

NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG TẠO NHIỆT, TẠO ÁP SUẤT CỦA HỆ HÓA PHẨM TAN TRONG NƯỚC TRONG XỬ LÝ ĐƠN GIẾNG NHẪM NÂNG CAO HIỆU QUẢ KHAI THÁC DẦU

KS. Phan Văn Minh, TS. Nguyễn Văn Ngo
ThS. Đỗ Thành Trung, ThS. Lê Văn Công, KS. Phạm Ngọc Sơn
Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP
Email: minhpv@pvdmc.com.vn

Tóm tắt

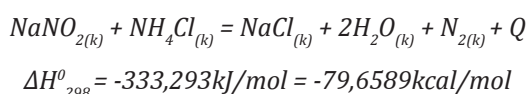
Trong giai đoạn cuối của quá trình khai thác dầu khí cùng với sự suy giảm áp suất vỉa, độ ngập nước tăng cao thì các loại nhiễm bẩn như vô cơ, hữu cơ có xu hướng gia tăng mạnh làm giảm nhanh sản lượng khai thác. Các loại nhiễm bẩn hữu cơ đặc biệt tăng ở những vùng vỉa dầu có hàm lượng paraffin, nhựa, asphaltene cao (dầu nặng). Trong trường hợp này các phương pháp nhiệt, sử dụng dung môi hữu cơ để xử lý vùng cận đáy giếng, tăng cường thu hồi dầu được ưu tiên áp dụng. Nhóm tác giả đã nghiên cứu khả năng sử dụng hệ hóa phẩm tan trong nước trên cơ sở phản ứng giữa NaNO_2 và NH_4Cl có khả năng tạo nhiệt, tạo áp suất với mục đích áp dụng cho xử lý đơn giếng nhằm nâng cao hiệu quả khai thác dầu.

Từ khóa: Xử lý đơn giếng, tăng cường thu hồi dầu, phản ứng tỏa nhiệt.

1. Đặt vấn đề

Một trong các phương pháp nhằm nâng cao hiệu quả khai thác dầu là thông vỉa sâu. Về bản chất, thông vỉa sâu được hiểu là dùng tác động thủy lực để súc rửa, khơi dòng chảy, tác động đến vùng vỉa sâu, vùng có bán kính lớn hơn so với phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng. Tác động thay đổi nhanh và thuận nghịch của dòng lưu thể (dầu, nước, khí...) làm các nhiễm bẩn nhanh chóng tách khỏi vị trí bám dính, bít nhét và giải phóng khỏi khu vực nhiễm bẩn, phục hồi hoặc làm tăng tính thấm của đá chứa. Phương pháp này cũng là một trong những phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng, nhưng có vùng tác động lớn hơn. Các dung môi hữu cơ, hệ vi nhũ tương hoặc các hóa phẩm có khả năng tạo nhiệt, tạo áp suất thường được sử dụng trong phương pháp này [1 - 4]. Trong bài báo này, nhóm tác giả tập trung nghiên cứu khả năng sử dụng hệ hóa phẩm tan trong nước có khả năng tạo nhiệt, tạo áp suất với mục đích áp dụng cho xử lý đơn giếng nhằm nâng cao hiệu quả khai thác dầu. Hệ hóa phẩm trong nghiên cứu dựa trên cơ sở phản ứng giữa NaNO_2 và NH_4Cl .

Phương trình phản ứng hóa học được mô tả như sau:



Ở điều kiện nhiệt độ thường, các hóa phẩm NaNO_2 , NH_4Cl không tương tác với nhau, nhưng ở điều kiện nhiệt độ cao hơn 70 - 80°C hoặc có mặt của xúc tác (acid hoặc chất có khả năng tạo môi trường acid), chúng tương tác

tạo khí và tỏa nhiệt. Nhiệt lượng tỏa ra nung nóng dầu làm độ nhớt giảm mạnh tạo điều kiện cho lượng dầu dư có độ linh động thấp hòa vào dòng lưu thể khai thác. Khí tạo ra nhanh gây tăng áp suất đột biến. Sốc áp suất và nhiệt có thể làm nứt vỡ cục bộ đá vỉa tăng độ thấm vùng được tác động. Trong trường hợp xử lý đơn giếng, nếu tính toán tốt, tăng áp suất có thể tạo ra xung lực đẩy lưu thể từ vỉa chứa vào lòng giếng với tốc độ lớn có tác dụng súc rửa nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng, nâng cao năng suất khai thác. Hệ hóa phẩm trên cơ sở các muối này đã được sử dụng nhiều trong xử lý nhiệt vùng cận đáy giếng; xử lý lắng đọng loại trừ lắng đọng hữu cơ (paraffin, asphaltene, nhựa) và dùng để gọi dòng sản phẩm tại Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" [5 - 7].

Để sử dụng khả năng của hệ hóa phẩm này vào mục đích tăng cường và nâng cao hiệu quả khai thác dầu, ngoài công nghệ đưa hệ hóa phẩm vào vỉa cần nghiên cứu tìm hiểu về quy luật tạo khí, tạo nhiệt của hệ hóa phẩm và một số yêu cầu khác.

2. Hóa chất và phương pháp nghiên cứu

Hóa chất được sử dụng trong nghiên cứu là NaNO_2 và NH_4Cl . Đánh giá khả năng tạo khí của hệ hóa phẩm trong điều kiện thường được thực hiện theo mô hình như Hình 1. Đánh giá khả năng tạo nhiệt, tạo khí trong điều kiện vỉa được thực hiện trên thiết bị Autoclave với khả năng chịu nhiệt đến 350°C và áp suất đến 300atm. Tính chất lưu biến của hỗn hợp sản phẩm phản ứng với mẫu dầu thô giếng 106 mỏ Rồng trong điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao được đo trên thiết bị OFITE 1100.

Tốc độ ăn mòn của hệ hóa phẩm được đánh giá bằng phương pháp mất khối lượng theo Tiêu chuẩn ASTM G1-03 [8]; ASTM G31-72 [9].

3. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

3.1. Nghiên cứu, đánh giá khả năng tạo khí của hệ hóa phẩm trong điều kiện thường

Phản ứng giữa NaNO_2 và NH_4Cl tạo khí N_2 và tỏa nhiệt, nên quá trình tạo khí và quá trình tạo nhiệt theo thời gian đương nhiên có tính tương tự. Phản ứng cũng tạo ra áp suất lớn, để đơn giản hơn cho thu nhận những thông tin có liên quan về động học tạo khí, nhóm tác giả chọn cách nghiên cứu động thái tạo khí theo thời gian trong thiết bị phản ứng không chịu áp suất. Thành phần cụ thể của các mẫu hóa phẩm cũng như thể tích dung dịch hóa phẩm đưa vào nghiên cứu thể hiện trong Bảng 1. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả kế thừa một số kết quả nghiên cứu và ứng dụng phản ứng trên trong quá trình gọi dòng sản phẩm tại Vietsovpetro, trong đó tỷ lệ khối lượng giữa $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl}$ được chọn tối ưu là 1,19 (nhỏ hơn tỷ lệ của hai chất này theo phương trình phản ứng - 1,29). Với tỷ lệ trên, một phần NH_4Cl sẽ dư và tạo cho hỗn hợp sản phẩm có môi trường pH thấp, thúc đẩy phản ứng xảy ra hoàn toàn [10]. Bảng 1 thể hiện kết quả thí nghiệm về thể tích khí N_2 sinh ra từ khối phản ứng có

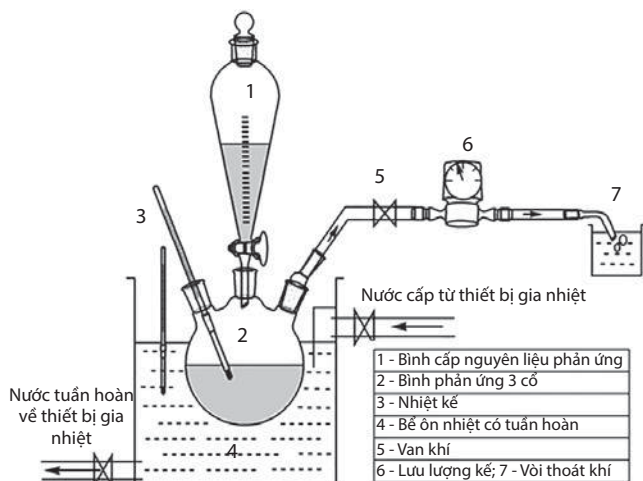
dung tích khác nhau tương ứng với các mẫu thí nghiệm M3, M4, M5.

Bảng 1 cho thấy, thể tích khí thu được của mỗi thành phần hóa phẩm (các mẫu M3, M4, M5) khi thí nghiệm với các thể tích dung dịch khác nhau không có sự khác biệt quá lớn và khi hàm lượng muối trong dung dịch tăng, thể tích khí thu được tăng mạnh. Hình 2 là kết quả dưới dạng đồ thị đối với khối phản ứng có thể tích dung dịch là 125ml.

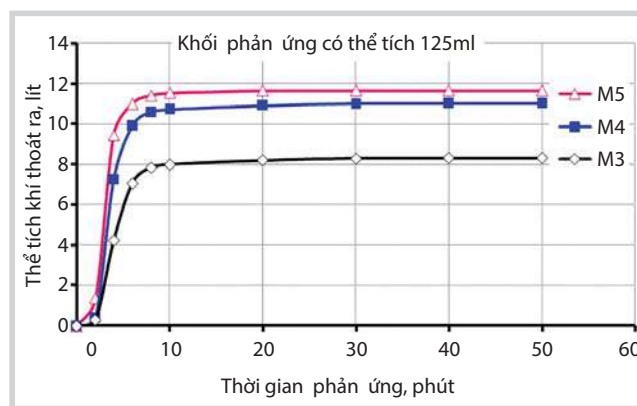
Hình 2 cho thấy, phản ứng giữa NaNO_2 và NH_4Cl xảy ra với tốc độ cao và gần như tức thời. Với các dung dịch có nồng độ muối càng cao thì tốc độ xảy ra phản ứng càng cao (đường cong ứng với mẫu M5 có tỷ lệ giữa $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 313/263$ nằm trên đường cong M4 ($\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 300/252$) và đường cong M3 ($\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 250/210$). Tốc độ phản ứng cao, sinh lượng khí lớn và nhiệt lượng chính là lý do để các muối NaNO_2 và NH_4Cl được chọn cho công tác thông vỉa sâu kết hợp với gọi dòng sản phẩm và trong trường hợp của nghiên cứu này là tăng cường và nâng cao hiệu quả khai thác dầu.

3.2. Nghiên cứu, đánh giá khả năng tạo nhiệt, tạo áp suất của hệ hóa phẩm trên mô hình nhiệt độ cao, áp suất cao

Tính năng của hệ hóa phẩm thông vỉa sâu để xử lý đơn giếng trên cơ sở dung dịch các muối NaNO_2 , NH_4Cl là tạo ra khí và nhiệt lượng tại đáy giếng, do đó cần



Hình 1. Sơ đồ lắp đặt thiết bị đánh giá khả năng tạo khí



Hình 2. Động thái tạo khí theo thời gian của một số thành phần hóa phẩm

Bảng 1. Kết quả xác định thể tích khí N_2 sinh ra từ các mẫu thí nghiệm

TT	Kí hiệu mẫu	Lượng hóa phẩm cần thiết để pha chế 1 lít dung dịch (g/lít)				Lượng khí (lít) thoát ra theo lý thuyết và theo thực nghiệm từ các khối phản ứng có thể tích khác nhau (ml) khi quy đổi về 1 lít dung dịch ban đầu			
		NaNO_2	NH_4Cl	Nước kỹ thuật	Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl}$	Lý thuyết	Thể tích 87,5ml	Thể tích 125ml	Thể tích 185,5ml
1	M3	250	210	Bù đủ 1 lít	1,19	80	60,4	66,5	-
2	M4	300	252	Bù đủ 1 lít	1,19	90	81,6	88,2	89,44
3	M5	313	263	Bù đủ 1 lít	1,19	100	87,6	93,2	93,08

Bảng 2. Kết quả xác định áp suất và nhiệt độ và áp suất của khối phản ứng trong Autoclave

TT	Điều kiện thí nghiệm		Áp suất/nhiệt độ từ các mẫu thí nghiệm				
	Thể tích hóa phẩm (lít)	Không gian chứa khí (lít)	Mẫu M1	Mẫu M2	Mẫu M3	Mẫu M4	Mẫu M5
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	1,50	0,70	83	220	?	?	?
			90	181	?	?	?
2	1,00	1,20	23	81	160	?	?
			88	181	227	?	?
3	0,75	1,45			103	175	192
					227	269	270
4	0,50	1,70			59	90	94
					224	245	246
5	0,35	1,85				53	57
						226	229

Ghi chú: Mẫu 1: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 125/105$; Mẫu 2: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 190/160$; Mẫu 3: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 250/210$; Mẫu 4: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 300/252$; Mẫu 5: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 313/263$
Màu xanh là số liệu áp suất (atm), màu đỏ là số liệu nhiệt độ ($^{\circ}\text{C}$)

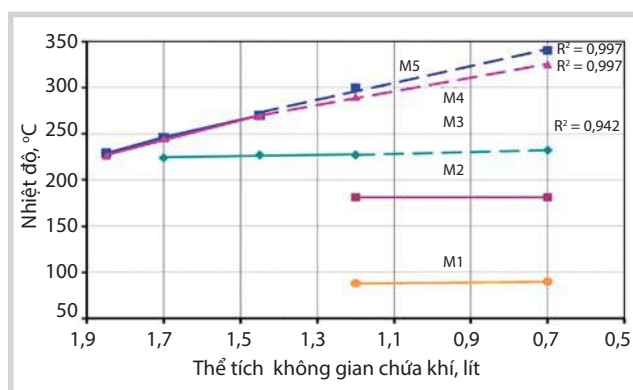
Bảng 3. Kết quả thực nghiệm xác định nhiệt độ và số liệu ngoại suy tương ứng với các khối phản ứng

TT	Điều kiện thí nghiệm		Nhiệt độ từ các mẫu thí nghiệm và qua tính toán ngoại suy ($^{\circ}\text{C}$)				
	Thể tích hóa phẩm (lít)	Không gian chứa khí (lít)	Mẫu M1	Mẫu M2	Mẫu M3	Mẫu M4	Mẫu M5
1	1,50	0,70	90	181	232	325	340
2	1,00	1,20	88	181	227	295	300
3	0,75	1,45			227	269	270
4	0,50	1,70			224	245	246
5	0,35	1,85				226	229

Ghi chú: Mẫu 1: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 125/105$; Mẫu 2: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 190/160$; Mẫu 3: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 250/210$; Mẫu 4: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 300/252$; Mẫu 5: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 313/263$
Màu đỏ là số liệu thực nghiệm, màu xanh là số liệu ngoại suy

được đánh giá trên mô hình mô phỏng điều kiện giếng khai thác, tức là mô hình cho phép xác định được nhiệt độ và áp suất khi phản ứng hóa học xảy ra. Trong trường hợp này, nhóm tác giả sử dụng thiết bị Autoclave, cho phép nâng nhiệt cho khối hóa phẩm theo tốc độ cho trước và theo dõi nhiệt độ, áp suất khối phản ứng theo thời gian. Toàn bộ quá trình được ghi lại và thể hiện trên màn hình vi tính. Thực chất buồng Autoclave có thể tích 2,2 lít, nên ngoài thể tích dung dịch sẽ là không gian cho khí. Điều kiện thí nghiệm sắp xếp theo chiều thể tích dung dịch giảm dần và thể tích không gian chứa khí tăng dần. Cách tiếp cận này cho phép sử dụng được Autoclave sẵn có cho công tác thực nghiệm vì áp suất của Autoclave bị hạn chế < 250atm. Hàm lượng các muối NaNO_2 , NH_4Cl từ mẫu 1 đến mẫu 5 được tính trong 1 lít hỗn hợp hóa phẩm. Nhóm tác giả đã thực hiện các thí nghiệm để thăm dò áp suất tối đa cho vận hành an toàn Autoclave.

Các dấu chấm hỏi (?) trên Bảng 2 là các số liệu chưa xác định được do thiết bị Autoclave không cho phép thực hiện các thí nghiệm ở điều kiện áp suất cao như mong muốn. Số liệu chính xác nhất ở các vị trí có dấu chấm hỏi



Hình 3. Sự phụ thuộc nhiệt độ khối phản ứng và thể tích không gian chứa khí. Số liệu thực nghiệm (nét liền) và số liệu ngoại suy (nét đứt)

được xác định bằng tính toán ngoại suy trên cơ sở các số liệu thực nghiệm.

Do phản ứng xảy ra trong nước nên áp suất được tạo bởi lượng khí N_2 thoát ra và áp suất hơi nước. Trong cùng điều kiện này, nhiệt độ tạo ra chỉ phụ thuộc vào thành phần các hóa phẩm có trong khối dung dịch (thí nghiệm được thực hiện trong cùng điều kiện, hơn nữa phản ứng xảy ra rất nhanh, nên có thể bỏ qua yếu tố sai số nhiệt độ vì lượng mất mát do quá trình truyền nhiệt). Chính vì vậy,

tính toán ngoại suy số liệu liên quan tới nhiệt độ đơn giản hơn so với trường hợp của áp suất.

Để ngoại suy số liệu nhiệt độ, nhóm tác giả vẽ đồ thị quan hệ nhiệt độ phản ứng - thể tích chứa khí trong Autoclave và lấy đường xu hướng bằng công cụ của phần mềm Excel (Hình 3), trong đó kết quả thực nghiệm (nét liền) và kết quả ngoại suy (nét đứt). Các đường xu hướng mẫu thí nghiệm đều có giá trị R² rất gần với 1 cho thấy độ tin cậy cao của các số liệu ngoại suy và độ tin cậy của mô hình và phương pháp thực nghiệm xác định nhiệt độ khối phản ứng được tiến hành. Kết quả thực nghiệm xác định nhiệt độ và số liệu ngoại suy tương ứng với các khối phản ứng được thể hiện trong Bảng 3.

Việc ngoại suy đối với số liệu áp suất cũng được thực hiện tương tự như đối với số liệu về nhiệt độ. Kết quả được thể hiện ở Bảng 4 và Hình 4.

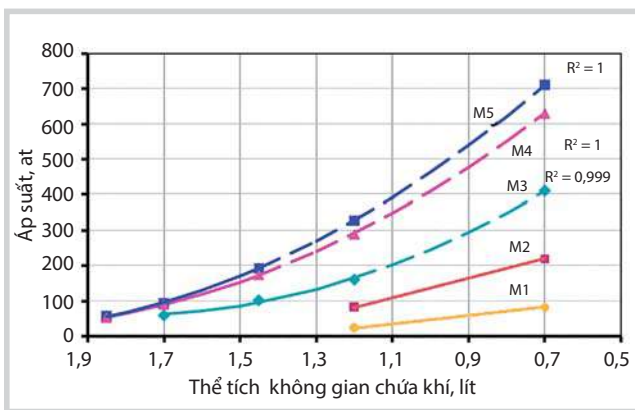
Kết quả thí nghiệm và tính toán cho thấy, trong điều kiện không gian chứa khí 0,7 lít (trong buồng Autoclave) trong số tổng thể tích 2,2 lít tùy thuộc vào thành phần của hệ hóa phẩm mà sau phản ứng giá trị áp suất có thể lên tới 410 - 630atm thậm chí tới 710atm. Kết quả thực hiện gia tăng thu hồi dầu bằng phương pháp nứt vỉa thủy lực ở Vietsovpetro tại một số giếng (29,601/RC-6 và 503/RC5) thuộc tầng Miocene dưới mỏ Rồng cho thấy áp suất để

thực hiện nứt vỉa thủy lực tại đáy giếng nằm trong khoảng 295,5 - 462atm. Như vậy áp suất do hệ hóa phẩm trong nghiên cứu sinh ra có thể tương đương hoặc cao hơn áp suất nứt vỉa thủy lực. Với áp suất tạo ra lớn như vậy có thể dẫn tới hình thành các khe nứt, kênh dẫn mới (khe nứt thứ sinh), độ thấm của vùng cận đáy giếng sẽ tăng lên, nâng cao được hệ số thu hồi dầu. Với các thí nghiệm trong Bảng 2, tính toán cho thấy không gian chứa khí chiếm từ 32 đến 84% trong tổng số thể tích của bình chứa, còn trong điều kiện vỉa do độ rỗng (không gian chứa khí) thường nhỏ hơn 20% do vậy với cùng lượng khí sinh ra thì trong điều kiện vỉa sẽ tạo ra áp suất lớn hơn giá trị thu được trong nghiên cứu này.

Bảng 3 và 4 cho thấy nhiệt độ có thể đạt tới 325 - 340°C. Cũng theo kết quả tính toán nhiệt động học, lượng nhiệt sinh ra là 1.534.293KJ/m³ dung dịch (bao gồm nước + 313kg NaNO₂ + 263kg NH₄Cl (có dư theo phương trình phản ứng) - Mẫu M5). Nhiệt lượng của 1m³ dung dịch này đủ để nâng cao thêm nhiệt độ của 25,4m³ đá vỉa Miocene dưới mỏ Rồng chứa nước + dầu trong lỗ rỗng lên Δ = +20°C từ nhiệt độ ban đầu là 90°C; còn trong trường hợp nâng thêm Δ = +15°C thì cho ≈ 34m³ đá vỉa đó. Với nhiệt độ tại vùng cận đáy giếng được tăng cao sẽ giúp loại trừ hoàn toàn các lắng đọng asphaltene, do nhiệt độ của hệ hóa phẩm tạo ra cao hơn nhiều nhiệt độ nóng chảy của asphaltene. Những kết quả nghiên cứu trên cho thấy tiềm năng rất lớn của hệ hóa phẩm nghiên cứu khi mà nhiệt độ vỉa chứa dự định ứng dụng kết quả thường nằm trong khoảng 90 - 120°C, còn áp suất thường nhỏ hơn 200atm.

3.3. Nghiên cứu, đánh giá tính lưu biến của hệ chất lỏng sau phản ứng với dầu vỉa ở các tỷ lệ dầu/chất lỏng khác nhau

Trong phần nghiên cứu, đánh giá tính lưu biến của hệ chất lỏng sau phản ứng với dầu vỉa ở các tỷ lệ chất lỏng/dầu khác nhau, nhóm tác giả tiến hành xác định một số thông số lưu biến ở điều kiện nhiệt độ cao (từ



Hình 4. Sự phụ thuộc áp suất và thể tích không gian chứa khí. Số liệu thực nghiệm (nét liền) và số liệu ngoại suy (nét đứt)

Bảng 4. Kết quả thực nghiệm xác định áp suất và số liệu ngoại suy tương ứng với các khối phản ứng

TT	Điều kiện thí nghiệm		Áp suất từ các mẫu thí nghiệm và qua tính toán ngoại suy (atm)				
	Thể tích hóa phẩm (lít)	Không gian chứa khí (lít)	Mẫu M1	Mẫu M2	Mẫu M3	Mẫu M4	Mẫu M5
1	1,50	0,70	83	220	410	630	710
2	1,00	1,20	23	81	160	290	328
3	0,75	1,45			103	175	192
4	0,50	1,70			59	90	94
5	0,35	1,85				53	57

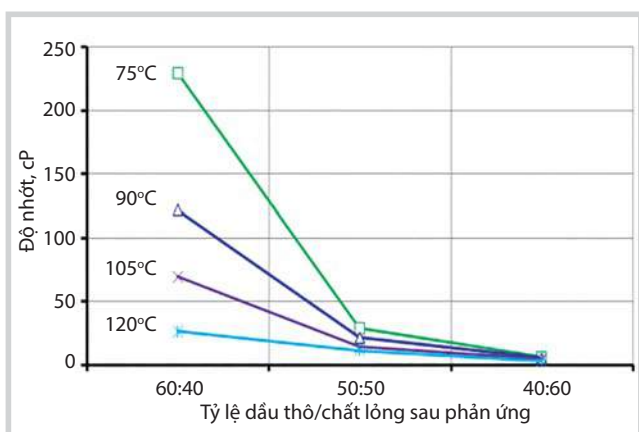
Ghi chú: Mẫu 1: Tỷ lệ NaNO₂/NH₄Cl = 125/105; Mẫu 2: Tỷ lệ NaNO₂/NH₄Cl = 190/160; Mẫu 3: Tỷ lệ NaNO₂/NH₄Cl = 250/210; Mẫu 4: Tỷ lệ NaNO₂/NH₄Cl = 300/252; Mẫu 5: Tỷ lệ NaNO₂/NH₄Cl = 313/263
Màu đỏ là số liệu thực nghiệm, màu xanh là số liệu ngoại suy

75 - 120°C), áp suất cao (35atm) trên thiết bị OFITE 1100. Cách tiếp cận này giúp ta có bức tranh gần với điều kiện thực tế hơn và có đầy đủ cơ sở hơn trong thiết kế công nghệ sử dụng hệ hóa phẩm tạo khí, tạo nhiệt cho mục đích tăng cường và nâng cao hệ số thu hồi dầu. Chất lỏng sau phản ứng (từ mẫu M3 trong Bảng 1) được pha với dầu thô mỏ Rồng theo tỷ lệ 40/60; 50/50 và 60/40. Kết quả đo độ nhớt trong các điều kiện nhiệt độ khác nhau được thể hiện trên Hình 5.

Kết quả cho thấy khi giảm tỷ lệ dầu mỏ Rồng/chất lỏng sau phản ứng, tương ứng với tăng hàm lượng chất lỏng sau phản ứng, độ nhớt của nhũ tương giảm mạnh. Độ nhớt cũng giảm mạnh khi tăng nhiệt độ. Đặc biệt khi tỷ lệ dầu/chất lỏng sau phản ứng bằng 40/60 thì độ nhớt ở trong khoảng nhiệt độ nghiên cứu rất thấp. Các kết quả trên đều là những thông tin tích cực và thuận lợi cho việc thiết kế công nghệ xử lý, bởi vì nhiệt độ vùng vỉa dự kiến áp dụng có nhiệt độ cao cùng với việc tính toán hợp lý thì sau khi xử lý, hỗn hợp sau phản ứng sẽ không tạo với dầu thô một hỗn hợp có độ nhớt cao gây bít nhét vùng cận đáy giếng hoặc gây khó khăn cho quá trình gọi dòng sản phẩm.

3.4. Nghiên cứu, đánh giá tính ăn mòn của hệ hóa phẩm

Trong quá trình ứng dụng thực tế, hệ hóa phẩm cần được bơm qua hệ thống đường ống trên bề mặt, sau đó



Hình 5. Sự phụ thuộc độ nhớt của hỗn hợp vào tỷ lệ dầu/chất lỏng sau phản ứng và nhiệt độ

đi qua cần ống khai thác của giếng tiến hành xử lý. Còn đối với hệ chất lỏng sau phản ứng, nếu có tính ăn mòn cao nó cũng gây ăn mòn khi hòa vào dòng lưu thể bơm ép hoặc khai thác để chảy vào giếng. Để bảo vệ hệ thống thiết bị thép trước hiện tượng ăn mòn, tất cả các lưu thể bơm vào đều phải được đánh giá tính ăn mòn. Trên cơ sở tính ăn mòn của hệ hóa phẩm chưa được xử lý bằng phụ gia chống ăn mòn, từ đó quyết định chọn biện pháp phòng ngừa thích hợp. Nhóm tác giả đã tiến hành đánh giá tính ăn mòn của hệ hóa phẩm tạo nhiệt, tạo khí và chất lỏng sau phản ứng. Tổng hợp kết quả đánh giá tính ăn mòn bằng phương pháp mất khối lượng của một số dung dịch muối ở điều kiện nhiệt độ 70°C cho các mẫu dung dịch với các thời gian lưu mẫu khác nhau được thể hiện trong Bảng 5.

Kết quả đánh giá tốc độ ăn mòn của một số dung dịch cho thấy các dung dịch NH₄Cl và hỗn hợp sau phản ứng có tốc độ ăn mòn cao hơn so với nước biển. Nguyên nhân là các dung dịch này có pH thấp (NH₄Cl) và nồng độ muối NaCl (là thành phần chính của sản phẩm phản ứng) cao. Còn đối với dung dịch NaNO₂ có tốc độ ăn mòn rất thấp do dung dịch này có môi trường pH cao. Dung dịch NaNO₂ cũng thường được sử dụng để thụ động hóa bề mặt kim loại nhằm giảm hiện tượng ăn mòn. Tuy nhiên các dung dịch này đều có tốc độ ăn mòn < 10mm/năm nên không phải sử dụng thêm chất ức chế ăn mòn khi áp dụng chúng trong xử lý giếng nhằm nâng cao hiệu quả khai thác dầu.

4. Kết luận

Các kết quả nghiên cứu cho thấy hoàn toàn có thể sử dụng nhiệt lượng và áp suất được tạo ra từ phản ứng giữa NaNO₂ và NH₄Cl để xử lý đơn giếng với mục đích loại bỏ các lắng đọng hữu cơ, phục hồi độ thấm nhằm nâng cao hiệu quả khai thác dầu. Kết quả nghiên cứu cũng cho thấy áp suất mà hệ hóa phẩm có khả năng tạo ra tương đương hoặc cao hơn áp suất nút vỉa thủy lực. Do vậy việc sử dụng phản ứng tạo nhiệt, tạo áp suất trên cơ sở NaNO₂ và NH₄Cl có nhiều triển vọng áp dụng để nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Bảng 5. Kết quả đánh giá tính ăn mòn của một số dung dịch muối ở điều kiện nhiệt độ 70°C cho các mẫu dung dịch với các thời gian lưu mẫu khác nhau

TT	Thành phần dung dịch	Tốc độ ăn mòn ứng với thời gian lưu mẫu khác nhau (mm/năm)	
		4 giờ	8 giờ
1	Nước biển	0,462	0,454
2	NaNO ₂	0,021	0,016
3	NH ₄ Cl	1,250	1,046
4	Hỗn hợp dung dịch 1 sau phản ứng	3,580	3,210

Ghi chú: Dung dịch 1: 286g NaNO₂ + 240g NH₄Cl + 686ml H₂O

Tài liệu tham khảo

1. Lirio Quintero, Thomas A.Jones, David E.Clark, David Schwertner. *Cases history studies of production enhancement in cased hole wells using microemulsion fluids*. Paper SPE -121926-MS, presented at 8th European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands. 27 - 29 May 2009.
2. R.M.Butler and Q.Jiang. *Improved recovery of heavy oil by Vapex with widely spaced horizontal injectors and producers*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2000; 39(1): p. 48 - 56.
3. R.M.Butler and I.J.Mokrys. *A new process (VAPEX) for recovering heavy oil using hot water and hydrocarbon vapour*. Journal of Canadian Petroleum Technology. January 1991; 30(1): p. 97 - 106.
4. Edwin A.Richardson; Ronald F.Scheuerman, Shell Oil Company. *Method of starting gas production by injecting nitrogen-generating liquid*. US 4178993 A. 18 December. 1979.
5. Remy Azrai M.Amin, Norhadhirah Halim, and Karnal Amri Rosli, Mohd Izat Ali, Mohd Hafiz Mohamad, Wei Nee Ho. *Production profile of wells before and after treatment using novel thermo-chemical technique*. SPE-107663-MS. Society of Petroleum Engineers. 2007.
6. J.M. Ibrahim and K.Ali. SPE. *Thermo-chemical solution for removal of organic solids build-up in-and-around wellbore, production tubing & surface facilities*. SPE-93844-MS. Society of Petroleum Engineers. 2005.
7. T.I.Mitchell, S.C.Donovan, J.B.Collesi and H.W.McSpadden. *Field application of a chemical heat and nitrogen generating system*. SPE-12776-MS. SPE California Regional Meeting. 11 - 13 April, 1984.
8. ASTM G1 - 03. *Standard practice for preparing, cleaning, and evaluating corrosion test specimens*. 2011.
9. ASTM G31 - 72. *Standard practice for laboratory immersion corrosion testing of metals*. 2004.
10. Bản hướng dẫn "Công nghệ gọi dòng sản phẩm và nâng cao hiệu quả hoạt động của giếng trên cơ sở hoá phẩm XP1, XP2 bằng phương pháp không ép tại mỏ Bạch Hổ". Tổng Công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí (DMC). 1994.

Study on the possibility of using water-soluble chemicals to generate heat and pressure in single well treatment for improved oil recovery

Phan Van Minh, Nguyen Van Ngo, Do Thanh Trung
Le Van Cong, Pham Ngoc Son

DMC - Research, Development and Technical Service Centre
Email: minhpv@pvdmc.com.vn

Summary

In the final stage of oil and gas extraction process, along with the decline in reservoir pressure and the increasing degree of submergence, inorganic and organic contamination tends to increase rapidly and reduce the production rates. Organic contamination especially increases in oil reservoir intervals with high contents of paraffin, resin and asphaltene (heavy oil). In this case, the heat methods, using an organic solvent for near-wellbore treatment to enhance oil recovery, are given priority. The authors have studied the possibility of using water soluble chemical systems based on the exothermal reaction between NaNO_2 and NH_4Cl capable of generating heat and pressure for the purpose of treating single wells to improve oil recovery.

Key words: Single well treatment, enhanced oil recovery, exothermal reaction.