



(12) BẢN MÔ TẢ SÁNG CHẾ THUỘC BẰNG ĐỘC QUYỀN SÁNG CHẾ

(19) Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (VN)
CỤC SỞ HỮU TRÍ TUỆ

(11)



1-0047443

(51)^{2020.01} C09K 8/00

(13) B

(21) 1-2021-01372

(22) 16/03/2021

(45) 25/06/2025 447

(43) 25/05/2021 398A

(73) Tổng Công ty Hóa chất và Dịch vụ Dầu khí - CTCP (VN)

Tầng 6-7 Tòa Nhà Viện Dầu Khí Việt Nam, Số 167 Phố Trung Kính, Phường Yên Hòa, Quận Cầu Giấy, Thành Phố Hà Nội

(72) Lê Văn Công (VN); Đỗ Thành Trung (VN); Phan Công Thành (VN); Nguyễn Văn Ngọ (VN); Phạm Ngọc Sơn (VN); Ngô Thị Nguyên (VN).

(54) QUY TRÌNH XỬ LÝ PHỤC HỒI VÀ NÂNG CAO HỆ SỐ SẢN PHẨM CỦA CÁC GIẾNG DẦU BỊ SUY GIẢM KHẢ NĂNG KHAI THÁC SAU KHI XỬ LÝ AXIT KHÔNG THÀNH CÔNG

(21) 1-2021-01372

(57) Sáng chế đề cập đến quy trình xử lý phục hồi và nâng cao hệ số sản phẩm của các giếng dầu, trong đó các giếng này là các giếng đã được xử lý bằng chế phẩm axit nhưng bị suy giảm khả năng khai thác hoặc không còn khả năng khai thác, quy trình này bao gồm các bước theo trình tự:

(i) bơm chế phẩm xử lý nhiễm bẩn hữu cơ dùng để hòa tan các nhiễm bẩn hữu cơ như asphalten, paraffin, nhựa, và phá nhũ tương (dưới đây gọi là chế phẩm 1);

(ii) bơm chế phẩm xử lý, hòa tan các nhiễm bẩn vô cơ là các kết tủa thứ cấp từ các lần xử lý trước, các kết tủa này chủ yếu bao gồm AlF_3 , CaF_2 , $\text{Fe}(\text{OH})_2$, $\text{Fe}(\text{OH})_3$, $\text{Al}(\text{OH})_3$, $\text{AlF}_2(\text{OH})_3$, Na_3AlF_6 (dưới đây gọi là chế phẩm 2);

(iii) bơm dung dịch đệm để ngăn cách chế phẩm 2 với chế phẩm hệ axit phía sau và đồng thời để đẩy các chế phẩm vào trong vỉ;

(iv) bơm chế phẩm hệ axit;

(v) bơm dung dịch đệm để đẩy các chế phẩm vào trong vỉ; và

(vi) đưa giếng vào hoạt động bình thường.

Lĩnh vực kỹ thuật được đề cập

Sáng chế đề cập đến quy trình xử lý phục hồi và nâng cao hệ số sản phẩm của các giếng dầu bị suy giảm khả năng khai thác hoặc không còn khả năng khai thác, sau khi các giếng này được xử lý bằng các chế phẩm xử lý gốc axit nhưng có hiệu quả khai thác kém hoặc không thành công, tức là giếng bị suy giảm khả năng khai thác hoặc không còn khả năng khai thác.

Tình trạng kỹ thuật của sáng chế

Trong quá trình khai thác dầu khí, theo thời gian do các dạng nhiễm bẩn khác nhau (nhiễm bẩn vô cơ, hữu cơ, nhũ tương dầu nước, các cụm nước cục bộ, v.v.) nên sản lượng khai thác dầu bị suy giảm nhanh. Để làm sạch vùng cận đáy giếng khỏi các dạng nhiễm bẩn nêu trên và nâng cao hiệu quả khai thác dầu, nhiều hệ hóa phẩm đã được sử dụng. Trong đó phổ biến nhất là các hệ axit như HCl, hỗn hợp HCl-HF, đặc biệt đối với đối tượng cát kết để xử lý luôn luôn phải có thành phần HF trong hệ axit. Đã có nhiều nghiên cứu và ứng dụng các hệ hóa phẩm trên cơ sở (HCl/HF) bằng việc thêm các phụ gia khác để nâng cao khả năng phòng ngừa kết tủa thứ cấp, tăng chiều sâu xâm nhập, nội sinh tạo HF trong điều kiện vỉa để hạn chế tạo các kết tủa với F^- , thậm chí còn có trường hợp chỉ sử dụng các chất chelat nhằm giảm thiểu ăn mòn và kết tủa thứ cấp. Mặc dù vậy, trong và sau quá trình xử lý vẫn có nguy cơ hình thành nhiều dạng nhiễm bẩn thứ cấp như: các kết tủa vô cơ như AlF_3 , CaF_2 , $Fe(OH)_2$, $Fe(OH)_3$, $Al(OH)_3$, $AlF_2(OH)_3$, Na_3AlF_6 , v.v., nhiễm bẩn hữu cơ như nhũ tương dầu/nước, lắng đọng asphalten với hệ hóa phẩm, các kết tủa từ sản phẩm phản ứng với một số thành phần của hệ axit (như phức chất của Al^{3+} , Fe^{3+} với axit amino tri metylen phosphonic - ATMP). Trong các loại nhiễm bẩn nêu trên, các nhiễm bẩn kết tủa vô cơ là gây ảnh hưởng trầm trọng nhất tới sự thành công của quá trình xử lý vùng cận đáy giếng. Trong một số trường hợp thuận lợi, các nhiễm bẩn này được cuốn ra khỏi vùng xử lý ngay trong và sau quá trình này. Lúc này, quá trình xử lý cận đáy giếng được coi như thành công.

Trong rất nhiều trường hợp các nhiễm bẩn thứ cấp nêu trên đã làm tái nhiễm bản vùng cận đáy giếng và là nguyên nhân trực tiếp dẫn đến nhiều giếng đã xử lý nhưng không thành công. Hậu quả là, sau khi xử lý vùng cận đáy giếng, trái với mong muốn ban đầu, sản lượng khai thác dầu bị suy giảm mạnh so với trước khi xử lý và thường có xu hướng tiếp tục suy giảm theo thời gian khai thác. Điều này trở nên đặc biệt nghiêm trọng ở các giếng đang khai thác ở giai đoạn khai thác cuối, áp suất vỉa bị giảm mạnh, các sản phẩm phản ứng rất khó khăn được kéo ra khỏi vùng cận đáy giếng.

Đối với các giếng được xử lý không thành công như trên, luôn có nhu cầu cần được xử lý tiếp bằng cách biện pháp phù hợp để khôi phục giếng.

Bản chất kỹ thuật của sáng chế

Mục đích của sáng chế là quy trình xử lý phục hồi và nâng cao hệ số sản phẩm của các giếng dầu bị suy giảm khả năng khai thác hoặc không còn khả năng khai thác, các giếng này thường là các các giếng sau khi xử lý nhiều lượt bằng các chế phẩm axit nhưng hiệu quả khai thác kém/giảm sau khi xử lý. Cụ thể sáng chế đề xuất:

Quy trình xử lý phục hồi và nâng cao hệ số sản phẩm của các giếng dầu, trong đó các giếng này là các giếng đã được xử lý bằng chế phẩm axit nhưng bị suy giảm khả năng khai thác hoặc không còn khả năng khai thác, quy trình này bao gồm các bước theo trình tự:

(i) bơm chế phẩm xử lý nhiễm bẩn hữu cơ dùng để hòa tan các nhiễm bẩn hữu cơ như asphalten, paraffin, nhựa, và phá nhũ tương (dưới đây gọi là chế phẩm 1);

(ii) bơm chế phẩm xử lý, hòa tan các nhiễm bẩn vô cơ là các kết tủa thứ cấp từ các lần xử lý trước, các kết tủa này chủ yếu bao gồm AlF_3 , CaF_2 , $Fe(OH)_2$, $Fe(OH)_3$, $Al(OH)_3$, $AlF_2(OH)_3$, Na_3AlF_6 (dưới đây gọi là chế phẩm 2);

(iii) bơm dung dịch đệm để ngăn cách chế phẩm 2 với chế phẩm hệ axit phía sau và đồng thời đẩy các chế phẩm vào trong vỉa;

(iv) bơm chế phẩm hệ axit (dưới đây gọi là chế phẩm 3);

(v) bơm dung dịch đệm để đẩy các chế phẩm vào trong vỉa; và

(vi) đưa giếng vào hoạt động bình thường.

Theo một phương án được ưu tiên, chế phẩm xử lý nhiễm bẩn hữu cơ chứa (tính theo % thể tích):

- hydrocacbon béo có số nguyên tử cacbon từ 14 đến 17: 40-50%
- hydrocacbon thơm có số nguyên tử cacbon từ 6 đến 10: 40-50%
- alpha terpineol: 3-5%
- dung môi đồng hòa tan: 10-30%
- chất phân tán paraffin: 2-3%.

Theo một phương án được ưu tiên, chế phẩm xử lý, hòa tan các nhiễm bẩn vô cơ chứa các thành phần sau (tính theo % khối lượng):

- axit aminopolycarboxylic : 10-40%;
- axit phosphoric hữu cơ: 5-7%;
- chất phá nhũ gốc nước: 1-5%
- natri hydroxit: 5-10% đủ để độ pH nằm trong khoảng từ 9 đến 11,5; và
- nước: phần còn lại để đủ 100%.

Theo một phương án được ưu tiên, axit aminopolycarboxylic được chọn từ nhóm bao gồm: axit iminodiacetic, axit etylen diamintetraaxetic, axit dietylen triaminpentaaxetic, axit N-(2-Hydroxyetyl)etylen diamintriaxetic, axit nitrilotriaxetic, axit N,N-bis(carboxylmetyl)-L-glutamic, axit N,N'-etylen diamindisuxinic, axit N-(1,2-dicarboxyetyl)-D,L-aspartic (iminodisuccinic acid) hoặc muối của nó với kim loại kiềm.

Theo một phương án được ưu tiên, axit phosphoric hữu cơ được chọn từ nhóm bao gồm: axit 1-hydroxy etylen-1,1-diphosphonic, axit dietylen triamin penta(metylen phosphonic), axit 2-phosphonobutan -1,2,4-tricarboxylic, axit bis(hexametylen triamin penta (metylen phosphonic), axit 2-hydroxy phosphonoaxetic.

Theo một phương án được ưu tiên, chất phá nhũ gốc nước được chọn từ nhóm bao gồm: polyete, polyimin alkoxylat, dẫn xuất của polyol, oxyalkylxylat este.

Theo một phương án được ưu tiên, dung môi đồng hòa tan được chọn từ nhóm bao gồm: etylen glycol monobutyl ete, metyl etyl keton, hexanol được etoxylat hóa, dipropylen glycol metyl ete.

Theo một phương án được ưu tiên, chất phân tán paraffin được sử dụng để chống lại hiện tượng tái lắng đọng paraffin sau khi xử lý hòa tan và được chọn từ nhóm bao gồm: etylen vinyl axetat, copolyme etylen-propylen, poly(etylen-buten), polyaminoamid, naphta thơm, copolyme maleic.

Theo một phương án được ưu tiên, dung dịch đệm là dung dịch muối NH_4Cl hoặc dầu hỏa, dầu diesel, tốt hơn là dầu hỏa hoặc dầu diesel.

Mô tả chi tiết sáng chế

Dưới đây, quy trình theo sáng chế sẽ được mô tả một cách chi tiết theo từng bước thực hiện và các yếu tố có liên quan.

Quy trình xử lý phục hồi và nâng cao hệ số sản phẩm của các giếng dầu bao gồm các bước theo trình tự:

(i) bơm chế phẩm xử lý nhiễm bẩn hữu cơ dùng để hòa tan các nhiễm bẩn hữu cơ như asphaten, paraffin, nhựa, và phá nhũ tương (dưới đây gọi là chế phẩm 1);

(ii) bơm chế phẩm xử lý, hòa tan các nhiễm bẩn vô cơ là các kết tủa thứ cấp từ các lần xử lý trước, các kết tủa này chủ yếu bao gồm AlF_3 , CaF_2 , $\text{Fe}(\text{OH})_2$, $\text{Fe}(\text{OH})_3$, $\text{Al}(\text{OH})_3$, $\text{AlF}_2(\text{OH})_3$, Na_3AlF_6 (dưới đây gọi là chế phẩm 2);

(iii) bơm dung dịch đệm để ngăn cách chế phẩm 2 với chế phẩm hệ axit phía sau và đồng thời để đẩy các chế phẩm vào trong vỉ;

(iv) bơm chế phẩm hệ axit;

(v) bơm dung dịch đệm để đẩy các chế phẩm vào trong vỉ; và

(vi) đưa giếng vào hoạt động bình thường.

Lượng dùng của các chế phẩm phụ thuộc vào đặc trưng của giếng và vỉ, người có hiểu biết trung bình trong lĩnh vực kỹ thuật này sẽ dễ dàng dựa trên các kết quả khảo sát giếng để tính toán lượng dùng các chế phẩm.

Chế phẩm theo sáng chế bao gồm các thành phần riêng lẻ, được trộn đều với nhau trước khi sử dụng. Các thành phần của chế phẩm này sẽ được mô tả một cách chi tiết hơn dưới đây.

- Chế phẩm 1: Chế phẩm xử lý nhiễm bẩn hữu cơ chứa:

- + Aliphatic hydrocacbon (có số nguyên tử cacbon $n = 14-17$): 40-50%
- + Aromatic hydrocacbon (có số nguyên tử cacbon $n = 6-10$): 40-50%
- + Alpha terpeneol: 3-5%
- + Dung môi đồng hòa tan: 10-30%
- + Chất phân tán: 2-3%

Dung môi Aliphatic hydrocacbon là một hỗn hợp dung môi công nghiệp có bán sẵn trên thị trường, gồm các n-paraffin, iso-paraffin mà trong phân tử có 14-17 nguyên tử cacbon. Lượng dùng của nó trong khoảng từ 40-50% thể tích của chế phẩm.

Dung môi Aromatic hydrocacbon là một hỗn hợp dung môi công nghiệp có bán sẵn trên thị trường, gồm các dung môi thơm mà trong phân tử có 6-10 nguyên tử cacbon. Các dung môi này bao gồm nhưng không giới hạn: xylen, toluen... Lượng dùng của nó trong khoảng từ 40-50% thể tích của chế phẩm.

Alpha terpeneol là phụ gia tăng nhiệt độ chớp cháy của chế phẩm, trong đó có thành phần chính: alpha terpeneol $> 98,5\%$. Khi bổ sung thêm aliphatic terpeneol có thể làm nhiệt độ chớp cháy của chế phẩm tăng từ $(27-30^{\circ}\text{C})$ lên tới 42°C . Lượng dùng của nó trong khoảng từ 3-5% thể tích của chế phẩm.

Dung môi đồng hòa tan là các rượu đơn chức, đa chức vừa có thể tan trong dầu, vừa tan được trong nước, có tác dụng phá vỡ nhũ tương dầu nước, tăng tính thấm ướt. Các dung môi này bao gồm nhưng không giới hạn: etylen glycol monobutyl ete, metyl etyl keton, Hexanol được etoxylat hóa, dipropylen glycol metyl ete. Lượng dùng của nó trong khoảng từ 10-30% thể tích của chế phẩm.

Chất phân tán được sử dụng để chống lại hiện tượng tái lắng đọng paraffin sau khi xử lý hòa tan. Các chất phân tán này bao gồm nhưng không giới hạn: Etylen vinyl axetate, copolyme etylen-propylen, poly(etylen-buten),

polyaminoamid, naphta thom, copolyme maleic. Lượng dùng của nó trong khoảng từ 2-3% thể tích của chế phẩm.

- Chế phẩm 2: Chế phẩm xử lý, hòa tan các nhiễm bẩn vô cơ là các kết tủa thứ cấp từ các lần xử lý trước, chứa:

- + Aminopolycarboxylic acid : 10-40%;
- + Axit phosphoric hữu cơ: 5-7%;
- + Chất phá nhũ gốc nước: 1-5%
- + Hydroxit natri: 5-10% đủ để pH đạt 9-11,5
- + Nước: phần còn lại để đủ 100%.

Aminopolycarboxylic acid là một nhóm các hợp chất chelate mà trong phân tử bao gồm các nhóm amino và các nhóm carboxyl. Các axit này bao gồm nhưng không giới hạn Iminodiacetic acid, Ethylenediaminetetraacetic acid, diethylenetriaminepentaacetic acid, 2-Hydroxyethyl)ethylenediaminetriacetic Acid, nitrilotriacetic acid, N,N-bis(carboxymethyl)-L-glutamic acid, N,N'-ethylenediaminedisuccinic acid, N-(1,2-dicarboxyethyl)-D,L-aspartic acid (iminodisuccinic acid) hoặc muối của nó với kim loại kiềm. Lượng dùng của nó trong khoảng từ 10-40% thể tích của chế phẩm.

Axit phosphoric hữu cơ là một nhóm các axit hữu cơ có chứa gốc axit phosphonic trong phân tử. Các axit này bao gồm nhưng không giới hạn: axit 1-hydroxy etylen-1,1-diphosphonic; axit dietylen triamin penta(metylen phosphonic), axit 2-phosphonobutan -1,2,4-tricarboxylic, axit bis(hexametylen triamin penta (metylen phosphonic), axit 2-hydroxy phosphonoaxetic ... Lượng dùng của axit trong khoảng từ 5 đến 7% khối lượng của chế phẩm.

Chất phá nhũ gốc nước là thành phần tan trong nước, có tác dụng chống lại hiện tượng tạo nhũ giữa chế phẩm với dầu thô. Các chất phá nhũ gốc nước bao gồm nhưng không giới hạn: polyether, polyimine alkoxylate, dẫn xuất của polyol, oxyalkylxylate esters. Lượng dùng của axit trong khoảng từ 1 đến 5% khối lượng của chế phẩm.

Natri hydroxit – NaOH là loại hóa phẩm được sử dụng trong công nghiệp có thể dễ dàng mua trên thị trường với hàm lượng chất chính khoảng trên 90%.

Lượng dùng của NaOH từ 5-10% hoặc đủ để điều chỉnh pH của chế phẩm đến giá trị 9-11,5.

- Chế phẩm 3 là hệ hóa phẩm axit sử dụng để xử lý các nhiễm bẩn vô cơ thông thường (sét, CaCO_3 , SiO_2 ...) bao gồm các thành phần: Hỗn hợp axit (HCl, Acetic acid, citric acid...), muối NH_4Cl , chất hoạt động bề mặt, hóa phẩm chống kết tủa thứ cấp, chất ức chế ăn mòn, chất chống tạo nhũ... Đây là hệ hóa phẩm phổ biến trong xử lý vùng cận đáy giếng, tuy nhiên cần đảm bảo yêu cầu hòa tan nhiễm bẩn vô cơ thông thường, khả năng tương hợp với lưu thể vỉa, khả năng chống kết tủa thứ cấp cũng như hạn chế tốc độ ăn mòn theo quy định.

Trải qua nhiều thử nghiệm, các tác giả đã bất ngờ phát hiện ra Chế phẩm 1 có khả năng hòa tan trên 94% các kết tủa thứ cấp được hình thành trong các lần xử lý trước, sự kết hợp giữa 03 chế phẩm theo quy trình công nghệ nêu trên đảm bảo hệ số phục hồi độ thấm trên 100% khi thí nghiệm trên mô hình mẫu lõi. Hiệu ứng đồng tác dụng của 3 chế phẩm đảm bảo khả năng xử lý triệt để các dạng nhiễm bẩn khác nhau (các nhiễm bẩn vô cơ thông thường, các nhiễm bẩn hữu cơ, các kết tủa thứ cấp từ các lần xử lý trước không thành công).

03 Chế phẩm theo sáng chế có thể được điều chế theo quy trình gồm các bước sau:

- Chế phẩm 1. Các thành phần của chế phẩm được khuấy trộn theo thứ tự: Dung môi aliphatic hydrocarbon, aromatic hydrocarbon, chất phân tán, dung môi đồng hòa tan, alpha terpineol, trong quá trình pha chế khuấy nhẹ ở tốc độ khuấy nằm trong khoảng từ 30 vòng/phút đến 50 vòng/phút trong 10 phút tại nhiệt độ trong phòng để thu được dung dịch đồng nhất.

- Chế phẩm 2.

+ Hòa tan Aminopolycarboxylic acid vào nước, khuấy nhẹ ở tốc độ khuấy nằm trong khoảng từ 30 vòng/phút đến 50 vòng/phút trong 10 phút tại nhiệt độ trong phòng để thu được dung dịch đồng nhất

+ Bổ sung axit phosphoric hữu cơ khuấy nhẹ ở tốc độ khuấy 30 vòng/phút trong 10 phút tại nhiệt độ trong phòng để thu được dung dịch đồng nhất.

+ Bỏ sung chất phá nhũ, khuấy nhẹ ở tốc độ khuấy 30 vòng/phút trong 10 phút tại nhiệt độ trong phòng để thu được dung dịch đồng nhất

+ Từ từ bỏ sung thêm NaOH đồng thời khuấy nhẹ ở tốc độ khuấy 30 vòng/phút cho đến khi pH của chế phẩm đạt trong khoảng giá trị 9-11,5.

- Chế phẩm 3. Được pha chế theo quy trình thông thường mà người có hiểu biết trung bình trong lĩnh vực kỹ thuật dễ dàng có thể thực hiện được.

Quy trình công nghệ xử lý phục hồi và nâng cao hệ số sản phẩm của các giếng sau khi xử lý nhiều lượt nhưng hiệu quả kém hoặc không thành công bằng cách bơm các chế phẩm nêu trên được thực hiện theo các bước sau đây:

- Bơm Chế phẩm 1 vào giếng
- Bơm Chế phẩm 2 vào giếng
- Bơm dung dịch đệm để ngăn cách Chế phẩm 2 và 3, đồng thời để đẩy các chế phẩm vào trong vỉa.

- Bơm Chế phẩm 3 vào giếng
- Bơm dung dịch đệm để đẩy các chế phẩm vào trong vỉa.
- Đưa giếng vào hoạt động trở lại

Trong quy trình nêu trên, dung dịch đệm là dung dịch muối NH_4Cl hoặc dầu hỏa, dầu diesel, trong đó ưu tiên sử dụng dầu hỏa, dầu diesel.

Sáng chế có thể được minh họa thông qua các ví dụ cụ thể dưới đây. Tuy nhiên, các ví dụ này chỉ mang tính chất minh họa mà không phải là các phương án hạn chế của sáng chế, phạm vi yêu cầu bảo hộ của sáng chế được đưa ra trong phần yêu cầu bảo hộ.

Ví dụ thực hiện sáng chế

Ví dụ 1: Chế tạo các chế phẩm

- Chế tạo Chế phẩm 1: Trộn theo thứ tự 35 ml Dung môi aliphatic hydrocarbon, 35ml aromatic hydrocarbon, chất phân tán, 2 ml chất phân tán, 25 ml dung môi đồng hòa tan, 3ml alpha terpineol, trong quá trình pha chế khuấy nhẹ ở tốc độ khuấy nằm trong khoảng từ 30 vòng/phút đến 50 vòng/phút trong 10 phút tại nhiệt độ trong phòng để thu được dung dịch đồng nhất.

- Chế tạo 100g Chế phẩm 2.

+ Hòa tan 25g muối của axit aminopolycarboxylic (disodium ethylen diamin tetraacetate) vào nước, khuấy nhẹ ở tốc độ khuấy nằm trong khoảng từ 30 vòng/phút, trong 10 phút tại nhiệt độ phòng để thu được dung dịch đồng nhất;

+ Bổ sung 5g axit phosphoric hữu cơ (axit dietylen triamin penta(metylen phosphonic)) khuấy nhẹ ở tốc độ khuấy 30 vòng/phút trong 10 phút tại nhiệt độ trong phòng để thu được dung dịch đồng nhất.

+ Bổ sung 3g chất phá nhũ (polyete), khuấy nhẹ ở tốc độ khuấy 30 vòng/phút trong 10 phút tại nhiệt độ trong phòng để thu được dung dịch đồng nhất

+ Từ từ bổ sung thêm NaOH đồng thời khuấy nhẹ ở tốc độ khuấy 30 vòng/phút cho đến khi pH của chế phẩm đạt trong khoảng giá trị 11. Tổng khối lượng NaOH bổ sung là 7,5g.

- Chế tạo 100g Chế phẩm 3. Hòa tan vào nước 20g hỗn hợp axit DMC-Acid, 0,5 g HF, 5g NH₄Cl, 4g chất chelat DMC-CAF, 2g chất hoạt động bề mặt DMC-Sur, 5g Chất phá nhũ DMC-Nonemulsifier, 3g chất ức chế ăn mòn, bổ sung thêm nước cho đủ 100g và khuấy nhẹ ở tốc độ khuấy 30 vòng/phút trong 10 phút tại nhiệt độ trong phòng để thu được dung dịch đồng nhất. Đây là chế phẩm axit được Tổng Công ty Hóa chất và Dịch vụ dầu khí-CTCP (PVChem) đang sử dụng để xử lý vùng cận đáy giếng đối tượng cát kết. Một số hóa phẩm được đặt theo tên thương mại của PVChem.

Ví dụ 2: Đánh giá hiệu quả phục hồi độ thấm trên mô hình mẫu lõi sau khi xử lý bằng chế phẩm ở Ví dụ 1

Một trong các đánh giá phản ánh rõ nhất ưu điểm của chế phẩm là khả năng phục hồi độ thấm của mẫu lõi sau khi xử lý bằng các chế phẩm ở Ví dụ 1. Thí nghiệm được thực hiện trong điều kiện tương tự như điều kiện vỉa (nhiệt độ 100°C, áp suất 100 atm). Mô phỏng nhiễm bẩn từ các lần xử lý trước bằng cách Bơm Hệ hóa phẩm GKP được chuẩn bị theo các Bước 1-2 ở Ví dụ 2 và dầu thô chứa nhiều paraffin. Sau đó mẫu lõi được xử lý bằng 3 chế phẩm ở Ví dụ 1 theo quy trình đã mô tả ở trên. Nhận thấy rằng, sau khi mô phỏng nhiễm bẩn độ thấm

của các mẫu giảm từ 59 đến 88,9%, đây là mức độ suy giảm rất lớn. Kết quả cho thấy hệ số phục hồi độ thấm của mẫu lõi sau khi xử lý bằng 03 chế phẩm đạt trung bình 109,5%. Nếu so sánh giữa K2 (độ thấm sau gây nhiễm bẩn) và K3 (sau khi xử lý phục hồi) thì độ thấm trung bình đã tăng từ 218,1% đến 402,7%. Như vậy việc kết hợp 03 chế phẩm theo quy trình công nghệ đề xuất đã giúp xử lý, loại trừ được các dạng nhiễm bẩn trong đó bao gồm cả các kết tủa từ các lần xử trước và các nhiễm bẩn thông thường như nhiễm bẩn hữu cơ, cặn nước, nhiễm bẩn vô cơ thông thường.

Bảng 3. Kết quả đánh giá sự phục hồi độ thấm của mẫu lõi trên mô hình vỉa

STT	Thông tin mẫu	Các mẫu		
1	Tên mẫu	BH74 5-1-34	BH19-3-2-32	BH19-1-3-12/2
2	Đối tượng	Mioxen	Oligoxen	Mioxen
3	Độ thấm khí, mD	464,8	104,8	124,9
4	Nhiệt độ, °C	100	120	100
5	Áp suất, atm	100	100	100
8	Độ thấm dầu ban đầu K ₁	48,98	1,34	33,27
Trình tự thí nghiệm				
9	Bơm nhiễm bẩn:			
10	Độ thấm dầu sau khi bị nhiễm bẩn K ₂	20,06	0,454	3,68
11	Hệ số suy giảm độ thấm sau mô phỏng nhiễm bẩn (K ₁ -K ₂)/K ₁ x100%	59,0	66,1	88,9
12	Bơm hóa phẩm xử lý	1V rỗng Chế phẩm 1 2V rỗng Chế phẩm 2 1V rỗng Chế phẩm 3	1V rỗng Chế phẩm 1 2V rỗng Chế phẩm 2 1V rỗng Chế phẩm 3	2V rỗng Chế phẩm 1 2V rỗng Chế phẩm 2 2V rỗng Chế phẩm 3
13	Độ thấm dầu sau xử lý K ₃	47,72	0,99	14,82
14	So sánh: K ₃ /K ₂ x100%	237,9	218,1	402,7
15	Hệ số phục hồi độ thấm: K ₂ /(K ₁ +K ₃)x2x100%	138,2	110,1	80,2
Hệ số phục hồi độ thấm trung bình		109,5%		

Ví dụ 3. Ví dụ áp dụng quy trình tại giếng A.

Năm 2016 giếng đã được xử lý bằng 14m³ hệ axit có chứa HCl 12% + CH₃COOH 5% + NTF (ATMP) 4,0% + chất ức chế ăn mòn + Chất hoạt động bề mặt và 14m³ Hệ axit có chứa HCl 12% + HF 2% + CH₃COOH 5% + NTF

(ATMP) 4% + chất ức chế ăn mòn + Chất hoạt động bề mặt. Sau xử lý sản lượng khai thác dầu bị giảm từ 63 tấn/ngày trước khi xử lý xuống còn 39 tấn/ngày. Sau đó, sản lượng này tiếp tục giảm, đến mức 14,5 tấn/ngày.

Lúc này, tiến hành khôi phục giếng theo quy trình của sáng chế bằng cách tiến hành bơm các chế phẩm nêu ở Ví dụ 1 theo quy trình đã mô tả, cụ thể như sau:

- Bơm 13m³ Chế phẩm 1 vào giếng
- Bơm 6m³ Chế phẩm 2 vào giếng
- Bơm dung 5m³ dung dịch đệm để ngăn cách Chế phẩm 2 và 3, đồng thời để đẩy các chế phẩm vào trong vỉa.
- Bơm 30m³ Chế phẩm 3 vào giếng
- Bơm 15m³ dung dịch đệm để đẩy các chế phẩm vào trong vỉa.
- Đưa giếng vào hoạt động trở lại.

Trong 7 tháng sau khi xử lý, sản lượng khai thác dầu của giếng đạt từ 23,9 đến 27,4 tấn/ngày. Tổng lượng dầu khai thác thêm được là 3.176 tấn.

Hiệu quả đạt được của sáng chế

Quy trình theo sáng chế đã làm nâng cao vượt trội hệ số phục hồi độ thấm mẫu lõi, giúp phục hồi và nâng cao được sản lượng khai thác dầu đặc biệt trong giai đoạn khai thác cuối, điều kiện vỉa có nhiều khó khăn, phức tạp.

Yêu cầu bảo hộ

1. Quy trình xử lý phục hồi và nâng cao hệ số sản phẩm của các giếng dầu, trong đó các giếng này là các giếng đã được xử lý bằng chế phẩm axit nhưng bị suy giảm khả năng khai thác hoặc không còn khả năng khai thác, quy trình này bao gồm các bước theo trình tự:

- (i) bơm chế phẩm xử lý nhiễm bẩn hữu cơ dùng để hòa tan các nhiễm bẩn hữu cơ như asphalten, paraffin, nhựa, và phá nhũ tương (dưới đây gọi là chế phẩm 1);
- (ii) bơm chế phẩm xử lý, hòa tan các nhiễm bẩn vô cơ là các kết tủa thứ cấp từ các lần xử lý trước, các kết tủa này chủ yếu bao gồm AlF_3 , CaF_2 , $Fe(OH)_2$, $Fe(OH)_3$, $Al(OH)_3$, $AlF_2(OH)_3$, Na_3AlF_6 (dưới đây gọi là chế phẩm 2);
- (iii) bơm dung dịch đệm để ngăn cách chế phẩm 2 với chế phẩm hệ axit phía sau và đồng thời để đẩy các chế phẩm vào trong vỉ;
- (iv) bơm chế phẩm hệ axit (dưới đây gọi là chế phẩm 3);
- (v) bơm dung dịch đệm để đẩy các chế phẩm vào trong vỉ; và
- (vi) đưa giếng vào hoạt động bình thường.

2. Quy trình theo điểm 1, trong đó chế phẩm xử lý nhiễm bẩn hữu cơ chứa (tính theo % thể tích):

- hydrocacbon béo có số nguyên tử cacbon từ 14 đến 17: 40-50%;
- hydrocacbon thơm có số nguyên tử cacbon từ 6 đến 10: 40-50%;
- alpha terpineol: 3-5%;
- dung môi đồng hòa tan: 10-30%;
- chất phân tán paraffin: 2-3%.

3. Quy trình theo điểm 1 hoặc 2, trong đó chế phẩm xử lý, hòa tan các nhiễm bẩn vô cơ chứa các thành phần sau (tính theo % khối lượng):

- axit aminopolycarboxylic : 10-40%;
- axit phosphoric hữu cơ: 5-7%;
- chất phá nhũ gốc nước: 1-5%;
- natri hydroxit: 5-10% đủ để độ pH nằm trong khoảng từ 9 đến 11,5; và
- nước: phần còn lại để đủ 100%.

4. Quy trình theo điểm 3, trong đó axit aminopolycarboxylic được chọn từ nhóm bao gồm: axit iminodiaxetic, axit etylendiamintetraaxetic, axit dietyltriampentaaxetic, axit N-(2-Hydroxyetyl)etylendiamintriaxetic, axit nitrilotriaxetic, axit N,N-bis(carboxymetyl)-L-glutamic, axit N,N'-etylendiamindisuxinic, axit N-(1,2-dicarboxyetyl)-D,L-aspartic (iminodisuccinic acid) hoặc muối của nó với kim loại kiềm.
5. Quy trình theo điểm 3, trong đó axit phosphoric hữu cơ được chọn từ nhóm bao gồm: axit 1-hydroxy etylen-1,1-diphosphonic, axit dietylen triamin penta(metylen phosphonic), axit 2-phosphonobutan -1,2,4-tricarboxylic, axit bis(hexametylen triamin penta (metylen phosphonic), axit 2-hydroxy phosphonoaxetic.
6. Quy trình theo điểm bất kỳ trong số các điểm từ 3 đến 5, trong đó chất phá nhũ gốc nước được chọn từ nhóm bao gồm: polyete, polyimin alkoxylat, dẫn xuất của polyol, oxyalkylxylat este.
7. Quy trình theo điểm 2, trong đó dung môi đồng hòa tan được chọn từ nhóm bao gồm: etylen glycol monobutyl ete, metyl etyl keton, hexanol được etoxylat hóa, dipropylen glycol metyl ete.
8. Quy trình theo điểm 2 hoặc 7, trong đó chất phân tán paraffin được sử dụng để chống lại hiện tượng tái lắng đọng paraffin sau khi xử lý hòa tan và được chọn từ nhóm bao gồm: etylen vinyl axetat, copolyme etylen-propylen, poly(etylen-buten), polyaminoamid, naphta thom, copolyme maleic.
9. Quy trình theo điểm bất kỳ trong số các điểm nêu trên, trong đó dung dịch đệm là dung dịch muối NH_4Cl hoặc dầu hỏa, dầu diesel, tốt hơn là dầu hỏa hoặc dầu diesel.