



Nghiên cứu chế tạo và đánh giá hệ nhũ tương axit xử lý lắng đọng CaCO_3 lẫn paraffin trong hệ thống khai thác dầu khí.

Development and evaluation of an acid emulsion system for the removal of paraffin containing CaCO_3 deposits in oil production systems

Nguyễn Trọng Nghĩa^{1*}, Nguyễn Anh Tuấn¹, Trần Viết Hoàng², Đào Quốc Tuyền¹

¹ Khoa Kỹ thuật Hóa học, Trường Hóa và Khoa học Sự sống, Đại học Bách Khoa Hà Nội, số 1 Đại Cồ Việt, Hà Nội, Việt Nam.

² Công ty TNHH PVChem-Tech, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam, 167 Trung Kính, Yên Hòa, Hà Nội, Việt Nam.

* Email: nghia.nt251165M@sis.hust.edu.vn

ARTICLE INFO

Received: 03/08/2026

Accepted: 18/09/2026

Published: 30/09/2026

Keywords:

Acid emulsion; CaCO_3 scale;
paraffin deposition;
scale dissolution;
oil and gas production system.

ABSTRACT

This study develops and evaluates a W/O acid emulsion system for treating CaCO_3 paraffin mixed scale in oil and gas production systems. Scale samples were characterized by SEM, EDX, and XRD analyses, revealing a complex structure containing inorganic and organic components, with CaCO_3 content of 30.33%, organic/paraffin fraction (LOI) of 54.19%, and an average crystal size of 5.60 nm. The scaling tendency of produced water was assessed using Langelier Saturation Index (LSI = 0.38) and Ryznar Stability Index (RSI = 6.2).

Two acid emulsion systems, HC30 and VC35, were successfully prepared and evaluated. Both systems exhibited suitable emulsification and phase separation behavior at 70°C. Among them, HC30 showed superior scale removal performance, achieving 96.25% dissolution efficiency after 4 h, compared with 88.88% for VC35. The corrosion rate of the selected system was 1.0049-1.0507 mm/year, below the acceptable limit of 2 mm/year. The HC30 system demonstrates high potential for CaCO_3 paraffin scale treatment in Vietnamese oil and gas production wells.

Giới thiệu chung

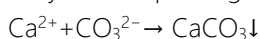
Lắng đọng vô cơ (scale) và lắng đọng hữu cơ là 2 dạng cặn phổ biến gây suy giảm hiệu quả khai thác dầu khí. Trong đó, cặn vô cơ chủ yếu là canxi cacbonat (CaCO_3), hình thành do sự thay đổi nhiệt độ, áp suất và thành phần hóa học của nước vỉa trong quá trình khai thác [1].

Tại Việt Nam, nhiều mỏ dầu khí ngoài khơi trên thềm lục địa như Bạch Hổ, Rồng, Sư Tử Đen, Thăng Long và Đông Đô cũng đang gặp phải hiện tượng lắng đọng CaCO_3 xen lẫn paraffin trong hệ thống khai thác, làm

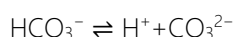
giảm lưu lượng, tăng chi phí vận hành và ảnh hưởng đến tuổi thọ thiết bị. Đồng thời, các hợp chất hữu cơ như paraffin, asphaltene và nhựa cũng có xu hướng kết tủa và bám dính trên bề mặt thiết bị khi điều kiện nhiệt động thay đổi. Trong thực tế khai thác, các loại cặn này thường tồn tại đồng thời, tạo thành lớp lắng đọng hỗn hợp, trong đó CaCO_3 bị bao bọc hoặc xen kẽ bởi paraffin và các hợp chất hữu cơ, làm gia tăng độ bền của lớp cặn và gây khó khăn cho quá trình xử lý [2-3]. Đối với cặn CaCO_3 đơn thuần, các hệ hóa phẩm gốc axit như HCl, axit formic, axit axetic hoặc các chất tạo phức có khả năng hòa tan và loại bỏ hiệu quả.

Tuy nhiên, khi lớp scale bị bao phủ bởi paraffin và các hợp chất hữu cơ, sự tiếp xúc giữa dung dịch axit và bề mặt CaCO_3 bị hạn chế, làm giảm đáng kể hiệu quả hòa tan của axit. Ngược lại, các dung môi hữu cơ có khả năng hòa tan paraffin nhưng không có hiệu quả đối với cặn vô cơ. Vì vậy, việc xử lý cặn lắng hỗn hợp đòi hỏi một hệ hóa phẩm có khả năng đồng thời loại bỏ lớp paraffin bao bọc và hòa tan CaCO_3 [4].

Cơ chế kết tinh CaCO_3 bắt đầu khi dung dịch trở nên quá bão hòa đối với ion Ca^{2+} và CO_3^{2-} do sự thay đổi nhiệt độ, áp suất hoặc pH trong quá trình khai thác. Khi tích số nồng độ ion vượt quá tích số tan của CaCO_3 , phản ứng kết tủa xảy ra theo phương trình [1]:



Trong nước vỉa, sự giảm áp suất làm CO_2 hòa tan thoát ra, dịch chuyển cân bằng bicarbonate theo hướng tạo ion carbonate:



Các dạng tồn tại hòa tan phụ thuộc vào giá trị pH. Sự phân bố của các dạng tồn tại hòa tan này phụ thuộc chặt chẽ vào giá trị pH. Cụ thể, ở môi trường có pH < 6,4, dạng tồn tại chủ yếu là acid carbonic (H_2CO_3). Trong khoảng pH từ 6,4 đến 10,4, ion bicarbonate (HCO_3^-) sẽ chiếm ưu thế. Khi môi trường đạt mức kiềm với pH > 10,4, ion carbonate (CO_3^{2-}) trở thành dạng tồn tại chính.



Hình 1: Lắng đọng CaCO_3 lẫn paraffin trong hệ thống khai thác dầu khí

Các tinh thể paraffin tiếp tục phát triển, kết tụ và bám dính lên thành ống khai thác, tạo thành lớp lắng đọng. Quá trình này chịu ảnh hưởng của nhiệt độ, áp suất, thành phần dầu thô, tốc độ dòng chảy và độ nhám bề mặt thiết bị. Theo thời gian, lớp paraffin dày lên, làm

giảm tiết diện dòng chảy, tăng tổn thất áp suất và có thể bao bọc các lớp cặn lắng vô cơ như CaCO_3 , gây khó khăn cho quá trình xử lý bằng hóa phẩm axit [5-6].

Trong quá trình tạo nhũ luôn có khả năng hình thành cả nhũ tương dầu trong axit và axit trong dầu, tuy nhiên chỉ một dạng có độ bền nhiệt động cao hơn sẽ tồn tại, phụ thuộc chủ yếu vào bản chất của chất nhũ hóa. Do đó, việc lựa chọn chất nhũ hóa phù hợp là yếu tố quan trọng trong quá trình chế tạo hệ nhũ tương.

Hệ nhũ tương axit được xem là một giải pháp phù hợp nhờ khả năng kết hợp pha axit với pha hữu cơ trong cùng một hệ phân tán [7-8]. Pha hữu cơ giúp thẩm ướt, hòa tan và phân tán paraffin, trong khi pha axit khuếch tán qua lớp hữu cơ để phản ứng với CaCO_3 , từ đó nâng cao hiệu quả xử lý cặn lắng hỗn hợp, kéo dài thời gian tác dụng của axit và giảm tốc độ ăn mòn thiết bị so với dung dịch axit thông thường [9]. Độ bền nhũ tương phụ thuộc vào loại và nồng độ chất nhũ hóa, tỷ lệ pha dầu/pha nước, điều kiện tạo nhũ, nhiệt độ, nồng độ axit và độ nhớt của pha dầu [10].

Trên cơ sở đó, nghiên cứu này tập trung chế tạo và đánh giá hệ nhũ tương axit nhằm xử lý lắng đọng CaCO_3 lẫn paraffin trong hệ thống khai thác dầu khí. Các đặc tính của hệ nhũ tương, bao gồm độ ổn định, khả năng hòa tan CaCO_3 , hiệu quả loại bỏ paraffin và hiệu quả xử lý cặn lắng hỗn hợp được đánh giá nhằm làm cơ sở phát triển hệ hóa phẩm ứng dụng trong xử lý cặn cho các giếng khai thác dầu khí.

Thực nghiệm và phương pháp nghiên cứu

Hóa chất, dụng cụ

Các hóa chất sử dụng trong nghiên cứu đều có nguồn gốc từ Trung Quốc, gồm diesel và xylene được sử dụng làm pha dầu; HCl, axit axetic (CH_3COOH) và axit fomic (HCOOH) được sử dụng làm pha axit để hòa tan cặn CaCO_3 ; Nonylphenol Ethoxylate (NPE) thương mại được sử dụng làm chất nhũ hóa và ổn định hệ nhũ tương; nước kỹ thuật được sử dụng để pha loãng pha axit đến các nồng độ khảo sát. Bên cạnh đó, nghiên cứu sử dụng các mẫu gồm dầu và cặn lắng để phân tích thành phần, đặc tính của cặn cũng như đánh giá hiệu quả xử lý của hệ nhũ tương trong điều kiện gần với thực tế khai thác dầu khí.

Quy trình chế tạo hệ nhũ

Nghiên cứu chế tạo 2 hệ nhũ tương axit trong dầu (W/O) có cùng pha dầu gồm diesel/xylene (8/2) và chất nhũ hóa NPE, khác nhau ở thành phần pha axit:

- Hệ 1 (HC): Pha axit gồm axit axetic 10% và axit fomic 25%, tỷ lệ W/O = 30/70.
- Hệ 2 (VC): Pha axit gồm HCl 6%, tỷ lệ W/O = 35/65.

Bước 1. Chuẩn bị pha dầu: Trộn diesel và xylene theo tỷ lệ 8:2, bổ sung chất nhũ hóa NPE, gia nhiệt ở 60°C và khuấy trong 2 giờ đến khi thu được pha dầu đồng nhất.

Bước 2. Chuẩn bị pha axit: Pha dung dịch axit theo thành phần của từng hệ khảo sát (HC hoặc VC).

Bước 3. Tạo nhũ tương: Bổ sung từ từ pha axit vào pha dầu dưới điều kiện khuấy và gia nhiệt ở 65°C.

Bước 4. Hoàn thiện hệ nhũ tương: Tiếp tục khuấy trong 2 giờ để thu được hệ nhũ tương axit trong dầu ổn định, phục vụ các thí nghiệm đánh giá.

Đánh giá độ ổn định nhũ

Độ ổn định của hệ nhũ tương được đánh giá thông qua khả năng chống tách pha ở 70°C. Quy trình thực hiện gồm các bước:

Bước 1. Cho 100 mL nhũ tương vào ống đong và đặt trong bể cách thủy duy trì ở 70°C.

Bước 2. Theo dõi và ghi nhận hiện tượng tách pha tại các thời điểm 30 phút, 1, 2, 3, 4, 5 và 24 giờ.

Bước 3. Xác định thể tích pha tách ra và tính phần trăm tách pha theo công thức:

$$\text{Tách pha (\%)} = \left(\frac{\text{Thể tích pha tách ra}}{\text{Thể tích nhũ tương ban đầu}} \right) \times 100$$

Trong đó, thể tích pha tách ra là lượng dầu hoặc nước tách khỏi hệ nhũ tương tại thời điểm khảo sát, còn thể tích nhũ tương ban đầu là 100 mL.

Hệ nhũ tương có tỷ lệ tách pha thấp nhất trong 60 phút được xem là có độ ổn định phù hợp cho quá trình xử lý cặn. Kết quả này được kết hợp với các chỉ tiêu đánh giá khác để lựa chọn tỷ lệ dầu/axit tối ưu cho từng hệ nhũ tương sử dụng axit hữu cơ và axit vô cơ.

Các phương pháp nghiên cứu

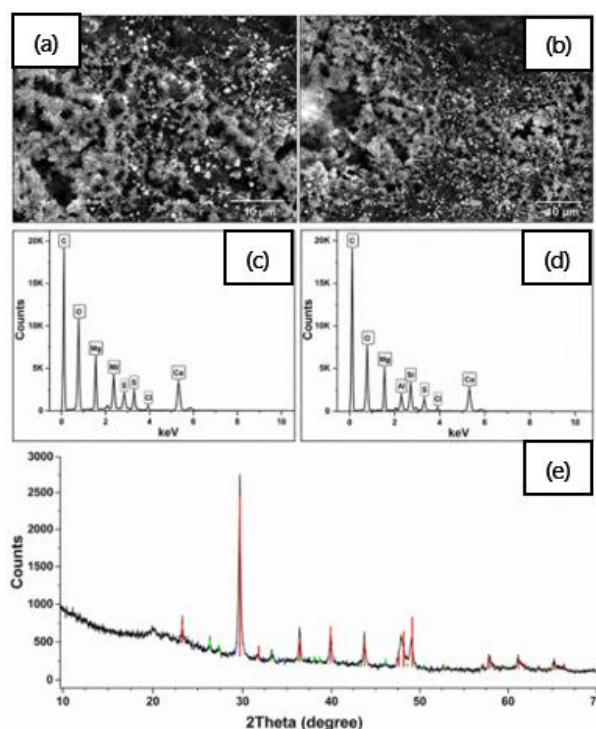
Trong nghiên cứu này, mẫu cặn lắng và mẫu dầu thô được thu thập từ hệ thống khai thác dầu khí để phân tích đặc tính và làm cơ sở xây dựng hệ hóa phẩm xử lý. Mẫu cặn được xác định thành phần khoáng vật, hình thái và cấu trúc bằng các phương pháp SEM, EDX và XRD. Đồng thời, thành phần nước vữa được sử dụng để mô phỏng khả năng hình thành cặn bằng phần mềm chuyên dụng và đánh giá xu hướng kết tủa thông qua chỉ số bão hòa Langelier (LSI) và chỉ số ổn định Ryznar (RSI).

Trên cơ sở kết quả phân tích, hệ nhũ tương axit được chế tạo và đánh giá thông qua các chỉ tiêu gồm động thái tách pha, độ nhớt của hệ nhũ, khả năng hòa tan cặn CaCO_3 và khả năng gây ăn mòn đối với thép carbon theo ASTM G31. Kết quả của các phép thử được sử dụng để lựa chọn thành phần nhũ tương có độ ổn định cao, hiệu quả hòa tan cặn tốt và tốc độ ăn mòn phù hợp với điều kiện khai thác dầu khí.

Kết quả và thảo luận

Kết quả phân tích đặc trưng và mô phỏng khả năng hình thành cặn

Mẫu được làm khô, nghiền và phủ lớp dẫn điện trước khi phân tích SEM; phép đo được thực hiện ở điện áp gia tốc khoảng 10-20 kV, với độ phóng đại phù hợp để quan sát hình thái bề mặt. Cấu trúc tinh thể và thành phần pha của mẫu được xác định bằng phương pháp nhiễu xạ tia X (XRD), sử dụng bức xạ $\text{Cu K}\alpha$ với bước sóng $\lambda = 1,54060$, trong khoảng 2θ từ 5-80°, với bước quét 0,02° và tốc độ quét khoảng 1-2°/phút. Các pha tinh thể được nhận dạng bằng cách đối chiếu vị trí các đỉnh nhiễu xạ với cơ sở dữ liệu.



Hình 2: Hình thái bề mặt và thành phần nguyên tố tại các vùng khác nhau của cùng một mẫu scale: (a), (b) ảnh SEM; (c), (d) phổ EDX tương ứng; (e) giản đồ nhiễu xạ tia X (XRD)

Kết quả phân tích SEM cho thấy mẫu cặn lắng có cấu trúc bề mặt không đồng đều, xuất hiện các vùng lồi lõm và màng dầu bám trên bề mặt, phản ánh sự lắng đọng xen kẽ giữa cặn vô cơ và các hợp chất hữu cơ trong quá trình khai thác.

Phân tích EDX cho thấy hàm lượng cacbon chiếm ưu thế (73,35%), chứng tỏ mẫu cặn lắng chứa lượng đáng kể thành phần hữu cơ, do đó việc sử dụng hệ hóa phẩm kết hợp khả năng hòa tan cặn vô cơ và loại bỏ paraffin là cần thiết.

Kết quả XRD xác định kích thước tinh thể trung bình của mẫu cặn lắng khoảng 5,60 nm, thuộc kích thước nano.

Kích thước tinh thể được xác định theo phương trình Scherrer, sử dụng bức xạ Cu K α với bước sóng $\lambda = 1,54060$. Các đỉnh nhiễu xạ đặc trưng tương ứng với các pha calcite (PDF 00-046-1475) và aragonite (PDF 01-071-2392) được lựa chọn dựa trên vị trí 2θ và FWHM để tính kích thước tinh thể trung bình. Đỉnh nhiễu xạ có cường độ cao nhất tại $2\theta \approx 29,7^\circ$ được xác định là đỉnh đặc trưng của pha calcite, liên quan đến mặt phẳng mạng tinh thể (104), cho thấy sự định hướng ưu tiên của các tinh thể theo mặt phẳng này. Kích thước tinh thể nhỏ làm tăng diện tích bề mặt tiếp xúc, tạo điều kiện thuận lợi cho quá trình hòa tan cặn bằng hệ hóa phẩm được nghiên cứu.

Bảng 1: Kết quả thử nghiệm phân tích mẫu cặn trong đường ống khai thác

KẾT QUẢ THỬ NGHIỆM PHÂN TÍCH MẪU SCALE				PPTN
				TCVN
STT	Tên chỉ tiêu	Đơn vị	Kết quả	
1	MKN	%	54,19	TCVN 7131:2016
2	SiO ₂	%	6,14	TCVN 7131:2016
3	Fe ₂ O ₃	%	0,48	TCVN 7131:2016
4	Al ₂ O ₃	%	0,21	TCVN 7131:2016
5	CaCO ₃	%	30,33	TCVN 7131:2016
6	MgO	%	5,52	TCVN 7131:2016
7	SO ₃	%	0,91	TCVN 7131:2016
8	K ₂ O	%	0,01	TCVN 7131:2016
9	Na ₂ O	%	0,50	TCVN 7131:2016
10	TiO ₂	%	0,06	TCVN 7131:2016
11	CKT	%	2,12	TCVN 141:2008
12	Cr ₂ O ₃	%	0,06	TCVN 6228:2008

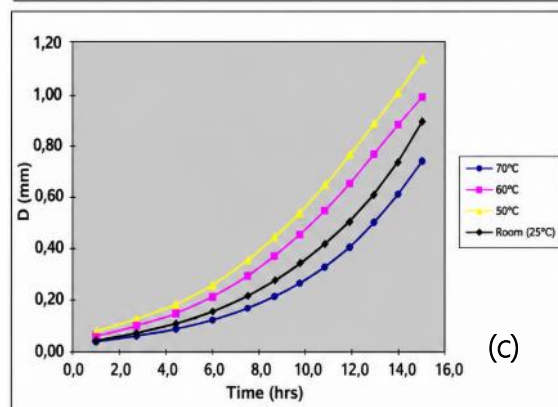
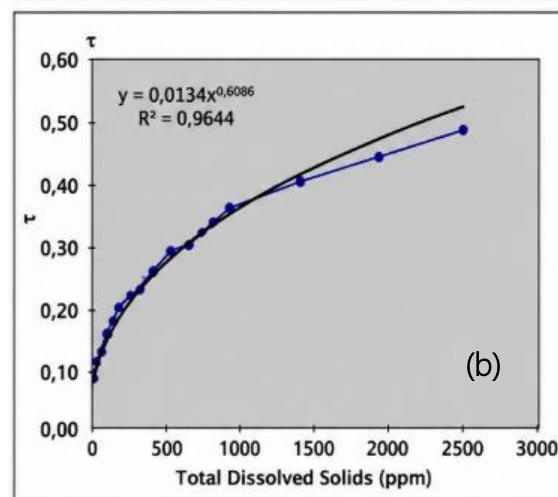
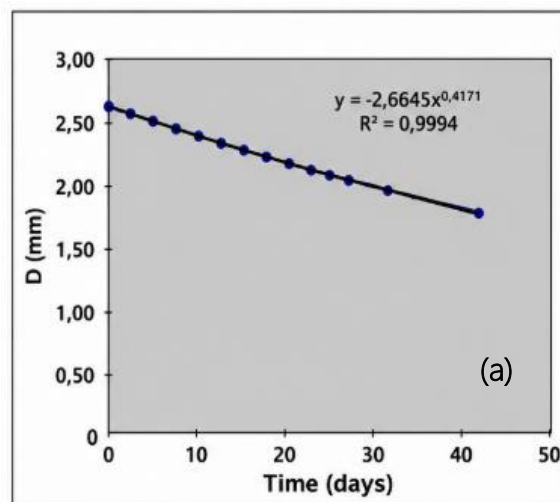
Kết quả phân tích cho thấy mẫu cặn lắng chứa hàm lượng hữu cơ cao với MKN đạt 54,19% và thành phần vô cơ chủ yếu là CaCO₃ (30,33%). Mẫu cặn có cấu trúc hỗn hợp CaCO₃ và paraffin, cần hệ hóa phẩm có khả năng đồng thời hòa tan cặn vô cơ và loại bỏ thành phần hữu cơ.

Lập đường chuẩn trên cơ sở Langelier & Ryznar Indices

Cơ sở xây dựng đường chuẩn Langelier và Ryznar dựa trên trạng thái cân bằng hòa tan kết tủa của CaCO₃ trong nước. Giá trị pH bão hòa CaCO₃ (pH_s) được xác định từ các thông số hóa lý của nước, gồm pH, nhiệt độ, tổng chất rắn hòa tan (TDS), độ cứng Ca²⁺ và độ kiềm. Chỉ số Langelier được tính theo $LSI = pH - pH_s$ trong khi chỉ số Ryznar được xác định theo $RSI = 2 pH_s - pH$. Trên cơ sở các giá trị pH_s, LSI và RSI, đường chuẩn được sử dụng để phân vùng và đánh giá xu hướng tạo cặn hoặc hòa tan CaCO₃ của mẫu nước.

pH = 6,62, Langelier Index = 0,38, Ryznar Index = 6,2
Chỉ số bão hòa Langelier (LSI) và chỉ số ổn định Ryznar (RSI) được sử dụng để đánh giá trạng thái bão hòa của nước đối với CaCO₃ và dự đoán xu hướng tạo cặn hoặc

hòa tan cặn CaCO₃. Cả 2 chỉ số đều được xác định dựa trên pH thực tế của nước pH=6,62 và pH bão hòa CaCO₃ (pH_s) trong đó $LSI = pH - pH_s$, còn $RSI = 2pH_s - pH$. Kết quả $LSI = 0,38 > 0$ cho thấy nước có xu hướng quá bão hòa và tạo cặn CaCO₃. Giá trị $RSI = 6,20$ cho thấy nước có xu hướng tạo cặn nhẹ và tương đối ổn định đối với CaCO₃.

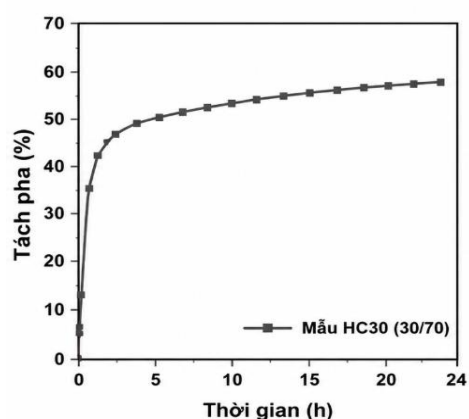


Hình 3: Đồ thị đánh giá xu hướng tạo cặn CaCO₃ của mẫu nước bằng chỉ số Langelier và Ryznar: (a) chỉ số bão hòa Langelier (LSI); (b) chỉ số ổn định Ryznar (RSI); (c) pH bão hòa CaCO₃ (pH_s)

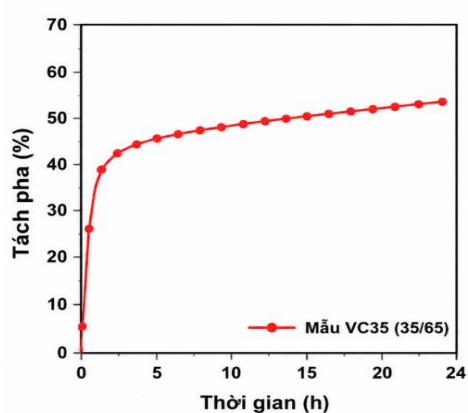
Bảng 2: Kết quả đánh giá đặc tính của hệ nhũ

Độ nhớt của các hệ nhũ tương axit trong dầu (W/O)	HC 30	VC 35
Độ nhớt tại 27°C (cP)	15.0	6.4
Độ nhớt tại 90°C (cP)	10.0	4.1

Chú thích: HC 30: hệ W/O với pha axit gồm 10% CH_3COOH và 25% HCOOH , W/O = 30/70; VC 35: hệ W/O với pha axit gồm 6% HCl , W/O = 35/65. Độ nhớt được xác định tại 27 °C (nhiệt độ môi trường) và 90 °C (nhiệt độ trung bình trong giếng).



(a) Hệ nhũ tương axit hữu cơ/dầu



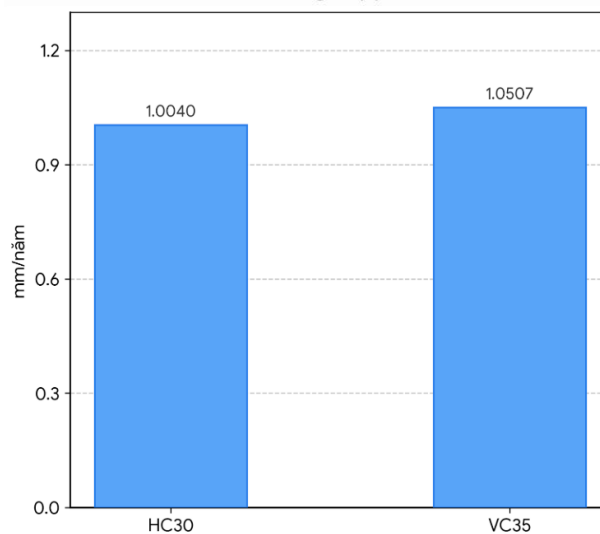
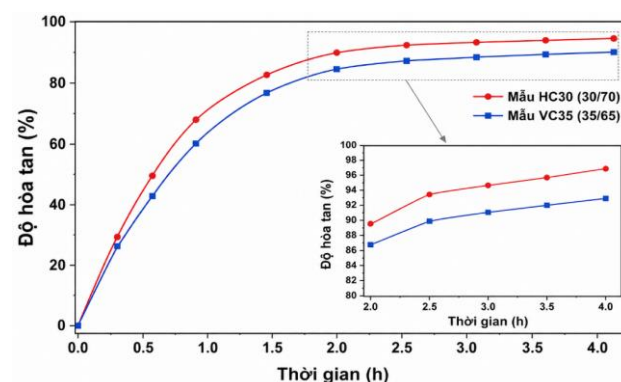
(b) Hệ nhũ tương axit vô cơ/dầu

Hình 4: Khảo sát khả năng tách nhũ của hệ nhũ tương axit ở 70 °C và áp suất thường

Đối với hệ HC30, sau khi ổn nhiệt ở 70°C trong 24 giờ, hệ thể hiện khả năng tách pha rõ ràng với ranh giới phân lớp ổn định. Đặc điểm này cho thấy HC30 có sự cân bằng phù hợp giữa khả năng tạo nhũ trong giai đoạn xử lý và khả năng phân tách sau phản ứng. Trong quá trình xử lý cặn lắng, hệ có khả năng duy trì sự tiếp xúc giữa pha axit và lớp cặn trong thời gian cần thiết, giúp hòa tan hiệu quả các thành phần cặn vô cơ, hữu cơ và paraffin, đồng thời thuận lợi cho quá trình thu hồi pha sau xử lý.

Đối với hệ VC35, mặc dù vẫn duy trì được khả năng tạo nhũ ở nhiệt độ 70°C, nhưng mức độ tách pha sau 24 giờ có sự khác biệt so với HC30. Sự ổn định nhũ cao hơn của VC35 có thể làm kéo dài thời gian phân tách giữa pha axit và pha dầu, do đó ảnh hưởng đến khả năng kiểm soát quá trình sau xử lý.

Kết quả đánh giá sau 4 giờ cho thấy hệ HC30 đạt hiệu suất hòa tan cặn lắng 96,25%, cao hơn VC35 (88,88%), cho thấy HC30 có khả năng xử lý hiệu quả hơn đối với cặn lắng chứa đồng thời thành phần hữu cơ và vô cơ. Sự khác biệt có thể được giải thích bởi cơ chế tác động của 2 hệ. Sau khi phá nhũ, pha axit của HC30 gồm axit axetic 10% và axit fomic 25% phân ly tạo H^+ , tham gia phản ứng với các khoáng carbonate; đồng thời pha hữu cơ hỗ trợ thẩm ướt, phá vỡ lớp màng dầu và hòa tan các thành phần hydrocarbon/paraffin. Trong khi đó, HCl 6% trong VC35 là axit mạnh, phân ly gần như hoàn toàn và cung cấp H^+ nhanh để hòa tan carbonate, nhưng khả năng xử lý thành phần hydrocarbon hạn chế hơn do không có pha hữu cơ hỗ trợ. Với cặn có hàm lượng CaCO_3 30,33% và MKN 54,19%, sự phối hợp giữa pha axit và pha hữu cơ được cho là nguyên nhân giúp HC30 đạt hiệu quả hòa tan tổng thể cao hơn.



Hình 5: Kết quả độ hòa tan và đánh giá ăn mòn theo ASTM G31 của 2 hệ nhũ

Kết quả cho thấy tốc độ ăn mòn của dung dịch xử lý chính lần lượt đạt 1,0049 mm/năm và 1,0507 mm/năm đối với các mẫu thử. Các giá trị này đều thấp hơn giới hạn 2 mm/năm, cho thấy mức độ ăn mòn của hệ hóa phẩm nằm trong phạm vi chấp nhận được, không gây ảnh hưởng nghiêm trọng đến độ bền và khả năng vận hành của đường ống, thiết bị khai thác [10].

Kết luận

Đã chế tạo thành công 2 hệ nhũ tương axit trong dầu HC30 và VC35 nhằm ứng dụng trong xử lý các lớp cặn lắng phức hợp trong hệ thống khai thác dầu khí. Kết quả phân tích đặc trưng mẫu cặn lắng cho thấy cặn bám có cấu trúc phức tạp với sự kết hợp giữa thành phần vô cơ và hữu cơ, trong đó hàm lượng CaCO_3 đạt 30,33%, thành phần hữu cơ/paraffin chiếm tỷ lệ lớn với giá trị mất khi nung (LOI) đạt 54,19%. Bề mặt cặn lắng xuất hiện nhiều lớp màng dầu bao phủ, gây ảnh hưởng đến khả năng tiếp xúc và hòa tan cặn bằng dung dịch axit truyền thống.

Hai hệ nhũ HC30 và VC35 đều có khả năng tạo nhũ và tách pha phù hợp ở nhiệt độ 70°C, tuy nhiên HC30 thể hiện sự cân bằng tốt hơn giữa độ ổn định nhũ và khả năng xử lý cặn. Kết quả thử nghiệm sau 4 giờ cho thấy hệ HC30 đạt hiệu suất hòa tan cặn lắng 96,25%, cao hơn so với VC35 (88,88%), đồng thời tốc độ ăn mòn chỉ đạt 1,0049-1,0507 mm/năm trong điều kiện không sử dụng chất ức chế ăn mòn. Với khả năng phá vỡ lớp dầu hữu cơ, hỗ trợ hòa tan thành phần vô cơ và đảm bảo an toàn vật liệu, hệ HC30 được lựa chọn là hệ nhũ axit phù hợp với thành phần cặn lắng, có tiềm năng ứng dụng trong xử lý cặn lắng tại các giếng khai thác dầu khí ở Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

1. S.J. Dyer, G.M. Graham, J. Pet. Sci. Eng., 35(1-2) (2002) 95–107. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(02\)00217-6](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(02)00217-6)
2. F.M. Adebisi, Pet. Sci. Technol., 38(21) (2020) 962–971. <https://doi.org/10.1080/10916466.2020.1804400>
3. S. Alimohammadi, S. Zendejboudi, L. James, Fuel, 252 (2019) 753–791. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.03.016>
4. M.S. Kamal, I. Hussein, M. Mahmoud, A.S. Sultan, M.A.S. Saad, J. Pet. Sci. Eng., 171 (2018) 127–139. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.037>
5. U.Z. Husna, K.A. Elraies, J.A.B.M. Shuhili, A.A. Elryes, J. Pet. Explor. Prod. Technol., 12 (2022) 1075–1094. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01370-4>
6. A. Bera, T. Kumar, K. Ojha, A. Mandal, Fuel, 121 (2014) 198–207. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.12.051>
7. N.V. Thịnh, Đ.Đ. Tuấn, L.Đ. Thanh, Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất, 60(5) (2019) 91–99.
8. N.H. Anh, N.B. Khoa, N.H. Phong, N.P. Trí, N.T. Loan, N.T. Tùng, N.V. Hùng, Tạp chí Dầu khí, (2) (2021) 41–50. <https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.02-06>
9. A.A. Adewunmi, T. Solling, A.S. Sultan, T. Saikia, J. Pet. Sci. Eng., 208 (2022) 109569. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109569>
10. N.N. Diệp, V.V. Đức, Tạp chí Công Thương, (5) (2024) 120–126.