TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số 7 - 2022, trang 4 - 14
ISSN 2615-9902

# NGUYÊN NHÂN NHIỄM BẨN VÙNG CẬN ĐÁY GIẾNG VÀ GIẢI PHÁP XỬ LÝ CHO CÁC GIẾNG KHAI THÁC TẠI BỂ CỬU LONG VÀ BỂ NAM CÔN SƠN, THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

**Hoàng Long, Nguyễn Minh Quý, Phan Vũ Anh, Lê Thị Thu Hường, Lê Thế Hùng, Hoàng Linh, Bùi Việt Dũng, Nguyễn Văn Đô**
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: longh@vpi.pvn.vn
https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.07-01

**Tóm tắt**

Tình trạng nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng, thiết bị lòng giếng và trong giếng khai thác có thể do dung dịch khoan gây ra trong quá trình khoan mở vỉa tầng sản phẩm; hoặc do trong quá trình khai thác xuất hiện hiện tượng cát xâm nhập, độ ngập nước tăng cao, lắng đọng paraffin, asphaltene, lắng đọng cặn sa lắng vô cơ; do sự thay đổi lớn và đột ngột về các thông số động học như áp suất và nhiệt độ tại vùng cận đáy giếng làm thay đổi tính chất lý hóa, phá vỡ trạng thái cân bằng pha của các lưu thể, hoặc quá trình tạo nhũ tương, thay đổi tính dính ướt và mối quan hệ dòng chảy.

Nghiên cứu đã đánh giá hiện trạng hoạt động của các giếng khai thác để xác định nguyên nhân chính gây ra tình trạng nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng của các giếng ở bể Cửu Long. Trên cơ sở xác định được cơ chế nhiễm bẩn chính là do quá trình hình thành các muối vô cơ với phần nhỏ kết dính của cặn hữu cơ và quá trình dịch chuyển các khoáng vật sét, hạt mịn gây bít nhét, cản trở dòng chảy của chất lưu khai thác tại các mỏ, nhóm tác giả đề xuất giải pháp tối ưu xử lý vùng cận đáy giếng cho các giếng khai thác dầu tại bể Cửu Long và bể Nam Côn Sơn. Các giải pháp xử lý acid tối ưu cho vùng cận đáy giếng sẽ góp phần giảm thiểu rủi ro, nâng cao hiệu quả khai thác và phục vụ công tác quản lý, điều hành mỏ.

**Từ khóa:** Sa lắng muối, nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng, xử lý vùng cận đáy giếng, xử lý acid, bể Cửu Long, bể Nam Côn Sơn.

## 1. Giới thiệu

Một số mỏ dầu khí lớn tại bể Cửu Long và bể Nam Côn Sơn đang ở giai đoạn cuối đời mỏ với các đặc trưng cơ bản như: tính chất vỉa chứa trung bình, tính bất đồng nhất cao, khai thác ở điều kiện nhiệt độ cao và áp suất cao, dầu vỉa chứa nhiều paraffin, nước vỉa có thành phần khoáng hóa cao với các ion gây sa lắng vô cơ (calcium, bicarbonate, carbonate) lớn nên hệ số thu hồi dầu trên mỏ, trên giếng không đạt như kỳ vọng. Kết quả đánh giá hiện tại và dự báo khai thác đến năm 2035 cho thấy sản lượng suy giảm rất nhanh chỉ còn khoảng dưới 2 triệu tấn/năm [1]. Vì vậy, ngoài việc triển khai nghiên cứu áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu, cần tiến hành đánh giá và lựa chọn ứng dụng các giải pháp công nghệ kỹ thuật tối ưu để gia tăng sản lượng tại giếng khai thác như phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng, xử lý lắng đọng muối trong giếng và thiết bị lòng giếng.

Việc áp dụng phương pháp xử lý cặn sa lắng trong lòng giếng, thiết bị lòng giếng và vùng cận đáy giếng khai thác bằng các acid tại các mỏ dầu khí ở Việt Nam đã cho thấy hiệu quả rất tích cực, đóng góp quan trọng vào sản lượng gia tăng của các giếng, các mỏ trong hơn 25 năm qua [2, 3]. Mục tiêu của nghiên cứu này là tổng hợp, phân tích và đánh giá cơ chế nhiễm bẩn trong giếng, vùng cận đáy giếng của các giếng khai thác, của các mỏ dầu. Đánh giá kết quả áp dụng phương pháp xử lý trong lòng giếng, vùng cận đáy giếng đối với các giếng khai thác tại một số mỏ thuộc bể Cửu Long và bể Nam Côn Sơn để lựa chọn giải pháp xử lý tối ưu dựa trên các bài học kinh nghiệm. Nghiên cứu đã tiến hành đánh giá các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Thỏ Trắng, Sư Tử Đen, Sư Tử Nâu, Cá Ngừ Vàng, Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng, Đại Hùng… từ tính chất địa chất, thành phần thạch học, thành phần chất lưu vỉa, các biến đổi thông số thủy động lực học vùng cận đáy giếng, sản lượng khai

*Ngày nhận bài: 23/6/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 23/6 - 26/7/2022. Ngày bài báo được duyệt đăng: 26/7/2022.*

thác, cấu trúc giếng, đến lịch sử sửa chữa giếng để có thể tìm ra cơ chế nhiễm bẩn chính của giếng. Nghiên cứu tiến hành đánh giá chi tiết các quy trình công nghệ xử lý trong giếng và vùng cận đáy giếng đã áp dụng tại mỏ, các hệ hóa phẩm đã sử dụng để tìm ra nguyên nhân thành công, thất bại và các tồn tại trong quá trình xử lý. Từ đó, rút ra bài học kinh nghiệm cho công tác quản lý và đề xuất quy trình xử lý tối ưu cho khai thác mỏ.

## 2. Đánh giá cơ chế nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng

Trong quá trình khoan, hoàn thiện giếng, khai thác dầu, sửa chữa và xử lý giếng đều có thể gây ra hiện tượng nhiễm bẩn lòng giếng, thành hệ vùng cận đáy giếng ở các mức độ khác nhau dẫn đến giảm sản lượng và hiệu quả khai thác của giếng [4]. Để lựa chọn được giải pháp xử lý tối ưu, cần tiến hành nghiên cứu, phân tích chính xác cơ chế nhiễm bẩn giếng và vỉa.

Tại các mỏ dầu khí ở Việt Nam hiện có rất nhiều giếng khai thác được hoàn thiện trên 3 đối tượng: Miocene, Oligocene và móng. Trong đó, số giếng khai thác ở tầng móng chiếm tỷ lệ cao. Chỉ tính riêng tầng móng mỏ Bạch Hổ đã có trên 250 lượt xử lý vùng cận đáy giếng được thực hiện bằng các dung dịch acid muối, acid sét, tổng hợp acid muối và acid sét, nhũ tương dầu - acid, nhũ tương khí dầu acid, bọt acid. Tại mỏ Đại Hùng (bể Nam Côn Sơn), các giải pháp xử lý acid vùng cận đáy giếng chỉ tập trung cho đối tượng trầm tích còn đối tượng carbonate vẫn tiềm ẩn nhiều rủi ro nên chưa được tiến hành xử lý. Phạm vi và đối tượng của nghiên cứu này chủ yếu tập trung làm rõ các cơ chế nhiễm bẩn chính cho 3 đối tượng móng, Miocene, Oligocene trong các giếng khai thác tại các mỏ dầu thuộc bể Cửu Long và bể Nam Côn Sơn.

Thực tế tại các mỏ dầu khí ở Việt Nam cho thấy có rất nhiều nguyên nhân dẫn đến tình trạng sa lắng trong giếng hoặc nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng như sa lắng do quá trình khoan, khai thác, thay đổi thủy động lực học của chất lưu trong vỉa/trong giếng, tính chất của thành hệ... Có thể liệt kê một số nguyên nhân chính gây nhiễm bẩn như sau:

- Do các muối vô cơ từ quá trình tương tác không tương thích giữa các nguồn nước, quá trình thay đổi thủy động lực học vùng cận đáy giếng, các khoáng vật vô cơ từ đá vỉa.

- Do cát bở rời từ thành hệ yếu, dịch chuyển và tích tụ của hạt sét mịn, hạt rắn hoặc các khoáng vật đá trong quá trình khai thác.

- Do quá trình hình thành nhũ tương, trương nở sét bởi các nguồn nước xâm nhập, thay đổi tính chất dính ướt của đá vỉa, thay đổi dòng chảy trong giếng và vùng cận đáy giếng [5].

- Do các hóa chất xử lý giếng, dung dịch khoan, quá trình sửa giếng và bắn mìn khi khoan và mở vỉa gây trương nở sét, tạo kết tủa thứ cấp, xâm nhập vào các kênh dẫn của vỉa, bít nhét vùng cận đáy giếng và lắng đọng cặn tại thiết bị lòng giếng.

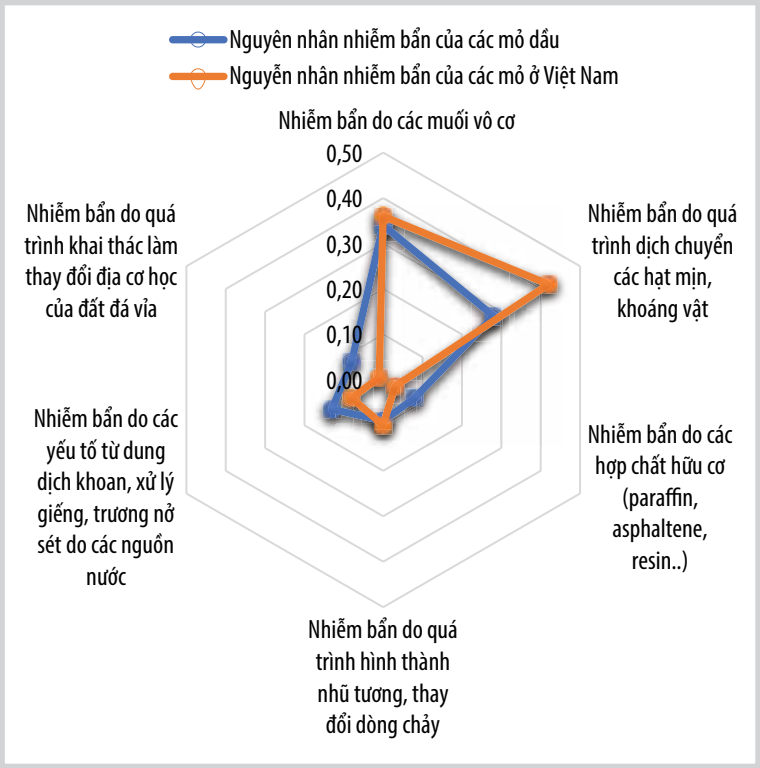
- Do lắng đọng, tích tụ các hợp chất hữu cơ như paraffin, asphaltene, nhựa… trong quá trình khai thác.

- Do quá trình khai thác làm thay đổi tính chất địa cơ học của đất đá, thay đổi hệ số nén của đá vỉa.

Nghiên cứu đã thu thập, tổng hợp và đánh giá hiện trạng mỏ từ đặc điểm địa chất, thành phần thạch học,

***Bảng 1.*** *Tài liệu thống kê cơ chế nhiễm bẩn tại các mỏ ở bể Cửu Long và bể Nam Côn Sơn*

| TT | Mỏ | Số lần xử lý giếng và xử lý acid | Cơ chế nhiễm bẩn, sa lắng |
|---|---|---|---|
| 1 | Bạch Hổ | 978 | Nhiễm bẩn vỉa bởi các muối vô cơ, sét, khoáng vật đá, nhũ tương |
| 2 | Rồng | 112 | Nhiễm bẩn vỉa bởi các muối vô cơ, sét, khoáng vật đá, nhũ tương |
| 3 | Thỏ Trắng | 243 | Sa lắng các muối vô cơ trong lòng giếng do quá trình không tương thích |
| 4 | Nam Rồng - Đồi Mồi | 16 | Nhiễm bẩn vỉa bởi các muối vô cơ, sét, khoáng vật đá, nhũ tương |
| 5 | Gấu Trắng | 5 | Nhiễm bẩn vỉa bởi các muối vô cơ, sét, khoáng vật đá, nhũ tương |
| 6 | Cá Tầm | 4 | Nhiễm bẩn vỉa bởi yếu tố thành hệ yếu, bở rời |
| 7 | Đại Hùng | 10 | Nhiễm bẩn vỉa bởi sét, khoáng vật đá, nhũ tương, các muối vô cơ |
| 8 | Ruby | 6 | Nhiễm bẩn do quá trình sa lắng muối vô cơ và cặn bẩn do quá trình khai thác |
| 9 | Pearl | 1 | Nhiễm bẩn do quá trình sa lắng muối vô cơ và cặn bẩn do quá trình khai thác |
| 10 | Diamond | 2 | Nhiễm bẩn do quá trình sa lắng muối vô cơ và cặn bẩn do quá trình khai thác |
| 11 | Sư Tử Đen | 5 | Quá trình tự sa lắng của các muối vô cơ do quá trình khai thác |
| 12 | Sư Tử Vàng - Sư Tử Nâu Nam | 3 | Quá trình tự sa lắng của các muối vô cơ do quá trình khai thác |
| 13 | Cá Ngừ Vàng | 1 | Quá trình tương tác không tương thích giữa các nguồn nước |
| 14 | Hải Sư Đen - Hải Sư Trắng | 3 | Nhiễm bẩn do quá trình sa lắng muối vô cơ, sét và khoáng vật, thay đổi dòng chảy |




***Hình 1.*** *Nguyên nhân nhiễm bẩn của các mỏ ở Việt Nam và thế giới.*

thành phần chất lưu vỉa, tính chất đá vỉa, thông số công nghệ mỏ, công nghệ khai thác và hơn 820 báo cáo xử lý giếng, vùng cận đáy giếng của các mỏ (Bảng 1).

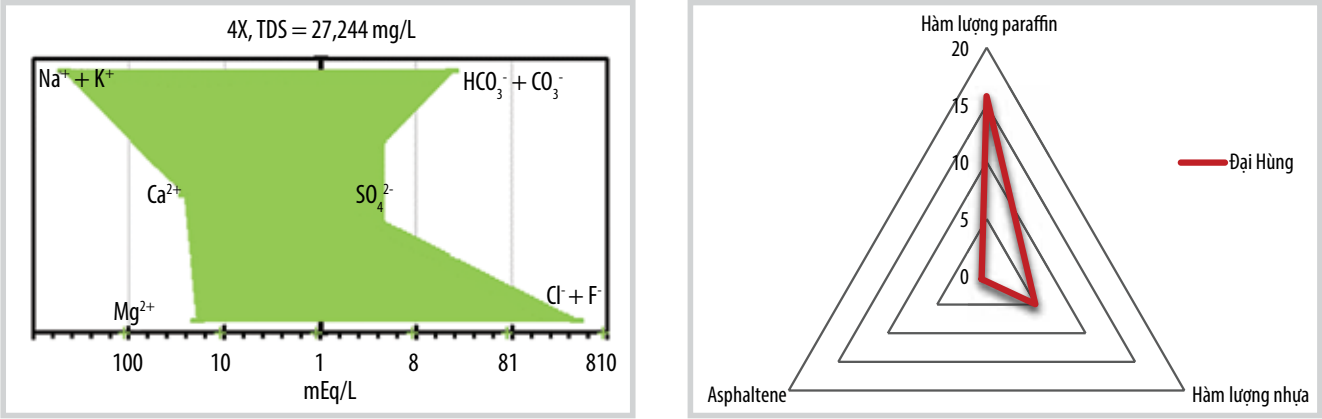
Dựa trên kết quả nghiên cứu và phân tích thành phần của các mẫu cặn sa lắng được lấy từ các giếng khai thác, nhiễm bẩn giếng có thể chia thành 2 loại chính: nhiễm bẩn vô cơ và nhiễm bẩn hữu cơ [6]. Nhiễm bẩn vô cơ do các muối vô cơ lắng đọng và được hình thành từ các cation, các anion sa lắng có trong nước vỉa, nước khai thác, nước bơm ép phản ứng không tương thích lẫn nhau để tạo thành các kết tủa, hoặc do quá trình tương tác giữa đất đá thành hệ với các nguồn nước trong vỉa/trong giếng làm tăng nồng độ của các ion gây sa lắng dưới điều kiện khai thác nhiệt độ cao và quá trình giảm áp đột ngột dẫn đến tạo kết tủa và sa lắng của các muối carbonate, sulfate. Lắng đọng vô cơ chủ yếu là cặn của các muối sulfate và carbonate như: $CaCO_3$, $CaSO_4$, $BaSO_4$, $SrSO_4$ và một số loại muối silicate hoặc các muối từ sắt [6]. Cặn sa lắng thứ cấp hình thành do các quá trình mất dung dịch khoan chứa hàm lượng $CaCl_2$ lớn, xử lý nút vỉa thủy lực, xử lý loại bỏ lắng đọng muối, quá trình dập giếng… Ngoài ra, cặn sa lắng trong vùng cận đáy giếng và lòng giếng có thành phần từ cát, bột kết và các khoáng vật sét xâm nhập qua thành hệ, gây bít nhét các kênh dẫn và sa lắng trong vùng cận đáy giếng, trong giếng và hệ thống khai thác [4]. Cấu trúc của cặn sa lắng hỗn hợp hữu cơ và vô cơ có thể là dạng xếp lớp giữa 2 loại nhiễm bẩn vô cơ và hữu cơ, hoặc dạng kết hợp tự do. Trong đó, nhiễm bẩn hữu cơ đóng vai trò như chất keo tụ, kết dính để tạo ra mạng lưới với cặn sa lắng vô cơ. Việc kết hợp giữa các loại nhiễm bẩn đồng thời của 2 dạng sa lắng vô cơ và hữu cơ gây khó khăn và cản trở hiệu quả của việc xử lý trong giếng, xử lý vùng cận đáy giếng. Đây là nguyên nhân chính làm cho công tác xử lý giếng bằng các hệ acid vô cơ không thành công. Vì vậy, để tối ưu công nghệ xử lý trong lòng giếng và vùng cận đáy giếng cần xác định nguồn gốc, cơ chế chính gây nhiễm bẩn và lắng đọng, thành phần của tác nhân gây nhiễm bẩn để lựa chọn hóa phẩm hay quy trình xử lý phù hợp.

Từ tài liệu mỏ thu thập được, nhóm tác giả phân loại cơ chế nhiễm bẩn cho từng mỏ, sau đó căn cứ trên tỷ trọng số lượng giếng bị nhiễm bẩn để xây dựng trọng số cho các nguyên nhân nhiễm bẩn của các mỏ ở Việt Nam (Hình 1). Nguyên nhân nhiễm bẩn của các mỏ ở bể Cửu Long và bể Nam Côn Sơn chủ yếu là do muối vô cơ, hạt sét mịn và khoáng vật đá dịch chuyển gây bít nhét cổ lỗ rỗng, lỗ rỗng của vùng cận đáy giếng và tích tụ, sa lắng trong thiết bị lòng giếng.

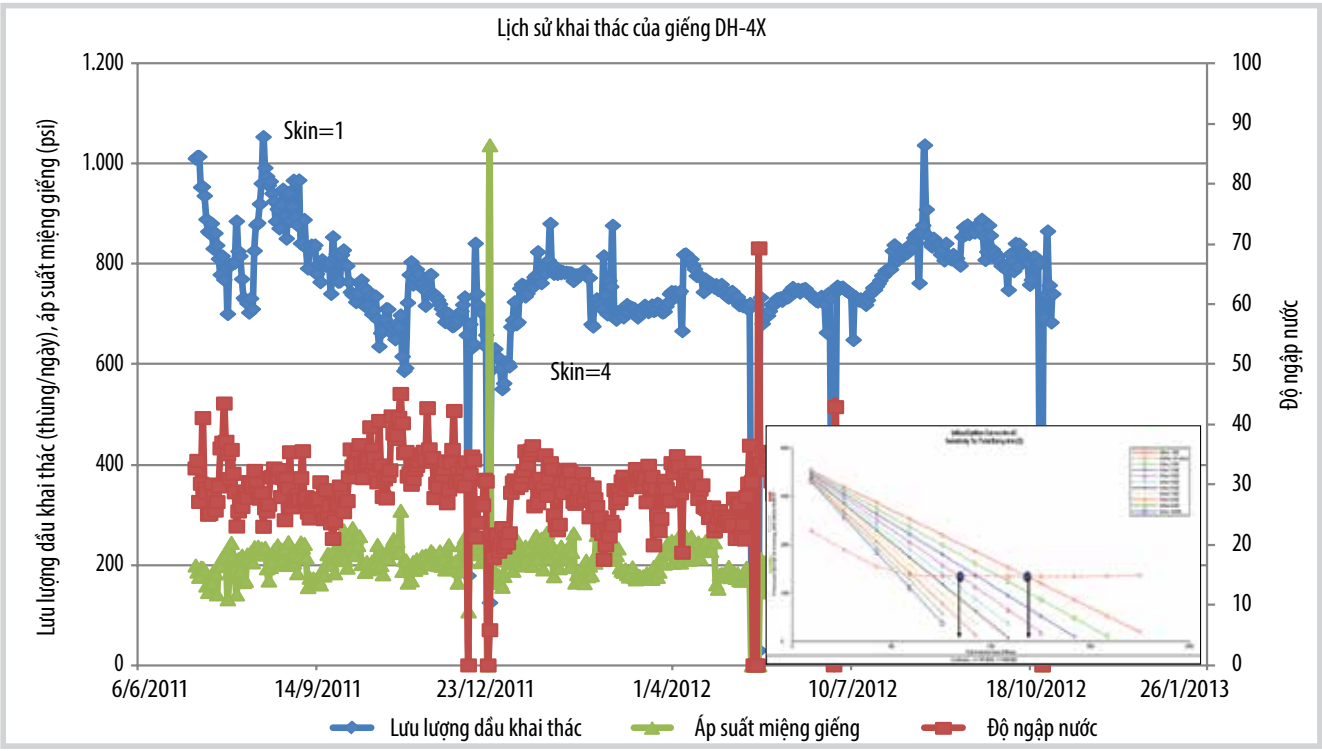
Theo đánh giá chi tiết, mỏ Đại Hùng đại diện cho cơ chế nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng và trong lòng giếng do sự dịch chuyển và tích tụ của hạt sét mịn, hạt rắn hoặc các khoáng vật đá trong quá trình khai thác. Mỏ Thỏ Trắng đại diện cho cơ chế bị nhiễm bẩn do quá trình không tương thích giữa các nguồn nước. Mỏ Cá Ngừ Vàng đại diện cho cơ chế nhiễm bẩn do quá trình bơm ép nước trộn lẫn không tương thích với nước vỉa có hàm lượng ion gây sa lắng $Ca^{2+}$ cao và quá trình tự sa lắng do thay đổi thủy động lực học vùng cận đáy giếng, đáy giếng đến miệng giếng khai thác.

### *2.1. Nguyên nhân gây nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng do dịch chuyển và tích tụ của hạt sét mịn, hạt rắn hoặc các khoáng vật đá trong quá trình khai thác như mỏ Đại Hùng*

Lưu lượng dầu khai thác của giếng DH-4X trong giai đoạn từ tháng 7 - 12/2011 giảm từ 900 - 1.000 thùng/ngày xuống còn 720 - 750 thùng/ngày [2]. Kết quả phân tích thành phần dầu vỉa với hàm lượng paraffin từ 15 - 18%, asphaltene từ 0,5 - 0,9%, nhựa từ 4,5 - 5% (Hình 2) đã chứng minh khả năng gây sa lắng, nhiễm bẩn ở điều kiện nhiệt độ vỉa (khoảng 120°C) là rất thấp, chỉ có thể gây sa lắng ở nhiệt độ




***Hình 2.*** *Thành phần chất lưu vỉa của mỏ Đại Hùng.*




***Hình 3.*** *Phân tích khai thác và đánh giá hệ số nhiễm bẩn skin của giếng DH-4X.*

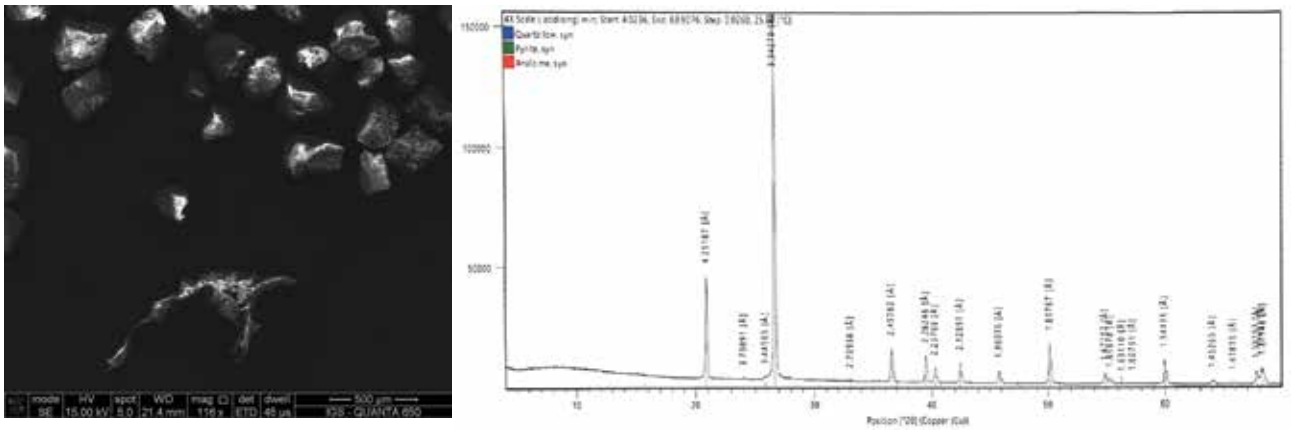
dưới 60°C ở các vị trí trong ống khai thác gần miệng giếng và miệng giếng. Kết quả phân tích cho thấy có dấu hiệu paraffin tại miệng giếng. Thành phần nước vỉa chỉ ra hàm lượng thấp của các ion gây sa lắng ($Ca^{2+}$, $Mg^{2+}$, $SO_4^{2-}$, $HCO_3^-$ + $CO_3^{2-}$) nên nguy cơ gây sa lắng muối vô cơ do quá trình thay đổi thủy động lực học ở cận đáy giếng và đáy giếng không cao (Hình 2).

Nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng được xác định qua phân tích hệ số nhiễm bẩn (hệ số skin), hệ số skin tăng từ 1 lên 4 với các lưu lượng khai thác và thời gian khai thác từ tháng 7 - 12/2011 (Hình 3).

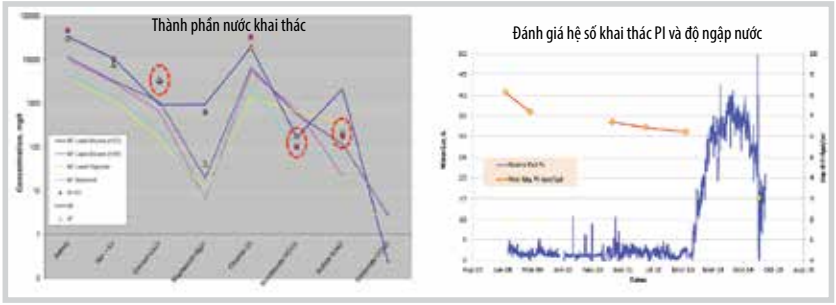
Kết quả phân tích mẫu cặn sa lắng thu được từ quá trình khai thác cho thấy cặn chủ yếu là thạch anh (hàm lượng > 90%), kaolinite, pyrite và khoáng vật analcime (Hình 4). Vì vậy, cơ chế nhiễm bẩn của giếng chủ yếu là do các hạt mịn theo dòng chất lưu từ vỉa dịch chuyển ra vùng cận đáy giếng, ngày càng tích tụ ở đó và làm giảm độ thấm của vùng cận đáy giếng, dẫn tới giảm lưu lượng của giếng. Bên cạnh đó, giếng DH-4X đang khai thác với hàm lượng nước cao 27 - 30% nên có thể đã hình thành hệ nhũ tương nước - dầu dẫn đến hiện tượng cản trở dòng dầu chảy vào giếng và vùng cận đáy giếng.

### *2.2. Nhiễm bẩn do các muối vô cơ từ quá trình tương tác không tương thích giữa nước bơm ép và nước vỉa, quá trình thay đổi thủy động lực học vùng cận đáy giếng như mỏ Cá Ngừ Vàng*

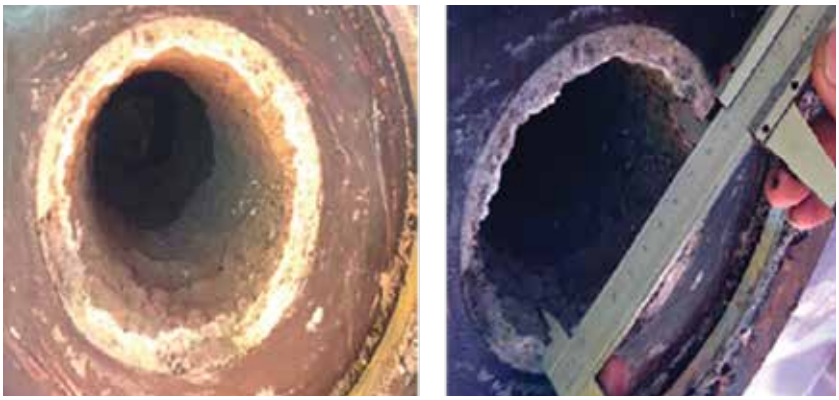
Trong giai đoạn khai thác từ 2013 - 2015, giếng CNV-1P và CNV-3P đều ngập nước nhanh do ảnh hưởng của



***Hình 4.*** *Kết quả phân tích thành phần mẫu cặn sa lắng.*




***Hình 5.*** *Thành phần nước khai thác và mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép đến giếng CNV-1P.*



Sa lắng muối bên trong của choke | Đường kính giảm sau khi sa lắng muối

***Hình 6.*** *Hiện tượng sa lắng muối tại choke của giếng khai thác.*

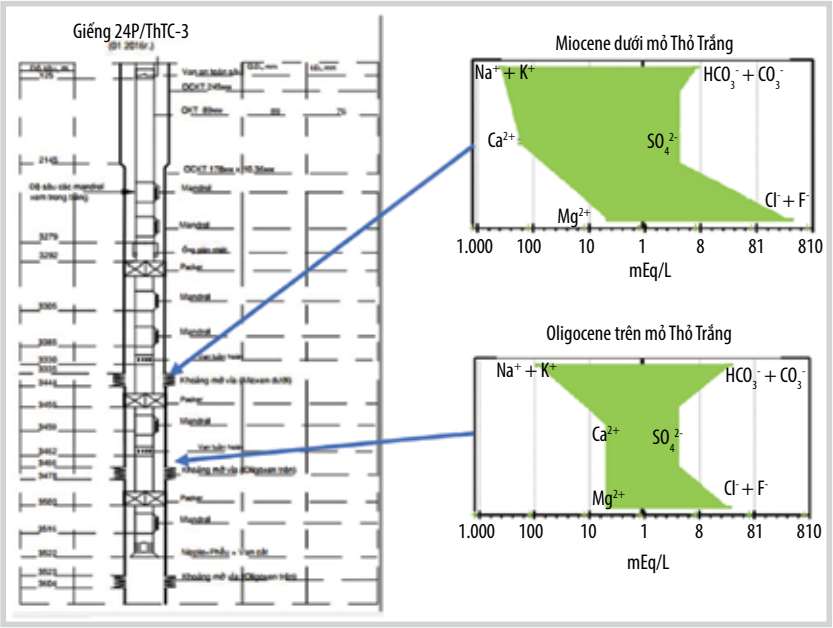
quá trình bơm ép nước từ giếng bơm ép CNV-6P/I [2]. Thành phần các ion của nước khai thác giếng CNV-1P thay đổi theo xu hướng trộn lẫn với nước giếng bơm ép (Hình 5). Ngoài ra, 2 giếng khai thác CNV-1P-ST1 và CNV-3P cũng bị giảm hệ số khai thác (PI) khoảng 50% trong giai đoạn này.

Các nghiên cứu đánh giá và phần mềm dự báo sa lắng muối đã chỉ ra nước trong vỉa chứa hàm lượng $Ca^{2+}$ quá cao (do quá trình mất dung dịch khoan chứa $CaCl_2$ trước đó) đã hòa trộn không tương thích với nước bơm ép xâm nhập vùng cận đáy giếng CNV-1P chứa hàm lượng anion $SO_4^{2-}$ cao tạo thành các muối sa lắng $CaSO_4$ ở vùng cận đáy giếng và đáy giếng khai thác. Do quá trình thay đổi thủy động lực học, pH của giếng khai thác từ đáy giếng lên miệng giếng làm nước khai thác có chứa hàm lượng cation $Ca^{2+}$ cao trở nên quá bão hòa với $CaCO_3$ tạo sa lắng muối trong lòng giếng và các thiết bị bề mặt. Vì vậy, cơ chế nhiễm bẩn của giếng CNV-1P là do quá trình kết hợp 2 loại sa lắng điển hình là $CaSO_4$ chiếm ưu thế ở vùng cận đáy giếng và đáy giếng, $CaCO_3$ chiếm ưu thế trong giếng và thiết bị bề mặt (Hình 6). Trong năm 2015, trên thiết bị bề mặt đã phát hiện ra cặn sa lắng với thành phần chính được phân tích là hỗn hợp của $CaCO_3$ (hàm lượng > 80%) và $CaSO_4$ (hàm lượng > 10%).

### *2.3. Nhiễm bẩn do các muối vô cơ từ quá trình tương tác không tương thích giữa các nguồn nước vỉa trong cùng giếng khai thác như mỏ Thỏ Trắng*

Kết quả phân tích thành phần nước khai thác, nước vỉa của mỏ Thỏ Trắng cho thấy nước vỉa tại đối tượng Oligocene trên có chứa hàm lượng các ion gây sa lắng cao, hàm lượng $HCO_3^-$ và $CO_3^{2-}$ lên đến hơn 2.000 ppm (Hình 7) [2]. Trong khi đó, thành phần nước vỉa tại đối tượng Miocene dưới ghi nhận hàm lượng $Ca^{2+}$ rất cao.

Phần mềm đánh giá sa lắng muối đã chứng minh với điều kiện khai thác ở nhiệt độ cao và quá trình giảm áp mạnh tại các vị trí như vùng cận đáy giếng, đáy giếng và thiết bị lòng giếng cũng như tại van gaslift có sự tham gia của quá trình tách khí thì lượng lớn cặn sa lắng muối vô cơ $CaCO_3$ sẽ được hình thành. Thực tế tại các giếng mỏ Thỏ Trắng đều




***Hình 7.*** *Thành phần nước vỉa và cấu trúc giếng khai thác đồng thời Oligocene trên và Miocene dưới của giếng mỏ Thỏ Trắng.*

có hiện tượng sa lắng muối đồng thời tại đáy giếng ở khoảng khai thác Oligocene trên và Miocene dưới. Nhiễm bẩn trong lòng giếng ThT-24P là do quá trình tương tác không tương thích giữa 2 nguồn nước Miocene và Oligocene. Quá trình tự sa lắng muối $CaCO_3$ của các ion $Ca^{2+}$ và $HCO_3^-$ bởi sự suy giảm áp suất đột ngột tại các vị trí trong giếng, đáy giếng và vùng cận đáy giếng được ghi nhận tại các giếng ThT-6X, 20P, 5X.

## 3. Đánh giá nguyên nhân ảnh hưởng đến hiệu quả xử lý vùng cận đáy giếng và đề xuất quy trình xử lý acid tối ưu

### *3.1. Các phương pháp xử lý giếng và vùng cận đáy giếng*

- Một số nghiên cứu thử nghiệm và giải pháp công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng đã được áp dụng tại các mỏ dầu khí trên thế giới và Việt Nam như: phương pháp cơ học gọi dòng hiệu quả, đặt các packer, đặt cầu hoặc "ball sealers", tạo xung/sóng siêu âm, gia nhiệt lòng giếng, phương pháp kết hợp nút vỉa thủy lực và các hạt chèn, phương pháp xử lý hóa học bằng các hệ acid vô cơ/hữu cơ... đã mang lại hiệu quả gia tăng sản lượng, phục hồi độ thấm và dòng chảy cho các giếng khai thác [7]. Trong đó, phương pháp xử lý giếng hoặc tác động lên vùng cận đáy giếng bằng các hệ hóa phẩm (như xử lý acid, xử lý/ngăn ngừa lắng đọng paraffin/asphaltene, xử lý sa lắng muối) đã mang lại hiệu quả gia tăng sản lượng khai thác tốt nhất và khả thi nhất về kinh tế so với các phương pháp còn lại. Phương pháp xử lý acid là phương pháp bơm hệ hóa phẩm với thành phần chủ yếu là các acid vào trong vỉa làm hòa tan các khoáng vật, cặn sa lắng gây bít nhét để phục hồi, gia tăng độ thấm của vùng cận đáy giếng. Hệ acid thông thường hay được sử dụng là acid clohydric (HCl) để hòa tan các cặn sa lắng, hạt rắn khoáng vật có gốc carbonate hoặc hệ acid kết hợp giữa acid clohydric và acid flohydric (HF/HCl) để hòa tan các khoáng vật đá, cặn sa lắng có gốc silicat như sét, cát bở rời, feldspar. Một số loại acid khác cũng được thử nghiệm như các acid hữu cơ yếu dạng tác nhân chelate, acid ethylene diamine tetra acetic (EDTA), acid glutamic, acid iacetic… để hòa tan các muối vô cơ sa lắng có gốc sulfate. Hệ hóa phẩm để áp dụng trong xử lý acid còn được nghiên cứu và thử nghiệm với các dung dịch kết hợp acid vô cơ và acid hữu cơ để tạo hiệu quả cao. Ngoài ra, trong hệ hóa phẩm xử lý giếng luôn được tích hợp nhiều hợp chất như chất chống ăn mòn, phân tán, các phụ gia để tăng hiệu quả hòa tan. Đặc biệt, các thử nghiệm áp dụng gần đây đã tiến hành kết hợp các chất ức chế sa lắng trong dung dịch acid để tăng hiệu quả xử lý.

Phương pháp xử lý acid trong giếng, vùng cận đáy giếng tại các mỏ thuộc bể Cửu Long và bể Nam Côn Sơn chủ yếu sử dụng hỗn hợp dung dịch acid muối, hỗn hợp dung dịch acid sét, hệ nhũ tương dầu - acid sét, dung dịch bọt - acid sét nhằm hòa tan các cặn vô cơ, hữu cơ, các cặn bẩn từ sét, hạt rắn, sa lắng thứ cấp khác. Các hệ hóa phẩm cho xử lý giếng và vùng cận đáy giếng hiện vẫn tồn tại những vấn đề sau: có tính ăn mòn cao, hiệu quả xử lý không dài, hóa phẩm không thâm nhập được sâu vào vỉa do phản ứng quá nhanh trong quá trình bơm vào giếng khai thác… Đặc biệt, trước khi xử lý giếng và vùng cận đáy giếng chưa tiến hành nghiên cứu đánh giá chi tiết cơ chế nhiễm bẩn vỉa, không định hướng hệ hóa phẩm phù hợp nên sau khi xử lý sản lượng một số giếng không gia tăng và hiệu quả của phương pháp không cao. Công nghệ xử lý acid được chia thành 2 loại chính: rửa acid, xử lý acid vùng cận đáy giếng.

- Rửa acid: Bơm acid vào trong lòng giếng để loại bỏ cặn hòa tan bám trên thành giếng khoan và lỗ bắn vỉa, lắng đọng carbonate, bùn sét tích tụ tại thiết bị lòng giếng, trong lòng giếng.

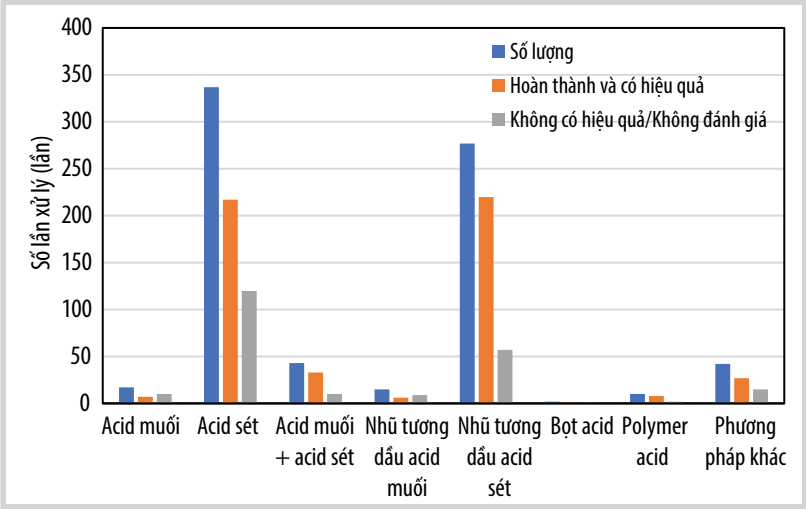
- Xử lý acid vùng cận đáy giếng: Bơm dung dịch chứa hệ acid vô cơ/hữu cơ vào hệ thống khe nứt, kênh dẫn của vùng vỉa lân cận đáy giếng với áp suất bơm nhỏ hơn áp suất phá vỡ vỉa để thông qua cơ chế hòa tan, phục hồi

hoặc làm tăng độ thấm của vùng vỉa chứa này [6]. Với đá chứa carbonate, xử lý acid có tác dụng tạo ra hoặc mở rộng các kênh dẫn tiến sâu vào bên trong vỉa sản phẩm. Với đá chứa lục nguyên, xử lý acid giúp loại bỏ nhiễm bẩn, phục hồi độ thấm nguyên trạng của vỉa chứa vùng cận đáy giếng; mở rộng hệ thống kênh dẫn, tăng độ thấm cho vùng vỉa này. Ngoài việc bơm hệ acid vô cơ/hữu cơ vào trong vỉa thì còn có thể kết hợp phương pháp này với phương pháp nứt vỡ thủy lực, bơm ép cùng bọt khí, nhũ tương dầu - acid, các hệ chất hoạt động bề mặt, polymer, enzyme, hệ không acid để tăng hiệu quả của phương pháp.

### *3.2. Hiệu quả xử lý giếng, vùng cận đáy giếng bằng các hệ acid tại các mỏ thuộc bể Cửu Long và bể Nam Côn Sơn*

Hiệu quả của xử lý acid vùng cận đáy giếng phụ thuộc chủ yếu vào tính chất thành phần thạch học, tính chất thấm chứa, thành phần cặn sa lắng, thủy động lực học của vùng cận đáy giếng và mức độ ngập nước của giếng. Các yếu tố này sẽ quyết định lựa chọn hệ hóa phẩm và công nghệ xử lý phù hợp. Các hợp chất calcite, sulfate, dolomite, siderite, quartz, natri feldspar, kali feldspar, kaolinite, montmorillonite từ đá vỉa, cặn sa lắng vùng cận đáy giếng, trong lòng giếng cần được tập trung nghiên cứu và làm rõ để có thể đưa ra được công thức, thành phần hóa học phù hợp cho hệ hóa phẩm và các công đoạn bơm ép, xử lý cho giếng khai thác gặp sự cố. Trong phạm vi nghiên cứu, các yếu tố/tính chất địa chất, thạch học, công nghệ mỏ của vùng cận đáy giếng/khu vực xử lý được tập trung làm rõ và phân tích chi tiết để xác định các trường hợp xử lý thành công và thất bại điển hình cũng như các yếu tố chính ảnh hưởng đến quá trình xử lý.

Công nghệ xử lý giếng và xử lý acid được áp dụng nhiều và khá thành công ở các mỏ Bạch Hổ [3], Rồng, Thỏ Trắng do Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" quản lý. Riêng tại Vietsovpetro trong giai đoạn khai thác từ 1988 - 2020 đã thử nghiệm và áp dụng xử lý vùng cận đáy giếng bằng phương pháp acid hơn 823 lần. Trong giai đoạn 2007 - 2012, các nhà điều hành dầu khí ở Việt Nam đã tiến hành thử nghiệm xử lý acid vùng cận đáy giếng bằng hệ dung dịch acid sét và nhũ tương dầu - acid sét và thu được kết quả tốt với tỷ lệ thành công trên 70%.



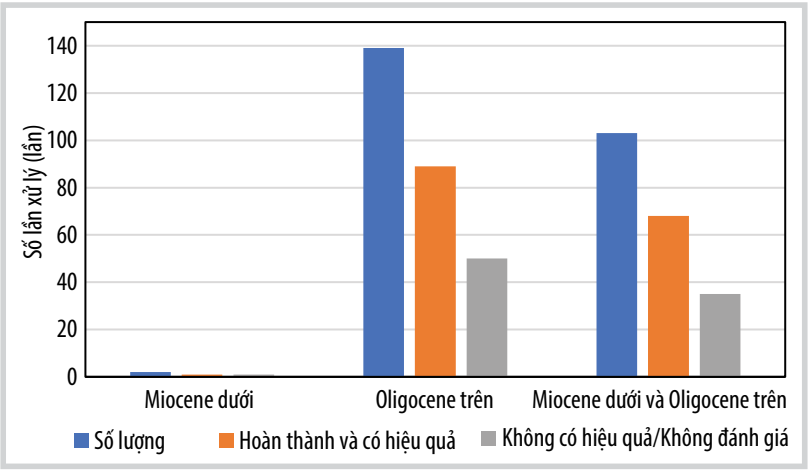

***Hình 8.*** *Các phương pháp xử lý acid tại mỏ Bạch Hổ.*

Phương pháp rửa acid bằng acid muối và acid hữu cơ chủ yếu tập trung cho mỏ Thỏ Trắng trong giai đoạn 2014 - 2020 đã đem lại hiệu quả tốt trong thời gian đầu bị nhiễm bẩn. Nguyên nhân có thể do tần suất phải xử lý bằng acid quá cao dẫn đến hư hỏng ống khai thác, thiết bị khai thác và quá trình nhiễm bẩn muối vô cơ tăng cường làm sản lượng bị suy giảm nhanh. Mức độ thành công với các giếng khai thác tại mỏ Thỏ Trắng khoảng trên 64%. Trong giếng khai thác đơn tầng, cặn sa lắng chủ yếu tập trung tại khoảng mở vỉa Oligocene dưới, còn với giếng khai thác đa tầng thì cả hai khoảng Miocene trên và Oligocene dưới đều có cặn sa lắng $CaCO_3$. Phương pháp xử lý ở Việt Nam chủ yếu là bơm ép vào giếng và không thực hiện "coil tubing" nên mức độ tiếp xúc và hòa tan của acid chưa lớn như kỳ vọng [7].

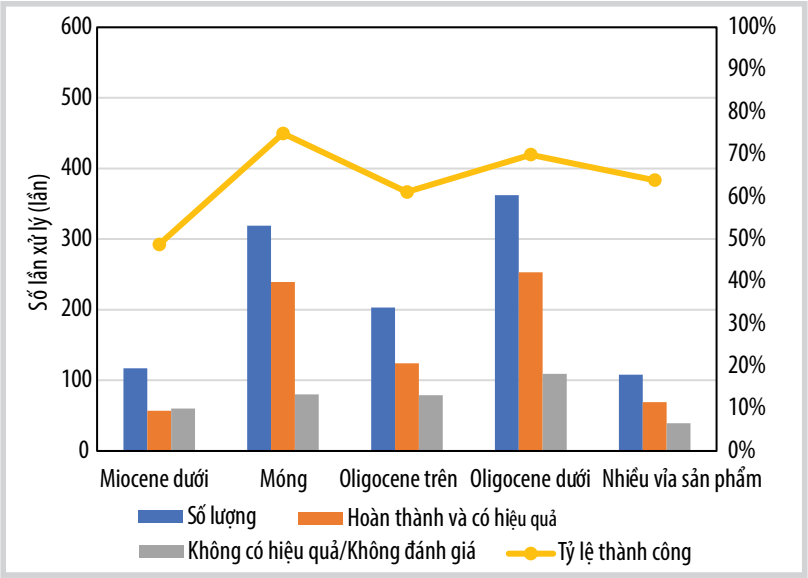
Kết quả đánh giá hiệu quả xử lý acid tại các đối tượng khai thác của các mỏ đã chứng minh đối tượng móng tại các mỏ có hiệu quả xử lý acid cao nhất, trên 75%, sau đó là đối tượng Oligocene dưới với hơn 70% (Hình 10). Với trầm tích Miocene, kết quả xử lý cho thấy rủi ro rất cao và tỷ lệ thành công chỉ khoảng 50%.

Bể Nam Côn Sơn, mỏ Đại Hùng đã áp dụng công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng bằng phương pháp bơm hệ dung dịch acid sét kết hợp dầu diesel cho các giếng khai thác. Kết quả cho thấy giải pháp bơm nhũ tương dầu diesel - acid đã giúp xử lý nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng và đưa 6/8 giếng ngầm khai thác trở lại ổn định với lưu lượng gia tăng 12 - 40%.

Một số giếng khai thác và bơm ép tại bể Cửu Long cũng áp dụng các phương pháp xử lý giếng như xử lý cặn sa lắng trong lòng giếng, xử lý vùng cận đáy giếng đều bằng hệ acid vô cơ/hữu cơ nhưng hiệu quả chưa đạt như kỳ vọng, có trường hợp còn làm ảnh hưởng đến các thiết bị lòng giếng do bị ăn mòn hoặc gây sự cố khi hoạt động trở lại. Nghiên cứu đã




***Hình 9.*** *Đánh giá hiệu quả của phương pháp xử lý acid tại mỏ Thỏ Trắng.*




***Hình 10.*** *Đánh giá hiệu quả của phương pháp xử lý acid theo các đối tượng khai thác tại các mỏ bể Cửu Long.*

tiến hành phân tích chi tiết các yếu tố thạch học, thủy động lực học và tính chất thấm chứa, dẫn động của vùng cận đáy giếng để làm rõ nguyên nhân ảnh hưởng đến hiệu quả xử lý.

### *3.3. Nguyên nhân ảnh hưởng đến hiệu quả xử lý acid vùng cận đáy giếng và đề xuất quy trình xử lý tối ưu*

Kết quả đánh giá cho thấy một số giếng xử lý acid vùng cận đáy giếng không thành công tại đối tượng khai thác Miocene dưới có hàm lượng khoáng vật kaolinite trong sét cao hơn nhiều so với giếng thành công. Điều này đã được chứng minh bởi khả năng hòa tan của acid với khoáng vật kaolinite là yếu so với các loại khoáng vật khác trong sét [8].

Kết quả từ các giếng thành công đại diện cho đối tượng móng đã cho thấy yếu tố thủy động lực, tính chất thấm chứa tại vùng cận đáy giếng có tác động quan trọng đến hiệu quả xử lý bằng hệ acid. Áp suất đáy giếng, chênh áp giữa áp suất đáy giếng và áp suất vỉa của các giếng thành công và không thành công tại móng cũng như kết quả phân tích tính toán độ thấm tại giếng cho thấy xử lý acid vùng cận đáy giếng tại móng phù hợp với các giếng có độ thấm hoặc kênh nứt nẻ lớn (Hình 12).

Từ các nguyên nhân thành công và không thành công của xử lý acid vùng cận đáy giếng, nhóm tác giả có nhận định như sau:

Đánh giá nguyên nhân nhiễm bẩn tại giếng và vùng cận đáy giếng chưa chính xác do:

+ Đa số mỏ ở bể Cửu Long và bể Nam Côn Sơn chưa tiến hành xác định cơ chế nhiễm bẩn vỉa bằng các đánh giá như phân tích khai thác (PI, skin), cơ chế nhiễm bẩn vô cơ/hữu cơ/nhũ tương.

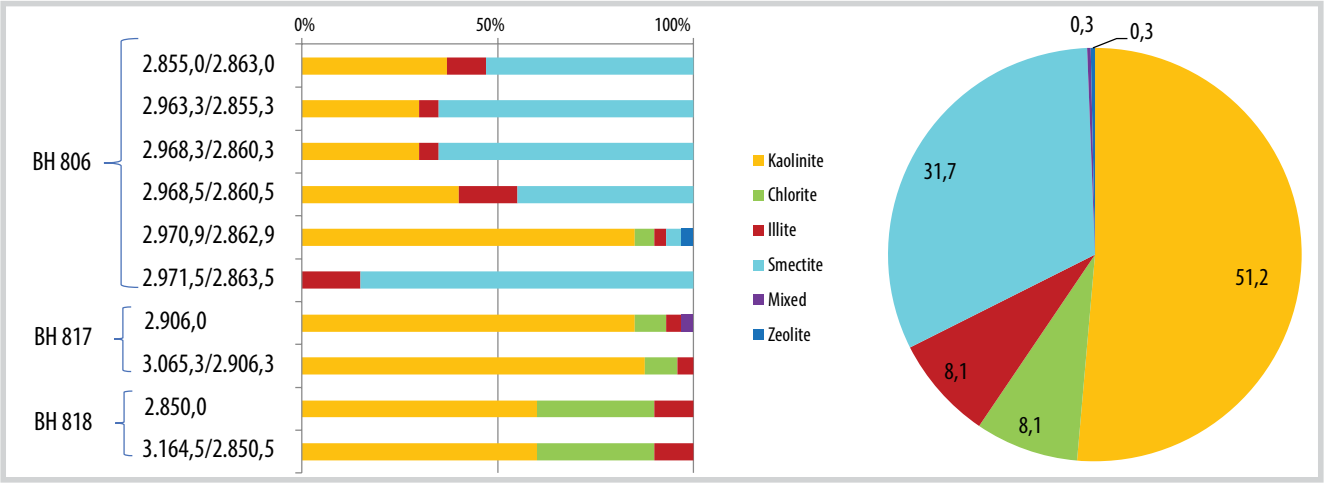
+ Chưa đánh giá được quá trình xâm nhập của nước bơm ép (hàm lượng anion sa lắng $SO_4^{2-}$ cao) nên việc xử lý chỉ bằng acid muối và acid sét không đạt hiệu quả. Những trường hợp muối vô cơ sulfate cần tiến hành xử lý kết hợp tối ưu với các acid hữu cơ và chelate để hòa tan cặn này.

+ Chưa đánh giá đúng thực chất về các giếng khai thác đồng thời nhiều tập vỉa, đặc biệt là các giếng chịu ảnh hưởng từ bơm ép nước tại một số tập vỉa dẫn đến quá trình không tương thích giữa nước bơm ép và nước vỉa ngay trong lòng giếng làm cản trở quá trình xử lý thiết bị lòng giếng, lòng giếng bằng acid HCl/HF. Hoặc do ảnh hưởng của quá trình xâm nhập của nước vỉa và nước bơm ép làm ranh giới dầu nước tại vùng cận đáy giếng nâng lên, tiệm cận với các tầng khai thác của giếng.

+ Đánh giá thành phần thạch học, hàm lượng khoáng vật trong sét cho giếng còn hạn chế nên lựa chọn hệ hóa phẩm xử lý chưa phù hợp. Với những giếng có vùng cận đáy giếng chứa hàm lượng kaolinite, hàm lượng sét tổng cao, tính chất thấm chứa rất kém thì không nên tiến hành xử lý bằng acid.

- Lựa chọn giếng và thực hiện công nghệ xử lý acid chưa đạt hiệu quả cao do:

+ Thiết bị lòng giếng không kín và áp suất vỉa thấp ở các giếng tiềm năng.




***Hình 11.*** *Thành phần các khoáng vật trong sét theo chiều sâu của các giếng không thành công.*

+ Chưa đảm bảo được chênh áp ngoài không vượt quá áp suất làm việc cho phép của "packer" trong bộ thiết bị lòng giếng.

+ Các giếng có hệ số khai thác (PI) thấp, áp suất vỉa thấp dẫn đến không hiệu quả hoặc gọi dòng khó khăn.

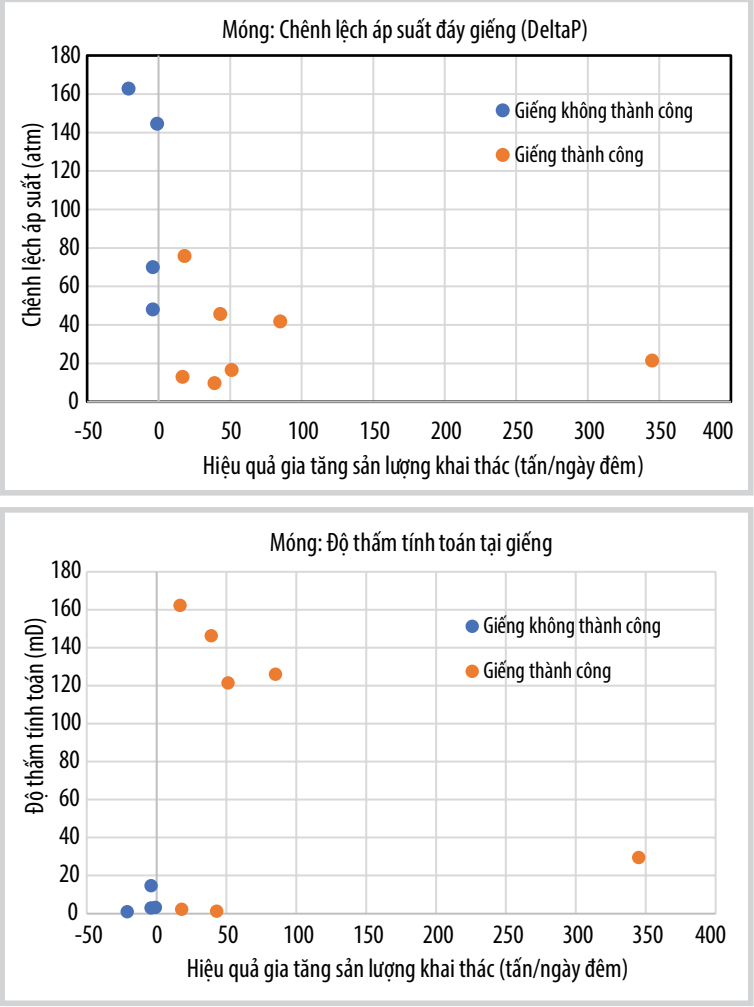
+ Nhiều giếng có ranh giới nước dầu gần giếng, hoặc một số tập vỉa có tính chất thấm chứa tốt đang ngập nước lớn thì các acid sẽ làm tăng độ dẫn thủy tại kênh dẫn nước khiến cho tổng khối lượng chất lưu tăng nhưng sản lượng dầu giảm.

- Hệ hóa phẩm xử lý chưa được tối ưu. Đa số các mỏ tại Việt Nam đều được xử lý với nồng độ khoảng 8 - 15% HCl, 1 - 3% HF, 5% $CH_3COOH$. Nồng độ acid xử lý quá cao - đến 15% HCl, 3% HF, 5% $CH_3COOH$ - chỉ phù hợp với các vỉa chứa có độ thấm cao > 100 mD.

- Lượng acid bị tiêu hao nhanh chóng trong quá trình bơm ép do phản ứng và hấp phụ lên đá vỉa dẫn đến dung dịch tiếp tục xâm nhập vào vỉa nhưng với nồng độ thấp hơn và chứa một lượng đáng kể các sản phẩm phản ứng dẫn đến giảm độ sâu tác động của dung dịch acid vào vỉa, tạo các kết tủa thứ cấp ngay tại vùng cần xử lý.

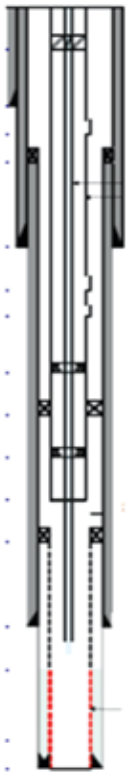
- Cần tiến hành nghiên cứu và áp dụng tối ưu nồng độ acid cho các khoảng độ thấm, đặc biệt cần căn cứ tính chất vỉa chứa, thành phần thạch học và hàm lượng sét khác nhau tại các giếng khai thác.

Từ kết quả đánh giá quy trình xử lý acid tại các giếng thành công và không thành công, đối tượng khai thác móng và Oligocene dưới nên xử lý bằng hệ acid sét và nhũ tương dầu/DO acid sét; đối tượng Miocene dưới nên áp dụng xử lý bằng hệ acid sét. Quy trình xử lý acid tối ưu cho các giếng khai thác dầu ở móng và Oligocene có thể thực hiện theo các bước chi tiết sau:




***Hình 12.*** *Phân tích tính chất thấm, chênh áp của các giếng thành công và không thành công.*

***Bảng 2.*** *Quy trình xử lý acid vùng cận đáy giếng bằng hệ acid tối ưu*

| | |
|---|---|
|  | - Lắp đặt, bơm thử độ kín giữa đường ống, bơm, bồn hóa phẩm…kết nối từ tàu/thiết bị xử lý acid đến đầu giếng;<br>- Dừng giếng, xác định các thông số giếng;<br>- Tính toán và xây dựng chi tiết quy trình bơm ép acid tối ưu;<br>- Lắp đặt thiết bị "coil tubing", nếu áp dụng công nghệ này;<br>- Bơm thể tích tối ưu của DO/dầu/HC (hoặc $NH_4Cl$/HCl/acid hữu cơ/các hóa chất/dung môi/chelate) để hòa tan lắng đọng hữu cơ, vô cơ trong lòng giếng, thiết bị lòng giếng, đáy giếng, bề mặt thành hệ tạo điều kiện cho acid tiếp xúc sâu vào trong đá vỉa ở bước xử lý tiếp theo;<br>- Bơm thể tích tối ưu hỗn hợp acid chính (acid sét/nhũ tương acid sét/acid hữu cơ/hỗn hợp bọt khí - acid/acid muối);<br>- Đóng giếng, ngâm hệ acid trong khoảng thời gian tối ưu để phản ứng và hòa tan. Xác định các thông số giếng, kiểm tra parker;<br>- Bơm thể tích tối ưu của DO/dầu/HC đẩy dung dịch acid vào vùng cận đáy giếng;<br>- Bơm nước bơm ép vào trong vỉa;<br>- Bơm thể tích tối ưu dung dịch $Na_2CO_3$ 15% để trung hòa acid dư;<br>- Tiến hành gọi dòng. |

Bước 1: Nghiên cứu đánh giá lựa chọn giếng xử lý acid

+ Đánh giá tính chất lưu vỉa;

+ Đánh giá tính chất địa chất chung của khu vực;

+ Đánh giá tính chất thạch học, thành phần sét của vùng cận đáy giếng;

+ Đánh giá tính chất thấm chứa của vùng cận đáy giếng và khu vực;

+ Đánh giá các khoảng mở vỉa và tính chất dòng chảy;

+ Đánh giá mức độ xâm nhập của đáy nước, các nguồn nước theo các tập vỉa khai thác;

+ Đánh giá cơ chế sa lắng muối của vùng cận đáy giếng, lòng giếng;

+ Đánh giá thiết bị lòng giếng, quỹ đạo giếng và các thiết bị hoàn thiện giếng;

+ Xác định áp suất và năng lượng của vùng cận đáy giếng;

+ Xác định khả năng thu hồi dầu của giếng trước và sau khi xử lý;

+ Xem xét các khoảng mở vỉa và khai thác trên tài liệu log để dự đoán khả năng xâm nhập của dung dịch acid;

+ Đánh giá khả năng xâm nhập của acid vào trong thành hệ.

Bước 2: Nghiên cứu lựa chọn hệ acid tối ưu với nồng độ phù hợp điều kiện vỉa chứa, thành phần thạch học và cơ chế nhiễm bẩn

+ HF: 3 - 5%;

+ HCl: 8 - 10%;

+ $CH_3COOH$: 2 - 5%;

+ Chất ức chế ăn mòn: 1 - 5%;

+ Chất hoạt động bề mặt: 0,5 - 1%;

+ Acid phụ trợ: 1 - 2%;

+ Các hóa chất phụ trợ khác;

+ Với trường hợp sử dụng hệ nhũ tương dầu - acid thì tỷ lệ bơm đẩy như sau: Nhũ tương dầu/diesel/DO từ 30 - 40%; dung dịch acid từ 60 - 70%.

Bước 3: Tiến hành xử lý acid vùng cận đáy giếng bằng hệ acid tối ưu như quy trình tại Bảng 2.

## 4. Kết luận

Nghiên cứu đã tiến hành đánh giá trên hiện trạng khai thác, các thông tin từ địa chất thạch học, tính chất chất lưu vỉa, công nghệ mỏ, công nghệ khai thác đến cấu trúc giếng của các giếng khai thác dầu, các mỏ thuộc bể Cửu Long và bể Nam Côn Sơn để xác định nguyên nhân chính gây ra tình trạng nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng. Kết quả phân tích và đánh giá đã chỉ ra cơ chế nhiễm bẩn chính của các giếng khai thác ở Việt Nam là do các muối vô cơ với phần nhỏ kết dính hữu cơ, hạt sét mịn và khoáng vật đá dịch chuyển gây bít nhét cổ lỗ rỗng, lỗ rỗng của vùng cận đáy giếng và tích tụ, sa lắng trong thiết bị lòng giếng, thay đổi thủy động lực học dòng chảy và nhũ tương tại vùng cận đáy giếng khai thác.

Quy trình xử lý cặn sa lắng trong giếng, xử lý acid vùng cận đáy giếng đã được đánh giá để xây dựng các mối quan hệ giữa các thông số, đặc trưng điển hình khi áp dụng. Từ đó, đề xuất quy trình tối ưu của phương pháp xử lý acid vùng cận đáy giếng góp phần giảm thiểu rủi ro, nâng cao hiệu quả khai thác các mỏ dầu khí và phục vụ công tác quản lý, điều hành mỏ khi triển khai áp dụng.

**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 v/v 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 lựa chọn các giải pháp công nghệ và thực nghiệm đánh giá các tác nhân nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng trầm tích lục nguyên của các mỏ dầu thuộc bể Cửu Long"*, Viện Dầu khí Việt Nam, 2022.

[2] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, *Báo cáo trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí hàng năm của các mỏ dầu khí (Bạch Hổ, Rồng, Sư Tử Đen, Tê Giác Trắng, Rạng Đông…); Báo cáo và phê duyệt trữ lượng dầu khí (RAR), HIIP; Báo cáo trữ lượng dầu khí cập nhật, Kế hoạch phát triển mỏ đại cương (ODP); Kế hoạch phát triển mỏ (FDP); Kế hoạch phát triển mỏ điều chỉnh của các mỏ thuộc bể trầm tích Cửu Long.*

[3] Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, *"Sơ đồ công nghệ điều chỉnh mới khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ"*, 2018.

[4] D. Brant Bennion, "An overview of formation damage mechanisms causing a reduction in the productivity and injectivity of oil and gas producing formations", *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 41, No. 11, 2002. DOI: 10.2118/02-11-DAS.

[5] Oscar Medina-Erazo, Juan Castaño-Correa, Cristina Caro-Vélez, Richard Zabala-Romero, Bahamón-Pedrosa, Farid Cortés-Correa and Camilo Franco-Ariza, "Disaggregation and discretization methods for formation damage estimation in oil and gas fields: An overview", *Dyna (Medellin, Colombia)*, Vol. 87, No. 213, pp. 105 - 115, 2019. DOI:10.15446/dyna.v87n213.84377.

[6] 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"*, 2016.

[7] Wayne P.Mitchell, Dario Stemberger, and A.N. Martin "Is acid placement through coiled tubing better than bullheading", *SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition, Houston, Texas, 8 - 9 April 2003*. DOI: 10.2118/81731-MS.

[8] P.Komadel and J.Madejová, "Acid activation of clay minerals", *Development in Clay Science*, Vol. 5, pp. 385 - 409, 2013. DOI: 10.1016/B978-0-08-098258-8.00013-4.

# DAMAGE MECHANISM AT NEAR-WELLBORE REGION AND TREATMENT SOLUTIONS FOR PRODUCTION WELLS IN CUU LONG AND NAM CON SON BASINS, CONTINENTAL SHELF OF VIETNAM

**Hoang Long, Nguyen Minh Quy, Phan Vu Anh, Le Thi Thu Huong, Le The Hung, Hoang Linh, Bui Viet Dung, Nguyen Van Do**
Vietnam Petroleum Institute
Email: longh@vpi.pvn.vn

**Summary**

Near-wellbore damage or contamination can be caused by a combination of several mechanisms, including clay swelling, drilling mud loss or change in water saturation, wettability alteration, emulsion blockage, mutual precipitation of soluble salts in the wellbore-fluid filtrate and formation water due to significant and relatively abrupt changes of kinetic parameters like pressure and temperature, deposition of paraffin or asphaltenes, fine migration, etc. In this paper, the main causes of near-wellbore contamination of several wells in the Cuu Long basin are presented.

Based on the analysis of the actual production status of contaminated wells, and the mechanisms of scale formation and fine migration, the most appropriate treatment methods are proposed for production stimulation of the oil wells in the Cuu Long and Nam Con Son basins. Optimal acidising treatment for the near-wellbore region will contribute to minimising risks, improving production efficiency and facilitating field management and operation.

**Key words:** Scale deposition, near-wellbore damage, near-wellbore treatment, acidising treatment Cuu Long basin, Nam Con Son basin.