

NGHIÊN CỨU TỐI ƯU TỔ HỢP HÓA PHẨM BƠM ÉP ĐỂ TĂNG CƯỜNG THU HỒI DẦU

Phạm Hữu Tài¹, Đặng Thành Quý Cường², Nguyễn Xuân Huy³
Nguyễn Thị Bích Ngọc⁴, Đỗ Quang Khánh³

¹Đại học Dầu khí Việt Nam

²Computer Modelling Group Ltd.

³Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh

⁴Đại học Calgary

Email: taiph@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu phương pháp bề mặt đáp ứng (Response surface methodology - RSM) để xác định tổ hợp hóa phẩm alkali - surfactant - polymer (ASP) tối ưu và xác định thể tích bơm ép tối thiểu cho mỏ. Kết quả thí nghiệm bơm ép mẫu lõi dựa trên chỉ số thu hồi dầu (recovery factor - RF) cho thấy chất hoạt động bề mặt C_{11-13} Linear-Alkyl-benzene-sulfonate và DiOctyl-Sulfosuccinate có khả năng tạo tỷ lệ hòa tan cao (khoảng 20) trong điều kiện nước vỉa có độ mặn thấp.

Thể tích tổ hợp hóa phẩm ASP bơm ép hiệu quả được phân tích từ kết quả 10 thí nghiệm bơm ép thu hồi dầu bằng mẫu lõi cát kết Berea. Sau khi bơm ép nước, hệ số bão hòa dầu còn lại S_{or} trong 10 mẫu lõi có giá trị trung bình là 55%. Khi sử dụng tổ hợp hóa phẩm ASP thiết kế để bơm ép, hệ số thu hồi dầu của mẫu lõi tăng rất nhanh đến khoảng 85% khi tăng thể tích hỗn hợp ASP bơm ép từ 0 lên đến 0,2PV (pore volume). Việc tối ưu công thức ASP và xác định được thể tích bơm ép tối ưu giúp tăng sản lượng thu hồi dầu và giảm chi phí của dự án.

Từ khóa: ASP, hóa phẩm, tăng cường thu hồi dầu, chất hoạt động bề mặt, bơm ép mẫu lõi.

1. Giới thiệu

Việc sử dụng tổ hợp bơm ép hóa phẩm nhằm tăng hệ số thu hồi dầu đã được nghiên cứu từ những năm 60 của thế kỷ XX bằng cách thêm dung dịch kiềm (sodium hydroxide - NaOH) vào nước bơm ép [1]. Các nghiên cứu bơm ép kiềm (alkali) trong phòng thí nghiệm được thực hiện bởi Campbell [2] và Johnson [3] với mục tiêu hiểu rõ hơn về ảnh hưởng của alkali đối với hệ số thu hồi dầu. Các nghiên cứu trên cho thấy sự hình thành xà phòng trong môi trường vỉa dầu (in-situ soap) dưới sự kết hợp của alkali và các gốc acid trong dầu thô có tác dụng làm gia tăng sản lượng dầu khai thác. Hill [4] đề xuất khả năng sử dụng dung dịch chất hoạt tính bề mặt (surfactant) như một pha phụ trợ để tăng khả năng thu hồi dầu. Những nghiên cứu sau đó chỉ ra quá trình xà phòng hóa trong điều kiện vỉa giúp ích trong việc giảm sức căng bề mặt pha (Interfacial tension - IFT), mở rộng biên độ để đạt được độ mặn tối ưu (optimum salinity) cho việc hình thành vi nhũ tương [5, 6]. Polymer đã được sử dụng từ những năm 70 của thế kỷ XX bởi Chauveteau [7] và Norton [8] để kiểm soát độ linh động của dung dịch bơm ép. Những nghiên cứu này là nền tảng định hướng cho việc phát triển quá trình thu hồi dầu tăng cường sử dụng dung dịch bơm ép ASP. Một trong những nghiên cứu thực tế về bơm ép ASP được công bố năm 1993 từ giai đoạn thiết kế hóa chất đến việc áp dụng trên mỏ West Kiehl được thực hiện bởi Clark [9].

Trong nghiên cứu này, hệ số thu hồi tăng thêm 15% so với tổng trữ lượng dầu tại chỗ (original oil in place - OOIP).

Đến nay, có nhiều mỏ trên thế giới áp dụng thành công bơm ép ASP để nâng cao hệ số thu hồi dầu từ 15 - 33% như ở mỏ West Kiehl [10], mỏ Daqing [11, 12], mỏ Cambridge Minnelusa [13], mỏ Karamay [14], mỏ Tanner [15]. West Salym [16], thí điểm ở vỉa cát kết Bridgeport, Illinois [17]. Nồng độ các hóa chất trong hỗn hợp ASP thay đổi tùy theo đặc tính mỏ. Thể tích bơm ép dao động từ 20 - 40% PV.

Nhìn chung, khi nồng độ các hóa chất trong hỗn hợp bơm ép ASP cao sẽ đạt được hệ số thu hồi cao. Tương tự, khi thể tích bơm ép lớn lượng dầu thu hồi được sẽ lớn hơn [5]. Tuy nhiên, việc bơm ép tổ hợp hóa phẩm có liên quan đến chi phí khối lượng hóa phẩm và quy trình vận hành bơm ép có ảnh hưởng lớn đến hiệu quả kinh tế của mỏ. Trong tình trạng giá dầu đang ở mức thấp, việc bơm ép tổ hợp hóa phẩm ASP cần được đánh giá toàn diện hơn, chi tiết hơn về khối lượng hóa chất cần dùng, nồng độ và cả thể tích tối thiểu cần bơm để đạt được hệ số thu hồi cao nhất.

Nghiên cứu này được thực hiện nhằm tìm ra thành phần hỗn hợp các hóa chất trong ASP, đồng thời tối đa khả năng tạo vi nhũ tương khi sử dụng lượng hóa chất hợp lý. Ngoài ra, khi công thức hỗn hợp ASP đã được xác định, một chuỗi các thí nghiệm bơm ép với mẫu lõi

được thực hiện để xác định thể tích dung dịch ASP bơm ép tối ưu.

2. Phương pháp nghiên cứu

2.1. Sàng lọc và lựa chọn công thức hóa phẩm

Giếng M-58 khai thác dầu ở độ sâu 2.100ft. Độ nhớt dầu thô ở 25°C là 1,4cP. Độ mặn nước vỉa khoảng 0,66% khối lượng. Chỉ số acid của dầu là 0,014mg KOH/g dầu.

Mục đích của chuỗi thí nghiệm ASP là tìm ra tổ hợp nồng độ các hóa chất để có thể kết hợp với dầu vỉa hình thành pha micro emulsion và làm giảm sức căng bề mặt giữa 2 pha dầu - nước, hình thành vi nhũ tương ở một độ mặn nhất định. Sức căng bề mặt của vi nhũ tương khi hỗn hợp ở trạng thái cân bằng sẽ đạt giá trị thấp vào khoảng 10^{-3} mN/m. Giá trị sức căng bề mặt tối thiểu của vi nhũ được Huh [18] nghiên cứu và xác định công thức dự đoán gần đúng vào năm 1983. Sahni [19] và Fortenberry [20] báo cáo sự hiện diện của đồng chất dung môi hữu cơ trong hỗn hợp ASP giúp tăng chất lượng của vi nhũ tương và kiểm soát được điều kiện để trạng thái cân bằng pha. Stoll [21] thí nghiệm kiểm soát thay đổi độ mặn tối ưu bằng cách thay đổi nồng độ Na_2CO_3 trong hỗn hợp ASP. Vai trò của Na_2CO_3 trong hỗn hợp là tương tác với gốc acid của dầu thô để hình thành chất hoạt động bề mặt trong điều kiện vỉa. Chất hoạt động bề mặt này được hấp phụ thay vì các chất hoạt động bề mặt được thiết kế trong hỗn hợp hóa phẩm ban đầu [6].

Một chuỗi các thí nghiệm kết hợp của 27 chất hoạt động bề mặt, 3 co-solvent, 2 alkali và 2 polymer được thực hiện để tìm ra sự kết hợp tốt nhất với dầu thô từ giếng M-58 trong tiêu chí nâng cao khả năng hình thành vi nhũ tương với chỉ số hòa tan cao. Độ mặn nước bơm ép được tạo ra với nhiều nồng độ khác nhau và được sử dụng cho tất cả các thí nghiệm. Bảng 1 cho thấy chất hoạt

động bề mặt C_{11-13} Linear-Alkyl-benzene-sulfonate (LAS) và DiOctyl-Sulfosuccinate (DOSS) cho khả năng hình thành tỷ lệ hòa tan (solubilization ratio) cao (khoảng 16) trong điều kiện độ mặn tương thích với thành phần chất lưu vỉa (khoảng 6.600ppm) đã được chọn để thực hiện các thí nghiệm tiếp theo lấy số liệu đầu vào cho phương pháp tính toán RSM.

2.2. Thiết kế thí nghiệm và tính toán thống kê

Một bộ thí nghiệm được thực hiện với 2 loại chất hoạt động bề mặt (LAS và DOSS) dựa trên mô hình thiết kế thí nghiệm Box-Behnken cho ra 46 trường hợp tương ứng với các tổ hợp hóa phẩm có nồng độ khác nhau. Các thành phần (Factors) gồm: LAS, DOSS, đồng chất môi (TEGBE), alkali (Na_2CO_3) và muối NaCl . Đối với polymer, HPAM được dùng với nồng độ bảo đảm tỷ số độ linh động được tối ưu theo đề nghị từ các nghiên cứu của Pitts [15] và Sharma [17] nên sẽ không đưa vào mô hình tính toán lần nữa. Mỗi hóa chất sẽ được thí nghiệm ở 3 mức nồng độ thấp, vừa và cao. Tỷ lệ hòa tan đóng vai trò là hàm kết quả tương tác (response) giữa các thành phần, phản ánh sự thay đổi về hóa chất và nồng độ trong thí nghiệm.

Toàn phương bậc 2 (Full-quadratic) với 23 số hạng bao gồm tác động đơn lẻ, tác động bình phương và tác động tương tác của các thành phần đều được xét đến. Từng số hạng sẽ được phân tích và làm rõ ảnh hưởng lên kết quả của mức độ hòa tan. Giá trị thống kê P được dùng để đánh giá mức độ “có nghĩa” (significant) của số hạng. Những số hạng có giá trị $P > 0,05$ sẽ bị loại bỏ trong quá trình tính toán.

2.3. Thí nghiệm bơm ép trên mẫu lõi

Các mẫu lõi đều được khoan cắt từ một khối đá Berea sandstone có độ thấm tuyệt đối là 500mD và các thông tin mẫu lõi thí nghiệm được thể hiện ở Bảng 2. Các mẫu lõi

Bảng 1. Kết quả thí nghiệm cân bằng pha để chọn lựa chất hoạt động bề mặt

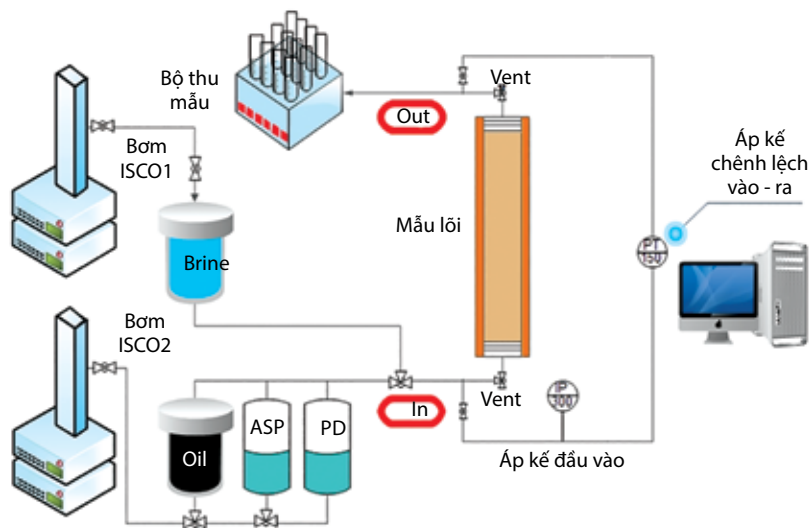
Số lượt thí nghiệm	Alkali	Chất hoạt động bề mặt	Nồng độ (%)	Dung môi	Khoảng độ mặn thí nghiệm (%)	Tỷ lệ hòa tan tối đa (%)
4	Na_2CO_3 0,25%	LAS	0,48	DEGBE 0,5%	0,5 - 5	13,5 tại độ mặn 4%
6	Na_2CO_3 0,25%	LAS DOSS	0,48 0,32	DEGBE 1%	0,5 - 5	12,5 tại độ mặn 2%
7	Na_2CO_3 0,5%	LAS	0,96	DEGBE 1%	0,5 - 7	13 tại độ mặn 4,5%
8	Na_2CO_3 2%	LAS	0,96	DEGBE 2%	0,5 - 5	13 tại độ mặn 3,5%
14	Na_2CO_3 4%	LAS	0,96	DEGBE 2%	0,5 - 5	13 tại độ mặn 2,5%
16	Na_2CO_3 0,5%	LAS DOSS	0,786 0,128	DEGBE 1%	0,2 - 5	16,4 tại độ mặn 4%
32	Na_2CO_3 0,196%	LAS DOSS	0,094 0,128	TEGBE 0,267%	0,6 - 2,4	12,4 tại độ mặn 1,4%
33	Na_2CO_3 0,196%	LAS DOSS	0,093 0,166	TEGBE 0,205%	0,6 - 1,8	13,39 tại độ mặn 1,4%

được xử lý theo cùng một quy trình từ khoan cắt, sấy khô, bão hòa nước, bão hòa bằng dầu thô và được ủ gia nhiệt liên tục 5 ngày đêm ở nhiệt độ 60°C, đến bơm ép nước. Khi bắt đầu thí nghiệm bơm ép ASP, mỗi mẫu lõi sẽ được bơm ép với một lượng dung dịch khác nhau theo thiết kế từ trước nhằm xem xét sự ảnh hưởng của thể tích bơm ép và khả năng thu hồi.

3. Kết quả

3.1. Tối ưu công thức ASP

Giá trị độ hòa tan được dự đoán bằng phương trình với biến số là các số hạng và hệ số trong Bảng 3.



Hình 1. Sơ đồ thí nghiệm bơm ép mẫu lõi, được thực hiện ở phòng thí nghiệm Đại học Sejong, Hàn Quốc

Bảng 2. Thông tin chung của mẫu lõi Berea sandstone dùng trong thí nghiệm và các thông số ban đầu

Đặc điểm	Đơn vị	Lõi 1	Lõi 2	Lõi 3	Lõi 4	Lõi 5	Lõi 6	Lõi 7	Lõi 8	Lõi 9	Lõi 10
Độ thấm	mD	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Chiều dài	cm	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3
Đường kính	cm		3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78
Thể tích rỗng	cc	53,1	52	52,8	49,9	51	54,7	53,7	49,5	51	51
Độ rỗng	%	15,62	15,3	15,54	14,68	15,01	16,1	15,8	14,56	15,01	15,01

Bảng 3. Danh sách các số hạng và hệ số tương ứng trong phương trình RSM

Số hạng	Hệ số	Std. Err.	P value
Constant	19,31	0,688433	4.32E-25
LAS	7,07122	0,423804	6.05E-18
DOS	6,4081	0,424399	1.22E-16
Na2	-1,42434	0,423804	0,001931
TEG	-1,84125	0,423793	0,000119
NaC	-0,79066	0,431991	0,075987
LAS × LAS	-3,68336	0,571301	2.27E-07
DOS × DOS	-4,33744	0,579206	1.08E-08
Na2 × Na2	-4,01085	0,571301	4.21E-08
TEG × TEG	-2,81665	0,571435	2.12E-05
NaC × NaC	-3,37155	0,586378	1.82E-06
LAS × Na2	-1,72987	0,847672	0,049103
N = 46	Q ² =	0,909	
DF = 34	R ² =	0,95	
	R ² Adj. =	0,933	

Kết quả tính toán tối ưu bằng RSM được thực hiện theo tiêu chí tối đa độ hòa tan. Nồng độ các chất hoạt động bề mặt trong điều kiện tối ưu như sau: LAS 0,3%, DOSS 0,27%. Các thành phần còn lại Na₂CO₃, TEGBE và NaCl có giá trị lần lượt là 0,8446%, 0,9873% và 0,8235%. Biểu đồ đường đồng mức Hình 2 được vẽ với giá trị chất hoạt động bề mặt thay đổi, còn lại được giữ ở điều kiện tối ưu.

3.2. Tối ưu thể tích bơm ép

Tất cả 10 mẫu lõi đều được bơm ép nước đến khi không còn dầu xuất hiện ở ngõ ra của hệ thống bơm ép trước khi tiến hành bơm ép bằng hỗn hợp ASP đã thiết kế. Giá trị trung bình của dầu dư sau khi bơm ép nước là S_{or} xấp xỉ 55%.

Thể tích hỗn hợp ASP bơm ép thay đổi từ 0,044PV, (tương đương PV × C = 2,5), đến 1,75, (tương đương PV × C = 100). Chi tiết tương quan thể tích bơm ép và hệ số thu hồi được thể hiện ở Hình 3.

Trong công thức ASP tối ưu được dùng để điều chế dung dịch bơm ép

cho mẫu lõi, tổng nồng độ chất hoạt động bề mặt là 0,57%, tỷ lệ LAS:DOSS = 0,3:0,27. Nồng độ các hóa chất còn lại co-solven, alkali, muối và polymer lần lượt là 0,85% khối lượng Na_2CO_3 , 1% khối lượng TEGBE, 0,82% khối lượng NaCl và 0,3% khối lượng HPAM Alcoflood 995.

Tất cả mẫu lõi được bơm ép theo trình tự ASP slug, tiếp theo là polymer drive và sau cùng là nước cho đến khi hoàn toàn không còn dầu xuất hiện ở ngõ ra của hệ thống bơm ép. Thể tích polymer drive được giữ không đổi bằng 0,05PV cho tất cả các mẫu lõi.

Hệ số thu hồi được ghi nhận và vẽ lại như một hàm theo PV. Trong nghiên cứu này, nồng độ của các hóa chất thành phần trong hỗn hợp ASP được giữ không đổi cho các thí nghiệm bơm ép trên mẫu lõi. Sự thay đổi PV được đánh giá như sự thay đổi của

tích $\text{PV} \times \text{C}$. Đồ thị của hệ số thu hồi được thể hiện trong Hình 3.

Đường cong của hệ số thu hồi được phân tích để tìm thể tích bơm ép hiệu quả. Trên đồ thị, đường hệ số thu hồi được chia ra thành 3 đoạn. Đoạn đầu tiên từ 0 - 17% PV, đoạn này được đặt tên là bơm ép hiệu quả (effective flooding). Trong đoạn này, một đường hồi quy tuyến tính bằng phương pháp bình phương cực tiểu được dựng để tìm mối liên hệ giữa thể tích bơm ép và hệ số thu hồi. Hệ số góc của đường hồi quy này là 2,3 với phương trình Rf_1 như sau:

$$Rf_1 = 2,3003PV + 44,108$$

Đoạn sau cùng nằm trong vùng $\text{PV} > 34\%$, tạm gọi là bơm ép không hiệu quả (ineffective flooding). Hệ số góc đường hồi quy tuyến tính thứ 2 trong đoạn này có giá trị khoảng 0,0208 và được xác định theo phương trình Rf_3 như sau:

$$Rf_3 = 0,0208PV + 88,184$$

Đoạn 2 được chọn từ 17 - 34% PV, gọi là vùng chuyển tiếp (transition area). Hệ số góc của 2 đường hồi quy giảm đáng kể trong vùng này từ 2,3 xuống còn 0,0208.

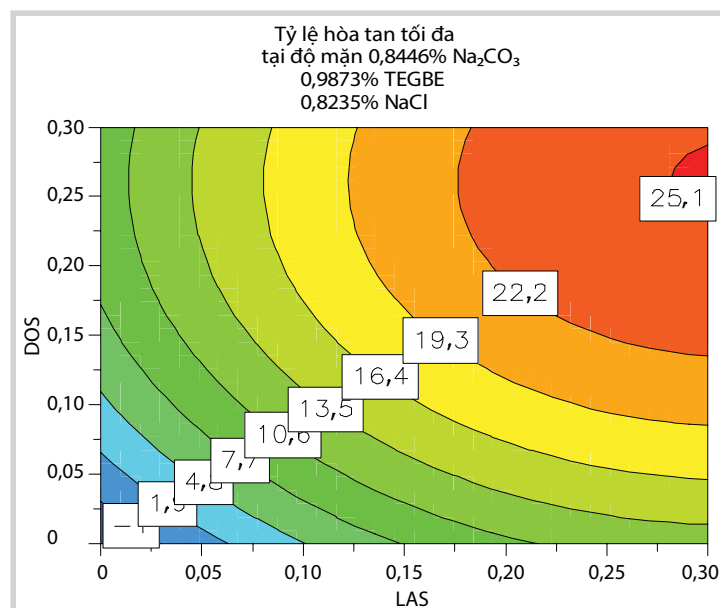
Điểm thể tích bơm ép hiệu quả được xác định bằng giao điểm của hai đường hồi quy và nằm trong vùng chuyển tiếp. Giá trị thể tích hiệu quả được tính $\text{PV}_{\text{eff}} = 0,19$ tương ứng với $\text{PV} \times \text{C} = 11,2$. Hệ số thu hồi đạt mức 88,5% tại điểm này.

4. Kết luận

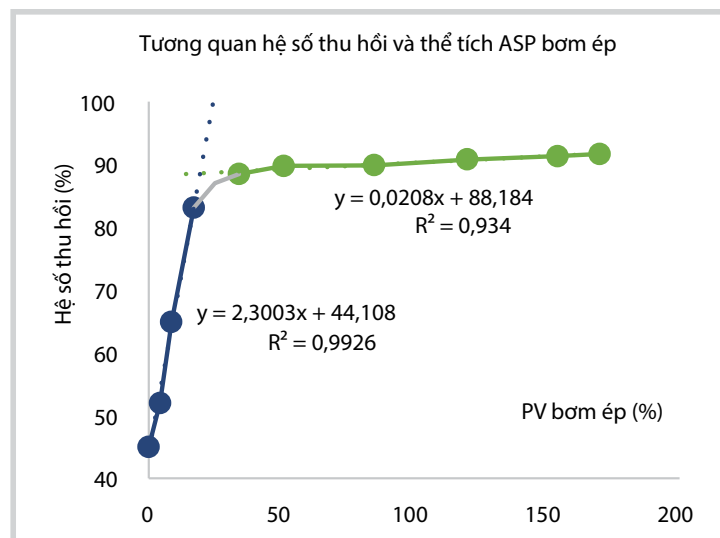
Nồng độ chất hoạt động bề mặt trong dung dịch ASP cao không bảo đảm sẽ tạo được độ hòa tan cao. Sử dụng RSM trong tính toán tối ưu, dự đoán lượng hóa chất cần thiết trong hỗn hợp ASP và nước bơm ép với dầu vỉa có thể tìm được hỗn hợp tạo ra một trạng thái cân bằng với tỷ lệ hòa tan tốt nhất.

Với cùng loại chất hoạt động bề mặt, nhưng tỷ lệ nồng độ mỗi chất hoạt động bề mặt khác nhau trong hỗn hợp sẽ tạo nên lượng vi nhũ tương khác nhau. Với điều kiện nồng độ các hóa chất không thay đổi, co-surfactant DOS sẽ làm tăng khả năng phản ứng của chất hoạt động bề mặt chính với một tỷ lệ nhất định.

Sự thành công của phương pháp mới trong việc tạo ra được tỷ lệ hòa tan cao hơn với sử dụng



Hình 2. Cực trị RSM của độ hòa tan



Hình 3. Đồ thị hệ số thu hồi theo PV bơm ép

nồng độ các chất hoạt động bề mặt và cosolvent tối thiểu. Việc giảm lượng hóa chất bơm ép tạo cơ hội lớn về tiết kiệm chi phí cho giai đoạn thu hồi tăng cường.

Với một mỏ và dầu nhất định sẽ ứng với một công thức ASP và một thể tích bơm ép để có được hiệu quả tốt nhất.

Tài liệu tham khảo

1. G.R.Scott, H.N.Collins, D.L.Flock. *Improving waterflood recovery of viscous crude oils by chemical control*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1965; 4(4): p. 243 - 251.
2. Thomas C.Campbell, Paul H.Krumrine. *Laboratory studies on alkaline water flooding*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, USA. 23 - 26 September, 1979.
3. J.R.Johnson, K.Deighani, D.B.Hawkins. *Caustic consumption by kaolinite and quartz and their mixtures at temperatures up to 120°C*. Society of Petroleum Engineers. 1988.
4. H.J.Hill, J.Reisberg, G.L.Stegemeier. *Aqueous surfactant systems for oil recovery*. Journal of Petroleum Technology. 1973; 25(2): p. 186 - 194.
5. Shunhua Liu, Robert Feng Li, Clarence A.Mille, George J.Hirasaki. *ASP Process: Wide range of conditions for good recovery*. SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA. 20 - 23 April, 2008.
6. George Hirasaki, Clarence A.Miller, Maura Puerto. *Recent advances in surfactant EOR*. Society of Petroleum Engineers. 2011; 16(4): p. 889 - 907.
7. G.Chauveteau, N.Kohler. *Polymer flooding: The essential elements for laboratory evaluation*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma. 22 - 24 April, 1974.
8. Charles J.Norton, David O.Falk. *Synergism in thickened water systems for improved oil recovery*. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, USA. 28 September - 1 October, 1975.
9. S.R.Clark, M.J.Pitts, S.M.Smith. *Design and application of an alkaline-surfactant-polymer recovery system to the West Kiehl field*. SPE Advanced Technology. 1993; 1(1): p. 172 - 179.
10. J.J.Meyers, M.J.Pitts, Kon Wyatt. *Alkaline-surfactant-polymer flood of the West Kiehl, Minnelusa Unit*. SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. 22 - 24 April, 1992.
11. Gao Shutang, Li Huabin, Yang Zhenyu, M.J.Pitts, Harry Surkalo, Kon Wyatt. *Alkaline/surfactant/polymer pilot performance of the West Central Saertu, Daqing oil field*. SPE Reservoir Engineering. 1996; 11(3): p. 181 - 188.
12. Jiecheng Cheng, Di Wu, Wenjie Liu, Xiangchun Meng, Fuxiang Sun, Fengling Zhao, Qiusi Zhao, Neng Jiang. *Field application of chelatants in the handling of ASP-Flooding produced fluid*. SPE Projects, Facilities & Construction. 2011; 6(3): p.115 - 123.
13. Jay Vargo, Jim Turner, Vergnani Bob, Malcolm J.Pitts, Kon Wyatt, Harry Surkalo, David Patterson. *Alkaline-surfactant-polymer flooding of the Cambridge Minnelusa field*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2000; 3(6): p. 552 - 558.
14. Qiao Qi, Hongjun Gu, Dongwen Li, Ling Dong. *The pilot test of ASP combination flooding in Karamay oil field*. International Oil and Gas Conference and Exhibition, Beijing, China. 7 - 10 November, 2000.
15. Malcolm John Pitts, Phillip Dowling, Kon Wyatt, Harry Surkalo, Kenneth Charles Adams. *Alkaline-surfactant-polymer flood of the Tanner field*. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA. 22 - 26 April, 2006.
16. Y.E.Volokitin, I.N.Koltsov, M.Ya.Evseeva, O.A.Nurieva, I.S.Akhatov, L.A.Kovaleva, R.R.Zinnatullin, M.V.Mavletov, F.H.Kudasheva. *Experimental studies of surfactant adsorption under conditions of ASP flooding at West Salym field*. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia. 14 - 16 October, 2014.
17. Abhinav Sharma, Alex Azizi-Yarand, Bryan Clayton Greg Baker, Patrick Mckinney, Christopher Britton, Mojdeh Delshad, Gary Pope. *The design and execution of an alkaline/surfactant/polymer pilot test*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2013; 16(4): p. 423 - 431.
18. Chun Huh. *Equilibrium of a microemulsion that coexists with oil or brine*. Society of Petroleum Engineers Journal. 1983; 23(5): p. 829 - 847.
19. Vinay Sahni, Robert Matthew Dean, Chris Britton, Do Hoon Kim, Upali Weerasooriya. *The role of co-solvents and co-surfactants in making chemical floods robust*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. 24 - 28 April, 2010.
20. Robert Fortenberry, Do Hoon Kim, Nabijan Nizamidin, Stephanie Adkins, Gayani W.P.Pinnawala

Arachchilage, Hee Song Koh, Upali Weerasooriya, Gary A.Pope. *Use of cosolvents to improve alkaline/polymer flooding*. Society of Petroleum Engineers Journal. 2015; 20(2): p. 255 - 266.

21. Martin Stoll, Hamad Al-Shureqi, Jose Finol, Said Amor Al-Harthy, Stella Nneamaka Oyemade, Alexander

de Kruijf, John N.M.Van Wunnik, Fred Arkesteijn, Ron Bouwmeester, Marinus J.Faber. *Alkaline-surfactant-polymer flood: From the laboratory to the field*. SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia, Oman. 11 - 13 April, 2010.

OPTIMISATION OF CHEMICAL SYSTEMS FOR INJECTION TO ENHANCE OIL RECOVERY

Pham Huu Tai¹, Dang Thanh Quy Cuong², Nguyen Xuan Huy³
 Nguyen Thi Bich Ngoc⁴, Do Quang Khanh³

¹Petrovietnam University

²Computer Modelling Group Ltd.

³Ho Chi Minh City University of Technology

⁴University of Calgary

Email: taiph@pvu.edu.vn

Summary

The paper introduces an approach to optimise the concentration of chemicals in a mixture of alkaline - surfactant - polymer (ASP) and minimum injected pore volume by using response surface methodology. The study of recovery factor by flooding experiments showed the combination of C_{11-13} linear alkyl benzene sulfonate and dioctyl sulfosuccinate formed high solubilisation ratio (about 20%) in low salinity reservoir.

The minimum injected pore volume was analysed from flooding results of 10 Berea sandstone cores. The average oil saturation of cores was about 55% after water flooding. With the optimised mixture of ASP, the recovery increased significantly up to 85% when the injected pore volume rose from 0 to 0.2 pore volume. The process of optimising the ASP solution and the minimum injected volume would reduce costs for the tertiary stage and boost the recovery production.

Key words: ASP, chemical, enhanced oil recovery, surfactant, core flooding.