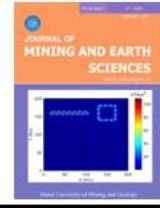




## Journal of Mining and Earth Sciences

Website: <http://jmes.humg.edu.vn>



# Research on treating inorganic salt deposition in production wells of Tho Trang oil field



Duyen Quang Le <sup>1,\*</sup>, Thach Thiet Vu <sup>1</sup>, Tu Van Truong <sup>1</sup>, Hung Tien Nguyen <sup>1</sup>, Nam Van Le <sup>1</sup>, Thinh Van Nguyen <sup>1</sup>, Dung The Nguyen <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Hanoi University of Mining and Geology, Hanoi, Vietnam

<sup>2</sup> Vietsovpetro, Ba Ria - Vung Tau, Vietnam

### ARTICLE INFO

#### Article history:

Received 5<sup>th</sup> Nov. 2023

Revised 23<sup>th</sup> Jan. 2024

Accepted 28<sup>th</sup> Jan. 2024

#### Keywords:

Oil well,  
Pressure,  
Salt deposition,  
Temperature.

### ABSTRACT

*The Tho Trang oil field, operated by the Russia - Vietnam Joint Venture - Vietsovpetro, produced oil from the lower Miocene and upper Oligocene sediments. After a long time of exploitation, the production wells at the Tho Trang oil field have problems with salt deposition, which greatly affects the efficiency of exploitation, a matter of concern to Vietsovpetro. Salt deposition, in general, has a complex composition. At the initial stage of production, the most common components of deposition are Calcite (CaCO<sub>3</sub>), Gypsum (CaSO<sub>4</sub>·2H<sub>2</sub>O), Anhydrite (CaSO<sub>4</sub>), Barite (BaSO<sub>4</sub>), Aseutin (SrSO<sub>4</sub>), Halite which is a mineral of NaCl. In addition to the common minerals mentioned above, inorganic salt deposits may contain other inorganic minerals such as: MgCO<sub>3</sub>, MgSO<sub>4</sub>, Ca(OH)<sub>2</sub>, Mg(OH)<sub>2</sub>, Fe(OH)<sub>3</sub>, quartz - SiO<sub>2</sub>, Biotite - MgCl<sub>2</sub>·6H<sub>2</sub>O, CaF<sub>2</sub>,... and some organic substances such as asphaltenes, resins, paraffins, some aromatic compounds, high molecular weight compounds, etc. The phenomenon of inorganic salt deposition has reduced the ability to exploit and transport oil and gas due to reducing the permeability of the reservoir, causing blockage of production wells, pipelines, and suction pumping systems. There are many methods applied to control and deal with salt deposition. One of them is the use of chemicals with special structures inhibiting the formation and crystal growth of salt deposits. This paper presents solutions to improve the efficiency of inorganic salt deposition treatment at the Tho Trang oil field. The method of using chemicals to inhibit salt deposition is the preferred method to maintain oil production. This is considered to be the most advanced and effective method to keep production well without being stopped.*

Copyright © 2024 Hanoi University of Mining and Geology. All rights reserved.

\*Corresponding author

E - mail: [lequangduyen@humg.edu.vn](mailto:lequangduyen@humg.edu.vn)

DOI: 10.46326/JMES.2024.65(1).08



## Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

Trang điện tử: <http://tapchi.humg.edu.vn>



# Nghiên cứu giải pháp xử lý lắng đọng muối vô cơ trong giếng khai thác tại mỏ Thổ Tráng

Lê Quang Duyên <sup>1,\*</sup>, Vũ Thiết Thạch <sup>1</sup>, Trương Văn Từ <sup>1</sup>, Nguyễn Tiến Hùng <sup>1</sup>, Lê Văn Nam <sup>1</sup>, Nguyễn Văn Thịnh <sup>1</sup>, Nguyễn Thế Dũng <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Việt Nam, Hà Nội, Việt Nam

<sup>2</sup> Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro, Bà Rịa - Vũng Tàu, Việt Nam

### THÔNG TIN BÀI BÁO

Quá trình:

Nhận bài 05/11/2023

Sửa xong 23/1/2024

Chấp nhận đăng 28/01/2024

Từ khóa:

Áp suất,

Giếng khai thác,

Lắng đọng muối,

Nhiệt độ.

### TÓM TẮT

Mỏ Thổ Tráng thuộc Liên doanh dầu khí Việt - Nga (Vietsovpetro) đang khai thác dầu công nghiệp từ trầm tích Mioxen dưới và Oligoxen trên. Sau một thời gian dài khai thác, các giếng tại mỏ Thổ Tráng gặp vấn đề về muối lắng đọng gây ảnh hưởng rất lớn đến hiệu quả khai thác, đây đang là vấn đề được Vietsovpetro rất quan tâm. Nói chung, việc lắng đọng muối sẽ có thành phần rất phức tạp. Ở giai đoạn đầu khai thác, thành phần chính của lắng đọng là các muối thạch cao ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), canxit ( $\text{CaCO}_3$ ), anhydrit ( $\text{CaSO}_4$ ), barit ( $\text{BaSO}_4$ ), asentin ( $\text{SrSO}_4$ ), halit một loại khoáng vật của natri chloride ( $\text{NaCl}$ ), còn được gọi là thạch diêm hoặc đá muối. Sau một thời gian khai thác, xuất hiện thêm các muối sunphit mà phổ biến nhất là sunphit sắt ( $\text{FeS}$ ). Ngoài các khoáng vật phổ biến vừa nêu, cặn lắng đọng muối vô cơ có thể chứa các khoáng vật vô cơ khác như:  $\text{MgCO}_3$ ,  $\text{MgSO}_4$ ,  $\text{Ca(OH)}_2$ ,  $\text{Mg(OH)}_2$ ,  $\text{Fe(OH)}_3$ , thạch anh -  $\text{SiO}_2$ , biotit -  $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CaF}_2$ ,... và các thành phần hữu cơ khác: nhựa asphalten, parafin, một số hợp chất thơm, hợp chất có trọng lượng phân tử cao,... Hiện tượng lắng đọng muối vô cơ đã làm giảm khả năng khai thác và vận chuyển dầu khí do làm giảm khả năng thấm của vỉa, gây nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng khai thác, các đường ống dẫn cùng hệ thống bơm hút. Có nhiều phương pháp được áp dụng để kiểm soát và xử lý vấn đề lắng đọng này. Trong đó, sử dụng hóa phẩm trong kiểm soát và xử lý đang được sử dụng phổ biến nhất. Bài báo trình bày các giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả của việc xử lý lắng đọng muối vô cơ ở mỏ Thổ Tráng. Trong nghiên cứu này phương pháp sử dụng hóa phẩm để ức chế lắng đọng muối là phương pháp được ưu tiên lựa chọn để duy trì năng suất khai thác dầu. Đây được xem là phương pháp tiến tiến và hiệu quả để giữ cho giếng khai thác ổn định. Trong phương pháp này các hóa phẩm được sử dụng có cấu trúc đặc biệt và có khả năng ức chế sự hình thành và phát triển tinh thể của muối.

© 2024 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

\*Tác giả liên hệ

E - mail: [lequangduyen@humg.edu.vn](mailto:lequangduyen@humg.edu.vn)

DOI: 10.46326/JMES.2024.65(1).08

### 1. Lắng đọng muối trong quá trình khai thác và vận chuyển dầu khí tại mỏ Thổ Tráng

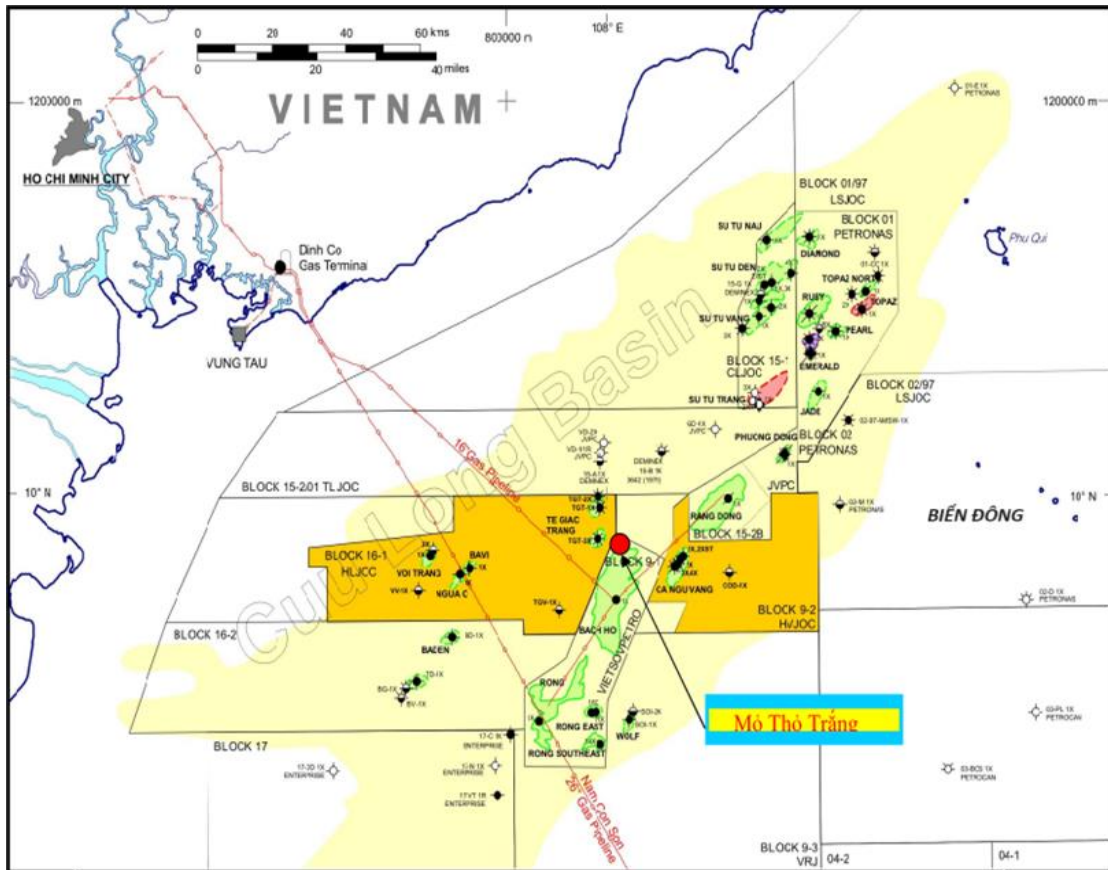
#### 1.1. Tổng quan về hiện tượng lắng đọng muối tại mỏ Thổ Tráng

Mỏ Thổ Tráng nằm về phía bắc - tây - bắc mỏ Bạch Hổ, trong phạm vi lô 09-1, thềm lục địa phía nam của Việt Nam và cách thành phố cảng Vũng Tàu, nơi đặt cơ sở sản xuất - kỹ thuật của xí nghiệp liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro 120 km (Hình 1). Độ sâu nước biển tại vùng mỏ khoảng 50 m, thuận lợi cho việc sử dụng giàn khoan tự nâng để khoan.

Các kết quả nghiên cứu địa chất công trình cho thấy lớp đất đá đáy biển ở đây thuận tiện cho việc xây dựng các công trình dầu khí. Cường độ địa chấn khu vực không vượt quá 6 độ richter. Khu vực mỏ có khí hậu nhiệt đới gió mùa, mưa về mùa hè, nhiệt độ không khí 25÷350C, mùa đông là mùa khô, nhiệt độ khoảng 24÷300C. Gió mùa tây - nam kéo dài từ tháng 6÷9. Trong thời gian này thường có các trận

mưa lớn, không kéo dài kèm lốc xoáy với tốc độ gió lên tới 256 m/s. Độ ẩm không khí tăng lên đến 87÷89%. Mùa đông từ tháng 11 đến tháng 3 năm sau với gió mùa đông - bắc là chủ yếu, gió mạnh đạt 20 m/s, gây nên các đợt sóng biển cao tới 10 m. Thời gian thích hợp để tiến hành công việc ngoài biển là tháng 6÷9 có gió tây - nam và thời kỳ chuyển tiếp từ tháng 4÷5 và tháng 11, khi gió chuyển hướng. Các dòng hải lưu phụ thuộc vào chế độ gió mùa và thủy triều. Tốc độ dòng chảy ở độ sâu 15÷20 m đạt 85 cm/s, ở đáy biển khoảng 20÷30 cm/s. Nhiệt độ nước trong năm thay đổi 25÷300C. Độ mặn nước biển dao động 33÷35 g/l.

Năm 2012, trên diện tích khai thác của mỏ đã khoan hai giếng: ThT-1X và ThT-2X với mục đích tìm kiếm - thăm dò các vỉa dầu khí trong lát cắt trầm tích. Kết quả thử vỉa các giếng này đã nhận được các dòng dầu tự phun từ trầm tích Oligocen trên. Tháng 8 năm 2014, khi thử vỉa giếng khoan ThT-5X đã nhận được dòng dầu công nghiệp từ trầm tích Mioxen dưới và Oligocen trên (Nguyễn và Vũ, 2008; Viện Dầu khí Việt Nam, 2004).



Hình 1. Sơ đồ vị trí mỏ Thổ Tráng trong bể Cửu Long (Đỗ và nnk., 2010).

Muối lắng đọng nói chung có thành phần phức tạp. Ở giai đoạn đầu của khai thác, các muối phổ biến của lắng đọng là muối canxit ( $\text{CaCO}_3$ ), Barit ( $\text{BaSO}_4$ ), thạch cao ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), anhydrit ( $\text{CaSO}_4$ ), asentin ( $\text{SrSO}_4$ ), halit ( $\text{NaCl}$ ),... Sau một thời gian khai thác, xuất hiện thêm các muối sunphit, trong đó phổ biến nhất là sunphit sắt ( $\text{FeS}$ ). Ngoài các khoáng vật phổ biến vừa nêu, cặn lắng đọng muối vô cơ có thể chứa các khoáng vật vô cơ khác như:  $\text{MgCO}_3$ ,  $\text{MgSO}_4$ ,  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ,  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ ,  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ , thạch anh -  $\text{SiO}_2$ , biotit -  $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CaF}_2$ ,... và một số chất hữu cơ khác: nhựa asphalten, parafin, một số hợp chất thơm, hợp chất có trọng lượng phân tử cao (Hai và nnk., 2017).

Nhìn chung, lắng đọng trong khai thác và xử lý dầu khí tại các mỏ có thành phần dầu và cấu trúc giống phức tạp thì mức độ lắng đọng phụ thuộc vào thành phần hóa học của nước vỉa, điều kiện nhiệt độ, áp suất, phương pháp khai thác.

Căn cứ vào cấu trúc của lắng đọng muối vô cơ, sẽ chia chúng thành:

- Lắng đọng có cấu trúc tinh thể hạt nhỏ và cỡ micro;
- Lắng đọng có cấu trúc tinh thể lớn;
- Lắng đọng có cấu trúc lớp với các mức độ kết tinh khác nhau và có chứa lẫn vật chất hữu cơ;
- Lắng đọng có cấu trúc xốp.

Lắng đọng có cấu trúc tinh thể cỡ micro thường tạo ra ở những vị trí như cánh bơm ly tâm, nắp van, đường ống dẫn, van điều chỉnh. Các lắng đọng ở nhiệt độ cao thường bám trên bề mặt ống trao đổi nhiệt, hoặc trên các mặt thiết bị tách nước khỏi dầu thô. Nói chung, trong các lắng đọng này, lắng đọng với cấu trúc lớp thường ít xuất hiện vì cấu

trúc này là một thể thống nhất. Hình 2 mô tả các vật liệu tích tụ cặn lắng đọng muối trong đường ống dẫn tới thiết bị xử lý dầu thô. Hình 3 mô tả lắng đọng muối tại mỏ Thổ Trắng của Liên doanh Dầu khí Việt - Nga (Vietsovpetro). Phần bị kết tinh nhiều là phần có bề mặt mịn, và sáng màu. Phần có màu xám là phần có mức độ kết tinh không đồng đều và chứa nhiều tạp chất hữu cơ.

Phổ biến nhất của lắng đọng là dạng có cấu trúc lớp với mặt cắt ngang thường có dạng hình tròn bởi tinh thể phát triển theo hướng từ thành ống về tâm. Lớp lắng đọng gần thành ống thường là lớp tinh thể có cấu trúc micro xen lẫn với các hợp chất hữu cơ (Al Rawahi và nnk., 2017). Sau đó, những lớp có cấu trúc tinh thể mịn, trung bình và tiếp theo là lớp tinh thể lớn hơn dạng hình kim. Lắng đọng kiểu này thường thấy trong ống khai thác và hệ thống thiết bị đầu giếng (Hình 3). Tùy theo điều kiện nhiệt động học, loại lắng đọng này có thể được xếp vào loại có nhiệt độ trung bình.

Lắng đọng có cấu trúc xốp đặc trưng cho điều kiện hình thành ở khoảng nhiệt độ môi trường như trong các bể chứa dầu khí. Trong một số trường hợp, lắng đọng dạng này có thể hình thành vỉa cát kết. Trong loại đá này tồn tại những tinh thể hình kim lớn có kích thước cỡ  $10 \div 20 \mu\text{m}$ .

Thực tế khai thác dầu cho thấy, vật liệu vô cơ (phổ biến nhất là cát silic -  $\text{SiO}_2$ , khoáng vật sét,...) luôn tồn tại trong sản phẩm khai thác, trong trường hợp chất lưu khai thác có nước đồng hành, muối vô cơ có thể kết tinh. Vật liệu kết tinh vô cơ có mặt trong chất lưu khai thác, nhưng sự tích tụ cặn lắng đọng vẫn có thể không xảy ra, hoặc chỉ xảy ra tại một số vị trí nhất định (Đỗ và nnk., 2010).



Hình 2. Tích tụ lắng đọng muối trong đường ống dẫn tới thiết bị xử lý dầu thô (Đỗ và nnk., 2010).



Hình 3. Lắng đọng muối lấy từ mỏ Bạch Hổ (Đỗ và nnk., 2010).



Hình 4. Lắng đọng muối trong ống khai thác (Tubing) (Đỗ và nnk., 2010).

Việc tích tụ cặn lắng đọng muối vô cơ là một tất yếu, vì vậy khi đề cập về nguyên nhân dẫn tới nguy cơ lắng đọng thường dễ bị nhầm lẫn vì trên thực tế tồn tại nhiều nguyên nhân trực tiếp, hoặc gián tiếp tác động tới quá trình này. Nguyên nhân thường có hai dạng: bản chất hóa học và bản chất vật lý. Ngoài ra, có cả nguyên nhân kết hợp đồng thời của cả hai dạng này.

### 1.2. Nguyên nhân dẫn đến sự hình thành lắng đọng muối

Sự kết tinh muối vô cơ trong nước là nguyên nhân sâu xa dẫn tới sự hình thành tích tụ cặn lắng đọng muối vô cơ trong hệ thống khai thác, xử lý và vận chuyển dầu. Các muối vô cơ tan trong nước bị kết tinh tạo kết tủa khi độ hòa tan bị quá bão hòa. Nghiên cứu cho thấy, độ hòa tan các muối vô cơ trong nước giảm trong các trường hợp sau:

Sự tiếp xúc của các loại nước không tương hợp: nước vỉa và nước bơm ép trong khai thác dầu mỏ thường chứa các cấu tử không tương hợp với nhau. Nước vỉa thường chứa lượng lớn các ion  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$ ,  $\text{Sr}^{2+}$ ; trong khi nước bơm ép lại giàu các ion  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ . Mặt khác, một số ion trong 2 loại nước trên ở nồng độ xấp xỉ với độ bão hòa muối nên khi chúng tiếp xúc với nhau sẽ gây ra hiện tượng lắng đọng muối do quá bão hòa;

Khi điều kiện nhiệt động học thay đổi theo hướng quá bão hòa. Ví dụ, khi nhiệt độ, áp suất thay đổi thì độ hòa tan của muối trong nước thay đổi và có thể trở nên quá bão hòa dẫn tới kết tinh muối;

Khi các muối mới tiếp xúc với nhau hoặc các ion trao đổi với các muối tan sẵn trong nước trước đó, tương tác với nhau dẫn tới quá ngưỡng bão hòa của muối hiện hữu trong nước.

Cả 3 trường hợp nêu trên đều có chung tình trạng là sự mất cân bằng về nồng độ của muối trong nước. Vì vậy, nguyên nhân sâu xa dẫn đến tích tụ lắng đọng muối chính là do kết tinh muối từ nước vỉa và các ion trao đổi trong những điều kiện nhất định.

Khoáng vật thứ sinh trong vỉa thường chứa các khoáng canxit, thạch cao, zeolit, halit,... Chúng được hình thành từ các hoạt động kiến tạo, thủy nhiệt và phong hóa. Nước vỉa nội tại trong các vỉa chứa này thường được bão hòa bởi các loại muối hòa tan. Nước bơm ép nhằm mục đích duy trì áp suất vỉa hoặc đẩy dầu cũng có thể trở nên bão hòa khi các muối có trong vỉa tiếp tục hòa tan vào đó. Trong một số trường hợp, tương tác giữa các muối tan có sẵn trong nước bơm ép với các khoáng có trong vỉa làm nước trở nên quá bão hòa về một hoặc nhiều loại khoáng nào đó làm chúng kết tinh, gây lắng đọng ngay trong vỉa, vì vậy để phòng ngừa hiện tượng này, thường phải bổ sung chất chống lắng cặn vào nước bơm ép. Như vậy, khi còn nằm trong vỉa, nước vỉa hoặc nước bơm ép đã chứa một lượng các muối hòa tan nào đó và thậm chí có thể đã trở nên bão hòa đối với một số muối. 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 (Long và Van Do, 2014).

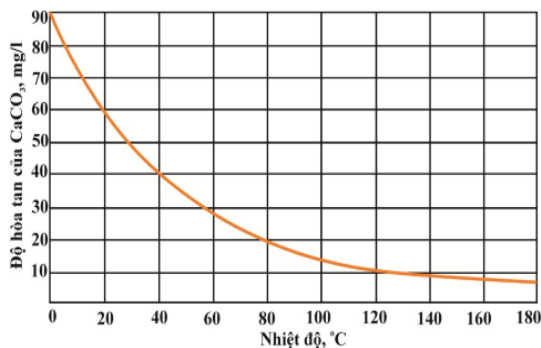
Trong quá trình khai thác, nước lẫn trong dầu (chính từ nguồn nước vỉa hoặc nước bơm ép được đề cập ở trên) đi qua vùng cận đáy giếng vào lòng giếng, theo ống khai thác đi lên bề mặt vào các thiết bị xử lý. Tại hầu hết các vị trí, nước đồng hành đi qua, áp suất, nhiệt độ thay đổi, tức điều kiện nhiệt động học thay đổi, làm một số muối trở nên quá bão hòa và chúng kết tinh trong quá trình di chuyển. Ở vị trí mà có các điều kiện nhiệt động học thay đổi càng mạnh, khả năng quá bão hòa càng lớn, mức độ kết tinh càng mạnh. Sau đây, nhóm nghiên cứu sẽ phân tích một số yếu tố chính ảnh hưởng tới quá trình kết tinh muối vô cơ trong vỉa cũng như hệ thống khai thác.

Các yếu tố ảnh hưởng tới quá trình kết tinh muối chính là các yếu tố ảnh hưởng tới trạng thái mất cân bằng làm quá bão hòa muối (hoặc một số

muối) trong nước. Tuy nhiên, hai trong ba yếu tố bất lợi trong thay đổi cân bằng dẫn tới hiện tượng quá bão hòa thuộc về sự pha trộn giữa hai nguồn chứa muối (nước hoặc muối) vào nước trước khi nó tới đáy giếng khai thác. Chính vì vậy, một khi chú ý tới hiện tượng kết tinh muối vô cơ trong nước đồng hành, thì chỉ nên tập trung vào các yếu tố xảy ra đối với dòng lưu thể khai thác đi lên từ đáy giếng tới hệ thống thiết bị bề mặt (tức là chỉ tập trung vào các yếu tố nhiệt động học).

Hình 5 cho thấy mối quan hệ giữa độ hòa tan của  $\text{CaCO}_3$  ở các nhiệt độ khác nhau. Đường cong cho thấy độ hòa tan của  $\text{CaCO}_3$  tỷ lệ nghịch với nhiệt độ. Vì vậy, nếu dùng nước có nhiệt độ thường đã hòa tan gần bão hòa  $\text{CaCO}_3$  để bơm ép vào vỉa, thì khi gặp nhiệt độ cao, muối  $\text{CaCO}_3$  sẽ bị kết tinh trong vỉa. Mặt khác, quan hệ trên Hình 5 cũng lại cho thấy, nước bão hòa muối  $\text{CaCO}_3$  trong vỉa sẽ không thể kết tinh khi nhiệt độ của nó giảm đi. Nói cách khác, sự giảm nhiệt độ trong quá trình chất lưu đi lên từ vỉa chưa phải là điều kiện để  $\text{CaCO}_3$  kết tủa trong lòng giếng và trên bề mặt. Áp suất riêng phần của  $\text{CO}_2$  mới là nguyên nhân chính gây kết tinh muối  $\text{CaCO}_3$  tại vùng cận đáy giếng, trong lòng giếng và trong hệ thống thiết bị xử lý, vận chuyển trên bề mặt. Hình 6 trình bày quan hệ độ hòa tan trong nước của  $\text{CaCO}_3$  ở các áp suất riêng phần của khí  $\text{CO}_2$ .

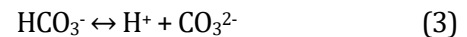
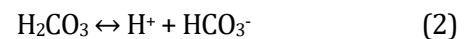
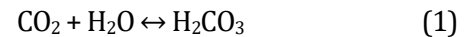
Hình 6 cho thấy, yếu tố áp suất ảnh hưởng tới độ hòa tan của  $\text{CaCO}_3$  lớn hơn nhiều so với yếu tố nhiệt độ. Cụ thể là, ở điều kiện nhiệt độ khoảng  $40^\circ\text{C}$  (tương đương điều kiện nhiệt độ miệng giếng), độ hòa tan trong nước của  $\text{CaCO}_3$  là khoảng  $40 \text{ mg/l}$ , trong điều kiện áp suất 10 at (cũng tương đương với áp suất miệng giếng), độ hòa tan trong nước của  $\text{CaCO}_3$  là khoảng trên  $400 \text{ mg/l}$ . Nói cách khác, áp



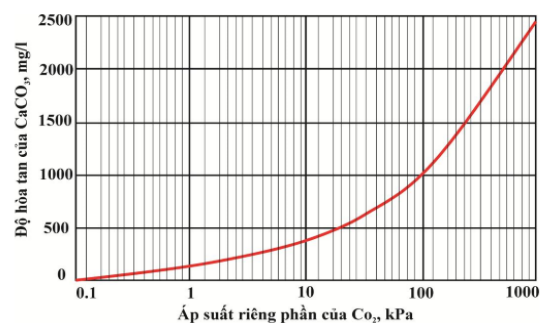
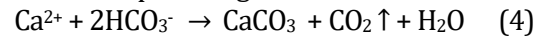
Hình 5. Ảnh hưởng của nhiệt độ tới độ hòa tan của  $\text{CaCO}_3$  (Viện Dầu khí Việt Nam, 2004).

suất ảnh hưởng tới độ hòa tan trong nước của  $\text{CaCO}_3$  lớn hơn trên 10 lần so với ảnh hưởng của nhiệt độ. Khi nhiệt độ biến thiên từ  $140^\circ\text{C}$  (nhiệt độ đáy giếng) đến  $40^\circ\text{C}$  (nhiệt độ miệng giếng), độ hòa tan của  $\text{CaCO}_3$  tăng từ  $10 \text{ mg/l}$  lên tới  $40 \text{ mg/l}$ . Trong điều kiện giếng tương tự, áp suất giảm từ trên 100 at xuống 14 at, độ hòa tan của  $\text{CaCO}_3$  giảm từ  $1.000 \text{ mg/l}$  xuống còn  $500 \text{ mg/l}$ . Điều này có nghĩa rằng, quá bão hòa đối với nước chứa muối  $\text{CaCO}_3$  hòa tan chỉ xảy ra theo cơ chế thay đổi áp suất riêng phần của  $\text{CO}_2$ . Kết luận này rất quan trọng, vì khi xem xét điều kiện nhiệt động học, thường chỉ chú ý nhiều tới nhiệt độ. Ngoài vấn đề mang tính vật lý về thay đổi áp suất,  $\text{CO}_2$  còn tác động tới khả năng hòa tan và bão hòa của  $\text{CaCO}_3$  trong nước thông qua cơ chế hóa học. Chính vì vậy, khi nhìn vào thành phần hóa học của nước, khó có thể xác định được nguyên nhân sâu xa dẫn tới hiện tượng lắng đọng muối  $\text{CaCO}_3$ .

Phương trình biểu diễn sự hòa tan của  $\text{CO}_2$ :

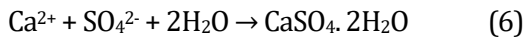


Các dạng tồn tại của sản phẩm chứa  $\text{CO}_2$ :  $\text{H}_2\text{CO}_3$  hay  $\text{HCO}_3^-$  hay  $\text{CO}_3^{2-}$  phụ thuộc vào độ pH của nước. Cụ thể là khi pH của nước nhỏ hơn 6,4 và  $\text{CO}_2$  tồn tại dưới dạng  $\text{H}_2\text{CO}_3$ . Khi độ pH thay đổi trong khoảng 6,3÷10,3, trong nước tồn tại hai dạng ion:  $\text{CO}_3^{2-}$  và  $\text{HCO}_3^-$ , nhưng chủ yếu là dạng  $\text{HCO}_3^-$ . Khi nước có độ pH lớn hơn 10,3 thì  $\text{CO}_2$  chỉ có mặt trong nước dưới dạng  $\text{CO}_3^{2-}$ . Như vậy, đối với nước chứa  $\text{CO}_2$  có độ pH trong khoảng 6,4÷10,3 (thường gặp đối với nước đồng hành), muối canxit -  $\text{CaCO}_3$  được tạo thành theo phản ứng:



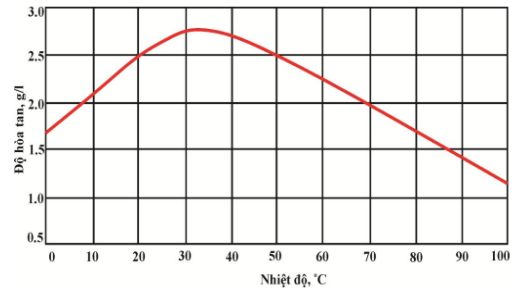
Hình 6. Ảnh hưởng của áp suất riêng phần  $\text{CO}_2$  tới độ hòa tan của  $\text{CaCO}_3$  (Viện Dầu khí Việt Nam, 2004).

Phản ứng (4) cho thấy cân bằng sẽ chuyển dịch về phía kết tủa muối  $\text{CaCO}_3$  khi  $\text{CO}_2$  tách khỏi dung dịch. Nói cách khác, nếu nước đồng hành có chứa đồng thời các ion  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{HCO}_3^-$  nhưng chưa đạt quá bão hòa, thì khi di chuyển lên bề mặt, áp suất của chất lưu giảm xuống, khí  $\text{CO}_2$  tách ra dẫn tới kết tủa khoáng vật canxit -  $\text{CaCO}_3$ . Nhiều nghiên cứu cho thấy, vị trí xảy ra tích tụ muối  $\text{CaCO}_3$  chính là ở độ sâu xảy ra tách khí  $\text{CO}_2$ . Như vậy, yếu tố ảnh hưởng lớn tới sự kết tinh muối  $\text{CaCO}_3$  thông qua ảnh hưởng tới mức độ quá bão hòa muối  $\text{CaCO}_3$  trong nước đồng hành theo chất lưu đi lên từ đáy giếng đến hệ thống khai thác là sự suy giảm áp suất và sự tách khí  $\text{CO}_2$ . Sự thay đổi nhiệt độ dọc theo hệ thống khai thác, ngược lại làm giảm khả năng quá bão hòa, giảm khả năng kết tinh của  $\text{CaCO}_3$ . Sự kết tinh muối sunphat ( $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{SrSO}_4$ ,...), do không có mặt của pha khí xảy ra theo cơ chế đơn giản hơn (Crabtree và nnk., 1999). Phương trình biểu diễn quá trình tạo các muối có dạng sau:

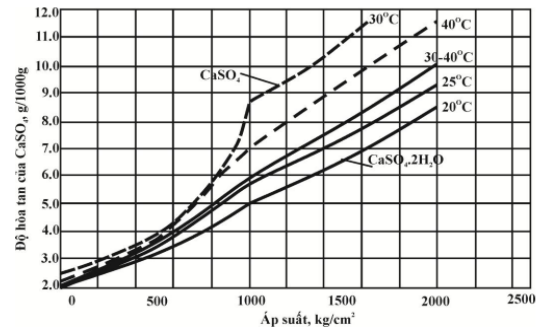


Ảnh hưởng của nhiệt độ tới độ hòa tan của  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ , dạng phổ biến của lắng đọng muối sau  $\text{CaCO}_3$  được giới thiệu tại Hình 7 cho thấy, ở nhiệt độ cao hơn nhiệt độ thường, độ hòa tan của  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  giảm khi nhiệt độ tăng. Độ hòa tan này giảm còn một nửa khi nhiệt độ tăng từ  $30^\circ\text{C}$  tới  $100^\circ\text{C}$ . Các số liệu này cho phép rút ra tính quy luật là muối  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  tan trong nước đồng hành khi di chuyển từ đáy giếng lên bề mặt khó có thể kết tinh một cách dễ dàng để tạo điều kiện cho quá trình tạo cặn muối từ  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ .

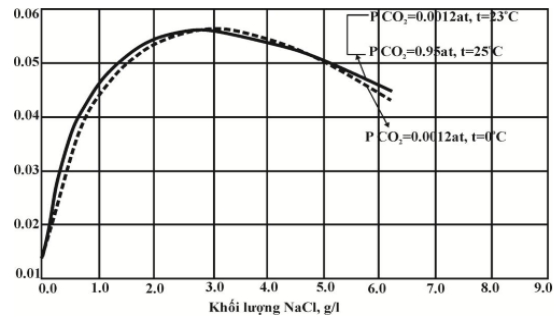
Ảnh hưởng của áp suất tới độ hòa tan trong nước của  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  và  $\text{CaSO}_4$  được trình bày ở Hình 8. Ảnh hưởng đồng thời của nhiệt độ và áp suất tới độ hòa tan trong nước của  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  thông qua ion  $\text{Ca}^{2+}$  được trình bày tại Bảng 1. Theo bảng số liệu này, độ hòa tan của  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  giảm khi nhiệt độ tăng và tăng khi áp suất tăng cao. Xác suất xảy ra kết tinh  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  tại các giếng có áp suất đáy cao nhưng đi liền với nhiệt độ đáy thấp (Liên doanh Vietsovpetro, 2013). Quy luật trên cho thấy, yếu tố áp suất chính là yếu tố có ảnh hưởng lớn tới khả năng kết tinh  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ . Muối tan cũng là yếu tố ảnh hưởng mạnh tới độ hòa tan của  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  và  $\text{CaSO}_4$  (Hình 9).



Hình 7. Ảnh hưởng của nhiệt độ tới độ hòa tan của  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  (Viện Dầu khí Việt Nam, 2004).



Hình 8. Ảnh hưởng của áp suất tới độ hòa tan của  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  và  $\text{CaSO}_4$ . (Viện Dầu khí Việt Nam, 2004).



Hình 9. Ảnh hưởng của hàm lượng NaCl tới độ hòa tan của  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  và  $\text{CaSO}_4$  (Viện Dầu khí Việt Nam, 2004).

Bảng 1. Độ hòa tan của  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  trong nước cất ( $\text{Ca}^{2+}$  mg đương lượng/lít) (Nguyễn và Vũ, 2008).

Áp suất (at)	Nhiệt độ (°C)				
	60	90	110	130	150
0	29,60	27,23	26,68	26,02	25,24
80	32,00	29,95	29,56	28,90	28,12
120	33,20	31,31	31,00	30,34	29,56
160	34,40	32,67	32,41	31,78	31,00
230	36,50	35,02	34,96	34,34	33,57

Như vậy, yếu tố ảnh hưởng lớn tới sự kết tinh muối  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  bởi mức độ quá bão hòa muối  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  trong nước đồng hành theo lưu thể đi từ đáy giếng lên hệ thống khai thác là sự suy giảm áp suất. Nhiệt độ thay đổi dọc theo hệ thống khai thác, ngược lại làm giảm khả năng quá bão hòa, giảm khả năng kết tinh của  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ .

### 1.3. Cơ chế hình thành lắng đọng muối

Như đã phân tích ở trên, tình trạng quá bão hòa và sự thay đổi điều kiện nhiệt động học là nguyên nhân gây kết tinh muối. Nhìn chung, có thể thấy rằng cơ chế gây kết tinh muối lắng đọng liên quan tới 4 quá trình lý hóa sau:

- Sự quá bão hòa đối với muối của nước đồng hành trong chất lưu khai thác;

- Sự tạo mầm kết tinh của muối;

- Sự phát triển của các tinh thể;

- Sự tái kết tinh khi chuyển pha.

Tất cả các yếu tố tác động tới 4 quá trình trên đều có thể ảnh hưởng tới nguy cơ lắng đọng muối, cũng như cấu trúc của bản thân cặn lắng đọng. Sự thay đổi điều kiện nhiệt động học (nhiệt độ, áp suất) là nguyên nhân trực tiếp dẫn tới hiện tượng quá bão hòa của muối tan trong nước, tạo điều kiện cần và đủ cho kết tinh muối từ nước đồng hành. Sự có mặt của các vật chất hữu cơ (nhựa, asphalten, hợp chất thơm,...), vô cơ (các hạt vô cơ mịn như cát, sét,...) của bề mặt hấp phụ (bề mặt thiết bị, hoặc bề mặt cặn lắng đọng) của bề mặt phân cách pha (khi khí tách ra từ pha lỏng), đây là những yếu tố cơ bản ảnh hưởng tới sự kết tinh thông qua thúc đẩy quá trình tạo mầm kết tinh. Thế nhưng, như đã phân tích ở trên không phải cứ có muối kết tinh là có tích tụ cặn lắng đọng muối. Mà các tinh thể kết tinh chỉ tích tụ lại thành lắng đọng muối khi gặp điều kiện thuận lợi. Để có thể tạo tích tụ cặn lắng đọng, các tinh thể muối cần có sự tương tác liên kết lại hoặc được tiếp xúc với vật liệu nào đó. Để có thể liên kết lại với nhau, các hạt hoặc hạt và bề mặt cần có điều kiện xích lại gần nhau để lực hút phân tử Van-der-Waals, hoặc loại lực hấp phụ nào đó phát huy tác dụng liên kết chúng. Dưới đây là một số yếu tố có ảnh hưởng mạnh tới sự hình thành, tích tụ cặn lắng đọng muối (Từ và nnk., 2017).

### 1.4. Ảnh hưởng của sự lắng đọng muối vô cơ tới quá trình khai thác, xử lý, vận chuyển dầu

Hiện tượng lắng đọng muối ở một số giếng của mỏ Thổ Trắng, có chiều hướng ngày càng xấu. Cùng với sự gia tăng độ ngập nước của vỉa, kết hợp với hiện tượng làm mát ống khai thác trong khai thác dầu bằng phương pháp gaslift, làm cho hiện tượng quá bão hòa của các muối cacbonat của các kim loại kiềm thổ Ca, Mg dẫn đến sự kết tinh, lắng đọng muối, chúng bám lên bề mặt ống khai thác và các thiết bị lòng giếng, làm giảm đường kính trong của ống khai thác, ảnh hưởng đến hiệu quả hoạt động của các thiết bị lòng giếng, dẫn đến giảm lưu lượng khai thác của giếng, giảm áp suất miệng giếng, thậm chí phải ngừng khai thác giếng.

## 2. Giải pháp ngăn ngừa lắng đọng muối tại mỏ Thổ Trắng

Trên thực tế, các biện pháp công nghệ tổng hợp thường được áp dụng để loại trừ hoặc làm giảm ảnh hưởng từ nguyên nhân dẫn tới hình thành muối vô cơ, điều kiện để muối vô cơ xuất hiện ở dạng kết tinh, sự tăng trưởng của các tinh thể và sự tích tụ dẫn tới hình thành lắng đọng muối.

### 2.1. Biện pháp xử lý khi lắng đọng muối được hình thành

Xử lý lắng đọng đòi hỏi phải khẩn trương, kịp thời, không làm ảnh hưởng đến giếng, hệ thống đường ống, môi trường vỉa, đồng thời phải hiệu quả trong việc ngăn chặn hiện tượng lắng đọng thứ sinh. Kỹ thuật xử lý lắng đọng hiệu quả nhất phụ thuộc vào sự hiểu biết về thành phần và kết cấu của muối lắng đọng. Việc lựa chọn kỹ thuật xử lý không phù hợp sẽ làm hiện tượng lắng đọng muối xuất hiện trở lại nhanh hơn.

Phương pháp cơ học: việc xử lý lắng đọng muối bằng giải pháp cơ học đòi hỏi nhiều kỹ thuật và dụng cụ thích hợp để nạo vét các lớp lắng đọng trong giếng và trong đường ống, tiêu tốn nhiều thời gian và chi phí lớn nên phương pháp này ít được sử dụng.

Phương pháp hóa học: đây là giải pháp thường được lựa chọn đầu tiên và ít tốn kém nhất, đặc biệt là khi các chất lắng đọng tồn tại ở những nơi mà biện pháp cơ học thông thường không thể tiếp cận được hoặc không hiệu quả kinh tế. Hầu hết các xử lý hóa học được kiểm soát bằng cách cho hóa chất tiếp cận với bề mặt lắng đọng (bơm ép hóa chất vào giếng). Tỷ số giữa diện tích bề mặt và khối lượng (thể tích) của lắng đọng là một thông số quan trọng



ảnh hưởng đến hiệu quả và tốc độ của quá trình xử lý lắng đọng bằng hóa chất. Ví dụ, các chất có độ rỗng hoặc độ xốp cao, làm tăng khả năng tiếp xúc với các hóa chất được sử dụng; ngược lại độ rỗng, độ xốp thấp, có hoạt tính kém với các tác nhân hóa học; điển hình là các lắng đọng muối được hình thành trong đường ống khai thác, khó bị xử lý bởi hóa chất hòa tan (Duc và nnk., 2018).

## 2.2. Biện pháp ngăn ngừa và ức chế quá trình hình thành lắng đọng muối

Hình thành lắng đọng sẽ gây ra hậu quả nghiêm trọng làm ảnh hưởng đến quá trình khai thác và giảm hệ số thu hồi dầu. Chi phí xử lý lắng đọng muối đối với một mỏ dầu khí có thể lên đến hàng triệu đô la, đó là chưa kể lượng dầu không thể thu hồi được. Mặt khác, các biện pháp xử lý lắng đọng muối không phải lúc nào cũng hiệu quả như mong muốn. Nên hướng giải quyết tối ưu nhất đối với vấn đề này là ngăn chặn ngay từ đầu quá trình hình thành và phát triển tinh thể cùng với điều kiện thực tế phức tạp nên biện pháp ngăn chặn lắng đọng hiện nay chủ yếu dựa vào các mô hình dự đoán và kinh nghiệm sẵn có.

Phương pháp sử dụng từ trường: nguyên lý của phương pháp này là xây dựng một từ trường phù hợp trong hệ thống giếng khai thác và đường ống. Từ trường này làm cho các phần tử phân cực, các mầm tinh thể mang điện tích trong nước bị nhiễm từ; các cấu tử này sắp xếp theo một trật tự nhất định, cản trở sự kết tinh muối.

Phương pháp sử dụng hóa phẩm để ức chế lắng đọng muối: là phương pháp được ưu tiên sử dụng để duy trì năng suất khai thác dầu. Cho đến nay, đây được xem là phương pháp tiến tiến nhất và hiệu quả nhất để giữ cho giếng khai thác liên tục. Phương pháp này sử dụng các hóa phẩm có cấu

trúc đặc biệt có khả năng ức chế sự hình thành và phát triển tinh thể của muối gây nên lắng đọng.

## 3. Giải pháp xử lý lắng đọng muối tại mỏ Thổ Trắng

Trong quá trình khai thác, một số giếng ở giàn TC-2 của mỏ Thổ Trắng đã có hiện tượng giảm lưu lượng khai thác, đồng thời gia tăng độ ngập nước sản phẩm và áp suất vỉa giảm mạnh. Nguyên nhân chủ yếu của việc giảm lưu lượng khai thác, tăng độ ngập nước sản phẩm của các giếng ở mỏ Thổ Trắng là do sự lắng đọng muối vô cơ mà ở đây chủ yếu là muối  $\text{CaCO}_3$ . Liên doanh Việt Nga (Vietsovpetro) đã tiến hành phân tích thành phần thạch học các mẫu lắng đọng vô cơ từ các giếng thuộc các mỏ của Vietsovpetro trong đó có mỏ Thổ Trắng (Bảng 2).

Thành phần lắng đọng vô cơ có thể là  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{SrSO}_4$ . Tuy nhiên, trong các tích tụ cặn vô cơ từ các giếng của Vietsovpetro, khoáng vật muối sunphat  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$ ,... kém phổ biến hơn. Như vậy, khoáng vật quan trọng cần tập trung nghiên cứu xử lý là khoáng canxit  $\text{CaCO}_3$  tại các giếng của Vietsovpetro.

Nhằm loại trừ hiệu quả các lắng đọng muối nêu trên, người ta thường dùng hai kiểu hệ hóa phẩm khác nhau trên cơ sở hỗn hợp axit axetic, axit focmic và hệ trên cơ sở muối của EDTA (một dạng hợp chất Chelate). Trên thực tế, mặc dù HCl có khả năng hòa tan  $\text{CaCO}_3$  rất tốt, nhưng vì mục đích tránh ăn mòn thiết bị (OKT, TBLG) xu hướng ngày càng ít dùng HCl trong xử lý loại trừ cặn lắng đọng muối cacbonat trong ống khai thác (Hình 10).

Việc sử dụng hỗn hợp trên cơ sở axit focmic và axit axetic trong thực tế là khá phổ biến. Ưu điểm nổi bật của hỗn hợp này là tốc độ hòa tan nhanh, khả năng dung nạp lớn trên một đơn vị thể tích hóa phẩm và tốc độ ăn mòn thấp (có thể ngâm qua đêm mà không sợ ăn mòn thiết bị).

Bảng 2. Kết quả phân tích thành phần thạch học của lắng đọng vô cơ (Long và Van Do, 2014).

STT	Mẫu	Canxit	Thạch anh	Vô định hình	Khoáng vật khác
1	Lắng đọng 1	92÷94%	Ít	Có	Ankerit, siderit, magnetit, gotit
2	Lắng đọng 2	93÷95%	Ít	Có	Gotit, siderit
3	Lắng đọng 3	94÷96%	Ít	Có	Sylvit, ankerit, mangan
4	Lắng đọng 4	94÷96%	Ít	Có	Gotit, ankerit

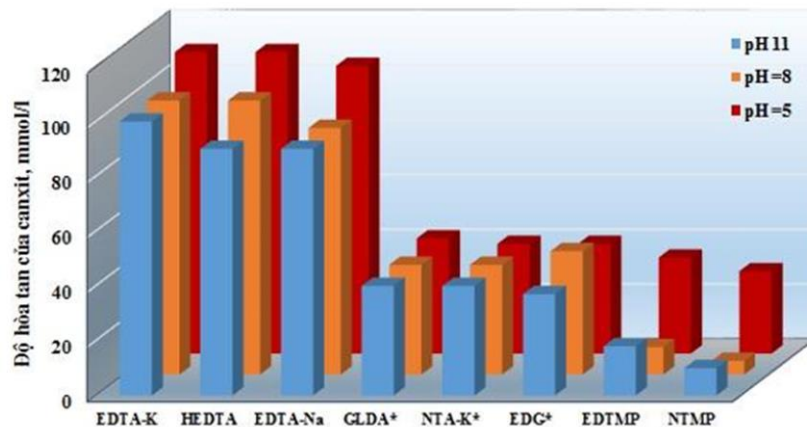
Phương pháp hóa học tiên tiến nhất trong xử lý loại trừ lắng đọng muối là sử dụng các hợp chất chelat - chất tạo phức (Hình 11). Các chất này về phương diện hóa học có khả năng tạo hợp chất phức với các ion kim loại như  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{3+}$ . Chúng có khả năng hòa tan lắng đọng muối chứa các ion đó và sau đó tiếp tục giữ các ion đó ở trạng thái hòa tan. Loại được dùng phổ biến trong các hóa phẩm vừa nêu là EDTA (Na hay  $\text{NH}_4^+$ ) và DTPA. Theo nghiên cứu của Akzo Nobel (Moghadasli và nnk., 2007), chất chelat có hiệu quả với  $\text{CaCO}_3$  theo

thứ tự từ cao xuống thấp là: muối kali của EDTA (EDTA-K); HEDTA, muối natri của EDTA.

Hình 12 cho thấy, các hóa phẩm được chọn có tác dụng tốt trong khoảng pH khá rộng. Điều này tiện lợi cho công việc khi cần phối hợp nhiều phương pháp xử lý khác nhau, đặc biệt là các phương pháp sử dụng các loại dung dịch có pH thấp (như các dung dịch axit). Khoảng pH phát huy hiệu dụng trong hòa tan và giữ các ion trong trạng thái lơ lửng của một số hóa phẩm chelat được giới thiệu trong Hình 13.



Hình 10. Lắng đọng muối trong ống khai thác tại giếng X mỏ Thổ Trắng (Nguyễn và Vũ, 2008).

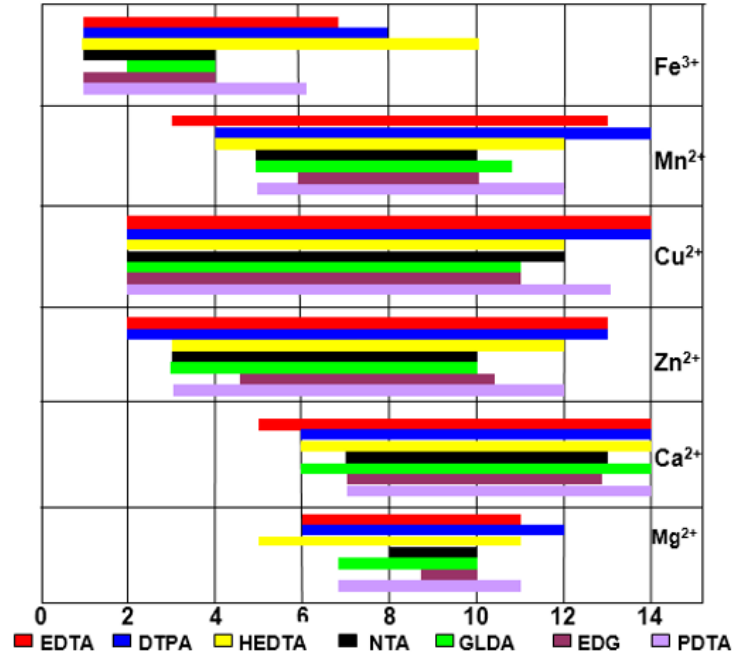


Hình 11. Khả năng hòa tan muối  $\text{CaCO}_3$  của một số hóa phẩm chelat (Duc và nnk., 2018).

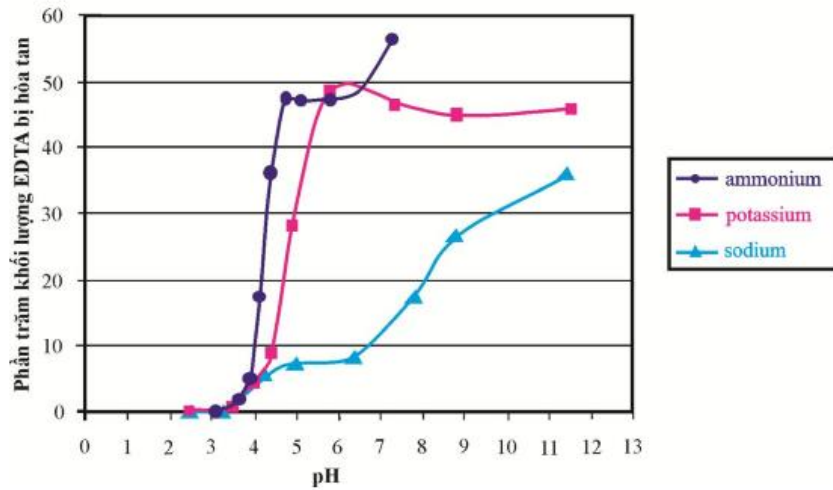
Các thông tin có được trong các Hình 12, 13 cho thấy, bằng cách điều chỉnh pH có thể điều chỉnh được tốc độ hòa tan  $\text{CaCO}_3$  và như vậy có thể kiểm soát được các ion mong muốn. Chẳng hạn, nếu muốn kiểm soát được cả ion  $\text{Ca}^{2+}$  và ion  $\text{Fe}^{2+}$ , ta cần điều chỉnh pH dung dịch hóa phẩm về mức thấp. Cũng cần lưu ý rằng, khi điều chỉnh pH của hóa phẩm có thể gặp phải vấn đề liên quan tới độ hòa tan của hóa phẩm khi pH thay đổi. Hình 13 thể hiện

quan hệ độ hòa tan - độ pH của một số hóa phẩm trên cơ sở EDTA.

Qua Hình 13 cho thấy muối kali và amonium của EDTA không những hòa tan mạnh hơn so với muối natri, mà còn hòa tan tốt trong cả môi trường pH thấp. Khi dùng hóa phẩm trên cơ sở muối natri của EDTA, cần đặc biệt chú ý ảnh hưởng của pH tới độ hòa tan.



Hình 12. Khoảng pH phát huy hiệu dụng trong hòa tan và giữ các ion trong trạng thái lơ lửng của một số hóa phẩm chelat (Duc và nnk., 2018).



Hình 13. Quan hệ độ hòa tan - độ pH của một số hóa phẩm (Duc và nnk., 2018).

#### 4. Kết luận

Lắng đọng muối vô cơ xuất hiện làm giảm độ thấm ở vùng cận đáy giếng, làm tăng hệ số nhiễm bẩn (skin), ngăn dòng chất lưu tới, đồng thời lắng đọng xuất hiện trong ống khai thác làm giảm đường kính ống khai thác. Do vậy, hiện tượng lắng đọng muối vô cơ đã ảnh hưởng trực tiếp tới hoạt động khai thác dầu khí.

Với công nghệ khai thác đồng thời hai đối tượng Oligocen và Mioxen, hiện tượng lắng đọng xảy ra ngay tức thời và có thể xảy ra ngay cả ở nhiệt độ 70°C (điều kiện tại ống khai thác).

Để giải quyết tình trạng lắng đọng muối trong quá trình khai thác, nhóm nghiên cứu đã đề nghị áp dụng các giải pháp bơm rửa giếng bằng dung dịch axit là hỗn hợp axit axetic, axit formic và hệ trên cơ sở muối của EDTA, tuy nhiên việc xử lý axit nhiều có thể ảnh hưởng tới thiết bị lòng giếng và hệ thống hỗ trợ khai thác.

Sau khi xử lý cần tiến hành gọi dòng nhanh để loại trừ trường hợp lớp cận bẩn bị hòa tan rơi vào vùng cận đáy gây ra nhiễm bẩn thêm vùng cận đáy. Trên cơ sở nghiên cứu, hiện tượng lắng đọng có thể xảy ra đối với khu vực giàn Thổ Trắng và các khu vực có tính chất nước vỉa tương tự, do vậy bộ thiết bị lòng giếng cần được thiết kế có trang bị đường hóa phẩm cho phép bơm hóa phẩm riêng xuống đáy giếng để ngăn ngừa lắng đọng muối.

#### Đóng góp của các tác giả

Lê Quang Duyệt - lập đề cương, viết bản thảo, phân tích và đánh giá kết quả, sửa bản thảo; Vũ Thiết Thạch - viết một phần nội dung, sửa bản thảo; Trương Văn Từ - viết một phần nội dung, sửa bản thảo; Lê Văn Nam - thu thập số liệu, sửa bản thảo; Nguyễn Tiến Hùng - xử lý số liệu, viết một phần nội dung; Nguyễn Văn Thịnh - xử lý số liệu, đánh giá kết quả; Nguyễn Thế Dũng - xử lý số liệu, viết một phần nội dung.

#### Lời cảm ơn

Nhóm tác giả xin chân thành cảm ơn Trường Đại học Mỏ - Địa chất đã hỗ trợ kinh phí để thực hiện thực nghiệm trong khuôn khổ đề tài T22-12.

#### Tài liệu tham khảo

Al Rawahi, Y. M., Shaik, F., & Rao, L. N. (2017). Studies on scale deposition in oil industries & their control. *International Journal for*

*Innovative Research in Science & Technology*, 3(12), 152-167.

Crabtree, M., Eslinger, D., Fletcher, P., Miller, M., Johnson, A., & King, G. (1999). Fighting scale: removal and prevention. *Oilfield review*, 11(03), 30-45.

Duc, B. V., Van Tu, N., Cua, D., Khai, B. T., & Phuong, B. V. (2018). Nghiên cứu, sản xuất chất phụ gia ức chế sa lắng muối "DPEC Antiscalant-2" trong các giếng khoan khai thác dầu khí. *Petrovietnam Journal*, 3, 20-27.

Đỗ, T. T., Trần, T. X., Hoàng, A. D., Nguyễn, Q. A. (2010). Nghiên cứu giải pháp công nghệ và hệ hóa phẩm phục vụ xử lý đồng thời lắng đọng hữu cơ và vô cơ trong cần khai thác và hệ thống xử lý bề mặt trên giàn khai thác. Báo cáo tổng kết đề tài Viện dầu khí Việt Nam, tr. 16-30.

Hai, N. H., Duc, V. M., Cuong, V. H., & Hao, L. T. (2017). Hiện tượng lắng đọng muối trong quá trình khai thác và các giải pháp xử lý mỏ Bir Seba, lô 433a & 416b, Algeria. *Petrovietnam Journal*, 5, 37-43.

Liên doanh Vietsovpetro, 2013. Các báo cáo thử nghiệm đề tài công nghệ mới "Soạn thảo công nghệ phức hợp loại trừ lắng đọng muối trong cần ống khai thác và xử lý vùng cận đáy vỉa".

Long, H., & Van Do, N. (2014). Nghiên cứu đánh giá khả năng thành tạo và mức độ sa lắng muối vô cơ trong quá trình khai thác dầu khí. *Petrovietnam Journal*, 1, 44-51.

Moghadasli, J., Müller-Steinhagen, H., Jamialahmadi, M., & Sharif, A. (2007). Scale deposits in porous media and their removal by edta injection.

Nguyễn, V. T., Vũ, V. M. (2008). Giải pháp xử lý lắng đọng muối trong hệ thống khai thác dầu khí tại XNLD Vietsovpetro. *Tạp chí KHKT Mỏ - Địa chất*, số 21, tr 5-9.

Từ, T. N., Nguyễn, T. K., Lê, V. H., Phan, Đ. T., Nguyễn, V. T. (2017). *Công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng các mỏ dầu khí ở thềm lục địa Nam Việt Nam*, Nxb Đại học Quốc Gia TP Hồ Chí Minh, tr.81-101

Viện Dầu khí Việt Nam (2004). Cơ chế sa lắng muối, ảnh hưởng của cơ chế sa lắng muối lên tính chất thấm chứa móng Bạch Hổ, hệ thống bơm ép và thiết bị công nghệ, các biện pháp khắc phục. Báo cáo tổng kết đề tài thuộc Hợp đồng kinh tế số 0229/03-T03-ISG.