếng. Do đó, việc ngăn ngừa và xử lý hiện tượng sa lắng muối sẽ góp phần gia tăng sản lượng khai thác, kéo dài tuổi thọ của hệ thống thiết bị trong giếng khai thác.

Đến nay, đã có các công trình nghiên cứu về cấu trúc và sự hình thành tinh thể muối gốc khoáng trong tự nhiên [1], sự hình thành muối CaCO_3 trong đường ống [2] và đưa ra các giải pháp, áp dụng công nghệ xử lý ngăn ngừa hiện tượng sa lắng muối trong đường ống khai thác [3, 4]. Các giải pháp công nghệ xử lý lắng đọng muối không chỉ

được áp dụng trong lĩnh vực khai thác các mỏ dầu khí mà còn được áp dụng trong xử lý nước sinh hoạt hoặc cho các ngành công nghiệp khác.

Các công trình nghiên cứu cho thấy để ngăn ngừa và giảm thiểu hiện tượng sa lắng muối có thể sử dụng các chất phụ gia ức chế sa lắng muối, giữ các tinh thể muối ở trạng thái lơ lửng không bị sa lắng trong quá trình chảy của chất lỏng (dầu và nước).

Trong đó, các hợp chất đã được nghiên cứu, sản xuất và đưa vào sử dụng các chất hoạt tính bề mặt cao phân tử có nguồn gốc thiên nhiên (than hoạt tính - Gumat) hoặc các dạng hợp chất có nguồn gốc tổng hợp (các hợp chất polymer gốc acrylate hoặc gốc acid béo).

Hiện nay, các hợp chất của acid phosphoric (H_3PO_4) cùng với các ion kim loại phosphate đang được áp dụng trong khai thác dầu khí.

Quá trình nghiên cứu khả năng ức chế muối cho nước khai thác đồng hành cho thấy tốc độ sa lắng của các muối kim loại kiềm thổ trong dung dịch nước hỗn hợp không phụ thuộc theo quy luật đồng đều vào mức độ, có khả năng bao phủ hoặc hấp thụ của các chất ức chế sa lắng lên bề mặt các tinh thể muối và nồng độ của chất ức chế. Tuy nhiên, thực tế đã chứng minh khả năng ngăn ngừa và làm suy giảm tốc độ sa lắng muối hoàn toàn phụ thuộc vào nồng độ của chất ức chế được sử dụng.

2. Nghiên cứu sản xuất chất ức chế sa lắng muối “DPEC Antiscalant-2”

Từ kết quả phân tích các tình huống phức tạp xảy ra do sa lắng muối trong quá trình khai thác các giếng khoan dầu khí thuộc Vietsovpetro, các kinh nghiệm xử lý hiện

tượng sa lắng muối trên thế giới và tại thềm lục địa Nam Việt Nam, Công ty TNHH MTV Công nghệ Khoan - Khai thác và Môi trường (DPEC) đã nghiên cứu, thử nghiệm công nghệ chất phụ gia ức chế sa lắng muối “DPEC Antiscalant-2”, đánh giá khả năng ức chế muối trong hệ thống nước khai thác đồng hành và phụ gia ức chế được bơm ở đầu miệng giếng tại các giếng đang khai thác thuộc giàn BK-ThTC-2 mỏ Thổ Tráng.

2.1. Đánh giá hiệu quả ức chế muối của chất ức chế DPEC Antiscalant-2 trong phòng thí nghiệm và trong quá trình cấp phối sản phẩm

Để xác định hiệu quả ức chế sa lắng muối của DPEC Antiscalant-2 trong phòng thí nghiệm trước khi đưa vào sản xuất, DPEC đã sử dụng mẫu nước vỉa thu gom từ các giếng khai thác đang xảy ra hiện tượng sa lắng muối và các loại thiết bị chuyên dụng để nghiên cứu thí nghiệm. Hiệu quả ức chế sa lắng muối được đánh giá căn cứ vào yêu cầu kỹ thuật của Vietsovpetro đối với các chất phụ gia ức chế sa lắng muối (ở nồng độ tối thiểu của chất ức chế sa lắng muối, hiệu quả ức chế sa lắng không được thấp hơn 50%).

2.1.1. Quá trình nghiên cứu điều chế dung dịch chất phụ gia ức chế

- Để chất phụ gia ức chế tương thích với nước thu gom từ vỉa, làm sạch các váng dầu và váng bẩn bằng phương pháp tách xuất với clorofom (CHCl₃), tỷ lệ nước và CHCl₃ là 10:1, khuấy trong 30 phút, sau đó tách phần nước CHCl₃ bằng giấy lọc;
- Làm tan từ từ 500mg chất ức chế cùng với nước cất trong cốc phân độ sao cho đạt được 100ml dung dịch (1ml dung dịch chứa 5mg chất ức chế);
- Chuẩn bị dung dịch HCl nồng độ 0,1mol (thuốc định hình);
- Điều chế dung dịch NaCl nồng độ 20% (100g NaCl được hòa tan trong 500ml nước cất);
- Trilon B, dung dịch 0,5mol/dm³, tương đương với 9,307g, sau đó Trilon B được đổ vào cốc có dung tích 1.000ml, cho thêm 150 - 200ml nước cất, làm tan bằng cách hâm nóng trong bể thủy nhiệt, sau khi đã pha loãng đánh dấu mực nước cất tiến hành lọc và điều chế bằng bình cầu. Dung dịch Trilon được xác định nồng độ thực sử dụng cho vào bình hình nón có chứa 200 - 250ml nước cất, pipet 5ml lấy dung dịch magnesium sulfate (MgSO₄) có nồng độ 0,1HMora, bổ sung 90 - 95ml nước cất, 10ml dung dịch ammonia, 0,1g hỗn hợp clomatin cùng với

NaCl. Quấy đều và chuẩn bằng dung dịch Trilon B trước khi chuyển từ màu vàng đỏ sang màu xanh đậm.

Theo quy luật tương đương của Trilon B, nồng độ được tính theo công thức sau:

$$N_T = \frac{N_{MgSO_4} \times V_{MgSO_4}}{V_T}$$

Trong đó:

N_{MgSO₄}: Nồng độ dung dịch MgSO₄, mol/dm³ tương đương;

V_{MgSO₄}: Thể tích dung dịch MgSO₄, được tính theo chuẩn độ, cm³;

V_T: Lượng Trilon B tiêu tốn khi chuẩn độ, cm³.

2.1.2. Phương pháp thử

Để xác định hiệu quả chất ức chế sa lắng, xuất phát điều chế ban đầu sử dụng dung dịch có nồng độ 20mg/dm³ và có thể tăng hoặc giảm nồng độ xuống 10mg/dm³. Bổ sung thêm chất ức chế được nghiên cứu vào cốc phân độ có dung tích 250ml, sau đó đổ 100ml cùng với nước phi khoáng hóa. Đậy nắp cốc bằng giấy nilon và gia nhiệt ở nhiệt độ 90°C trong 4 giờ. Tiến hành thí nghiệm song song bằng mẫu trắng (không có chất ức chế). Mẫu thử sau đó được làm mát và cho qua giấy lọc dày “giấy Blue Ribbon”.

Để xác định các ion calcium, dùng ống pipet 10ml, lấy 40ml nước cất đổ vào bình cầu 2,5ml dung dịch NaOH nồng độ 20% và 10 - 15mg hỗn hợp murexide và NaCl. Thành phần ion calcium được tính theo công thức sau:

$$X = \frac{V_T \times N_T \times 20,04 \times 1000}{10}$$

Trong đó:

V_T: Trilon B hao hụt khi chuẩn, ml;

N_T: Nồng độ phân tử (mol) dung dịch Trilon B, mol/dm³ tương đương;

10: Thể tích dùng để chuẩn.

20,04: Phân tử khối của ion calcium tương đương g/mol để so sánh, làm thử nghiệm song song bằng mẫu trắng (không có chất ức chế).

2.1.3. Đánh giá kết quả nghiên cứu thí nghiệm

Hiệu quả tác dụng của chất ức chế (Э_{нсо}) được đánh giá theo công thức sau:

$$\mathcal{E}_{\text{HCO}} = \frac{C_p - C_x}{C_0 - C_x} \times 100$$

Trong đó:

C_x : Hàm lượng ion calcium trong mẫu trắng (không có chất ức chế);

C_p : Hàm lượng ion calcium trong mẫu có chất ức chế;

C_0 : Hàm lượng ion calcium trong dung dịch nền.

2.2. Đặc tính lý hóa của chất ức chế lắng đọng muối trong giếng khoan khai thác DPEC Antiscalant-2

DPEC Antiscalant-2 là chất phụ gia ức chế lắng đọng muối dạng hữu cơ, là hỗn hợp của muối kali và H_3PO_4 , có chức năng ức chế, chống lắng đọng các tinh thể linh động có tính chất keo.

Bảng 1. Thành phần của chất ức chế DPEC Antiscalant-2

Thành phần	CAS-No.	Trọng lượng (%)
Acid etidronic	2809-21-4	15 - 30
Acid phosphoric	6419-19-8	12 - 55
Nước	7732-18-5	30 - 80

2.3. Đánh giá hiệu quả ức chế lắng đọng muối của chất DPEC Antiscalant-2

Đánh giá hiệu quả của chất ức chế sa lắng "DPEC Antiscalant-2" được thực hiện tại Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI) thuộc Vietsovpetro.

Bảng 2. Các thông số cơ bản của DPEC Antiscalant-2

TT	Chỉ tiêu phân tích	DPEC Antiscalant-2
1	Ngoại quan	Dung dịch không màu, trong suốt
2	pH (nguyên chất)	4,467
3	Độ nhớt ở 27°C, cSt	2
4	Tỷ trọng ở 20°C	1,162

2.3.1. Khả năng sa lắng đối với muối $CaCO_3$

- Hàm lượng $CaCO_3$ còn lại trong dung dịch (mg/L, $CaCO_3$)

Chất chống sa lắng, ppm (theo thể tích)	0	20	0	40	80	100
DPEC Antiscalant-2	1934	2238	2315	2438	2485	2487

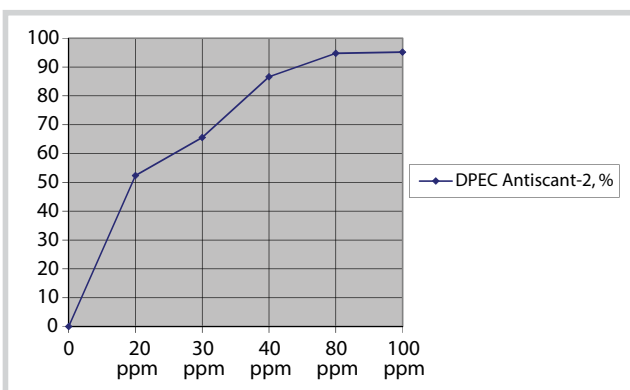
Màu trắng trước khi kết tủa: 2.515 (mg/L $CaCO_3$)

Màu trắng sau khi kết tủa: 1.934 (mg/L $CaCO_3$)

Hàm lượng cặn $CaCO_3$ tạo thành (không có chất ức chế): 582mg/L

- Hiệu quả chống sa lắng đối với muối $CaCO_3$ (%)

Chất chống sa lắng, ppm (theo thể tích)	0	20	30	40	80	100
DPEC Antiscalant-2	0	52,4	65,6	86,6	94,8	95,2



Với nồng độ 40ppm (tính theo thể tích nước), chất phụ gia ức chế sa lắng muối DPEC Antiscalant-2 có khả năng ngăn ngừa 80% lắng cặn $CaCO_3$ trong nước đồng hành ThTC-2 và Bạch Hồ theo tỷ lệ 1:1 trong thời gian 6 giờ ở nhiệt độ 70°C.

2.4. Áp dụng thử nghiệm (field test) và sử dụng công nghiệp chất phụ gia ức chế sa lắng muối DPEC Antiscalant-2 tại giàn BK-ThTC-2 ở Vietsovpetro

2.4.1. Công nghệ ngăn ngừa sa lắng muối tại các giếng khoan khai thác bằng chất phụ gia ức chế DPEC Antiscalant-2 ở Vietsovpetro

Xử lý chất phụ gia ức chế sa lắng muối tại các giếng khoan khai thác được thực hiện theo các phương pháp sau:

- Bơm ép định kỳ dung dịch chất ức chế vào vùng cận đáy giếng;
- Rót định kỳ dung dịch chất phụ gia ức chế vào khoảng không vành xuyên của giếng khoan (khoảng không giữa ống khai thác và cần khai thác);
- Bơm liên tục dung dịch phụ gia ức chế.

2.4.2. Quy trình bơm dung dịch ức chế sa lắng muối vào vùng cận đáy giếng

Bơm ép dung dịch chất phụ gia ức chế vào vùng cận đáy giếng của giếng khoan khai thác được tiến hành theo các nguyên tắc cơ bản sau:

Bơm rót dung dịch chất phụ gia ức chế vào vùng cận đáy giếng được thực hiện định kỳ, chất phụ gia ức chế bơm ép vào giếng khoan được sử dụng dưới dạng dung

dịch nước với nồng độ ức chế 10 - 15%. Để tăng sản phẩm vẫn có thể hoạt động bình thường, bơm rửa dung dịch ức chế ở liều lượng thích hợp trong khoảng thời gian dài từ 30 - 90 ngày và không được vượt quá 2 - 4 tháng. Để chất phụ gia có thể hấp thụ lên bề mặt đất đá của vỉa hiệu quả phải xử lý sơ bộ vỉa khai thác trước khi bơm dung dịch chất phụ gia ức chế sa lắng muối vào vỉa, bơm ép 15 - 25m³ dung dịch chất hoạt tính bề mặt (PAV) để phá hủy và loại bỏ hoàn toàn nhũ dầu - nước trong vỉa. Nồng độ chất hoạt tính bề mặt sử dụng trong dung dịch nước bơm rửa để xử lý sơ bộ vỉa sản phẩm nằm trong khoảng 0,3 - 0,5%. Dung dịch ức chế phải được ép sâu vào trong vỉa với bán kính xâm nhập nhỏ nhất từ 1,5 - 2m. Sau khi bơm dung dịch ức chế vào vùng cận đáy giếng, bơm bổ sung lượng nước có pha thêm chất phụ gia ức chế sa lắng muối với liều lượng 80 - 120g/cm³. Khối lượng nước được bơm ép sau khi đã bơm dung dịch ức chế sâu vào vỉa phải được tính toán phù hợp sao cho đạt độ cao cân bằng với độ cao của đoạn ống đục lỗ trong đáy giếng. Khi tính toán khối lượng dung dịch chất ức chế bơm vào vùng cận đáy giếng, nên chú trọng áp dụng quy luật thực nghiệm "1/3". Quy luật này gồm 1/3 tiếp theo sau được bơm vào vùng cận đáy giếng dung dịch ức chế sa lắng muối và không nhất thiết chất ức chế phải hấp thụ ngay lên bề mặt đất đá vỉa (trong một lần xử lý). Một phần ba lượng ức chế này sẽ được chuyển dịch

ra khỏi vùng cận đáy giếng từ 3 - 15 ngày sau khi giếng khoan bắt đầu khai thác nhằm lưu giữ được phần dung dịch ức chế bơm vào vùng cận đáy giếng, chúng sẽ được chuyển dịch trong một thời gian dài. Chu kỳ ức chế mạnh nhất phụ thuộc vào lưu lượng khai thác giếng, khi khai thác với lưu lượng nhỏ thì chu kỳ ức chế hoạt động mạnh nhất sẽ dài hơn và ngược lại khi lưu lượng lớn thì chu kỳ hoạt tính của chất ức chế sẽ ngắn hơn. Chu kỳ hoạt tính của chất ức chế được xác định qua nghiên cứu thí nghiệm bằng cách kiểm tra nồng độ chất ức chế sa lắng muối trong pha nước được thu gom trong thời gian khai thác sau khi xử lý chất ức chế sa lắng tại giếng khoan.

2.4.3. Kết quả áp dụng thử nghiệm công nghiệp chất phụ gia ức chế sa lắng muối "DPEC Antiscalant-2" tại giàn BK-ThTC-2

Trên cơ sở phân tích và đánh giá hiệu quả ức chế sa lắng muối trong phòng thí nghiệm, Vietsovpetro đã chấp thuận và cho phép áp dụng thử nghiệm (field test) chất phụ gia ức chế sa lắng muối DPEC Antiscalant-2 và đang được sử dụng công nghiệp tại giàn BK-ThTC-2.

Kết quả áp dụng thử nghiệm cho thấy chất ức chế sa lắng muối DPEC Antiscalant-2 nồng độ 80ppm cho hiệu quả cao qua thông số làm việc của thiết bị gia nhiệt T-1-B trên CTP2 (Bảng 3).

Bảng 3. Thông số làm việc của thiết bị gia nhiệt T-1-B trên CTP2 khi thử nghiệm chất ức chế sa lắng muối DPEC Antiscalant-2

Ngày	Giờ	Trước T-1-B trên CTP2		Trước T-1-B trên CTP2		Chênh áp T-1-B	Ghi chú
		P (atm)	T (°C)	P (atm)	T (°C)		
12/8/2016	3	3,8 - 4,2	21,5 - 22	3,6 - 4	36 - 68	0,2 - 0,3	Bắt đầu bơm thử nghiệm Antiscalant-2 với doza 80ppm
	9	3,8 - 4,2	21,5 - 22	3,6 - 4	36 - 68	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	21,5 - 22	3,6 - 4	36 - 68	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	21,5 - 22	3,6 - 4	36 - 68	0,2 - 0,3	
13/8/2016	3	3,8 - 4,2	21,5 - 22	3,6 - 4	36 - 68	0,2 - 0,3	38 - 42kg Antiscalant-2
	9	3,8 - 4,2	21,5 - 22	3,6 - 4	36 - 68	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	21,5 - 22	3,6 - 4	36 - 68	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	21,5 - 22	3,6 - 4	36 - 68	0,2 - 0,3	
14/8/2016	3	3,8 - 4,2	21,5 - 22	3,6 - 4	36 - 68	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	23,5 - 24	3,6 - 4,2	38 - 72	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	21,5 - 22	3,6 - 4	38 - 72	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	21,5 - 22	3,6 - 4	36 - 68	0,2 - 0,3	
15/8/2016	3	3,8 - 4,2	21,5 - 22	3,6 - 4	36 - 68	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	21,5 - 22	3,6 - 4	36 - 68	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,4	21,5 - 22,2	3,6 - 4,2	36 - 70	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,4	20,5 - 21	3,6 - 4,1	42 - 70	0,2 - 0,3	
16/8/2016	3	3,8 - 4,4	20,5 - 21	3,6 - 4,1	42 - 70	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,4	20,5 - 21	3,6 - 4,2	40 - 72	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,4	20,5 - 21	3,6 - 4,2	40 - 72	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,4	20,5 - 21	3,6 - 4,2	40 - 70	0,2 - 0,3	
17/8/2016	3	3,8 - 4,4	20,5 - 21	3,6 - 4,2	40 - 70	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	20,5 - 21	3,6 - 4	45 - 56	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	20,5 - 21	3,6 - 4	45 - 56	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	20,5 - 21	3,6 - 4	42 - 66	0,2 - 0,3	

Bảng 3. Thông số làm việc của thiết bị gia nhiệt T-1-B trên CTP2 khi thử nghiệm chất ức chế sa lắng muối DPEC Antiscalant-2 (tiếp theo)

Ngày	Giờ	Trước T-1-B trên CTP2		Trước T-1-B trên CTP2		Chênh áp T-1-B	Ghi chú
		P (atm)	T (°C)	P (atm)	T (°C)		
18/8/2016	3	3,8 - 4,2	20,5 - 21	3,6 - 4	42 - 66	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	20,5 - 21	3,6 - 4	42 - 70	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	20,5 - 21	3,6 - 4	42 - 70	0,2 - 0,3	
	23	3,7 - 4,4	20,5 - 21	3,4 - 4,1	38 - 70	0,2 - 0,3	
19/8/2016	3	3,7 - 4,4	21	3,4 - 4,1	38 - 70	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,4	21	3,6 - 4,2	38 - 70	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,4	21	3,6 - 4,2	38 - 70	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,6	21,5 - 22	3,5 - 4,4	35 - 71	0,2 - 0,3	
20/8/2016	3	3,8 - 4,6	20,5 - 22	3,5 - 4,4	35 - 71	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,6	20,5 - 22	3,5 - 4,4	38 - 72	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,6	20,5 - 22	3,5 - 4,4	38 - 72	0,2 - 0,3	
	23	3,9 - 4,6	20,3 - 20,8	3,6 - 4,4	34 - 75	0,2 - 0,3	
21/8/2016	3	3,9 - 4,6	20,3 - 20,8	3,6 - 4,4	34 - 75	0,2 - 0,3	
	9	3,9 - 4,6	20,5 - 21,5	3,6 - 4,4	34 - 75	0,2 - 0,3	
	17	3,9 - 4,6	20,5 - 21,5	3,6 - 4,4	34 - 75	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,7	20,4 - 20,9	3,6 - 4,4	40 - 60	0,2 - 0,3	
22/8/2016	3	3,8 - 4,7	20,4 - 20,9	3,6 - 4,4	40 - 60	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,7	20,4 - 21,2	3,6 - 4,4	40 - 64	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,7	20,4 - 21,2	3,6 - 4,4	40 - 64	0,2 - 0,3	
	23	3,7 - 4,5	19,7 - 20,8	3,6 - 4,3	30,4 - 97,8	0,2 - 0,3	
23/8/2016	3	3,7 - 4,5	19,7 - 20,8	3,6 - 4,3	30,4 - 97,8	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	19,4 - 20	3,6 - 4	43 - 64	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	19,4 - 20	3,6 - 4	43 - 64	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	18,5 - 19,5	3,6 - 4	40 - 67	0,2 - 0,3	
24/8/2016	3	3,8 - 4,2	18,5 - 19,5	3,6 - 4	40 - 67	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	18,5 - 20	3,6 - 4	42,5 - 67	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	18,5 - 20	3,6 - 4	42,5 - 67	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	18,5 - 19,5	3,6 - 4	41 - 65	0,2 - 0,3	
25/8/2016	3	3,8 - 4,2	18,5 - 19,5	3,6 - 4	41 - 65	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	18,5 - 19,5	3,6 - 4	41 - 65	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	18,5 - 19,6	3,6 - 4,1	41 - 65	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,6	20,5 - 22	3,5 - 4,4	35 - 71	0,2 - 0,3	
26/8/2016	3	3,8 - 4,6	20,5 - 22	3,5 - 4,4	35 - 71	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,6	20,5 - 22	3,5 - 4,4	38 - 72	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,6	20,5 - 22	3,5 - 4,4	38 - 72	0,2 - 0,3	
	23	3,9 - 4,6	20,3 - 20,8	3,6 - 4,4	34 - 75	0,2 - 0,3	
27/8/2016	3	3,9 - 4,6	20,3 - 20,8	3,6 - 4,4	34 - 75	0,2 - 0,3	
	9	3,9 - 4,6	20,5 - 21,5	3,6 - 4,4	34 - 75	0,2 - 0,3	
	17	3,9 - 4,6	20,5 - 21,5	3,6 - 4,4	34 - 75	0,2 - 0,3	
	23	3,7 - 4,4	21	3,4 - 4,1	38 - 70	0,2 - 0,3	
28/8/2016	3	3,7 - 4,4	21	3,4 - 4,1	38 - 70	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,4	21	3,6 - 4,2	38 - 70	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,4	21	3,6 - 4,2	38 - 70	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,6	20,5 - 22	3,5 - 4,4	35 - 71	0,2 - 0,3	
29/8/2016	3	3,8 - 4,6	20,5 - 22	3,5 - 4,4	35 - 71	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,6	20,5 - 22	3,5 - 4,4	38 - 72	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,6	20,5 - 22	3,5 - 4,4	38 - 71	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	18,5 - 19,2	3,6 - 4	42 - 63	0,2 - 0,3	
30/8/2016	1	3,8 - 4,2	18,5 - 19,2	3,6 - 4	42 - 63	0,2 - 0,3	
	3	3,8 - 4,2	18,5 - 19,2	3,6 - 4	42 - 63	0,2 - 0,3	
	5	3,8 - 4,2	18,5 - 19,2	3,6 - 4	42 - 63	0,2 - 0,3	
1/9/2016	3	4,0 - 4,2	18,5 - 19,5	3,8 - 4	37 - 66,5	0,2 - 0,3	
	9	4,1 - 4,3	19,8 - 20	3,8 - 4	37,5 - 62,5	0,2 - 0,3	
	17	4,1 - 4,3	19,8 - 20	3,8 - 4	37,5 - 62,5	0,2 - 0,3	
	23	3,9 - 4,2	19 - 20	3,7 - 4	45 - 66	0,2 - 0,3	

Bảng 3. Thông số làm việc của thiết bị gia nhiệt T-1-B trên CTP2 khi thử nghiệm chất ức chế sủa lắng muối DPEC Antiscalant-2 (tiếp theo)

Ngày	Giờ	Trước T-1-B trên CTP2		Trước T-1-B trên CTP2		Chênh áp T-1-B	Ghi chú
		P (atm)	T (°C)	P (atm)	T (°C)		
2/9/2016	3	3,9 - 4,2	19 - 20	3,7 - 4	45 - 66	0,2 - 0,3	
	9	3,9 - 4,2	19 - 20	3,7 - 4	45 - 66	0,2 - 0,3	
	17	3,9 - 4,2	19 - 20	3,7 - 4	45 - 66	0,2 - 0,3	
	23	3,9 - 4,2	19 - 20	3,7 - 4	45 - 66	0,2 - 0,3	
3/9/2016	3	3,9 - 4,2	19 - 20	3,7 - 4	45 - 66	0,2 - 0,3	
	9	3,9 - 4,2	19 - 20	3,7 - 4	45 - 66	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	19 - 20	3,6 - 4	42 - 64	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	19 - 20	3,6 - 4	42 - 64	0,2 - 0,3	
4/9/2016	3	3,8 - 4,2	19 - 20	3,6 - 4	43 - 64	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	19,4 - 20	3,6 - 4	43 - 64	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	18,5 - 19,5	3,6 - 4	40 - 67	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	18,5 - 19,5	3,6 - 4	40 - 67	0,2 - 0,3	
5/9/2016	3	3,8 - 4,2	18,5 - 19,5	3,6 - 4	40 - 67	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	18,5 - 20	3,6 - 4	42,5 - 67	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	18,5 - 19,5	3,6 - 4	41 - 65	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	18,5 - 19,5	3,6 - 4	41 - 65	0,2 - 0,3	
6/9/2016	3	3,8 - 4,2	18,5 - 19,5	3,6 - 4	41 - 65	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	18,5 - 19,5	3,6 - 4	41 - 65	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	45 - 64	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	45 - 64	0,2 - 0,3	
7/9/2016	3	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	45 - 64	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	18 - 20	3,6 - 4	45 - 67	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 67	0,2 - 0,3	
	23	4,0 - 4,2	18,5 - 19,5	3,8 - 4	37 - 66,5	0,2 - 0,3	
8/9/2016	3	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 67	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 67	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 67	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
9/9/2016	3	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	18,5 - 19,5	3,6 - 4	41 - 65	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	18,5 - 19,5	3,6 - 4	41 - 65	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
10/9/2016	3	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
11/9/2016	3	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
12/9/2016	3	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	Kết thúc thử nghiệm DPEC Antiscalant-2
	9	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
13/9/2016	3	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 68	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 65	0,2 - 0,3	
14/9/2016	3	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 65	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 65	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	48 - 65	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	47 - 68	0,2 - 0,3	
15/9/2016	3	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	47 - 68	0,2 - 0,3	
	9	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	47 - 68	0,2 - 0,3	
	17	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	47 - 68	0,2 - 0,3	
	23	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	47 - 68	0,2 - 0,3	

Bảng 3. Thông số làm việc của thiết bị gia nhiệt T-1-B trên CTP2 khi thử nghiệm chất ức chế sa lắng muối DPEC Antiscalant-2 (tiếp theo)

Ngày	Giờ	Trước T-1-B trên CTP2		Trước T-1-B trên CTP2		Chênh áp T-1-B	Ghi chú				
		P (atm)	T (°C)	P (atm)	T (°C)						
16/9/2016	3	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	47 - 68	0,2 - 0,3	Chuyển dầu BK-ThTC-02 sang BK-3				
	9	Rửa hệ thống công nghệ bằng dầu nóng giếng 421 từ 9 giờ ngày 16/9/2016 đến 9 giờ ngày 17/9/2017									
	17										
	23										
17/9/2016	3						Rửa hệ thống công nghệ bằng dầu nóng giếng 421 từ 9 giờ ngày 16/9/2016 đến 9 giờ ngày 17/9/2017				
	9										
	17	3,8 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	47 - 68	0,2 - 0,3					
	23	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
18/9/2016	3	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
	9	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
	17	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
	23	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 58	0,2 - 0,3					
19/9/2016	3	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 58	0,2 - 0,3					
	9	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 58	0,2 - 0,3					
	17	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 58	0,2 - 0,3					
	23	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 58	0,2 - 0,3					
20/9/2016	3	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 58	0,2 - 0,3	Đang thử nghiệm hóa phẩm DPEC Antiscalant-2 doza 80ppm				
	9	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 58	0,2 - 0,3					
	17	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 58	0,2 - 0,3					
	23	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
21/9/2016	3	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3	Áp suất Riser tại đầu vào CPP-2 ổn định 16 - 17,7atm				
	9	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
	17	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
	23	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
22/9/2016	3	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
	9	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
	17	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
	23	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
23/9/2016	3	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
	9	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
	17	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
	23	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
24/9/2016	3	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
	9	3,7 - 4,2	20 - 21	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
	17	3,7 - 4,2	20 - 21	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					
	23	3,7 - 4,2	18 - 19	3,6 - 4	42 - 60	0,2 - 0,3					

Chất phụ gia ức chế DPEC Antiscalant-2 đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật của Vietsovetro và được đề xuất đưa vào sử dụng đại trà nhằm ngăn ngừa hiện tượng sa lắng muối tại các giếng khoan đang khai thác [5].

3. Kết luận và đề xuất

Sa lắng muối là hiện tượng phức tạp nhất trong quá trình khai thác dầu khí, làm giảm đáng kể lưu lượng và sản lượng khai thác.

Chất phụ gia DPEC Antiscalant-2 do DPEC nghiên cứu sản xuất đã xử lý hiệu quả hiện tượng chống sa lắng muối tại các giếng khoan khai thác của Vietsovetro. Sản phẩm này có thể sử dụng cho Oligocene trên của ống khai thác hoặc bơm trực tiếp tại đầu miệng giếng. Sản phẩm này đạt hiệu quả tốt nhất trong ngưỡng nhiệt độ tối đa là 70°C.

Để nâng cao hiệu quả kinh tế và kỹ thuật trong công nghệ xử lý sa lắng muối, nhóm tác giả đề xuất:

- Tiếp tục nghiên cứu, tiến hành trên các mô hình lý thuyết với việc sử dụng môi trường nghiên cứu trong giới hạn rộng của các hệ dung dịch bão hòa và qua bão hòa;
- Nghiên cứu về sự tương tác giữa các pha trong các dung dịch hỗn hợp nhiều thành phần cùng với muối kim loại kiềm thổ và chất phụ gia ức chế sa lắng muối;
- Nghiên cứu cơ chế ức chế sa lắng muối trong đó đánh giá và xác định quy luật biến thiên và tính phụ thuộc của khả năng hấp thụ, bao phủ của các chất ức chế sa lắng lên bề mặt đất đá, tinh thể muối vào nồng độ và tốc độ sa lắng;
- Nghiên cứu ảnh hưởng của điều kiện vỉa sản phẩm (nhiệt độ và áp suất) trong đó đặc biệt là ảnh hưởng của nhiệt độ cao đến khả năng ức chế sa lắng muối của chất ức chế sa lắng muối.

Tài liệu tham khảo

1. Jianwei Wang, Udo Becker. *Structure and carbonate orientation of vaterite (CaCO₃)*. American Mineralogist. 2009; 94(2 - 3): p. 380 - 386.
2. S.Muryantoa, A.P.Bayusenob, H.Ma'munb, M.Usamahc, Jothod. *Calcium carbonate scale information in pipes: Effect of flow rates, temperature, and malic acid as additives on the mass and morphology of the scale*. Procedia Chemistry. 2014; 9: p. 69 - 76.
3. P.P.Trausov. *Ức chế sa lắng muối kiềm thổ trong ống khai thác*. 2014.
4. Vietsovetro. *Công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng các mỏ dầu khí ở thềm lục địa Nam Việt Nam*. 2016.
5. Vietsovetro. *Kết quả phân tích hóa phẩm DPEC-Antiscalant-2*. 2017.

STUDY AND MANUFACTURING OF SCALE INHIBITOR "DPEC ANTISCALANT-2" FOR USE IN PRODUCTION WELLS

**Bui Viet Duc, Ngo Van Tu, Dang Cua
Bui Trong Khai, Bui Viet Phuong**
DPEC Drilling-Production and Environment Technology Co., Ltd.
Email: info@dpec.com.vn

Summary

Scale formation at the bottom-hole zone and in the production system badly affects the permeability properties of reservoirs, resulting in considerable reduction of production capacity. The paper analyses the scale formation phenomenon in water flood system in general and the role, mechanism and performance of scale inhibitor additives. The process of research, lab-tests to production and field-test application of scale inhibitor DPEC Antiscalant-2 at the production wells of Vietsovetro Joint Venture has also been presented by the authors.

Key words: Bottom-hole zone, production tubing, solution, inhibitor.