

NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ NHIỄM BẨN CẶN SA LẮNG TRONG LÒNG GIẾNG, THIẾT BỊ LÒNG GIẾNG VÀ CÁC PHƯƠNG PHÁP GIÁM SÁT, XỬ LÝ ĐÃ ĐƯỢC ÁP DỤNG Ở BỂ CỬU LONG

Hoàng Long, Nguyễn Minh Quý, Phan Vũ Anh, Lê Thị Thu Hường, Bùi Thị Hương, Hà Thu Hương, Hoàng Linh, Nguyễn Văn Đô

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: longh@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.12-03>

Tóm tắt

Nguyên nhân gây ra hiện tượng nhiễm bẩn trong lòng giếng, thiết bị lòng giếng ở một số mỏ dầu tại Việt Nam chủ yếu do quá trình sa lắng các muối vô cơ. Trong đó, sa lắng các muối vô cơ tại các giếng thường xảy ra trong quá trình khai thác với lưu lượng chất lưu cao, độ ngập nước lớn và áp suất vùng cận đáy giếng cũng như trong lòng giếng sụt giảm nghiêm trọng.

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã tiến hành nghiên cứu, đánh giá cơ chế các muối vô cơ có gốc carbonate, sulfate được hình thành trong vỉa chứa, vùng cận đáy giếng do sự không tương thích giữa nguồn nước và sự quá bão hòa trong quá trình các nguồn nước tương tác với đá vỉa. Quá trình thay đổi thủy động lực học từ vỉa chứa vào giếng - đặc biệt là quá trình suy giảm áp suất đột ngột, làm các ion có khả năng tạo ra các muối vô cơ gây lắng đọng và bám dính lên thành giếng và thiết bị lòng giếng khai thác - được VPI nghiên cứu và làm rõ cơ chế.

Kết quả nghiên cứu đã chứng minh quá trình thay đổi thủy động lực học trong giếng là nguyên nhân chính tạo thành các muối sa lắng vô cơ gốc carbonate. Một số hệ hóa phẩm gốc acid có tác dụng hòa tan tốt lên hệ sa lắng trong lòng giếng có thể giúp phục hồi hoặc gia tăng sản lượng khai thác của giếng. Dựa trên cơ chế sa lắng muối vô cơ thực tế tại các giếng khai thác, các giải pháp xác định mức độ ảnh hưởng và xử lý đã được nhóm tác giả nghiên cứu áp dụng tại bể Cửu Long.

Từ khóa: Sa lắng muối, nhiễm bẩn trong lòng giếng, xử lý acid, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Trong quá trình khai thác, các mỏ dầu khí ở bể Cửu Long chủ yếu gặp hiện tượng sa lắng muối vô cơ trong các thiết bị lòng giếng, van gaslift, trong lòng giếng khai thác và thiết bị khai thác trên bề mặt với mức độ khác nhau. Lắng đọng cận muối trong các thiết bị khai thác trong lòng giếng, ống khai thác làm giảm tiết diện của dòng chảy chất lưu khai thác, là nguyên nhân tăng sức cản thủy lực dẫn tới giảm mạnh năng suất khai thác của giếng [1]. Lắng đọng muối vô cơ trong lòng giếng cũng làm trầm trọng hơn vấn đề ăn mòn điểm dưới lớp cận bám và bắt buộc phải sửa chữa với các thiết bị lòng giếng và ống khai thác. Hiện nay, nhiều mỏ dầu đang khai thác đã có hiện tượng sa lắng muối trong vùng cận đáy giếng, đáy giếng, ống khai thác và thiết bị khai thác, điển hình như tại các

mỏ Thổ Trắng, Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen, Bạch Hổ, Tê Giác Trắng, Cá Ngừ Vàng, Sư Tử Đen, Sư Tử Nâu...

Cặn sa lắng xuất hiện trong lòng giếng khai thác chủ yếu do quá trình xâm nhập của các nguồn nước quá bão hòa với các muối carbonate ở điều kiện áp suất - nhiệt độ giếng khai thác hoặc do quá trình hình thành các tinh thể sa lắng của muối carbonate, sulfate tại khu vực cận đáy giếng, đáy giếng sau đó theo chất lưu khai thác vào giếng và lắng đọng tại đáy giếng, thiết bị lòng giếng, ống khai thác [1]. Cặn sa lắng các muối vô cơ đã được phát hiện có thành phần chủ yếu là các muối CaCO_3 , CaSO_4 hoặc các muối có sự tham gia của Mg, Si và tạp chất Fe, Mn, Cl. Các muối này thường đi cùng với sa lắng hữu cơ tạo thành hỗn hợp sa lắng dạng lớp và có cấu trúc bền chắc [2].

Việc ngăn ngừa và loại bỏ các muối vô cơ sa lắng trong lòng giếng và thiết bị lòng giếng là yêu cầu cấp thiết, đặc biệt tại các mỏ dầu khí ở giai đoạn khai thác thứ cấp, áp dụng bơm ép nước nhằm duy trì áp suất vỉa [3].



Ngày nhận bài: 2/10/2022. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 2 - 27/10/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/10/2022.

Nghiên cứu này đã làm rõ các vấn đề về sa lắng muối vô cơ tại các giếng khai thác, chỉ ra các nguyên nhân dẫn đến trạng thái quá bão hòa muối của nước vỉa hoặc nước bơm ép, đánh giá ảnh hưởng của quá trình này lên tính chất thấm chứa của đá chứa, giếng khai thác và thiết bị lòng giếng. Ngoài ra, nghiên cứu còn tiến hành đánh giá, dự báo quá trình sa lắng muối trong lòng giếng khai thác để làm rõ các ảnh hưởng đến sản lượng khai thác của giếng. Nghiên cứu đã xác định một số hệ hóa phẩm gốc acid có khả năng tác dụng và hòa tan tốt lên hệ sa lắng trong lòng giếng để phục hồi hoặc gia tăng sản lượng hiện tại của giếng. Nghiên cứu cũng đánh giá các phương pháp đã áp dụng để xử lý vấn đề sa lắng muối trong lòng giếng, thiết bị lòng giếng tại các giếng khai thác dầu, trong đó chú trọng đến các giải pháp xác định nguyên nhân, quá trình hình thành các muối sa lắng, xác định vị trí lắng đọng và phương pháp xử lý cũng như các nguyên nhân còn tồn tại.

2. Nghiên cứu đánh giá vấn đề cặn sa lắng trong lòng giếng và thiết bị lòng giếng của các giếng khai thác dầu bể Cửu Long

2.1. Nguyên nhân hình thành các cặn sa lắng

Sự kết tinh muối vô cơ trong nước vỉa, nước bơm ép, nước khai thác đồng hành là nguyên nhân sâu xa dẫn tới sự hình thành tích tụ cặn sa lắng muối vô cơ trong vùng cận đáy giếng, trong lòng giếng và hệ thống khai thác. Cơ chế nhiễm bẩn trong lòng giếng và thiết bị lòng giếng chủ yếu do quá trình tự sa lắng và tương tác không tương thích của các nguồn nước vỉa làm hình thành các tinh thể trong vỉa chứa – sẽ dịch chuyển vào giếng cùng các khoáng vật thứ sinh và tạo các kết tủa vô cơ trong lòng giếng.

Các muối vô cơ tan trong nước bị kết tinh tạo kết tủa (sa lắng) khi điều kiện cân bằng, được thiết lập trước đó, thay đổi theo hướng không có lợi cho độ hòa tan [3, 4]. Nghiên cứu nhiễm bẩn trong lòng giếng với các muối vô cơ có thể tổng kết trong các trường hợp sau:

- Khi 2 nguồn nước có thành phần không tương hợp trộn lẫn với nhau (nước vỉa chứa các muối hòa tan như CaCl_2 , MgCl_2 , BaCl_2 ... tức là chứa Cl^- và Ca^{2+} , Ba^{2+} , Mg^{2+} trộn lẫn với nước bơm ép giàu anion SO_4^{2-} sẽ tạo các muối sulfate kết tủa như CaSO_4 , BaSO_4 , MgSO_4);

- Khi 2 nguồn nước theo các tập vỉa xâm nhập giếng mà tương tác không tương thích trong lòng giếng hoặc vùng cận đáy giếng (nước vỉa có hàm lượng HCO_3^- và CO_3^{2-} trộn lẫn với nguồn nước có hàm lượng Ca^{2+} , Mg^{2+} ... sẽ tạo các muối sa lắng carbonate);

- Khi điều kiện nhiệt động học thay đổi, đặc biệt là tại vùng cận đáy giếng/đáy giếng khai thác, làm độ hòa tan của các muối trong nước thay đổi và trở nên quá bão hòa làm kết tinh các muối, thông thường là các muối như CaCO_3 , MgCO_3 trong lòng giếng khai thác.

Cả 3 trường hợp trên đều do sự mất cân bằng về nồng độ của muối trong nước, vì thế nguyên nhân dẫn đến hiện tượng lắng đọng là sự kết tinh muối từ dung dịch nước trong điều kiện nhất định, đặc biệt là quá trình suy giảm áp suất dẫn đến quá trình thoát khí CO_2 . Nước vỉa nội tại trong các vỉa chứa hay nước biển được bơm ép vào vỉa thường là bão hòa bởi các muối hòa tan từ quá trình tương tác giữa nước và đá vỉa, khoáng vật thứ sinh calcite, thạch cao, zeolite, halite... Nói cách khác, nước vỉa hoặc nước bơm ép vào vỉa đã chứa một lượng các muối hòa tan gần bão hòa hoặc thậm chí có thể đã quá bão hòa đối với một số muối [1]. Khả năng hòa tan và bão hòa muối trong nước vỉa hoặc nước bơm ép phụ thuộc vào nguồn cung cấp ion tạo muối và điều kiện nhiệt động học (nhiệt độ, áp suất) trong vỉa chứa. Trong quá trình khai thác, nước vỉa hoặc nước bơm ép di chuyển cùng chất lưu vỉa từ vỉa chứa vào vùng cận đáy giếng, đến lòng giếng và theo giếng khai thác đi lên các thiết bị xử lý trên bề mặt. Tại các vị trí nước đồng hành đã đi qua, áp suất và nhiệt độ đều thay đổi, nghĩa là điều kiện nhiệt động học thay đổi liên tục sẽ làm một số muối vô cơ trở nên quá bão hòa và hình thành tinh thể trong dòng chảy của hệ chất lưu đồng hành. Ở các vị trí mà điều kiện nhiệt động học thay đổi càng mạnh thì khả năng mất cân bằng càng lớn, dẫn đến mức độ kết tinh càng mạnh, đặc biệt ở khu vực đáy giếng khai thác, các vị trí lắp đặt thiết bị lòng giếng, van gaslift.

Các muối vô cơ có thành phần rất phức tạp, tùy thuộc vào các giai đoạn khai thác khác nhau mà thành phần của các sa lắng vô cơ cũng rất khác nhau. Trong giai đoạn đầu quá trình khai thác, sa lắng vô cơ có thành phần chủ yếu là các muối như calcite - CaCO_3 , thạch cao - $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, anhydrite - CaSO_4 , barite - BaSO_4 , asetin - SrSO_4 , halite - NaCl ... Ở cuối giai đoạn khai thác, xuất hiện thêm các muối sulfur mà phổ biến nhất là sulfur sắt - FeS và một số giếng có thành phần CaSO_4 . Ngoài các khoáng vật phổ biến vừa nêu, sa lắng vô cơ có thể chứa các khoáng chất khác như MgCO_3 , MgSO_4 , $\text{Ca}(\text{OH})_2$, $\text{Mg}(\text{OH})_2$, $\text{Fe}(\text{OH})_3$, thạch anh - SiO_2 , biotite - $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, CaF_2 ... và sa lắng hữu cơ như asphaltene, nhựa, paraffin, một số hợp chất thơm.

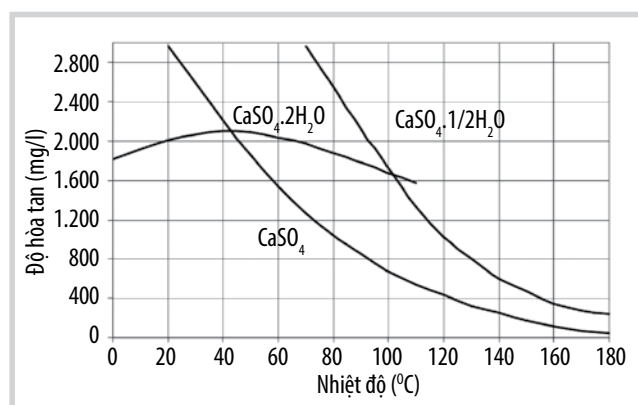
Bên cạnh thành phần đa dạng thì cấu trúc của sa lắng vô cơ cũng rất phức tạp. Sa lắng vô cơ có nhiều kiểu cấu trúc chính như cấu trúc tinh thể với kích cỡ hạt tinh thể cỡ

micro; cấu trúc lớp chắc đặc với các mức độ kết tinh khác nhau; cấu trúc tinh thể lớn; cấu trúc xốp... Sự đa dạng của cấu trúc là kết quả của vị trí hình thành muối sa lắng. Hình 1 là hình ảnh lắng đọng được lấy tại giếng của mỏ Bạch Hổ với cấu trúc kết tinh rắn chắc do quá trình tích tụ theo thời gian và áp suất nén ép vào thành giếng cao [2]. Tuy nhiên, sự có mặt các phần có màu xám chứng tỏ phần có mức độ kết tinh không đồng đều và chứa nhiều tạp chất hữu cơ. Kiểu cấu trúc cặn lắng đọng (Hình 1) đặc trưng cho chế độ khai thác thay đổi theo thời gian.

Tại các vị trí khác nhau thì cấu trúc các muối vô cơ hình thành cũng rất khác nhau. Thành ống khai thác thường có cặn sa lắng là dạng lớp tinh thể có cấu trúc micro xen lẫn với các hợp chất hữu cơ và theo mức độ xa dần từ lớp micro là những lớp có cấu trúc tinh thể mịn đến tinh thể trung bình và sau cùng là lớp tinh thể lớn hình kim. Ngoài ra, tại các vị trí có áp suất thấp và nhiệt độ thấp thì cặn sa lắng thường có cấu trúc dạng xốp. Trong nhiều trường hợp, các lỗ xốp được hình thành với các tinh thể hình kim dài của muối $CaCO_3$ với kích thước lên tới 10 – 20 μm . Hiện tượng này cho thấy sa lắng vô cơ có thành phần và cấu



Hình 1. Sa lắng vô cơ đồng nhất không tách lớp.

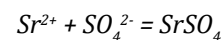
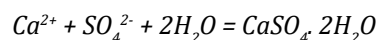
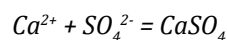


Hình 2. Ảnh hưởng của nhiệt độ tới độ hòa tan của $CaSO_4$.

trúc rất phức tạp, phụ thuộc vào thành phần hóa học của nước, điều kiện nhiệt độ áp suất, đặc điểm khai thác mỏ.

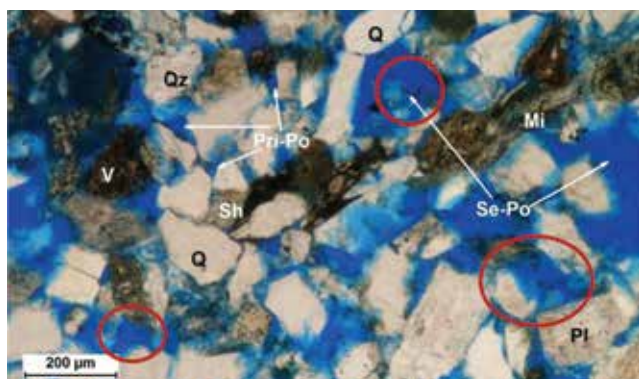
2.2. Kết quả nghiên cứu cơ chế hình thành cặn sa lắng muối sulfate tại giếng khai thác

Nhiệm bản trong lòng giếng và thiết bị khai thác một phần được hình thành trong vỉa chứa do các chất vô cơ sa lắng như $CaCO_3$, $CaSO_4$, $MgCO_3$, $MgSO_4$, $Ca(OH)_2$, $Mg(OH)_2$, $Fe(OH)_3$. Các muối vô cơ được hình thành do quá trình không tương thích giữa các nguồn nước vỉa từ các tầng vỉa, hoặc giữa nước bơm ép và nước vỉa với nhau ở khu vực cận đáy giếng kết hợp với điều kiện thủy động lực học thuận lợi cho phản ứng hóa học tạo các kết tủa muối vô cơ, hình thành các tinh thể muối dịch chuyển từ trong vỉa vào giếng để lắng đọng tại khoảng khai thác, thiết bị lòng giếng, ống khai thác. Nghiên cứu đánh giá sự hình thành muối sulfate do quá trình không tương thích trên quy mô phòng thí nghiệm đã chỉ ra các muối chủ yếu như $CaSO_4$, $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, $SrSO_4$... được tạo ra theo cơ chế đơn giản của phản ứng hóa học sau:

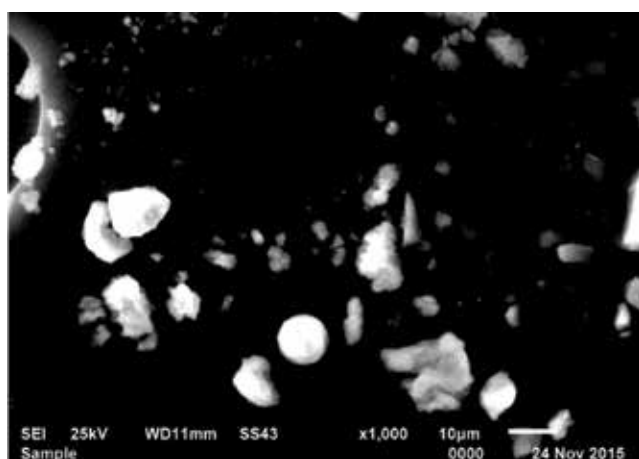


Các nghiên cứu chỉ ra rằng độ hòa tan của $CaSO_4$ giảm mạnh khi tăng nhiệt độ, đặc biệt ở dải nhiệt độ từ 100 - 140°C (Hình 2) [2]. Các dạng muối $CaSO_4 \cdot 1/2H_2O$ và $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ có mức độ thay đổi độ hòa tan thấp hơn so với $CaSO_4$.

Các thực nghiệm đánh giá mức độ ảnh hưởng của quá trình hình thành sa lắng được thực hiện trong phòng thí nghiệm của Viện Dầu khí Việt Nam đã chứng minh phần lớn cặn sa lắng được dịch chuyển qua các kênh dẫn ở vùng cận đáy giếng vào giếng, ngoài ra còn gây ra quá trình suy giảm độ thấm nghiêm trọng. Thực nghiệm bơm ép các nguồn nước trên mẫu đá vỉa cho thấy các nguồn nước xâm nhập giếng khai thác đã phản ứng hóa học do quá trình tương tác không tương thích giữa các ion gây sa lắng như Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} ... để tạo thành các kết tủa vô cơ hình thành trong các lỗ rỗng của đá vỉa và được đẩy vào giếng khai thác. Kết quả thực nghiệm cho thấy mức độ suy giảm nghiêm trọng của độ thấm đến khoảng 70% so với độ thấm ban đầu và các tinh thể được hình thành trong các lỗ rỗng gây cản trở dòng chảy khi bị bít nhét tại các cổ lỗ rỗng (Hình 3) hoặc được đẩy vào theo dòng chất lưu dịch chuyển ra ngoài khỏi mẫu lõi (Hình 4) [5].



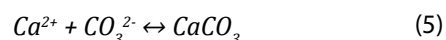
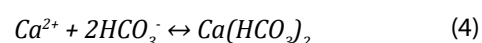
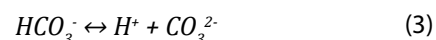
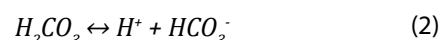
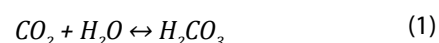
Hình 3. Các tinh thể muối hình thành trong lỗ rỗng do quá trình tương tác không tương thích giữa các nguồn nước và tương tác đá vữa quá bão hòa.



Hình 4. Các tinh thể muối kết tủa được đẩy theo dòng chất lưu ra khỏi mẫu đá vữa.

2.3. Kết quả nghiên cứu sa lắng muối và dự báo mức độ sa lắng carbonate trong giếng khai thác

Khi trong dòng nước khai thác có chứa các ion Ca^{2+} , HCO_3^- , CO_3^{2-} , CO_2 hòa tan và dưới sự thay đổi điều kiện áp suất, nhiệt độ, hoặc các yếu tố khác (thành phần pha khí, pH của nước, lực ion) thì cân bằng hóa học giữa HCO_3^- , CO_3^{2-} và CO_2 sẽ thay đổi theo các cân bằng của phản ứng (1), (2) và (3). Đồng thời, tích số ion giữa Ca^{2+} và CO_3^{2-} vượt quá độ tan của $CaCO_3$ tại điều kiện nhiệt độ áp suất đó thì cặn sa lắng $CaCO_3$ sẽ hình thành theo phản ứng (5).



Sự hình thành nhiễm bẩn do sa lắng muối carbonate trong lòng giếng tại các mỏ ở Việt Nam rất phổ biến. Đại diện cho quá trình tự sa lắng do thay đổi thủy động lực học là các giếng khai thác của mỏ Thổ Trắng, hiện đang được khai thác ở 2 vỉa sản phẩm Miocene dưới và Oligocene trên. Tính chất nước vỉa ở Miocene dưới có môi trường trung tính đến kiềm nhẹ với tổng độ khoáng hóa

Bảng 1. Thành phần và tính chất nước vỉa Miocene dưới

Thông số	Biên độ thay đổi	Giá trị trung bình
Tổng khoáng hóa (g/l)	22.000 - 28.000	24.800
Độ muối (quy đổi ra NaCl) (g/l)	21.800 - 26.300	24.400
Tỷ trọng (kg/m ³)	1.012 - 1.018	1.014
Cl ⁻ (mg/l)	12.000 - 15.700	1.400
SO ₄ ²⁻ (mg/l)	10 - 140	40
HCO ₃ ⁻	450 - 600	500
Ca ²⁺ (mg/l)	1.900 - 3.800	2.600
Mg ²⁺ (mg/l)	30 - 60	40
Na ⁺ + K ⁺ (mg/l)	6.500 - 7.700	6.950
pH	6,5 - 7,5	7,1

Bảng 2. Thành phần và tính chất nước vỉa Oligocene trên

Thông số	Biên độ thay đổi	Giá trị trung bình
Tổng khoáng hóa (g/l)	2.600 - 12.000	5.000
Độ muối (quy đổi ra NaCl) (g/l)	2.000 - 12.000	3.600
Tỷ trọng (kg/m ³)	998 - 1.007	1.002
Cl ⁻ (mg/l)	150 - 6.500	1.200
SO ₄ ²⁻ (mg/l)	10 - 150	30
HCO ₃ ⁻	500 - 3.500	2.000
Ca ²⁺ (mg/l)	10 - 600	50
Mg ²⁺ (mg/l)	10 - 50	15
Na ⁺ + K ⁺ (mg/l)	800 - 4.500	1.600
pH	7,3 - 9,0	8,3

khá cao từ 20.000 - 28.000 g/l, hàm lượng các ion gây sa lắng như Mg^{2+} , SO_4^{2-} thấp, trong khi hàm lượng calcium lại khá cao từ 1.500 - 4.000 g/l [6, 7]. Theo phân loại của Xulin (1946), nước vỉa Miocene dưới thuộc loại calcium chloride.

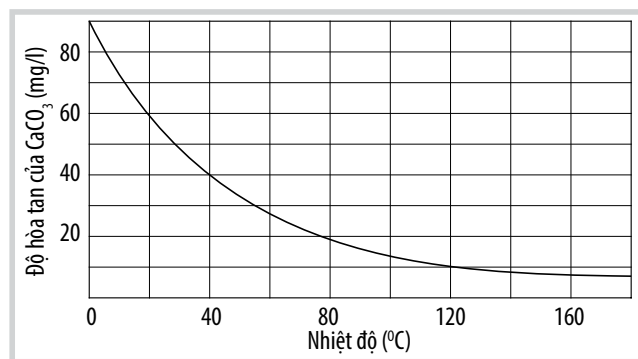
Tính chất nước vỉa của Oligocene có tổng khoáng hóa thấp hơn so với Miocene từ 2.500 - 12.000 g/l. Trong khi hàm lượng Mg và sulfate tương tự như nước vỉa Miocene dưới, hàm lượng calcium trong nước vỉa Oligocene trên dao động từ 100 - 600 g/l thấp hơn nhiều so với nước vỉa Miocene dưới từ 1.900 - 3.800 g/l [6, 7]. Ở hướng ngược lại, hàm lượng bicarbonate (HCO_3^-) của nước vỉa Oligocene (500 - 3.500 g/l) cao hơn nước vỉa Miocene dưới.

Căn cứ theo thành phần hóa học của 2 nguồn nước Miocene và Oligocene có thể thấy được nguy cơ tự sa lắng và sa lắng muối vô cơ $CaCO_3$ tại đối tượng Oligocene trên tại Miocene, do quá trình trộn lẫn không tương thích với nguồn nước của Oligocene trên nếu giếng khai thác đa tầng. Tuy nhiên, cần phải đánh giá thêm ảnh hưởng của nhiệt độ và áp suất mới có thể xác định được chính xác mức độ sa lắng và các vị trí có thể gây sa lắng. Theo lý thuyết, áp suất ảnh hưởng tới độ hòa tan của $CaCO_3$ mạnh hơn nhiều so với nhiệt độ. Cụ thể là, ở điều kiện nhiệt độ 40 - 50°C tương ứng vị trí khai thác là miệng giếng, thì độ hòa tan trong nước của $CaCO_3$ là khoảng 40 mg/l (Hình 3) [2]. Trong khi đó, điều kiện áp suất khoảng 50 atm (tương ứng miệng

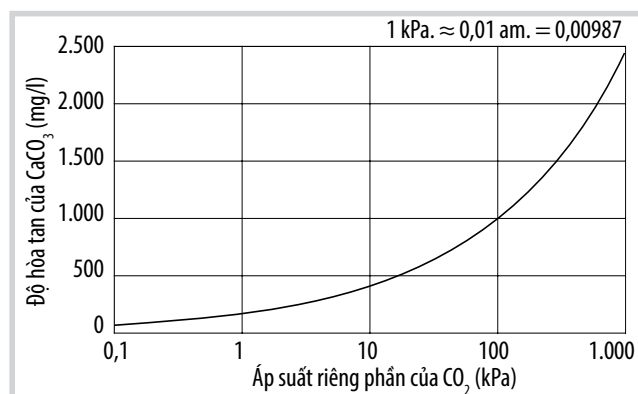
giếng) thì độ hòa tan trong nước của $CaCO_3$ là khoảng 700 mg/l (Hình 4). Áp suất có mức độ ảnh hưởng tới độ hòa tan trong nước của $CaCO_3$ lớn hơn khoảng 10 lần so với ảnh hưởng của nhiệt độ. Điều này có nghĩa là quá trình quá bão hòa đối với nguồn nước chứa muối $CaCO_3$ hòa tan chủ yếu chỉ xảy ra theo cơ chế do sự thay đổi áp suất riêng của CO_2 . Ngoài vấn đề mang tính vật lý về thay đổi áp suất, CO_2 còn tác động tới khả năng hòa tan và bão hòa của $CaCO_3$ trong nước thông qua cơ chế hóa học. Chính vì vậy, nếu chỉ xem xét thành phần hóa học của nước cũng chưa thể xác định được liệu thành phần này có thể là nguyên nhân sâu xa dẫn tới lắng đọng muối $CaCO_3$ hay không.

Các dạng sản phẩm hòa tan khác của CO_2 như H_2CO_3 , HCO_3^- hay CO_3^{2-} phụ thuộc chủ yếu vào pH của dung dịch nước. Cụ thể là, khi pH của nước nhỏ hơn 6,4 thì CO_2 sẽ hiện diện ở dạng H_2CO_3 . Khi pH nằm trong khoảng 6,4 - 10,3, thì CO_2 hòa tan trong nước tồn tại 2 dạng ion CO_3^{2-} và HCO_3^- , nhưng chủ yếu là ở dạng HCO_3^- . Còn khi nước có pH lớn hơn 10,3, CO_2 chỉ có mặt trong nước dưới dạng CO_3^{2-} . Như vậy, đối với nước chứa CO_2 có pH trong khoảng 6,5 - 9 như của mỏ Thổ Tráng thì khoáng vật calcite - $CaCO_3$ được tạo thành dựa trên 2 ion HCO_3^- , CO_3^{2-} sẽ phản ứng với Ca^{2+} trong nước vỉa.

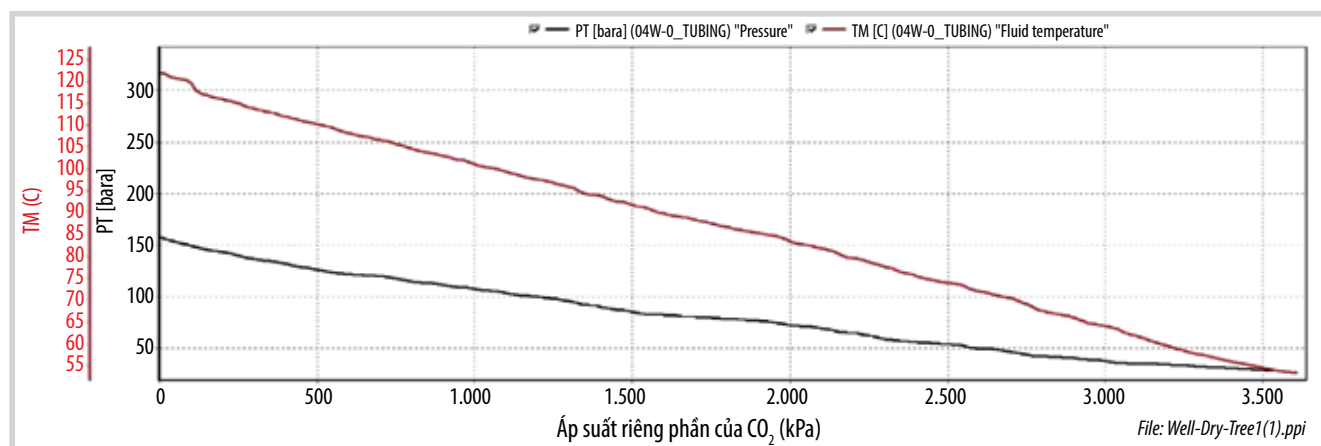
Trên thực tế, các nghiên cứu đánh giá và dự báo khả năng sa lắng muối và vị trí xảy ra tích tụ muối $CaCO_3$ chính là xác định điều kiện áp suất, nhiệt độ tại độ sâu theo quỹ đạo giếng, nơi xảy ra quá trình tách khí CO_2 . Như vậy, yếu tố ảnh hưởng lớn tới sự kết tinh muối $CaCO_3$ thông qua ảnh hưởng tới mức độ quá bão hòa muối $CaCO_3$ trong nước đồng hành theo lưu thể đi lên từ đáy giếng đến hệ thống khai thác là sự suy giảm áp suất và sự tách khí CO_2 . Thay đổi nhiệt độ giảm dọc theo giếng khai thác sẽ làm giảm khả năng quá bão hòa, giảm khả năng kết tinh của $CaCO_3$ (Hình 7). Kết quả mô phỏng tính toán cụ thể cho 1 giếng khai thác của mỏ Thổ Tráng cho thấy 2 nguyên nhân chính dẫn đến quá trình sa lắng muối tại giếng cũng như các giếng khai thác khác của mỏ Thổ Tráng. Một là, quá trình tự sa lắng do thay đổi nhiệt độ, áp suất, thành phần CO_2 hòa tan trong nước vỉa giàu Ca^{2+} , giàu HCO_3^- của tầng Miocene, Oligocene từ đáy giếng lên đến miệng giếng và trong hệ thống thu gom, tách khí. Hai là, phối trộn không tương thích giữa nước vỉa giàu HCO_3^- của tầng Oligocene với nước vỉa giàu Ca^{2+} của tầng Miocene tại khoảng mở vỉa của tầng Miocene. $CaCO_3$ quá bão hòa sẽ sa lắng tại khu vực trộn lẫn hình thành cặn sa lắng. Các kết quả chạy mô hình cho thấy sa lắng muối tại giếng Thổ Tráng là do quá trình tự sa lắng của nước vỉa khai thác tầng Oligocene trên, hoặc phối trộn không tương thích giữa 2 loại nước vỉa tầng Miocene dưới và Oligocen trên. Mô hình dự báo cặn sa lắng



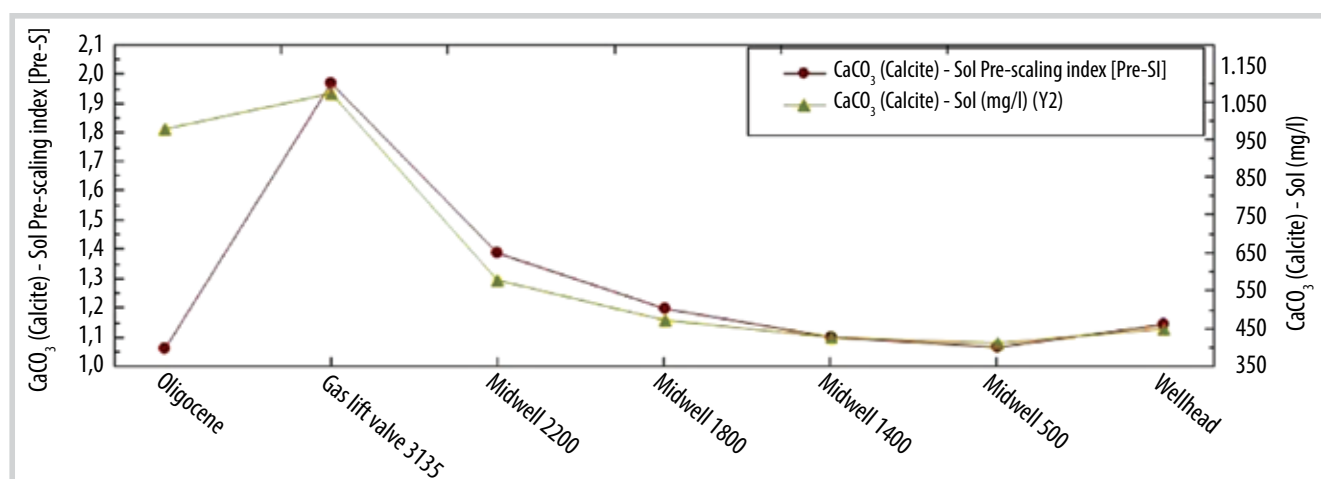
Hình 5. Ảnh hưởng của nhiệt độ tới độ hòa tan của $CaCO_3$.



Hình 6. Ảnh hưởng của áp suất riêng phần của CO_2 tới độ hòa tan của $CaCO_3$.



Hình 7. Kết quả mô phỏng tính toán nhiệt độ và áp suất của giếng khai thác.



Hình 8. Kết quả mô phỏng quá trình tự sa lắng muối tại các thiết bị lòng giếng và trong giếng khai thác.

đã chỉ ra vị trí gây sa lắng nhiều nhất đối với giếng theo dõi tại mỏ Thỏ Trắng là tại khoảng mở vỉa tại đáy giếng, độ sâu khoảng 3.330 m (nơi giảm áp từ vỉa vào giếng) và tại van gaslift [8]. Hàm lượng chất rắn sa lắng có thể hình thành khoảng hơn 400 mg/l tùy từng vị trí trong lòng giếng.

Nước vỉa khai thác từ vỉa Oligocene có thể tự sa lắng tại điều kiện đáy giếng đồng thời khi phối trộn thêm dòng khí gaslift, thay đổi đột ngột hàm lượng CO₂ trong khí dẫn đến hình thành cặn sa lắng CaCO₃ nhiều hơn. Khối lượng cặn sa lắng được đánh giá nguy cơ cao, nghiêm trọng.

Trên thực tế, hiện tượng sa lắng, tích tụ muối trong đường ống khai thác các giếng của mỏ Thỏ Trắng xảy ra thường xuyên từ khi bắt đầu khai thác, thậm chí sau khi xử lý giếng các muối sa lắng lại tiếp tục sa lắng trở lại. Kể từ khi bắt đầu được đưa vào khai thác đến nay, tại mỏ Thỏ Trắng đã tiến hành trên 200 lần xử lý giếng. Mức độ sa lắng muối đặc biệt nghiêm trọng tại một số giếng khi được đưa vào khai thác đa tầng. Ngoài ra, cát bờ trong quá trình khai thác tại các khu vực có thành hệ không đủ vững kết hợp với hiện tượng sa lắng muối cũng góp phần đẩy nhanh tốc độ bít nhét ống khai thác và tăng tần suất cần xử lý (Hình 9).



Hình 9. Sa lắng muối kết hợp cát trong ống khai thác giếng Thỏ Trắng.

3. Giải pháp kiểm soát và xử lý cặn sa lắng trong lòng giếng và thiết bị lòng giếng đã áp dụng ở một số mỏ của bể Cửu Long

3.1. Nghiên cứu thử nghiệm các hệ hóa phẩm gốc acid áp dụng cho xử lý cặn sa lắng trong lòng giếng

Nghiên cứu thử nghiệm khả năng hòa tan cặn sa lắng muối carbonate bằng các hệ hóa phẩm gốc acid của Viện Dầu khí Việt Nam đã được tiến hành trên các mẫu thu thập từ thực tế từ các mỏ có hiện tượng sa lắng trong lòng

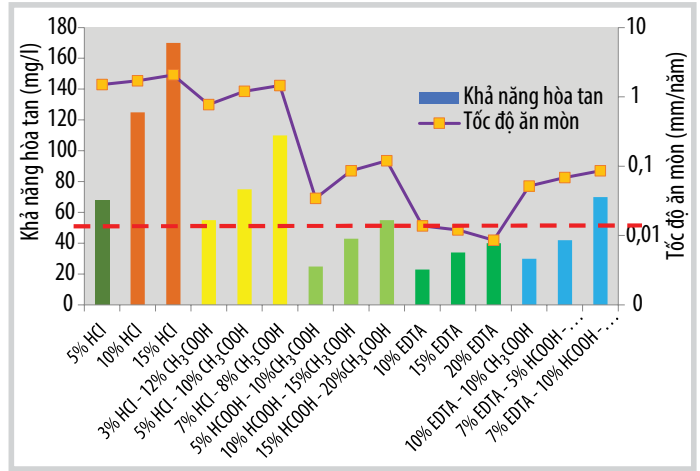
giếng. Các nghiên cứu thử nghiệm đánh giá được thực hiện tại nhiệt độ 40°C, 80°C và 120°C tương ứng với điều kiện nhiệt độ thực tế của mỏ. Kết quả nghiên cứu được đánh giá theo phương pháp mất khối lượng. Tại 40°C, khả năng hòa tan của các hệ acid chứa HCl (đơn chất hoặc hỗn hợp với CH₃COOH) là tốt nhất. Tuy nhiên, tốc độ ăn mòn của các hệ này rất cao so với các hệ acid hữu cơ hoặc hệ chelate, gấp từ 10 - 100 lần (Hình 10). Ngoài các hệ acid vô cơ thì hệ hỗn hợp acid hữu cơ và chelate (EDTA/HCOOH/CH₃COOH) cũng cho kết quả xử lý tương đương với các hệ chứa acid HCl mà tốc độ ăn mòn miếng thép lại thấp hơn rất nhiều.

Tại 80°C, xu hướng cũng tương tự như tại 40°C tuy khả năng hòa tan của các hệ đều tăng lên, cũng như tốc độ ăn mòn tăng lên rất lớn. Hệ HCOOH-CH₃COOH cho khả năng xử lý cao hơn hệ EDTA-HCOOH-CH₃COOH với khả năng hòa tan và có tốc độ ăn mòn chấp nhận được (Hình 11).

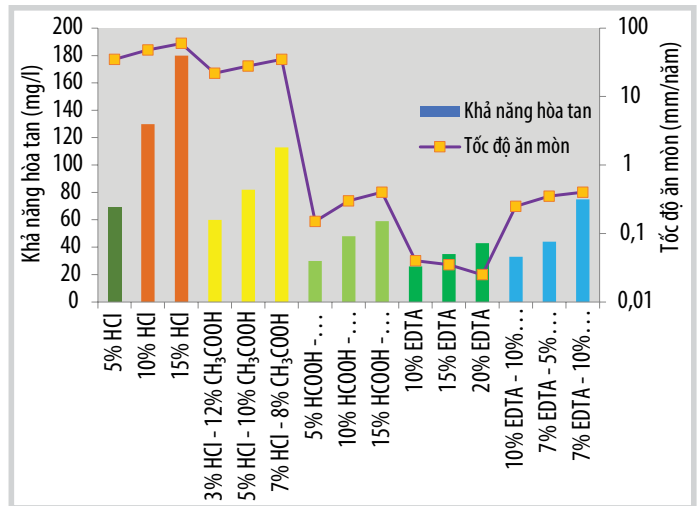
Thí nghiệm hòa tan tại 120°C được thực hiện trong các ống thí nghiệm kín do các hệ hóa phẩm có khả năng bay hơi rất mạnh. Các hệ hóa phẩm với nồng độ có khả năng xử lý cao nhất của từng loại được lựa chọn để so sánh.

Như vậy, khả năng hòa tan các muối gốc carbonate của các acid được xếp theo thứ tự từ mạnh đến yếu như sau: HCl > HCOOH > CH₃COOH. Từ khả năng hòa tan cho thấy, trong xử lý acid có thể thay một phần HCl bằng lượng tương đương của HCOOH hoặc CH₃COOH. Trong thực tế, hệ acid để xử lý các carbonate thường dùng hỗn hợp của HCl và CH₃COOH. Việc thay thế này nhằm tạo ra dung dịch đệm acid duy trì pH của phản ứng giữa các acid và đất đá vôi, giảm tốc độ ăn mòn và kiểm soát tạo gel hydroxide sắt. Các acid hữu cơ này dễ dàng tạo phức chất dễ tan với cation sắt.

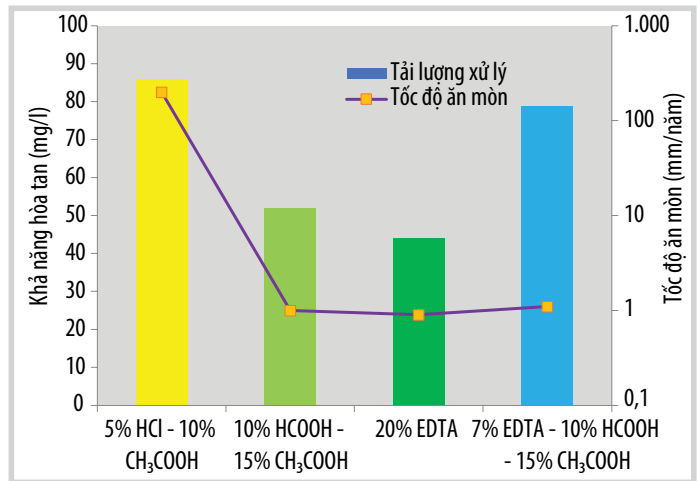
Khả năng phản ứng nói chung, khả năng hòa tan vật liệu carbonate nói riêng của các loại acid nêu trên phụ thuộc nhiều vào mức độ phân ly của acid, vào điều kiện nhiệt độ, áp suất mà ở đó phản ứng được tiến hành. Ngoài ra, trong trường hợp này phản ứng mang tính dị thể (giữa pha lỏng và pha rắn), tốc độ của quá trình phụ thuộc nhiều vào điều kiện tiếp xúc, nên khả năng hòa tan của acid còn phụ thuộc vào diện tích bề mặt vật liệu rắn, tốc độ dòng chảy... Nồng độ HCl thường được sử dụng nằm trong khoảng 5 - 10%. Nồng độ nhỏ hơn 5% hạn chế khả năng hòa tan, còn nồng độ lớn hơn 10% có khả năng ăn mòn cao và phá



Hình 10. Kết quả đánh giá khả năng hòa tan sa lắng CaCO₃ tại 40°C.



Hình 11. Kết quả đánh giá khả năng hòa tan sa lắng CaCO₃ tại 80°C.



Hình 12. Kết quả đánh giá khả năng hòa tan sa lắng CaCO₃ tại 120°C.

hủy đất đá mạnh, nhất là trong điều kiện nhiệt độ cao. Trong kiểu hệ acid trên cơ sở acid clohydric, ngoài HCl người ta còn dùng một số cấu tử khác như: CH₃COOH, chất ức chế ăn mòn, chất hoạt động bề mặt, chất tạo phức với ion sắt, calcium, silic... Acid acetic là chất tạo phức, có vai trò hạn chế hiện tượng kết tủa thứ cấp của gel sắt, gel nhôm, gel silic - một trong những nan

giải của xử lý acid. Chất ức chế ăn mòn có tác dụng giảm thiểu ăn mòn đối với thiết bị lòng giếng. Chất hoạt động bề mặt có tác dụng làm cho acid tăng khả năng tiếp xúc với cặn sa lắng cần hòa tan.

Như vậy, kết quả nghiên cứu đã chỉ ra hệ hỗn hợp chelate acid hữu cơ, hoặc acid hữu cơ HCOOH-CH₃COOH là phù hợp nhất để hòa tan muối CaCO₃, các muối gốc carbonate ở nhiệt độ cao bởi có tốc độ ăn mòn thấp hơn nhiều so với hệ chứa acid HCl/CH₃COOH.

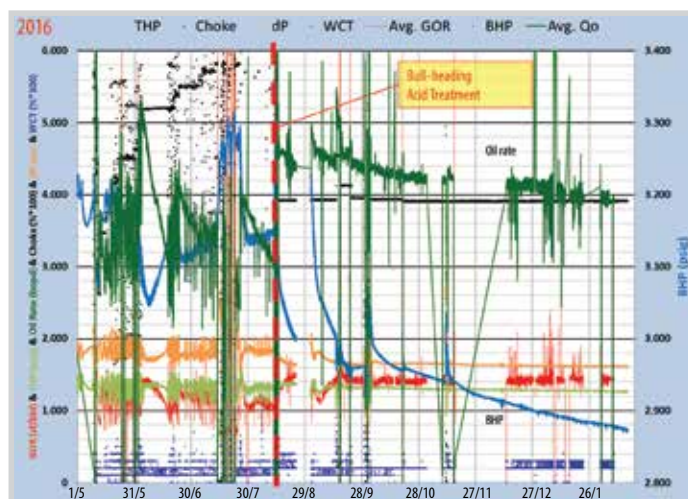
3.2. Đánh giá các giải pháp kiểm soát và xử lý đã được áp dụng tại bể Cửu Long

Mỏ Thổ Trắng là điển hình cho xử lý acid với hơn 200 lần xử lý acid hữu cơ bằng hệ HCOOH và CH₃COOH trong lòng giếng, thiết bị lòng giếng [1, 3]. Các mỏ khác thuộc bể Cửu Long chủ yếu được xử lý bằng phương pháp rửa acid để làm sạch thiết bị lòng giếng, đáy giếng và một phần bề mặt của thành hệ ở đáy giếng với công nghệ kết hợp bơm từ đầu giếng thông thường. Các mỏ Ruby, Pearl, Diamond chủ yếu được xử lý bằng acid HCl để rửa sạch các muối vô cơ lòng giếng tại các giếng. Tại mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Nâu chủ yếu tập trung rửa sạch ống khai thác, xử lý acid cho các giếng ở tầng móng. Mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng được tiến hành xử lý bằng acid hữu cơ để rửa ống khai thác và thiết bị lòng giếng cho các giếng HST-2P, HSP-3P, HSD-1P. Đặc biệt, tại mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng đã tiến hành áp dụng công nghệ "coiled tubing" để tăng hiệu quả xử lý acid trong lòng giếng. Các mỏ khác như NR-DM, Gấu Trắng, Cá Tầm đều cũng đã được xử lý acid trong lòng giếng nhưng với số lượng ít và áp dụng công nghệ tương tự với công nghệ của mỏ Thổ Trắng. Riêng mỏ Cá Ngừ Vàng đã được tiến hành xử lý vùng cận đáy giếng và lòng giếng khai thác bằng hệ hóa phẩm có gốc chelate để xử lý muối sa lắng CaSO₄ và các muối gốc sulfate.

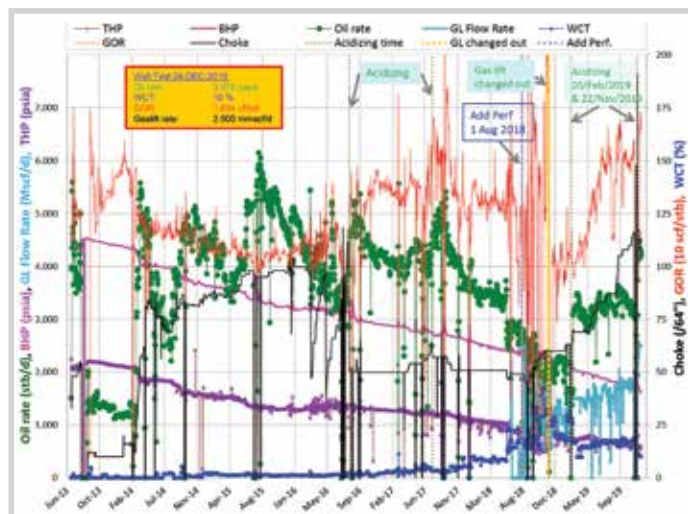
Như vậy, tại các mỏ dầu bể Cửu Long biện pháp xử lý chính hiện nay cho vấn đề sa lắng muối trong lòng giếng, thiết bị lòng giếng, ống khai thác vẫn là bằng phương pháp hóa học với các dung dịch acid. Đây là phương pháp có chi phí tương đối thấp so với các phương pháp khác và có hiệu quả với cả những giếng có nhiệt độ lòng giếng tương đối thấp. Đối với cặn CaCO₃, xử lý acid bằng HCl là một trong những phương pháp truyền thống có hiệu quả. Cặn CaCO₃ có thể dễ dàng hòa tan trong acid HCl ở nồng độ 10 - 15%. Tuy nhiên hiện nay để giảm thiểu nguy cơ ăn mòn cũng như tránh hiện tượng tái sa lắng do

acid mạnh còn dư, các acid hữu cơ như formic, acetic (HCOOH, CH₃COOH) và các phức chất chelate (EDTA, DPTA) được sử dụng phổ biến trong các hệ hóa phẩm dùng để sạch rửa đường ống khai thác thay cho HCl.

Một số giếng khai thác của mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng đã được nhà điều hành mỏ tiến hành xử lý rất thành công cặn sa lắng trong lòng giếng và vùng cận đáy giếng bằng phương pháp xử lý acid. Cặn sa lắng thu thập tại giếng khai thác có kết quả phân tích cặn sa lắng thu được trong các thiết bị chủ yếu là CaCO₃, chiếm đến 96%. Do điều kiện khai thác của giếng ở nhiệt độ cao trên 120°C nên việc sử dụng các hệ hóa phẩm acid vô cơ như HCl, hoặc hệ acid sét HCl + HF sẽ gây ăn mòn rất lớn, vì vậy đã áp dụng phương pháp xử lý bằng hệ acid hữu cơ với thành phần chủ yếu là acid CH₃COOH và các chất phụ gia. Trong năm 2016, nhà điều hành mỏ đã tiến hành xử lý bơm 300 thùng acid hữu cơ vào giếng, lưu lượng dầu tăng từ 3.500 thùng dầu/ngày lên khai thác ổn định 4.500 thùng dầu/ngày với GOR khoảng 1.450 cf/thùng (Hình 13) [9 - 13]. Trong các năm tiếp theo, lưu lượng khai thác dầu giảm khoảng gần 1.000 thùng, nguyên



Hình 13. Kết quả xử lý acid của giếng khai thác.



Hình 14. Hiệu quả xử lý bằng công nghệ "coiled tubing" với giếng khai thác.

nhân có thể do xuất hiện nhiễm bẩn sa lắng CaCO_3 trong giếng nên đã tiến hành xử lý bằng acid hữu cơ. Lưu lượng khai thác sau khi xử lý tăng lên 4.400 thùng với GOR 1.550 cf/thùng [9 - 13]. Đặc biệt, khi áp dụng xử lý bằng công nghệ “coiled tubing” thì hiệu quả của phương pháp xử lý bằng acid tăng lên rất rõ ràng (Hình 14).

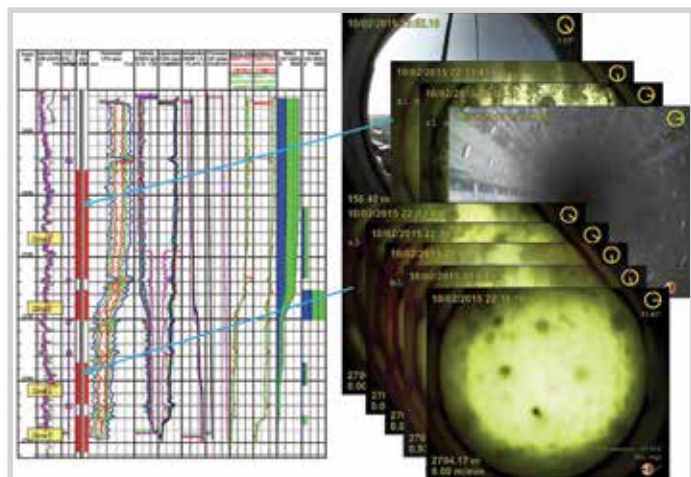
Ngoài ra, tại mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng còn áp dụng công nghệ giám sát và đánh giá mức độ sa lắng bằng camera (Hình 15) [9 - 13]. Đồng thời, nhà điều hành cũng kết hợp phân tích đánh giá kết quả PI và hệ số nhiễm bẩn giếng (skin) để xác định cơ chế nhiễm bẩn nên hiệu quả của các lần xử lý tương đối tốt.

Giếng Hải Sư Trắng cũng được tiến hành xử lý acid trong lòng giếng bằng dung dịch acid hữu cơ acid CH_3COOH , kết quả sau xử lý đã gia tăng từ 500 thùng/ngày lên 750 thùng/ngày và cho dòng khai thác dầu ổn định.

Mỏ Thổ Trắng chủ yếu được xử lý bằng hệ acid muối HCl và acid hữu cơ $\text{CH}_3\text{COOH} + \text{HCOOH}$. Các phương pháp xử lý

acid này chủ yếu hòa tan CaCO_3 . Trong đó, giải pháp xử lý bằng acid hữu cơ $\text{CH}_3\text{COOH} + \text{HCOOH}$ là chủ yếu trong số các giải pháp đã thực hiện; sản lượng dầu bổ sung thu được từ giải pháp này cũng cho kết quả tốt nhất, gia tăng đến hơn 80 nghìn tấn dầu trên toàn mỏ [14]. Ngoài ra, mỏ Thổ Trắng cũng đã xử lý muối bằng hỗn hợp EDTA nhưng hiệu quả không cao bằng phương pháp xử lý bằng acid hữu cơ.

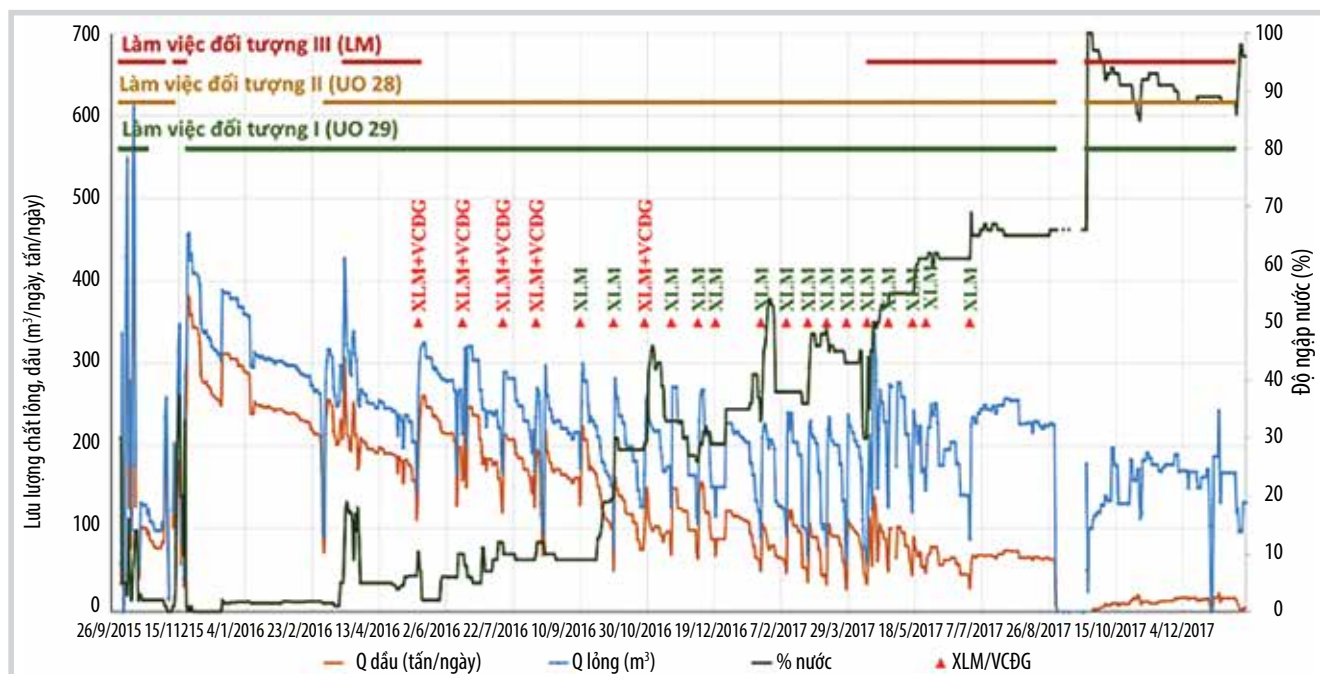
Mỏ Thổ Trắng đã xử lý cặn sa lắng trong lòng giếng bằng hệ acid hữu cơ với nồng độ tối ưu CH_3COOH (6 - 10%) + HCOOH (8 - 12%) và được thực hiện trên hầu hết các giếng khai thác, đặc biệt là các giếng khai thác đa tầng và các giếng khai thác đơn tầng tại Oligocene trên. Phương pháp áp dụng bằng xử lý acid vô cơ như HCl hoặc acid sét HCl + HF ít được sử dụng do ở điều kiện nhiệt cao của đối tượng Oligocene trên mỏ Thổ Trắng thì tốc độ ăn mòn của các acid này quá cao. Ngoài ra, với hệ acid vô cơ mạnh thì tốc độ phản ứng quá nhanh sẽ gây ra hiện tượng bở rời các mảng sa lắng CaCO_3 bám dính trong lòng giếng tạo hiện tượng rơi ngược xuống khoảng khai thác, ảnh hưởng hoạt động trở lại của giếng khai thác sau khi xử lý. Tùy thuộc vào điều kiện khai thác của từng giếng mà hệ hóa phẩm được thay đổi nồng độ cho phù hợp cũng như quy trình cũng được điều chỉnh tối ưu. Trong quá trình xử lý thì nhiệt độ xử lý và thời gian ngâm rửa của CH_3COOH và HCOOH kết hợp với các chất chelate hết sức quan trọng, cần tối thiểu nhiệt độ từ 65°C, thời gian 6 giờ và không gây hư hại cho thiết bị, tốc độ ăn mòn thấp sẽ tiết kiệm thêm chi phí bổ sung chất ức chế ăn mòn thiết bị khỏi tác hại của acid ăn mòn. Nhiệt độ thấp từ 35°C tới 55°C, khi kết hợp HCl với CH_3COOH và HCOOH hoặc các chất chelate có thể xử lý các chất lắng đọng



Hình 15. Công nghệ đánh giá mức độ nhiễm bẩn trong lòng giếng trước khi tiến hành xử lý acid bằng camera giám sát.

Bảng 3. Một số giếng mỏ Thổ Trắng đã áp dụng xử lý trong lòng giếng thành công bằng các hệ acid

Tên giếng	Giàn khai thác	Mỏ dầu	Đối tượng khai thác	Ngày xử lý	Thành phần hóa phẩm chính (%)	Nhiệt độ (°C)	Thời gian ngâm (phút)
20P	ThTC2	Thỏ Trắng	Miocene dưới + Oligocene trên	8/8/2016	5% HCl, 10% CH_3COOH	83	60
5X	ThTC2	Thỏ Trắng	Oligocene trên	9/10/2016	10% CH_3COOH , 20% HCOOH	70	180
6X	ThTC2	Thỏ Trắng	Oligocene trên	12/7/2016	5% HCl + 10% CH_3COOH	67	120
6X	ThTC2	Thỏ Trắng	Oligocene trên	13/3/2017	10% CH_3COOH , 12% HCOOH	61	180
6X	ThTC2	Thỏ Trắng	Oligocene trên	4/12/2017	10% CH_3COOH , 12% HCOOH	60	180
37P	ThTC3	Thỏ Trắng	Miocene dưới + Oligocene trên	28/7/2017	CH_3COOH , HCOOH	56	120
37P	ThTC3	Thỏ Trắng	Miocene dưới + Oligocene trên	29/9/2017	CH_3COOH , HCOOH	54	120
26P	ThTC2	Thỏ Trắng	Miocene dưới + Oligocene trên	23/2/2019	8% CH_3COOH , 9% HCOOH	66	120
8P	ThTC1	Thỏ Trắng	Oligocene trên	14/2/2020	10% CH_3COOH , 12% HCOOH	50	120



Hình 16. Kết quả xử lý trong lòng giếng, thiết bị lòng giếng bằng acid hữu cơ của giếng THF-6X.

vô cơ có hiệu quả. Tuy nhiên, để giảm tính ăn mòn của acid HCl nên thêm các chất ức chế ăn mòn.

Tại mỏ Thổ Trắng đã thử nghiệm công nghệ bơm hóa phẩm qua “coiled tubing” nhưng hiệu quả không cao và gặp sự cố trong vận hành xử lý nên không được thử nghiệm đại trà tại mỏ Thổ Trắng. Vì vậy công nghệ xử lý sa lắng muối tại lòng giếng của mỏ Thổ Trắng chủ yếu là bơm trực tiếp hóa phẩm vào trong giếng. Mặc dù hầu hết kết quả xử lý giếng tại mỏ Thổ Trắng đều thành công, sản lượng tăng rõ rệt sau xử lý nhưng tần suất cần xử lý ngày càng tăng. Một trong những nguyên nhân khiến cần phải tăng tần suất xử lý là bề mặt ống khai thác bị ăn mòn do quá trình tiếp xúc với các dung dịch acid tạo ra những khu vực gồ ghề dễ bám dính và tích tụ cặn sa lắng muối hơn. Ngoài xử lý làm sạch muối lắng đọng trong ống khai thác, các biện pháp ngăn ngừa, phòng tránh, hạn chế lắng đọng muối trong ống khai thác những năm gần đây cũng được chú trọng nghiên cứu áp dụng và thử nghiệm tại mỏ Thổ Trắng. Mỏ Thổ Trắng cũng đã tiến hành xử lý quá trình hình thành cặn sa lắng trong lòng giếng bằng công nghệ bơm chất ức chế sa lắng muối carbonate vào vỉa (scale squeeze) nhằm ngăn chặn sự hình thành muối. Biện pháp ngăn ngừa chủ yếu vẫn là sử dụng các hệ hóa phẩm ức chế quá trình sa lắng muối. Khi hòa vào dòng lưu thể, các chất ức chế sẽ hoạt động theo theo 2 cơ chế chính là ngăn ngừa việc hình thành và hạn chế quá trình phát triển của tinh thể muối. Trong cơ chế ngăn ngừa hình thành tinh thể, các hợp chất phức sẽ bao quanh các cation và cản chúng tiếp xúc trực tiếp với các anion. Mặt ngoài phức tạo

ra và anion đều mang điện tích âm nên lực đẩy tĩnh điện sẽ ngăn cản chúng tiếp xúc nhau, giúp ngăn ngừa quá trình tạo mầm tinh thể sa lắng muối.

4. Kết luận

Nguyên nhân chủ yếu gây ra hiện tượng nhiễm bẩn trong lòng giếng, thiết bị lòng giếng tại các giếng khai thác dầu ở bể Cửu Long là do các muối vô cơ hình thành do sự thay đổi đột ngột về các thông số động học như áp suất và nhiệt độ làm thay đổi tính chất lý hóa, phá vỡ trạng thái cân bằng pha của các chất lưu khai thác từ vùng cận đáy giếng vào giếng, trong giếng và thiết bị lòng giếng.

Kết quả đánh giá bơm ép nước qua mẫu đá vỉa đã chứng minh các cặn vô cơ gốc carbonate, sulfate có thể từ quá trình tương tác giữa nước và các khoáng vật thứ sinh trong đá vỉa hoặc các tinh thể muối hình thành từ quá trình quá bão hòa của các nguồn nước theo dòng chảy vào trong giếng gây lắng đọng, bám dính lên thành giếng và thiết bị lòng giếng khai thác.

Các nghiên cứu mô phỏng cho mỏ cụ thể đã chứng minh quá trình thay đổi thủy động lực học trong giếng là nguyên nhân chính tạo thành các muối sa lắng vô cơ gốc carbonate. Các vấn đề sa lắng muối CaCO₃ trong các giếng khai thác ở mỏ Thổ Trắng được làm rõ để có thể xử lý acid trong lòng giếng hiệu quả nhất.

Một số hệ hóa phẩm gốc acid được nhóm tác giả nghiên cứu có khả năng tác dụng và hòa tan tốt lên hệ sa lắng trong lòng giếng để từ đó có thể phục hồi hoặc gia

tăng sản lượng khai thác của giếng. Kết quả thực tế áp dụng trên một số giếng khai thác ở bể Cửu Long đã chứng minh các hệ acid hữu cơ $\text{HCOOH-CH}_3\text{COOH}$ có tác dụng hòa tan hiệu quả các muối carbonate ở nhiệt độ cao hơn 100°C.

Lời cảm ơn

Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Viện Dầu khí Việt Nam đã hỗ trợ nguồn lực và tài trợ kinh phí thực hiện nghiên cứu này theo Hợp đồng số 4441/HĐ-DKVN ngày 5/8/2021 về việc "Nghiên cứu công tác xử lý acid trong lòng giếng và vùng cận đáy giếng cho các giếng khai thác dầu thuộc bể Cửu Long và Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam".

Tài liệu tham khảo

- [1] Hoàng Long, "Nghiên cứu công tác xử lý acid trong lòng giếng và vùng cận đáy giếng cho các giếng khai thác dầu thuộc bể Cửu Long và Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam", Viện Dầu khí Việt Nam, 2022.
- [2] Viện Dầu khí Việt Nam, "Nghiên cứu chế tạo và xây dựng quy trình công nghệ áp dụng hệ hóa phẩm xử lý sa lắng muối tại các mỏ đang khai thác có điều kiện nhiệt độ cao - áp suất cao", 2018.
- [3] Amer Badr Mohammed Bin Merdhah, and Abu Azam Mohd Yassin, "The study of scale formation in oil reservoir during water injection at high barium and high salinity formation water", *Journal of Applied Sciences*, Vol. 7, No. 21, pp. 3198 - 3207, 2007. DOI:10.3923/jas.2007.3198.3207.
- [4] Amjad Hussain Shar, Tofeeq Ahmad, and Udo Bernhard Bregar, "Scale buildup, its detection and removal in high temperature gas wells of Miano field", *SPE Production and Operations Conference and Exhibition, Tunis, Tunisia*, 8 - 10 June 2010. DOI: 10.2118/135960-MS.
- [5] Vietnam Petroleum Institute, "Report of water compatibility study", 2016.
- [6] Thăng Long JOC, "Báo cáo xử lý giếng của mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng", 2019.
- [7] Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, "Kế hoạch phát triển mỏ Thổ Trắng", 2016.
- [8] Viện Dầu khí Việt Nam, "Phân tích nghiên cứu PVT nhằm mục đích xác định điều kiện và quy luật hình thành sa lắng muối trong giếng mỏ Thổ Trắng", 2019.
- [9] Thăng Long JOC, "Kế hoạch phát triển mỏ (FDP) Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng", 2011.
- [10] Thăng Long JOC, "Kế hoạch phát triển mỏ (FDP) Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng", 2018.
- [11] Thăng Long JOC, "Báo cáo xử lý giếng của mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng", 2016.
- [12] Thăng Long JOC, "Báo cáo xử lý giếng của mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng", 2018.
- [13] Thăng Long JOC, "Báo cáo xử lý giếng của mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng", 2019.
- [14] Từ Thành Nghĩa, Nguyễn Thúc Kháng, và Nguyễn Quốc Dũng, "Công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng các mỏ dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam", *Vietsovpetro*, 2016.

INORGANIC SCALE FORMATION AND WELL TREATMENT METHODS IN OIL PRODUCTION WELLS IN CUU LONG BASIN

Hoang Long, Nguyen Minh Quy, Phan Vu Anh, Le Thi Thu Huong, Bui Thi Huong, Ha Thu Huong, Hoang Linh, Nguyen Van Do

Vietnam Petroleum Institute

Email: longh@vpi.pvn.vn

Summary

Deposition on tubing, downhole equipment is mainly caused by formation of inorganic scale. Inorganic scale formation often occurs in production wells having high production rate, high water-cut and severe pressure loss through perforations and at the near-wellbore region.

In the study conducted by Vietnam Petroleum Institute (VPI), the mechanism of carbonate and sulfate scale formation within the reservoir and near-wellbore region due to mixing incompatible of water sources and over-saturation condition is investigated. Hydrodynamic changes, particularly sudden drops in pressure from the reservoir into the well, leading to inorganic precipitation in the reservoir/the well tubing/equipment, were studied.

The results proved that hydrodynamic change in the near-wellbore is the main cause of the carbonate-based inorganic scale formation. Several acid-based solutions that have high scale dissolving effect to restore or increase the production rate are presented. Based on the actual inorganic deposition mechanism in the production wells, impact determination measures and treatment methods have been studied for applications in Cuu Long basin.

Key words: Inorganic scale, scale deposition, well tubing damage, acidizing treatment, Cuu Long basin.