

NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG THÀNH TẠO VÀ MỨC ĐỘ SA LẮNG MUỐI VÔ CƠ TRONG QUÁ TRÌNH KHAI THÁC DẦU KHÍ

ThS. Hoàng Long, ThS. Lê Thị Thu Hương
 KS. Đỗ Văn Hiến, KS. Nguyễn Văn Đò
 Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Hiện tượng sa lắng muối gây nhiều khó khăn trong quá trình khai thác dầu khí, đặc biệt tại các mỏ sử dụng bơm ép nước nhằm duy trì áp suất vỉa. Các muối carbonate và sulfate vô cơ (như: CaCO₃, CaSO₄, BaSO₄, SrSO₄) có thể sa lắng trong vỉa và các thiết bị khai thác do có sự thay đổi về điều kiện nhiệt độ áp suất và trạng thái cân bằng hóa học trong quá trình khai thác. Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu các cơ chế hình thành và đánh giá khả năng thành tạo, mức độ sa lắng cặn vô cơ (cụ thể là các muối vô cơ) trong quá trình khai thác dầu khí, nhằm đảm bảo hệ thống khai thác vận hành an toàn và hiệu quả.

Từ khóa: Sa lắng muối, bơm ép nước, CaCO₃, CaSO₄, BaSO₄, SrSO₄

1. Giới thiệu

Trong quá trình khai thác thứ cấp, nước biển được sử dụng làm nước bơm ép để duy trì áp suất vỉa và nâng cao hiệu quả trong giai đoạn khai thác. Tuy nhiên, việc sử dụng bơm ép nước đã nảy sinh vấn đề lắng đọng các muối vô cơ trong các giếng khai thác và đường ống. Có 3 nguyên nhân chính gây ra sa lắng: (1) Sa lắng của nước bơm ép do thay đổi nhiệt độ, áp suất; (2) Sa lắng do sự không tương thích về hóa học giữa nước vỉa và nước bơm ép; (3) Sa lắng do thay đổi thành phần hóa học từ phản ứng giữa nước và đá. Nhóm tác giả đã sử dụng các thuật toán để tính toán xu hướng sa lắng muối dựa trên kết quả phân tích thành phần hóa học của nước khai thác, nước biển (nước bơm ép) ở mỏ HTX. Thí nghiệm được thực hiện trên bình chứa kín với nước biển và hệ nước biển - đá được nung nóng để kiểm tra khả năng tự sa lắng của nước biển, xu hướng sa lắng trong phản ứng giữa nước biển và các đá ở mỏ HTX - HDX với điều kiện như ở dưới vỉa.

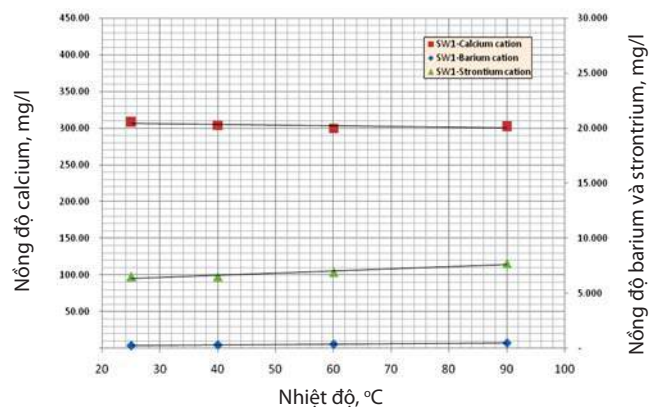
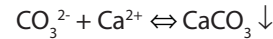
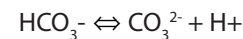
1.1. Khả năng tự sa lắng của nước biển

Ảnh hưởng của nhiệt độ tới xu hướng tự sa lắng

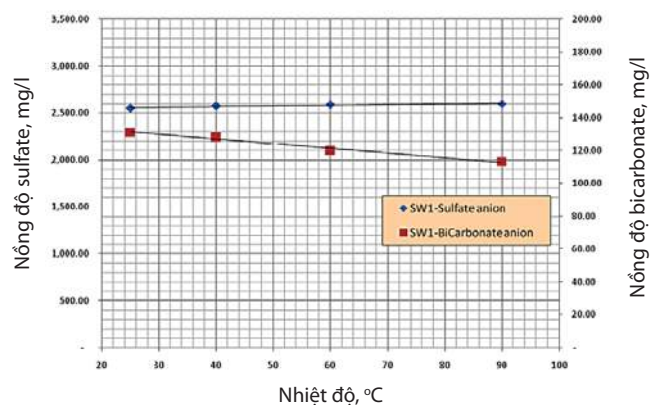
Các kết quả thí nghiệm cho thấy nhiệt độ có ảnh hưởng quan trọng đến độ tan của cặn và sự phát triển tinh thể của lớp cặn. Độ hòa tan của một số chất vô cơ như: BaSO₄, CaSO₄, CaCO₃, BaCO₃, SrSO₄ ở nhiệt độ từ 25 - 90°C đã được thực hiện trong nghiên cứu này... Kết quả thí nghiệm được tóm tắt trong Bảng 1 và Hình 1, 2.

Hình 1, 2 cho thấy nồng độ calcium giảm do sự tạo ra các cặn calcium carbonate hay calcium sulfate. Nồng

độ barium tăng cùng với quá trình tăng nhiệt độ cho thấy kết quả của sự hòa tan barium sulfate. Hàm lượng bicarbonate và carbonate trong dung dịch bị giảm khi nhiệt độ tăng do có sự tạo thành cặn:



Hình 1. Nồng độ cation phụ thuộc vào thay đổi nhiệt độ



Hình 2. Nồng độ anion phụ thuộc vào thay đổi nhiệt độ

Bảng 1. Kết quả thực nghiệm sa lắng của nước biển từ 25 - 90°C

Mẫu		Nước biển	Nước biển	Nước biển	Nước biển	Nước biển
Nhiệt độ		25°C	25°C	40°C	60°C	90°C
Thời gian		3 ngày	3 ngày	3 ngày	3 ngày	3 ngày
Tổng hạt hòa tan (Cal.)	mg/l	31.508,82	32.052,13	31.682,13	31.123,47	31.743,42
Khối lượng riêng ở 20°C		1,027	1,028	1,029	1,032	1,036
Độ mặn	ppt	17,000	17,000	17,000	20,000	21,000
Điện trở suất ở 24°C	Ω	23,790	23,740	23,360	21,840	19,120
Độ dẫn điện ở 24°C	ms/cm	32,970	33,330	34,690	38,300	40,610
Độ nhớt ở 20°C	Cst					
pH		7,87	7,91	7,91	8,32	7,53
Thành phần	Cation	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
Sodium	Na ⁺	9.319,00	9.081,40	9.617,59	9.342,20	9.362,00
Potassium	K ⁺	336,00	338,00	338,00	416,00	488,00
Calcium	Ca ²⁺	276,00	308,00	304,00	300,00	302,00
Magnesium	Mg ²⁺	1.068,00	1.138,00	1.120,00	1.302,00	1.402,00
Total Iron	(Fe ²⁺ + Fe ³⁺)	0,04	0,34	0,04	0,06	0,05
Barium	Ba ²⁺	0,032	0,240	0,300	0,360	0,470
Strontium	r ²⁺	5,70	6,50	6,50	6,90	7,70
Tổng		11.004,77	10.872,48	11.386,43	10.951,52	11.562,22
Thành phần	Anion	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
Chloride	Cl ⁻	17.788,50	18.497,50	17.592,75	17.456,25	17.469,00
Sulphate	SO ₄ ²⁻	2.574,80	2.550,20	2.574,00	2.588,00	2.599,00
Bicarbonate	HCO ₃ ⁻	140,00	131,20	128,20	120,20	113,20
Carbonate	CO ₃ ²⁻	0,75	0,75	0,75	7,50	-
Tổng		20.504,05	21.179,65	20.295,70	20.171,95	20.181,20

1.2. Nguyên tắc tính toán của phần mềm Scaling Software

Xu hướng tạo cặn được định nghĩa là tỷ lệ chất hoạt tính trong phương trình cân bằng với tích số hòa tan của từng chất rắn riêng biệt. Tỷ lệ này có liên quan tới chỉ số bão hòa. Gọi chất hoạt tính là Q do đó xu hướng tạo cặn là ST:

$$ST = Q/K_{sp}$$

Trong đó, chất hoạt tính Q được tính như sau:

$$Q = \gamma_i m_i$$

γ_i : Hệ số hoạt hóa của chất i;

m_i : Số mol.

Tích số hòa tan (K_{sp}) là một đại lượng nhiệt động, đồng thời là một hàm của nhiệt độ và áp suất (dù trong một số trường hợp hàm áp suất của chất rắn có thể bỏ qua).

Sự phụ thuộc nhiệt độ được tính như sau:

$$\ln K(T) = A + (B/T) + C \ln T + DT + (E/T^2)$$

T: Nhiệt độ dung dịch;

A, B, C, D là các hằng số.

Sự phụ thuộc áp suất được tính như sau:

$$[(\delta \ln K)/(\delta P)] = [(\Delta ZP - \Delta V)/RT]$$

ΔZ : Độ thay đổi tính chịu nén phân tử của phản ứng;

Bảng 2. Thành phần nước biển

Thành phần nước biển			
Cations	mg/l	Anions	mg/l
Sodium	10.548,00	Chloride	18.495,00
Calcium	308,00	Sulfate	2.550,00
Magnesium	1.138,00	Bisulfide	0,00
Potassium	338,00	Bicarbonate	127,12
Amonium	0,00	Carbonate	3,15
Ferrous iron	0,34	Acetate	0,00
Barium	24,00		
Strontium	6,50		

Bảng 3. Điều kiện bơm ép

Điều kiện bơm ép		
Nhiệt độ (độ F)	Áp suất (Psi)	Vị trí
77	14,7	Chuẩn
122	110,0	Bề mặt
186	2.000,0	Đầu giếng
225	3.697,0	Vía

ΔV : Độ thay đổi thể tích phân tử của phản ứng;

R: Hệ số khí hiệu dụng.

Khi $ST > 1$, xu hướng nhiệt động của chất rắn được hình thành. Khi $ST < 1$, không có xu hướng nhiệt động của chất rắn được hình thành.

Trong mô hình tính toán cho phần mềm Scaling Software, độ kết tủa được tính cho các khoáng vật sau: BaSO₄, CaSO₄, CaCO₃, BaCO₃, SrSO₄ và SrCO₃. Số liệu đầu vào gồm:

- Các kết quả phân tích nước, gồm các chỉ tiêu: Na⁺, K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, Ba²⁺, Sr²⁺, Fe²⁺, Cl⁻, SO₄²⁻, HCO₃⁻, CO₃²⁻, độ kiềm;
- Khoảng thay đổi nhiệt độ và áp suất.

2. Kết quả chạy mô hình dự đoán khả năng thành tạo sa lắng muối khi bơm ép vào vỉa

2.1. Kết quả tính toán sa lắng trong quá trình bơm ép vào tầng Miocen

Trong giếng bơm ép, nước bơm ép (nước biển) chịu ảnh hưởng bởi sự tăng nhiệt độ lẫn áp suất. Do đó, mô hình tính toán được sử dụng để tính với thông số nhiệt độ và áp suất giống với điều kiện trong giếng bơm ép. Thành phần và trạng thái của nước biển bơm vào giếng bơm ép thể hiện trong Bảng 2 và 3.

Nồng độ ion trong nước biển sẽ thay đổi khi áp suất và nhiệt độ nước biển thay đổi từ bề mặt đến tầng chứa. Kết quả tính toán thể hiện trong Hình 3, 4, 5.

Theo bảng số liệu này, nước biển bắt đầu kết tủa khi nhiệt độ tăng tới 225°F trong quá trình bơm ép vào tầng Miocen. Sự kết tủa này cho thấy hiện tượng giảm Ca²⁺, Sr²⁺ và SO₄²⁻ do anhydrite và celestite kết tủa. Kết tủa tối đa cận sa lắng là 29,64mg/l hay 29,64g/m³, lắng đọng tại đáy và vùng cận đáy giếng bơm ép. Hình 5 và Bảng 4 cho thấy CaCO₃ là thành phần sa lắng chính ở mọi tỷ lệ. CaCO₃ hay calcite thường gặp ở những giếng đang khai thác và có độ ổn định cao.

2.2. Tính toán sa lắng trong quá trình bơm ép vào tầng Oligocen

Thành phần và trạng thái nước biển trong quá trình bơm ép vào tầng Oligocen được trình bày trên Bảng 5 và 6.

Kết quả tính toán sa lắng và độ kết tủa trong quá trình bơm ép tầng Oligocen được trình bày trên Bảng 7 và Hình 6.

Hình 6 cho thấy CaCO₃ vẫn là thành phần sa lắng chính ở mọi tỷ lệ. Nước biển bắt đầu kết tủa khi nhiệt độ tăng tới 238°F trong quá trình bơm ép vào tầng Oligocen. Kết tủa cận sa lắng tối đa là 36,271mg/l hay 36,271g/m³ tại đáy giếng bơm ép và vùng cận đáy giếng.

2.3. Tính toán sa lắng trong quá trình bơm ép vào tầng móng

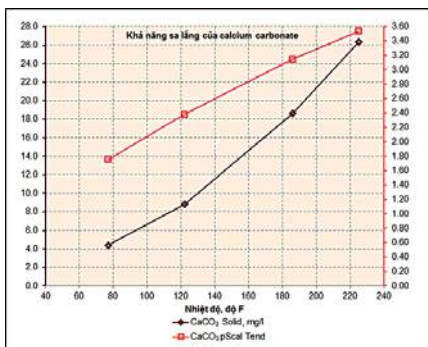
Kết quả tính toán sa lắng trong quá trình bơm ép vào tầng móng được trình bày trên Bảng 8 và Hình 7.

Ở điều kiện nhiệt độ và áp suất cao, CaCO₃ vẫn là thành phần sa lắng chính ở mọi tỷ lệ. Độ kết tủa tối đa là 47,97mg/l hay 47,97g/m³.

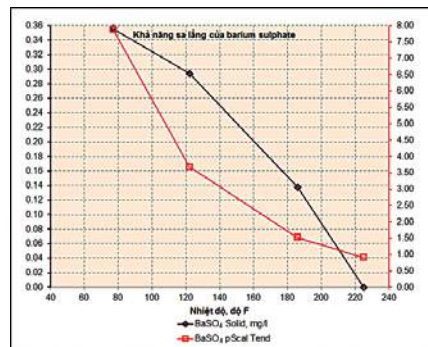
2.4. Kết quả tính toán sa lắng của sự không tương thích giữa nước bơm ép và nước vỉa

2.4.1. Kết quả tính toán sa lắng của sự không tương thích giữa nước bơm ép và nước vỉa tại điều kiện vỉa

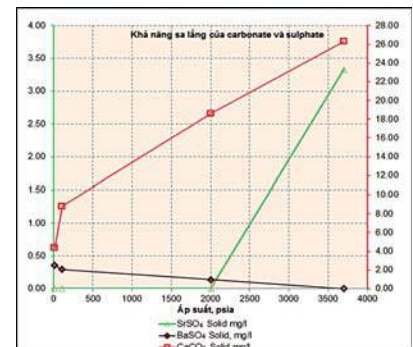
Trong quá trình bơm ép, nước bơm ép khi bị bơm ép



Hình 3. Độ kết tủa của calcium carbonate từ bề mặt đến tầng chứa



Hình 4. Độ kết tủa của barium sulfate từ bề mặt đến tầng chứa



Hình 5. Độ kết tủa của calcium carbonate và sulfate từ bề mặt đến tầng chứa

Bảng 4. Kết quả tính toán sa lắng và độ kết tủa trong quá trình bơm ép tầng Miocen

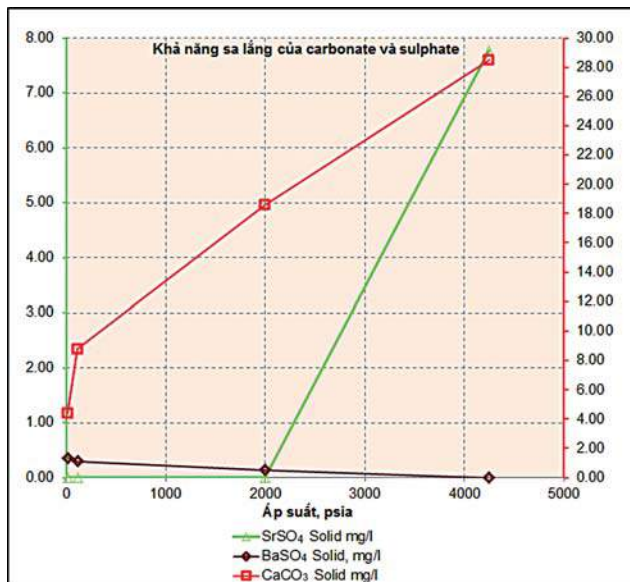
Vị trí	Tổng khối	BaSO ₄		CaCO ₃		SrSO ₄		BaCO ₃	CaSO ₄	SrCO ₃	CaSO ₄ .2H ₂ O
		Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend
Chuẩn	4,726	0,356	7,879	4,370	1,752	0,000	0,178	0,000	0,117	0,140	0,155
Bề mặt	9,090	0,294	3,683	8,795	2,381	0,000	0,130	0,000	0,177	0,084	0,157
Đầu giếng	18,724	0,138	1,526	18,586	3,142	0,000	0,284	0,000	0,344	0,160	0,168
Bể chứa	29,640	0,000	0,908	26,304	3,536	3,337	1,339	0,000	0,526	0,683	0,167

Bảng 5. Thành phần nước biển bơm ép xuống Oligocen

Thành phần nước biển			
Cations	mg/l	Anions	mg/l
Sodium	10.548,00	Chloride	18.495,00
Calcium	308,00	Sulfate	2.550,00
Magnesium	1.138,00	Bisulfide	0,00
Potassium	338,00	Bicarbonate	127,12
Ammonium	0,00	Carbonate	3,15
Ferrous iron	0,34	Acetate	0,00
Barium	24,00		
Strontium	6,50		

Bảng 6. Điều kiện nhiệt độ - áp suất trong bơm ép

Điều kiện bơm ép		
Nhiệt độ (độ F)	Áp suất (Psi)	Vị trí
77	14,7	Chuẩn
122	110,0	Bề mặt
186	2.000,0	Đầu giếng
225	3.697,0	Vía



Hình 6. Tổng lượng sa lắng từ bề mặt đến tầng chứa

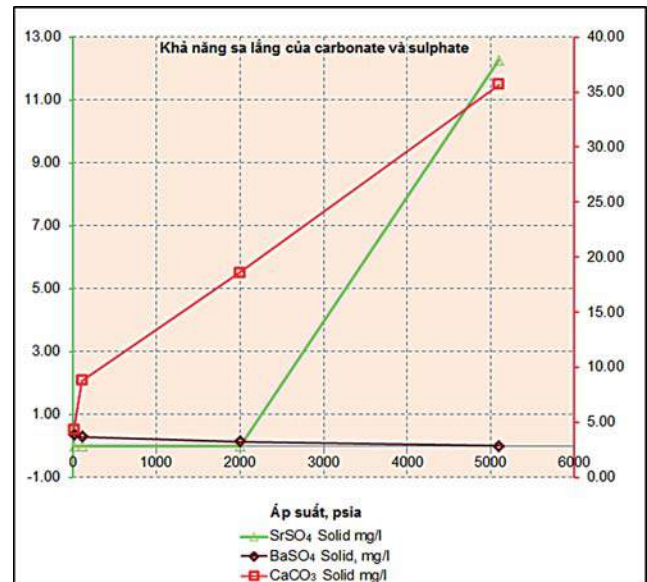
vào trong vỉa sẽ hòa trộn với nước vỉa ở trong vỉa hoặc đi ra giếng khai thác và hòa trộn với nước biển ở vùng đáy giếng dẫn tới sự kết tủa của sulfate và carbonate.

Kết quả tính toán sa lắng và độ kết tủa giữa nước bơm ép và nước vỉa tại điều kiện vỉa được thể hiện trên Bảng 9 và Hình 8.

Kết quả nghiên cứu cho thấy thành phần kết tủa có cặn sulfate lẫn carbonate. Kết quả tổng hàm lượng sa lắng phụ thuộc vào tỷ lệ pha trộn và điều kiện thí nghiệm. Hàm lượng sa lắng tối đa là 1.197,66mg/l hay 1.197,66g/m³ khi tỷ lệ hòa trộn nước biển với nước vỉa là 65% thể tích nước biển và 35% thể tích nước vỉa.

2.4.2. Kết quả tính toán sa lắng của sự pha trộn không tương thích giữa nước bơm ép và nước ở đáy giếng khai thác

Nước biển từ nhiều khu vực khác nhau sẽ hòa trộn và



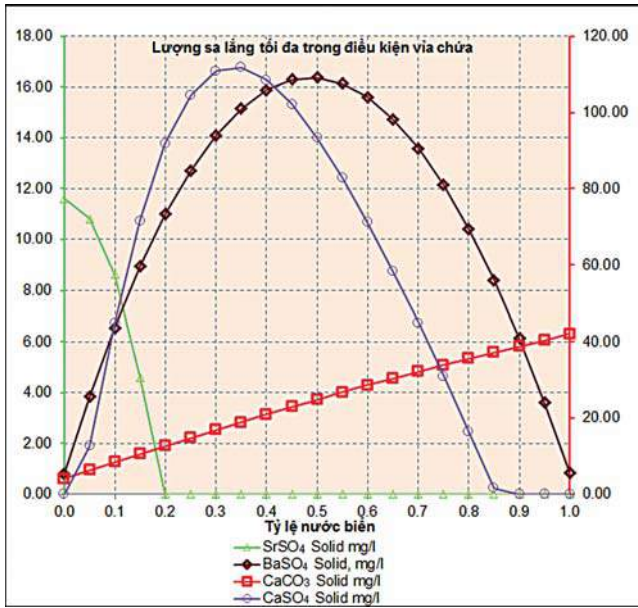
Hình 7. Tổng lượng sa lắng từ bề mặt tới đá móng

Bảng 7. Kết quả tính toán sa lắng và độ kết tủa trong quá trình bơm ép tầng Oligocen

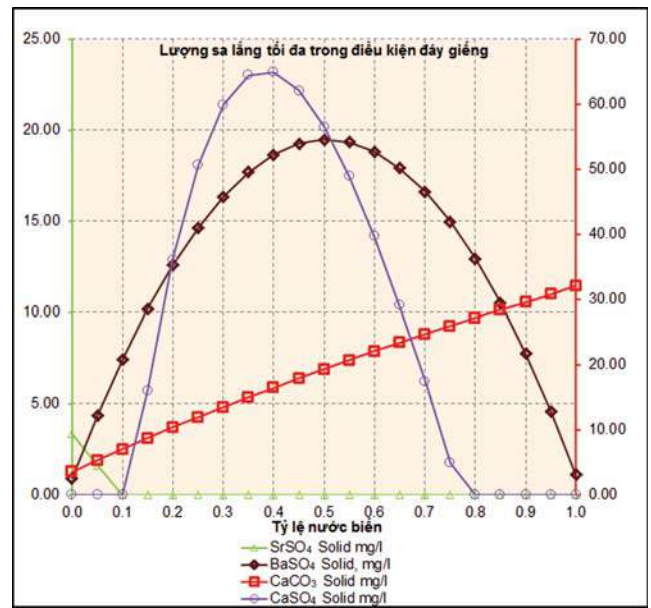
Vị trí	Tổng khối	BaSO ₄		CaCO ₃		SrSO ₄		BaCO ₃	CaSO ₄	SrCO ₃	CaSO ₄ .2H ₂ O
		Solid, mg/L	pScal Tend	Solid, mg/L	pScal Tend	Solid, mg/L	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend
Chuẩn	4,726	0,356	7,879	4,370	1,752	0,000	0,178	3,46.10 ⁻⁵	0,117	0,140	0,155
Bề mặt	9,090	0,294	3,683	8,795	2,381	0,000	0,130	3,34.10 ⁻⁵	0,177	0,084	0,157
Đầu giếng	18,724	0,138	1,526	18,586	3,142	0,000	0,284	2,80.10 ⁻⁵	0,344	0,160	0,168
Bể chứa	36,271	0,000	0,767	28,502	3,614	7,770	2,454	2,03.10 ⁻⁵	0,526	1,192	0,165

Bảng 8. Kết quả tính toán sa lắng và độ kết tủa trong quá trình bơm ép vào móng

Vị trí	Tổng khối	BaSO ₄		CaCO ₃		SrSO ₄		BaCO ₃	CaSO ₄	SrCO ₃	CaSO ₄ .2H ₂ O
		Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend
Chuẩn	4,726	0,356	7,879	4,370	1,752	0,000	0,178	3,46.10 ⁻⁵	0,117	0,140	0,155
Bề mặt	9,090	0,294	3,683	8,795	2,381	0,000	0,130	3,34.10 ⁻⁵	0,177	0,084	0,157
Đầu giếng	18,724	0,138	1,526	18,586	3,142	0,000	0,284	2,80.10 ⁻⁵	0,344	0,160	0,168
Bể chứa	47,971	0,000	0,603	35,701	3,994	12,270	17,543	1,84.10 ⁻⁵	0,863	7,753	0,000



Hình 8. Lượng sa lắng tối đa trong điều kiện vỉa chứa



Hình 9. Tổng lượng sa lắng trong điều kiện đáy giếng

Bảng 9. Kết quả tính toán sa lắng và độ kết tủa giữa nước bơm ép và nước vỉa

Tỷ lệ nước HST	Tổng khối	BaSO ₄		CaSO ₄		CaCO ₃		SrSO ₄		BaCO ₃	SrCO ₃	CaSO ₄ .2H ₂ O
		Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend
1,00	98,64	0,00	0,86	0,00	0,11	98,64	42,13	0,00	0,00	2,01.10 ⁻³	0,07	0,02
0,95	118,54	21,50	3,61	0,00	0,44	97,04	40,39	0,00	0,01	1,92.10 ⁻³	0,09	0,09
0,90	119,17	23,81	6,14	0,00	0,76	95,36	38,82	0,00	0,02	1,83.10 ⁻³	0,11	0,16
0,85	118,78	23,64	8,41	1,523	1,05	93,62	37,21	0,00	0,04	1,73.10 ⁻³	0,13	0,22
0,80	130,52	22,30	10,41	16,420	1,32	91,80	35,56	0,00	0,06	1,63.10 ⁻³	0,16	0,28
0,75	141,80	20,96	12,14	30,944	1,56	89,90	33,87	0,00	0,09	1,54.10 ⁻³	0,19	0,33
0,70	152,52	19,61	13,59	45,004	1,77	87,91	32,14	0,00	0,13	1,44.10 ⁻³	0,23	0,38
0,65	162,54	18,26	14,74	58,478	1,95	85,81	30,37	0,00	0,19	1,34.10 ⁻³	0,28	0,41
0,60	171,69	16,91	15,60	71,202	2,10	83,58	28,56	0,00	0,26	1,24.10 ⁻³	0,34	0,45
0,55	179,70	15,56	16,15	82,951	2,22	81,19	26,71	0,00	0,36	1,14.10 ⁻³	0,41	0,47
0,50	186,23	14,21	16,38	93,413	2,30	78,61	24,82	0,00	0,49	1,03.10 ⁻³	0,51	0,49
0,45	190,78	12,84	16,30	102,153	2,34	75,79	22,89	0,00	0,67	9,31.10 ⁻⁴	0,63	0,50
0,40	192,73	11,47	15,89	108,565	2,34	72,70	20,92	0,00	0,91	8,28.10 ⁻⁴	0,77	0,50
0,35	191,19	10,09	15,16	111,829	2,31	69,28	18,92	0,00	1,23	7,26.10 ⁻⁴	0,96	0,49
0,30	185,09	8,70	14,10	110,897	2,23	65,50	16,89	0,00	1,65	6,24.10 ⁻⁴	1,19	0,47
0,25	173,24	7,29	12,71	104,590	2,11	61,36	14,82	0,00	2,21	5,22.10 ⁻⁴	1,48	0,45
0,20	154,64	5,86	10,99	91,860	1,94	56,92	12,72	0,00	2,96	4,20.10 ⁻⁴	1,85	0,41
0,15	133,02	4,40	8,94	71,641	1,73	52,38	10,60	4,60	3,96	3,19.10 ⁻⁴	2,31	0,37
0,10	104,30	2,93	6,55	44,899	1,47	47,85	8,46	8,63	5,28	2,20.10 ⁻⁴	2,89	0,31
0,05	68,35	1,43	3,84	12,657	1,17	43,45	6,31	10,82	7,02	1,21.10 ⁻⁴	3,61	0,25
0,00	46,7	0,00	0,81	0,00	0,81	35,09	4,14	11,61	9,29	2,40.10 ⁻⁵	4,51	0,17

tạo thành cặn ở đáy giếng trong quá trình khai thác. Kết quả tính toán sa lắng của sự pha trộn không tương thích giữa nước bơm ép và nước ở đáy giếng khai thác thể hiện trên Bảng 10 và Hình 9.

Theo kết quả nghiên cứu, thành phần kết tủa có cả cặn sulfate lẫn carbonate. Kết quả tổng hàm lượng cặn đã được tính toán, phụ thuộc vào tỷ lệ pha trộn và điều kiện thí nghiệm. Hàm lượng sa lắng tối đa là 725,64mg/l hay

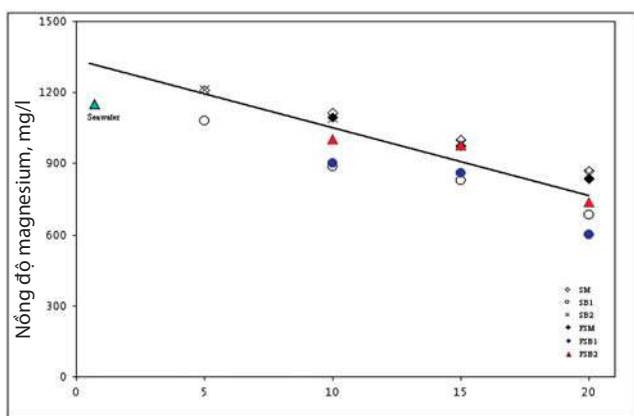
725,64g/m³ khi nước biển được hòa trộn với nước vỉa ở tỷ lệ 60% thể tích nước biển và 40% thể tích nước vỉa. So với tại vỉa, khối lượng cặn ở điều kiện đáy giếng thấp hơn và các muối sa lắng chính gồm calcium sulfate, calcium carbonate tăng khi nhiệt độ tăng.

2.5. Nghiên cứu tương tác đá - nước

Thí nghiệm được thực hiện trong bình sắt chịu nhiệt, mẫu đá được nghiền thành bột và sàng qua rây để lấy

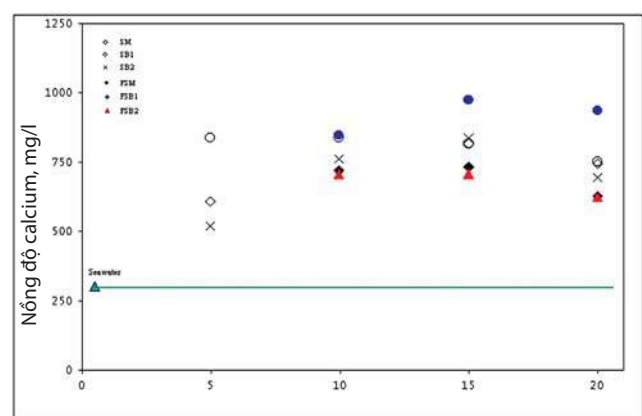
Bảng 10. Kết quả tính toán sa lắng và độ kết tủa giữa nước bơm ép và nước ở đáy giếng khai thác

Tỷ lệ nước HST	Tổng khối	BaSO ₄		CaSO ₄		CaCO ₃		SrSO ₄		BaCO ₃	SrCO ₃	CaSO ₄ .2H ₂ O
		Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend
1,00	93,92	2,24	1,11	0,00	0,07	91,68	32,06	0,00	0,00	1,76.10 ⁻³	0,07	0,02
0,95	113,41	23,51	4,60	0,00	0,31	89,90	30,74	0,00	0,01	1,68.10 ⁻³	0,08	0,10
0,90	113,08	25,04	7,75	0,00	0,53	88,04	29,57	0,00	0,02	1,59.10 ⁻³	0,08	0,17
0,85	110,77	24,64	10,53	0,00	0,73	86,13	28,38	0,00	0,03	1,51.10 ⁻³	0,09	0,23
0,80	107,84	23,68	12,94	0,00	0,92	84,16	27,17	0,00	0,05	1,42.10 ⁻³	0,11	0,29
0,75	109,47	22,40	14,98	4,960	1,08	82,11	25,93	0,00	0,06	1,33.10 ⁻³	0,12	0,34
0,70	118,324	20,94	16,63	17,444	1,22	79,94	24,67	0,00	0,09	1,25.10 ⁻³	0,13	0,39
0,65	126,225	19,47	17,91	29,085	1,33	77,67	23,38	0,00	0,11	1,16.10 ⁻³	0,15	0,42
0,60	132,958	18,01	18,81	39,678	1,43	75,27	22,06	0,00	0,14	1,08.10 ⁻³	0,17	0,45
0,55	138,236	16,54	19,33	48,956	1,50	72,74	20,71	0,00	0,18	9,89.10 ⁻⁴	0,19	0,48
0,50	141,683	15,07	19,48	56,573	1,54	70,04	19,34	0,00	0,22	9,02.10 ⁻⁴	0,21	0,49
0,45	142,856	13,60	19,25	62,086	1,56	67,17	17,93	0,00	0,27	8,15.10 ⁻⁴	0,23	0,50
0,40	141,162	12,12	18,65	64,942	1,56	64,10	16,49	0,00	0,33	7,29.10 ⁻⁴	0,26	0,50
0,35	135,947	10,63	17,68	64,477	1,53	60,84	15,01	0,00	0,40	6,42.10 ⁻⁴	0,30	0,49
0,30	126,479	9,14	16,34	59,959	1,47	57,38	13,49	0,00	0,48	5,54.10 ⁻⁴	0,33	0,47
0,25	112,088	7,64	14,64	50,678	1,38	53,77	11,94	0,00	0,57	4,67.10 ⁻⁴	0,38	0,44
0,20	92,295	6,13	12,59	36,095	1,27	50,07	10,35	0,00	0,69	3,79.10 ⁻⁴	0,42	0,40
0,15	66,951	4,61	10,18	15,991	1,13	46,35	8,71	0,00	0,82	2,90.10 ⁻⁴	0,48	0,36
0,10	45,07	3,08	7,43	0,00	0,96	41,99	7,04	0,00	0,97	2,02.10 ⁻⁴	0,54	0,30
0,05	38,47	1,52	4,33	0,00	0,76	35,33	5,31	1,62	1,14	1,12.10 ⁻⁴	0,61	0,24
0,00	29,64	0,00	0,91	0,00	0,53	26,30	3,54	3,34	1,34	2,26.10 ⁻⁴	0,68	0,17



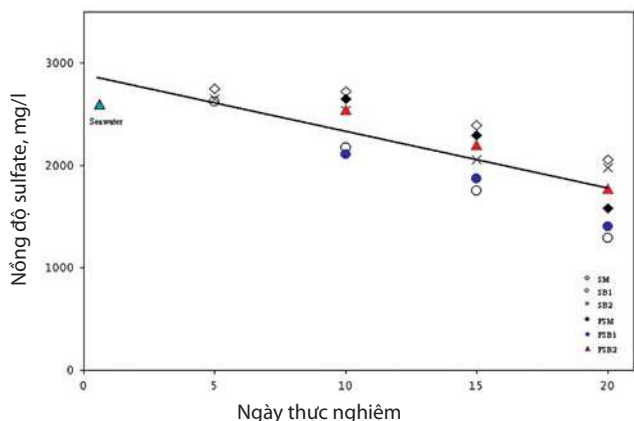
Ngày thực nghiệm

Hình 10. Nồng độ magnesium trong phản ứng nước - đá



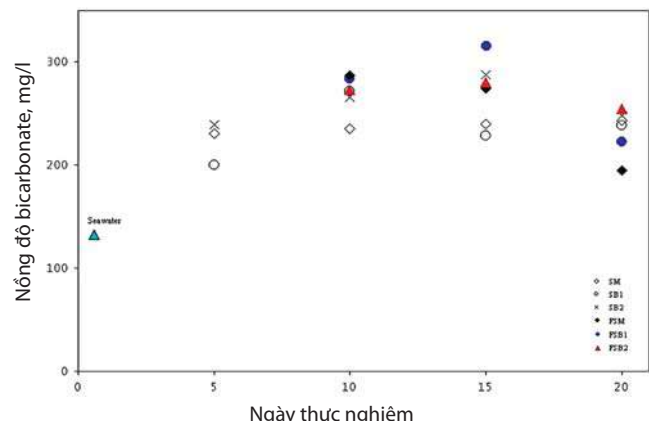
Ngày thực nghiệm

Hình 11. Nồng độ calcium trong phản ứng nước - đá



Ngày thực nghiệm

Hình 12. Nồng độ sulfate trong phản ứng nước - đá



Ngày thực nghiệm

Hình 13. Nồng độ bicarbonate trong phản ứng nước - đá

Bảng 11. Kết quả phân tích nước sau thí nghiệm phản ứng đá - nước

TT	Mẫu	Kết quả phân tích mẫu nước													Ghi chú
		TDS (eva, g/l)	Salinity g/l	HCO ₃ ⁻ mg/l	SO ₄ ²⁻ mg/l	Cl ⁻ mg/l	Br ⁻ mg/l	CO ₃ ²⁻ mg/l	Ca ²⁺ mg/l	Mg ²⁺ mg/l	ΣFe mg/l	Na ⁺ mg/l	K ⁺ mg/l	pH	
Loạt kiểm tra															
1	SM-1	36,0	34,3	230,58	2.747,0	19.932	92,8	-	608	1.209,6	0,19	10.610,1	582,4	7,35	SW & cát kết HTX sau 5 ngày
2	SM-2	35,7	33,4	235,60	2.722,4	20.093	94,1	-	720	1.113,6	1,15	10.213,2	543,9	7,33	SW & cát kết HTX sau 10 ngày
3	SM-3	34,8	32,4	240,00	2.391,2	19.874	93,2	-	816	998,4	0,46	9.871,1	551,8	7,41	SW & cát kết HTX sau 15 ngày
4	SM-4	34,3	32,8	243,40	2.055,0	19.738	92,2	-	744	867,6	0,27	10.134,0	381,0	7,40	SW & cát kết HTX sau 20 ngày
5	SB1-1	34,7	33,1	200,08	2.624,0	19.081	91,2	-	840	1.080,0	0,17	10.242,0	585,3	7,38	SW & đá HDX sau 5 ngày
6	SB1-2	34,2	32,6	272,06	2.172,0	19.099	93,7	-	840	888,0	6,94	10.180,2	605,0	7,12	SW & đá HDX sau 10 ngày
7	SB1-3	32,9	32,6	228,75	1.754,8	19.277	94,7	-	816	828,0	2,55	9.425,6	447,0	7,07	SW & đá HDX sau 15 ngày
8	SB1-4	32,5	31,5	238,50	1.291,5	19.201	92,7	-	752	681,6	0,13	9.793,0	415,0	7,04	SW & đá HDX sau 20 ngày
9	SB2-1	34,6	33,4	239,12	2.650,2	19.241	93,8	-	520	1.212,0	1,11	10.112,0	522,9	7,14	SW & đá HDX sau 5 ngày (kiểm tra kép)
10	SB2-2	34,8	32,6	265,96	2.537,1	19.256	91,9	-	760	1.092,0	8,20	10.208,0	535,4	7,11	SW & đá HDX sau 10 ngày (kiểm tra kép)
11	SB2-3	34,3	32,7	287,92	2.054,1	19.137	90,9	-	840	984,0	1,73	10.340,0	546,5	7,09	SW & đá HDX sau 15 ngày (kiểm tra kép)
12	SB2-4	34,4	33,2	247,60	1.976,2	19.880	92,5	-	696	855,3	1,61	10.137,0	534,9	7,03	SW & đá HDX sau 20 ngày (kiểm tra kép)

hạt có kích thước khoảng 0,2mm. Cho 50g mẫu bột đá và 200ml nước biển vào bình thí nghiệm, sau đó gia nhiệt đến 120°C. Tiến hành thí nghiệm sau 5 ngày, 10 ngày, 15 ngày, 20 ngày. Sau khi kết thúc thí nghiệm, lấy bình ra, lọc bằng giấy lọc định lượng, phần nước mang đi phân tích.

Kết quả thí nghiệm phản ứng đá - nước được tóm tắt trong Bảng 11 và Hình 10 - 13. Kết quả thí nghiệm cho thấy Mg²⁺ là thành phần hóa học duy nhất bị giảm theo thời gian thí nghiệm. Quá trình này không tạo thành cặn sa lắng mà chỉ cung cấp một số cation khác (Ca²⁺, Na⁺,

K⁺) và H⁺ vào trong nước biển. Hòa tan calcite có thể giải phóng Ca²⁺ do tốc độ phản ứng; quá trình còn lại diễn ra từ từ (trong thời gian dài). Trao đổi cation cũng là nguyên nhân gây ra một lượng nhỏ Ca²⁺ trong dung dịch. Nồng độ sulfate giảm do có thành tạo cặn CaSO₄. Nồng độ sulfate tiếp tục giảm đến một mức độ ổn định sẽ không gây phản ứng trong dung dịch nước biển. Cặn CaSO₄ bắt đầu kết tủa và nồng độ sulfate giảm xuống đạt mức hơn 1.200mg/l, tương đương hơn 1.500mg/l cặn CaSO₄, trong 20 ngày thí nghiệm. Sa lắng cặn lâu ngày do phản ứng đá

- nước ở điều kiện vỉa dự đoán có thể đạt mức 2.500mg/l CaSO_4 . Kết quả thí nghiệm cho thấy không có carbonate anion tồn tại trong nước biển sau thí nghiệm phản ứng mẫu đá.

3. Kết luận

- Kết quả của nghiên cứu cho thấy hiện tượng sa lắng có thể xảy ra khi nước biển được bơm ép để duy trì áp suất vỉa.

- Nước biển tự sa lắng do thay đổi khả năng hòa tan theo các điều kiện nhiệt độ và áp suất. Một số cặn sa lắng như CaCO_3 , BaSO_4 , SrSO_4 thành tạo trong vỉa và giếng bơm ép. Tổng khối lượng kết tủa khoảng 29,46 - 36,27mg/l tại mỏ HTX và 47,97mg/l tại mỏ HDX.

- Không tương thích giữa nước biển và nước vỉa tạo thành cặn CaSO_4 , BaSO_4 , CaCO_3 , và SrSO_4 với tổng khối lượng kết tủa khoảng 192mg/l trong điều kiện vỉa và 142mg/l trong điều kiện đáy giếng.

- Các thí nghiệm phản ứng giữa nước biển và mẫu đá cho thấy sự thay đổi nồng độ magnesium, calcium và sulfate trong dung dịch. Cặn sa lắng chính là CaSO_4 kết tủa đạt mức hơn 1.500mg/l, trong khoảng thời gian thí nghiệm là 20 ngày.

Tài liệu tham khảo

1. *Mechanism of Scale deposition, its prediction and prevention methods for Bach Ho basement oil field*. VPI Report 2004.

2. J.L.Bishoff, W.E.Seyfried. *Hydrothermal chemistry of seawater from 25 - 350°C*. American Journal of Science. 1978; 278: p. 838 - 860.

3. F.W.Dickson and J.M.Potter. *Rock-Brine chemical interactions, Final report, Electric Power*. Research Institute Project 653-2, AP-2258. Stanford University. February 1982: 89p.

4. W.E.Seyfried, M.J.Mottl. *Hydrothermal alteration of basalt by seawater under seawater-dominated conditions*. *Geochemica et Cosmochemica Acta*. 1982; 46: p. 985 - 1002.

5. Amer Badr Bin Merdhah, Abu Azam Mohd Yassin. *Scale formation in oil reservoir during water injection at High-Salinity formation water*. *Journal of Applied Sciences*. 2007; 7: p. 3198 - 3207.

6. Amer Badr Bin Merdhah, Abu Azam Mohd Yassin. *Low sulfate seawater injection into oil reservoir to avoid scaling problem*. *Journal of Applied Sciences*. 2008; 8(7): p. 1169 - 1178.

7. Amer Badr Bin Merdhah, Abu Azam Mohd Yassin. *Barium sulfate formation in oil reservoir during water injection at high-barium formation water*. *Journal of Applied Sciences*. 2007; 7(17): p. 2393 - 2403.

8. O.A.Mkhaitresh, M.A.Kahrwad, R.Jaloul. *Laboratory compatibility tests for oilfield brines*.

Evaluation of inorganic scale formation during oil and gas production

Hoang Long, Le Thi Thu Huong, Do Van Hien, Nguyen Van Do
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Salt scale deposition causes several problems during the process of oil and gas production such as damage to reservoir and production facilities, especially in oil fields applying water injection. The formation of inorganic scale such as CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 , and SrSO_4 is caused by the variation of temperature, pressure, and mostly by changes in the chemical equilibrium of the whole system during production.

This paper presents the results of a study on the mechanisms of scale formation and evaluation of inorganic scale in the production system to ensure safe and efficient operation of the whole system.

Key words: Deposition, water injection, CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 , SrSO_4