

LỰA CHỌN HỆ DUNG DỊCH SỬA GIẾNG, HOÀN THIỆN GIẾNG TỶ TRỌNG CAO CÓ KHẢ NĂNG BẢO TOÀN ĐỘ THẨM VỈA CHỨA

Ngô Thanh Mai¹, Đỗ Thành Trung¹, Kiều Anh Trung¹, Lê Văn Công²

¹Công ty TNHH PVChem - Tech

²Công ty TNHH Dung dịch khoan và Dịch vụ Dầu khí

Email: maint@pvchem.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2024.03-10>

Tóm tắt

Dung dịch sửa chữa giếng khoan có các đặc tính kỹ thuật công nghệ tương tự như dung dịch hoàn thiện giếng nhưng cần phải có hàm lượng pha rắn thấp để tránh gây ảnh hưởng xấu đến các tính chất thẩm chứa tự nhiên vùng cận đáy giếng. Đồng thời dung dịch này cần có tính ổn định nhiệt, không gây ăn mòn thiết bị, an toàn đối với con người và môi trường sinh thái. Dung dịch sửa chữa giếng được sử dụng trong công tác phục hồi sản lượng dầu và kéo dài thời gian khai thác nhằm gia tăng hiệu quả kinh tế của giếng [1].

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu, chế tạo hệ dung dịch PV-BrinVis sử dụng trong quá trình sửa giếng, hoàn thiện giếng trên cơ sở các muối có dải tỷ trọng từ 1,3 - 2 cùng với chất hoạt động bề mặt nhớt đàn hồi (viscoelastic surfactant) kết hợp chất hydrophob hóa bề mặt đá vỉa và các phụ gia khác như chất ức chế ăn mòn, chất khử oxy... tạo hệ có tính chất lưu biến phù hợp có khả năng điều chỉnh tỷ trọng trong phạm vi yêu cầu, lại vừa có khả năng làm sạch giếng. Các chất hoạt động bề mặt nhớt đàn hồi dễ dàng được bơm rửa để không gây các nhiễm bẩn cho vùng cận đáy giếng sau khi kết thúc quá trình sửa giếng. Với khả năng ức chế sét tốt, tốc độ ăn mòn thấp, hệ dung dịch khoan muối tiên tiến này có nhiều ưu việt để bảo toàn được độ thẩm vỉa chứa cũng như các thiết bị trong quá trình hoàn thiện, sửa chữa và bảo quản giếng.

Từ khóa: Dung dịch khoan, sửa giếng, hoàn thiện giếng.

1. Giới thiệu

Quá trình khoan, hoàn thiện và sửa chữa giếng khai thác gây ra hiện tượng nhiễm bẩn tầng chứa dung dịch sửa chữa giếng, vật liệu tạo cầu xi măng, vữa xi măng còn dư trong giếng... ở các mức độ khác nhau, làm giảm lưu lượng khai thác của giếng. Việc vận hành các thiết bị bằng dây cáp làm bong các gỉ sắt hay paraffin trong cột ống khai thác, các mảnh vụn kim loại của ống cũng có thể gây nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng. Mức độ nhiễm bẩn càng nghiêm trọng nếu hoạt động sửa chữa giếng tiến hành trong điều kiện áp suất lớn hơn áp suất cân bằng và vỉa có độ thẩm thấu cao.

Trong quá trình hoàn thiện giếng, các khoáng vật sét có mặt trong các vỉa sản phẩm khi tiếp xúc với pha nước, đặc biệt khi tiếp xúc với dung dịch có độ kiềm lớn sẽ làm co thắt các lỗ rỗng của tầng chứa. Quá trình thẩm lọc

của nước từ dung dịch khoan vào các lỗ mao dẫn thuộc tầng chứa tạo ra thể nhũ tương nước - dầu bền vững, làm giảm độ thẩm. Thêm nữa, hiệu ứng piston khi kéo thả bộ dụng cụ sửa chữa giếng, thiết bị đo trong giếng cũng làm nhiễm bẩn thành hệ trầm trọng hơn. Ngoài ra, trong quá trình xử lý giếng còn có nguy cơ tạo kết tủa do sử dụng các sản phẩm có chứa các ion gây kết tủa hoặc sắt kết tủa trong các ống chống và các thiết bị lòng giếng.

Để tránh các sự cố phức tạp, cần đảm bảo tỷ trọng của dung dịch trong quá trình hoàn thiện giếng phù hợp với áp suất vỉa, ngăn ngừa mất dung dịch vào vỉa và phun trào. Ngoài ra các thông số kỹ thuật khác như độ nhớt, tính chất lưu biến (lực cắt động, lực cắt tĩnh...) cần được điều chỉnh cho phù hợp với điều kiện đáy giếng và các đặc tính địa tầng, nhằm đảm bảo thi công hiệu quả.

Các yếu tố ảnh hưởng đến công tác hoàn thiện giếng gồm: điều kiện địa chất, chiều sâu khoảng xử lý, nhiệt độ và áp suất vỉa, thành phần H₂S và CO₂... Tuy nhiên, các yếu tố này không ảnh hưởng lớn vì các kết quả nghiên cứu cho thấy điều kiện địa lý tự nhiên của bể Cửu Long không



Ngày nhận bài: 20/6/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 20/6 - 16/10/2023.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 11/7/2024.

Bảng 1. Thành phần của hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng PV-BrinVis

STT	Thành phần PV-BrinVis	Nồng độ (%)	Chức năng
1	Các loại muối (muối đơn lẻ hoặc dung dịch hỗn hợp các muối chứa đồng thời hai, ba loại muối)	Tùy thuộc vào loại muối sử dụng	Tăng tỷ trọng dung dịch
2	Phụ gia hydrophob hóa bề mặt	1 - 2	Ức chế trương nở sét
3	Chất hoạt động bề mặt nhớt đàn hồi VES	3 - 8	Tăng độ nhớt dung dịch
4	Chất ức chế ăn mòn	2 - 3	
5	Chất khử oxy	1 - 5	
6	Các phụ gia khác		

quá phức tạp, hàm lượng H₂S và CO₂ thấp. Một số mỏ khai thác tại đối tượng Miocene ở khu vực đất đá thành hệ có tính chất bờ rời, liên kết kém, đã xảy ra hiện tượng cát xâm nhập vào giếng. Cát xâm nhập tập trung nhiều ở khu vực Đông Bắc bể Cửu Long nơi trầm tích Miocene có độ rỗng > 19% [2].

Vấn đề phức tạp nhất sau khi bơm trám xi măng là nhiễm bẩn thành hệ và độ thấm của thành hệ giảm xuống đáng kể. Vietsovpetro (VSP) đã và đang sử dụng một số dung dịch cho công tác sửa giếng, bao gồm: dung dịch nước muối, nước biển, dung dịch gốc nước với các chất hoạt động bề mặt, dung dịch sét, dung dịch có 20% bột thủy tinh và dung dịch polymer với vật liệu chống mất dung dịch dạng hạt CaCO₃. Trong công tác sửa giếng ở VSP thường sử dụng dung dịch muối CaCl₂ (cho các giếng có yêu cầu tỷ trọng dung dịch < 1,35; KCl cho các giếng khoan yêu cầu tỷ trọng < 1,18). Còn khi yêu cầu tỷ trọng > 1,35 thì dung dịch polymer và chất làm nặng bằng barite sẽ được sử dụng. Thực tế cho thấy, các dung dịch này chưa giải quyết được hiện tượng mất dung dịch thường xuyên xảy ra trong quá trình sửa chữa giếng và đây là một trong những vấn đề phức tạp thường gặp. Khi khoan vào vỉa sản phẩm, mất dung dịch xảy ra trong tầng Miocene thượng vào đầu thời kỳ phát triển mở, nhưng trong những năm gần đây thường quan sát thấy mất dung dịch nhiều hơn ở tầng Miocene dưới, thậm chí cả Oligocene.

Các hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng tại Việt Nam đang được sử dụng có một số nhược điểm như: có chứa pha rắn, hoặc xảy ra hiện tượng tách pha rắn, hoặc pha rắn trong dung dịch sửa giếng xâm nhập vào trong vỉa làm tăng nguy cơ gây nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng. Đây là nguyên nhân trực tiếp gây suy giảm sản lượng, giảm hiệu quả sửa chữa và bảo quản giếng. Ngoài ra các dung dịch còn có nguy cơ chui sâu vào vỉa do hiện tượng mất dung dịch, làm tăng độ bão hòa nước, giảm hiệu quả khai thác dầu. Hiện chưa có các dung dịch tỷ trọng cao, không chứa pha rắn được sử dụng trong quá trình sửa giếng, hoàn thiện giếng.

Các công trình dầu khí ngoài khơi Trung Quốc đã sử dụng một lượng lớn các muối NaCl, KCl, MgCl₂ trong hệ dung dịch hoàn thiện. Các hệ dung dịch hoàn thiện bằng muối không chứa chất rắn cũng được sử dụng trên các công trình dầu khí ngoài khơi và trên bờ: dung dịch cesium formate cho các giếng có nhiệt độ cao, áp suất cao (HTHP) và các giếng hoàn thiện ở vịnh Mexico từ năm 1998, miền Bắc Iran, ngoài khơi Brazil và Tây Phi và ở Kazakhstan; các hệ dung dịch CaCl₂/CaBr₂ và các hệ dung dịch formate cho 150 giếng HTHP từ 1996 ở Mỹ [3]; ở miền Nam Nigeria sử dụng hệ dung dịch muối CaCl₂/NaCl/KCl [4] và ở Na Uy sử dụng dung dịch muối sodium và potassium formate cho 400 giếng [5]; tại Ấn Độ sử dụng dung dịch KCl, NaBr hoặc potassium formate cho các giếng hoàn thiện...

Hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng PV-BrinVis cơ bản khắc phục được các nhược điểm nêu trên. PV-BrinVis có thể được pha chế với tỷ trọng theo yêu cầu, không chứa pha rắn, chứa phụ gia hydrophob hóa ức chế trương nở sét, do đó đã hạn chế tối đa việc bị nhiễm bẩn tại vùng cận đáy giếng. Trường hợp dùng dung dịch có sử dụng chất tạo cấu trúc còn giúp quá trình sửa giếng diễn ra thuận lợi, dễ dàng tuần hoàn các tạp chất cơ học lên bề mặt, ngăn ngừa được hiện tượng lắng đọng các tạp chất pha rắn. Với các đặc điểm nêu trên, hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng PV-BrinVis có khả năng vượt trội về việc bảo toàn độ thấm tự nhiên của vỉa, giúp nâng cao hiệu quả khai thác dầu.

2. Phương pháp đánh giá

2.1. Phương pháp đánh giá độ nhớt pseudơ dung dịch

Đo độ nhớt pseudơ (Marsh) là thời gian tính bằng giây cho 500 ml dung dịch chảy vào cốc tiêu chuẩn có vạch chia độ từ pseudơ Marsh.

Phương pháp tiến hành:

- Cốc và pseudơ phải được làm khô và sạch.
- Dùng ngón tay bịt vôi pseudơ Marsh và đổ dung dịch theo phương thẳng đứng đến sàng thô.

- Giữ phễu bên trên cốc vạch chia mức. Bỏ ngón tay bịt và đồng thời bắt đầu đếm thời gian bằng đồng hồ bấm giây.

- Đo thời gian đến khi dung dịch điền đầy cốc đến vạch chia mức 500 ml. Ghi lại thời gian.

- Lặp lại thí nghiệm ít nhất 3 lần và lấy kết quả trung bình.

2.2. Phương pháp đánh giá độ lưu biến dung dịch

Thiết bị đo lưu biến Fann đo được 6 tốc độ: V600, V300, V200, V100, V6, V3 (vòng/phút). Trong đó, các tốc độ quay 600 và 300 vòng dùng để xác định độ nhớt biểu kiến, độ nhớt dẻo và ứng lực cắt động. Tốc độ 3 vòng/phút, để đo độ bền gel. Tốc độ 6 vòng/phút để đo mức độ giữ mùn khoan/khả năng nâng tải vật rắn khỏi lắng ở thành giếng khoan có góc nghiêng lớn, hoặc khả năng nâng tải hạt propan...

Các phương pháp xác định như sau:

Độ nhớt biểu kiến (CPs):

$$V_a = \frac{V_{600}}{2}$$

Độ nhớt dẻo (CPs):

$$P_v = V_{600} - V_{300}$$

Ứng lực cắt động (Lb/100ft²):

$$Y_p = V_{300} - P_v$$

Độ bền gel là đại lượng đặc trưng cho độ bền cấu trúc, tính xúc biến của dung dịch khi phá vỡ trạng thái tĩnh. Đó là một ứng suất nhỏ nhất cần thiết để phá vỡ cấu trúc của dung dịch khỏi trạng thái tĩnh. Thông thường sẽ xác định gel tại 1 phút và 10 phút (có trường hợp cần xác định cả gel 10 giây và 30 phút...).

2.3. Đo độ nhớt trên thiết bị đo độ nhớt động học Viscotester IQ

Máy đo lưu biến Thermo Scientific™ HAAKE™ Viscotester™ iQ và Viscotester iQ Air là thiết bị đo và phân tích các đặc tính lưu biến của nhiều loại mẫu chất lỏng, dạng sệt và bán rắn ở cả điều kiện nhiệt độ thường và nhiệt độ 120°C, được kết nối với máy vi tính hiện đại, dễ dàng đọc và phân tích kết quả trực tiếp trong quá trình đo. Cả 2 đều thiết lập các tiêu chuẩn mới về tính module, dễ sử dụng, độ chính xác cao, từ xác định độ nhớt đơn giản đến xác định lưu biến phức tạp.

2.4. Đánh giá động học hút nước của mẫu lõi

Mẫu lõi đá phiến được lấy ở độ sâu thích hợp được

nghiên thành bột mịn. Ngâm mẫu lõi trong dung dịch nước muối tỷ trọng cao được bổ sung các chất hydrophob hóa/ổn định sét trong điều kiện nhiệt độ phòng và 80°C, thời gian ngâm mẫu là 6 giờ và 24 giờ. Sau đó, mẫu được sấy khô tại nhiệt độ 105°C. Tiến hành đánh giá hiệu ứng hydrophob hóa thông qua tốc độ tự hút nước với mô hình mẫu lõi. Thí nghiệm này cho thấy quá trình hấp thụ bị ảnh hưởng lớn bởi nhiệt độ và thời gian ngâm mẫu.

3. Nghiên cứu chế tạo hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng

3.1. Lựa chọn các loại muối, sử dụng làm tăng tỷ trọng dung dịch

Khi chọn các muối làm tăng tỷ trọng dung dịch những đặc tính sau thường được chú ý: tỷ trọng, nhiệt độ kết tinh được khảo sát phù hợp với điều kiện đáy giếng với nhiệt độ lớn hơn 100°C, nhiệt độ kết tinh, khả năng tương hợp với thành hệ, lưu thể vừa và một số yếu tố khác như ảnh hưởng tới sức khỏe, an toàn môi trường và tính kinh tế. Dung dịch muối tăng trọng hòa tan là một dạng dung dịch hoàn thiện giếng có sử dụng chất tăng trọng được ứng dụng nhiều trong công tác khoan thăm dò và khai thác dầu khí [3].

Tỷ trọng dung dịch là yếu tố quan trọng để kiểm soát áp suất giếng. Có 2 phương pháp tăng tỷ trọng dung dịch là dùng chất tăng trọng hòa tan và chất tăng trọng không hòa tan. Tuy nhiên, để ổn định thông số tỷ trọng, dung dịch tăng trọng hòa tan có nhiều lợi thế hơn dung dịch tăng trọng không hòa tan. Dung dịch tăng trọng hòa tan có độ ổn định cao trong điều kiện nhiệt độ áp suất cả trên bề mặt lẫn đáy giếng. Các dung dịch muối tan có tỷ trọng nằm trong khoảng rộng tạo điều kiện thuận lợi cho lựa chọn loại muối, hàm lượng khi thiết kế. Việc điều chỉnh tỷ trọng của dung dịch muối hòa tan cũng được thực hiện một cách dễ dàng trong điều kiện sản xuất pilot.

Nói chung, đa số dung dịch nước muối tăng trọng hòa tan thuộc loại có tính khả thi về kinh tế. Các muối thường dùng trong pha chế dung dịch tăng trọng hòa tan gồm: NaCl, KCl, NH₄Cl, CaCl₂, NaBr, CaBr₂, ZnBr₂, HCOONa, HCOOK, HCOOCs... đều có khả năng ức chế sự trương nở của sét. Trước đây muối MgCl₂ cũng được dùng nhưng nay rất ít dùng vì tính ăn mòn cao. Các muối HCOONa, HCOOK, HCOOCs tuy giá thành đắt hơn nhưng thường được sử dụng khi thành hệ chứa nhiều khí CO₂ hoặc ion sulfate - SO₄²⁻. Các muối được sử dụng trong dung dịch tăng trọng hòa tan phần lớn thuộc loại thân thiện với môi trường.

Các muối được sử dụng trong nghiên cứu là các muối đơn lẻ hoặc dung dịch hỗn hợp các muối chứa đồng thời hai, ba loại muối như: NaCl/NaBr, CaCl₂/CaBr₂, HCOONa/HCOOK, ZnBr₂/CaBr₂/CaCl₂... với các tính chất cần thiết để thiết kế dung dịch có tỷ trọng đạt yêu cầu từ 1,3 - 2. Dung dịch hỗn hợp muối được lựa chọn tương thích về mặt hóa học với nhau. Việc sử dụng hỗn hợp các muối ở các nồng độ khác nhau sẽ ức chế sự trương nở của sét; tiết kiệm chi phí trong quá trình sửa và hoàn thiện giếng. Việc xác định tỷ trọng của dung dịch muối đơn chất hoặc hỗn hợp muối dựa trên các bảng pha nồng độ muối và phương pháp xác định bằng tỷ trọng kế [3].

Kết quả đánh giá trong phòng thí nghiệm đã lựa chọn được các loại muối sau làm chất tăng trọng trong hệ dung dịch PV-BrinVis ở các nồng độ khác nhau, đạt được dải tỷ trọng từ 1,3 - 2 (Bảng 2).

3.2. Lựa chọn, đánh giá phụ gia hydrophob hóa bề mặt

Hydrophob hóa là một chất kỵ nước, các phân tử chất kỵ nước có tương tác "đẩy" với phân tử nước trong khi các phân tử ưa nước có tương tác "hút" với các phân tử nước [7].

Các hydrophob thường là các chất không phân cực, vì thế nó có ái lực với các phân tử trung tính khác và các dung môi không phân cực và thường tụ lại thành các micelle (mixin).

Nắm bắt được cơ chế của các quá trình trương nở và sự dịch chuyển những mảnh vụn sét là cần thiết để không gây ra các nhiễm

bẩn vùng cận đáy giếng. Hay nói cách khác phương pháp ức chế trương nở sét là ngăn chặn sự hấp thụ của nước và quá trình trao đổi ion của dung dịch xung quanh với bề mặt lớp sét và ngăn chặn quá trình di chuyển của những mảnh sét vụn bị vỡ ra, giảm thiểu rủi ro.

Việc thay đổi hàm lượng nhất định các ion cũng sẽ ảnh hưởng tới khả năng hòa tan của các phân tử kỵ nước trong nước. Đã có những nghiên cứu mô phỏng bằng việc bổ sung muối, điều này làm thay đổi năng lượng tự do tạo khoảng trống trong liên kết; ngoài ra cũng ảnh hưởng đến năng lượng tương tác giữa dung môi và chất tan bởi sự thay đổi độ đậm đặc nước của chất tan kỵ nước [6, 7].

Một số phương pháp đánh giá khả năng hydrophob hóa đã được nhóm nghiên cứu sử dụng: đánh giá động học hút nước, đánh giá góc dính ướt, sức căng bề mặt...

Bên cạnh đó, các hóa phẩm để chế tạo hệ dung dịch sẽ được lựa chọn trên cơ sở đảm bảo tính tương hợp với lưu thể vỉa, không tạo kết tủa khi tiếp xúc với lưu thể vỉa và bền trong điều kiện vỉa.

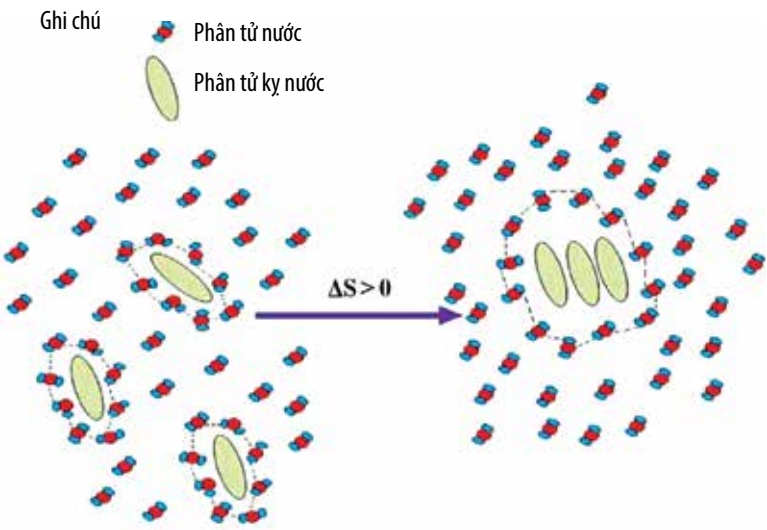
Trong nghiên cứu này chất hydrophob hóa được sử dụng là hợp chất của amine mà thành phần phân tử có đuôi hydrocarbon có tính kỵ nước. Khi chất hydrophob hóa/ổn định sét gốc amine do ái lực của gốc amine trong dung dịch mang điện tích dương với các tâm hoạt động mang điện tích âm của các lớp sét rất lớn, các phân tử gốc amine nhanh chóng hấp phụ lên bề mặt của các lớp sét và trung hòa điện tích trên các lớp sét, ngăn sự xâm nhập của nước vào vỉa, đồng thời ức chế trương nở sét, giúp bảo toàn được độ thấm tự nhiên của vỉa chứa [8].

Các chất hydrophob lựa chọn gồm: trimethylammonium chloride (ký hiệu chất A); 2-hydroxy-, N1, N3, N3, N3-hexamethylpropane-1-2-diaminium chloride (B); alkyl C10-18 N, N-dimethyl-N-benzylammonium chloride (C); alkyl C10-16 N, N-dimethyl-N-benzylammonium chloride (D); ULTRA HIB; ID Cap.

Kết quả đánh giá tính tương hợp của các chất hydrophob hóa/ổn định sét với dung

Bảng 2. Kết quả lựa chọn các muối đơn chất và hỗn hợp muối sử dụng làm chất tăng trọng dung dịch

STT	Loại muối	Tỷ trọng muối	Nồng độ muối (wt%)
1	CaCl ₂	1,31 - 1,39	32,34 - 39,62
2	CaBr ₂	1,4 - 1,8	36,3 - 47,6
3	HCOOK	1,33 - 1,57	29,1 - 34,8
4	CaCl ₂ + Ca(NO ₃) ₂	1,33 - 1,6	15 - 40/15 - 45
5	CaBr ₂ + CaCl ₂	1,35 - 1,8	27,6 - 41,91/7,4 - 11,388
6	ZnBr ₂ + CaBr ₂	1,79 - 2,24	10 - 32/28 - 30



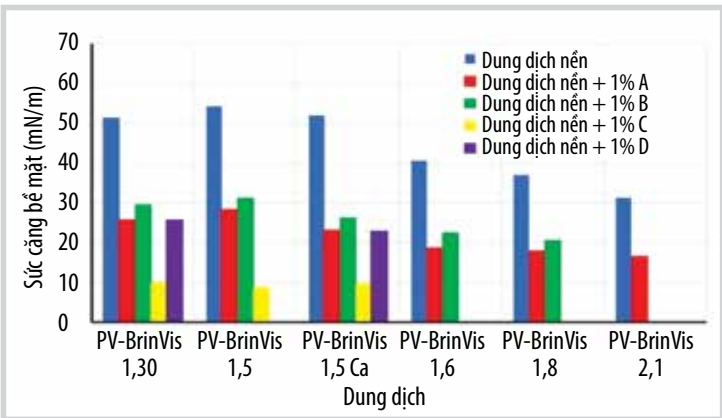
Hình 1. Cơ chế hoạt động của chất hydrophob hóa.

Bảng 3. Tính tương hợp của chất hydrophob hóa/ổn định sét trong dung dịch PV-BrinVis

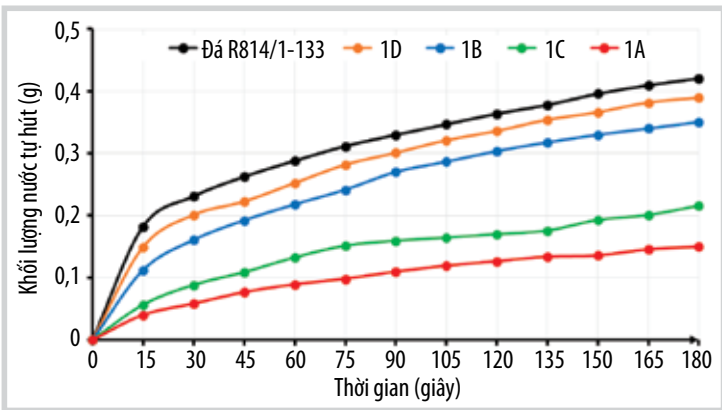
STT	Dung dịch nước muối	Thành phần dung dịch nước muối	Tỷ trọng muối	Tương hợp của 1% các chất hydrophob hóa/ổn định sét với dung dịch PV-BrinVis					
				C	D	A	B	ID CAP	ULTRA HIB
1	PV-BrinVis - 1,3	CaCl ₂	1,3	T	T	T	T	-	T
2	PV-BrinVis - 1,6	HCOOK	1,6	T	-	T	T	T	-
3	PV-BrinVis - 1,5	CaCl ₂ + Ca(NO ₃) ₂	1,5	T	T	T	T	-	-
4	PV-BrinVis - 1,5 Ca	CaBr ₂ + CaCl ₂	1,5	-	-	T	T	-	-
5	PV-BrinVis - 1,8	CaBr ₂	1,8	-	-	T	T	-	-
6	PV-BrinVis - 2,1	ZnBr ₂ + CaBr ₂	2,1	-	-	T	-	T	-

Bảng 4. Đánh giá hiệu ứng hydrophob hóa với mô hình xốp

STT	Đặc điểm bề mặt xốp	Tốc độ hút nước (g/phút)
1	Hydrophob - kỵ nước	0 - 0,03
2	Bề mặt có xu hướng kỵ nước	0,03 - 0,05
3	Bề mặt có tính dính ướt trung tính	0,05 - 0,08
4	Bề mặt có xu hướng ưa nước	0,08 - 0,1
5	Hydrophob - ưa nước	> 0,1



Hình 2. Sức căng bề mặt của dung dịch PV-BrinVis được bổ sung 1% các chất hydrophob hóa/ổn định sét khác nhau, mN/m.



Hình 3. Ảnh hưởng của chất hydrophob hóa/ổn định sét trong dung dịch PV-BrinVis đến động học hút nước.

dịch nước muối đã được tổng hợp trong Bảng 3. Với ký hiệu (T) là tương hợp, (-) là không tương hợp.

Kết quả đánh giá thực nghiệm cho thấy tính tương hợp của chất A với các dung dịch nước muối rất tốt. Chất A tương thích với

tất cả các dung dịch PV-BrinVis trong dải tỷ trọng từ 1,3 - 2, tiếp đến là chất B và chất C.

Việc bổ sung chất hydrophob hóa/ổn định sét vào dung dịch PV-BrinVis làm giảm từ 48 - 84% sức căng bề mặt tiếp xúc giữa dung dịch PV-BrinVis/dầu so với dung dịch nền, bởi anion Cl⁻ có trong chất hydrophob hóa/ổn định sét dễ dàng liên kết với các ion dương trong dung dịch PV-BrinVis. Lực hút giữa các phân tử trong dung dịch lúc này mạnh hơn lực hút với các phân tử trong pha dầu khiến chúng tụ lại thành các micelle, làm cho sức căng bề mặt của dung dịch có xu hướng giảm rõ rệt. Kết quả được thể hiện trong Hình 2.

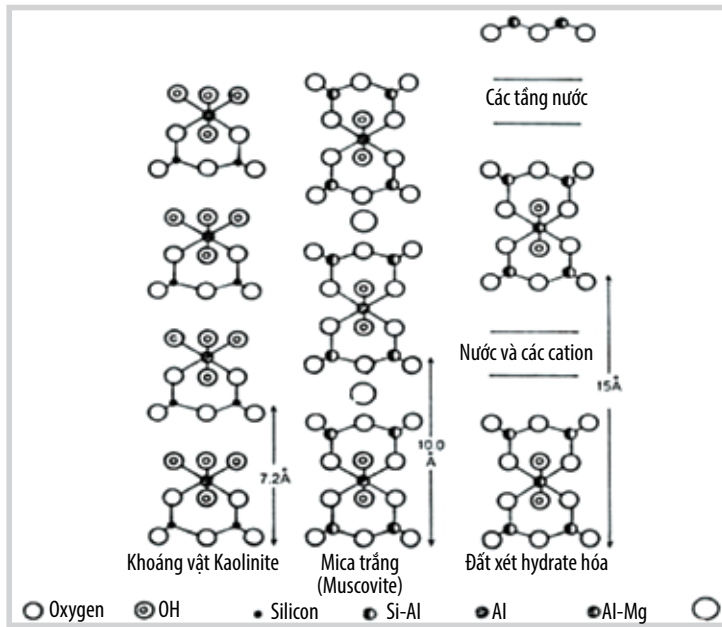
3.2.1. Kết quả xác định động học hút nước từ mẫu lõi xốp sau khi tác động bởi dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng

Thí nghiệm này đánh giá tốc độ tự hút nước của mẫu lõi và mẫu nào có tốc độ hút nước theo thời gian càng chậm thì hiệu quả ức chế của các chất hydrophob hóa/ổn định sét càng tốt.

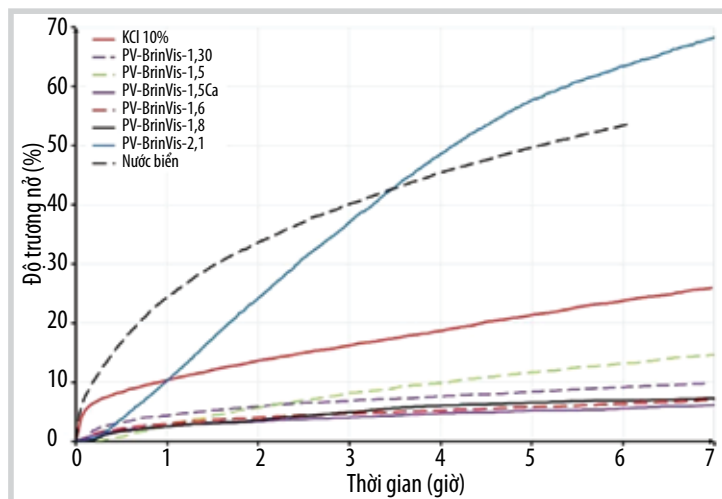
Mẫu đá sét kết R814/1-133 có thành phần chính là montmorillonite được Phòng thí nghiệm Vietsovpetro lựa chọn từ mỏ Bạch Hổ phù hợp với yêu cầu sử dụng hệ PV-BrinVis. Tốc độ tự hút nước của mẫu đá đạt 0,06 g/phút, phù hợp với kết quả bề mặt mẫu đá có tính dính ướt trung tính (Bảng 4).

Đánh giá thực nghiệm ảnh hưởng của chất hydrophob hóa/ổn định sét trong dung dịch PV-BrinVis đến động học hút nước cho thấy chất A và C có ảnh hưởng rất tốt. Tốc độ tự hút nước của mẫu có chất A là 0,027 g/phút và chất C là 0,037 g/phút. Kết quả thể hiện trên Hình 3.

Cả chất A và C đều đáp ứng được yêu cầu về hydrophob hóa, tuy nhiên chất C lại tương thích có chọn lọc, chỉ tương thích được với 3 dung dịch



Hình 4. Cấu trúc của các khoáng vật sét sau khi trương nở.



Hình 5. Độ trương nở tuyến tính của sét trong các dung dịch PV-BrinVis.

muối trong dải tỷ trọng từ 1,3 - 2. Kết quả thực nghiệm cho thấy chất A hiệu quả nhất ở hàm lượng 1% và 2%. Tuy nhiên khi tăng hàm lượng chất A lên 2% thì tốc độ hút nước giảm không đáng kể. Vì vậy, hàm lượng 1% chất A vẫn được lựa chọn bởi hiệu quả tuyệt vời của nó và hạn chế tối đa chi phí.

3.2.2. Đánh giá khả năng ức chế trương nở sét của các dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng

Sự trương nở sét là nguyên nhân quan trọng nhất gây ra nhiều sự cố trong quá trình khoan. Khi sét bị hydrate hóa sẽ bị trương nở mạnh (đặc biệt là sét montmorillonite) thể tích của sét tăng lên gấp nhiều lần, bó chặt bộ khoan cụ và làm bít nhét giếng khoan. Sự trương nở sét phụ thuộc chủ yếu vào thành phần khoáng vật và các cation trao đổi trên màng hấp phụ ngoài của khoáng vật sét, nơi các lớp đơn phân tử của nước được hấp thụ trên bề mặt các tinh thể. Kết quả phân tích thành phần khoáng vật của các mẫu sét

đặc trưng thuộc cấu tạo mỏ Bạch Hổ, cho thấy các lớp đá sét bao gồm chủ yếu các khoáng vật sau: montmorillonite 45%, hydromicas 15%, kaolinite 40%. Trong đó khoáng vật sét montmorillonite chiếm nhiều nhất và đó cũng là loại khoáng vật có hoạt tính cao nhất khi tiếp xúc với môi trường phân tán. Đây chính là nguyên nhân gây mất ổn định thành giếng khi khoan qua các thành hệ sét bằng các hệ dung dịch không phù hợp hoặc có chất lượng thấp [2].

Ngoài ra thành phần các cation trao đổi của khoáng vật sét và thành phần độ hạt cũng ảnh hưởng rất lớn đến mức độ trương nở của sét. Hóa trị của các cation càng lớn và kích thước càng nhỏ thì sự liên kết giữa các tinh thể càng chặt và mức độ trương nở của sét càng kém.

Một trong những nguyên nhân chủ yếu gây mất ổn định thành giếng khoan hay xảy ra nhất là do các thành hệ sét bị trương nở mạnh khi tiếp xúc với dung dịch có tính ức chế không cao, dẫn đến bó thành, sập lở, gây kẹt bộ khoan cụ và nhiều sự cố phức tạp khác trong quá trình thi công khoan.

Trong nghiên cứu này nhóm tác giả đã đo độ trương nở sét trên thiết bị Swell-Meter, thời gian 8 giờ, nhiệt độ 300 độ Fahrenheit với các dung dịch PV-BrinVis cho dung dịch đập giếng, sửa giếng, hoàn thiện giếng không chứa pha rắn, có tỷ trọng từ 1,3 - 2 và so sánh với dung dịch muối KCl 10% có tính ức chế trương nở sét trong dung dịch khoan.

Kết quả đo độ trương nở tuyến tính cho thấy các dung dịch PV-BrinVis cho hiệu quả ức chế trương nở rất tốt. Các dung dịch muối tỷ trọng càng cao thì thành phần điện ly ion trong dung dịch sẽ càng nhiều, điều này thuận lợi cho quá trình trao đổi ion trong dung dịch với các tâm hoạt động của lớp sét, ngăn không cho các phân tử nước đi vào, từ đó ức chế được sự trương nở của phiến sét. Kết quả được trình bày ở Hình 5.

3.3. Lựa chọn chất tạo cấu trúc để làm tăng độ nhớt

Trong nghiên cứu này chất nhớt đàn hồi được bổ sung thêm là chất hoạt động bề mặt nhớt đàn hồi (Viscoelastic surfactant) có khả năng nâng tải được mùn khoan trong quá trình sửa giếng, nhằm làm sạch vùng đáy giếng [9]. Ưu điểm của các chất tạo độ nhớt này là được phá hủy theo thời gian hoặc dễ dàng phá hủy bằng các hóa phẩm khác

như dung môi đồng hòa tan, các chất oxy hóa. Thời gian phá hủy sẽ được điều chỉnh để đảm bảo được yêu cầu sử dụng dung dịch trong thời gian sửa giếng.

Nhóm tác giả đã lựa chọn 4 loại VES để tăng độ nhớt của các dung dịch PV-BrinVis, bao gồm VES 2/11, VES-T, VES-F102, VES-570.

Đánh giá tương thích của chất hoạt động bề mặt VES với các dung dịch PV-BrinVis được trình bày trong Bảng 6.

Theo kết quả đánh giá, 4 loại VES trên đều không tương thích với dung dịch PV-BrinVis - 1,5. VES 2/11 chỉ tương thích với dung dịch PV-BrinVis - 1,3, trong khi VES-T, VES-570, VES-F102 chỉ tương thích với các dung dịch PV-BrinVis khác trong dải tỷ trọng từ 1,3 - 2 (Bảng 6).

Kết quả đánh giá ảnh hưởng ở các nồng độ khác nhau của 3 chất hoạt động bề mặt VES-T, VES-570, VES-F102 đến độ nhớt của dung dịch PV-BrinVis ở các khoảng nhiệt độ cho thấy: ngoài tạo cấu trúc không gian 3 chiều, các micelle có liên kết dài trở nên thẳng hàng theo chiều dòng chảy, tại cùng một tốc độ quay của roto, khi nhiệt độ tăng thì độ nhớt của dung dịch PV-BrinVis 1,3 - 2,1 cũng tăng đến một giá trị tới hạn. VES-T cho hiệu quả cao nhất khi vừa cải thiện độ nhớt của dung dịch PV-BrinVis được sử dụng trong nghiên cứu vừa có mức độ bền nhiệt tốt

hơn so với dung dịch được bổ sung chất hoạt động bề mặt VES-F102 và VES-S.

Với hàm lượng 3% VES-T cơ bản đáp ứng được điều kiện để ra là độ nhớt phổ đạt 100 - 120 giây. Với hàm lượng 2% VES-T cho kết quả độ nhớt phổ thấp hơn nhiều so với yêu cầu, duy chỉ có dung dịch $\text{CaBr}_2/\text{CaCl}_2$ đạt 99 giây. Kết quả được trình bày tại Bảng 7.

Từ kết quả trên cho thấy chất bề mặt VES-T hoạt động tốt và có tính linh hoạt cao khi dùng với các dung dịch PV-BrinVis, cải thiện đáng kể độ nhớt của dung dịch, đồng thời có thể điều chỉnh độ nhớt của dung dịch bằng việc tăng giảm hàm lượng VES-T. Chỉ với hàm lượng VES-T từ 3%, 5% và 8% đã đáp ứng được yêu cầu đề ra, cho nên không cần phải dùng hàm lượng VES cao hơn.

Các kết quả nghiên cứu, đánh giá ảnh hưởng của hàm lượng VES-T và nhiệt độ cho thấy xu hướng chung là độ nhớt của các dung dịch PV-BrinVis tăng khi hàm lượng VES-T tăng. Hàm lượng chất hoạt động bề mặt VES càng lớn khi tác dụng với dung dịch muối tỷ trọng cao sẽ tạo ra nhiều liên kết dài xếp chồng lên nhau, tạo mạng lưới liên kết 3 chiều dày đặc, tăng cường độ nhớt của dung dịch. Ngoài ra, độ nhớt thay đổi còn phụ thuộc vào bản chất của từng loại dung dịch.

Bảng 5. Danh sách các loại chất hoạt động bề mặt nhớt đàn hồi nghiên cứu

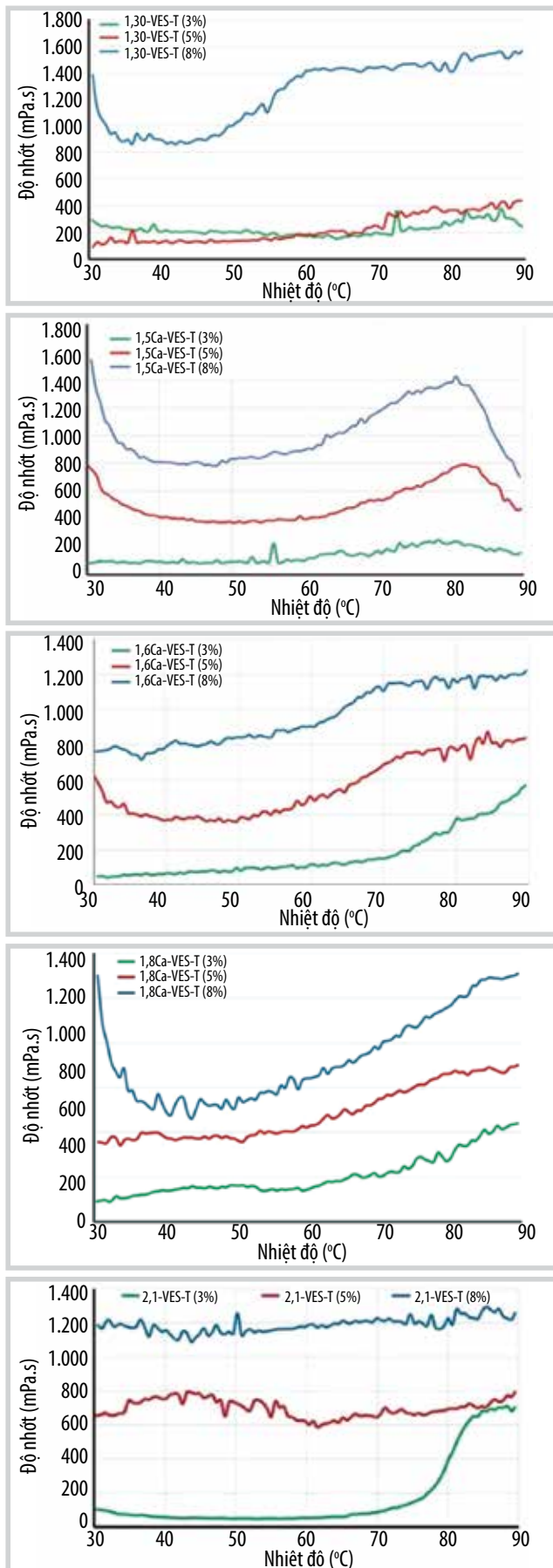
STT	Chất hoạt động bề mặt nhớt đàn hồi	Ký hiệu	Hoạt tính (%)	Xuất xứ
1	Ethylenediaminetetra-acetate	VES 2/11	99	Châu Âu
2	Hydroxyethylethylene-diaminetriacetic acid	VES-T	98	Mỹ
3	Aryl-aminocarboxylic acids	VES-F102	99	Trung Quốc
4	Dodecylbenzenesulfonate	VES-570	91	Mỹ

Bảng 6. Tương hợp của các loại VES với dung dịch PV-BrinVis

STT	Tỷ trọng	Tên dung dịch	Sự tương hợp của các loại VES với dung dịch PV-BrinVis			
			VES-T	VES 2/11	VES570	VES - F102
1	1,3	PV-BrinVis - 1,3	T	T	T	T
2	1,5	PV-BrinVis - 1,5	-	-	-	-
3	1,5	PV-BrinVis - 1,5 Ca	T	-	T	T
4	1,6	PV-BrinVis - 1,6	T		T	T
5	1,8	PV-BrinVis - 1,8	T	-	T	T
6	2,1	PV-BrinVis - 2,1	T	-	T	T

Bảng 7. Độ nhớt phổ của dung dịch PV-BrinVis được bổ sung hàm lượng VES-T

STT	Tỷ trọng	PV-BrinVis	Thành phần muối	Độ nhớt phổ của các dung dịch PV-BrinVis phụ thuộc hàm lượng VES-T, giây (Yêu cầu: 100 - 120 giây)			
				2% VES-T	3% VES-T	5% VES-T	8% VES-T
1	1,3	PV-BrinVis -1,3	CaCl_2	62	117	175	316
2	1,6	PV-BrinVis -1,6	HCOOK	51	97	154	281
3	1,5 Ca	PV-BrinVis -1,5 Ca	$\text{CaBr}_2/\text{CaCl}_2$	99	182	375	425
4	1,8	PV-BrinVis -1,8	CaBr_2	73	119	305	408
5	2	PV-BrinVis -2,1	$\text{CaBr}_2/\text{ZnBr}_2$	31	46	79	103



Hình 6. Độ nhớt của dung dịch PV-BrinVis được bổ sung hàm lượng VES-T khác nhau.

Hình 6 cho thấy mức độ hoạt động hiệu quả của nồng độ VES-T từ 3 - 8% khi sử dụng với từng loại dung dịch PV-BrinVis theo thứ tự lần lượt như sau:

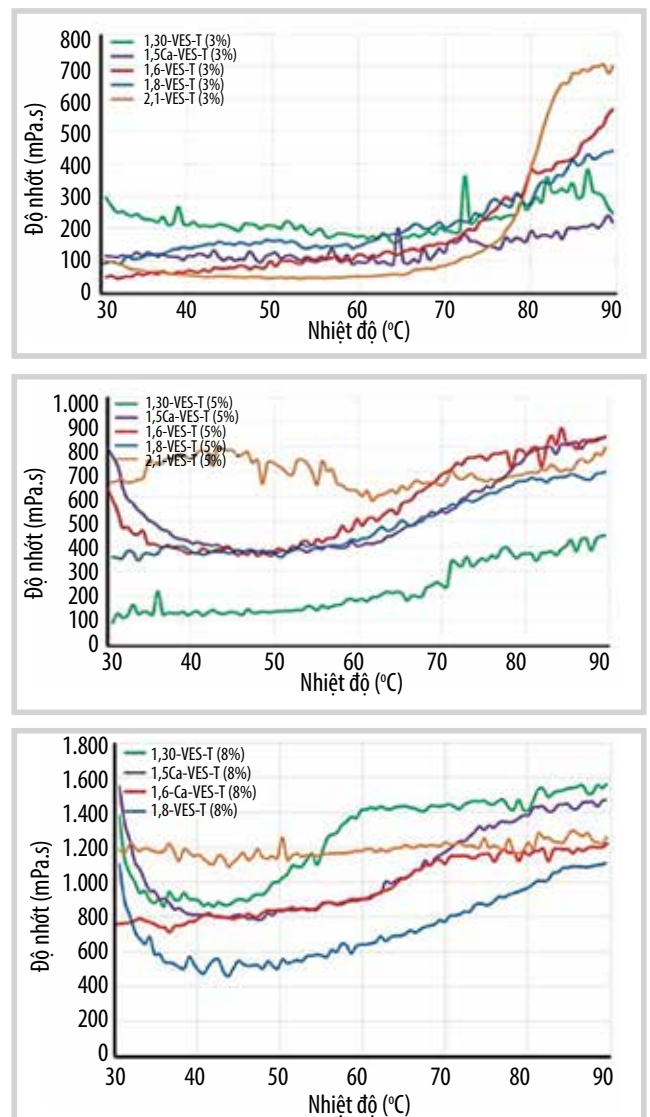
PV-BrinVis - 1,3 < PV-BrinVis - 1,5 Ca < PV-BrinVis - 1,8 < PV-BrinVis - 1,6 < PV-BrinVis - 2,1.

PV-BrinVis - 1,3 < PV-BrinVis - 1,8 < PV-BrinVis - 2,1 < PV-BrinVis - 1,5 Ca < PV-BrinVis - 1,6.

PV-BrinVis - 1,8 < PV-BrinVis - 1,6 < PV-BrinVis - 2,1 < PV-BrinVis - 1,5 Ca < PV-BrinVis - 1,3.

3.4. Đánh giá hệ số phục hồi độ thấm trên mô hình mẫu lõi sau khi tác động bởi hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng

Hệ số phục hồi độ thấm sau khi xử lý bởi hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng (%) được tính theo công thức:



Hình 7. Hiệu quả của chất hoạt động bề mặt VES-T với mỗi dung dịch PV-BrinVis phụ thuộc nhiệt độ.

$$K_{ph} = \frac{K_3}{K_1} \times 100\%$$

Trong đó:

K_{ph} : Hệ số phục hồi độ thấm (%);

K_3 : Độ thấm dầu (mD);

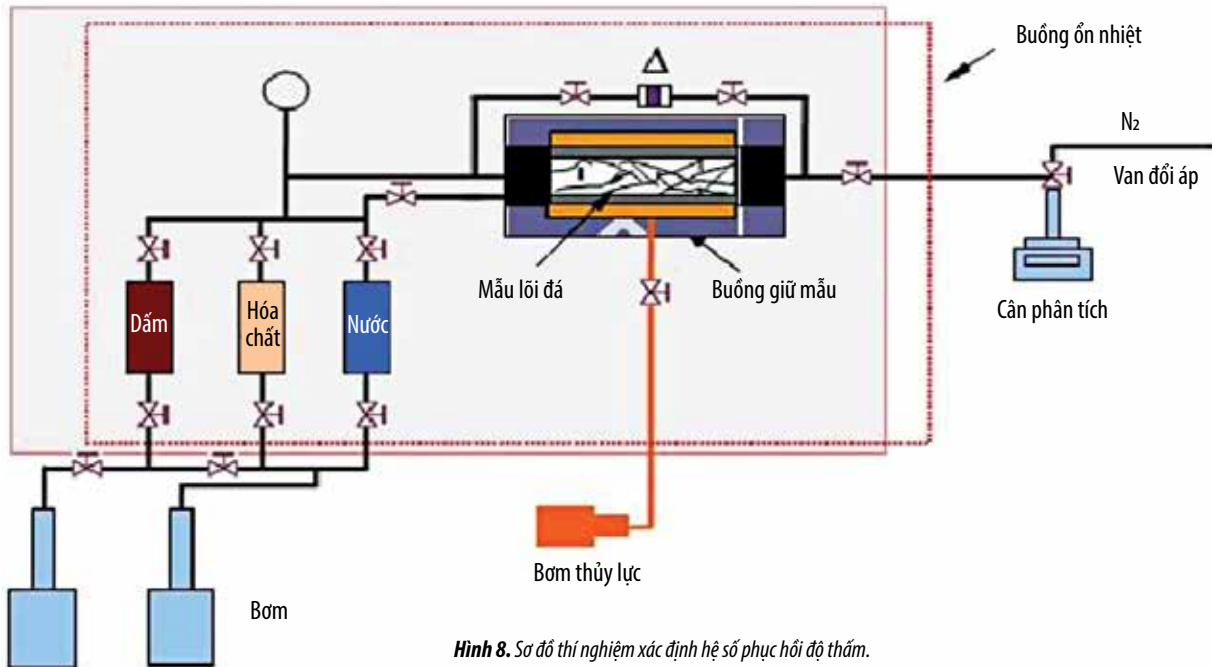
K_1 : Độ thấm kerosene (Md).

Sơ đồ thí nghiệm xác định hệ số phục hồi độ thấm được thể hiện ở Hình 8.

Kết quả đánh giá hệ số phục hồi độ thấm trên mẫu lõi đã cát kết sau khi tác động bởi hệ dung dịch PV-BrinVis tại Phòng thí nghiệm Vietsovpetro như Bảng 8.

3.5. Đánh giá khả năng thu hồi mùn khoan khi xử lý bằng hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng

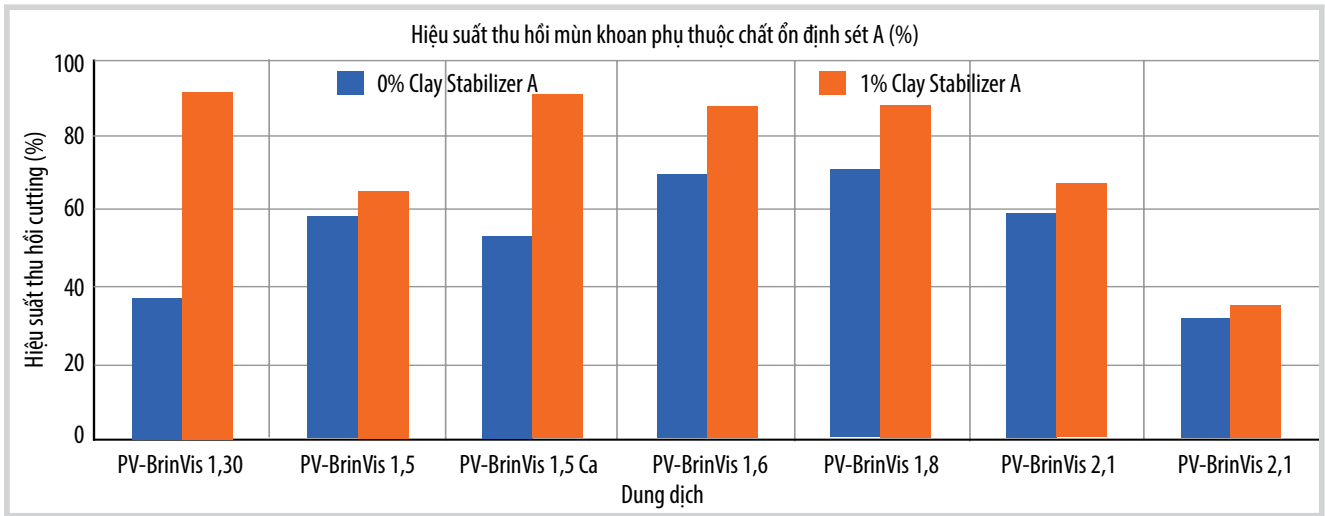
Kết quả đánh giá hiệu suất thu hồi mùn khoan của các dung dịch PV-BrinVis khi bổ sung 1% chất A được trình bày ở Hình 9.



Hình 8. Sơ đồ thí nghiệm xác định hệ số phục hồi độ thấm.

Bảng 8. Kết quả đánh giá hệ số phục hồi độ thấm trên mẫu lõi đã cát kết sau khi tác động bởi các hệ dung dịch PV-BrinVis

STT	Các chỉ tiêu đánh giá	Dữ liệu và kết quả đánh giá (Yêu cầu $\geq 75\%$)			
1	Hệ dung dịch	Hệ PV-BrinVis 1,5	Hệ PV-BrinVis 1,6	Hệ PV-BrinVis 1,5 Ca	Hệ PV-BrinVis 2,1
2	Thành phần muối	$\text{CaCl}_2 + \text{Ca}(\text{NO}_3)_2$	HCOOK	$\text{CaBr}_2 + \text{CaCl}_2$	$\text{ZnBr}_2 + \text{CaBr}_2$
3	Mẫu lõi	Miocene dưới	Miocene dưới	Oligocene trên	Oligocene trên
4	Hệ số phục hồi độ thấm sau khi xử lý (%)	78,6	75,2	79,8	84,4



Hình 9. Hiệu suất thu hồi mùn khoan của các dung dịch PV-BrinVis với hàm lượng 1% chất hydrophob hóa/ổn định sét A.

Từ kết quả thực nghiệm thấy rằng khi bổ sung 1% hàm lượng chất A, các dung dịch PV-BrinVis hoạt động hiệu quả với vai trò là chất ức chế trương nở sét. Mặt khác, chất ức chế bản chất là gốc amine trong dung dịch mang điện tích dương có ái lực mạnh với các tâm hoạt động mang điện tích âm rất lớn của các lớp sét, các phân tử gốc amine nhanh chóng hấp phụ lên bề mặt của các lớp sét và trung hòa điện tích trên các lớp sét, ngăn cản quá trình trao đổi ion và xâm nhập của các phân tử nước và trong lớp sét ngăn cản quá trình trương nở của sét. Đồng thời kết quả thực nghiệm cũng cho thấy xu hướng hoạt động hiệu quả của chất A trong vai trò là chất ức chế trương nở sét khi bổ sung vào các dung dịch PV-BrinVis tăng dần theo thứ tự lần lượt như sau: PV-BrinVis - 2,1 < PV-BrinVis - 2 < PV-BrinVis - 1,5 < PV-BrinVis - 1,8 < PV-BrinVis - 1,60.

4. Kết luận

Kết quả nghiên cứu đã lựa chọn được các loại muối đơn chất và hỗn hợp muối sử dụng làm chất tăng tỷ trọng hệ dung dịch PV-BrinVis trong các dải tỷ trọng 1,3 - 2 để chế tạo hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng; xây dựng được quy trình công nghệ chế tạo hệ dung dịch trong trường hợp có yêu cầu về chống mất dung dịch.

Các kết quả thí nghiệm xác định đã cho thấy, việc lựa chọn chất hydrophob hóa bề mặt đá vỉa đã cho hiệu quả ức chế trương nở sét. Các dung dịch muối tỷ trọng càng cao thì thành phần điện ly ion trong dung dịch sẽ càng nhiều, thuận lợi cho quá trình trao đổi ion trong dung dịch với các tâm hoạt động của lớp sét, ngăn không cho các phân tử nước đi vào, từ đó ức chế được sự trương nở của片片 sét.

Bên cạnh sự phụ thuộc vào nhiệt độ và tốc độ quay thì độ nhớt của các dung dịch PV-BrinVis còn phụ thuộc vào hàm lượng VES-T, điều này được thể hiện qua kết quả nghiên cứu độ nhớt của dung dịch được bổ sung 3%, 5%, 8% VES-T, giá trị độ nhớt tăng khi tăng hàm lượng VES-T. Ưu điểm của chất tạo độ nhớt này là được phá hủy theo thời gian hoặc dễ dàng phá hủy bằng các hóa phẩm khác như dung môi đồng hòa tan, các chất oxy hóa. Thời gian phá hủy sẽ được điều chỉnh theo yêu cầu để vừa đảm bảo được yêu cầu sử dụng dung dịch trong thời gian sửa giếng.

Kết quả nghiên cứu cho thấy triển vọng ứng dụng hệ dung dịch PV-BrinVis trong công tác sửa giếng, hoàn thiện giếng với khả năng bảo toàn độ thẩm của vỉa chứa,

tương hợp với lưu thể vỉa, ổn định nhiệt trong thời gian 3 - 20 ngày.

Tài liệu tham khảo

- [1] Ambuj Gupta, "Identification and development brine-based high temperature-high pressure viscosifier having thermal stability for drilling completion fluids", *International Journal of Computational Science and Engineering*, Vol. 9, No. 9, 2019.
- [2] Vũ Mạnh Hào, Lê Quốc Trung và Lê Vũ Quân, "Bài học kinh nghiệm về công tác hoàn thiện giếng tại bể Cửu Long", *Tạp chí Dầu khí*, Số 12, trang 12 - 19, 2014.
- [3] J.D. Downs, M. Blaszczyński, J. Turner, and M. Harris, "Drilling and Completing difficult HP/HT wells with the aid of cesium formate brines - A performance review", *IADC/SPE Drilling Conference, Miami, Florida, USA, February 2006*. DOI: 10.2118/99068-MS.
- [4] E.O. Mbah, N.P. Ohia, and NI Onugha, "Evaluation of completion fluid turbidity and total suspended solids trends in Southern Nigeria", *International Journal of Current Advanced Research*, Vol. 4, No. 9, pp 392 - 398, 2015.
- [5] Siv Howard, EcoForm, John Downs, and Cabot Specialty Fluids, "Formate fluids optimize production rate", *AADE 2005 National Technical Conference and Exhibition, Wyndam Greenspoint in Houston, Texas, April 5 - 7, 2005*.
- [6] Mohammad Hasan Badizad, Mohammad Mehdi Koleini, Remco Hartkamp, Shahab Ayatollahi, and Mohammad Hossein Ghazanfari, "How do ions contribute to brine-hydrophobic hydrocarbon Interfaces?", *Journal of Colloid and Interface Science*, Vol. 575, pp. 337 - 346, 2020. Doi: 10.1016/j.jcis.2020.04.060.
- [7] Olga A. Francisco, Hayden M. Glor, and Mazdak Khajepour, "Salt effects on hydrophobic solvation: Is the observed salt specificity the result of excluded volume effects or water mediated ion-hydrophobe association?", *European Journal Chemphyschem*, Vol. 21, No. 6, pp. 484 - 493, 2020. DOI: 10.1002/cphc.201901000.
- [8] Behnam Akhavan, Karyn Jarvis, and Peter Majewski, "Hydrophobic plasma polymer coated silica particles for petroleum hydrocarbon removal", *ACS Applied Materials & Interfaces*, Vol. 5, No. 17, pp. 8563 - 8571, 2013. DOI: 10.1021/am4020154.
- [9] Diankui Fu, Yiyan Chen, and Zhijun Xiao, "Viscoelastic surfactant fluids stable at high brine concentration and methods of using same", 2006.

[10] Hoàng Hồng Lĩnh, “Giáo trình dung dịch khoan và sửa giếng”. VSP, 2007.

completion and workover fluids”, Aalborg University Esbjerg, Oil and Gas Technology K10og-F14. Esbjerg, 2014.

[11] Alexandru Chiriac, “Reservoir Drill - in fluids,

SELECTING HIGH-DENSITY FLUIDS FOR WELL COMPLETION AND WORKOVER WITHOUT RESERVOIR PERMEABILITY IMPAIRMENT

Ngo Thanh Mai¹, Do Thanh Trung¹, Kieu Anh Trung¹, Le Van Cong²

¹PVChem - Tech Company Ltd.

²PVchem Drilling Mud and Services Company Ltd. (DMC)

Email: maint@pvchem.com.vn

Summary

Well workover fluids have technical and technological characteristics similar to well completion fluids but require a low solid phase content to avoid adversely affecting the natural permeability of the near-wellbore zone. Additionally, these fluids need to be thermally stable, non-corrosive to equipment, safe for humans, and environmentally friendly. Well workover fluids are used to restore oil productivity and extend well lifespan, thereby enhancing its economic efficiency [1].

The paper presents the research and blending results of the PV-BrinVis fluid system used in well workover and completion processes. The system is based on salts with a density range of 1.3 - 2.0 combined with viscoelastic surfactants and surface hydrophobizing agents for reservoir rocks, along with other additives such as corrosion inhibitors and oxygen scavengers. The system will create a suitable rheological fluid that can adjust the density within the required range while also having the capability to clean the well. The viscoelastic surfactants can be easily flushed out of the near-wellbore zone after the well workover process without causing sub-well contamination. With this excellent clay inhibition properties and low corrosion rates, this advanced salt-based drilling fluid system offers many advantages, preserving the reservoir permeability as well as the integrity of equipment during well completion, workover and maintenance.

Key words: Drilling fluid, well completion, well workover.