

NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG TỔ HỢP CHẤT HOẠT ĐỘNG BỀ MẶT BỀN NHIỆT CHO TĂNG CƯỜNG THU HỒI DẦU VĨA CÁT KẾT TẦNG OLIGOCEN MỎ BẠCH HỔ

ThS. Hoàng Linh, ThS. Phan Vũ Anh, KS. Lương Văn Tuyên
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Theo dự báo tại mỏ Bạch Hổ, dựa vào phương pháp khai thác sơ cấp chỉ có thể thu được 11 - 17% tổng trữ lượng dầu tại chỗ (OIIP), dựa vào khai thác thứ cấp từ tầng Miocen, Oligocen và tầng móng có thể thu được 27,8%, 24,4% và 37,6% OIIP tương ứng [3]. Bài báo nghiên cứu công nghệ tăng cường thu hồi dầu trong khai thác tam cấp trên cơ sở thí nghiệm các chất hoạt động bề mặt bền nhiệt, bền muối, có sức căng bề mặt liên diện thấp. Từ đó, nhóm tác giả tiến hành phối trộn, chọn lọc các chất hoạt động bề mặt để tìm ra tổ hợp 3 chất hoạt động bề mặt AOS:Tween 80:SDBS với tỷ lệ phối trộn tối ưu là 6:1:1 (theo khối lượng), bền trong môi trường nhiệt độ, độ cứng và độ mặn nước biển cao nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ. Kết quả thí nghiệm cho thấy khả năng ứng dụng tổ hợp các chất hoạt động bề mặt này trong quá trình gia tăng hệ số thu hồi dầu tại các mỏ có nhiệt độ cao.

Từ khóa: Hệ chất hoạt động bề mặt bền nhiệt, sức căng bề mặt, tăng hệ số thu hồi dầu

1. Cơ chế của phương pháp bơm ép chất hoạt động bề mặt

1.1. Độ linh động và hệ số quét

Khi bơm chất lỏng xuống giếng bơm ép để đẩy dầu thì chất lỏng đẩy phải tạo thành tuyến nằm ở phía sau lớp dầu. Tỷ số giữa độ linh động của chất lỏng đẩy λ_d và độ linh động của dầu λ_o có ý nghĩa rất quan trọng [5]. Độ linh động tương đối M xác định bởi hệ thức:

$$M = \frac{\lambda_d}{\lambda_o} = \frac{k_d \times \eta_o}{k_o \times \eta_d} \quad (1)$$

Điều quan trọng là phải giữ được độ linh động M hợp lý suốt quá trình dịch chuyển. Tỷ số linh động càng nhỏ, hệ số thu hồi dầu càng lớn (Hình 1). Có thể duy trì độ linh động M bằng nhiều cách: làm giảm độ thấm hiệu dụng của nước (k_d); làm giảm độ nhớt của dầu (η_o); làm tăng độ nhớt của nước bơm đầu vào (η_d); làm tăng độ thấm hiệu dụng của dầu (k_o).

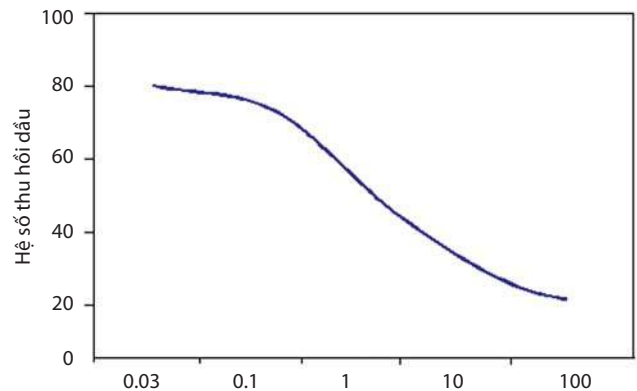
1.2. Mối quan hệ của tính dính ướt và sức căng bề mặt pha dầu nước

Tính dính ướt (lỏng-1) và dầu (lỏng-2) đối với đất đá vữa (s-rắn) phụ thuộc vào sức căng bề mặt (σ) giữa ba pha 1/s, 2/s, 1/2. Khi cân bằng ta có công thức:

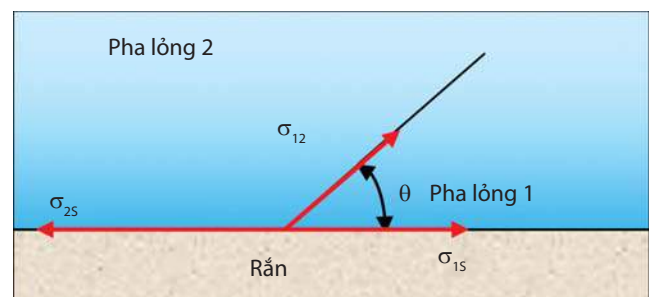
$$\cos\theta = \frac{\sigma_{2s} - \sigma_{1s}}{\sigma_{12}} \quad (2)$$

Trong thực tế, giá trị σ_{1s} , σ_{2s} không xác định được, vì vậy mối tương quan giữa sức căng bề mặt σ_{1s} , σ_{2s} được xác

định qua góc dính ướt (θ) để đánh giá độ thấm ướt của chất lỏng trên bề mặt đất đá vỉa. Khi $\theta < 90^\circ$, pha nước (1) thấm ướt bề mặt đất đá vỉa hơn pha dầu (2). Khi $\theta > 90^\circ$ nước không bám trên bề mặt đất đá vỉa, bề mặt đất đá vỉa gọi là bề mặt kỵ nước. Khi $\theta = 90^\circ$, bề mặt đất đá có độ dính ướt trung bình [1]. Như vậy, qua thông số góc dính ướt có thể đoán được khả năng đẩy dầu của tổ hợp chất hoạt động bề mặt.



Hình 1. Sự phụ thuộc của tổ hợp số thu hồi dầu vào độ linh động M



Hình 2. Góc dính ướt θ

1.3. Mối quan hệ giữa độ nhớt của dung dịch bơm ép và chỉ số mao dẫn

Trong các vỉa khai thác dầu khí, quá trình gia tăng hệ số thu hồi dầu bằng tổ hợp chất hoạt động bề mặt, dòng chảy của chất lưu được biểu diễn qua lực nhớt và lực mao dẫn. Lực nhớt biểu diễn độ tăng hệ số quét trong các khe nứt nẻ, còn lực mao dẫn thể hiện sự tăng hệ số đẩy ở các mao dẫn có độ thấm thấp. Hai lực này có mối quan hệ với nhau thông qua chỉ số mao dẫn (tỷ số độ nhớt và lực mao dẫn).

Tổ hợp chất hoạt động bề mặt làm giảm sức căng bề mặt với dầu dư trong vỉa chứa, vì thế gia tăng hệ số đẩy dầu. Lực mao dẫn (N_c) là lực tác động lên giọt dầu bị bẫy lại trong lỗ xốp, khi chỉ số mao dẫn (N_c) càng lớn thì hệ số gia tăng thu hồi dầu càng lớn. N_c là hàm vận tốc Darcy (V), độ nhớt (μ) của pha động, sức căng bề mặt (σ) giữa pha dầu và nước, θ là góc dính ướt của dầu thô với đá chứa. Phương trình (3) mô tả quan hệ giữa độ nhớt, giảm sức căng bề mặt so với lực mao dẫn [4]:

$$N_c = \frac{\text{Lực nhớt}}{\text{Lực mao dẫn}} = \frac{V \times \mu}{\sigma \times \text{Cos}\theta} \quad (3)$$

Để tăng hiệu quả khai thác dầu trong giai đoạn cuối của quá trình khai thác thứ cấp, giá trị N_c phải đạt giá trị rất lớn. Do vậy, cần sử dụng các chất hoạt động bề mặt phù hợp để có thể giảm (từ hàng trăm đến hàng nghìn lần) sức căng bề mặt liên diện giữa hai pha.

Trong bài viết này, nhóm tác giả đã tiến hành thực nghiệm trong môi trường nước muối 3,5% NaCl để xác định độ bền nhiệt của các chất hoạt động bề mặt, đánh giá tác động của nhiệt độ đến độ ổn định của tổ hợp chất hoạt động bề mặt. Từ đó, nhóm tác giả sử dụng phương pháp phân tích, thống kê để tìm ra tỷ lệ các chất hoạt động bề mặt tối ưu bền nhất trong điều kiện nhiệt độ cao và nước biển có độ khoáng hóa cao.

2. Thực nghiệm

2.1. Tiêu chí lựa chọn chất hoạt động bề mặt cho tăng cường thu hồi dầu

Từ đặc thù của các mỏ dầu ở Việt Nam (nhiệt độ, áp suất, nồng độ khoáng của nước bơm ép rất cao; thường xuyên xảy ra hiện tượng phân hủy, cắt mạch chất hoạt động bề mặt, hiện tượng kết tủa do muối hay hấp phụ trong đá chứa...), nhóm tác giả đưa ra các tiêu chí lựa chọn chất hoạt động bề mặt để đảm bảo hiệu quả khi sử dụng:

- Các chất hoạt động bề mặt được sử dụng tạo được sức căng bề mặt đủ thấp để thay đổi được tính dính ướt

giữa dầu và đá chứa (góc dính ướt < 90°), làm giảm sức căng bề mặt giữa dầu và nước;

- Tan tốt trong môi trường khoáng hóa cao, không bị kết tủa ở nhiệt độ cao 140°C;

- Giữ nguyên hoặc ít thay đổi đặc tính làm giảm sức căng bề mặt trong điều kiện vỉa 140°C ở một khoảng thời gian nhất định. Trong khuôn khổ bài viết này, nhóm tác giả sẽ thử nghiệm trong khoảng thời gian 50 ngày, đây là khoảng thời gian mà chất hoạt động bề mặt có thể sẽ còn lưu lại trong vỉa để phát huy tác dụng giảm sức căng bề mặt nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu;

- Có khả năng hóa nhũ dầu ở điều kiện vỉa;

- Ít bị hấp phụ vào đất đá trong điều kiện vỉa;

- Các chất hoạt động bề mặt cần có nồng độ tới hạn tạo micelle (CMC - critical micelle concentration) rất thấp, nghĩa là chỉ sử dụng một lượng nhỏ chất hoạt động bề mặt cho bơm ép đã có thể mang lại hiệu quả đẩy dầu. Điều này liên quan tới yếu tố kinh tế đó là càng giảm tối thiểu lượng chất hoạt động bề mặt bơm ép thì càng giảm giá thành cho một đơn vị khai thác dầu thô;

- Các chất hoạt động bề mặt dùng trong tăng cường thu hồi dầu phải có chỉ số cân bằng dầu nước (HLB - hydrophile lipophile balance) ≥ 8 (có tính thấm ướt, nhũ hóa, tẩy rửa và hòa tan).

2.2. Nguyên liệu và phương pháp nghiên cứu

Để có hiệu ứng giảm sức căng bề mặt một hỗn hợp hai hay nhiều chất hoạt động bề mặt phải có sự tương tác giữa các chất hoạt động bề mặt. Tương tác này có thể hình thành do lực hút tĩnh điện giữa 2 nhóm đầu ưa nước trái dấu, hoặc lực hấp dẫn Van der Waals giữa các nhóm đuôi kỵ nước, trong đó lực hút tĩnh điện thường tạo ra tương tác mạnh hơn [27]. Mặt khác, sức căng bề mặt sẽ đạt giá trị cực thấp khi hệ số xếp chặt (packing parameter) các phân tử chất hoạt động bề mặt trên bề mặt liên diện hai pha dầu - nước tiến gần tới 1, điều này chỉ đạt được khi có sự ghép không đối xứng các nhóm kỵ nước trong hỗn hợp nhiều chất hoạt động bề mặt khác nhau cho phép tập hợp nhiều phân tử chất hoạt động bề mặt trên bề mặt liên diện hơn là giữa các nhóm kỵ nước của cùng một chất hoạt động bề mặt [30].

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã nghiên cứu và chọn ra 3 chất hoạt động bề mặt phù hợp là AOS, SDBS và Tween 80 từ rất nhiều các chất hoạt động bề mặt khác nhau có thể đáp ứng được các tiêu chí phù hợp cho tăng thu hồi dầu để tiến hành thử nghiệm và sau đó

pha chế xác định tỷ lệ tối ưu theo phương pháp quy hoạch thực nghiệm:

- Chất hoạt động bề mặt: Alpha olefin sulfonate (AOS), Polyoxyethylene sorbitan monooleate (Tween 80), Sodium dodecylbenzene sulfonate (SDBS);
- Dung môi và phụ gia: Butanol, Thiourea (phụ gia bền nhiệt cho hệ chất hoạt động bề mặt);
- Dầu thô chạy mô hình vỉa: Dầu thô Bạch Hổ giếng 27.

Để có thể đánh giá được độ bền nhiệt của các chất hoạt động bề mặt phù hợp với điều kiện vỉa cát kết tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ, đồng thời đưa ra được kết luận về tổ hợp chất hoạt động bề mặt tối ưu, nhóm tác giả đã tiến hành thử nghiệm với nội dung như sau:

- Xác định nồng độ tới hạn tạo micelle: nồng độ tới hạn tạo micelle được xác định bằng phương pháp đo sức căng bề mặt của dung dịch chất hoạt động bề mặt tại các nồng độ khác nhau, qua đó xác định điểm nhảy của sức căng bề mặt và tính toán CMC;
- Dựa trên định luật Lambert-Beer, độ hấp phụ các chất hoạt động bề mặt trên bề mặt đá vỉa được xác định bằng máy quang phổ UV;
- Xác định sức căng bề mặt của chất hoạt động bề mặt bằng phương pháp giọt quay (Spinning drop) mẫu đo được thực hiện ở nhiệt độ 140°C;
- Xác định tính dính ướt của bề mặt đá theo phương pháp đo góc tiếp xúc trên hệ thống máy KRUSS G10;
- Xác định trạng thái pha của dung dịch chất hoạt động bề mặt và dầu vỉa;
- Xác định hệ số đẩy dầu: thực hiện trên mô hình vỉa:

$$\eta_1 = (1 - S_{nd} - S_{1dd}) / (1 - S_{nd});$$

$$\eta_2 = (1 - S_{nd} - S_{2dd}) / (1 - S_{nd});$$

$$K_{ph} = K_2 / K_1;$$

$$\Delta\eta = \eta_2 - \eta_1;$$

Trong đó:

S_{nd} : Độ bão hòa nước dư;

S_{1dd} : Độ bão hòa dầu dư sau khi đẩy dầu bằng nước (p.đ.v);

S_{2dd} : Độ bão hòa dầu dư sau khi đẩy dầu bằng chất hoạt động bề mặt (p.đ.v);

K_1, K_2 : Độ thấm nước trước và sau khi bơm đẩy chất hoạt động bề mặt (mD);

K_{ph} : Tổ hợp số phục hồi độ thấm (p.đ.v);

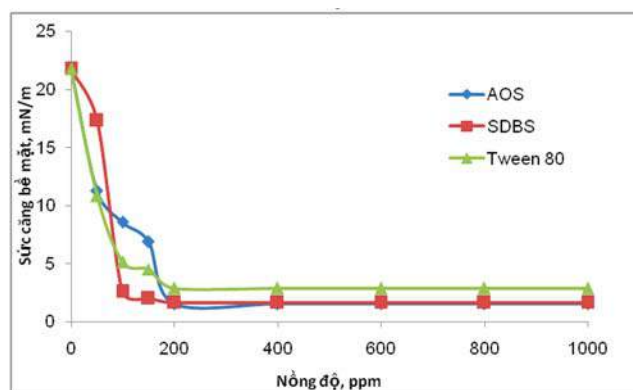
$\Delta\eta$: Gia tăng hệ số đẩy dầu do bơm nút chất hoạt động bề mặt (p.đ.v).

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Nghiên cứu các chất hoạt động bề mặt đơn lẻ

3.1.1. Xác định nồng độ micelle tới hạn của dung dịch chất hoạt động bề mặt

Khả năng giảm sức căng bề mặt và nồng độ CMC là đặc tính quan trọng của chất hoạt động bề mặt. Khả năng hòa nhũ dầu, giảm sức căng bề mặt của dầu và đá chứa liên quan rất lớn tới khả năng giảm sức căng bề mặt của chất hoạt động bề mặt và khả năng làm giảm góc dính ướt của dầu và đá chứa. Các thí nghiệm đo sức căng bề mặt dầu - nước theo nồng độ dung dịch chất hoạt động bề mặt, dễ dàng xác định được giá trị CMC là giá trị nồng độ nhỏ nhất của dung dịch chất hoạt động bề mặt có tác dụng làm giảm gần như tối đa sức căng bề mặt dầu - nước



Hình 3. Đồ thị biểu diễn sự thay đổi sức căng bề mặt theo nồng độ các chất hoạt động bề mặt

Bảng 1. Nồng độ CMC của các chất hoạt động bề mặt được sử dụng

TT	Chất hoạt động bề mặt	Nhóm	Họ	Chỉ số cân bằng dầu nước	Nồng độ CMC (ppm)	Sức căng bề mặt (mN/m)
1	Tween 80	Non-ionic	Ethoxylate Alcohol	15	200	2,87
2	SDBS	Anionic	Sulfonate	40	200	1,64
3	AOS	Anionic	Sulfonate	39	200	1,52

Nhóm tác giả sử dụng các chất hoạt động bề mặt trong nước biển (hoặc nước cất) với các nồng độ khác nhau và tiến hành đo sức căng bề mặt của từng dung dịch; vẽ đồ thị biểu diễn mối quan hệ giữa nồng độ chất hoạt động bề mặt và sức căng bề mặt, từ đó xác định CMC trên đồ thị sức căng bề mặt dầu - nước.

Từ Hình 3 và Bảng 1 có thể nhận thấy các chất hoạt động bề mặt có đuôi kỵ nước càng dài thì khả năng hoạt động bề mặt càng lớn, do tác động định hướng và hòa tan của mạch dài trong pha dầu làm giảm mạnh năng lượng bề mặt giữa hai pha dầu - nước. AOS có sức căng bề mặt tại CMC thấp nhất, theo một số nghiên cứu AOS có khả năng hỗ trợ phân tán các chất hoạt động bề mặt khác làm giảm sức căng bề mặt hai pha dầu - nước. Hơn nữa, khi được bơm xuống vỉ, nồng độ của các chất hoạt động bề mặt phải cao hơn nồng độ CMC của chúng thì mới có hiệu quả làm giảm sức căng bề mặt dầu - nước. Do đó, từ kết quả thu được (Bảng 1), nhóm tác giả tiến hành các thử nghiệm nồng độ chất hoạt động bề mặt là 2.000ppm trong nước biển.

3.1.2. Khả năng nhũ hóa dầu thô trong nước

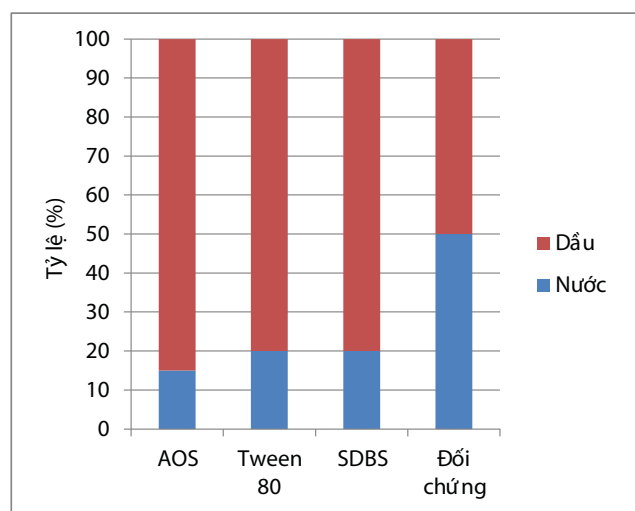
Để đánh giá khả năng tạo nhũ với hydrocarbon, nhóm tác giả đã tiến hành các thí nghiệm bằng cách hóa nhũ dầu thô tầng Oligocen pha thêm 20% dầu hỏa trong dung dịch chất hoạt động bề mặt 2.000ppm với thể tích tỷ lệ 1:1, sau đó xác định lại tỷ lệ này và rút ra kết luận so sánh về khả năng tạo nhũ của các chất hoạt động bề mặt. Kết quả xác định khả năng tạo nhũ (Hình 4).

Kết quả thử nghiệm cho thấy khả năng hóa nhũ dầu ngoài sự phụ thuộc vào chỉ số cân bằng dầu nước còn phụ thuộc nhiều vào cấu trúc phân tử của các chất hoạt động bề mặt. Các chất hoạt động bề mặt có cấu trúc phân tử càng lớn thì khả năng làm giảm sức căng bề mặt dầu - nước càng lớn. Các chất hoạt động bề mặt các đuôi kỵ nước mạch nhánh có khả năng tạo gel nhiều trong môi trường nước sẽ có khả năng tạo nhũ và ổn định nhũ tốt hơn so với các chất hoạt động bề mặt mạch thẳng.

3.1.3. Độ phân tán và tạo gel của các chất hoạt động bề mặt trong môi trường nước muối ở nhiệt độ cao

Khả năng phân tán, tạo gel và mức độ chuyển khối của các chất hoạt động bề mặt trong môi trường nước biển đóng vai trò quan trọng trong quá trình bơm ép xuống dưới vỉ. Thông thường, các chất hoạt động bề mặt được sử dụng phải tan tốt trong nước biển, không bị kết tủa bởi các ion kim loại có trong nước biển. Tuy nhiên một số chất hoạt động bề mặt khi tan trong nước biển, ở một nồng độ nhất định sẽ tạo gel (độ nhớt thay đổi đột ngột) làm tăng độ nhớt của dung dịch. Độ nhớt có ý nghĩa quan trọng trong việc làm tăng khả năng quét của dung dịch tại vùng mà dung dịch đi qua.

Ở điều kiện nhiệt độ cao, với sự có mặt của các thành phần thạch học phức tạp trong vỉ, các chất hoạt động bề mặt thường bị mất hoạt tính sức căng bề mặt do bị phân hủy bởi môi trường nhiệt độ cao, sự tương tác với đất đá vỉ, nước bơm ép, nước vỉ. Đặc biệt, sự có mặt của các cation kim loại có trong vỉ, các ion kim loại nặng trong dầu thô ảnh hưởng lớn tới cấu trúc phân tử của các chất hoạt động bề mặt. Dưới tác động của nhiệt độ và sự có mặt các cation kim loại kiềm và kiềm thổ tương tác với các cấu tử nhóm kỵ nước, nhóm ưa nước trong phân tử chất hoạt động bề mặt làm thay đổi các tính chất hóa lý



Hình 4. Khả năng tạo nhũ của các chất hoạt động bề mặt

Bảng 2. Kết quả phân tích thành phần nước đồng hành, nước bơm ép, nước biển của một số giếng mỏ Bạch Hổ

Giếng khoan	Loại mẫu nước	Các chỉ tiêu phân tích								Ghi chú
		Na ⁺ +K ⁺ (ppm)	Ca ²⁺ (ppm)	Mg ²⁺ (ppm)	SO ₄ ²⁻ (ppm)	HCO ₃ ⁻ (ppm)	CO ₃ ²⁻ (ppm)	Fe tổng số	Ba ²⁺ , Sr ²⁺ Br ⁻	
804	Nước đồng hành	5.669	1.538	127	344	218	vết	vết	vết	Sau đầu côn
61	Nước đồng hành	7.832	1.634	72	265	286	vết	vết	vết	Sau đầu côn
PPD (đã xử lý)	Nước bơm ép	5.699	328	1.179	2.376	119	23,5	vết	vết	Sau đầu côn
	Nước biển	11.058	376	1.145	2.237	134	15,5	vết	vết	

của chất hoạt động bề mặt. Theo một số nghiên cứu trên thế giới, nồng độ Ca^{2+} và Mg^{2+} có ảnh hưởng lớn nhất đến tính chất hóa lý của các chất hoạt động bề mặt (Bảng 2). Quá trình kết tủa sẽ gây ra hiện tượng bít nhét các lỗ rỗng trong vỉa làm giảm sản lượng khai thác. Do nhiệt độ vỉa của tầng Oligocen trong khoảng 140°C nên nhiệt độ thử nghiệm để lựa chọn chất hoạt động bề mặt được tiến hành ở nhiệt độ vỉa, quan sát sự thay đổi trạng thái vật lý của dung dịch bao gồm độ đục biểu kiến, kết tủa, tách lớp.

Các thí nghiệm được tiến hành để xác định độ đục của chất hoạt động bề mặt trong nước biển 1.500ppm Ca^{2+} và Mg^{2+} . Kết quả ở Bảng 3 cho thấy sau 28 ngày thử nghiệm ở 140°C cả AOS, SDBS và Tween 80 khả năng truyền quang gần như không thay đổi. Nhưng sau hơn 1 tháng, trong khi AOS vẫn giữ được độ trong nhất định thì Tween 80 đã giảm độ quang xuống còn 86%. Điều này chứng tỏ AOS có khả năng chịu nhiệt và bền muối tốt nhất.

3.1.4. Ảnh hưởng của nhiệt độ lên hoạt tính của các chất hoạt động bề mặt

Trong môi trường nhiệt độ cao, các chất hoạt động bề mặt thường bị mất hoạt tính do bị phân hủy và kết tủa bởi các ion kim loại. Do đó, cần khảo sát độ bền nhiệt của chất hoạt động bề mặt, trong đó tập trung vào thông số sức căng bề mặt và nồng độ tới hạn tạo micelle trong dung dịch và khả năng tạo nhũ với hydrocarbon. Các thí nghiệm được tiến hành ở nhiệt độ 140°C.

Kết quả thử nghiệm tại nhiệt độ 140°C cho thấy sức căng bề mặt của các chất hoạt động bề mặt thay đổi

Bảng 3. Độ đục của các chất hoạt động bề mặt tại 140°C sau 50 ngày thử nghiệm

TT	Chất hoạt động bề mặt	Mật độ quang (% OT)							
		0	7	14	21	28	35	42	50
1	Tween 80	100	98	98	98	98	92	86	86
4	SDBS	100	98	98	98	98	97	96	88
5	AOS	100	98	98	98	98	98	96	96
7	DC (nước)	100	100	100	100	100	100	100	100

Bảng 4. Biến thiên sức căng bề mặt của các chất hoạt động bề mặt sau 50 ngày thử nghiệm ở 140°C

TT	Chất hoạt động bề mặt	Sức căng bề mặt (mN/m)							
		0	7	14	21	28	35	42	50
1	AOS	1,46	1,48	1,49	1,51	1,56	2,15	2,36	2,43
2	Tween 80	1,72	1,78	1,85	2,46	3,08	3,45	3,65	3,76
5	SDBS	1,45	1,68	2,04	3,12	3,48	3,65	3,72	3,78
7	DC (nước biển)	21,75	21,75	21,75	21,75	21,75	21,75	21,75	21,75

khá nhiều nhưng vẫn thấp hơn sức căng bề mặt của nước biển sau 50 ngày thử nghiệm. Chất hoạt động bề mặt AOS có sức căng bề mặt tăng ít nhất từ 1,46mN/m (trước khi thử nghiệm) lên 2,43mN/m sau 50 ngày thử nghiệm (Bảng 4).

3.2. Nghiên cứu khả năng kết hợp của tổ hợp ba cấu tử chất hoạt động bề mặt bền nhiệt

Việc sử dụng tổ hợp các chất hoạt động bề mặt sẽ khắc phục được các nhược điểm của từng chất hoạt động bề mặt đơn lẻ. Hiệu ứng khi phối trộn các chất hoạt động bề mặt cho khả năng giảm sức căng bề mặt tốt hơn so với các chất hoạt động bề mặt hợp phần với cùng nồng độ [24].

Để xây dựng công thức tổ hợp của các tổ hợp chất hoạt động bề mặt tối ưu, phải phát huy các điểm mạnh (khả năng giảm mạnh sức căng bề mặt, hỗ trợ tan, giảm độ hấp phụ...), giảm thiểu các nhược điểm của từng chất hoạt động bề mặt khi sử dụng riêng lẻ (độ tương hợp, bền nhiệt, hòa tan, hấp phụ...), sử dụng phù hợp với điều kiện nhiệt độ, đất đá vỉa. Trong các chất hoạt động bề mặt được trình bày ở trên, AOS không những tan tốt trong nước biển mà còn có khả năng hỗ trợ tan cho các chất hoạt động bề mặt khác có độ hòa tan kém trong nước biển. Trong bài viết này, nhóm tác giả sử dụng phương pháp quy hoạch thực nghiệm để tối ưu hóa sức căng bề mặt, độ bền nhiệt để đánh giá tính năng của các tổ hợp chất hoạt động bề mặt thông qua các yếu tố ảnh hưởng của điều kiện vỉa tới tổ hợp chất hoạt động bề mặt tối ưu.

3.2.1. Tối ưu hóa nồng độ các chất hoạt động bề mặt (AOS:Tween 80:SDBS)

Ảnh hưởng của 3 yếu tố độc lập: hàm lượng AOS (x_1), hàm lượng Tween 80 (x_2), hàm lượng SDBS (x_3) đến hàm mục tiêu sức căng bề mặt (y) (Bảng 5):

- Quan hệ giữa hàm mục tiêu (y) và các nhân tố (x) được mô tả theo phương trình hồi quy bậc 2:

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

- Phương trình được xác định dựa trên kết quả kiểm tra chuẩn Fisher. Mức độ phù hợp của mô hình hồi quy được thể hiện qua giá trị của R². Tất cả các công việc trên cũng như việc xác định điều kiện tối ưu cho giá trị sức căng bề mặt được xác định trên phần mềm Modde 5.0.

- Có thể viết phương trình hồi quy, mô tả sự phụ thuộc của giá trị sức căng bề mặt (y) vào các nhân tố nồng độ của AOS(x₁), Tween 80 (x₂) và SDBS (x₃) như sau:

$$y = 0,68629 - 0,01371x_2 + 0,024495x_3 + 0,021336x_1^2 + 0,017801x_2^2 + 0,024871x_3^2 + 0,015x_1x_3 - 0,015x_2x_3$$

Dựa vào số liệu thực nghiệm thu được, với sự hỗ trợ của phần mềm Modde, có thể tìm ra nồng độ tối ưu của các chất hoạt động bề mặt để thu được giá trị sức căng

Bảng 5. Thiết kế quy hoạch thực nghiệm

Nhân tố	Biến mã hóa (X)			
	Nhân tố gốc	-1	0	1
Hàm lượng AOS (ppm)	x ₁	1.200	1.450	1.700
Hàm lượng Tween 80 (ppm)	x ₂	220	245	270
Hàm lượng SDBS (ppm)	x ₃	240	265	290

Bảng 6. Điều kiện tối ưu bằng phương pháp quy hoạch thực nghiệm

Hàm lượng AOS (ppm)	Hàm lượng Tween 80 (ppm)	Hàm lượng SDBS (ppm)	Tổng (ppm)	Sức căng bề mặt σ (mN/m)
1.500	250	250	2.000	0,68

bề mặt nhỏ nhất. Tổ hợp tối ưu có giá trị sức căng bề mặt nhỏ nhất là σ = 0,679mN/m, có thành phần (AOS:Tween 80:SDBS) = (1498,2:250,9:253,5).

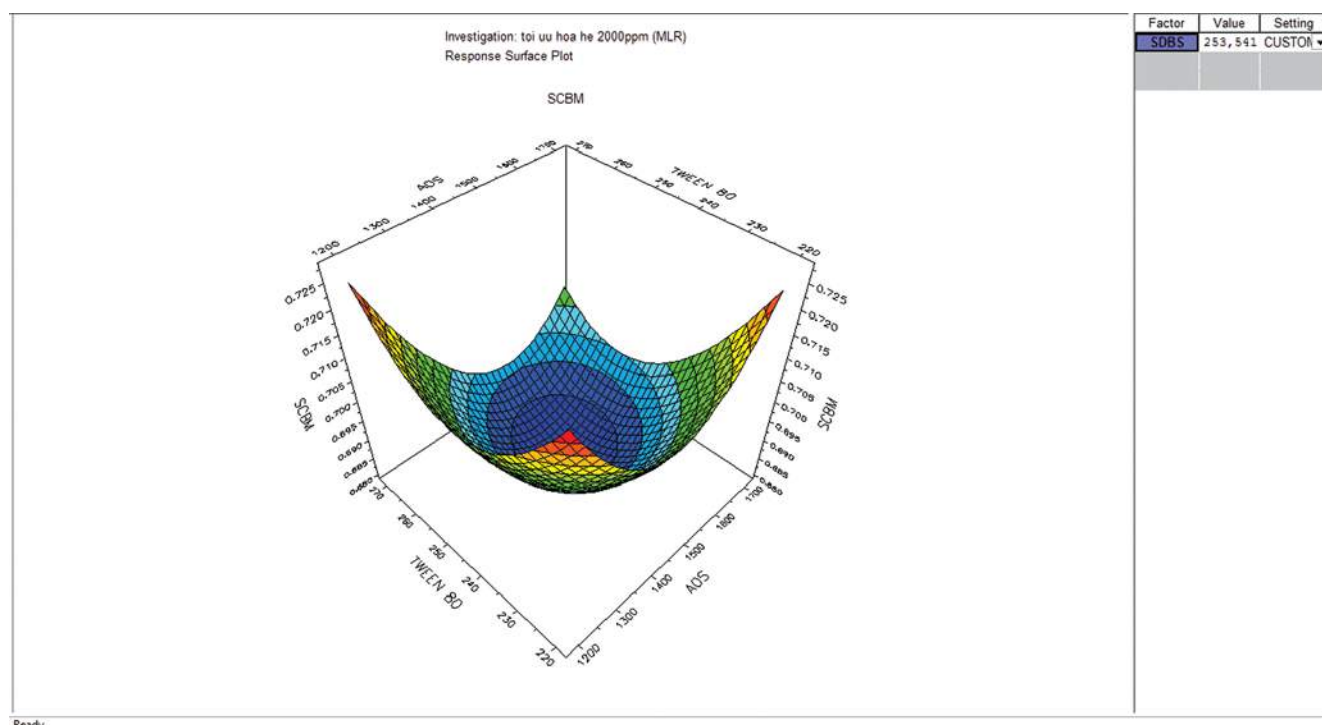
Sau đó, tiến hành các bước tối ưu hóa, vẽ bề mặt 3D thể hiện cực trị của tổ hợp tối ưu (Hình 5):

3.2.2. Đánh giá khả năng giảm độ hấp phụ của Butanol đối với đất đá vữa của tổ hợp AOS:Tween 80:SDBS

Butanol là loại rượu có khả năng độ hấp phụ mạnh với đất đá vữa làm giảm khả năng hấp phụ của tổ hợp chất hoạt động bề mặt trên bề mặt đất đá vữa, trong quá trình này butanol như một chất hy sinh, do vậy làm tăng hiệu quả sử dụng của tổ hợp chất hoạt động bề mặt này. Nhóm tác giả sử dụng chất đồng hoạt động bề mặt là butanol (kết hợp với thiourea chịu nhiệt) để giảm độ hấp phụ của tổ hợp chất hoạt động bề mặt lên bề mặt đá vữa.

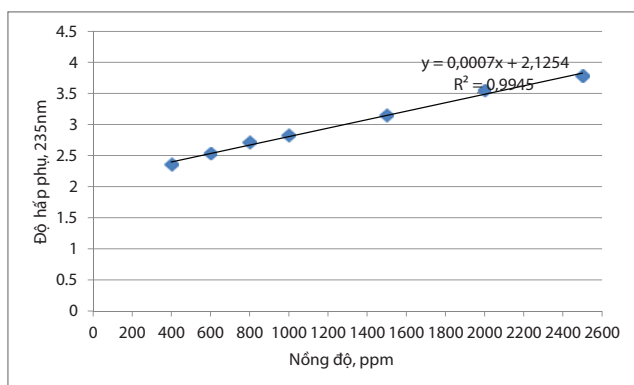
Bảng 7 trình bày kết quả đánh giá khả năng giảm độ hấp phụ với đất đá giếng BH-12 ở nồng độ butanol khác nhau. Theo đó, với nồng độ butanol từ 400ppm trở lên độ hấp phụ đã không giảm. Như vậy, nồng độ tối ưu của butanol với tổ hợp ba cấu tử là 400ppm.

Đánh giá khả năng giảm độ hấp phụ của butanol ở nồng độ 400ppm trên 5 mẫu: BH-67 và BH-12, BH-17, BH-16, BH-907 tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ với tổ hợp chất hoạt động bề mặt. Kết quả cho thấy butanol đã thỏa mãn các yêu cầu về tương hợp tốt với nước biển vùng mỏ Bạch



Hình 5. Sự biến thiên giá trị sức căng bề mặt của hỗn hợp theo hàm lượng AOS và Tween 80 khi hàm lượng SDBS không đổi (tại điểm tối ưu)

Hỗ, bền nhiệt sau thời gian 48 giờ ở nhiệt độ 140°C. Độ hấp phụ đã giảm từ 9,14mg/g xuống mức thấp nhất là 0,86mg/g. Kết quả thí nghiệm cho thấy các chất đồng hoạt động bề mặt chỉ có khả năng giảm độ hấp phụ, tương tác với đất đá vữa xuống một giá trị nhất định chứ không giảm hoàn toàn, do một phần các chất hoạt động bề mặt bị phân hủy, tương tác với đất đá vữa trong môi trường nhiệt độ cao. Độ hấp phụ của tổ hợp chất hoạt động bề mặt phụ thuộc rất nhiều vào thành phần thạch học của từng đối tượng đất đá vữa nghiên cứu (Hình 7 và Bảng 9).



Hình 6. Đường chuẩn ở các nồng độ khác nhau

Bảng 7. Nồng độ tối ưu butanol với tổ hợp chất hoạt động bề mặt (AOS:Tween 80:SDBS)

Mẫu	Hệ chất hoạt động bề mặt AOS:Tween 80:SDBS	Độ hấp phụ tia UV (ở 235nm)	Nồng độ chất hoạt động bề mặt (ppm)	Độ hấp phụ đá (mg/g)
	AOS:Tween 80:SDBS	3,54	2.000,00	
	1.500ppm (thử không đá)	3,48	1.935,14	
	Thử nhiệt với đá	3,16	1.478,00	9,14
	Thiourea + 300ppm Butanol thử nhiệt với đá	3,23	1.578,00	7,14
BH-12	Thiourea + 400ppm Butanol thử nhiệt với đá	3,42	1.849,43	1,71
	Thiourea + 500ppm Butanol thử nhiệt với đá	3,42	1.849,43	1,71
	Thiourea + 600ppm Butanol thử nhiệt với đá	3,42	1.849,43	1,71
	Thiourea + 700ppm Butanol thử nhiệt với đá	3,42	1.849,43	1,71

Bảng 8. Độ hấp phụ với đất đá vữa của các tổ hợp chất hoạt động bề mặt (AOS:Tween 80:SDBS)

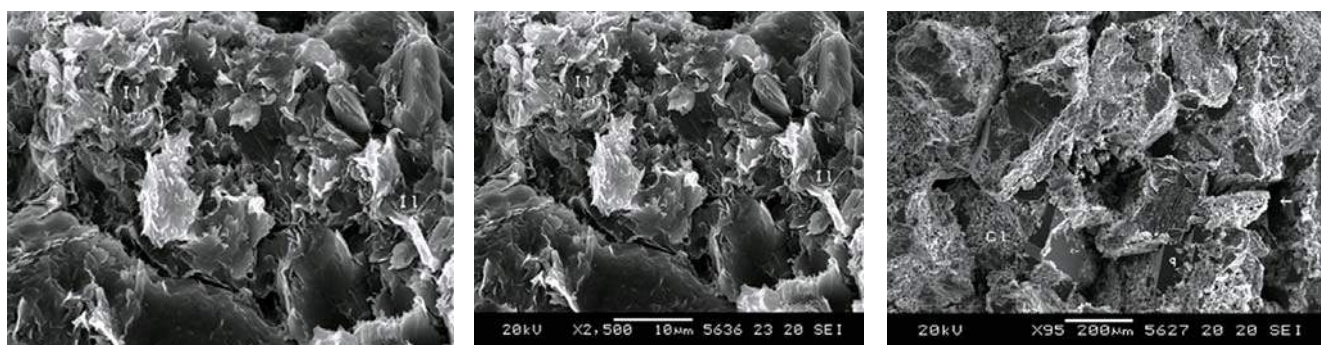
Mẫu	Hệ chất hoạt động bề mặt AOS:Tween 80:SDBS	Độ hấp phụ tia UV (ở 235nm)	Nồng độ chất hoạt động bề mặt (ppm)	Độ hấp phụ đá (mg/g)
	AOS:Tween 80:SDBS	3,54	2.000,00	
	1500 ppm (thử không đá)	3,48	1.935,14	
BH - 12	Thử nhiệt với đá	3,16	1.478,00	9,14
	Thiourea + Butanol thử nhiệt với đá	3,42	1.849,43	1,71
BH - 67	Thử nhiệt với đá	3,20	1.535,14	8,00
	Thiourea + Butanol thử nhiệt với đá	3,44	1.878,00	1,14
BH - 17	Thử nhiệt với đá	3,21	1.549,43	7,71
	Thiourea + Butanol thử nhiệt với đá	3,45	1.892,29	0,86
BH - 16	Thử nhiệt với đá	3,19	1.520,86	8,29
	Thiourea + Butanol thử nhiệt với đá	3,43	1.870,86	1,29
BH - 907	Thử nhiệt với đá	3,22	1.563,71	7,43
	Thiourea + Butanol thử nhiệt với đá	3,44	1.885,14	1,00

3.2.3. Khả năng phân tán với dầu thô của tổ hợp AOS:Tween 80:SDBS theo thời gian ở nhiệt độ 140°C

Hình 8 là các thí nghiệm đánh giá khả năng tạo nhũ của tổ hợp chất hoạt động bề mặt AOS:Tween 80:SDBS có nồng độ các phụ gia tối ưu, quá trình phân tán dầu trong nước biển thêm 1.500ppm (Ca²⁺, Mg²⁺) ở điều kiện nhiệt độ 140°C khá tốt. Nguyên nhân do kích thước của phần đuôi kỵ nước tăng tức là tăng độ ái dầu, hoạt tính bề mặt giữa hai pha dầu - nước tăng lên làm tăng khả năng phân tán dầu.

3.2.4. Xác định sức căng bề mặt và tính dính ướt trên bề mặt đá của tổ hợp chất hoạt động bề mặt ở nhiệt độ 140°C

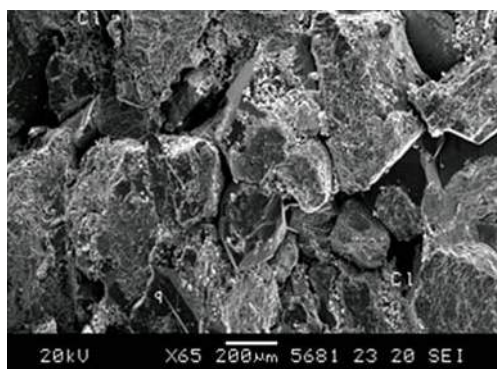
Để xác định sức căng bề mặt dầu - nước và góc dính ướt trong điều kiện vữa, thí nghiệm xác định hình dạng giọt dầu với tổ hợp chất hoạt động bề mặt và được so sánh trong môi trường nước biển. Kết quả cho thấy tổ hợp chất hoạt động bề mặt ba cấu tử AOS:Tween 80:SDBS làm giảm sức căng bề mặt từ 26,30mN/m xuống 1,93mN/m, góc dính ướt 18,20° (Bảng 10) phù hợp với lý thuyết khi góc dính ướt $\theta < 90^\circ$, pha nước thấm ướt bề mặt đất đá vữa hơn pha dầu. Điều này chứng tỏ khả năng đẩy dầu của



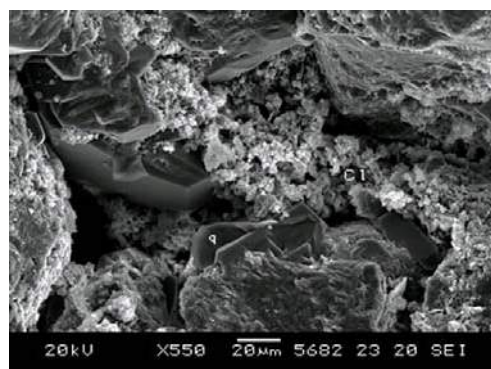
BH - 17 (3.1940 - 3.196m)

BH - 16 (3.571 - 3.578m)

BH - 907 (4.104 - 4.180m)



BH - 67 (3.450 - 3.637m)

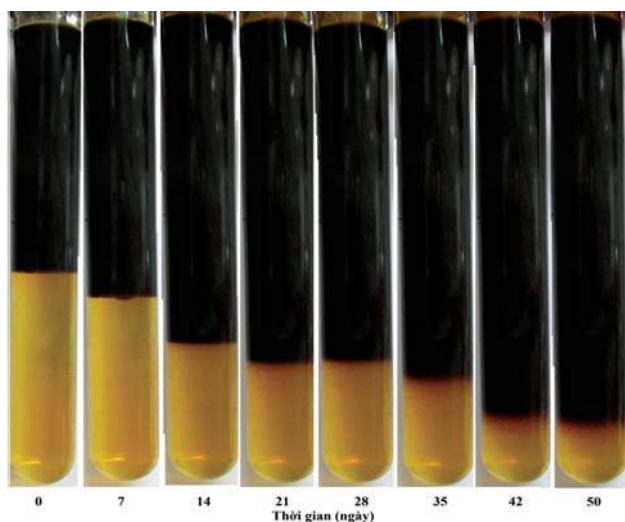


BH - 12 (3.716 - 4.138m)

Hình 7. Một số hình ảnh SEM các giếng tầng Oligocen

Bảng 9. Thành phần thạch học của một số giếng tầng Oligocen

TT	Ký hiệu mẫu	Thành phần khoáng vật và hàm lượng (%)							
		Illite	Kaolinite	Chlorite	Thạch anh	Felspar	Calcite	Albite	Khoáng vật khác
1	BH - 17 (3.1940 - 3.196)	8 - 10	6 - 8	9 - 11	42 - 44	ít	ít	24 - 26	Amphibole Goethite
2	BH - 16 (3.571 - 3.578)	6 - 8	4 - 6	8 - 10	38 - 40	16 - 18	1 - 3	24 - 26	Zeolite, Bornite
3	BH - 907 (4.104 - 4.180)	7 - 9	7 - 9	9 - 11	40 - 42	13 - 15	ít	18 - 20	Bornite
4	BH - 67 (3.450 - 3.637)	4 - 6	4 - 6	13 - 15	36 - 38	28 - 30	3 - 5	18 - 20	Amber, Zeolite
5	BH - 12 (3.716 - 4.138)	4 - 6	6 - 8	11 - 13	40 - 42	16 - 18	1 - 3	28 - 30	Pyrophyllite, Zeolite



Hình 8. Khả năng tạo nhũ với dầu thô của tổ hợp AOS:Tween 80:SDBS theo thời gian ở nhiệt độ 140°C

Bảng 10. Sức căng bề mặt và góc dính ướt của tổ hợp AOS:Tween 80:SDBS ở nhiệt độ cao, áp suất cao

Thông số thí nghiệm	Nước biển	Hệ chất hoạt động bề mặt AOS:Tween 80:SDBS
Nhiệt độ (°C)	140	140
Nồng độ muối (ppm)	35.000	35.000
Khối lượng riêng của dung dịch (g/cm ³)	1,017	1,017
Khối lượng riêng của dầu (g/cm ³)	0,841	0,841
Sức căng bề mặt (mN/m)	26,30	1,93
Góc dính ướt (°)		18,20

chất hoạt động bề mặt đã được nâng cao.

Như vậy, sau khi nghiên cứu từ các chất hoạt động bề mặt đơn lẻ, các tỷ lệ phối trộn tổ hợp ba cấu tử bằng

phương pháp tối ưu hóa sức căng bề mặt, các phụ gia làm giảm tương tác của các yếu tố tác động tới tính chất hóa lý các tổ hợp chất hoạt động bề mặt. Các kết quả nghiên cứu cho thấy tổ hợp ba cấu tử phù hợp ứng dụng trong công nghệ tăng cường thu hồi dầu tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ. Tổ hợp ba cấu tử AOS:Tween 80:SDBS được phối trộn theo tỷ lệ 6:1:1 có các tính năng vượt trội so với các tỷ lệ phối trộn khác. Nhóm tác giả lựa chọn tổ hợp AOS:Tween 80:SDBS với nồng độ các chất phụ gia thiourea 0,3% và butanol 400ppm theo khối lượng chất hoạt động bề mặt để đánh giá khả năng tăng cường thu hồi dầu trên mô hình mô phỏng các điều kiện vỉa (mô hình dòng chảy đa pha).

3.3. Thử nghiệm đẩy dầu bằng chất hoạt động bề mặt trên mô hình vỉa



Dầu thô/nước biển



Dầu thô/chất hoạt động bề mặt

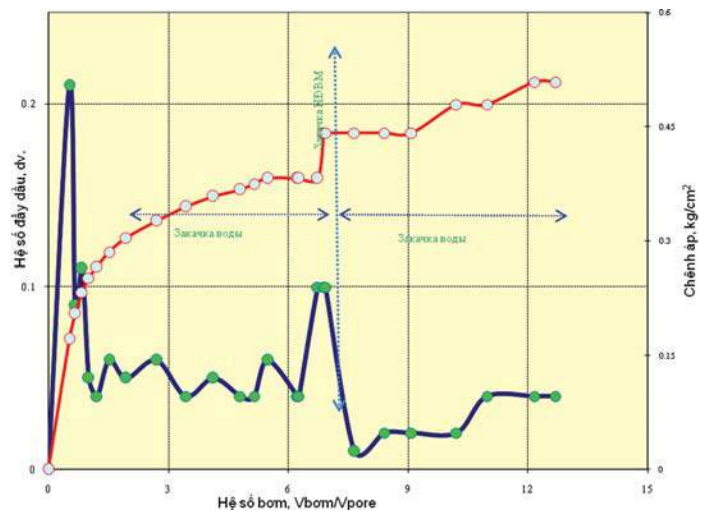
Hình 9. Sức căng bề mặt dầu thô trong nước biển và tổ hợp AOS:Tween 80:SDBS



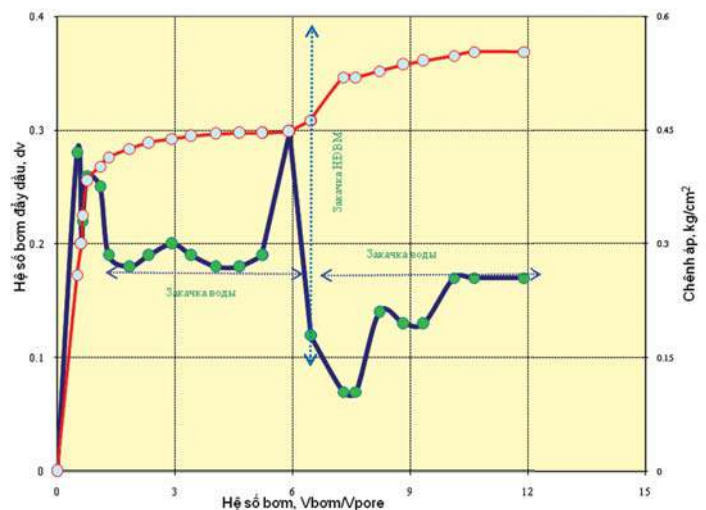
Hình 10. Góc dính ướt tổ hợp AOS:Tween 80:SDBS

Bảng 12. Một số đặc trưng cơ bản dầu thô Oligocen dưới mỏ Bạch Hổ

Khu vực	Đơn vị đo	Lô III
Áp suất bão hòa	MPa	28,95
Hàm lượng khí	m ³ /t	277,8
Hệ số thể tích		1,807
Độ nhớt trong điều kiện vỉa	MPa.c	0,244
Tỷ trọng dầu trong điều kiện vỉa		0,5916
Tỷ trọng dầu sau khi tách		0,823



Hình 11. Động thái đẩy dầu bằng nước trước và sau khi bơm chất HDBM-01



Hình 12. Động thái đẩy dầu bằng nước trước và sau khi bơm chất HDBM-02

Bảng 11. Các thông số mẫu lõi tầng Oligocen thử nghiệm mô hình vỉa

TT	Số hiệu mẫu	Chiều dài (cm)	Đường kính (cm)	Độ sâu (m)	Độ bão hòa nước dư (%)	Thể tích rỗng (cm ³)	Độ rỗng (%)	Độ thấm khí (mD)
1	BH-16.11-3-106	6,90	5,00	3577,2	39,4	13,43	10,54	286
2	BH-16.10-3-92	7,02	5,00	3574,2	30,9	19,49	14,45	103
3	BH-16.10-1-86	7,08	4,97	3573,9	28,5	15,07	11,74	142

Bảng 13. Kết quả gia tăng hệ số thu hồi dầu

Mô hình	HS 1(A) (p.đ.v)	HS 2(B) (p.đ.v)	Dầu 1(C) (ml)	Dầu 2(D) (ml)	Hệ số thu hồi dầu (%)
M1	0,382	0,509	5,1	6,8	12,7
M2	0,446	0,553	8,6	10,7	10,7
M3	0,459	0,580	8,0	10,1	12,1

Tổ hợp được pha chế theo trình tự như sau:

- Nồng độ chất hoạt động bề mặt chiếm 58,5% thể tích (tỷ lệ AOS:Tween 80:SDBS = 6:1:1);
- Chất đồng hoạt động bề mặt (butanol) 11,5%;
- Phụ gia (thiourea) 0,15%;
- Thêm nước 29,85%.

Trong đó:

A: Hệ số thu hồi dầu sau bơm ép bằng nước biển (p.đ.v);

B: Hệ số thu hồi dầu sau bơm ép bằng chất hoạt động bề mặt (p.đ.v);

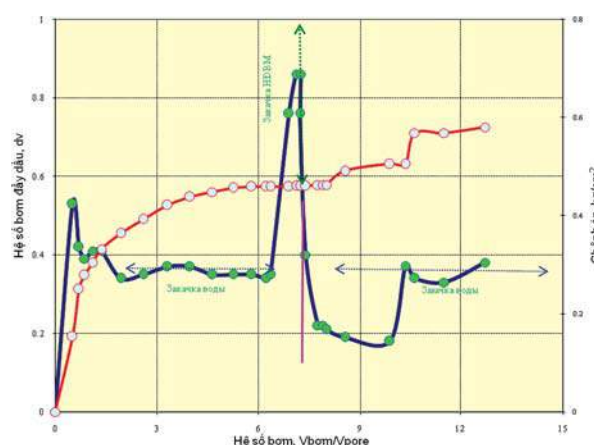
C: Lượng dầu thu hồi sau bơm ép bằng nước biển (ml);

D: Lượng dầu thu hồi sau bơm ép bằng chất hoạt động bề mặt (ml).

Bảng 11 trình bày kết quả thử nghiệm đẩy dầu trên 3 mô hình mẫu lõi tầng Oligocen với các thông số khác nhau. Mẫu thử nghiệm có các thông số nằm trong khoảng giá trị trung bình trên. Mẫu có độ thấm nhỏ nhất là 103mD, mẫu có độ thấm lớn nhất là 286mD. Các độ thấm lớn hơn không được lựa chọn vì với các mẫu có độ thấm lớn, các chất hoạt động bề mặt sẽ đi rất nhanh qua mẫu, sức căng bề mặt nhỏ, do đó làm giảm độ nhớt của lưu thể đẩy, dẫn đến hiện tượng “rửa dầu”. Trong thực tế, việc sử dụng chất hoạt động bề mặt cho các đối tượng có độ thấm lớn hơn hoặc nhiều nứt nẻ thường dẫn đến hiện tượng ngập nước sớm là do nguyên nhân này.

Các kết quả thử nghiệm cho thấy, khi sử dụng tổ hợp chất hoạt động bề mặt bơm ép đẩy dầu đều làm tăng hệ số đẩy dầu trên các mô hình vỉa. Với cùng một chế độ bơm (mô phỏng áp suất, lưu lượng bơm trong thực tế), với cùng một nồng độ chất hoạt động bề mặt, các kết quả thu được là khác nhau đối với mỗi mẫu lõi trong cùng điều kiện thí nghiệm. Căn cứ vào đồ thị chênh áp và kết quả phục hồi độ thấm cho thấy sau khi bơm chất hoạt động bề mặt, độ thấm của các mẫu lõi trong mô hình đều tăng lên (chênh áp giảm). Điều này chứng tỏ chất hoạt động bề mặt đã làm thay đổi tính dính ướt của đá chứa, làm giảm độ nhớt của dầu và đẩy dầu ra ngoài mô hình.

Hệ số gia tăng thu hồi dầu trên mô hình với các mẫu lõi có độ thấm khác nhau trong khoảng 10,7 - 12,7%. Thời gian



Hình 13. Động thái đẩy dầu bằng nước trước và sau khi bơm chất HĐBM-03

xuất hiện dầu sau khi bơm chất hoạt động bề mặt và đẩy tiếp bằng nước nằm trong khoảng 0,1 Vpore - 0,5 Vpore. Như vậy, trong thí nghiệm lượng dầu thu hồi thêm xuất hiện ngay sau khi bơm tổ hợp chất hoạt động bề mặt và thời gian thu hồi khá dài, do việc tăng hệ số quét của tổ hợp chất hoạt động bề mặt.

Tổ hợp chất hoạt động bề mặt này như một thể gel, có độ nhớt cao hơn của nước biển nhiều lần nên có thể làm gia tăng hệ số quét ở các lỗ rỗng chứa dầu dư. Sau khi bị pha loãng bằng nước biển, nồng độ tổ hợp chất hoạt động bề mặt giảm, cơ chế đẩy dầu tại những vùng xa hơn theo cơ chế giảm sức căng bề mặt dầu - nước, làm giảm góc dính ướt của dầu dư trên bề mặt đất đá, giảm độ nhớt của dầu. Cơ chế quét (tăng η_s) do gel của các chất hoạt động bề mặt, kết hợp với các cơ chế đẩy (tăng η_d) của chất hoạt động bề mặt dẫn đến kết quả đẩy dầu dư bão hòa cuối cùng trong mẫu lõi, và tăng thu hồi dầu. Tuy nhiên, trong thực tế thời gian xuất hiện dầu tăng thu hồi có thể lâu hơn rất nhiều. Thời gian quan sát và theo dõi trong thực tế có thể kéo dài từ một vài tuần đến nhiều tháng, nhiều năm, phụ thuộc vào hướng vận động của dầu nước, mức độ liên thông giữa các giếng bơm ép với giếng khai thác.

4. Kết luận

Từ nghiên cứu trên, nhóm tác giả đã xây dựng được tổ hợp chất hoạt động bề mặt gồm: 3 chất hoạt động bề mặt loại non-ionic và anionic họ sulfonate: AOS, Tween 80, SDBS với tỷ lệ phối trộn tối ưu là 6:1:1 (theo khối lượng), bền trong môi trường nhiệt độ, độ cứng và độ mặn nước biển cao nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ. Nhóm tác giả

đã nghiên cứu sự liên quan giữa giảm sức căng bề mặt liên diện giữa hai pha dầu - nước, thay đổi góc tiếp xúc giữa dầu, giảm khả năng hấp phụ chất hoạt động bề mặt lên đá vữa của các tổ hợp chất hoạt động bề mặt và đá tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ. Kết quả thử nghiệm tổ hợp chất hoạt động bề mặt này trên mô hình vữa cho hệ số thu hồi dầu trung bình 11,83% (con số này có thể thay đổi khi thử nghiệm trên các mẫu lõi khác nhau và trên điều kiện thực tế mỏ khai thác dầu khí).

Các chất hoạt động bề mặt được thử nghiệm đều bị hấp phụ vào trong đá chứa với tỷ lệ khá lớn. Có thể hạn chế sự hấp phụ của các chất hoạt động bề mặt trong đá chứa bằng cách sử dụng phối hợp các chất đồng hoạt động bề mặt, các dung môi hữu cơ. Có xảy ra quá trình phản ứng hấp phụ các chất hoạt động bề mặt trong quá trình đẩy dầu. Để sử dụng có hiệu quả, cần thiết phải dùng chất hoạt động bề mặt ở nồng độ cao.

Kết quả thử nghiệm cho thấy tiềm năng ứng dụng của việc sử dụng chất hoạt động bề mặt trong thu hồi dầu tại các mỏ dầu nói chung và tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ nói riêng.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Phương Tùng. Báo cáo Hợp đồng "Nghiên cứu thí nghiệm lựa chọn các hỗn hợp chất hoạt tính bề mặt và phương pháp bơm ép chúng vào vỉa nhằm nâng cao hệ số đẩy dầu cho thân dầu móng Đông Nam Rồng". 0955/06/T-N5/VSP5-VKHLUD. 2007: trang 29 - 33.
2. Phạm Thành Quân, Phan Thanh Sơn Nam, Lê Thị Hồng Nhan. *Giáo trình các chất hoạt động bề mặt*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2000.
3. Phan Văn Đoàn. Báo cáo Hợp đồng "Thử nghiệm công nghiệp công nghệ phức hợp vi sinh hóa lý tăng thu hồi dầu vỉa Miocen hạ Bạch Hổ". 0230/06/t05/VSP-DMC. 2007.
4. Phan Văn Đoàn. Báo cáo Hợp đồng "Hoàn thiện công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các vỉa lục nguyên bằng những phương pháp hóa lý tổng hợp". 2010: trang 10 - 13.
5. Tạ Đình Vinh, Phan Văn Đoàn. Báo cáo đề tài "Nghiên cứu sử dụng phương pháp phức hợp vi sinh hóa lý cho tăng cường thu hồi dầu tầng Miocen mỏ Bạch Hổ". 2001.
6. Edgar Acosta, Hirotaka Uchiyama, David A. Sabatini, Jeffrey H. Harwell. *The role of hydrophilic linkers*. Journal of Surfactants and Detergents. 2002; 5(2): p. 151 - 157.
7. B.B. Maini, V. Ma. *Thermal stability of surfactant for steamflood applications*. SPE-13572. SPE Oilfield and Geothermal Chemistry Symposium, Phoenix, Arizona. 9 - 11 March, 1985.
8. Arie H. Y. Ben-Naim. *Hydrophobic interactions*. Plenum Press. New York. 1980.
9. Ya Cao, Huilin Li. *Interfacial activity of a novel family of polymeric surfactants*. European Polymer Journal. 2002; 38(7): p. 1457 - 1463.
10. E.A. Spinler, D.R. Zornes, D.P. Tobola, A. Moradi-Araghi. *Enhancement of oil recovery using a low concentration of surfactant to improve spontaneous and forced imbibition in Chalk*. SPE-59290. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma. 3 - 5 April, 2000.
11. Drew Myers. *Surfactant science and technology (third edition)*. A John Wiley & Sons, Inc., publication. 2006.
12. George J. Hirasaki, Clarence A. Miller, Gary A. Pope, Richard E. Jackson. *Surfactant based enhanced oil recovery and foam mobility control*. 1st Annual Technical report, Office of Scientific & Technical Information, USA. 2004.
13. Gibert R. Glismann. *Aqueous petroleum sulphonate mixture and method of use in post-primary oil recovery*. US Patent 4300635 A. 1981.
14. J.N. Israelachvili, D. John Mitchell, B.W. Ninham. Theory of self-assembly of hydrocarbon amphiphiles into micelles and bilayers. Journal of the Chemical Society, Faraday Transactions 2. 1976; 72: p. 1525 - 1568.
15. Shekhar Jayanti, Gary A. Pope, Vinita Weerasooriya, Lirong Zhong, Dwarakanath Varadarajan, Malik Taimur. *Use of surfactants to recover oils from groundwater*. SPE-66753-MS. SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference, San Antonio, Texas. 26 - 28 February, 2001.
16. Jean-Louis Salager. *Surfactants types and uses*. 2002.
17. H. Jiang, Q. Yu, Z. Yi. *The influence of the combination of polymer and polymer-surfactant flooding on recovery*. Petroleum Science and Technology. 2011; 29(5): p. 514 - 521.
18. Jim Goodwin. *Colloids and interfaces with surfactants and polymers (second edition)*. ISBN: 978-0-470-51880-9. 2009. 388 pages.
19. J.I. Distasio. *Chemical for oil field operations*. 1981.

20. E.Jungermann. *Cationic surfactants*. Marcel Dekker, New York. 1970; 4: 652 pages.
21. Kishore K. Mohanty. *Dilute surfactant methods for carbonate formations*. Technical Report, Office of Scientific & Technical Information. 1 July, 2003.
22. Laurier L, Schramm. *Surfactants: Fundamentals and applications in the petroleum industry*. ISBN 9780521157933. 2010. 630 pages.
23. M. Bavière. *Basic concepts in enhanced oil recovery processes*. Biotechnology. 1991.
24. M.El-Batanoney, Th.Abdel-Moghny, M.Ramzi. *The effect of mixed surfactants on enhancing oil recovery*. Journal of Surfactants and Detergents. 1999; 2(2): p. 201 - 205.
25. Malcolm Pitts, JieQi, Dan Wilson, Phil Dowling, David Stewart, Bill Jones. *Coupling the Alkaline - Surfactant - polymer technology and the gelation technology to maximize oil production*. Topical Report, Office of Scientific & Technical Information. 1 December, 2005.
26. Milton J.Rosen, Manilal Dahanayake. *Industrial utilization of surfactants: Principle and practice*. 2000.
27. V.K.Bansal, D.O.Shah. *Micellar solutions for improved oil recovery. Micellization, solubilization and microemulsions*. 1977; 1.
28. Mohamed Aoudia, Rashid S.Al-Maamari, Moein Nabipour, Ali S.Al-Bemani, Shahab Ayatollahi. *Laboratory study of alkyl ether sulfonates for improved oil recovery in high-salinity carbonate reservoirs: A case study*. Energy & Fuels. 2010; 24(6): p. 3655 - 3660.
29. P.J.Shuler, D.L.Kuehne, R.M.Lerner. *Improving chemical flood efficiency with micellar/Alkaline/polymer processes*. Journal of Petroleum Technology. 1989; 41(1): p. 80 - 88.
30. P.D.Berger, C.H.Lee. *Ultra-low concentration surfactants for sandstone and limestone floods*. SPE 75186. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma. 13 - 17 April, 2002.

Study on thermostable surfactant systems for enhanced oil recovery in the Oligocene sandstone reservoir of Bach Ho oil field

Hoang Linh, Phan Vu Anh, Luong Van Tuyen
Vietnam Petroleum Institute

Summary

It is predicted that with primary production methods, only 11 - 17% of the total volume of oil initially in place (OIIP) can be recovered from the Bach Ho field, whereas secondary recovery methods allow 27.8%, 24.4% and 37.6% of the total volume of OIIP to be obtained from the Miocene, Oligocene and basement strata, respectively. The authors studied enhanced oil recovery technology in tertiary production based on experimental surfactant substances with temperature resistance, salt resistance and low surface tension. They then selected and mixed surfactants to find the optimal surfactant system for the conditions of the Oligocene in the Bach Ho field. The experimental results showed the applicability of this surfactant system in the process of enhancing oil recovery rates in high-temperature fields.

Keywords: Thermostable surfactant systems, interface tension, enhanced oil recovery.