

Một số kết quả nghiên cứu sử dụng tổ hợp chất hoạt động bề mặt trong công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu tầng Miocen dưới mỏ Bạch Hổ

TS. Phan Văn Đoàn, KS. Hoàng Thị Phương
KS. Phan Vũ Anh, KS. Lương Văn Tuyên
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Mỏ dầu Bạch Hổ có ba đối tượng sản phẩm chính là - Miocen, Oligocen và khối Móng nứt nẻ với nhiệt độ vỉa cao, tương ứng khoảng 100, 140 và 150°C. Tại mỏ Bạch Hổ, trong khai thác sơ cấp chỉ có thể thu được 11 - 17% tổng trữ lượng dầu tại chỗ (OOIP), khai thác thứ cấp từ tầng Miocen, Oligocen và khối Móng có thể thu được 27,8%, 24,4% và 37,6% OOIP tương ứng. Khai thác tam cấp còn đang ở giai đoạn đầu. Vì vậy, rất cần phát triển những công nghệ thích hợp cho tăng thu hồi dầu của các đối tượng này. Trong giai đoạn hiện nay, sản lượng dầu khí khai thác ở nhiều mỏ lớn trên thế giới nói chung và mỏ Bạch Hổ nói riêng đang có chiều hướng suy giảm. Việc tìm kiếm thêm các mỏ dầu khí mới ngày càng gặp nhiều khó khăn.

Bài báo này trình bày các kết quả nghiên cứu góp phần cho sử dụng tổ hợp chất hoạt động bề mặt trong công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu tầng Miocen dưới mỏ Bạch Hổ. Nhiệm vụ áp dụng công nghệ mới nhằm tận thu nguồn tài nguyên này.

1. Mở đầu

Mỏ dầu Bạch Hổ là mỏ dầu có trữ lượng dầu khí lớn trên thềm lục địa của nước ta, hiện nay mỏ đang trong giai đoạn khai thác thứ cấp và bắt đầu chuyển sang giai đoạn khai thác tam cấp. Ở mỏ Bạch Hổ, xu hướng giảm độ tiếp nhận nước của các giếng bơm ép, giảm lưu lượng dầu và gia tăng độ ngập nước trong chất lỏng khai thác đang là vấn đề cấp bách cần phải quan tâm sâu sắc. Như vậy, cùng với việc tìm kiếm những đối tượng vỉa chứa dầu có trữ lượng công nghiệp ở trong nước cũng như ở ngoài nước và việc nghiên cứu các giải pháp công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu thích hợp và khả thi là một nhiệm vụ rất quan trọng của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Công nghệ thích hợp cho nâng cao hệ số thu hồi mỏ Bạch Hổ gồm: bơm ép khí CO₂, bơm ép hóa chất, nhưng trong hoàn cảnh hiện tại thì có công nghệ bơm ép hóa chất đạt được 2 yêu cầu: thích hợp và khả thi. Trong đó, công nghệ sử dụng các chất hoạt động bề mặt cho mục này là thích hợp và khả thi nhất. Do đó các tác giả Phòng công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu - Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm, Thăm dò và Khai thác Dầu khí - Viện Dầu

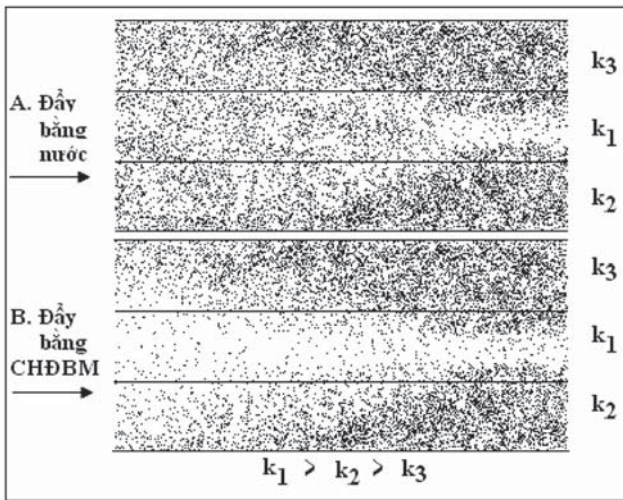
khí Việt Nam đã chọn hướng nghiên cứu này và phát triển công nghệ tại đối tượng mỏ Bạch Hổ.

2. Cơ chế hóa lý cơ bản của công nghệ [1, 2]

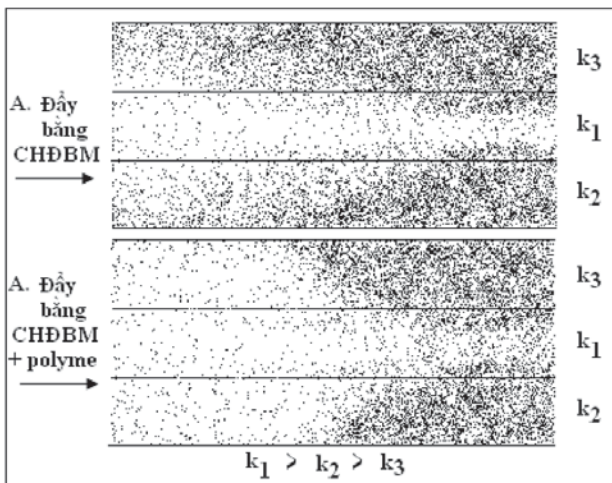
Kỹ thuật kết hợp các chất hoạt động bề mặt với các chất đồng hoạt động bề mặt có thể tạo ra các tổ hợp làm giảm sức căng bề mặt của lưu thể đẩy xuống đến 10.000 lần. Kết quả làm thay đổi tương quan hóa lý giữa vỉa và lưu thể đẩy tại vùng được quét trong thời kỳ ngập nước, như làm thay đổi độ thấm ướt dẫn đến tăng đẩy dầu. Quá trình này được khái quát như sau:

Trong quá trình khai thác thứ cấp, đến một giai đoạn ngập nước nhất định, thể tích quét hiệu dụng trong vỉa sẽ thu hẹp lại, dầu vẫn còn trên bề mặt của những mao mạch lớn và trung bình. Chất hoạt động bề mặt làm tăng độ thấm ướt của bề mặt đất đá vỉa trong quá trình đẩy dầu trên các bề mặt này, nghĩa là làm giảm góc thấm ướt trong mô hình tiếp xúc ba pha rắn - lỏng - lỏng. Do đó, vệt dầu trên bề mặt đất đá vỉa dễ dàng bị đẩy theo hướng lưu thể bơm ép [20].

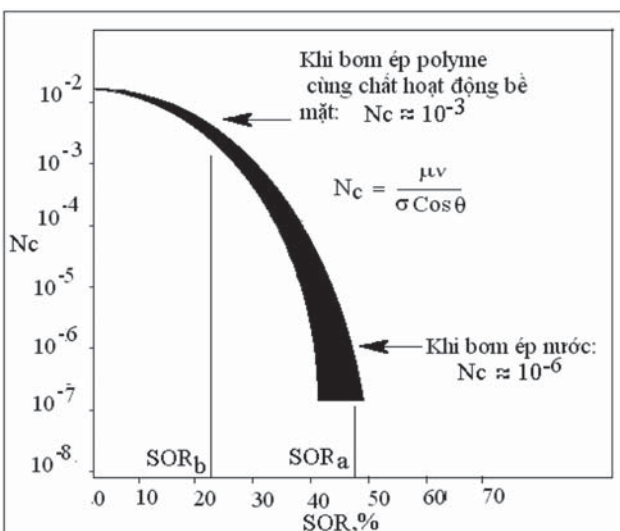
Mặt khác, trong vỉa có nhiều vi mao mạch. Dầu bị mắc trong các "bẫy vi mao mạch" là hiện tượng phổ biến. Nước



Hình 1. Chất hoạt động bề mặt tăng hệ số đẩy, làm giảm dầu dư bão hòa



Hình 2. Polymer cải thiện profil tiếp nhận nước, làm tăng hệ số quét và hệ số tiếp xúc



Hình 3. Tương quan giữa chỉ số mao dẫn N_c và phần dầu dư bão hòa SOR (Saturated oil residues)

bơm ép bình thường không đẩy dầu ra khỏi “bẫy vi mao mạch”, nhưng khi có lưu thể chất hoạt động bề mặt, dầu có thể thoát ra dễ dàng hơn. Cách giải thích đơn giản nhất cho cơ chế này là (Hình 1): Góc tiếp xúc pha (góc thấm ướt) giảm tối đa, kết quả lần lượt dẫn đến giảm khoảng cách ở điểm tiếp xúc pha và khoảng cách ở điểm tiếp xúc pha, rồi đến giảm áp suất ở vùng này thành lên thành mao mạch (trong thể tích chứa, nơi có bán kính càng lớn thì có áp suất càng cao và ngược lại), làm cho giọt dầu biến dạng, có diện tích bề mặt tiếp xúc với bề mặt đất đá vữa nhỏ nhất ở phía bên đầu có lưu thể chất hoạt động bề mặt. Nhờ đó, giọt dầu dễ dàng thoát khỏi “bẫy vi mao mạch” vữa chỉ với một lực đẩy nhỏ hơn trước.

Trong thời kỳ ngập nước, ở vùng quét hiệu dụng, đối với lớp mao mạch lớn và trung bình, nói chung là vùng thấm cao, đặc biệt ở vùng gần phía giếng bơm ép, dầu chủ yếu chỉ còn dính trên bề mặt lõi lỗ, hang hốc của vỉa. Loại dầu này được lưu thể chất hoạt động bề mặt đẩy thêm, dồn về phía giếng khai thác. Dầu từ các các “bẫy vi mao mạch” cũng dồn về phía vùng thấm cao này. Đây chính là lý do để mức gia tăng tốc độ ngập nước được cải thiện trong một thời gian ngắn sau khi bơm lưu thể chất hoạt động bề mặt nồng độ thấp không làm tăng được hệ số quét, hơn nữa có thể làm giảm các hệ số này, vì làm giảm độ nhớt của lưu thể đẩy và dẫn đến làm tăng độ linh động, giúp chuyển động dễ dàng hơn đến giếng khai thác qua các vùng thấm cao. Các lưu thể tạo nhớt cải thiện tốt profil tiếp nhận nước, làm tăng hệ số quét và hệ số tiếp xúc do đó có thể làm giảm độ ngập nước ở giếng khai thác (Hình 2). Thí nghiệm đẩy dầu trên mô hình vỉa đã chứng minh, thời gian thoát nước từ các mô hình sử dụng polymer chậm hơn từ 1,5 - 1,8 lần, trung bình 1,65 lần so với ở các mô hình đẩy bằng nước thường [11, 12, 19].

Trong bơm ép hóa chất, người ta dùng một số thông tin để đánh giá, dự đoán hiệu quả đẩy dầu của lưu thể đẩy. Một trong số đó là chỉ số mao dẫn N_c [3, 4]:

$$N_c = \frac{\mu.v}{\sigma.\cos\theta}$$

Trong đó:

μ : Độ nhớt của lưu thể đẩy

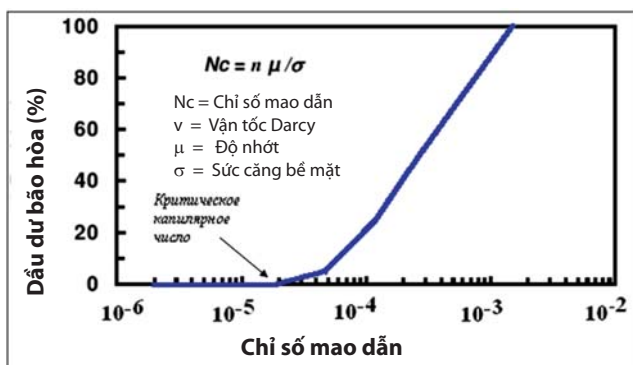
v : Tốc độ của lưu thể đẩy

σ : Sức căng bề mặt của lưu thể đẩy

$\cos\theta$: Cosin của góc thấm ướt θ .

Chỉ số mao dẫn phản ánh mối tương quan giữa lực

nhớt và lực mao dẫn, lực nhớt chiếm ưu thế khi chỉ số mao dẫn lớn, còn lực mao dẫn chiếm ưu thế khi chỉ số mao dẫn nhỏ. Nếu lực nhớt thắng được lực mao dẫn đang giữ kẹp giọt dầu trong “bẫy vi mao mạch” thì dầu dư sẽ được đẩy ra. Đường cong trên Hình 3 còn được gọi là đường cong khử bão hòa mao mạch (CDC - capillary desaturation curve). Dầu dư bão hòa giữ ở mức không thay đổi khi chỉ số mao dẫn còn nhỏ, nó chỉ bắt đầu giảm ở một giá trị nào đó của chỉ số mao dẫn, giá trị này được gọi là chỉ số mao dẫn tới hạn. Trong bơm ép nước thông thường, N_c nằm trong khoảng 10^{-6} . Để gia tăng có hiệu quả hệ số thu hồi dầu phải tăng N_c lên khoảng 10^{-3} (Hình 3). Nhưng để tăng N_c , ta không thể tăng quá mức tốc độ bơm ép n mà chỉ có thể làm giảm sức căng bề mặt σ và tăng độ nhớt μ bằng cách tăng nồng độ chất hoạt động bề mặt và nồng độ polymer trong lưu thể đẩy. Nhưng cũng không thể tăng quá mức nồng độ polymer vì sự hạn chế của áp suất đẩy, do đó đồng thời phải gia tăng hợp lý nồng độ chất hoạt động bề mặt và nồng độ polymer.



Hình 4. Tương quan giữa chỉ số mao dẫn N_c và dầu dư bão hòa SOR

Cũng có thể biểu thị tương quan giữa chỉ số mao dẫn N_c và dầu dư bão hòa SOR theo cách khác (Hình 4) [5].

Nhưng ở đây thể hiện theo một cách khác, nghĩa là, 100% ở Hình 4 phải ứng với lượng dầu dư sau khi bơm ép nước, còn ở Hình 3 có nghĩa sau khi bơm ép nước, dầu dư còn khoảng dưới 50% so với dầu bão hòa trước khi bơm ép nước [16].

Trên thực tế, vì không đo được góc θ trong vỉa, nên trong các công thức tính chỉ số mao dẫn người ta thường cho Cosin của q bằng 1 và nhận được chỉ số mao dẫn tương đối. Tỷ số linh động (M) ảnh hưởng rất mạnh lên hiệu suất quét của các đối tượng vỉa đã bị nước chọc thủng “phòng tuyến” dầu. Đối với các mô hình năm điểm, thì hiệu suất quét ngang (Areal sweep efficiency - ASE) lớn hơn 95% khi tỷ số linh động M bằng 0,2, còn khi

$M = 1,0$, ASE giảm xuống còn 67%; nếu $M = 10$, ASE giảm xuống chỉ còn 50%. Nhưng trong hầu hết các vỉa dầu, tỷ số linh động thường lớn hơn một vì độ nhớt của dầu thường lớn hơn độ nhớt của nước, nghĩa là nước luôn dễ dàng lưu chuyển trong vỉa so với dầu để gây ra hiện tượng ngập nước.

Vì trong bơm ép nước thường không làm giảm được độ nhớt của dầu, cho nên muốn giảm tỷ số linh động cần phải tăng độ nhớt của lưu thể đẩy để làm giảm độ linh động của nó (λ_w) trong hệ thức:

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w}$$

So với độ linh động của dầu (λ_o) trong hệ thức:

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o}$$

Nghĩa là tỷ số linh động M trong hệ thức:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

càng nhỏ càng tốt. Nhưng λ_w và λ_o còn phụ thuộc vào độ bão hòa của nước và dầu. Trong vùng giáp danh dầu - nước, cũng như trong vùng dầu phía trước và vùng nước phía sau các λ_w cũng như các λ_o sẽ có giá trị khác nhau.

Trong 3 hệ thức trên:

k_w : Độ thấm tương đối của nước

k_o : Độ thấm tương đối của dầu

μ_w : Độ nhớt hiệu dụng của nước

μ_o : Độ nhớt hiệu dụng của dầu.

Trong bơm ép chất hoạt động bề mặt hoặc tổ hợp polymer cùng chất hoạt động bề mặt rất cần chú ý đến yếu tố chất hoạt động bề mặt làm giảm độ nhớt của lưu thể đẩy, có nghĩa là làm tăng độ linh động của nó. Trong mọi vỉa dầu độ thấm cũng như độ rỗng luôn bất đồng nhất ở các mức độ khác nhau. Thêm vào đó, trải qua quá trình khai thác, độ thấm hiệu dụng đối với nước ngay tại vỉa sẽ thay đổi phân biệt ở các vùng khác nhau, đặc biệt đối với các đối tượng vỉa có các giếng khai thác đã bị nước chọc thủng “phòng tuyến” dầu. Khi đó “đường băng” của lưu thể đẩy sẽ co lại. Lúc này, độ ngập nước trong sản phẩm sẽ phát triển rất nhanh chóng. Cho nên rất cần có lưu thể nhớt bơm ép cùng để khôi phục và mở rộng “đường băng” và để tăng cường ma sát giữa lưu thể đẩy và dầu trên thành mao mạch lớn và trung bình của vỉa, tạo ra profil mới.

3. Nguyên liệu và các phương pháp nghiên cứu [15, 21]

3.1. Nguyên liệu

- Nguyên liệu sử dụng cho nghiên cứu gồm: NP9 từ Dowchemical Company, Midland, Mỹ; AOS 12-16 (Alpha Olefin Sulfonate) - Stepan Company, Singapore; Isopropanol từ Ukorm, Đà Loan (chất đồng hoạt động bề mặt); Butanol từ Ukorm, Đà Loan (chất đồng hoạt động bề mặt); nước biển nhân tạo; dầu thô giếng 815 Miocen dưới trộn với dầu hỏa với tỷ lệ khối lượng 7/3. Hỗn hợp dầu được ly tâm 20 phút, ở tốc độ 2.500 vòng/phút để loại bỏ cặn.

3.2. Phương pháp nghiên cứu [22]

- Pha chế hóa phẩm: Isopropanol và Butanol được pha lẫn vào nhau với tỷ lệ 1/1 trước khi pha chế với các thành phần khác.

- Khả năng chịu nhiệt của hóa phẩm được thực hiện ở 140°C.

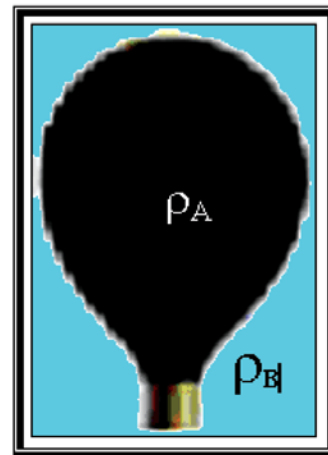
- Khả năng tạo nhũ với dầu của hóa phẩm ở 140°C được thực hiện trong các bình thép không gỉ có dung tích 80cm³, chứa 50ml hóa phẩm và 30ml dầu hỗn hợp (Hình 1). Bình mẫu được vặn kín nắp sau khi nạp liệu và đặt nằm ngang trong tủ ổn nhiệt.



Hình 5. Bình chứa mẫu để kiểm tra độ bền nhiệt của chất hoạt động bề mặt

Sức căng bề mặt được xác định theo phương pháp khối lượng giọt hay thể tích giọt ở 20°C nhờ mao quản cong ngược. Phương pháp xác định khối lượng giọt hay thể tích giọt đơn giản, dễ thực hiện. Phương pháp này cũng đang được Vietsovetro sử dụng trong quy trình kiểm tra chất lượng của tổ hợp các chất hoạt động bề mặt cho khai thác dầu khí.

Sức căng bề mặt giữa hóa phẩm đã pha loãng trong nước biển nhân tạo và dầu được kiểm tra ở 20°C nhờ mao quản cong ngược (Hình 6) có đường kính trong 0,4mm, đường kính ngoài 0,6mm. Chiều cao khúc cong ngược bằng 20mm, khoảng cách từ miệng mao quản đến mặt dung dịch chất lỏng bằng 14mm, áp suất đẩy bằng 8g/cm². Hằng số K của mao quản bằng 9,3742 (xác định trong hệ nước cất - toluen).



Hình 6. Ảnh đầu mao quản và giọt dầu với tỷ trọng nhỏ hơn (ρ_A) đang nổi lên trong dung dịch chất hoạt động bề mặt, chất lỏng tỷ trọng lớn hơn (ρ_B)

- Quy trình thí nghiệm như sau [9, 10]:

Đếm số lượng giọt dầu nổi từ miệng mao quản kim cong nhúng vào trong cuvet thủy tinh chứa dung dịch tổ hợp chất hoạt động bề mặt (Hình 6). Cuvet này được đặt trên cân phân tích điện tử. Đẩy các giọt dầu ra với áp suất bằng 5g/cm², tính khối lượng trung bình (gam) của các giọt dầu đã nổi lên, chia cho tỷ trọng để quy ra thể tích giọt (cm³ hay ml).

Sức căng bề mặt (mN/cm hay Dyn/cm) được tính theo công thức:

$$\gamma_{(A/B)} = \Delta L (P_B - P_A) K$$

Trong đó:

V: Thể tích trung bình của các giọt dầu nổi lên khỏi miệng mao quản

ρ_A, ρ_B : Tỷ trọng của dầu và của dung dịch chất hoạt động bề mặt

K: Hằng số của mao quản

K: Được tính theo hệ Toluene - nước cất ở lực đẩy toluen bằng 5g/cm²

ΔL : Chiều dài mao quản

S: Diện tích mao quản.

4. Kết quả và thảo luận [6, 7]

- Các thông tin số liệu đo được sau nghiên cứu:

$d = 0,4\text{mm}$, $\pi = 3,14$, $r = 0,02\text{mm}$, $r^2 = 0,000400\text{mm}$,
 $S = 0,0012566\text{cm}^2$

- Sức căng bề mặt dầu - Tổ hợp các chất hoạt động bề mặt [17, 18]

Sức căng bề mặt dầu - tổ hợp các chất hoạt động bề mặt được thể hiện trên các Bảng 2, 3, 4, 5. (Tác giả trình bày ảnh âm bản vì ảnh âm bản tương phản hơn ảnh dương bản, do đó có thể dễ dàng đo chính xác hơn đường kính dựa vào đường kính của mao quản).

Bảng 1. Kết quả tính toán theo hệ số mao quản

Toluen/nước 0,32			g/giọt	V Toluen (ml)	Δl Toluen/ H ₂ O cm	K1	γ Toluen		
g/	g/10	giọt	0,032	0,036913139	29,37447381	9,3742043	ρ	$\Delta\rho$	ρ
Dầu + dầu hỏa + chất hoạt động bề mặt 0,092				V dầu (ml)	Δl dầu/chất hoạt động bề mặt	γ (mN/m)	0,998	0,1311	0,8669
g/	g/20	giọt	0,0046	0,00531	4,22258061	7,125	1,03	1,08	0,85


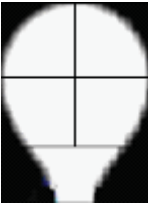


Bảng 2. Ảnh âm bản của các giọt dầu sắp nổi lên trong dung dịch tổ hợp chất hoạt động bề mặt ký hiệu dãy F trong bài báo này, và các thông số liên quan

Tên và nồng độ/nước biển. F1, 10 ⁻⁴	F1, 10 ⁻⁵	F2, 10 ⁻⁴	F2, 10 ⁻⁵
D = 0,2039cm	= 0,29	= 0,2159	= 0,2939
V = 0,0044ml	= 0,0128	= 0,0053	= 0,0133
$\gamma = 0,0907\text{mN/m}$	= 0,2639	= 0,1093	= 0,2743

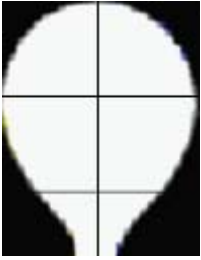
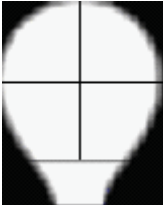
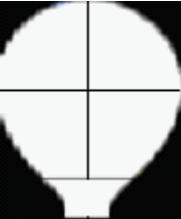
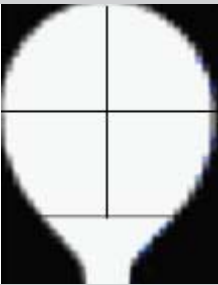
Bảng 3. Ảnh âm bản của các giọt dầu sắp nổi lên trong dung dịch trong dung dịch tổ hợp chất hoạt động bề mặt ký hiệu dãy A trong bài báo này và các thông số liên quan

Tên và nồng độ/nước biển. A3, 10 ⁻⁴	A3, 10 ⁻⁵	A4, 10 ⁻⁴	A4, 10 ⁻⁵
D = 0,1799cm	= 0,3058	= 0,1919	= 0,2819
V = 0,0030ml	= 0,01497	= 0,0037	= 0,0117
$\gamma = 0,0619\text{mN/m}$	= 0,3087	= 0,0763	= 0,2413

Bảng 4. Ảnh âm bản của các giọt dầu sắp nổi lên trong dung dịch tổ hợp chất hoạt động bề mặt ký hiệu dây SB trong bài báo này và các thông số liên quan

			
Tên và nồng độ/nước biển. SB3, 10 ⁻⁴	SB4, 10 ⁻⁴	SB5, 10 ⁻⁴	SB6, 10 ⁻⁴
D = 0,2039cm	= 0,2159	= 0,2159	= 0,1619
V = 0,0044ml	= 0,0053	= 0,0053	= 0,0022
γ = 0,0907mN/m	= 0,1093	= 0,1093	= 0,0454

Bảng 5. Ảnh âm bản của các giọt dầu sắp nổi lên trong dung dịch chất hoạt động bề mặt ký hiệu dây SB, Beta và nước biển trong bài báo này

			
Tên và nồng độ/nước biển. SB5, 10 ⁻⁵	Beta, 10 ⁻⁴	Beta, 10 ⁻⁵	Nước biển
D = 0,2999cm	= 0,1979	= 0,2999	= 0,3118
V = 0,0141	= 0,0041	= 0,0141	= 0,01587
γ = 0,2908mN/m	= 0,0846	= 0,2908	= 0,3273

Bảng 6. Các tổ hợp chất hoạt động bề mặt được sắp xếp theo thứ tự sức căng bề mặt tăng dần

TT	SCBM, mN/m	Tổ hợp	TT	SCBM, mN/m	Tổ hợp
1	0,0454	SB6, 10 ⁻⁴	9	0,1093	F2, 10 ⁻⁴
2	0,0619	A3, 10 ⁻⁴	10	0,2413	A4, 10⁻⁵
3	0,0763	A4, 10⁻⁴	11	0,2639	F1, 10⁻⁵
4	0,0846	Beta, 10 ⁻⁴	12	0,2743	F2, 10 ⁻⁵
5	0,0907	F1, 10⁻⁴	13	0,2908	Beta, 10 ⁻⁵
6	0,0907	SB3, 10 ⁻⁴	14	0,2908	SB5, 10 ⁻⁵
7	0,1093	SB4, 10 ⁻⁴	15	0,3087	A3, 10 ⁻⁵
8	0,1093	SB5, 10 ⁻⁴	16	0,3273	Nước biển

5. Định hướng phát triển tăng thu hồi dầu

Trên cơ sở tìm hiểu, nghiên cứu các nhóm công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu đang được áp dụng trên thế giới cùng với tính đặc thù của mỏ Bạch Hổ cũng như điều kiện công nghệ khai thác ngoài khơi, Viện Dầu khí Việt Nam đã đề xuất định hướng nghiên cứu và phát

triển công nghệ tăng thu hồi dầu bằng các phương pháp hoá học - hóa sinh, ngày nay đang có những dự án rất lớn được bắt đầu hoặc được khôi phục lại. Có rất nhiều dự án bơm ép polymer hoặc polymer kết hợp chất hoạt động bề mặt quy mô công nghiệp tại mỏ đã thành công về mặt kỹ thuật.

6. Kết luận

Qua các kết quả nghiên cứu và phân tích sử dụng chất hoạt động bề mặt cho nâng cao hệ số thu hồi dầu tầng Miocen dưới mỏ Bạch Hổ, nhóm tác giả đi đến kết luận sau:

- Hiện tượng hấp phụ chất hoạt động bề mặt lên bề mặt đất đá vỉa luôn được quan tâm trong công nghệ tăng thu hồi dầu. Khi chất hoạt động bề mặt hấp phụ lên bề mặt đất đá vỉa, hàm lượng của chúng trong lưu thể đẩy có thể giảm xuống rất nhiều, phụ thuộc vào nồng độ ban đầu của chúng.

- Đã có không ít công trình nghiên cứu nhằm sử dụng một số chất rẻ tiền hơn và có ái lực hấp phụ cao hơn lên bề mặt đất đá vỉa so với chất hoạt động bề mặt. Chất sử dụng cho thay thế như vậy được gọi là chất "hy sinh". Việc này nhằm giảm chi phí hóa chất cho công nghệ, nhưng đến nay vẫn chưa có tài liệu chứng minh cho hiệu quả giảm chi phí của loại công nghệ này trong áp dụng thực tế.

- Cơ chế hấp phụ - giải hấp có ý nghĩa quan trọng trong tăng thu hồi dầu. Khi mới được bơm vào vỉa chất hoạt động bề mặt sẽ hấp phụ ngay trên bề mặt đất đá vỉa và chui vào cả những khe rỗng, lỗ rỗng rất nhỏ. Khi nước bơm ép đẩy chất hoạt động bề mặt sâu vào trong vỉa thì chất hoạt động bề mặt đã hấp phụ sẽ được giải hấp. Quá trình giải hấp xảy ra từ từ, chậm chạp và kéo dài.

Như vậy, chất hoạt động bề mặt có tác dụng tích cực lên vùng cận đáy giếng và phía bên trong vỉa, do đó nó có khả năng đẩy dầu tốt, không ảnh hưởng xấu đến độ thấm của vỉa và không sinh ra H₂S. Công nghệ có ưu điểm: dễ tổ chức, thực hiện đơn giản; tiết kiệm khối lượng, thời gian bơm, nhân lực, thiết bị mà không cần phải đầu tư nhiều, rất thích hợp với điều kiện môi trường vỉa mỏ Bạch Hổ.

Tài liệu tham khảo

1. AEA Technology plc, Winfrith Technology Centre. *Presented at the IEA Collaborative Project on enhanced oil recovery 21st International Workshop and Symposium*. United Kingdom. September 2000.
2. Claridge E.L., Lescure B.M. and Wang M.W., *Carbon dioxide foam flooding*.
3. *Conventional and unconventional methods to enhance oil recovery*. 7th Saudi Engineering Conference, 28/9/2008.
4. D'Angelo M.V., Chertcoff R., Rosen M., *Miscible flooding of polymeric solution in porous media of double porosity*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 25 - 28/3/2001.
5. D.J.Eement, S.G.Goodear and N.C.Sargent. *Comparison of polymer and waterflood residual oil saturation*.
6. Finn Knut Hansen. *Drop image advanced a program for the meaurament of interfacial tension and contact angles by image analysis*.
7. J.C. Earnshaw, E.G.Johnson, B.J.Carroll, P.J. Doyle. *The drop volume method for interfacial tension determination: An error analysis*.
8. J. Drelich Ch, Fang, C.L. White. *Measurement of interfacial tension in fluid- fluid systems*.
9. Journal of colloid and interface science. 1996; 177: p. 150 - 155.
10. Karin Mannhardt, Jerry J. Novosad. *Adsorption of foam-forming surfactants for hydrocarbon - miscible flooding at high salinities*.
11. Ngô Xuân Vinh. *Những yếu tố ảnh hưởng đến tính chất thấm chứa của đá lục nguyên Miocen sớm - Oligocen bể Cửu Long*. Hội nghị khoa học công nghệ: Ngành Dầu khí Việt Nam trước thềm thế kỷ XXI. 2000.
12. D.A.Sabatini, E.Acosta and Harwell, J.H Linker *Molecules in Surfacrant Mixtures submitted to Current in Col and Int Sci.*, 2003.
13. K.Taugbol, T.Van Ly, and T.Astad. *Chemical flooding of oil reservoirs. 2. Dissociative surfactant - polymer interaction with a possitive effect on oil*.
14. Technical proposal - Bid - VSP's Section N^o-DV-183/08-NHD-2009.
15. United States Patent N^o4077471. *Surfactant oil recovery process usable in high temperature, high salinity formations*.
16. United States Patent N^o4181178. *Oil recovery by waterflooding with thickened surfactant solutions*
17. United States Patent N^o4406798. *Surfactant enhanced injectivity of xanthan mobility control solution for tertiary oil recovery*.
18. United States Patent N^o4971150. *Foam injection into a gravity override zone for improved hydrocarbon production*.
19. Vietsovpetro. *Trạng thái khai thác mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng tới thời điểm 10/1/2007 và giải pháp nhằm đảm bảo hoàn thành kế hoạch khai thác 2007*. Hội nghị triển khai kế hoạch khai thác dầu khí 2007.
20. Viện Dầu khí Việt Nam. *Nghiên cứu khả năng sử dụng phương pháp phức hợp vi sinh - hóa lý nhằm thu hồi dầu tầng Miocen hạ mỏ Bạch Hổ*.
21. Yu Wuxing. *Application of steam-surfactant-CO₂ stimulation and assemble steam injection techniques for Horizontal Well in production of ultra-heavy oil*.
22. S.L.Welling Ton and E.A.Richardson. *Low surfacrant concentration waterflooding*. 2001.