

NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO DUNG DỊCH KHOAN VI BỌT SỬ DỤNG CHO CÁC VĨA CHỨA CÓ ÁP SUẤT THẤP

TS. Nguyễn Tuấn Anh, ThS. Tạ Quang Minh
ThS. Nguyễn Thị Thu Hiền
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: anhnt01@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu quy trình chế tạo dung dịch khoan vi bọt gốc nước với các thành phần chính gồm: chất hoạt động bề mặt anion SLES tạo bọt, polymer xanthan gum tạo nhớt cho lớp nước bao quanh và hệ chất hoạt động bề mặt NP9/SLES có tác dụng làm bền hạt vi bọt và tối ưu hóa thành phần của hệ dung dịch này. Kết quả thử nghiệm trên mẫu lõi (đá móng mỏ Bạch Hổ) ở điều kiện nhiệt độ 120°C cho thấy dung dịch khoan vi bọt có khả năng ngăn chặn dung dịch xâm nhập vào trong mẫu lõi tốt hơn so với dung dịch polymer - sét đang được sử dụng ở Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Ngoài ra, độ thấm sau khi phục hồi của mẫu lõi cũng đạt 90% so với độ thấm ban đầu, chứng tỏ hệ dung dịch khoan vi bọt không gây ảnh hưởng đến vỉa chứa và có thể dễ dàng bị loại bỏ khi gọi dòng.

Từ khóa: Dung dịch khoan, vi bọt, aphon, vỉa chứa có áp suất thấp.

1. Mở đầu

Mất tuần hoàn dung dịch khoan xảy ra khi có sự chênh lệch áp suất giữa áp suất thủy tĩnh của cột dung dịch và áp suất vỉa. Dung dịch khoan di chuyển vào vỉa (các đới hang hốc, nứt nẻ) gây nhiễm bẩn thành hệ, gia tăng chi phí, gây ô nhiễm môi trường. Trong quá trình khoan, nếu xảy ra hiện tượng này mà không có giải pháp khắc phục thì phải dừng khoan, trong một số trường hợp phải đổ cầu xi măng để hủy giếng khoan [1].

Để tránh xảy ra hiện tượng mất tuần hoàn dung dịch trong quá trình khoan, cần ưu tiên cải thiện chất lượng, tính chất của dung dịch khoan, sao cho dung dịch khoan được sử dụng ít tổn hại nhất đến vỉa chứa bằng việc sử dụng các dung dịch khoan có hàm lượng pha rắn thấp, có tỷ trọng thấp nhằm làm giảm các chi phí sửa chữa, bảo dưỡng giếng và tăng tuổi thọ giếng cũng như nâng cao hiệu quả khai thác.

Là hệ dung dịch khoan mới, dung dịch khoan vi bọt có thể điều chỉnh khối lượng riêng thấp, tái sử dụng và có chi phí thấp. Đây là hệ dung dịch khoan gốc nước, thông qua việc sử dụng các chất hoạt động bề mặt, hệ polymer tạo nhớt và các chất làm ổn định để tạo ra dung dịch với các hạt vi bọt có cấu trúc đặc biệt, có khả năng chịu được áp suất cao mà không bị phá vỡ [2].

Trên thế giới đã có nhiều nghiên cứu về ứng dụng dung dịch vi bọt làm dung dịch khoan cho các vỉa chứa có áp suất thấp [3 - 6]. Đặc biệt, việc ứng dụng dung dịch khoan vi bọt trong thực tế tại một số mỏ đã cho hiệu quả rất khả quan [7 - 9].

Trên cơ sở nghiên cứu thành phần và khả năng ứng dụng dung dịch khoan vi bọt gốc nước [10], nhóm tác giả tiếp tục nghiên cứu chế tạo và đánh giá khả năng sử dụng dung dịch khoan vi bọt cho các vỉa chứa có áp suất thấp tại Việt Nam.

2. Thực nghiệm

2.1. Nguyên liệu

- Chất hoạt động bề mặt anion gồm: sodium lauryl ether sulfate (SLES), sodium dodecyl sulfate (SDS) và sodium sulfosuccinate (DSS).
- Chất hoạt động bề mặt nonion nonylphenol ethoxylate (NPE) với tên thương phẩm Tergitol (DOW Company), số lượng nhóm EO khác nhau là 4, 9 và 15.
- Polymer sinh học gốc tinh bột: xanthan gum, carboxymethyl cellulose (CMC) gồm 2 loại là CMC-HV và CMC-LV; và hydroxyethyl cellulose (HEC).
- Các hóa chất khác: chất ổn định pH (Na_2CO_3 và NaHCO_3), MgEDTA, chất ổn định nhiệt cho dung dịch khoan có tên thương mại PTS200 của MI-SWACO và tác nhân ổn định độ thải nước poly anionic cellulose.

2.2. Dụng cụ, thiết bị

- Thiết bị nghiên cứu siêu mịn IKA ULTRA - TURRAX J30 của IKA, có tốc độ khuấy tối đa 12.000 vòng/phút sử dụng để tạo bọt.
- Thiết bị đo độ nhớt Brookfield để đánh giá độ nhớt của dung dịch polymer ở tốc độ trượt thấp, với tốc độ trượt thay đổi từ $0,1\text{s}^{-1}$ đến 1s^{-1} (Hình 1).

- Thiết bị chế tạo dung dịch khoan vi bọt gồm: Bình chứa thủy tinh (dung tích 2 lít), có gắn 2 vách ngăn (được làm từ thủy tinh hữu cơ) vào thành của bình chứa sao cho chúng nằm trên cùng 1 mặt phẳng và cách đều trục quay. Motor có thể quay với tốc độ tối đa 10.000 vòng/phút. Mô hình của thiết bị này được thể hiện trong Hình 2.

- Máy đo độ nhớt FANN 35SA với 6 tốc độ quay để xác định độ nhớt dẻo và ứng suất trượt động của dung dịch.

2.3. Thục nghiệm

2.3.1. Chế tạo dung dịch khoan vi bọt gốc nước

Cho nước biển vào bình chứa thủy tinh (Hình 2), sau đó cho polymer, khuấy nhẹ với tốc độ 50 - 60 vòng/phút ở nhiệt độ phòng, trong khoảng 20 phút. Cho thêm chất duy trì độ ổn định nhiệt PTS200, khuấy nhẹ với tốc độ 50 - 60 vòng/phút trong khoảng 2 phút. Tiếp tục cho chất hoạt động bề mặt anion SLES, khuấy mạnh với tốc độ 8.000 - 10.000 vòng/phút ở nhiệt độ thường trong khoảng 2 phút. Bổ sung chất hoạt động bề mặt nonion Tergitol NP9, khuấy mạnh với tốc độ 8.000 - 10.000 vòng/phút ở nhiệt độ thường trong khoảng 2 phút. Tiếp tục cho poly anionic cellulose LV, khuấy đều với tốc độ 50 - 60 vòng/phút. Sau đó, bổ sung lần lượt các chất Na₂CO₃, NaHCO₃, MgEDTA vào dung dịch thu được ở trên, khuấy đều trong khoảng 2 phút với tốc độ khuấy 50 - 60 vòng/phút thu được dung dịch khoan vi bọt gốc nước.

2.3.2. Đánh giá mức độ xâm nhập của dung dịch vào mẫu lõi

Mẫu lõi được sử dụng là mẫu đá móng của mỏ Bạch Hổ, được khoan dạng hình trụ (Hình 3). Trước khi thử nghiệm, mẫu lõi được xử lý sơ bộ để xác định độ thấm tuyệt đối (Kg), thể tích

rỗng, độ rỗng và tỷ lệ (%) nước dư của mẫu lõi (Bảng 1). Sơ đồ và mô hình thiết bị thí nghiệm đánh giá mức độ xâm nhập của dung dịch khoan vi bọt gốc nước vào mẫu lõi được thể hiện ở Hình 4.

- Quy trình thực hiện:

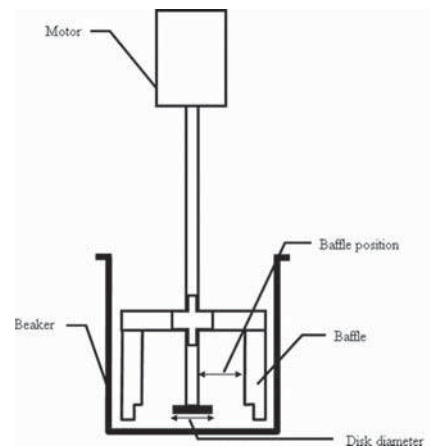
+ Lắp mẫu lõi vào bộ giữ mẫu và đưa mẫu vào thiết bị thí nghiệm;
 + Nâng nhiệt độ lên 120°C, áp suất vỉa P_{vỉa} = 100atm, bơm bão hòa dầu cho mẫu gấp 5 lần thể tích lỗ rỗng (V_r) theo chiều thuận;

+ Nâng áp suất ở đầu mẫu lõi cùng phía với dung dịch khoan và giữ giá trị áp suất này cố định trong một khoảng thời gian nhất định (20 phút). Các giá trị áp suất được thử nghiệm lần lượt là 105atm, 108atm và 110atm;

+ Ghi lại sự thay đổi thể tích của dung dịch khoan và thể tích



Hình 1. Máy đo độ nhớt Brookfield



Hình 2. Mô hình thiết bị chế tạo dung dịch khoan vi bọt



(a)



(b)

Hình 3. Hình ảnh mẫu lõi được sử dụng trong thí nghiệm: Mẫu lõi sử dụng với dung dịch khoan polymer - sét (a); Mẫu lõi sử dụng với dung dịch khoan vi bọt gốc nước (b)

Bảng 1. Tính chất của các mẫu lõi

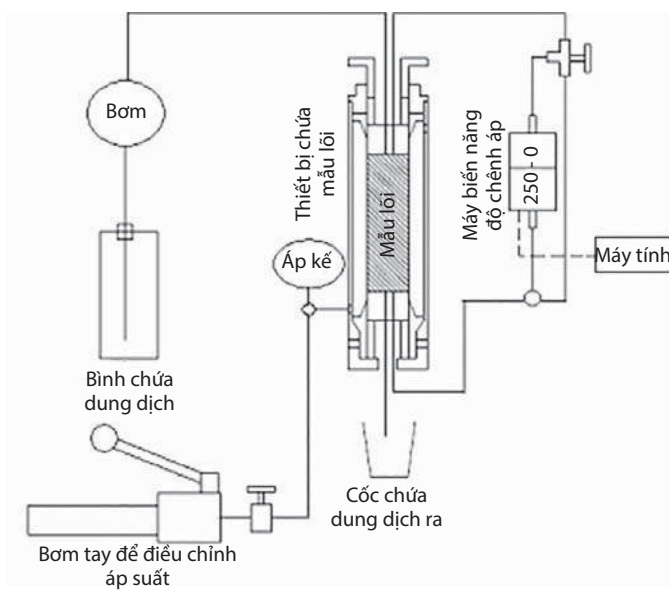
Ký hiệu	Số hiệu mẫu	Độ sâu (m)	Độ thấm tuyệt đối (mD)	Thể tích lỗ rỗng (cm ³)	Độ rỗng (% thể tích)	Nước dư (%)	Chiều dài (cm)	Đường kính (cm)
POLYMER-SÉT	BH-426.1-28T2	4.209,5	8.715	1,78	0,014	27	6,62	4,96
CTAT-1.2	BH-425.2-24A	4.208,1	7.043	2,21	0,017	29	6,52	4,95
CTAT-1.5	BH-425.2-26A	4.208,8	7.711	2,8	0,021	12	6,86	4,95
CTAT-2.5	BH-426.1-27T1	4.206,9	7.954	1,79	0,018	26,7	6,64	5,04

chất lỏng bị đẩy ra khỏi mẫu lõi; sau đó xác định tổng thể tích dung dịch khoan bị đẩy ra khỏi mẫu lõi sau khi kết thúc thí nghiệm.

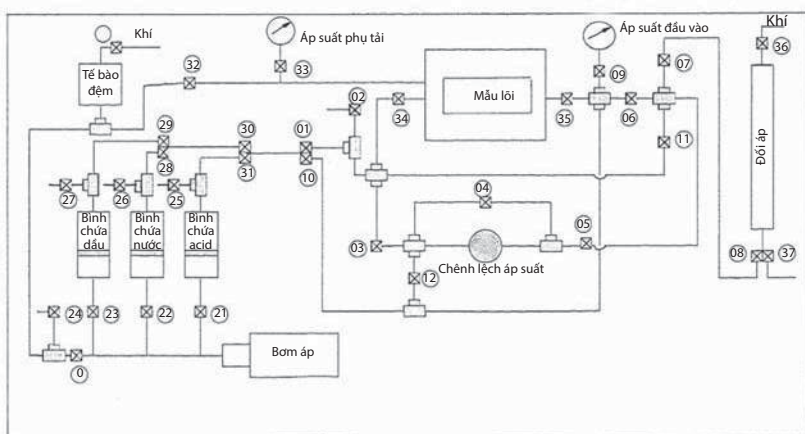
2.3.3. Đánh giá khả năng chống mất dung dịch và khả năng phục hồi độ thấm sau khi bơm ép ngược trên mẫu lõi

Mẫu lõi được sử dụng tương tự như mục 2.3.2. Sơ đồ và mô hình thiết bị thí nghiệm đánh giá sự thay đổi độ thấm của mẫu lõi được thể hiện ở Hình 5.

- Bão hòa mẫu lõi bằng dầu kerosene:



Hình 4. Mô hình thiết bị đánh giá mức độ xâm nhập của dung dịch vào mẫu lõi [14]



Hình 5. Mô hình và thiết bị đánh giá sự thay đổi độ thấm của mẫu lõi

- + Lắp mẫu lõi vào bộ giữ mẫu và đưa mẫu vào thiết bị thí nghiệm.

+ Nâng nhiệt độ lên 120°C, áp suất via $P_{via} = 100\text{atm}$, bơm bão hòa dầu cho mẫu gấp 5 lần thể tích lỗ rỗng (V) theo chiều thuận. Quá trình làm bão hòa được thực hiện với tốc độ dòng bơm rất chậm, thường là khoảng 0,5 - 1ml/phút. Quá trình làm bão hòa này được thực hiện sao cho dung dịch được lấp đầy tất cả các khoảng không có trong mẫu lõi.

- Xác định độ thấm dầu K1 của mẫu lõi:

Độ thấm được tính bằng công thức Darcy:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_e - P_w)}{\mu \ln(r_e - r_w)} \quad (1)$$

Trong đó:

k: Độ thấm tuyệt đối của môi trường mẫu lõi;

h: Độ dài của mẫu lõi;

μ : Độ nhớt động học của nước, nhận giá trị 0,00089Pa.s ở nhiệt độ 25°C;

r_e và P_e : Bán kính và áp suất vòng ngoài;

r_w và P_w : Bán kính và áp suất ở đáy giếng.

- Tạo chênh áp để dung dịch khoan đi qua mẫu lõi:

+ Tăng dần áp ở đầu chứa dung dịch khoan với lưu lượng dòng bơm không đổi để mô phỏng sự chênh áp giữa áp suất thủy tĩnh và áp suất địa tĩnh như trong vùng bị mất dung dịch trong giếng khoan.

+ Ghi lại độ chênh áp giữa 2 đầu mẫu lõi để đánh giá khả năng chống mất dung dịch của dung dịch khoan.

- Xác định độ thấm dầu của mẫu lõi sau khi bơm ép dầu ngược trở lại:

Sau khi dừng quá trình bơm dung dịch khoan vào mẫu lõi, dung dịch làm bão hòa ban đầu sẽ được bơm ngược trở lại vào mẫu lõi. Thí nghiệm này nhằm đánh giá

khả năng loại bỏ dung dịch khoan vi bọt ra khỏi mẫu lõi, qua đó đánh giá được mức độ phục hồi độ thấm của mẫu lõi. Xác định độ thấm K2 theo công thức Darcy (1).

- Xác định mức độ phục hồi độ thấm của mẫu:

Mức độ phục hồi độ thấm của mẫu được tính theo công thức:

$$H = K2/K1 \times 100\% \quad (2)$$

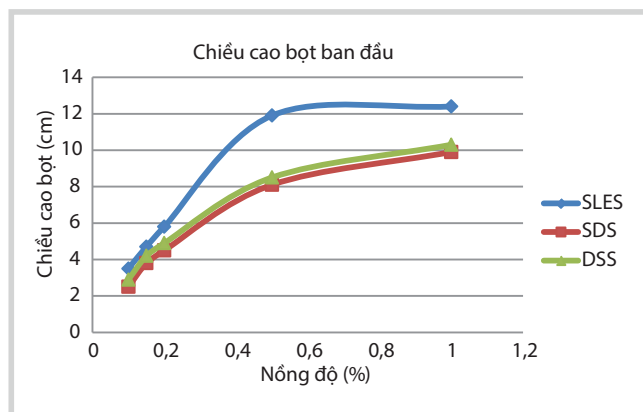
3. Kết quả và thảo luận

3.1. Lựa chọn các thành phần cơ bản của dung dịch khoan vi bọt gốc nước

3.1.1. Lựa chọn chất hoạt động bề mặt tạo bọt

Dung dịch chất hoạt động bề mặt anion được tạo bọt nhờ thiết bị nghiền siêu mịn IKA ULTRA - TURRAX. Khả năng tạo bọt của các chất hoạt động bề mặt anion được đánh giá dựa theo tiêu chuẩn ASTM D1173-53 [11]. Kết quả đánh giá khả năng tạo bọt của các chất hoạt động bề mặt anion với các nồng độ khác nhau được thể hiện ở Hình 6.

Hình 6 cho thấy khi nồng độ chất hoạt động bề mặt tăng thì khả năng tạo bọt tăng. Chiều cao bọt của 3 chất hoạt động bề mặt tăng đáng kể khi nồng độ chất hoạt động bề mặt = 0,5%. Khi nồng độ chất hoạt động bề mặt cao hơn 0,5%, chiều cao bọt vẫn tăng, song mức độ tăng không đáng kể. Như vậy, nồng độ thích hợp đối với các chất hoạt động bề mặt anion để có khả năng tạo bọt tốt nhất là 0,5%.



Hình 6. Chiều cao bọt của các chất hoạt động bề mặt anion theo nồng độ [12]

Khi so sánh khả năng tạo bọt của các chất hoạt động bề mặt anion, chất hoạt động bề mặt SLES khả năng tạo bọt tốt hơn so với 2 chất hoạt động bề mặt SDS và DSS. Như vậy, chất hoạt động bề mặt anion thích hợp để tạo bọt là SLES với nồng độ 0,5%.

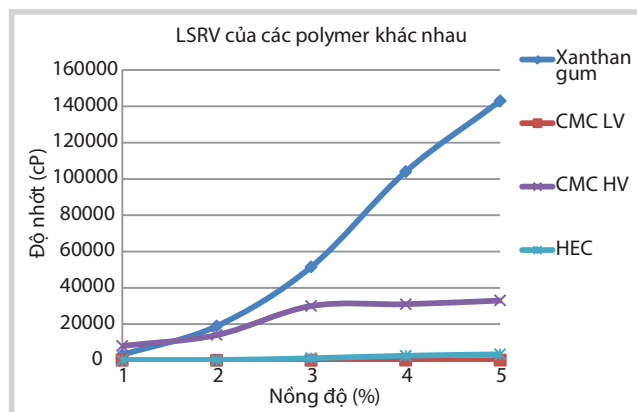
3.1.2. Lựa chọn thành phần polymer bao ngoài

Theo các kết quả nghiên cứu [2 - 6], polymer thích hợp để sử dụng làm lớp bao ngoài cho hạt vi bọt khi độ nhớt ở tốc độ trượt thấp (LSRV) của lớp nước do polymer đó tối thiểu là 40.000cP.

Các loại polymer khác nhau tạo ra các giá trị LSRV khác nhau ở cùng nồng độ (Hình 7). Trong đó, xanthan gum cho giá trị LSRV cao nhất trong số các polymer và có mức độ tăng LSRV cao nhất khi nồng độ polymer tăng. Ngoài ra, để sử dụng được cho dung dịch khoan vi bọt, giá trị LSRV của dung dịch polymer phải đạt giá trị tối thiểu 40.000cP để có thể giúp các hạt vi bọt bền vững. Tại giá trị nồng độ 3%, độ nhớt của dung dịch xanthan gum đạt 51.520cP. Do đó, xanthan gum với nồng độ ≥ 3% là polymer hoàn toàn phù hợp.

3.1.3. Lựa chọn tác nhân duy trì độ nhớt cho dung dịch polymer

Độ nhớt của polymer bị giảm khi nhiệt độ môi trường tăng cao, nhất là khi sử dụng trong dung dịch khoan tại khu vực đá móng (nhiệt độ trung bình đạt khoảng 100 - 120°C). Vì vậy, việc duy trì độ nhớt cho dung dịch polymer rất quan trọng.



Hình 7. Giá trị LSRV của các polymer khác nhau ở cùng nồng độ [12]

Bảng 2. LSRV của dung dịch polymer khi bổ sung chất duy trì độ nhớt [12]

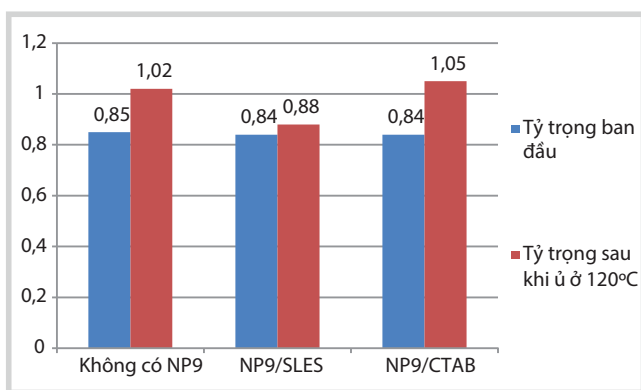
Chất duy trì độ nhớt 1%	Độ nhớt ở tốc độ trượt thấp của dung dịch (mPa.s)							
	25°C		80°C		100°C		120°C	
	Ban đầu	Sau 30 phút	Ban đầu	Sau 30 phút	Ban đầu	Sau 30 phút	Ban đầu	Sau 30 phút
Đối chứng	51.520	51.516	1.121	684	2,5	1,1	1,3	0,4
Monoethanolamine	51.525	51.521	31.524	28.756	25.120	11.345	9.841	3.176
PTS-200	51.532	52.531	49.871	48.762	45.267	43.138	42.176	39.813

Tác nhân được khảo sát để duy trì độ nhớt cho dung dịch polymer ở nhiệt độ cao là monoethanolamine và chất PTS-200 của MI-SWACO. Các tác nhân này có khả năng khử oxy tự do lẫn trong dung dịch, làm giảm khả năng bị oxy hóa của polymer trong dung dịch khi nhiệt độ tăng, nhờ đó duy trì được các tính chất của polymer. Kết quả xác định LSRV của các dung dịch được thể hiện như Bảng 2.

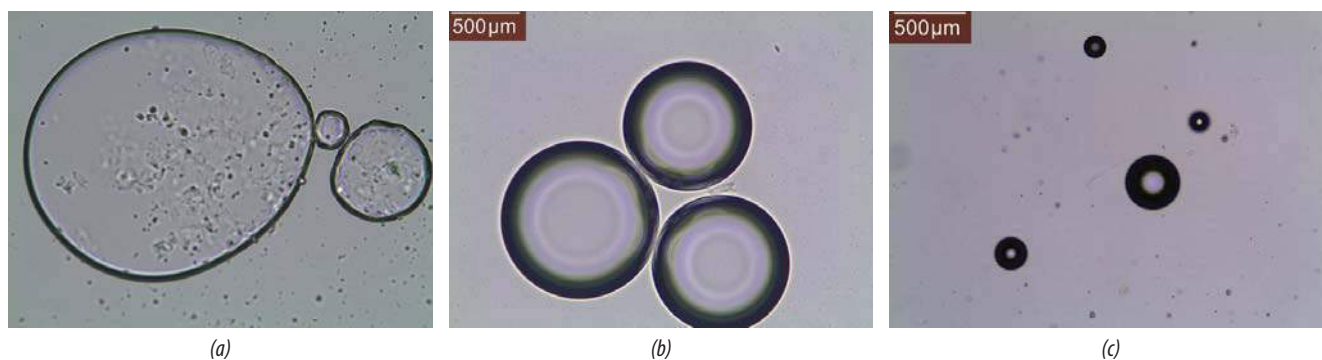
Kết quả cho thấy khi không có chất duy trì độ nhớt, độ nhớt của dung dịch polymer giảm rất nhanh khi nhiệt độ tăng, đặc biệt khi giữ ở nhiệt độ cao trong 30 phút. Khi bổ sung monoethanolamine, độ nhớt của dung dịch vẫn giảm, nhưng giảm rất chậm. Tuy nhiên, ở nhiệt độ 80°C, LSRV giảm xuống 31.524mPa.s, thấp hơn giá trị mong muốn là 40.000mPa.s và tiếp tục giảm mạnh khi nhiệt độ tăng.

Khi bổ sung PTS-200, độ nhớt của dung dịch polymer vẫn giảm, song thấp hơn nhiều so với khi không sử dụng tác nhân này. Tại nhiệt độ 120°C, LSRV vẫn đạt 42.176mPa.s, và sau khi lưu giữ ở 30 phút, độ nhớt của dung dịch giảm xuống xấp xỉ 39.813mPa.s.

Như vậy, nhóm tác giả lựa chọn tác nhân ổn định nhiệt cho polymer sử dụng để chế tạo hệ dung dịch khoan vi bọt là PTS-200 của MI-SWACO.



Hình 8. Tỷ trọng dung dịch sau khi bổ sung hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài [12]



Hình 9. Cấu trúc của hạt vi bọt: Khi không có hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài (a); Khi có hệ chất hoạt động bề mặt NP9/SLES bao ngoài (b); Khi có hệ chất hoạt động bề mặt NP9/CTAB bao ngoài (c) [12]

3.1.4. Lựa chọn hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài cho hạt vi bọt

Để hạt vi bọt được bền vững, cần phải có lớp hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài. Hai hệ chất hoạt động bề mặt được khảo sát để làm hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài cho các hạt vi bọt là: Hệ chất hoạt động bề mặt nonion/anion: NP9/SLES; hệ chất hoạt động bề mặt nonion/cation: NP9/CTAB.

Để đánh giá khả năng ổn định của hạt vi bọt, nhóm tác giả xác định tỷ trọng của dung dịch tại thời điểm vừa được chế tạo và sau khi lưu giữ ở nhiệt độ 120°C trong khoảng 30 phút (Hình 8). Nếu tỷ trọng dung dịch không thay đổi chứng tỏ hạt vi bọt bền vững.

Kết quả thu được cho thấy tỷ trọng ban đầu sau khi bổ sung hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài đều đạt giá trị 0,84 - 0,85. Tuy nhiên, sau khi lưu giữ ở nhiệt độ 120°C trong khoảng 30 phút, tỷ trọng của các dung dịch không có hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài và tỷ trọng của dung dịch sử dụng NP9/CTAB làm chất hoạt động bề mặt bao ngoài có tỷ trọng > 1. Điều này cho thấy các hạt vi bọt đã bị phá vỡ và không khí thoát ra khỏi dung dịch, dẫn đến tỷ trọng dung dịch tăng. Hệ vi bọt sử dụng hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài là NP9/SLES sau khi lưu giữ ở nhiệt độ 120°C trong khoảng 30 phút thì tỷ trọng dung dịch có tăng, song mức độ tăng không đáng kể (từ 0,84 lên 0,88) và vẫn thấp hơn nhiều so với tỷ trọng của nước. Như vậy, các hạt vi bọt đã được làm bền vững tương đối tốt.

Cấu trúc của các hạt vi bọt được quan sát trên kính hiển vi điện tử và được thể hiện ở Hình 9. Khi không có hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài, cấu trúc của hạt vi bọt chỉ là cấu trúc đơn lớp với duy nhất 1 lớp màng bao quanh lõi khí bên trong. Hình dáng của hạt vi bọt không phải hình tròn, cho thấy sức căng bề mặt của hạt vi bọt không đạt giá trị ổn định.

Khi có hệ chất hoạt động bề mặt NP9/CTAB bao ngoài: Do CTAB là chất hoạt động bề mặt mang điện tích dương (+), nên nó có tương tác với chất hoạt động bề mặt tạo bọt SLES - là chất hoạt động bề mặt tích điện âm (-) khiến cho kích thước của các hạt vi bọt bị thu nhỏ, đồng thời không thấy rõ được cấu trúc 3 lớp của hạt vi bọt.

Khi có hệ chất hoạt động bề mặt NP9/SLES bao ngoài: Kích thước các hạt vi bọt tương đối đồng đều (đều là hình tròn), thấy rõ cấu trúc 3 lớp như nghiên cứu của Sebba [13] gồm: 1 lõi khí được bao quanh bởi 1 lớp chất hoạt động bề mặt; 1 lớp polymer tạo độ nhớt và 1 lớp hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài, vì vậy hạt vi bọt trở nên bền với nhiệt độ.

Như vậy, kết quả xác định tỷ trọng của dung dịch vi bọt cùng với ảnh chụp kính hiển vi điện tử cho thấy hệ chất hoạt động bề mặt thích hợp sử dụng làm chất bao ngoài cho hạt vi bọt là NP9/SLES với nồng độ 0,6%.

3.1.5. Tối ưu hóa thành phần của dung dịch khoan vi bọt

- Chọn miền khảo sát

Từ kết quả khảo sát các yếu tố ảnh hưởng đến tỷ trọng của dung dịch khoan vi bọt, nhóm tác giả đã xây dựng điều kiện thí nghiệm (Bảng 3). Các thành phần cơ bản của

dung dịch khoan gồm: SLES, polymer xanthan gum và hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài NP9/SLES.

- Chọn phương án quy hoạch trực giao cấp II (TYT 2^k) thực nghiệm yếu tố toàn phần 2 mức, k yếu tố ảnh hưởng. Phương trình hồi quy có dạng:

$$Y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_{12}x_1x_2 + b_{23}x_2x_3 + b_{13}x_1x_3 + b_{11}x_1^2 + b_{22}x_2^2 + b_{33}x_3^2$$

Trong đó:

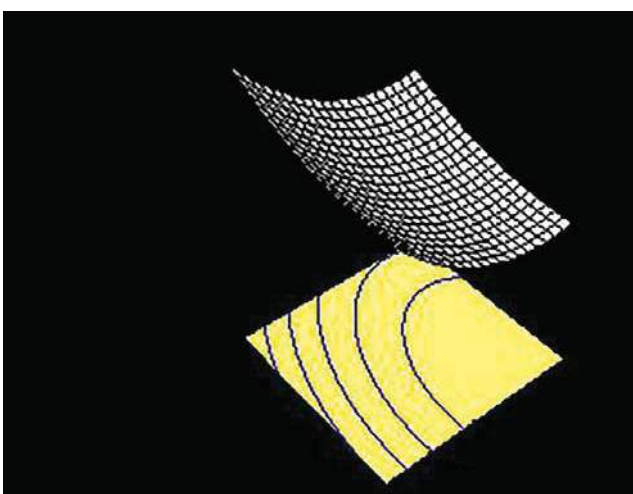
- x₁: Hàm lượng SLES;
- x₂: Hàm lượng xanthan gum;
- x₃: Hàm lượng NP9/SLES.

Phương trình hồi quy của tỷ trọng ban đầu và tỷ trọng sau khi lưu ở nhiệt độ 120°C trong khoảng 30 phút phụ thuộc vào thành phần cơ bản của dung dịch vi bọt thu được từ quá trình tối ưu hóa bằng phần mềm Design Expert như sau:

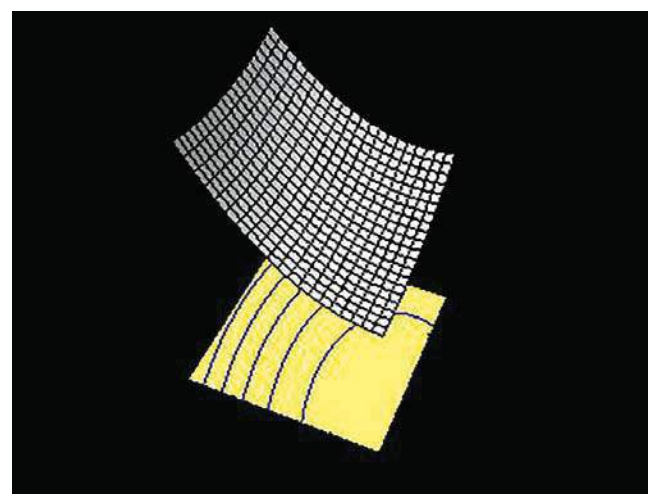
- Tỷ trọng của dung dịch khoan vi bọt gốc nước được tối ưu hóa với các điều kiện:
- + Tỷ trọng ban đầu thấp nhất (nằm trong khoảng 0,8 - 0,9);

Bảng 3. Tối ưu thành phần của dung dịch khoan vi bọt

Mức	Các yếu tố ảnh hưởng		
	Hàm lượng SLES (%)	Hàm lượng xanthan gum (%)	Hàm lượng NP9/SLES (%)
Mức trên (+1)	0,75	4	0,8
Mức cơ sở (0)	0,50	3	0,6
Mức dưới (-1)	0,25	2	0,4
Khoảng biến thiên	0,25	1	0,2



$$\text{Tỷ trọng ban đầu} = 0,85086 - 0,04468x_1 + 0,0242x_2 - 0,003x_3 + 0,034156x_1^2 + 0,013834x_2^2 + 0,013834x_3^2 - 0,005x_1x_2 - 0,015x_1x_3$$



$$\text{Tỷ trọng sau khi lưu} = 0,89564 - 0,051591x_1 + 0,0081x_2 - 0,017937x_3 + 0,029851x_1^2 + 0,012916x_2^2 + 0,029851x_3^2 + 0,01x_1x_2 - 0,01x_1x_3 - 0,015x_2x_3$$

Hình 10. Đồ thị và phương trình hồi quy cho tỷ trọng ban đầu và tỷ trọng sau khi lưu ở nhiệt độ 120°C

+ Tỷ trọng sau khi lưu ở nhiệt độ 120°C trong 30 phút không vượt quá 0,9.

Sử dụng phần mềm Design-Expert để thực hiện việc tối ưu hóa trên, tìm ra được các giá trị thành phần tối ưu:

$$x_1 = 0,63, \text{ tương ứng với hàm lượng SLES} = 0,66\%;$$

$$x_2 = -0,92, \text{ tương ứng với hàm lượng xanthan gum} = 2,1\%;$$

$$x_3 = -0,32, \text{ tương ứng với hàm lượng NP9/SLES} = 0,54\%.$$

Khi đó giá trị tỷ trọng ban đầu theo tính toán là 0,82 và giá trị tỷ trọng sau khi lưu ở nhiệt độ 120°C trong 30 phút là 0,88.

Thực hiện thí nghiệm kiểm chứng với các giá trị hàm lượng như trên, sau đó tiến hành đánh giá tỷ trọng dung dịch ban đầu và tỷ trọng dung dịch sau khi lưu ở nhiệt độ 120°C trong 30 phút, kết quả thu được cho thấy:

- Tỷ trọng ban đầu: 0,83;
- Tỷ trọng sau khi lưu ở nhiệt độ 120°C trong 30 phút là 0,88.

Kết quả tối ưu hóa và mô phỏng khá tương đương với kết quả thí nghiệm thực tế. Dung dịch vi bọt thu được có các thành phần cơ bản như Bảng 4.

Bảng 4. Thành phần tối ưu của dung dịch khoan vi bọt gốc nước

TT	Thành phần	Vai trò	Hàm lượng
1	Chất hoạt động bề mặt SLES	Tạo bọt	0,66%
2	Xanthan gum	Polymer tạo lớp vỏ nhớt	2,1%
3	PTS-200	Tác nhân duy trì độ nhớt	0,5%
4	Tergitol NP9/SLES	Hệ chất hoạt động bề mặt làm lớp bao ngoài	0,54%
5	Poly anionic cellulose	Giảm độ thải nước	1%
6	Na ₂ CO ₃ /NaHCO ₃	Ổn định độ pH	0,25%
7	NaEDTA	Ổn định độ cứng	0,05%
8	Nước	Dung dịch nền	Còn lại

Bảng 5. Một số tính chất của dung dịch khoan vi bọt gốc nước tối ưu

TT	Tính chất	Đơn vị	Phương pháp	Thiết bị đo	Giá trị
1	Tỷ trọng	-	API - RB - 13B	Cân tỷ trọng	0,82
2	Độ nhớt phổ	Giây	API - RB - 13B	Phễu Marsh	61
3	Độ nhớt dẻo PV	cP	API - RB - 13B	Máy đo độ nhớt Fann 350	12
4	Ứng suất trượt động YP	lb/100ft ²	API - RB - 13B	Máy đo độ nhớt Fann 350	34
5	Độ thải nước thường	mL/30 phút	API - RB - 13B	Fann's Model 175CT HPHT Filter Press	6,1
6	Độ thải nước HTHP	mL/30 phút	API - RB - 13B	Fann's Model 175CT HPHT Filter Press	9,5
7	Độ pH	-	API - RB - 13B	Giấy quỳ	9 - 9,5
8	Hàm lượng bọt	% thể tích	API - RB - 13B	Thông qua tỷ trọng	16 - 18
9	Thời gian bảo quản	giờ		Tỷ trọng dung dịch	24
10	Thời gian lưu ở nhiệt độ 120°C	phút		Tỷ trọng dung dịch	30

3.2. Đánh giá một số tính chất cơ bản của dung dịch khoan vi bọt gốc nước

Tính chất cơ bản của dung dịch khoan vi bọt gốc nước được thể hiện trong Bảng 5.

3.3. Đánh giá độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi trên mô hình vỉa

Để đánh giá độ xâm nhập của dung dịch vào mẫu lõi trên mô hình vỉa, dung dịch khoan vi bọt gốc nước được so sánh với dung dịch khoan polymer - sét CMC-HV thường được sử dụng ở Liên doanh Việt - Nga.

Mức độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi trên thí nghiệm mô hình vỉa được thực hiện bằng thiết bị và quy trình được nêu ở mục 2.3.

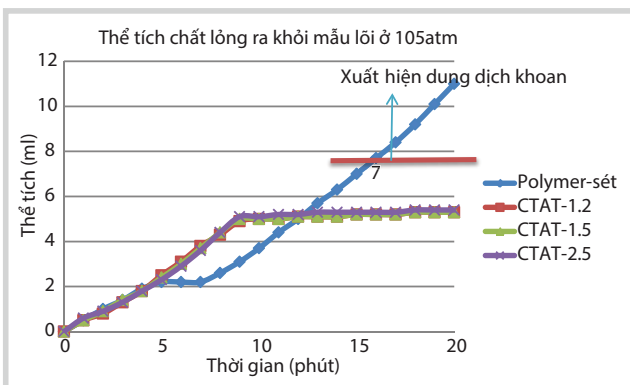
3.3.1. Độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi ở áp suất 105atm

Kết quả đánh giá mức độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi ở áp suất 105atm và nhiệt độ 120°C được thể hiện ở Hình 11.

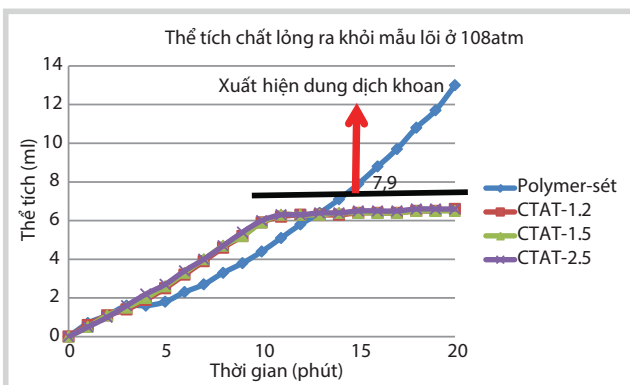
Tại áp suất 105atm và nhiệt độ 120°C, khi thời gian bơm ép tăng, thể tích chất lỏng chảy ra khỏi mẫu lõi tăng. Cả 4 mẫu dung dịch khoan đều có một giai đoạn mà tại đó thể tích dung dịch chảy qua mẫu lõi không thay đổi. Tuy nhiên, với dung dịch khoan polymer - sét, giai đoạn này rất ngắn (2 phút), sau đó thể tích dung dịch chảy qua mẫu

Bảng 6. Thành phần của dung dịch khoan polymer - sét

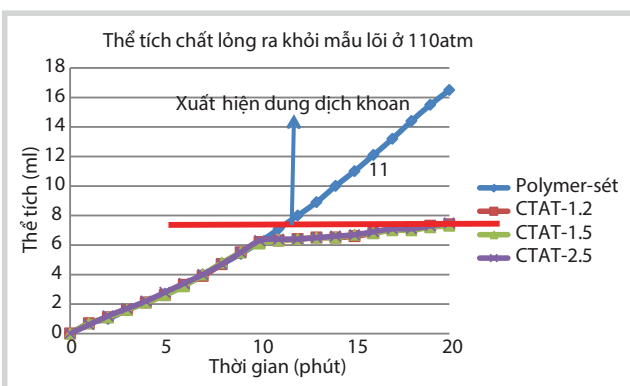
Hóa phẩm	Chức năng chính	Hàm lượng (kg/m ³)	
		Nền nước ngọt	Nền nước biển (< 70%)
Sét	Tạo cấu trúc	40 - 60	50 - 70
Chất diệt khuẩn	Diệt khuẩn	1 - 1,5	1 - 1,5
CMC - HV hoặc CMC - LV	Giảm độ thải nước, tăng độ nhớt	6 - 10	8 - 12
NaOH	Điều chỉnh PH	8 - 10	9 - 12
Na ₂ CO ₃ hoặc NaHCO ₃	Kết tủa ion Ca ²⁺	2 - 3	2 - 3
		0,5 - 1	1 - 2
Chất bôi trơn	Giảm moment	10 - 15	15 - 20



Hình 11. Thể tích chất lỏng ra khỏi mẫu lõi tại áp suất 105atm, nhiệt độ 120°C [12]



Hình 12. Thể tích chất lỏng ra khỏi mẫu lõi tại áp suất 108atm, nhiệt độ 120°C [12]



Hình 13. Thể tích chất lỏng ra khỏi mẫu lõi ở 110atm và nhiệt độ 120°C [12]

lõi tăng khi tiếp tục bơm. Tại phút thứ 15 (thể tích chất lỏng đạt 7ml), bắt đầu xuất hiện dung dịch khoan thoát ra khỏi dung dịch. Với các dung dịch khoan vi bột, khi thể tích dung dịch thoát ra khỏi mẫu lõi là khoảng 5,4ml thì

giá trị này gần như không tăng, tức là dung dịch không bị xâm nhập thêm vào mẫu lõi (để đẩy dầu ra khỏi mẫu lõi) và kết thúc thí nghiệm cũng không xuất hiện dung dịch khoan ở đầu bên kia của mẫu lõi.

3.3.2. Độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi ở áp suất 108atm

Kết quả đánh giá mức độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi ở áp suất 108atm và nhiệt độ 120°C được thể hiện ở Hình 12.

Kết quả thu được tại áp suất 108atm và 120°C cũng tương tự như với áp suất 105atm, tức là khi thời gian bơm ép tăng, thể tích chất lỏng chảy ra khỏi mẫu lõi tăng. Tuy nhiên, với dung dịch khoan polymer - sét, khi thời gian tăng, thể tích dung dịch chảy qua mẫu lõi tăng khi tiếp tục bơm. Đồng thời, tại phút thứ 15 (thể tích chất lỏng đạt 7ml), bắt đầu xuất hiện dung dịch khoan thoát ra khỏi dung dịch. Với các dung dịch khoan vi bột, khi thể tích dung dịch thoát ra khỏi mẫu lõi là khoảng 6ml thì giá trị này gần như không tăng, tức là dung dịch không bị xâm nhập thêm vào mẫu lõi (để đẩy dầu ra khỏi mẫu lõi), đồng thời kết thúc thí nghiệm cũng không xuất hiện dung dịch khoan ở đầu bên kia của mẫu lõi.

Như vậy, tại độ chênh áp 8% thì dung dịch khoan vi bột vẫn không bị xâm nhập vào trong mẫu lõi nhiều giống như dung dịch khoan polymer - sét.

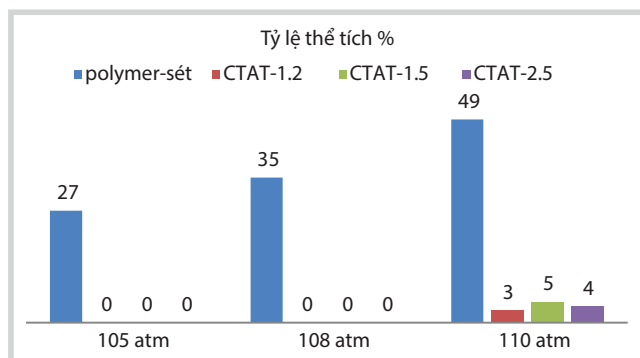
3.3.3. Độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi ở áp suất 110atm

Kết quả đánh giá mức độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi ở áp suất 110atm và nhiệt độ 120°C được thể hiện ở Hình 13.

Tại giá trị áp suất 110atm (tức là độ chênh áp 10%), thể tích chất lỏng thoát ra khỏi mẫu lõi khi sử dụng dung dịch khoan polymer - sét tăng theo thời gian và không có giai đoạn mà không thấy xuất hiện chất lỏng thoát ra.

Tại phút thứ 11, khi tổng thể tích chất lỏng thoát ra khỏi mẫu lõi cao hơn 7ml bắt đầu có dung dịch khoan chảy ra và thể tích dung dịch khoan chảy ra tăng theo thời gian. Điều này cho thấy tại độ chênh áp 10%, dung dịch khoan polymer - sét hoàn toàn bị xâm nhập vào trong mẫu lõi.

Đối với các dung dịch khoan vi bột, khi thời gian bơm tăng, thể tích chất lỏng thoát ra khỏi mẫu lõi cũng tăng, cho thấy tại thời điểm ban đầu, dung dịch khoan vi bột cũng bị xâm nhập vào mẫu lõi. Khi thể tích chất lỏng thoát ra khỏi mẫu lõi khoảng 7ml (tức là hết phần dầu tự do có trong mẫu lõi) thì chất lỏng thoát ra gần như không thay đổi, mặc dù có một phần dung dịch khoan vi bột thoát ra. Điều này cho thấy dung dịch khoan vi bột có khả năng tạo một lớp ngăn cách trong các khe nứt của mẫu lõi, ngăn cản sự xâm nhập của dung dịch vào trong mẫu lõi, khiến cho thể tích chất lỏng thoát ra khỏi mẫu lõi gần như không thay đổi. Mặc dù có một lượng nhỏ dung dịch khoan thoát ra khỏi mẫu lõi, nhưng thể tích chất lỏng gần như không thay đổi, cho thấy khả năng bít nhét của dung dịch khoan đối với các khe rỗng và khe nứt nhỏ của mẫu lõi.



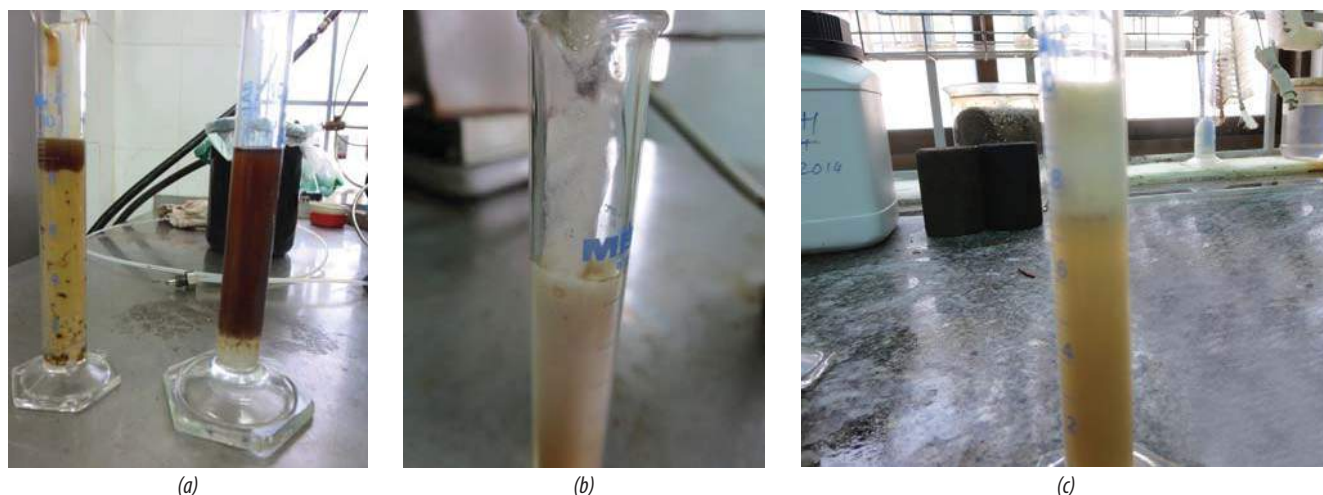
Hình 14. Tỷ lệ thể tích giữa dung dịch khoan thoát ra khỏi mẫu lõi và dung dịch khoan được bơm vào mẫu lõi [12]

3.3.4. Thể tích dung dịch khoan thoát ra khỏi mẫu lõi

Sau khi kết thúc thí nghiệm, chất lỏng thoát ra khỏi mẫu lõi được để lắng trong vòng 30 phút, sau đó xác định thể tích của dầu kerosene và dung dịch có trong đó. Tỷ lệ thể tích giữa dung dịch thoát ra khỏi mẫu lõi so với dung dịch khoan được bơm vào mẫu lõi trong quá trình thí nghiệm được thể hiện trong Hình 14.

Khi áp suất bơm tăng, tỷ lệ thể tích của dung dịch khoan thoát ra khỏi mẫu lõi so với dung dịch khoan được bơm vào mẫu lõi tăng dần. Tại các áp suất 105atm và 108atm, trong khi tỷ lệ thể tích của phần dung dịch khoan polymer - sét thoát ra khỏi mẫu lõi tăng từ 27 - 35%, các dung dịch khoan vi bột đều không thấy xuất hiện dung dịch khoan ở đầu kia của mẫu lõi. Khi áp suất bơm tăng lên 110atm, gần một nửa lượng dung dịch khoan polymer - sét bị đẩy ra khỏi mẫu lõi, trong khi chỉ có khoảng 4% dung dịch khoan vi bột bị đẩy ra ngoài. Hình ảnh của các mẫu dung dịch khoan sau khi bị đẩy ra khỏi mẫu lõi ở nhiệt độ 120°C, áp suất 110atm và được để lắng (Hình 15).

Hình 15b và c cho thấy các hạt vi bột với kích thước rất nhỏ vẫn còn tồn tại trong mẫu dung dịch khoan, chứng tỏ các hạt vi bột có khả năng chịu được nhiệt độ 120°C và áp suất 110atm mà không bị phá vỡ. Do đó khi xâm nhập vào trong các khe nứt nhỏ của mẫu lõi, các hạt vi bột có khả năng bít nhét các khe nứt này, ngăn chặn dung dịch tiếp tục đi vào sâu trong vỉa. Khả năng xâm nhập vào mẫu lõi của dung dịch khoan vi bột thấp hơn so với dung dịch khoan polymer - sét và tại áp suất thấp dưới 110atm, các hạt vi bột còn tạo được lớp ngăn cản sự xâm nhập này vào trong vỉa.



Hình 15. Các mẫu dung dịch khoan sau khi bị đẩy ra khỏi mẫu lõi ở điều kiện nhiệt độ 120°C: Dung dịch sét - polymer (a); Dung dịch vi bột gốc nước (b, c) [12]

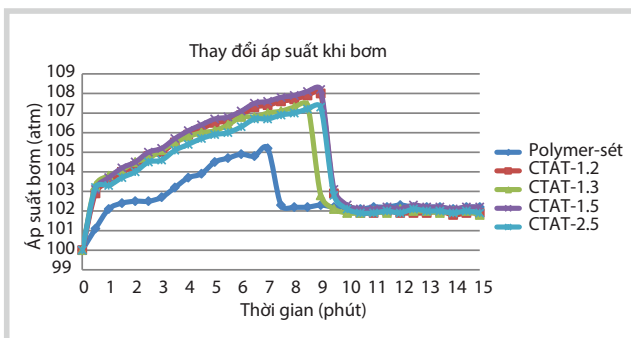
3.4. Đánh giá khả năng chống mất tuần hoàn của dung dịch vi bọt

Thí nghiệm đánh giá khả năng chống mất tuần hoàn của dung dịch vi bọt thông qua thử nghiệm trên mô hình vỉa được thực hiện như mục 2.3.

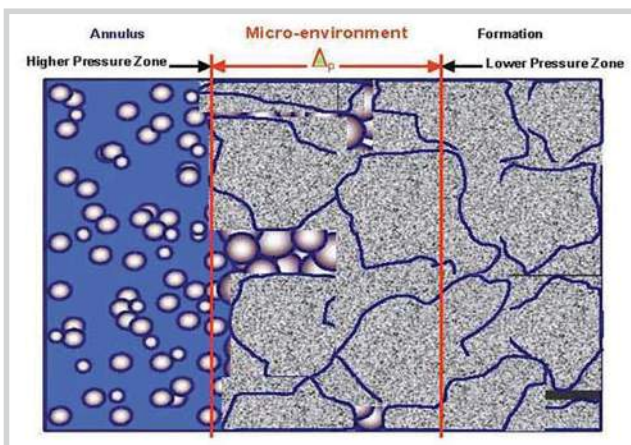
3.4.1. Thay đổi áp suất bơm theo thời gian

Kết quả đánh giá sự thay đổi áp suất bơm theo thời gian của các mẫu dung dịch được thể hiện trong Hình 16.

Theo thời gian bơm, áp suất bơm của các mẫu dung dịch khoan đều tăng đến một giá trị nhất định rồi giảm đột ngột và ổn định ở giá trị bơm khoảng 102atm. Việc áp suất bơm của các dung dịch khoan qua mẫu lõi đạt giá trị cực đại do xuất hiện “điểm nút” trong các khe nứt của mẫu lõi, ngăn cản sự di chuyển của dung dịch khoan qua các



Hình 16. Thay đổi áp suất theo thời gian khi bơm các mẫu dung dịch khoan qua mẫu lõi [12]



Hình 17. Cơ chế ngăn chặn sự xâm nhập của dung dịch vào các khe nứt của hạt vi bọt

Bảng 7. Độ thấm của mẫu lõi ban đầu và sau khi bơm ép ngược

Mẫu	Độ thấm ban đầu (K1) (mD)	Độ thấm sau bơm ép (K2) (mD)	Mức độ phục hồi độ thấm (%)
Polymer - sét	193	98	50,78
Vi bọt 1	175	158	90,24
Vi bọt 2	266	243	91,48
Vi bọt 3	154	148	96,17
Vi bọt 4	209	187	89,62

khe nứt này. Theo thời gian bơm, khi “điểm nút” này được loại bỏ, các khe nứt sẽ được thông thoáng, dung dịch sẽ dễ dàng chảy qua các khe nứt của mẫu lõi, nhờ đó áp suất bơm giảm đột ngột.

Áp suất bơm của mẫu dung dịch khoan polymer - sét đạt cực đại tại 105atm sau 7 phút. Áp suất bơm của các mẫu dung dịch khoan vi bọt đạt cực đại tại 108atm sau 9 phút. Điều này cho thấy khả năng chịu áp của “điểm nút” được tạo bởi các dung dịch khoan vi bọt tốt hơn so với “điểm nút” được tạo bởi dung dịch khoan polymer - sét. Thời gian đạt áp suất bơm cực đại của mẫu dung dịch khoan vi bọt cũng lâu hơn so với mẫu dung dịch khoan polymer - sét. Điều này được giải thích do:

- Khi bơm dung dịch khoan polymer - sét vào mẫu lõi, các hạt sét nhỏ sẽ chiếm chỗ của các khe nứt và tích tụ lại đó tạo ra một màng chắn mỏng bằng sét. Theo thời gian, áp suất bơm sẽ tăng dần. Do độ bền của màng sét này không tốt, sau khoảng 5 phút màng sét sẽ bị phá vỡ, dung dịch tiếp tục xâm nhập vào mẫu lõi (áp suất bơm giảm).

- Đối với các mẫu dung dịch khoan vi bọt, sự xuất hiện của “điểm nút” cho thấy các hạt vi bọt không bị phá vỡ bởi áp suất. Dưới tác dụng của áp suất, các hạt vi bọt bị co lại, dễ dàng xâm nhập vào các khe nứt của mẫu lõi. Khi đã vào trong mẫu lõi, áp suất giảm khiến các hạt vi bọt giãn nở, chiếm các khoảng không gian trong mẫu lõi, tạo nên một lớp ngăn cách, không cho dung dịch tiếp tục xâm nhập vào mẫu lõi (Hình 17) [10].

Áp suất bơm cực đại của dung dịch khoan vi bọt đạt 108atm sau 9 phút, cao và lâu hơn so với áp suất bơm cực đại của dung dịch khoan polymer - sét. Sau thời gian này, áp suất giảm xuống rất nhanh, chứng tỏ “điểm nút” đã bị loại bỏ. Ảnh chụp mẫu dung dịch khoan vi bọt sau khi ra khỏi mẫu lõi cho thấy các hạt vi bọt tồn tại. Nhờ đó các hạt bọt không bị phá vỡ, mà theo thời gian bơm, “điểm nút” này tiếp tục bị đẩy về đầu còn lại của mẫu lõi. Do kích thước của mẫu lõi có hạn nên “điểm nút” này bị đẩy ra khỏi mẫu lõi, khiến cho áp suất bơm giảm xuống.

Các kết quả trên cho thấy dung dịch khoan vi bọt có khả năng ngăn chặn sự mất dung dịch do dung dịch

khoan xâm nhập vào mẫu lõi tốt hơn so với dung dịch khoan sét - polymer.

3.4.2. Mức độ phục hồi độ thấm khi bơm các dung dịch khoan

Nhóm tác giả đánh giá sự tổn hại đến vỉa chứa do sự xâm nhập của dung dịch aphron ở các tốc độ bơm khác nhau. Mức độ bị tổn hại của vỉa chứa được tính từ sự thay đổi độ thấm so với độ thấm ban đầu. Kết quả đánh giá độ thấm (ban đầu và sau khi bơm ép ngược) được thể hiện ở Bảng 7.

Độ thấm của dung dịch khoan polymer - sét gần như bị giảm một nửa sau khi bơm ép ngược trở lại do trong thành phần có các hạt sét mịn. Khi dung dịch xâm nhập vào trong các khe nứt của mẫu lõi, các hạt sét bị lắng đọng và tích tụ trên các khe nứt này. Sau khi được bơm ép ngược trở lại, các hạt sét này sẽ bị lắng đọng trong các khe nứt. Do đó, khoảng không gian trống trong mẫu lõi sẽ bị giảm xuống, khiến cho độ thấm của dung dịch bị giảm rõ rệt.

Trong khi đó, mức độ phục hồi độ thấm của các dung dịch khoan vi bọt sau khi bơm ép ngược trở lại đạt tới 90% độ thấm ban đầu (tức là độ thấm của mẫu gần như không thay đổi sau khi bơm ép ngược trở lại). Hiện tượng này do các hạt vi bọt có tỷ trọng thấp và dễ dàng di chuyển ngược trở lại vùng có áp suất thấp, hoặc bị vỡ ra khi di chuyển. Sau khi được bơm ép vào vỉa, kích thước của các hạt vi bọt tăng lên để tạo ra lớp ngăn cách chống sự mất dung dịch vào trong các vỉa chứa. Khi gọi dòng, áp suất thủy tĩnh sẽ thấp hơn áp suất vỉa, các hạt vi bọt (bản chất là các bong bóng khí) sẽ dễ dàng di chuyển ngược trở lại và không bị lắng đọng lại trong các khe nứt. Nhờ đó, không gian giữa các khe nứt sẽ không bị giảm nhiều so với ban đầu, tức là độ thấm của dung dịch không thay đổi so với ban đầu. Thậm chí có mẫu độ thấm của dung dịch sau khi bơm ép ngược trở lại đạt tới 96% so với độ thấm ban đầu.

3.5. Nhận xét

Khi bơm dung dịch khoan polymer - sét (tương tự dung dịch đang sử dụng ở Vietsovpetro) vào mẫu lõi, với áp suất bơm vượt quá giá trị 105atm thì áp suất bơm giảm đột ngột và lượng dung dịch khoan chảy ra ở đầu kia của mẫu lõi tăng đột biến, tức là dung dịch bị mất vào vỉa rất nhiều. Khi bơm dung dịch khoan vi bọt gốc nước vào mẫu lõi, áp suất bơm tăng dần đến giá trị 110atm và không thấy xuất hiện dung dịch chảy ra ở đầu kia của mẫu lõi. Điều này cho thấy các hạt dung dịch khoan vi bọt đã bít nhét các lỗ rỗng, ngăn chặn hiện tượng mất dung dịch trong vỉa chứa.

Độ thấm phục hồi sau khi bơm ép dung dịch khoan vi bọt cũng đạt 90% so với độ phục hồi ban đầu, chứng tỏ độ thấm bị thay đổi đáng kể khi bơm ép dung dịch khoan vi bọt.

Vi vậy, có thể kết luận rằng dung dịch khoan vi bọt có khả năng bít nhét các lỗ rỗng trong vỉa chứa nhờ các hạt vi bọt, từ đó hạn chế hiện tượng mất dung dịch khoan vào vỉa chứa.

4. Kết luận

Nhóm tác giả đã chế tạo được dung dịch khoan vi bọt gốc nước với thành phần chính gồm: chất hoạt động bề mặt anion SLES tạo bọt; polymer xanthan gum tạo nhớt cho lớp nước bao quanh và hệ chất hoạt động bề mặt NP9/SLES có tác dụng làm bền hạt vi bọt và đã tối ưu hóa được thành phần của hệ dung dịch này. Các thử nghiệm với mẫu lõi của mỏ Bạch Hổ ở điều kiện nhiệt độ 120°C cho thấy dung dịch khoan vi bọt có khả năng ngăn chặn dung dịch xâm nhập vào trong mẫu lõi tốt hơn so với dung dịch polymer - sét. Ngoài ra, độ thấm sau khi phục hồi của mẫu lõi cũng đạt 90% so với độ thấm ban đầu, cho thấy hệ dung dịch vi bọt hoàn toàn không gây ảnh hưởng đến vỉa chứa và có thể dễ dàng bị loại bỏ khi gọi dòng.

Tài liệu tham khảo

1. Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". *Giáo trình dung dịch khoan và sửa giếng*. 2009.
2. Tom Brookey. "Micro-bubbles": *New aphron drilling in fluid technique reduces formation damage in Horizontal wells*. SPE Formation Damage Control Conference, Lafayette, Louisiana. 18 - 19 February, 1998.
3. Catalin D.Ivan, Frederick B.Growcock, James E.Friedheim. *Chemical and physical characterization of aphron-based drilling fluids*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas. 29 September - 2 October, 2002.
4. Frederick B.Growcock, Arkadiy Belkin, Miranda Fosdick, Maribella Irving, Bob O'Connor, Tom Brookey. *Recent advances in aphron drilling-fluid technology*. SPE Drilling and Completion. 2007; 22(2): p. 74 - 80.
5. Frederick B.Growcock, Asif M.Khan, Gerard A.Simon. *Application of water-based and oil-based aphrons in drilling fluid*. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas. 5 - 7 February, 2003.
6. Fred Growcock. *Enhanced wellbore stabilization and reservoir productivity with aphron drilling fluid technology*.

Final Report, DPE Award Number DE-FC26-03NT42000. October, 2005.

7. Francisco Ramirez, Roberto Graves, Julio Montilva. *Experience using microbubbles - aphron drilling fluid in Mature reservoirs of Lake Maracaibo*. SPE-73710-MS. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana. 20 - 21 February, 2002.

8. D.Kinchen, M.A.Peavy, T.Brookey, P.Rhodes. *Case history: Drilling techniques used in successful redevelopment of low pressure H₂S carbonate formation*. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands. 27 February - 1 March, 2001.

9. Michel Gregoire, Nick Hilbig, Mark Stansbury, Saleh Al-Yemeni, Fred Growcock. *Drilling fractured granite in Yemen with solids-free aphron fluid*. IADC World Drilling, Rome, Italy. 9 - 10 June, 2005.

10. Nguyen Tuan Anh, Ta Quang Minh, Vu An, Phan

Trong Hieu, Hoang Mai Chi, Tran Thanh Phuong, Nguyen Thi Thu Hien, Vu Thiet Thach. *Microbubble drilling fluid (Aphron): New technology for drilling in depleted reservoirs*. Petrovietnam Journal. 2014; 6: p. 24 - 27.

11. ASTM International. *Standard test method for foaming properties of surface-active agents*. ASTM D1173-53. 2001.

12. Nguyễn Tuấn Anh và nnk. *Nghiên cứu chế tạo dung dịch khoan vi bọt gốc nước sử dụng cho các vỉa chứa có áp suất thấp*. Đề tài nghiên cứu cấp Nhà nước thuộc Đề án "Đổi mới và hiện đại hóa công nghệ trong ngành công nghiệp khai khoáng đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025". Viện Dầu khí Việt Nam. 2015.

13. Sebba, F.. *Foams and Biliquid Foams - Aphrons*, John Wiley and Sons, Toronto. 1987.

14. M.I.Al-Mossawy, Birol Demiral. *Duration of the transient pressure of liquid core flooding*. Journal of Geophysics and Engineering. 2012; 9 (1): p. 75 - 82.

Preparation of micro-bubble (Aphron) drilling fluid used in low pressure reservoirs

**Nguyen Tuan Anh, Ta Quang Minh
Nguyen Thi Thu Hien**
Vietnam Petroleum Institute
Email: anhnt01@vpi.pvn.vn

Summary

The paper presents the process of preparing micro-bubble (Aphron) drilling fluid, which mainly comprises an anionic surfactant (SLES), a xanthan gum polymer and a two-component surfactant system of NP9/SLES. The proportions of these components were also optimised. Core-flood testing with Bach Ho's core samples at 120°C showed that this drilling fluid could prevent fluid from penetrating into the core better than the polymer-clay drilling fluid currently used at Vietsovpetro. Moreover, the return permeability of these core samples was nearly 90% of the original ones, which demonstrates that Aphron drilling fluid could be easily removed from the reservoir, hence reducing formation damage.

Key words: Drilling fluid, micro-bubble, Aphron, low pressure reservoirs.