

VẬN DỤNG CÁC NGUYÊN LÝ ĐIỆN LY KẾT HỢP VỚI CÂN BẰNG PHA VÀ HÓA KEO CHO CÔNG TÁC XỬ LÝ ACID ĐỂ KHÔI PHỤC LƯU LƯỢNG GIẾNG KHAI THÁC

Trần Hồng Nam, Nguyễn Hoàng Đức, Nguyễn Hải An, Phùng Văn Hải, Nguyễn Xuân Lộc

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Email: annh1@pvep.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2023.01-03>

Tóm tắt

Xử lý acid là phương pháp phổ biến để xử lý nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng, giúp phục hồi năng suất của giếng sau thời gian khai thác. Tuy nhiên, công nghệ này cũng tiềm ẩn rủi ro, có thể gây hỏng giếng bởi dễ phát sinh các phản ứng hóa lý hoặc hóa học thứ cấp do lựa chọn không chính xác thành phần và hàm lượng acid. Các phản ứng hóa lý diễn ra trong vỉa chứa chủ yếu là phản ứng điện ly thuận - nghịch nên cần kiểm soát chiều phản ứng theo hướng có lợi.

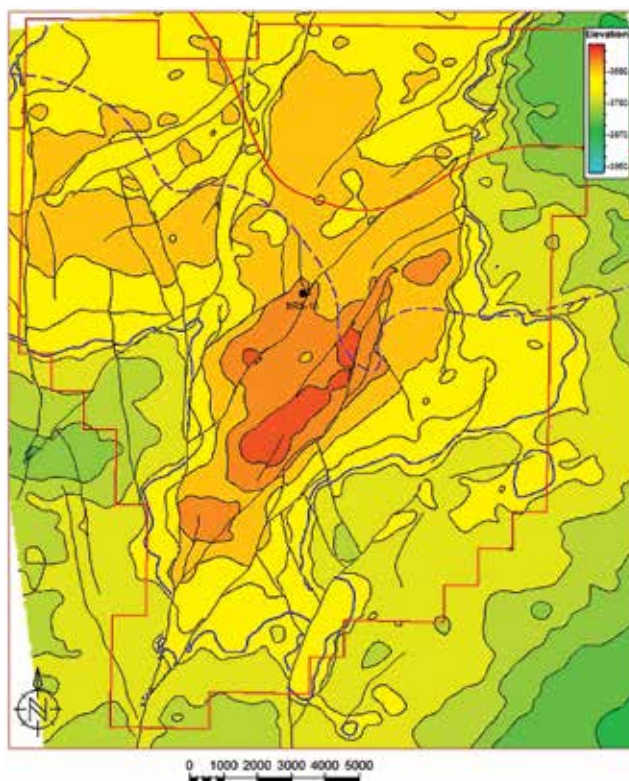
Bài báo giới thiệu việc vận dụng các nguyên lý về cân bằng pha, hóa keo và điện ly để có thể lựa chọn chính xác hệ acid tương thích với thành phần đất đá, chất lưu trong vỉa chứa, đồng thời hạn chế tối đa các phản ứng phụ có thể tạo ra kết tủa hay nhũ tương/chất keo làm bít nhét, phá hủy vỉa. Giải pháp này đã được áp dụng thành công cho giếng khai thác BRS-13 và BRS-18, mỏ Bir Seba, Lô 433a & 416b, Algeria.

Từ khóa: Xử lý acid, cân bằng pha, hóa keo, xử lý cận đáy giếng, khôi phục khai thác, mỏ Bir Seba.

1. Giới thiệu

Mỏ Bir Seba nằm trong vùng Touggourt Algeria, sa mạc Sahara, cách thủ đô Alger khoảng 550 km về phía Đông Nam và cách mỏ Hassi Messaoud khoảng 100 km về phía Đông Bắc [1]. Mỏ được khai thác từ tháng 8/2015, lưu lượng hiện tại đạt khoảng 18.000 thùng dầu/ngày theo cơ chế giảm áp tự nhiên (chưa có sự hỗ trợ của nước bơm ép hoặc hệ thống gas lift) với tổng số 16 giếng khai thác từ đối tượng cát kết tầng Hamra. Tổng trữ lượng dầu thu hồi ước đạt khoảng 8% trữ lượng dầu tại chỗ, tương đương 30% so với tổng lượng dầu có thể thu hồi. Bản đồ đẳng sâu nóc tầng Hamra và sơ đồ vị trí các giếng được thể hiện như Hình 1.

BRS-13 là giếng khai thác chủ lực nằm ở khu vực trung tâm mỏ Bir Seba, có lưu lượng khai thác dầu ban đầu khoảng 2.000 thùng/ngày. Tuy nhiên đến cuối tháng 4/2021, lưu lượng khai thác suy giảm đột ngột xuống còn 700 thùng/ngày. Sau khoảng thời gian đóng giếng cho

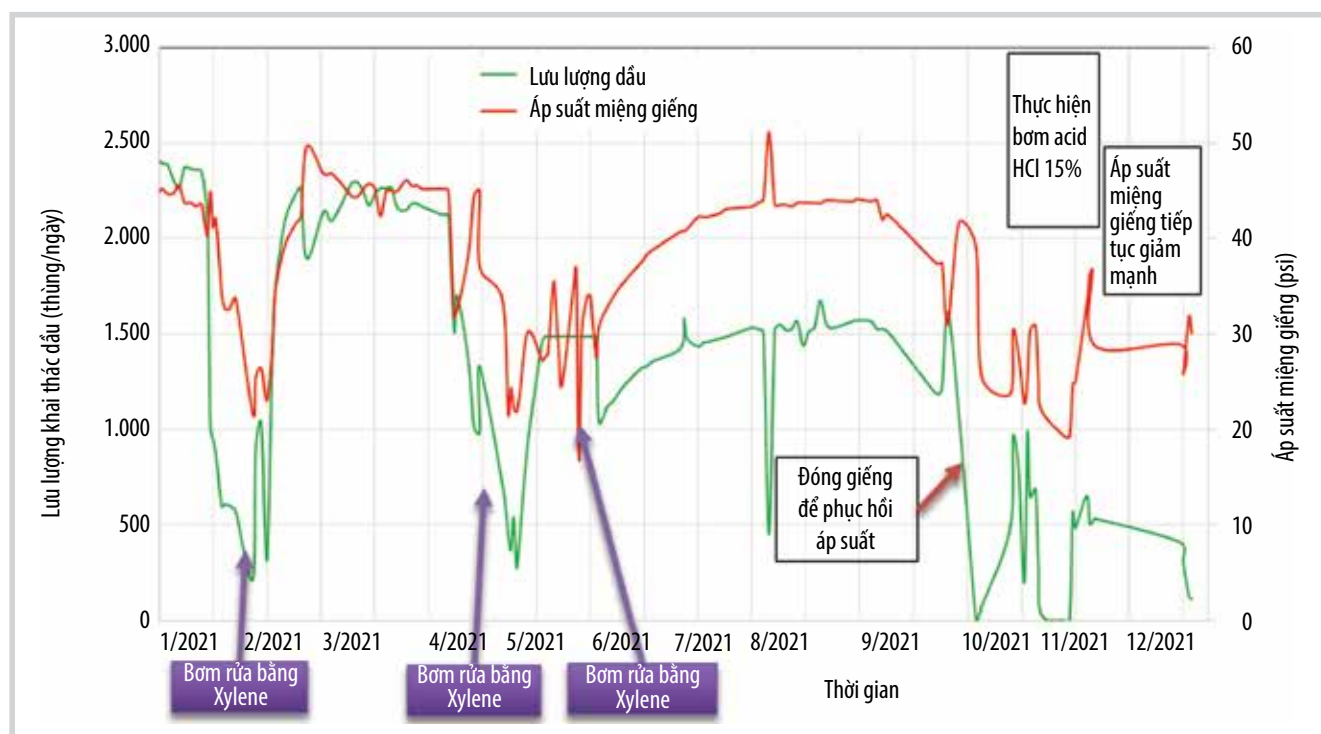


Hình 1. Bản đồ đẳng sâu nóc tầng Hamra và sơ đồ vị trí giếng [2].



Ngày nhận bài: 1/2/2023. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 1 - 28/2/2023.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/11/2023.



Hình 2. Động thái khai thác giếng BRS-13 và các đợt can thiệp giếng [2].

chiến dịch bảo dưỡng toàn mô vào cuối tháng 10/2021, giếng có biểu hiện lưu lượng không ổn định và dừng hẳn (Hình 2) khai thác dẫn tới sản lượng khai thác toàn mô luôn ở mức thấp hơn thiết kế của hệ thống, ảnh hưởng lớn đến hiệu quả kinh tế của dự án. Nhà điều hành đã thực hiện các biện pháp can thiệp giếng như: bơm rửa muối lòng giếng, gọi dòng bằng nitro, xử lý vùng cận đáy giếng bằng bơm dung dịch HCl nồng độ 15% nhằm đưa giếng cho dòng trở lại, nhưng kết quả đều không đạt kỳ vọng. Việc tìm ra giải pháp khôi phục khai thác cho giếng BRS-13 có ý nghĩa rất lớn trong việc đảm bảo kế hoạch sản lượng, duy trì được quỹ giếng theo đúng chiến lược phát triển mỏ.

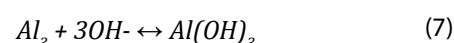
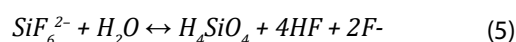
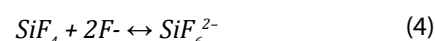
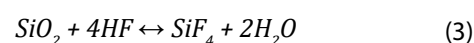
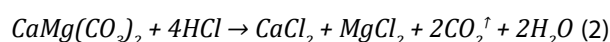
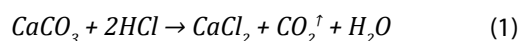
2. Phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng bằng acid

2.1. Nguyên lý cơ bản của phản ứng điện ly

Trong các giải pháp công nghệ xử lý nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng thì phương pháp acid là phổ biến nhất, giúp phục hồi năng suất của giếng sau thời gian khai thác [2]. Tuy nhiên, công nghệ này cũng tiềm ẩn rủi ro khi lựa chọn không chính xác thành phần và hàm lượng acid làm phát sinh các phản ứng phụ, có thể gây hỏng giếng. Các phản ứng hóa lý diễn ra trong vỉa chứa chủ yếu là phản ứng điện ly 2 chiều. Bằng cách nắm vững và vận dụng các nguyên lý về cân bằng pha, hóa keo và điện ly, có thể lựa chọn chính xác hệ acid tương thích với thành phần đất đá, chất lưu trong vỉa chứa, thúc đẩy được chiều phản ứng hóa học như mong muốn, hạn chế tối đa các phản ứng

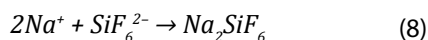
phụ, tránh tạo ra các kết tủa hay nhũ tương/chất keo làm bít nhét phá hủy vỉa.

Các hỗn hợp acid chủ yếu được sử dụng để xử lý vùng cận đáy giếng là dung dịch acid muối (thành phần chủ yếu là HCl) và acid sét (thành phần chính là HF). Dung dịch acid muối có tác dụng hòa tan thành phần carbonate của đá chứa, các lắng đọng muối vô cơ, hòa tan một phần sét đá chứa và sét gây bồi lắng nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng. Còn acid sét hòa tan vật liệu nhiễm bẩn vô cơ có chứa các khoáng sét SiO₂ [3, 4]. Các phương trình phản ứng phổ biến giữa các acid HCl, HF và khoáng vật trong vỉa như sau:



Các phương trình hóa học (3), (4), (5), (6), (7) là phương trình điện ly 2 chiều. Chiều phản ứng sẽ phụ thuộc vào nồng độ các chất tham gia phản ứng, điều kiện nhiệt độ, áp suất diễn ra phản ứng. Nếu không chú ý đến đặc điểm thạch học của vỉa chứa cũng như điều kiện thủy động lực

thì khi bơm acid với nồng độ không thích hợp sẽ gây ra chiều phản ứng ngược hoặc phản ứng phụ không mong muốn như phương trình (8), (9), tạo ra các kết tủa thứ cấp (AlF_3 , $Al(OH)_3$, $CaSiF_6$, Na_2SiF_6 hoặc hình thành nhũ tương...) [5].



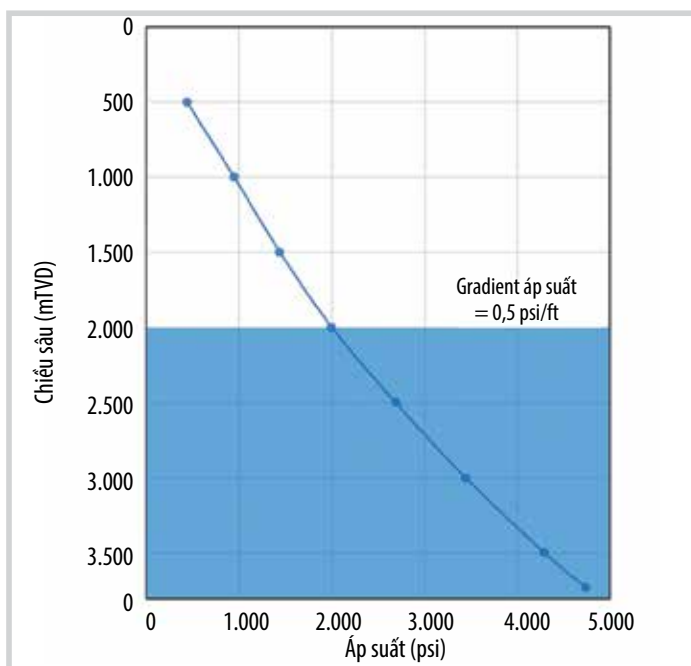
2.2. Xác định các vấn đề ảnh hưởng tới khả năng cho dòng của giếng

2.2.1. Cụm nước cục bộ (water blockage)

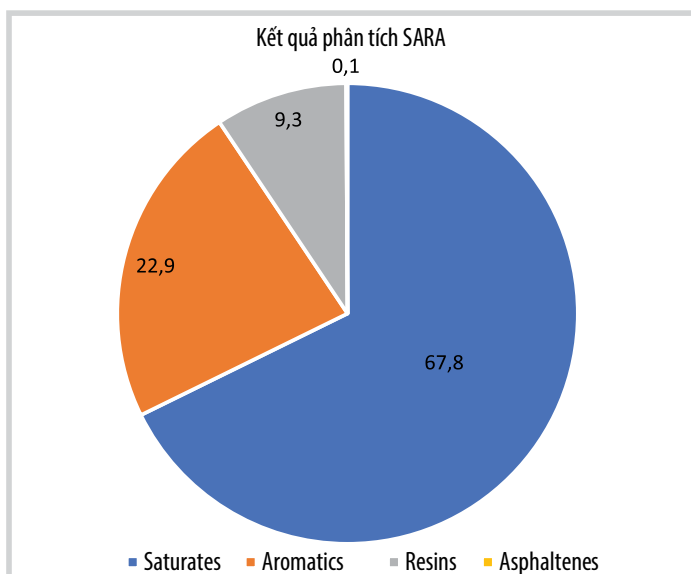
Kết quả khảo sát gradient áp suất tĩnh trong điều kiện ổn định (Hình 3) cho thấy có cột nước xuất hiện từ độ sâu 2.000 m xuống đáy giếng. Từ việc phân tích số liệu khai thác (mở chưa tiến hành bơm ép nước, giếng BRS-13 nằm ở khu vực trung tâm, cách xa ranh giới dầu nước, kết quả phân tích hàm lượng nước...) có thể đây là nước kỹ thuật (tích tụ từ những lần dùng nước kỹ thuật bơm rửa muối trong lòng giếng). Do giếng bị đóng trong chiến dịch đóng mỏ để bảo dưỡng thiết bị (tuần cuối tháng 10/2021), kết hợp với áp suất vỉa bị suy giảm sau khoảng thời gian dài khai thác nên đã gây ra hiện tượng tích tụ lỏng (liquid loading). Đây là nguyên nhân chính dẫn tới sự xuất hiện của cột nước, sau đó nước xâm nhập ngược vào vỉa, tạo thành các cụm nước cục bộ trong vùng lân cận đáy giếng làm suy giảm nghiêm trọng độ thấm hiệu dụng của dầu.

2.2.2. Xuất hiện hỗn hợp keo asphaltene (sludge)

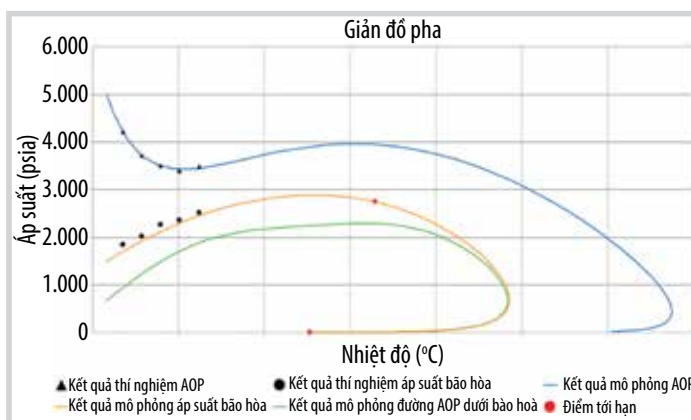
Nhóm tác giả đã sử dụng phương trình trạng thái CPA EOS [4] kết hợp với nguyên lý cân bằng pha để dự báo khả năng mất ổn định của hệ chất lưu. Kết quả cho thấy chất lưu ở mỏ Bir Seba có chứa nhiều thành phần hydrocarbon no (lên tới 67%) dễ tạo asphaltene (Hình 4 và Bảng 1) [6]. Tại điều kiện vỉa ban đầu, chất lưu vỉa ở trạng thái cân bằng 1 pha (dầu). Tuy nhiên, sau khoảng 7 năm khai thác, áp suất vỉa suy giảm mạnh (từ 8.000 psi xuống còn 5.000 psi) dẫn tới áp suất động ở đáy giếng lúc khai thác giảm xuống dưới giá trị áp suất tạo asphaltene (4.800 psi), chất lưu bị phá vỡ trạng thái cân bằng pha ban đầu, có sự xuất hiện của pha mới (pha rắn) là asphaltene (Hình 5) trong ống khai thác. Khi bơm rửa cặn vò cơ bằng HCl nồng độ cao (nhà điều hành đã bơm HCl với nồng độ 15%), nếu gặp asphaltene sẽ tạo thành hỗn hợp keo. Để kiểm chứng vấn đề này, nhóm tác



Hình 3. Kết quả khảo sát áp suất tĩnh của giếng BRS-13 [2].



Hình 4. Kết quả phân tích SARA (saturates, asphaltenes, resins and aromatics) mẫu dầu mỏ Bir Seba [2].



Hình 5. Mô phỏng dự báo điều kiện thành tạo asphaltene bằng phương trình trạng thái EOS [7].



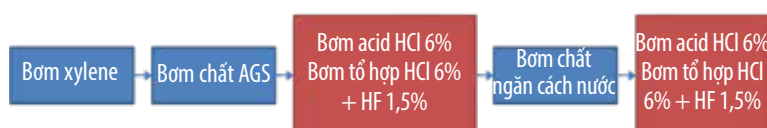
Hình 6. Kết quả thí nghiệm tương tác dầu với HCl 15% [2].

Bảng 1. Kết quả phân tích thí nghiệm áp suất tạo asphaltene

Nhiệt độ (°C)	Áp suất tạo asphaltene (psia)
124	3.490
101	3.400
79	3.500
57	3.720
35	4.220

Bảng 2. Kết quả phục hồi độ thấm bằng tổ hợp acid

Mẫu lõi	Độ thấm ban đầu (mD)	Độ thấm sau khi phục hồi (mD)	Gia tăng độ thấm (%)
#1	7,4	10,5	142
#2	3,0	6,3	210
#3	9,5	13,0	137



Hình 7. Quy trình xử lý vùng cận đáy giếng BRS-13 bằng tổ hợp acid HCl 6% + HF 1,5%.

giả đã tiến hành thí nghiệm, kết quả cho thấy khi HCl có nồng độ cao hơn 6% sẽ tương tác với asphaltene trong dầu vỉa tạo thành hỗn hợp keo hoặc nhũ tương (Hình 6) gây bít nhét vỉa, dẫn tới giếng mất khả năng khai thác.

3. Kết quả xử lý và động thái khai thác giếng

3.1. Nghiên cứu và đề xuất hướng xử lý

Trên cơ sở xác định được nguyên nhân giếng BRS-13 không cho dòng, nhóm tác giả đã tiến hành thí nghiệm trên mẫu lõi và mẫu chất lưu của vỉa để tìm tổ hợp thành phần acid với nồng độ dung dịch thích hợp cho việc xử lý vùng cận đáy giếng bị nhiễm bẩn do dùng dung dịch nặng CaBr₂. Kết quả phân tích thành phần thạch học cho thấy đối tượng đá chứa tầng Hamra có thành phần thạch anh (quartz) chiếm tới 95 - 97%, ngoài ra còn có khoáng vật như calcite, dolomite, barite, halite, kaolinite... Do vậy, cần điều chỉnh giảm nồng độ HCl và sử dụng thêm HF để hòa tan thạch anh theo phương trình (3), (4), (5). Nhóm tác giả đã tiến hành nghiên cứu tối ưu dựa trên phân tích thí nghiệm và kết quả cho thấy, tổ hợp acid HCl 6% + HF 1,5% có thể cải thiện rất tốt độ thấm của vỉa, đạt từ 137 - 210% so với độ thấm ban đầu của mẫu lõi (Bảng 2).

Dựa trên kết quả phân tích này, nhóm tác giả đã thiết kế chương trình xử lý để khôi phục khai thác giếng BRS-13 như sau:

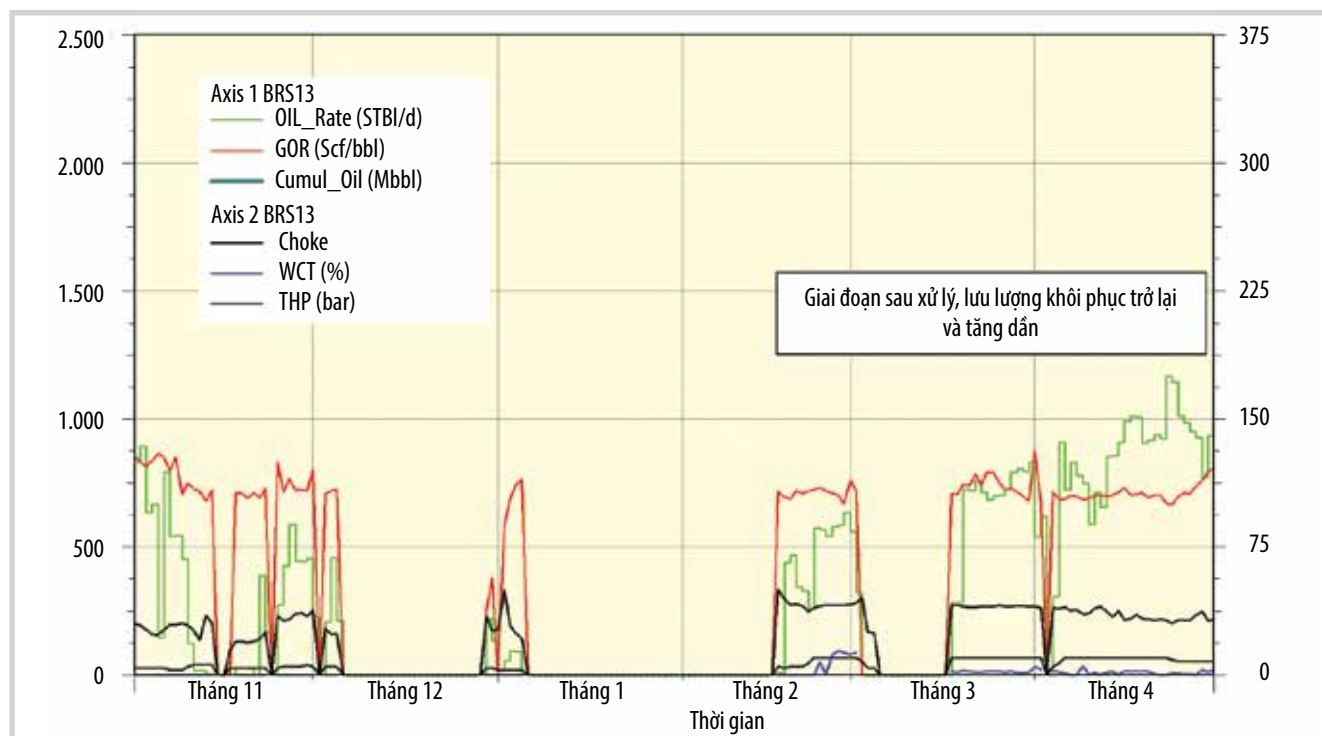
- Sử dụng xylene hoạt tính để hòa tan cặn asphaltene trong giếng, đồng thời làm giảm sức căng bề mặt dầu - nước và làm giảm sự bám dính bề mặt các hạt cặn.
- Sử dụng hợp chất hoạt tính bề mặt AGS (tên thương mại) để làm giảm độ thấm hiệu dụng của nước, ngăn không cho nước xâm nhập vào vỉa.
- Bơm HCl 6% để rửa các hợp chất, phòng ngừa gây kết tủa với HF.
- Bơm tổ hợp HCl 6% + HF 1,5% để xử lý vùng nhiễm bẩn.
- Bơm chất ngăn cách nước.
- Bơm lại tổ hợp HCl 6% + HF 1,5% để xử lý vùng nhiễm bẩn.

3.2. Kết quả xử lý và động thái khai thác giếng BRS-13

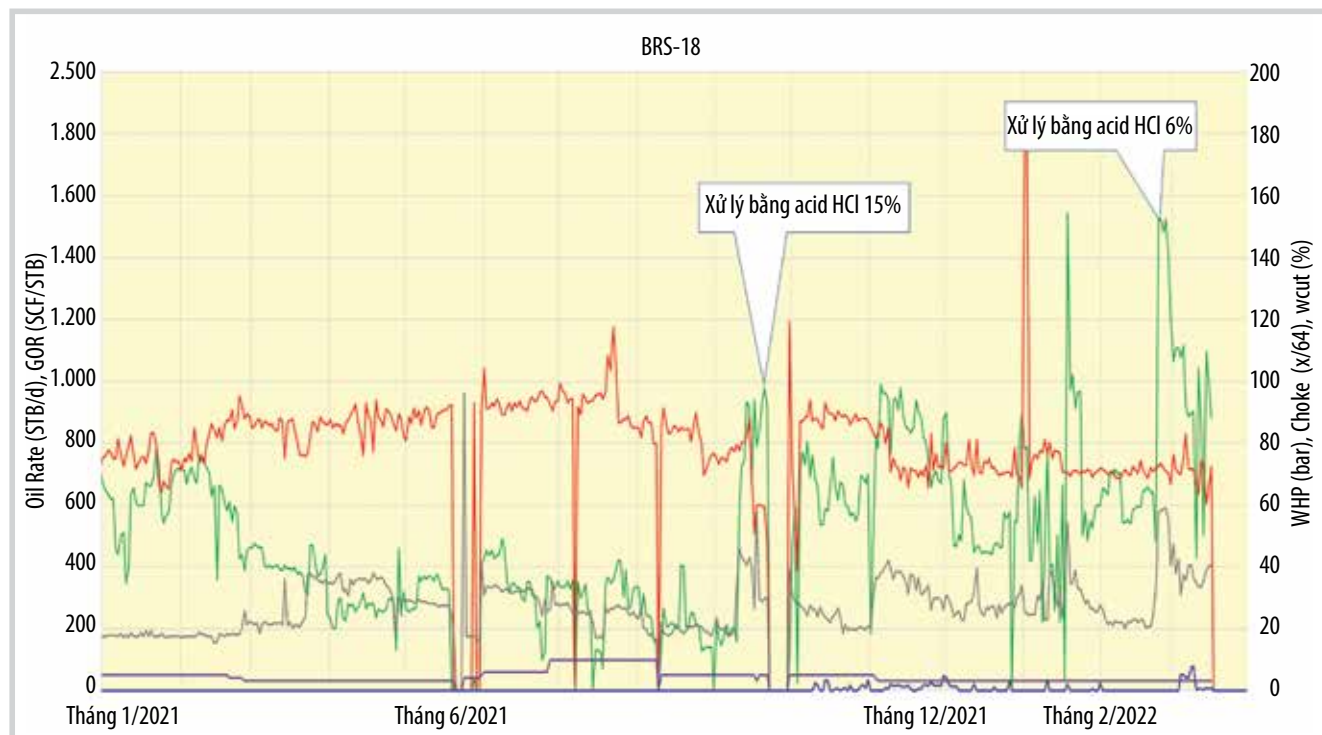
Sau khi điều chỉnh nồng độ acid, tiến hành bổ sung thêm một số thành phần như xylene hoạt tính bề mặt, chất AGS, giếng BRS-13 đã được xử lý làm sạch nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng và cho dòng trở lại. Kết quả phân tích số liệu khai thác cho thấy giếng đã làm việc trở lại và khôi phục dòng chảy như thời điểm trước khi bị nhiễm bẩn (~ 1.000 thùng/ngày) (Hình 8). Ngoài ra, giếng vẫn duy trì ổn định động thái khai thác đến thời điểm hiện tại, góp phần đảm bảo sản lượng khai thác mỏ theo hạn ngạch hàng tháng nước chủ nhà đã giao.

3.3. Áp dụng mở rộng cho giếng BRS-18

Giếng BRS-18 đang bị lắng đọng cặn mạnh với chu kỳ lắng đọng hiện khoảng 4 - 5 tháng. Nếu không có các biện pháp xử lý vùng cận đáy giếng thì lưu lượng giếng sẽ bị giảm mạnh, gần như không khai thác được. Gần đây nhất, giếng đã được xử lý vùng cận đáy giếng bằng HCl 15% vào tháng 9/2021, cho kết quả gia tăng lưu lượng thêm 500 thùng/ngày. Trên cơ sở kết quả đạt được khi xử lý cho giếng BRS-13, nhóm tác giả đã áp dụng mở rộng cho giếng BRS-18 bằng việc sử dụng tổ



Hình 8. Kết quả xử lý acid giếng BRS-13 [2].



Hình 9. Kết quả xử lý acid giếng BRS-18 [2].

hợp acid HCl + HF với nồng độ và quy trình đã thực hiện cho giếng BRS-13. Kết quả cho thấy bằng giải pháp này đã gia tăng đáng kể hiệu quả xử lý, tăng lưu lượng khai thác thêm 1.000 thùng/ngày (hiệu quả gấp đôi lần xử lý trước). Kết quả và động thái khai thác của giếng BRS-18 được thể hiện trong Hình 9.

4. Kết luận

Trên cơ sở đánh giá kết quả thí nghiệm các mẫu chất lưu, phân tích động thái khai thác các giếng và điều chỉnh chương trình xử lý acid cho vùng cận đáy giếng, nhóm tác giả đã khôi phục khai thác thành công cho các giếng BRS-13 và BRS-18. Hiệu quả của giải pháp này gồm:

- Vận dụng các quy luật về cân bằng pha để dự đoán sự hình thành và có mặt của asphaltene trong điều kiện khai thác hiện tại, là tiền đề quan trọng cho việc xác định rõ nguyên nhân không thành công ở các lần xử lý trước.

- Giảm rủi ro kỹ thuật và cung cấp chính xác các thông số quan trọng cho công tác xử lý acid như thành phần tổ hợp acid, nồng độ, trình tự thực hiện các bước... để tránh được các phản ứng phụ không mong muốn, giảm thiểu nguy cơ làm tăng mức độ nhiễm bẩn của giếng, và phục hồi khai thác cho các giếng.

- Khôi phục và đưa giếng BRS-13 vào khai thác trở lại với khả năng cho dòng gần như không giảm so với thời điểm khai thác bình thường; giúp đảm bảo quỹ giếng hoạt động, giảm bớt áp lực cho các giếng còn lại. Gia tăng gấp đôi hiệu quả xử lý acid cho giếng BRS-18 so với lần thực hiện trước đó, giúp lưu lượng khai thác của giếng tăng thêm 1.000 thùng/ngày.

Tài liệu tham khảo

[1] Đỗ Duy Khoản, Ngô Hữu Hải, Vũ Minh Đức, Vũ Hồng Cường, và Lưu Thanh Hảo, "Hiện tượng lắng đọng muối trong quá trình khai thác và các giải pháp xử lý mỏ Bir Seba, lô 433a & 416b, Algeria", *Tạp chí Dầu khí, Số 5*, trang 37 - 43, 2017.

[2] GBRS và các đối tác "Hội thảo về công tác can thiệp giếng và xử lý acid mỏ Bir Seba, Algeria". Tháng 2/2022.

[3] Harry O. McLeod, "Matrix acidizing", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 36, No. 12, pp. 2055 - 2069, 1984. DOI: 10.2118/13752-PA.

[4] C.F. Smith and A.R. Hendrickson, "Hydrofluoric acid stimulation of sandstone reservoirs", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 17, No. 2, pp. 215 - 222, 1965. DOI: 10.2118/980-PA.

[5] H. Perthuis, E. Touboul E and Piot B, "Acid reactions and damage removal in sandstones: A model for selecting the acid formulation", *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, USA, 8 - 10 February 1989*. DOI: 10.2118/18469-MS.

[6] Tianguang Fan, Jianxin Wang and Jill S. Buckley, "Evaluating crude oils by SARA analysis", *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13 - 17 April 2002*. DOI: 10.2118/75228-MS.

[7] Dounya Behnous, André Palma, Nouredine Zeraibi, and João A.P. Coutinho, "Modeling asphaltene precipitation in Algerian oilfields with the CPA EoS", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 190, pp. 1 - 11, 2020. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107115.

APPLYING PRINCIPLES OF ELECTROLYSIS, PHASE BALANCE AND COLLOIDISATION TO ACID TREATMENT FOR OIL WELL FLOW RESTORATION

Tran Hong Nam, Nguyen Hoang Duc, Nguyen Hai An, Phung Van Hai, Nguyen Xuan Loc

Petrovietnam Exploration Production Corporation

Email: annh1@pvep.com.vn

Summary

Acidising is a common method to treat near-wellbore contamination, helping to restore its productivity of oil wells after a period of exploitation. However, this technology also has potential risks of well damages caused by unwanted secondary physicochemical or chemical reactions due to incorrect selection of acid package and concentration. Most physicochemical reactions in the reservoir are bidirectionally electrolytic, thus, monitoring the reaction in the desirable direction is extremely important.

The article introduces the application of the principles of phase balance, colloidisation and electrolysis to accurately select a package of acids compatible with the composition of soil, rock and fluid in the reservoir, minimising side effects creating precipitates or emulsions/colloids that clog and destroy the reservoir. The solution has been successfully applied to production wells BRS-13 & 18, BRS oil field, Block 433a & 416b, Algeria.

Key words: Acidizing, phase balance, colloidisation, near-wellbore treatment, restoration of oil well, Bir Seba field.