

CÔNG NGHỆ XỬ LÝ ACID VÙNG CẬN ĐÁY GIẾNG CÁC VĨA DẦU CÓ NHIỆT ĐỘ CAO Ở THỀM LỤC ĐỊA NAM VIỆT NAM

Từ Thành Nghĩa¹, Nguyễn Thúc Kháng², Lê Việt Hải¹
 Nguyễn Quốc Dũng¹, Nguyễn Văn Trung¹, Phan Đức Tuấn¹
¹Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro"
²Hội Dầu khí Việt Nam
 Email: tuanpd.hq@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Các mỏ dầu ở thềm lục địa Nam Việt Nam đang bước vào giai đoạn cuối của quá trình khai thác, sản lượng sụt giảm nghiêm trọng do sự suy giảm năng lượng tự nhiên của vỉa, độ thấm của vùng cận đáy giếng giảm (ảnh hưởng của nhiễm bẩn vô cơ và hữu cơ). Nhằm gia tăng sản lượng khai thác, các phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng đã được nghiên cứu và áp dụng, đặc biệt là tại các giếng có nhiệt độ vỉa cao.

Trên cơ sở nghiên cứu, lựa chọn và áp dụng phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng cho các giếng thuộc đối tượng tầng móng và collector lục nguyên (Miocene dưới, Oligocene trên, Oligocene dưới), các phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng đã được ứng dụng tại các mỏ dầu ở thềm lục địa Nam Việt Nam. Kết quả nghiên cứu lựa chọn và áp dụng công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng tại mỏ Bạch Hổ đã và đang mang lại hiệu quả gia tăng sản lượng khai thác dầu khí chủ yếu cho Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro".

Từ khóa: Vùng cận đáy giếng, nhiễm bẩn, xử lý acid, vỉa dầu có nhiệt độ cao, nhũ tương dầu - acid, bột - acid, không có tính acid, mỏ Bạch Hổ.

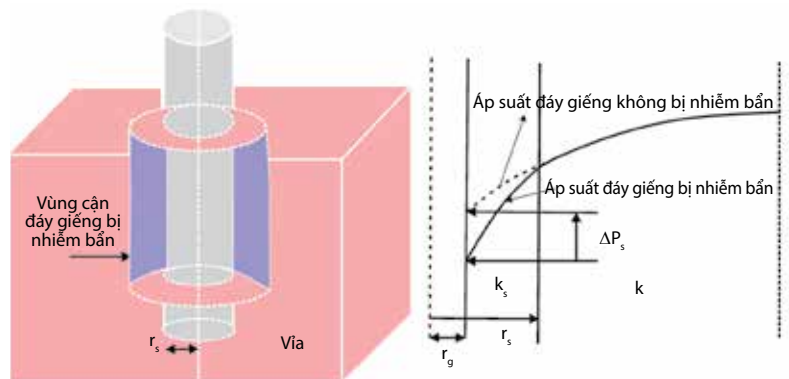
1. Giới thiệu

Vùng cận đáy giếng là vùng vỉa sản phẩm xung quanh giếng khoan, nơi ảnh hưởng nhiều nhất trong việc suy giảm áp suất dưới tác động của các yếu tố gây nhiễm bẩn (Hình 1). Khoảng từ 30 - 50% sự suy giảm áp suất thường xảy ra trong vùng này. Vùng cận đáy giếng được coi là vùng vỉa xung quanh giếng có bán kính khoảng 0,9 - 1,5m (3 - 5ft). Tuy nhiên, khu vực chịu nhiễm bẩn lớn nhất, đóng vai trò trong sự suy giảm áp suất thường không vượt quá vài inch (khoảng 5 - 9cm). Với giếng khoan được chống ống khai thác có đường kính 140mm và độ thấm thấu vùng vỉa xung quanh giếng đồng nhất, thì ở khoảng cách 5cm cách thành giếng, trở lực dòng chảy đã cao gấp 8 lần so với trở lực này ở khoảng cách 1m.

Có nhiều nguyên nhân dẫn đến nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng trong quá trình khoan, khai thác, xử lý vùng cận đáy giếng và sửa giếng... Dựa trên thành phần của các chất và hợp chất gây ra nhiễm bẩn, có thể chia thành 2 loại nhiễm bẩn vô cơ và nhiễm bẩn hữu cơ.

Nhiễm bẩn vô cơ hình thành tự nhiên từ

các thành phần trong nước khai thác hoặc đất đá thành hệ. Cặn sa lắng được tạo thành từ các chất vô cơ khác nhau, nhưng chủ yếu là lắng đọng cặn $CaCO_3$, $BaSO_4$ và $CaSO_4$. Cặn sa lắng này có thể hình thành trong điều kiện khai thác tự nhiên hoặc do các nguồn nước không tương thích (kết quả của việc khai thác nhiều tầng sản phẩm, nước bơm ép hoặc dung dịch có nguồn gốc từ nước được bơm vào giếng thông qua kích thích vỉa như nút vỉa thủy lực, loại bỏ lắng đọng muối, quá trình đập giếng...). Sự đa dạng của các thành phần vật liệu trong thành hệ vỉa gồm: cát, bột kết và sét có thể xâm nhập qua thành hệ, gây bít nhét các kênh dẫn và ảnh hưởng đến lưu lượng khai thác của giếng. Những hạt vật liệu này dính ướt dầu và tích tụ thành một khối lớn, xâm nhập và tích lũy trong vùng cận đáy giếng. Chất lỏng và khí trong vỉa phải di chuyển qua các kênh dẫn bị bít nhét để đến đáy giếng dẫn đến việc nhiễm bẩn tích tụ theo thời gian và làm giảm sản lượng khai thác của giếng.



Hình 1. Vùng cận đáy giếng và sự suy giảm áp suất đáy khi giếng bị nhiễm bẩn [1]



Nhiễm bẩn hữu cơ được hình thành tự nhiên từ các thành phần của dầu. Paraffin là hợp chất chỉ bao gồm nguyên tử C và H với chuỗi carbon mạch dài có số carbon từ C_{18} - C_{20} lên đến C_{70} hoặc cao hơn. Asphaltene là hợp chất dị nguyên tố, chứa đồng thời carbon, hydro và các thành phần chiếm tỷ lệ nhỏ như lưu huỳnh, oxy, nitrogen và các kim loại nặng khác. Các thành phần có trọng lượng phân tử cao trong dầu thô ở trạng thái cân bằng trong điều kiện vỉa bình thường. Khi dầu thô được khai thác thì trạng thái cân bằng này bị phá vỡ do nhiệt độ và áp suất giảm, sự hòa trộn của khí và lỏng, xử lý acid, làm nóng dầu và các hoạt động khác tác động lên vỉa. Việc làm lạnh và suy giảm nhiệt độ sẽ thúc đẩy lắng đọng paraffin. Cơ chế chính của lắng đọng asphaltene là sự suy giảm áp suất và xuất hiện của các chất lỏng không tương thích.

Trong thực tế khai thác mỏ dầu khí, các thành phần gây nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng không chỉ tồn tại riêng biệt ở dạng vô cơ hoặc hữu cơ mà tồn tại đồng thời ở cả nhiễm bẩn vô cơ và hữu cơ. Để lựa chọn công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng phù hợp phải xác định nguồn gốc chính của cơ chế gây nhiễm bẩn và thành phần của tác nhân gây nhiễm bẩn.

2. Hóa phẩm xử lý nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng

Các hỗn hợp acid chủ yếu được sử dụng để xử lý vùng cận đáy giếng là dung dịch acid muối và acid sét. Dung dịch acid muối chứa acid clohydric (HCl) và acid acetic (CH_3COOH), còn dung dịch acid sét chứa acid flohydric (HF), HCl và CH_3COOH .

- HCl: 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. Trong hệ acid sét, HCl dư đóng vai trò ngăn ngừa các hiện tượng: tạo gel lắng đọng từ các hợp chất sắt; kết tủa muối CaF_2 , MgF_2 ; tạo gel của $Si(OH)_4$. HCl kỹ thuật có nồng độ 28 - 32% phù hợp với tiêu chuẩn TY 6-01-714-77, GOST 857-78.

- HF nằm trong thành phần của acid sét và có tính nguy hiểm, độ độc hại cao (độ nguy hiểm thuộc nhóm III). Các hãng sản xuất đưa ra các loại HF kỹ thuật có nồng độ phù hợp với tiêu chuẩn TY 608-236-77 với hàm lượng HF < 30%. Tác dụng của HF là hòa tan các khoáng sét, thạch anh, alumosilicate trong thành phần đá chứa hoặc vật liệu nhiễm bẩn trong vỉa hoặc trên bề mặt vỉa.

- CH_3COOH có nồng độ 99,9% phù hợp với tiêu chuẩn GOST 6968-76. Tác dụng tạo hiệu ứng đệm, ổn định pH của hệ acid (≤ 2) để ngăn ngừa sự lắng đọng gel hydroxide của sắt, nhôm và một số ion kim loại khác. Ở

nồng độ > 4%, CH_3COOH có tác dụng làm giảm tốc độ phản ứng, tăng chiều sâu xâm nhập.

Ngoài các hóa phẩm chủ yếu này, trong hỗn hợp dung dịch acid muối, acid sét còn chứa các chất ức chế ăn mòn nhằm làm giảm độ ăn mòn của dung dịch acid lên các thiết bị lòng giếng; chất hoạt tính bề mặt làm giảm sức căng bề mặt tiếp xúc giữa các pha, phân tán và tách các phần tử rắn ra khỏi vùng tác động, ổn định sét, loại trừ khả năng thành tạo goudron (nhựa đường), giảm cản trở chảy thấm của dung dịch acid vào vỉa, ngăn ngừa sự tạo thành vi nhũ tương trong vỉa; chất ổn định các khoáng vật sét, ngăn ngừa sự lắng đọng hydroxide sắt, nhôm... và loại trừ khả năng thành tạo gel hydroxide.

3. Công nghệ xử lý acid ở vùng cận đáy giếng có nhiệt độ cao

3.1. Các phương pháp xử lý acid vùng cận đáy giếng

Để gia tăng dòng chảy của dầu - khí từ vỉa vào đáy giếng cần có các giải pháp công nghệ và kỹ thuật tác động lên vùng cận đáy giếng với mục đích tăng độ thấm thấu của đất đá. Dựa vào tác động lên vùng cận đáy giếng, có 4 phương pháp làm tăng độ thấm thấu của đất đá là: hóa học, cơ học, vật lý và nhiệt học. Để kết quả xử lý tốt hơn có thể sử dụng phương pháp xử lý hỗn hợp. Việc lựa chọn phương pháp tác động lên vùng cận đáy giếng được xác định theo các điều kiện của vỉa và từng mỏ cụ thể, trạng thái kỹ thuật của giếng, thành phần đất đá.

Tại Việt Nam, phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng được áp dụng phổ biến là phương pháp hóa học, trong đó chủ yếu là xử lý bằng acid.

3.1.1. Phương pháp xử lý bằng hỗn hợp dung dịch acid muối

Đối với vỉa dầu khí có đá vôi và dolomite, xử lý bằng dung dịch acid muối rất hiệu quả. Tuy nhiên, có những hỗn hợp khi tác động với acid sẽ tạo nên những chất cặn lắng đọng, không hòa tan trong dung dịch acid trung hòa sau phản ứng, làm giảm độ thấm thấu vùng cận đáy giếng:

- $Fe(OH)_3$ không hòa tan được tạo thành do kết quả thủy phân chất $FeCl_3$;

- H_2SO_4 tác động với $CaCl_2$ tạo nên thạch cao ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$);

- Một số hóa chất ức chế ăn mòn kim loại (ví dụ, chất PB-5) được bỏ vào dung dịch;

- HF tác động với $CaCO_3$ tạo nên muối không hòa tan CaF_2 .

Vì HCl có tính hoạt hóa cao nên khi xử lý giếng thường chọn HCl nồng độ khoảng 10 - 15% (tùy điều kiện cụ thể). Nếu dùng HCl có nồng độ cao thì dung dịch này có thể ăn mòn thiết bị đầu giếng, thiết bị lòng giếng và dung dịch acid trung hòa có độ nhớt cao gây khó khăn trong quá trình gọi dòng sản phẩm.

3.1.2. Phương pháp xử lý bằng hỗn hợp dung dịch acid sét

Dung dịch acid muối chủ yếu được dùng để xử lý đất đá có chứa hàm lượng lớn CaCO₃, CaMg(CO₃)₂. Đối với collector lục nguyên dùng hỗn hợp HF, HCl và các chất hóa học bổ sung trên để xử lý. HF tác dụng với thành phần chủ yếu SiO₂ (oxide silic) và H₄Al₂Si₂O₉ (kaolinite) có trong collector lục nguyên.

Acid sét thường được dùng để xử lý collector lục nguyên với hàm lượng Ca < 0,5%. Nếu acid này tác dụng với vữa đá vôi hoặc dolomite thì tạo nên các muối không hòa tan: 2HF + Ca²⁺ = CaF₂ + 2H⁺.

Khi lập kế hoạch để xử lý collector chứa sét cần chú ý nồng độ của từng loại acid trong hỗn hợp dung dịch acid tới sự trương nở của sét gây ảnh hưởng đến độ thấm thấu của đất đá. Lượng sét hòa tan tỷ lệ thuận với hàm lượng HF (3 - 5%) nhưng phản ứng giữa sét với HF rất chậm. Vì vậy trong hỗn hợp, hàm lượng HF phải bảo đảm để tham gia tác động với đất đá, ngoài ra còn phải có CH₃COOH để tăng thời gian tác dụng của hỗn hợp với đất đá.

Để loại trừ các muối CaF₂ và MgF₂ tạo thành, trước khi xử lý collector lục nguyên có hàm lượng Ca, Mg đáng kể nên tiến hành xử lý bằng acid muối.

3.2. Công nghệ xử lý acid ở nhiệt độ cao

Các mỏ dầu khí ở thềm lục địa Nam Việt Nam có đặc thù là dầu trong đá móng và các vỉa dầu có nhiệt độ cao. Nghiên cứu các đặc tính của từng đối tượng khai thác đối với Miocene dưới, Oligocene trên và Oligocene dưới của mỏ Bạch Hổ cho thấy:

- Độ thấm thấu nhỏ và trung bình (khoảng 0,08D và 0,031D tương ứng);
- Có nhiều tập vỉa (3 - 10 tập) và không đồng nhất;
- Ở các giếng có cột ống chống khai thác đến tận đáy giếng và vỉa sản phẩm được đục lỗ ống chống;
- Nhiệt độ vỉa cao, khoảng 90 - 150°C.

Tầng móng của mỏ Bạch Hổ dạng khối chứa collector granite nứt nẻ có hang hốc và lỗ rỗng, trong đó các khe nứt và vi khe nứt là kênh chứa dầu. Các khe nứt và vi khe nứt có chiều dày 0,3 - 3mm; độ rỗng khoảng 3 - 5% và độ thấm thấu thay đổi trong phạm vi rộng từ 0,004 - 464D (thông thường là 0,135D). Nhiệt độ vỉa dao động trong khoảng 130 - 155°C và áp suất vỉa thay đổi từ 200 - 320at (đo ở độ sâu 3.650m). Theo kết quả nghiên cứu, đá móng mỏ Bạch Hổ được tạo thành chủ yếu từ đá granite, ngoài ra còn có granodiorite, monzodiorite thạch anh, diorite, diorite thạch anh.

Các đá tầng móng mỏ Bạch Hổ bị tác động bởi những quá trình kiến tạo, thủy nhiệt, phong hóa... hình thành các lỗ hổng, khe nứt và vi khe nứt, trong đó có chứa nhiều khoáng vật thứ sinh, chủ yếu là zeolite, feldspar được biến đổi từ plagioclase (Bảng 1).

Ngoài ra, các khoáng vật thứ sinh trong các khe nứt của đá móng còn có: quartz, albite, epidote, calcite, barite, kaolinite, feldspar...

Phương trình phản ứng đặc trưng của các khoáng vật này được thể hiện qua phản ứng của aluminosilicate với HCl:



Với:

Me: Bất kỳ các kim loại (Ca, Mg, Na, K);

H₂SiO₃: Gel silica acid;

Al₂O₃.nSiO₂.nH₂O: Hydrogel magnesium oxide-silica oxide.

Bảng 1. Thành phần khoáng vật đá móng mỏ Bạch Hổ

Khoáng vật (%)	Granite	Monzonite thạch anh	Grano-diorite	Monzodiorite thạch anh	Diorite	Diorite thạch anh
Plagioclase	20 - 47	30 - 40	40 - 54	43 - 62	62 - 68	62 - 80
Feldspar kali	20 - 50	30 - 45	16 - 28	10 - 28	3 - 5	2 - 7
Thạch anh	25 - 40	5 - 18	18 - 24	10 - 17	≤ 5	7 - 17
Biotite	2 - 10	5 - 13	6 - 10	5 - 13	13 - 15	3 - 10
Muscovite	0 - 3	-	-	-	-	-
Amfibol	0 - 2	0 - 3	0 - 3	0 - 18	5 - 10	3 - 10
Loại plagioclase	Oligoclase đến andesite	Oligoclase andesite	Oligoclase andesite	Oligoclase andesite	Andesite	Andesite



Khi tiến hành xử lý vùng cận đáy giếng bằng các acid thông thường ở điều kiện nhiệt độ vừa cao thường gặp phức tạp về:

- Ăn mòn các thiết bị lòng giếng;
- Lượng acid bị tiêu hao nhanh chóng cho phản ứng với đất đá. Kết quả là dung dịch tiếp tục xâm nhập vào vỉa nhưng với nồng độ thấp hơn và có chứa một lượng đáng kể sản phẩm phản ứng. Quá trình đó đã làm giảm độ sâu tác động của dung dịch acid vào vỉa;

Sự tạo thành các kết tủa thứ cấp. Do vậy, khi tiến hành xử lý vùng cận đáy giếng bằng acid trong điều kiện nhiệt độ vừa cao cần giải quyết các vấn đề sau:

- Dung dịch acid tác động sâu vào trong vỉa;
- Ngăn ngừa dung dịch acid ăn mòn các thiết bị lòng giếng;
- Chống kết tủa thứ cấp.

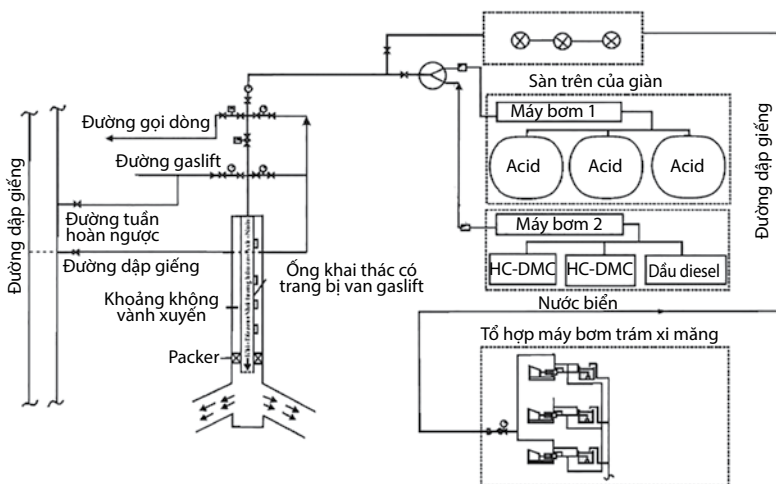
Các giải pháp xử lý vùng cận đáy giếng hiện nay thường sử dụng chất ức chế ăn mòn kim loại để xử lý giếng bằng acid trong điều kiện nhiệt độ vừa cao. Dung dịch nhũ tương dầu - acid được sử dụng để xử lý vùng cận đáy giếng trong điều kiện vỉa có nhiệt độ cao ($\approx 150^\circ\text{C}$) mang lại kết quả đáng kể. Ngoài ra, công nghệ xử lý bằng dung dịch bọt - acid, non-acid cũng được nghiên cứu và áp dụng.

3.2.1. Công nghệ xử lý bằng dung dịch nhũ tương dầu-acid

Nhũ tương dầu - acid gồm 2 pha: acid và hydrocarbon (có thể là dầu thô hoặc diesel). Acid là chất phân tán, còn dầu thô là môi trường phân tán nhờ các chất tạo nhũ tương (chất disolvan).

Khi bề mặt tiếp xúc giữa acid trong hỗn hợp nhũ tương dầu - acid và đất đá giảm thì hỗn hợp này sẽ đi vào trong vỉa sâu hơn so với hỗn hợp acid bình thường, đồng thời giảm khả năng ăn mòn kim loại của dung dịch acid khi tác động với thiết bị lòng giếng.

Tùy vào tỷ lệ pha chế mà có các loại nhũ tương - acid khác nhau, thông thường pha từ 60 - 70% dung dịch acid và 40 - 30% dầu thô.



Hình 2. Sơ đồ nguyên lý bố trí thiết bị xử lý vùng cận đáy giếng bằng nhũ tương dầu - acid [1]

Trong dung dịch nhũ tương dầu - acid, dung dịch acid thường dùng là acid muối hoặc acid sét [2].

Tùy điều kiện địa chất - kỹ thuật cụ thể của giếng trước khi xử lý mà lựa chọn các sơ đồ công nghệ xử lý khác nhau (Hình 2).

3.2.2. Công nghệ xử lý bằng dung dịch bọt - acid

Tạo dung dịch bọt - acid bằng cách nạp khí vào dung dịch acid muối (hoặc acid sét) và cho thêm các chất hoạt tính bề mặt. Dung dịch bọt - acid có các ưu điểm sau:

- Dung dịch bọt - acid làm chậm tốc độ hòa tan giữa dung dịch với đất đá do giảm bề mặt tiếp xúc giữa acid và đất đá nhờ các bọt khí, dẫn đến tăng chiều sâu tác động của dung dịch acid trong vỉa;

- Khi cho thêm chất hoạt tính bề mặt vào acid ngậm khí, dung dịch bọt - acid tạo thành ổn định và đảm bảo ngăn ngừa sự tích tụ các bọt khí (hoặc không khí) khi chuyển động với acid dọc theo cột ống khai thác và ở trong vỉa, giảm sức căng bề mặt trên ranh giới ngăn cách dầu - dung dịch acid trung hòa;

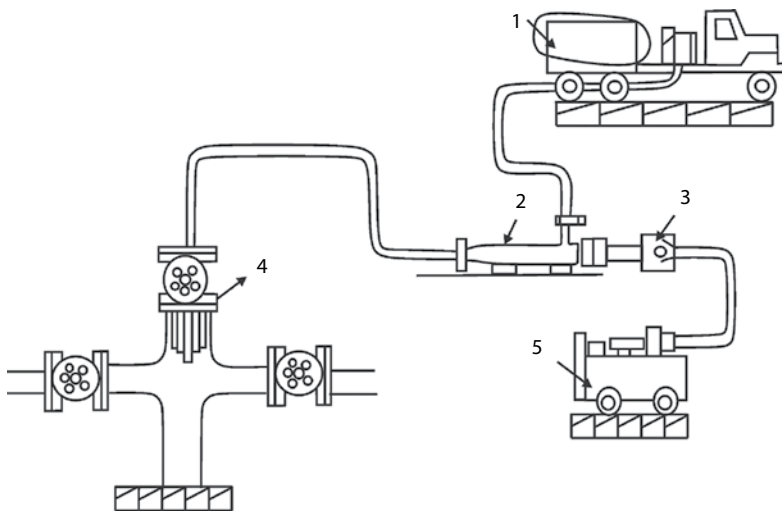
- Tỷ trọng của dung dịch bọt - acid nhỏ (0,3 - 0,8), các tính chất cấu trúc cơ học và độ nhớt lớn nên làm tăng đáng kể khả năng tác động của acid lên toàn bộ bề dày của vỉa sản phẩm được mở; có khả năng bơm ép sâu vào trong vỉa và sau khi xử lý, dễ gọi được dòng sản phẩm giếng;

- Trong quá trình gọi dòng, áp suất ở trong vùng cận đáy giếng giảm và các bọt khí nở ra tạo nên dòng chảy dầu khí mạnh có tác dụng rửa sạch các sản phẩm phản ứng trong các lỗ rỗng, khe nứt của đất đá sau khi xử lý;

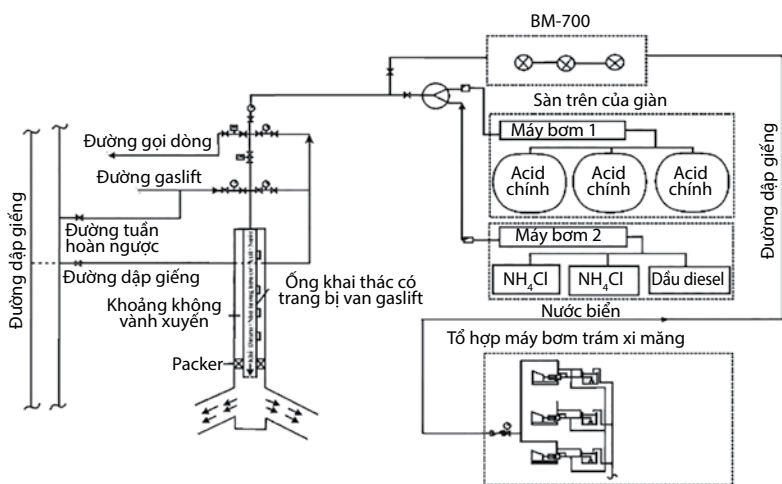
- Trong điều kiện nhiệt độ vừa cao, các bọt - acid kéo dài thời gian hòa tan của dung dịch acid với đất đá.

Do vậy, dung dịch bọt - acid được sử dụng để xử lý vùng cận đáy giếng trong điều kiện vỉa có nhiệt độ cao.

Sơ đồ liên kết thiết bị bề mặt để tiến hành xử lý giếng bằng bọt - acid thể hiện trong Hình 3.



Hình 3. Sơ đồ liên kết thiết bị bề mặt để tiến hành xử lý giếng bằng bột - acid [1]. 1 - Máy bơm acid; 2 - Thiết bị tạo bột; 3 - Van ngược; 4 - Đầu miệng giếng; 5 - Máy nén khí.

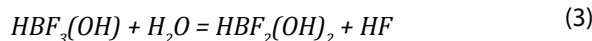
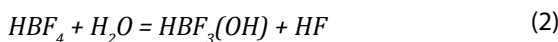


Hình 4. Sơ đồ thiết bị xử lý vùng cận đáy giếng bằng công nghệ non-acid [1]

3.2.3. Công nghệ xử lý bằng dung dịch không có tính acid để tạo acid ở đáy giếng (non-acid)

Bản chất của phương pháp này là xử lý vùng cận đáy giếng bằng dung dịch acid được tạo thành tại đáy giếng khi bơm các thành phần không có tính acid vào giếng. Công nghệ xử lý này được gọi là công nghệ xử lý non-acid [3].

Acid được tạo thành trong vỉa khi bơm hợp chất HF_4 và nước vào vùng cận đáy giếng. Phản ứng giữa HF_4 và H_2O tạo ra HF như sau:



Trong thời điểm nhất định, chỉ có một lượng giới hạn HF được tạo ra trong dung dịch. Lượng acid tiêu hao do phản ứng với khoáng vật vỉa được nhanh chóng bù lại từ phản ứng thủy phân HF_4 . Do đó, khả năng hòa tan của HF_4 khá cao (8% HF_4 tương đương khoảng 2% HF).

Ở trong điều kiện vỉa, hệ acid này phản ứng như hệ HF/HCl pha loãng (có hàm lượng HF thấp hơn 1%) [4].

So với hệ HF/HCl thông thường, hệ acid tạo thành từ HBF_4 và H_2O có ưu điểm vượt trội như: hạn chế khả năng ăn mòn cột ống khai thác, ống chống khai thác trong quá trình bơm acid; duy trì được nồng độ acid và ngăn ngừa hiện tượng kết tủa.

Hình 4 thể hiện sơ đồ thiết bị xử lý vùng cận đáy giếng bằng công nghệ non-acid.

4. Kết quả áp dụng các công nghệ xử lý acid ở nhiệt độ vỉa cao tại mỏ Bạch Hổ

Trong giai đoạn 1992 - 2015, mỏ Bạch Hổ đã tiến hành 267 lần xử lý vùng cận đáy giếng cho các giếng khai thác có nhiệt độ vỉa cao. Trong đó, có 228 lần xử lý bằng nhũ tương dầu - acid với tỷ lệ thành công 79%, 11 lần xử lý bằng dung dịch bột - acid với tỷ lệ thành công 73% và 2 lần xử lý bằng dung dịch non-acid với tỷ lệ thành công 100% (Bảng 2).

Bảng 3 thể hiện tỷ lệ xử lý thành công vùng cận đáy giếng bằng acid theo các đối tượng khai thác. Mức độ thành công cao nhất là xử lý bằng nhũ tương dầu - acid gốc acid sét ở các giếng khai thác thuộc Miocene dưới, Oligocene trên. Ở đối tượng Oligocene dưới, khối lượng xử lý acid trong các giếng khai thác chủ yếu là xử lý bằng nhũ tương dầu - acid (trên gốc dung dịch acid sét) với tỷ lệ thành công đạt 85%, bột - acid đạt 100%. Đối với tầng móng, xử lý vùng cận đáy giếng bằng nhũ tương dầu - acid (trên gốc dung dịch acid sét), nhũ tương khí - dầu - acid và xử lý bằng bột - acid, acid sét thông thường cho hiệu quả cao hơn cả.

Nguyên nhân xử lý không thành công ở giếng khai thác có thể do áp suất vỉa thấp dẫn tới quá trình gọi dòng giếng sau xử lý bị kéo dài khiến sản phẩm phản ứng nằm lâu trong vỉa, ảnh hưởng xấu tới kết quả của xử lý do tồn tại ở dạng gel hoặc các hợp chất khó tan trực tiếp gây nhiễm bẩn thành hệ, làm giảm sản lượng giếng.

Bảng 2. Thống kê các giếng khai thác có nhiệt độ vỉa cao được xử lý vùng cận đáy giếng theo các phương pháp [3]

TT	Phương pháp	Số lần xử lý (lần)	Số lần xử lý thành công (lần)	Tỷ lệ xử lý thành công (%)
1	Nhũ tương dầu - acid	228	180	79
2	Bột - acid	11	8	73
3	Non - acid	2	2	100

Bảng 3. Các chỉ số hiệu quả của xử lý acid theo đối tượng khai thác (1988 - 2015) [3]

Đối tượng	Dạng xử lý acid	Trong các giếng khai thác	
		Khối lượng xử lý	Tỷ lệ xử lý thành công (%)
Miocene dưới	Acid muối	1	0
	Acid sét	38	45
	Nhũ tương dầu - acid (gốc acid sét)	10	70
	Bột - acid	2	50
Oligocene trên	Nhũ tương dầu - acid (gốc acid sét)	14	57
	Acid muối	2	50
	Acid sét	37	57
Oligocene dưới	Acid muối	1	0
	Acid sét	56	41
	Nhũ tương dầu - acid (gốc acid sét)	123	85
	Bột - acid + hóa phẩm DMC	3	67
	Bột - acid	3	100
Tầng móng	Acid muối	4	0
	Acid sét	82	72
	Nhũ tương dầu - acid (gốc acid sét)	75	85
	Nhũ tương khí - dầu - acid	6	83
	Bột - acid	3	67
	Non - acid	2	100

Bảng 4. Các đặc tính thạch học và nhiệt động lực học của các đối tượng vỉa mỏ Bạch Hổ [3]

TT	Thông số	Miocene dưới	Oligocene trên	Oligocene dưới	Móng
1	Thành phần thạch học	Cát kết hạt vừa và nhỏ, bột kết, kết hợp với các lớp sét, hàm lượng carbonate rất ít	Cát kết, bột kết, bùn...	Cát kết, bột kết, bùn...	Granite, granodiorite...
2	Hàm lượng carbonate (%)	0,3 - 0,8	5 - 9	0,5 - 2	-
3	Hàm lượng sét (%)	10 - 13	12 - 18	8 - 15	-
4	Độ thấm trung bình (mD)	20	25	23,6	(0,135)
5	Độ rỗng trung bình (%)	19	16	14,7	4
6	Độ sâu giếng (m)	4.200	4.540	4.650	5.000
7	Áp suất vỉa (mPa)	7,8 - 29,1	6,6 - 26,5	8,5 - 31,4	20 - 32
8	Nhiệt độ vỉa (°C)	78 - 118	95 - 131	135 - 140	130 - 155
9	Tỷ trọng dầu (g/cm ³)	0,71 - 0,77	0,746 - 0,857	0,558 - 0,68	0,667 - 0,721
10	Hàm lượng paraffin và asphaltene trong dầu (%)	10,6 - 35	12,4 - 45	3,3 - 24,7	-
11	GOR (m ³ /t)	40 - 250	67 - 120	130 - 275	100 - 324,9
12	Loại dung dịch đập giếng	Nước biển	Nước biển	Nước biển	Nước biển
		CaCl ₂ hòa tan	CaCl ₂ hòa tan	CaCl ₂ hòa tan	CaCl ₂ hòa tan
13	Loại hoàn thiện giếng	Chống ống bắn mở vỉa			Chống ống bắn mở vỉa hoặc thân trần
14	Mật độ lỗ bắn (shot/m)	16 hoặc 20	16 hoặc 20	16 hoặc 20	16 hoặc 20

5. Kết luận

Trên cơ sở nghiên cứu, Vietsovpetro đã lựa chọn và áp dụng thành công nhiều phương pháp xử lý acid cho các đối tượng tầng móng và collector lục nguyên (Miocene dưới, Oligocene trên, Oligocene dưới) của mỏ Bạch Hổ.

Từ kết quả thực tiễn áp dụng công nghệ, một số phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng hiệu quả cho các giếng có nhiệt độ cao theo đối tượng khai thác được đề xuất: Miocene dưới - nhũ tương dầu acid (gốc acid sét), Oligocene trên - nhũ tương dầu acid (gốc acid sét) hoặc acid sét, Oligocene dưới - nhũ tương dầu acid (gốc acid sét) hoặc bột - acid, tầng móng - nhũ tương dầu - acid (gốc acid sét) hoặc acid sét, bột - acid.

Với sự tương đồng về đặc tính địa chất ở các mỏ thuộc thềm lục địa Nam Việt Nam, các phương pháp xử lý áp dụng ở Vietsovpetro đã được các nhà thầu dầu khí khác ứng dụng, giúp gia tăng đáng kể sản lượng khai thác.

Tài liệu tham khảo

1. Từ Thành Nghĩa, Nguyễn Thúc Kháng, Lê Việt Hải, Dương Danh Lam, Nguyễn Quốc Dũng, Nguyễn Văn

Trung, Phan Đức Tuấn. Công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng các mỏ dầu khí ở thềm lục địa Nam Việt Nam. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2016.

2. Dương Danh Lam, Nguyễn Thúc Kháng, nnk. Công nghệ xử lý bằng nhũ tương khí - dầu - acid vùng cận đáy giếng thuộc đối tượng tầng móng mỏ Bạch Hổ trong điều kiện áp suất vỉa cao. Giải pháp sáng kiến cải tiến kỹ thuật - hợp lý hóa sản xuất. Vietsovpetro. 1997.

3. Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Vietsovpetro. Báo cáo thử nghiệm đề tài công nghệ mới "Công nghệ tăng sản lượng khai thác dầu nhờ bơm các thành phần không có tính acid để tạo thành hỗn hợp acid tại đáy giếng khi tiến hành xử lý vùng cận đáy vỉa". 2011.

4. Dương Danh Lam, Lê Việt Hải, Nguyễn Quốc Dũng, nnk. Xử lý vùng cận đáy giếng bằng công nghệ bơm các thành phần không có tính acid để tạo thành hỗn hợp acid tại đáy giếng. Giải pháp sáng kiến cải tiến kỹ thuật - hợp lý hóa sản xuất. Vietsovpetro. 2012.

NEAR-WELLBORE ACID TREATMENT TECHNOLOGY FOR HIGH TEMPERATURE OIL RESERVOIRS IN THE CONTINENTAL SHELF OF SOUTHERN VIETNAM

**Tu Thanh Nghia¹, Nguyen Thuc Khang², Le Viet Hai¹
Nguyen Quoc Dung¹, Nguyen Van Trung¹, Phan Duc Tuan¹**
¹Vietsovpetro
²Vietnam Petroleum Association
Email: tuanpd.hq@vietsov.com.vn

Summary

Oil fields in the continental shelf of Southern Vietnam are entering the final stage of the production process with a sharp decline of oil production as a result of the depletion of reservoirs' natural energy and the decreasing permeability of the near-wellbore zone (caused by inorganic and organic damages). To increase oil production, many methods have been studied and applied for treatment of the near-wellbore zone, especially in high temperature wells.

Based on the study of near-wellbore treatment methods for basement and clastic reservoirs (Lower Miocene, Upper Oligocene, and Lower Oligocene), appropriate treatment methods have been selected and applied to oil fields in the continental shelf of Southern Vietnam. The results of study, selection and application of near-wellbore treatment technologies in Bach Ho field have helped increase the overall oil production of Vietsovpetro.

Key words: Near-wellbore zone, damage, acid treatment, high temperature reservoir, oil emulsion-acid, foam acid, non-acid, Bach Ho field.