



(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)



1-0033450

(51)⁷ C09K 8/60; E21B 43/26; E21B 43/00;
C09K 8/528

(13) B

(21) 1-2014-01277

(22) 20/06/2012

(86) PCT/US2012/043308 20/06/2012

(87) WO 2013/043243 28/03/2013

(30) 13/236,378 19/09/2011 US

(45) 26/09/2022 414

(43) 25/08/2014 317A

(73) Baker Hughes Incorporated (US)

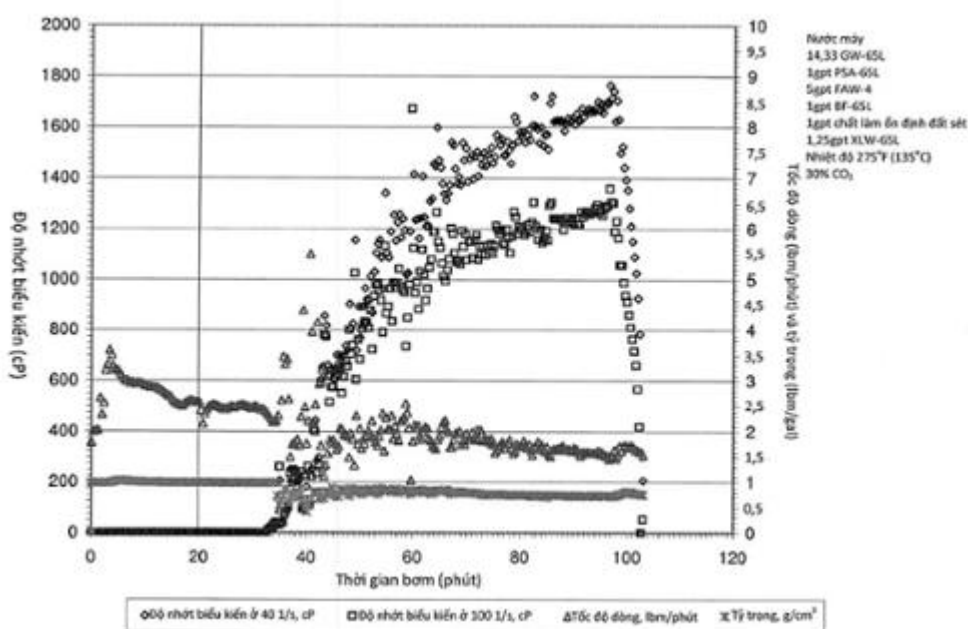
2929 Allen Parkway, Suite 2100, Houston, Texas 77019, United States of America

(72) CARMAN, Paul S. (US).

(74) Công ty TNHH T&T INVENMARK Sở hữu trí tuệ Quốc tế (T&T INVENMARK CO., LTD.)

(54) PHƯƠNG PHÁP LÀM ĐỨT GẦY VĨA NGẦM

(57) Sáng chế đề cập đến phương pháp xử lý vỉa ngầm có nhiệt độ cao lên đến khoảng 500°F (260°C), trong đó phương pháp này sử dụng chất lưu xử lý giếng chứa chất làm ổn định phenothiazin. Chất lưu xử lý giếng theo sáng chế có thể được hoạt hóa hoặc được tạo bọt.



Lĩnh vực kỹ thuật được đề cập

Sáng chế đề cập đến phương pháp và chế phẩm để xử lý vỉa ngầm có nhiệt độ cao. Cụ thể hơn, sáng chế đề cập đến phương pháp và chế phẩm để xử lý vỉa ngầm có giếng khoan xuyên qua, tại đó chất lưu xử lý giếng được hoạt hóa hoặc được tạo bọt ở nhiệt độ cao được bơm vào ở nhiệt độ lên tới khoảng 500°F (260°C).

Tình trạng kỹ thuật của sáng chế

Việc thăm dò liên tục về vỉa ngầm chứa hydrocacbon thường xuyên yêu cầu người vận hành khoan sâu hơn đáng kể so với các hoạt động khoan trước đó. Ngoài việc khoan sâu hơn, người vận hành luôn cố tăng sản lượng hydrocacbon. Một cách làm tăng sản lượng hydrocacbon từ nhiều vỉa là tạo sự đứt gãy thủy lực. Trong quá trình làm đứt gãy thủy lực, chất lưu nhớt xử lý giếng được bơm vào giếng khoan ở tốc độ và áp suất sao cho vết nứt hoặc đứt gãy được khai thông vào xung quanh vỉa ngầm.

Thông thường, chất lưu xử lý giếng để làm đứt gãy thủy lực chứa gồm guar hoặc dẫn xuất của guar hoặc chất hoạt động bề mặt nhớt đàn hồi như chất làm đặc để trợ giúp quá trình vận chuyển chất chèn, giảm lực ma sát, kiểm soát sự hao hụt chất lưu, và kiểm soát hình học của vết đứt gãy. Thông thường, chất lưu làm đứt gãy thủy lực sẽ vận chuyển chất chèn vào vết đứt gãy để ngăn không cho vết đứt gãy khép lại hoàn toàn. Bên cạnh việc có thể đưa chất chèn vào vết đứt gãy, chất lưu này phải có khả năng phân rã bằng cách làm giảm độ nhớt của nó sao cho chất lưu có độ nhớt thấp tạo ra có thể dễ dàng được làm sạch khỏi vết đứt gãy ngay trước khi sản xuất hydrocacbon,

Khi xử lý vỉa ngầm nhạy với nước, thường cần thiết giảm đến mức tối thiểu lượng nước trong chất lưu xử lý giếng. Trong trường hợp này, thường được ưu tiên là trộn chất tạo bọt với chất lưu xử lý giếng. Điều này cho phép làm giảm lượng nước đưa vào vỉa mà không làm thất thoát lượng chất lưu xử lý giếng. Nhờ đó, việc thu hồi chất lưu xử lý giếng được gia tăng. Chất tạo bọt thích hợp bao gồm các khí tạo bọt như nitơ và cacbon dioxit. Trong một số trường hợp, hỗn hợp các khí như vậy có thể được sử dụng. Hỗn hợp bao gồm hai loại khí nêu trên được gọi là chế phẩm hai thành phần.

Thông thường, cụm từ "được hoạt hóa" được dùng để chỉ chất lưu chứa hai pha trong đó ít hơn 53% thể tích của pha phân tán là chất khí hoặc chất lỏng (ví dụ, nitơ hoặc CO₂ lỏng).

Thông thường, thuật ngữ "được tạo bọt" được dùng để chỉ chất lưu trong đó trên 53% thể tích của pha phân tán của chất lưu là chất khí hoặc chất lỏng. Các chất lưu được hoạt hóa hoặc được tạo bọt, tốt hơn là được sử dụng cho các bể chứa khí dưới áp suất (thấp hơn áp suất thủy tĩnh) và các giếng giàu đất sét có thể trương nở và di chuyển.

Khi độ sâu lỗ khoan tiếp tục tăng nhiệt độ vỉa cũng tăng. Không may là, khi nhiệt độ vượt quá 325°F (162,8°C), nhiều chất lưu làm đứt gãy dựa trên guar (kể cả chất lưu làm đứt gãy dựa trên guar được tạo bọt hoặc được hoạt hóa) trở nên không có hiệu quả do chúng mất một phần hoặc toàn bộ tính nhớt của mình. Nhiều chất lưu làm đứt gãy dựa trên guar bị phân rã ở tỷ lệ mà gây bất lợi việc phân bố chất chèn, kiểm soát sự hao hụt chất lỏng, hoặc hình học đứt gãy ở mức tối ưu.

Ở nhiệt độ cao, các polyme dựa trên guar dễ dàng tự bị rã theo một số phương pháp, thường trong khoảng thời gian ngắn hơn thời gian cần thiết để hoàn thành bước làm đứt gãy. Quá trình bị rã thường trở nên xấu hơn khi nhiệt độ tiếp tục tăng. Việc tăng nhiệt độ làm diễn biến này trở nên trầm trọng hơn. Hầu hết sự phân rã làm phân cắt các mạch polyme, đồng thời làm giảm độ nhớt của chất lưu. Điều này có thể là do quá trình oxy hóa xuất phát từ lượng không khí dư thừa bị cuốn vào chất lưu, gây ra việc phân cắt nhiệt đối với liên kết axetal dọc theo trục chính của polyme do nhiệt, thủy phân polyme này, hoặc kết hợp của các hoạt động nêu trên.

Hiện nay, đang có nhu cầu về chất lưu làm đứt gãy có thể được sử dụng ở vỉa sâu hơn và nóng hơn mà khi hoạt động đồng thời có thể bị phân rã theo cách có kiểm soát khi quá trình làm đứt gãy hoàn thành. Cũng có nhu cầu về chất lưu làm đứt gãy được hoạt hóa hoặc được tạo bọt để sử dụng trong xử lý vỉa sâu hơn và nóng hơn dù các vỉa này nhạy với nước. Hơn nữa, còn mong muốn rằng chất lưu làm đứt gãy này sẽ ổn định để cho phép chất lưu làm đứt gãy di chuyển đến các khoảng cách xa hơn trong vết đứt gãy.

Bản chất kỹ thuật của sáng chế

Như đã nêu trong phần trên đây, chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao có thể làm đứt gãy vỉa ngâm ở nhiệt độ lên tới khoảng 500°F (260°C) được đề xuất dưới dạng một phương án của sáng chế. Chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao bao gồm nước, copolyme tổng hợp có phân tử lượng lớn và chất liên kết ngang. Chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao này có thể còn chứa chất đệm pH.

Theo một khía cạnh, copolyme tổng hợp có phân tử lượng lớn được tạo ra từ acrylamit,

axit acrylamidomethylpropansulfonic, và vinyl phosphonat. Theo một khía cạnh, copolyme bao gồm acrylamit với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 30 đến khoảng 80% trọng lượng, axit acrylamidomethylpropansulfonic với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 20 đến khoảng 50% trọng lượng, và vinyl phosphonat với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 1 đến khoảng 5% trọng lượng. Chất đệm pH cho phép chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao duy trì được độ pH nằm trong khoảng từ khoảng 4,5 đến khoảng 5,25.

Chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao được tạo bột hoặc được hoạt hóa cũng có thể làm đứt gãy vỉa ngầm ở nhiệt độ lên tới khoảng 500°F (260°C) được đề xuất dưới dạng một phương án của sáng chế. Chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao được tạo bột hoặc được hoạt hóa bao gồm nước, copolyme tổng hợp có phân tử lượng lớn, chất liên kết ngang và, tùy ý, chất đệm pH và chất tạo bột như khí tạo bột như nitơ và cacbon dioxit và, tùy ý, chất tạo bột không chứa khí. Độ pH của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao có thể nằm trong khoảng từ khoảng 4,0 đến khoảng 6,0 và chất đệm pH làm cho chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao duy trì được khoảng pH này.

Theo một khía cạnh, chất lưu được tạo bột hoặc được hoạt hóa chứa copolyme tổng hợp có phân tử lượng lớn được tạo ra từ acrylamit, axit acrylamidomethylpropansulfonic, và vinyl phosphonat. Theo một khía cạnh, copolyme bao gồm acrylamit với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 30 đến khoảng 80% trọng lượng, axit acrylamidomethylpropansulfonic với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 20 đến khoảng 50% trọng lượng, và vinyl phosphonat với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 1 đến khoảng 5% trọng lượng.

Ngoài chế phẩm chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao, phương pháp làm đứt gãy vỉa ngầm cũng được đề xuất dưới dạng một phương án của sáng chế. Theo một phương án, phương pháp làm đứt gãy vỉa ngầm có nhiệt độ lên đến 500°F (260°C) được đề xuất. Theo phương án này, chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao bao gồm nước; copolyme có phân tử lượng lớn được tạo ra từ acrylamit, axit acrylamidomethylpropansulfonic, và vinyl phosphonat; chất liên kết ngang và chất đệm pH được tiếp xúc với ít nhất một phần vỉa ngầm ở áp suất đủ để làm đứt gãy vỉa ngầm. Chất đệm pH duy trì độ pH của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao nằm trong khoảng từ 4,5 đến 5,25.

Phương pháp khác làm đứt gãy vỉa ngầm được đề xuất dưới dạng một phương án khác của sáng chế. Theo phương án này, nước được cho tiếp xúc với copolyme có phân tử lượng lớn được tạo ra từ acrylamit, axit acrylamidomethylpropansulfonic, và vinyl phosphonat để tạo

ra polyme tan trong nước. Polyme tan trong nước được cho tiếp xúc với chất liên kết ngang và chất tạo bọt để tạo ra chất lưu được tạo bọt hoặc được hoạt hóa. Ít nhất một phần của vữa ngậm được cho tiếp xúc với chất lưu được tạo bọt hoặc được hoạt hóa ở áp suất đủ để làm đứt gãy vữa. Chất lưu được tạo bọt hoặc được hoạt hóa có thể còn chứa chất đệm pH, tốt hơn là duy trì được độ pH của chất lưu được tạo bọt hoặc được hoạt hóa nằm trong khoảng từ khoảng 4,0 đến khoảng 6,0.

Các chất phụ gia khác có thể được sử dụng trong chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao được mô tả ở đây cũng có thể được sử dụng cho các phương án của sáng chế. Các chất phụ gia này có thể bao gồm các monome bổ sung mà có thể được copolyme hóa bằng polyme có phân tử lượng lớn của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao, chất làm ổn định giúp chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao hoạt động trong thời gian dài, chất liên kết ngang giúp tăng độ nhớt của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao, chất phá vỡ giúp phá vỡ chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao, chất hoạt động bề mặt giúp hydrat hóa chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao, và các chất tương tự. Các hợp chất thích hợp khác có thể được sử dụng trong chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao, như chất chèn và các chất phụ gia khác, là đã biết rõ đối với người có hiểu biết trung bình trong lĩnh vực này và có thể coi là thuộc phạm vi bảo hộ của sáng chế.

Mô tả vắn tắt các hình vẽ

Fig.1 là đồ thị minh họa độ nhớt biểu kiến của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao có chứa và không chứa chất phá vỡ theo thời gian ở các nhiệt độ khác nhau theo các phương án của sáng chế;

Fig.2 là đồ thị minh họa độ nhớt biểu kiến của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao có chứa và không chứa chất phá vỡ theo thời gian ở 350°F (176,7°C) theo các phương án của sáng chế;

Fig.3 là đồ thị minh họa độ nhớt biểu kiến của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao chứa lượng copolyme khác nhau và nhiệt độ khác nhau theo các phương án của sáng chế;

Fig.4 là đồ thị minh họa độ nhớt biểu kiến của chất lưu xử lý giếng ở nhiệt độ cao chứa lượng nitơ bằng 63% thể tích theo các phương án của sáng chế.

Fig.5 là đồ thị minh họa độ nhớt biểu kiến của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao hoạt hóa chứa lượng cacbon dioxit bằng 30% thể tích theo các phương án của sáng chế.

Mô tả chi tiết sáng chế

Mặc dù sáng chế có nhiều biến thể và các dạng thay thế khác nhau nhưng các phương án cụ thể được thể hiện bằng cách lấy ví dụ trong các hình vẽ và sẽ được mô tả chi tiết ở đây. Tuy nhiên, cần hiểu rằng sáng chế không bị giới hạn ở các dạng cụ thể được bộc lộ. Đúng hơn là, đối tượng của sáng chế sẽ bao trùm tất cả các biến thể, các thể tương đương và phương án thay thế nằm trong tinh thần và phạm vi của sáng chế như được xác định bởi các yêu cầu bảo hộ đính kèm.

Các phương án minh họa sáng chế được mô tả dưới đây vì chúng có thể được sử dụng trong quá trình thu hồi hydrocacbon và trong quá trình xử lý giếng khoan. Để làm rõ nghĩa, không phải tất cả các dấu hiệu của quá trình thực hiện thực tế đều được mô tả trong bản mô tả này. Tất nhiên, cần hiểu rằng khi thực hiện một phương án bất kỳ nêu trên trong thực tế, nhiều quyết định thực hiện phải được đưa ra theo hoàn cảnh cụ thể nhằm đạt được mục đích cụ thể của người thực hiện, các quyết định này sẽ thay đổi theo mỗi hoàn cảnh thực hiện. Hơn nữa, cần hiểu rằng việc thực hiện này có thể phức tạp và tốn thời gian, tuy nhiên chúng đều là những thao tác bình thường đã biết đối với người có hiểu biết trung bình trong lĩnh vực của sáng chế. Các khía cạnh và ưu điểm khác của các phương án theo sáng chế sẽ trở nên rõ ràng dựa vào việc xem xét phần mô tả sau đây.

Chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao có thể làm đứt gãy vữa ngậm ở nhiệt độ lên tới khoảng 500°F (260°C) được đề xuất dưới dạng một phương án của sáng chế. Theo phương án này, chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao bao gồm nước, copolyme tổng hợp có phân tử lượng lớn, chất liên kết ngang, và tùy ý chất đệm pH.

Theo phương án khác, chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao có thể được tạo bọt hoặc được hoạt hóa bằng chất tạo bọt, như khí tạo bọt và, tùy ý, chất tạo bọt không chứa khí. Chất lưu thu được chứa hai pha — pha lỏng và pha khí. Khi pha phân tán chứa khí với lượng nhỏ hơn khoảng 53% thể tích, chất lưu này được gọi là "các chất lưu được hoạt hóa". Khi pha phân tán chứa khí với lượng lớn hơn 53% thể tích, chất lưu này được gọi là "chất lưu được tạo bọt".

Copolyme tổng hợp có phân tử lượng lớn được tạo ra từ acrylamit, axit acrylamidometylpropansulfonic, và vinyl phosphonat. Theo một khía cạnh, acrylamit có thể được tạo ra từ ít nhất một amit của axit carboxylic có liên kết chưa bão hòa kiểu etylen. Theo một khía cạnh, copolyme tổng hợp có phân tử lượng lớn có giá trị K lớn hơn khoảng 375. Theo một khía cạnh, khoảng giá trị K nằm trong khoảng từ khoảng 50 đến khoảng 750; hoặc theo cách khác, từ khoảng 150 đến khoảng 350. Giá trị K (nghĩa là giá trị K Fikentscher) là số

đo trọng lượng phân tử trung bình của polyme. Phương pháp thử nghiệm thường được sử dụng bởi người có hiểu biết trung bình trong lĩnh vực này để tính giá trị K được xác định bởi tiêu chuẩn ISO 1628-2 (DIN 53726). Theo các phương án của sáng chế, chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao bao gồm copolyme có phân tử lượng lớn với lượng khoảng 25% trọng lượng trong nhũ tương. Copolyme có phân tử lượng lớn trong nhũ tương có thể có mặt với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 10galon mỗi 1000galon chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao ở nhiệt độ dưới 350°F (176,7°C) đến khoảng 25galon mỗi 1000galon chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao ở 500°F (260°C). Nồng độ của copolyme tổng hợp có phân tử lượng lớn phụ thuộc vào nhiệt độ của vỉa ngầm và khoảng thời gian trong đó copolyme tổng hợp có phân tử lượng lớn được tiếp xúc với nhiệt độ cao. Nói chung, copolyme tổng hợp có trọng lượng phân tử càng cao càng cần thiết hơn ở nhiệt độ cao hơn so với ở nhiệt độ thấp hơn.

Theo một khía cạnh, copolyme được tạo ra từ acrylamit với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 20 đến khoảng 90% trọng lượng, axit acrylamidomethylpropansulfonic với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 9 đến khoảng 80% trọng lượng, và vinyl phosphonat với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 0,1 đến khoảng 20% trọng lượng; theo cách khác, acrylamit với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 30 đến khoảng 80% trọng lượng, axit acrylamidomethylpropansulfonic với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 25 đến khoảng 60% trọng lượng, và vinyl phosphonat với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 0,2 đến khoảng 10% trọng lượng; theo cách khác, acrylamit với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 40 đến khoảng 70% trọng lượng, axit acrylamidomethylpropansulfonic với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 30 đến khoảng 40% trọng lượng, và vinyl phosphonat với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 1 đến khoảng 3% trọng lượng; hoặc theo cách khác, acrylamit với lượng khoảng 50% trọng lượng, axit acrylamidomethylpropansulfonic với lượng khoảng 30% trọng lượng, vinyl phosphonat với lượng khoảng 2% trọng lượng, và phần còn lại là copolyme acrylamit và axit acrylamidomethylpropansulfonic.

Chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao có thể còn được tạo bọt hoặc được hoạt hóa bằng chất khí hoặc chất lỏng thích hợp hoặc nhũ hóa bằng chất lỏng thích hợp. Chất lưu được tạo bọt và được hoạt hóa làm giảm khối lượng riêng bằng cách làm giảm lượng nước mà không làm mất đi thể tích chất lưu xử lý và tăng độ nhớt của chất lưu xử lý giếng. Việc sử dụng chúng đặc biệt cần thiết khi xử lý vỉa ngầm nhạy nước (như các bể chứa khí dưới áp suất như các tầng than khô và giếng giàu đất sét có thể trương nở và di chuyển)) mà tại đó cần giảm đến mức tối thiểu lượng nước trong chất lưu. Mặc dù nitơ và CO₂ lỏng thường được sử dụng làm chất tạo

bột thích hợp cho chất lưu được tạo bọt và được hoạt hóa thì khí hoặc chất lỏng khác bất kỳ như khí trơ, như argon, hoặc khí tự nhiên, đã biết trong lĩnh vực này có thể được sử dụng. Theo một khía cạnh, chất tạo bọt có mặt với lượng nằm trong khoảng từ 53% thể tích đến trên 96% thể tích khí phân tán đối với chất lưu được tạo bọt và với lượng nằm trong khoảng từ 5 đến 53% thể tích khí phân tán đối với các chất lưu được hoạt hóa. Theo phương án được ưu tiên, lượng chất tạo bọt trong chất lưu xử lý giếng có mặt với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 20% đến 50% thể tích khí phân tán đối với các chất lưu được hoạt hóa hoặc có mặt với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 63 đến khoảng 94% thể tích khí phân tán đối với chất lưu được tạo bọt.

Trong một vài trường hợp, có thể cần thiết bổ sung chất tạo bọt không chứa khí vào chất lưu xử lý giếng. Khi được sử dụng, chất tạo bọt không chứa khí thông thường được sử dụng phối hợp với khí tạo bọt. Chất tạo bọt không chứa khí thường góp phần làm ổn định chất lưu tạo ra và làm giảm lượng nước cần thiết trong chất lưu. Ngoài ra, các chất này thường làm tăng độ nhớt của chất lưu. Ví dụ, khi lượng khí phân tán trong chất lưu xử lý giếng vượt quá 30% thể tích, chất tạo bọt không chứa khí có thể được thêm vào chất lưu để tạo ra chất lưu được tạo bọt. Việc bổ sung chất tạo bọt không chứa khí thường làm tăng độ nhớt của chất lưu xử lý giếng. Ngoài việc làm tăng độ nhớt, chất tạo bọt không chứa khí còn góp phần làm ổn định chất lưu tạo ra. Chất tạo bọt không chứa khí có thể là lưỡng tính, cation hoặc anion và có thể bao gồm các chất hoạt động bề mặt dựa trên các betain, các alpha olefin sulfonat, các sulfat ete, các sulfat ete được etoxyl hóa và các etoxylat.

Chất tạo bọt anion không chứa khí thích hợp bao gồm alkyl ete sulfat, ete sulfat được etoxyl hóa, este phosphat, ete alkyl phosphat, este phosphat của rượu được etoxyl hóa, alkyl sulfat và alpha olefin sulfonat. Alpha-olefin sulfonat được ưu tiên là các muối của cation hóa trị một như ion kim loại kiềm như natri, lithi hoặc kali, ion amoni hoặc amoni được thế alkyl hoặc amoni được thế hydroxyalkyl, trong đó các nhóm thế alkyl có thể chứa từ 1 đến 3 nguyên tử cacbon trong mỗi nhóm thế. Gốc alpha-olefin thường có từ 12 đến 16 nguyên tử cacbon.

Alkyl ete sulfat được ưu tiên cũng là các muối của cation hóa trị một nêu trên. Alkyl ete sulfat có thể là alkylpolyete sulfat và chứa từ 8 đến 16 nguyên tử cacbon trong gốc alkyl ete. Chất hoạt động bề mặt anion được ưu tiên là natri lauryl ete sulfat (2-3 mol etylen oxit), C8-C10 amoni ete sulfat (2-3 mol etylen oxit) và C14-C16 natri alpha-olefin sulfonat và hỗn hợp của chúng. Đặc biệt được ưu tiên là amoni ete sulfat.

Chất tạo bọt cation không chứa khí thích hợp bao gồm muối amoni bậc bốn của alkyl, muối amoni bậc bốn của alkyl benzyl và muối amoni bậc bốn của alkyl amido amin.

Chất tạo bọt không chứa khí được ưu tiên là alkyl ete sulfat, ete sulfat được alkoxy hóa, este phosphat, ete alkyl phosphat, este phosphat của rượu được alkoxy hóa, alkyl sulfat và alpha olefin sulfonat.

Thông thường, lượng chất tạo bọt có mặt trong chất lưu xử lý giếng với lượng đủ để tạo ra chất lượng bọt nằm trong khoảng từ khoảng 30% đến khoảng 98%, tốt hơn là 90% hoặc cao hơn. Chất lượng bọt là số đo lượng thể tích chất lỏng thấp nhất của chất lưu xử lý giếng cần thiết để đem lại kết quả mong muốn. Do đó, bọt có chất lượng 90% được dùng để chỉ việc sử dụng 100ml chất lưu xử lý giếng được tạo bọt mà khi làm mất ổn định tạo ra 10ml chất lưu xử lý giếng lỏng.

Chất đệm pH theo sáng chế giúp duy trì độ pH thấp của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao nằm trong khoảng từ khoảng 4,0 đến khoảng 6,0. Chất đệm pH có thể bao gồm axit axetic và natri axetat hoặc hỗn hợp của axit axetic, natri axetat, hoặc axit formic.

Theo một khía cạnh, lượng chất đệm pH cần thiết là lượng có hiệu lực duy trì độ pH của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao nằm trong khoảng từ khoảng 4,5 đến khoảng 5,25; hoặc theo cách khác, từ khoảng 4,75 đến khoảng 5; hoặc theo cách khác, khoảng 5. Theo một khía cạnh, chất đệm pH là chất đệm pH thực, mà đối lập với chất điều chỉnh độ pH, như được hiểu bởi người có hiểu biết trung bình trong lĩnh vực này. Độ pH thấp của các hệ thống và các phương pháp được mô tả ở đây hỗ trợ việc làm sạch chất lưu sau quá trình xử lý giếng.

Theo một khía cạnh, khi chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao được tạo bọt hoặc được hoạt hóa, lượng chất đệm pH cần thiết là lượng có tác dụng duy trì độ pH của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao nằm trong khoảng từ khoảng 5,3 đến khoảng 5,75 trong đó khí tạo bọt là nitơ và nằm trong khoảng từ khoảng 4,1 đến khoảng 4,5 khi khí tạo bọt là cacbon dioxid.

Ở nhiệt độ trên 400°F (204,4°C), chất đệm pH bao gồm axit axetic và natri axetat có độ pH bằng khoảng 5 ở nồng độ 25% có thể được sử dụng. Ở nhiệt độ dưới 400°F (204,4°C), chất đệm pH khác có thể được sử dụng, như chất đệm axit axetic và axit formic. Nói chung, chất đệm pH bất kỳ có thể duy trì độ pH của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao nằm trong khoảng từ khoảng 4,5 đến khoảng 5,25 và không ảnh hưởng tới các thành phần còn lại của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao có thể được sử dụng. Chất đệm pH thích hợp khác sẽ trở lên rõ ràng

đối với người có hiểu biết trung bình trong lĩnh vực này và được cho là thuộc phạm vi của sáng chế.

Chất đệm pH bao gồm axit axetic và natri axetat có độ pH bằng khoảng 5 có thể được sử dụng ở nồng độ nằm trong khoảng từ khoảng 1galon mỗi 1000galon chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao đến khoảng 3galon mỗi 1000galon chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao, phụ thuộc vào nhiệt độ của vỉa ngầm.

Copolymer tổng hợp có phân tử lượng lớn cũng có thể được copolymer hóa tiếp bằng monome khác để tạo ra nhiều ưu điểm khác về độ ổn định của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao. Tương tự với chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao dựa trên guar, độ nhớt của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo sáng chế có thể được làm tăng đáng kể khi đầu tiên copolymer hóa bằng các lượng nhỏ monome và tạo liên kết ngang, ở vị trí giếng, bằng kim loại chuyển tiếp, như sắt, titan, ziricon, crom, hafani, nhôm, và hỗn hợp của chúng. Các monome thích hợp có thể được copolymer hóa bằng polymer tổng hợp có phân tử lượng lớn bao gồm các monome được chọn từ nhóm bao gồm kim loại kiềm của axit acrylamidomethylpropansulfonic, muối amoni của axit acrylamidomethylpropansulfonic, styren sulfonat, vinyl sulfonat, N-vinylpyrrolidon, N-vinylformamit, N-vinylaxetamit, N,N-dialylaxetamit, metacrylamit, acrylamit, N,N-dimethylacrylamit, metacrylamit, cation hóa trị hai từ muối canxi, cation hóa trị hai từ muối magie, và hỗn hợp của chúng. Ví dụ, kim loại kiềm hoặc muối amoni của axit acrylamidomethylpropansulfonic (AMPS), styren sulfonat hoặc vinyl sulfonat có thể được copolymer hóa để làm tăng khả năng kết hợp muối vào polymer tổng hợp có phân tử lượng lớn. Các cation hóa trị hai từ muối canxi và muối magie cũng có thể được sử dụng để tăng khả năng kết hợp muối vào polymer tổng hợp có phân tử lượng lớn. Một ví dụ khác là monome như N-vinylamit, N-vinylpyrrolidon, N-vinylformamit, N-vinylaxetamit, và N-dialylaxetamit cũng có thể được copolymer hóa với polymer tổng hợp có phân tử lượng lớn để trợ giúp quá trình vận chuyển chất chèn bằng cách hấp phụ lên bề mặt chất chèn. Các copolymer của copolymer tổng hợp có phân tử lượng lớn có thể được điều chế bằng phương pháp polymer hóa bất kỳ cần thiết để tạo ra các copolymer có phân tử lượng lớn. Phương pháp đặc biệt hữu hiệu để điều chế copolymer là bằng cách nhũ tương polymer nghịch đảo do nó có thể dễ dàng định lượng vào trong dòng nước chảy trong quá trình làm đứt gãy và nó có thể hydrat hóa nhanh chóng, mà có thể làm giảm số lượng thiết bị cần sử dụng ở vị trí giếng.

Chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo sáng chế còn có thể bao gồm chất làm ổn

định giúp chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao hoạt động trong khoảng thời gian dài. Một cơ chế trong đó chất làm ổn định trợ giúp kéo dài thời gian hoạt động của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao là bằng cách duy trì độ nhớt của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao trong một khoảng thời gian lâu hơn thời gian mà chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao có thể hoạt động mà không cần chất làm ổn định. Theo một khía cạnh, chất làm ổn định là natri thiosulfat, phenothiazin, hoặc hỗn hợp của chúng. Việc sử dụng phenothiazin làm chất làm ổn định được mô tả trong đơn yêu cầu cấp bằng sáng chế Mỹ số 12/020,755, nộp ngày 28.1.2008. Chất làm ổn định thích hợp khác là chất làm ổn định gel hiện đang được bán trên thị trường dưới dạng GS-1L chứa natri thiosulfat của Baker Hughes Incorporated.

Nói chung, hợp chất làm ổn định bất kỳ có thể duy trì độ nhớt của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao đủ lâu để thực hiện quá trình làm đứt gãy có thể được sử dụng. Lượng chất làm ổn định có thể được sử dụng bao gồm lượng hữu hiệu có thể duy trì độ nhớt, nghĩa là ngăn được quá trình phân rã do nhiệt, của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao đủ lâu để thực hiện quá trình làm đứt gãy.

Theo một khía cạnh, chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo sáng chế còn có thể chứa chất liên kết ngang. Chất liên kết ngang thích hợp có thể là hợp chất bất kỳ làm tăng độ nhớt của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao bằng cách liên kết ngang hóa học, liên kết ngang vật lý, hoặc cơ chế khác. Ví dụ, việc tạo gel copolyme tổng hợp có phân tử lượng lớn có thể được thực hiện bằng cách liên kết ngang copolyme tổng hợp có phân tử lượng lớn với ion kim loại bao gồm hợp chất chứa bo, ziricon, và titan, hoặc hỗn hợp của chúng. Một nhóm các chất liên kết ngang thích hợp là chất liên kết ngang dựa trên ziricon. Chất liên kết ngang thích hợp có thể bao gồm ziricon oxyclorea, ziricon axetat, ziricon lactat, ziricon malat, ziricon glycolat, ziricon lactat trietanolamin, ziricon xitrat, titan lactat, titan malat, titan xitrat, titan, nhôm, sắt, antimon, hợp chất dựa trên ziriconat, ziricon trietanolamin, ziriconat hữu cơ, hoặc hỗn hợp của chúng. XLW-14 là chất liên kết ngang dựa trên ziriconat đặc biệt thích hợp hiện đang được bán trên thị trường bởi hãng Baker Hughes Incorporated và được mô tả trong bằng sáng chế Mỹ số 4,534,870 được đưa vào đây bằng cách viện dẫn đến toàn bộ nội dung.

Lượng chất liên kết ngang cần thiết trong chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao phụ thuộc vào điều kiện của giếng và loại xử lý cần thực hiện, nhưng nói chung nằm trong khoảng từ khoảng 10ppm đến khoảng 1000ppm ion kim loại của chất liên kết ngang trong chất lưu polyme tổng hợp có phân tử lượng lớn. Theo một khía cạnh, lượng chất liên kết ngang có thể

được sử dụng bao gồm lượng hữu hiệu có thể làm tăng độ nhớt của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao để làm cho nó hoạt động thích hợp trong quá trình làm đứt gãy. Trong một vài ứng dụng, chất lưu polyme trong nước được tạo liên kết ngang ngay khi bổ sung chất liên kết ngang để tạo ra gel có độ nhớt cao. Trong các ứng dụng khác, phản ứng của chất liên kết ngang có thể được làm chậm lại sao cho quá trình hình thành gel nhớt không xảy ra cho tới thời điểm mong muốn.

Khi ziricon được sử dụng làm chất liên kết ngang, ziricon có độ trễ sẵn có và được sử dụng với lượng nằm trong khoảng từ 1galon mỗi 1000galon đến 2galon mỗi 1000galon phụ thuộc vào nhiệt độ và nồng độ polyme tổng hợp có phân tử lượng lớn trong chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao. Nếu cần thêm thời gian ổn định, chất làm ổn định bổ sung, như natri thiosulfat (ví dụ, GS-1L của 13J Services), có thể được sử dụng với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 1galon mỗi 1000galon chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao đến khoảng 3galon mỗi 1000galon chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao.

Chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo sáng chế còn có thể bao gồm chất hoạt động bề mặt để hỗ trợ quá trình xử lý giếng. Chất hoạt động bề mặt thường hỗ trợ quá trình hydrat hóa polyme tổng hợp có phân tử lượng lớn. Khi không có chất hoạt động bề mặt, chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo sáng chế có thể cần từ khoảng 20 đến 30 phút để hydrat hóa đủ. Với việc bổ sung chất hoạt động bề mặt, thời gian hydrat hóa được giảm đáng kể. Với chất hoạt động bề mặt, việc hydrat hóa có thể xảy ra trong khoảng thời gian dưới 5 phút. 90 - 95% chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo sáng chế có thể được hydrat hóa trong khoảng thời gian từ khoảng 1 đến 2 phút khi sử dụng chất hoạt động bề mặt thích hợp. Loại và nồng độ chất hoạt động bề mặt có thể kiểm soát thời gian hydrat hóa của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao. Chất hoạt động bề mặt thích hợp bất kỳ có thể được sử dụng sẽ trở lên rõ ràng đối với người có hiểu biết trung bình trong lĩnh vực này. Theo một khía cạnh, chất hoạt động bề mặt không ion như rượu được etoxyl hóa có thể được sử dụng. Chất hoạt động bề mặt thích hợp có thể được sử dụng theo sáng chế là hỗn hợp độc quyền bao gồm hai chất hoạt động bề mặt khác nhau hiện đang được bán trên thị trường với tên Rhodia. Hỗn hợp Rhodia chứa 50% trọng lượng Rhodasurf BC 720, là chất hoạt động bề mặt alkoxypoly(etylenoxy)etanol, và rượu mạch dài được etoxyl hóa có từ 10 đến 18 nguyên tử cacbon. Theo một khía cạnh, chất hoạt động bề mặt chứa alkoxypoly(etylenoxy)etanol, rượu được etoxyl hóa có từ 10 đến 18 nguyên tử cacbon, và hỗn hợp của chúng. Loại và lượng hữu hiệu của chất hoạt động bề mặt thích hợp là đã rõ đối với người có hiểu biết trung bình trong lĩnh vực này và được cho là thuộc

phạm vi của sáng chế.

Theo một khía cạnh của sáng chế, chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao còn bao gồm chất phá vỡ có thể làm phân rã chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo cách có kiểm soát để trợ giúp người thao tác làm sạch và loại bỏ chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao khi quá trình xử lý giếng hoàn thành. Ví dụ, chất phá vỡ có thể hỗ trợ làm sạch sau quá trình xử lý làm đứt gãy. Thử nghiệm trên nhớt kế đã cho thấy rằng hầu hết các chất phá vỡ chứa chất oxy hóa có thể được sử dụng để làm phân rã chất lưu. Chất oxy hóa thích hợp có thể bao gồm natri bromat, amoni persulfat, natri persulfat, natri perborat, natri percacbonat, canxi peroxit, magie peroxit và natri periodat. Sự phân rã có kiểm soát có thể được nhận ra do nó làm giảm độ nhớt của chất lưu một cách đồng thời và có kiểm soát. Thử nghiệm này đã gợi ý rằng độ ổn định của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo sáng chế, ngay cả khi bổ sung có chủ đích các chất phá vỡ chứa chất oxy hóa, cao hơn nhiều độ ổn định thu được bằng chất lưu xử lý giếng dựa trên guar, cho phép tối ưu hóa các xử lý được thực hiện ở nhiệt độ giếng lên tới từ 250°F (121,1°C) đến 500°F (260°C).

Theo một khía cạnh, chất phá vỡ bao gồm natri bromat, nguyên dạng hoặc được bao nang. Natri bromat đã được chỉ ra là dễ làm phân rã chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo cách có kiểm soát. Theo một khía cạnh, chất phá vỡ bao gồm natri bromat, amoni persulfat, natri persulfat, natri perborat, natri percacbonat, canxi peroxit, magie peroxit, natri periodat, percacbonat kim loại kiềm thổ, perborat kim loại kiềm thổ, peroxit kim loại kiềm thổ, perphosphat kim loại kiềm thổ, kẽm peroxit, kẽm perphosphat, kẽm perborat, kẽm percacbonat, hợp chất chứa bo, perborat, peroxit, perphosphat, hoặc hỗn hợp của chúng. Chất phá vỡ bao gồm natri bromat, amoni persulfat, natri persulfat, natri perborat, natri percacbonat, canxi peroxit, magie peroxit, natri periodat, hoặc hỗn hợp của chúng. Các dạng và lượng khác của chất phá vỡ thích hợp có thể được sử dụng theo sáng chế là đã rõ đối với người có hiểu biết trung bình trong lĩnh vực này và được cho là thuộc phạm vi của sáng chế.

Khi natri bromat được sử dụng để phá vỡ chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo sáng chế, nồng độ của natri bromat có thể nằm trong khoảng từ khoảng 0,5ppt chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao đến 20ppt chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao. Nồng độ này phụ thuộc vào việc liệu natri bromat được sử dụng dưới dạng chất rắn, dung dịch hay được bao nang, như chất phá vỡ gel High Perm BRTMm của Baker Hughes Incorporated.

Chất đệm pH, chất làm ổn định, chất liên kết ngang, chất phá vỡ, monome, và các chất

phụ gia khác được mô tả ở đây có thể được sử dụng trong các phương án về phương pháp cũng như trong phương án về chế phẩm theo sáng chế. Các hợp chất thích hợp khác đối với chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao, như chất chèn và các chất phụ gia khác, là đã rõ đối với người có hiểu biết trung bình trong lĩnh vực này và được cho là thuộc phạm vi của sáng chế.

Bên cạnh chế phẩm chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao, phương pháp làm đứt gãy vỉa ngầm có nhiệt độ lên đến 500°F (260°C) được đề xuất dưới dạng một phương án của sáng chế. Theo một phương án, chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao được cho tiếp xúc với ít nhất một phần vỉa ngầm ở áp suất đủ để làm đứt gãy vỉa ngầm. Theo một khía cạnh, chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao bao gồm nước; polyme có phân tử lượng lớn bao gồm acrylamit, axit acrylamidometylpropansulfonic, và vinyl phosphonat; chất liên kết ngang; và chất đệm pH duy trì độ pH của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao nằm trong khoảng từ khoảng 4,5 đến khoảng 5,25.

Phương pháp khác làm đứt gãy vỉa ngầm được đề xuất dưới dạng một phương án khác của sáng chế. Theo phương án này, nước được cho tiếp xúc với copolyme có phân tử lượng lớn được tạo ra từ acrylamit, axit acrylamidometylpropansulfonic, và vinyl phosphonat để tạo ra polyme tan trong nước, sau đó nó được cho tiếp xúc với chất liên kết ngang và chất đệm pH để tạo ra chất lưu dạng gel. Sau đó, chất lỏng dạng gel được cho tiếp xúc với ít nhất một phần của vỉa ngầm ở áp suất đủ để làm đứt gãy vỉa. Như đối với các phương án khác của sáng chế, chất đệm pH duy trì độ pH của chất lưu dạng gel nằm trong khoảng từ khoảng 4,5 đến khoảng 5,25.

Phương pháp làm đứt gãy vỉa ngầm khác được đề xuất dưới dạng một phương án khác của sáng chế. Theo phương án này, nước được cho tiếp xúc với copolyme có phân tử lượng lớn được tạo ra từ acrylamit, axit acrylamidometylpropansulfonic, và vinyl phosphonat để tạo ra polyme tan trong nước. Polyme tan trong nước được cho tiếp xúc với chất liên kết ngang và chất tạo bọt để tạo ra chất lưu được tạo bọt hoặc được hoạt hóa. Ít nhất là một phần của vỉa ngầm được tiếp xúc với chất lưu được tạo bọt hoặc được hoạt hóa ở áp suất đủ để làm đứt gãy vỉa. Chất lưu được tạo bọt hoặc được hoạt hóa có thể còn chứa chất đệm pH, tốt hơn là duy trì được độ pH của chất lưu được tạo bọt hoặc được hoạt hóa nằm trong khoảng từ khoảng 4,0 đến khoảng 6,0.

Chế phẩm và phương pháp được mô tả ở đây hoạt động tốt khi so sánh với chất lưu xử lý giếng dựa trên guar truyền thống. Chất lưu xử lý giếng cần có độ nhớt vừa đủ để tồn tại đủ

lâu để chất lưu xử lý giếng hoàn thành quá trình xử lý giếng, như làm đứt gãy. Chế phẩm và phương pháp được mô tả ở đây ổn định nhiều hơn rất nhiều so với hầu hết các chất lưu xử lý giếng ở nhiệt độ cao đã biết trong lĩnh vực này. Ví dụ, chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo sáng chế có thể được bơm ở nhiệt độ lên đến khoảng 500°F (260°C) trong khoảng thời gian lên đến khoảng 2 giờ. Chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao có thể được bơm ở nhiệt độ lên đến khoảng 425°F (218,3°C) trong khoảng thời gian lên đến khoảng 4 giờ. Chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao có thể được bơm ở nhiệt độ lên đến khoảng 400°F (204,4°C) trong khoảng thời gian lên đến khoảng 6 giờ.

Phương pháp và chế phẩm theo sáng chế không đòi hỏi thiết bị mới hoặc bổ sung. Thiết bị dùng chất lưu xử lý giếng truyền thống có thể được sử dụng mà không cần thay đổi bất kỳ chi tiết nào. Phương pháp và chế phẩm theo sáng chế có thể được sử dụng ở vỉa ngầm có nhiệt độ cao hơn so với các chất lưu xử lý giếng đã biết trong lĩnh vực này có khả năng thực hiện chức năng hợp lý.

Ví dụ thực hiện sáng chế

Ví dụ 1

Ví dụ về chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo sáng chế được điều chế bằng cách trộn 40pao (10kg) copolyme được tạo ra từ acrylamit và axit acrylamidometylpropansulfonic trong 1000galon (ppt) nước máy và để hydrat hóa trong 30 phút. Copolyme thích hợp được sử dụng trong ví dụ này là loại hiện đang được bán sẵn trên thị trường có tên Allessan® AG 5028P của Allessa Chemie. Thứ tự bổ sung chất phụ trợ như được thể hiện trên Fig.1. Như được thể hiện trên Fig.1, độ nhớt biểu kiến tính theo centipoaze (cP) được đo và vẽ đồ thị cho chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao ở nhiệt độ nằm trong khoảng từ 300°F (148,9°C) đến 500°F (260°C) bằng cách sử dụng hệ thống Bob and Cup RIBs theo thời gian (phút). Fig.1 thể hiện độ ổn định của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo sáng chế khi không sử dụng chất phá vỡ. Độ pH được kiểm soát bằng cách sử dụng hai chất đệm pH khác nhau. Như được thể hiện trên Fig.1, một số mẫu được thêm dưới dạng bột khô vào chất lưu làm đứt gãy, trong lúc đó các mẫu khác được điều chế ở dạng nhũ tương. Việc điều chỉnh độ pH = 4,5 bằng axit axetic (BF-10L của Baker Hughes Incorporated) được sử dụng trong mẫu ở nhiệt độ lên đến 400°F (204,4°C). Việc điều chỉnh độ pH = 4,76 bằng chất đệm thực có độ pH = 4,5 (BF-18L của Baker Hughes Incorporated) được sử dụng trong mẫu ở nhiệt độ trên 400°F (204,4°C). 2,5 đến 3,0gpt chất liên kết ngang dựa trên ziriconat (XLW-14 của Baker Hughes Incorporated)

được sử dụng trong mẫu. Hai mẫu được điều chế và đo ở nhiệt độ 400°F (204,4°C), một trong số các mẫu được điều chế bằng chất làm ổn định gel natri thiosulfat với lượng 0,06% trọng lượng và các mẫu khác được điều chế mà không chứa chất làm ổn định. Như có thể nhận thấy trên Fig.1, mẫu ở nhiệt độ 400°F (204,4°C) cùng với chất làm ổn định hoạt động tốt hơn nhiều mẫu không chứa chất làm ổn định, nghĩa là, nó duy trì được độ nhớt của nó trong một khoảng thời gian lâu hơn mẫu không chứa chất làm ổn định.

Ví dụ 2

Ba mẫu chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo sáng chế được điều chế bằng cách trộn 40pao (10kg) copolyme được tạo ra từ acrylamit, axit acrylamidometylpropansulfonic, và vinyl phosphonat trong 1000galon nước máy (Allessan® AG 5028P của Allessa Chemie) và để hydrat hóa trong 30 phút. Thứ tự bổ sung chất phụ gia là như được thể hiện trên Fig.2. Như được thể hiện trên Fig.2, độ nhớt biểu kiến được đo và vẽ đồ thị cho chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao ở 350°F (176,7°C) bằng cách sử dụng hệ thống Bob and Cup R1B5 theo thời gian (phút). Độ pH được kiểm soát bằng cách sử dụng 1gpt axit axetic đến độ pH = 4,5 (ví dụ, BF-10L của Baker Hughes Incorporated). Chất liên kết ngang dựa trên ziriconat (ví dụ, XLW-14 của Baker Hughes Incorporated) được sử dụng trong mẫu với lượng 2,5galon mỗi 1000galon chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao (gpt). Mẫu thứ nhất được điều chế mà không sử dụng chất phá vỡ. Mẫu thứ hai và thứ ba được điều chế cùng với 1 và 3ppt tương ứng của natri bromat bao nang được đánh dấu là High Penn Br trên Fig.2 (chất phá vỡ High Penn BRTM Gel Breaker của Baker Hughes Incorporated). Như có thể nhận thấy trên Fig.2, độ nhớt giảm ở tốc độ không đổi với mỗi mẫu chứa chất phá vỡ natri bromat, điều đó cho thấy rằng chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao có thể phân rã theo cách có kiểm soát. Độ nhớt của mẫu thứ hai khi sử dụng chất phá vỡ với lượng 1ppt làm giảm độ nhớt chậm hơn so với mẫu thứ ba chứa chất phá vỡ với lượng 3ppt.

Ví dụ 3

Ba mẫu chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo sáng chế được điều chế bằng cách trộn các lượng copolyme khác nhau được tạo ra từ acrylamit, axit acrylamidometylpropansulfonic, và vinyl phosphonat với nước máy (Allessan® AG 5028P có chất làm ổn định của Allessa Chemie) và để hydrat hóa trong 30 phút. Thành phần, thứ tự thêm và điều kiện trong ví dụ này là như sau:

Thành phần/điều kiện	Mẫu 4	Mẫu 2	Mẫu 3
Copolymer (AG 5028P), ppt	25	40	50
Chất làm ổn định gel (GS-1L), gpt	1	2	2
Chất đệm (BF-65L), gpt	1	1,5	2
Chất liên kết ngang (XLW-65), gpt	1,5	1,5	2
Nhiệt độ, °F (°C)	350 (176,6)	400 (204,4)	450 (232,2)

Chất làm ổn định gel GS-1L, chất đệm BF-65L, và chất liên kết ngang XLW-65 hiện đang được bán trên thị trường bởi Baker Hughes Incorporated. Như được thể hiện trên Fig.3, độ nhớt biểu kiến được đo và vẽ đồ thị cho chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao ở nhiệt độ nằm trong khoảng từ 350°F (176,7°C) đến 450°F (232,2°C) bằng cách sử dụng hệ thống Bob and Cup RIB5 theo thời gian (phút). Độ pH được kiểm soát bằng cách sử dụng chất đệm thực pH=5,0 (ví dụ, BF-65L của Baker Hughes Incorporated). Như có thể nhận thấy trên Fig.3, độ nhớt giảm ở tốc độ không đổi đối với mỗi mẫu, điều đó cho thấy rằng chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao có thể ổn định trong một khoảng thời gian dài và vẫn phân rã theo cách có kiểm soát.

Ví dụ 4

Các mẫu chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao được điều chế bằng cách trộn 15galon GW-65L, copolymer của Baker Hughes Incorporated được tạo ra từ acrylamit và axit acrylamidometylpropansulfonic, trong 1000galon (ppt) nước máy còn chứa thêm khoảng 140ppm phenothiazin. Chất lưu được để hydrat hóa trong 30 phút kết hợp bổ sung khoảng 1gpt PSA-65L, sản phẩm của Baker Hughes Incorporated. Độ pH được kiểm soát bằng cách sử dụng chất đệm BF-65L và XLW-65 được sử dụng làm chất liên kết ngang. Chất tạo bọt FAW-4, sản phẩm của Baker Hughes Incorporated, và nitơ được đưa vào chất lưu để đạt được nồng độ nitơ bằng 63% thể tích. Thứ tự bổ sung chất phụ gia là như được thể hiện trên Fig.4. Sau đó, lưu biến học của chất lưu được đánh giá bằng cách sử dụng lưu biến kế dòng chảy quay vòng được lắp với bơm tuần hoàn thể tích không đổi và bơm khí nén độc lập. Vòng chảy được lắp thêm tấm thủy tinh chịu áp 10000psi (6900kPa) để quan sát. Chất lưu được tạo bọt được cho đi qua lưu biến kế vòng đóng trong 20 phút. Như được thể hiện trên Fig.4, bọt ổn định trong một khoảng thời gian dài.

Ví dụ 5

Mẫu chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao được điều chế bằng cách trộn 15galon GW-65L, copolyme của Baker Hughes Incorporated được tạo ra từ acrylamit và axit acrylamidometylpropansulfonic, trong 1000galon (ppt) nước máy, có chứa thêm khoảng 140ppm phenothiazin. Chất lưu được để hydrat hóa trong 30 phút, kết hợp bổ sung khoảng 1gpt PSA-65L, sản phẩm của Baker Hughes Incorporated. Độ pH được kiểm soát bằng cách sử dụng chất đệm BF-65L và XLW-65 được sử dụng làm chất liên kết ngang và chất làm ổn định đất sét Claytreat-3C, sản phẩm của Baker Hughes Incorporated. Chất tạo bọt FAW-4, sản phẩm của Baker Hughes Incorporated, và cacbon dioxit được đưa vào chất lưu để đạt được nồng độ của cacbon dioxit bằng 30% thể tích. Thứ tự bổ sung chất phụ gia là như được thể hiện trên Fig.5. Sau đó, chất lưu được tạo bọt được cho đi qua lưu biến kế dòng chảy quay vòng trong khoảng 40 phút. Như được thể hiện trên FIG.5, chất lưu theo sáng chế thể hiện độ nhớt lớn hơn đáng kể độ nhớt của chất lưu thu được từ Ví dụ 4 và chất lưu này ổn định trong một khoảng thời gian dài.

Mặc dù sáng chế được thể hiện hoặc mô tả chỉ ở một số dạng của nó nhưng đối với người có hiểu biết trung bình trong lĩnh vực này thì rõ ràng là sáng chế không bị giới hạn ở các dạng này, mà có rất nhiều thay đổi khác nhưng không đi trệch khỏi phạm vi bảo hộ của sáng chế. Ví dụ, các loại chất phụ gia khác nhau có thể được sử dụng trong chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao theo sáng chế. Ví dụ khác nữa là các loại thiết bị khác nhau có thể được sử dụng trong quá trình xử lý giếng được mô tả ở đây.

YÊU CẦU BẢO HỘ

1. Phương pháp làm đứt gãy vỉa ngầm có nhiệt độ nằm trong khoảng từ khoảng 300°F (149°C) đến khoảng 500°F (260°C), trong đó phương pháp này bao gồm bước cho chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao bao gồm nước; copolyme có phân tử lượng lớn được tạo ra từ acrylamit, axit acrylamidometylpropansulfonic, và vinyl phosphonat; chất liên kết ngang; chất làm ổn định bao gồm phenothiazin hoặc hỗn hợp bao gồm natri thiosulfat và phenothiazin; và chất tạo bọt, tiếp xúc với ít nhất một phần của vỉa ngầm ở áp suất đủ để làm đứt gãy vỉa ngầm.
2. Phương pháp theo điểm 1, trong đó chất tạo bọt là khí tạo bọt được chọn từ nhóm bao gồm nitơ và cacbon dioxit và hỗn hợp của chúng.
3. Phương pháp theo điểm 1, trong đó chất lượng bọt của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao nằm trong khoảng từ khoảng 20 đến khoảng 98% thể tích.
4. Phương pháp theo điểm 1, trong đó độ pH của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao nằm trong khoảng từ khoảng 4,0 đến khoảng 6,0.
5. Phương pháp theo điểm 2, trong đó khí tạo bọt là nitơ.
6. Phương pháp theo điểm 5, trong đó độ pH của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao nằm trong khoảng từ khoảng 5,3 đến khoảng 5,75.
7. Phương pháp theo điểm 2, trong đó khí tạo bọt là cacbon dioxit.
8. Phương pháp theo điểm 7, trong đó độ pH của chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao nằm trong khoảng từ khoảng 4,1 đến khoảng 4,5.
9. Phương pháp theo điểm 3, trong đó chất tạo bọt là nitơ hoặc CO₂ lỏng và có mặt với lượng nằm trong khoảng từ 53 đến trên 96% thể tích.
10. Phương pháp theo điểm 3, trong đó chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao là chất lưu được hoạt hóa khi chất tạo bọt có mặt với lượng nằm trong khoảng từ 5 đến 53% thể tích khí phân tán hoặc là chất lưu được tạo bọt khi chất tạo bọt có mặt với lượng lớn hơn 53% thể tích khí phân tán.
11. Phương pháp theo điểm 1, trong đó copolyme có phân tử lượng lớn có mặt với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 10galon mỗi 1000galon chất lưu dạng gel đến khoảng 25galon mỗi 1000galon chất lưu dạng gel.

12. Phương pháp làm đứt gãy vỉa ngầm có nhiệt độ nằm trong khoảng từ khoảng 300°F (149°C) đến khoảng 500°F (260°C), trong đó phương pháp này bao gồm bước cho ít nhất một phần của vỉa ngầm tiếp xúc với chất lưu xử lý giếng liên kết ngang được tạo bọt hoặc được hoạt hóa ở áp suất đủ để tạo ra hoặc làm rộng thêm vết đứt gãy, chất lưu xử lý giếng liên kết ngang được tạo bọt hoặc được hoạt hóa này được tạo ra từ nước; copolyme có phân tử lượng lớn được tạo ra từ acrylamit, axit acrylamidometylpropansulfonic, và vinyl phosphonat; chất liên kết ngang; chất làm ổn định bao gồm phenothiazin hoặc hỗn hợp bao gồm natri thiosulfat và phenothiazin; và chất tạo bọt và ngoài ra, trong đó lượng chất tạo bọt trong chất lưu được tạo bọt hoặc được hoạt hóa có mặt với lượng nằm trong khoảng từ 5 đến 53% thể tích khí phân tán đối với các chất lưu được hoạt hóa hoặc có mặt với lượng nằm trong khoảng từ 53 đến 96% thể tích khí phân tán đối với chất lưu được tạo bọt.

13. Phương pháp theo điểm 12, trong đó chất tạo bọt là nitơ hoặc cacbon dioxit.

14. Phương pháp theo điểm 12, trong đó độ pH của chất lưu xử lý giếng được tạo bọt hoặc được hoạt hóa nằm trong khoảng từ khoảng 4,0 đến khoảng 6,0.

15. Phương pháp làm đứt gãy vỉa ngầm có nhiệt độ nằm trong khoảng từ khoảng 300°F (149°C) đến khoảng 500°F (260°C), trong đó phương pháp này bao gồm bước cho ít nhất một phần của vỉa ngầm tiếp xúc với chất lưu xử lý giếng được tạo bọt hoặc được hoạt hóa ở áp suất đủ để tạo ra hoặc làm rộng thêm vết đứt gãy trong vỉa, chất lưu xử lý giếng được tạo bọt hoặc được hoạt hóa bao gồm này nước, copolyme có phân tử lượng lớn được tạo ra từ acrylamit, axit acrylamidometylpropansulfonic, và vinyl phosphonat, chất liên kết ngang, chất làm ổn định bao gồm phenothiazin hoặc hỗn hợp bao gồm natri thiosulfat và phenothiazin, và chất đệm pH để duy trì độ pH của chất lưu nằm trong khoảng từ khoảng 4,0 đến khoảng 6,0.

16. Phương pháp theo điểm 15, trong đó copolyme có phân tử lượng lớn có giá trị K lớn hơn khoảng 375.

17. Phương pháp theo điểm 15, trong đó copolyme có phân tử lượng lớn có mặt với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 10galon mỗi 1000galon chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao đến khoảng 25galon mỗi 1000galon chất lưu xử lý giếng có nhiệt độ cao.

18. Phương pháp theo điểm 15, trong đó copolyme có phân tử lượng lớn còn bao gồm monome được chọn từ nhóm bao gồm kim loại kiềm của axit acrylamidometylpropansulfonic, muối amoni của axit acrylamidometylpropansulfonic,

styren sulfonat, vinyl sulfonat, N-vinylpyrrolidon, N-vinylformamit, N-vinylaxetamit, N,N-diallylaxetamit, metacrylamit, acrylamit, N,N-dimetylacrylamit, metacrylamit, cation hóa trị hai từ muối canxi, cation hóa trị hai từ muối magie, và hỗn hợp của chúng.

19. Phương pháp theo điểm 15, trong đó chất đệm pH bao gồm axit axetic, natri axetat, axit formic, hoặc hỗn hợp của chúng và có mặt với lượng nằm trong khoảng từ khoảng 1galon mỗi 1000galon chất lưu dạng gel đến khoảng 3galon mỗi 1000galon chất lưu dạng gel.

20. Phương pháp theo điểm 15, trong đó chất lưu xử lý được tạo bọt hoặc được hoạt hóa còn bao gồm chất phá vỡ enzym.

FIG.1

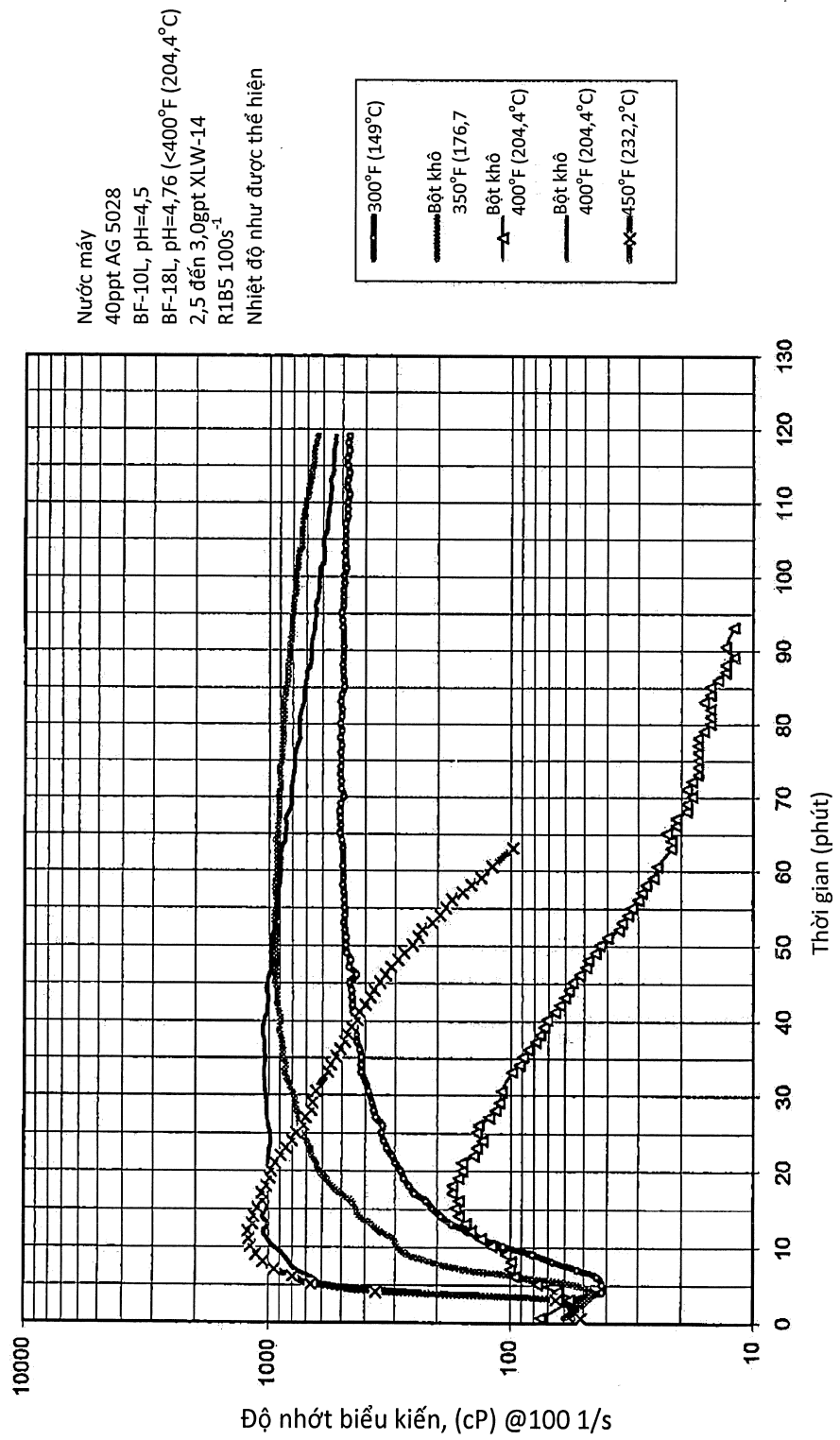


FIG.2

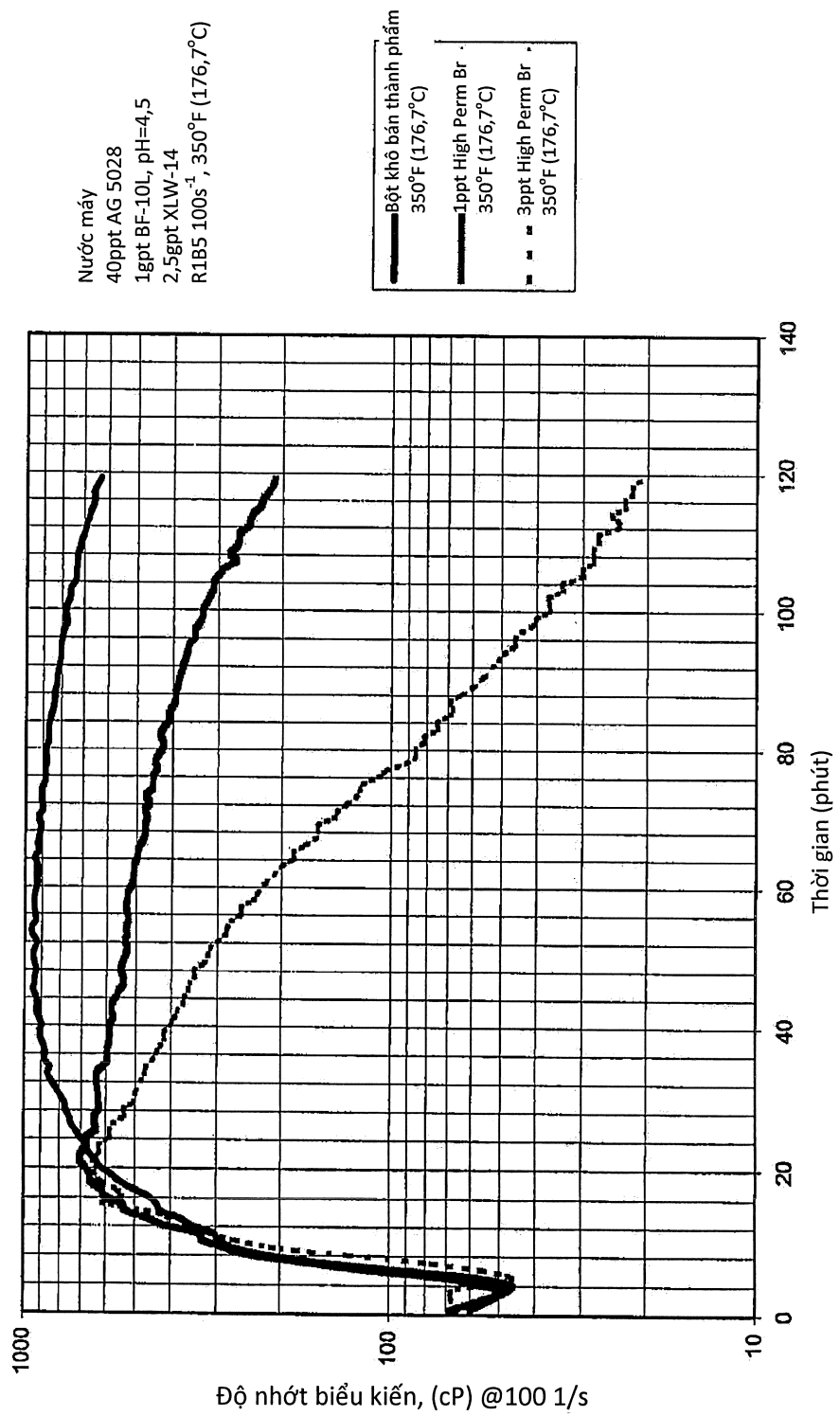
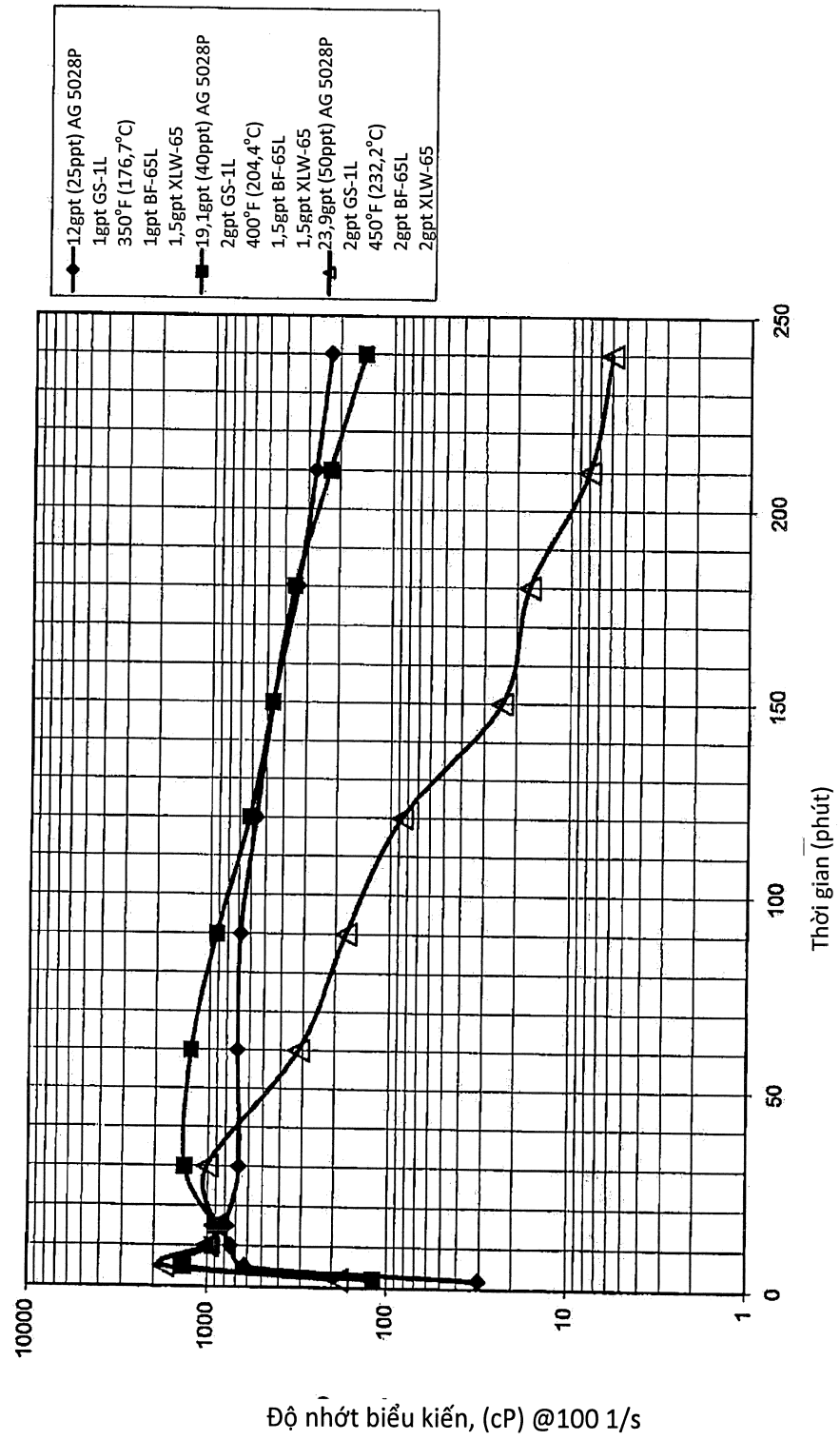


FIG.3



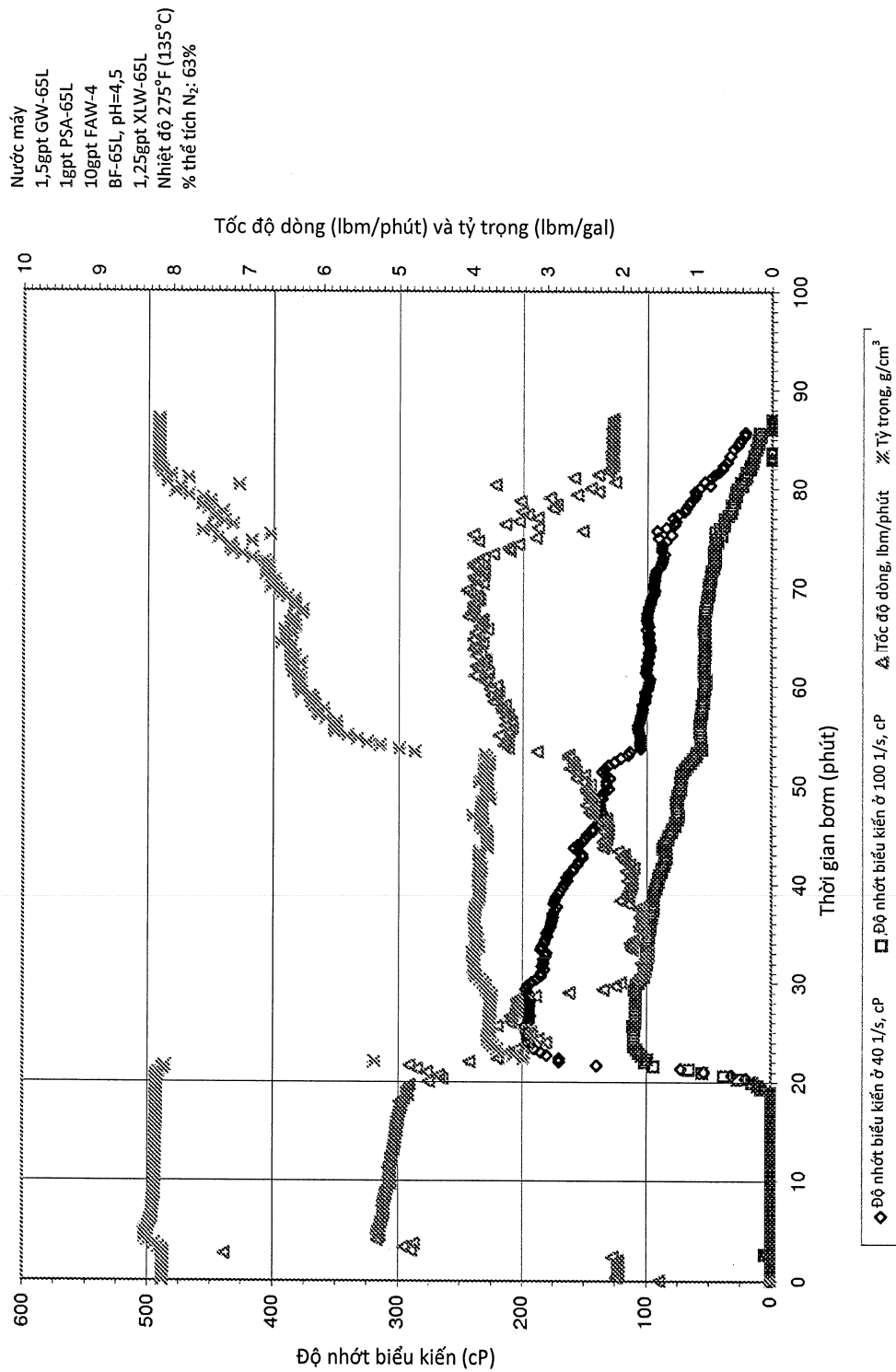


FIG.4

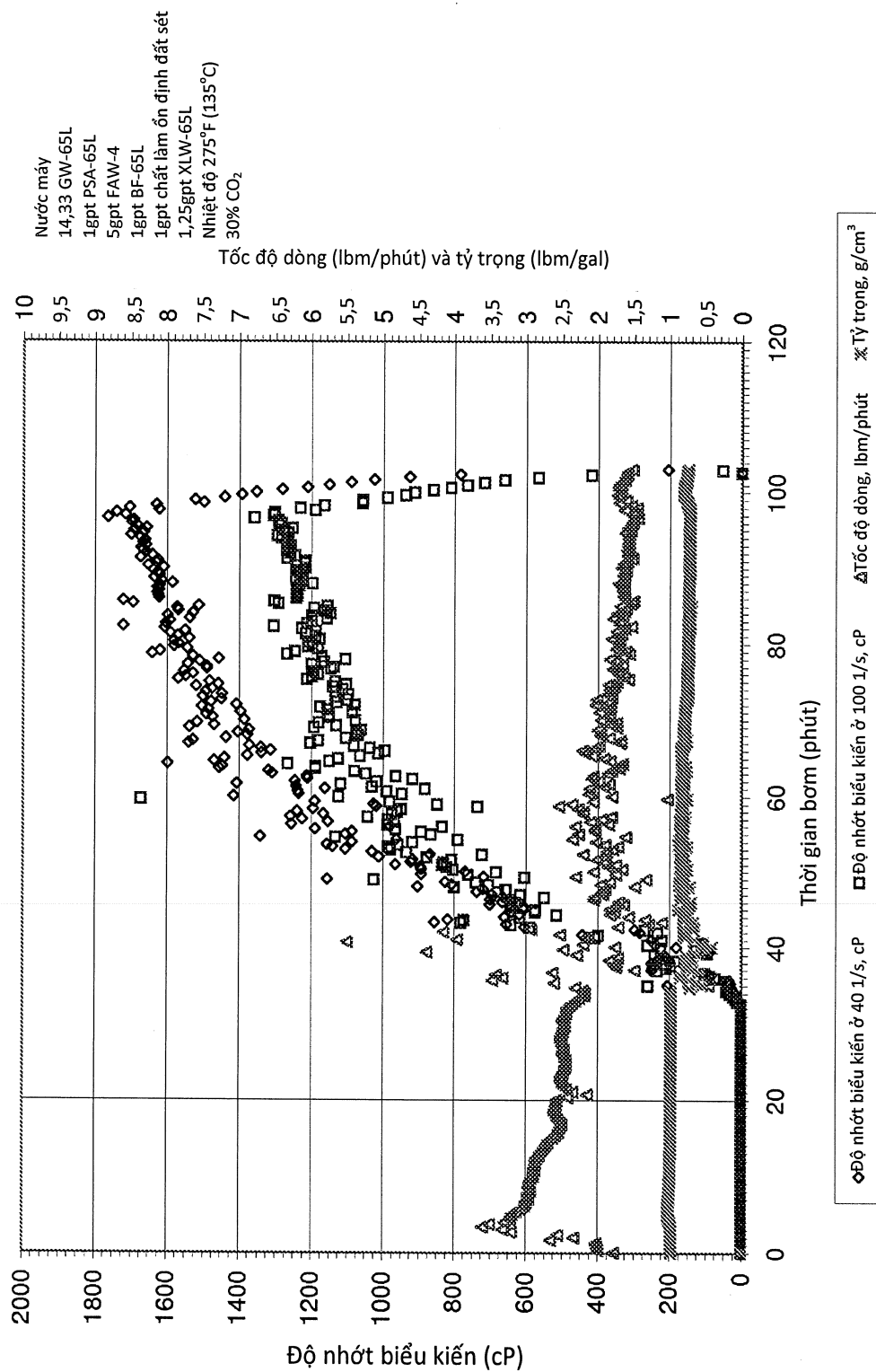


FIG.5