

Studi Pembentukan *Scale* CaCO_3 dan CaSO_4 pada Air Formasi Sumur Minyak di Cepu, Indonesia

Dante Alighiri[✉], Cici Fatmala, Imam Syafi'i, Ervan Bagus Haditya

Jurusan Kimia, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Negeri Semarang, Indonesia

Info Artikel

Sejarah Artikel:

Diterima:
28 Mei 2018

Disetujui:
4 September 2018

Dipublikasikan:
4 September 2018

Keywords:
Scale, CaCO₃, CaSO₄, Formation Water, Oil Reservoir

ABSTRAK

Scale merupakan salah satu masalah besar di pertambangan minyak bumi di Indonesia yang dapat menyebabkan sistem injeksi air pada proses pengeboran minyak bumi terhambat dan menyebabkan penurunan produksi minyak bumi. *Scale* CaCO_3 dan CaSO_4 pada dua sumur minyak di Cepu, Indonesia dianalisis dengan tujuan untuk memperkirakan besar kecenderungan air formasi dalam membentuk *scale*. Metode Stiff & Davis digunakan untuk menentukan kecenderungan terbentuknya *scale* CaCO_3 dan metode Skillman, McDonald & Stiff untuk menentukan kecenderungan terbentuknya *scale* CaSO_4 . Nilai indeks stabilitas (SI) pada sumur minyak X1 sebesar 1,71 dan sumur minyak X2 sebesar 1,82. Nilai SI yang positif menunjukkan bahwa kedua sumur tersebut mempunyai kecenderungan untuk membentuk *scale* CaCO_3 . Nilai konsentrasi S pada sumur minyak X1 sebesar 58,97 meq/L dan sumur minyak X2 sebesar 57,18 meq/L. Nilai konsentrasi ion Ca^{2+} pada sumur minyak X1 sebesar 12,03 meq/L dan sumur minyak X2 sebesar 16,04 meq/L. Nilai konsentrasi ion SO_4^{2-} pada sumur minyak X1 sebesar 0,46 meq/L dan sumur minyak X2 sebesar 0,69 meq/L. Nilai S yang lebih besar dibanding nilai konsentrasi ion Ca^{2+} dan SO_4^{2-} menunjukkan bahwa pada kedua sumur minyak air formasi tidak menunjukkan kecenderungan terbentuknya *scale* CaSO_4 .

ABSTRACT

Scale is one of the most significant oil field problems in Indonesia that inflict and inhibit the water injection systems in oil drilling process. Scales of CaCO_3 and CaSO_4 on two formation waters of oil reservoirs in Cepu, Indonesia, have been analyzed to estimate the water formation of oil reservoirs that tend to form scale. Stiff & Davis methods have been used to determine the trend of formed CaCO_3 scale and Skillman, McDonald & Stiff methods were used to determine the trend of CaSO_4 scale. The stability index (SI) of oil reservoirs of X1 and X2 has obtained 1,71 and 1,82, respectively. A positive value of SI indicates that both formation waters of oil reservoirs tend to form CaCO_3 scale. The concentration S in formation waters of oil reservoirs of X1 and X2 has yielded 58,97 meq/L and 57,18 meq/L, respectively. The concentration ion of Ca^{2+} in formation waters of oil reservoirs of X1 and X2 has generated 12,03 meq/L and 16,04 meq/L, respectively. The concentration ion of SO_4^{2-} in formation waters of oil reservoirs of X1 and X2 has yielded 0,46 meq/L and 0,69 meq/L, respectively. The acquisition of S values higher than the concentration of Ca^{2+} and SO_4^{2-} ions indicates that both formation waters of oil reservoirs do not show the tendency of CaSO_4 scale formed.

© 2018 Universitas Negeri Semarang

[✉] Alamat korespondensi:
Program Studi Kimia, FMIPA, Universitas Negeri Semarang
E-mail: dante_alighiri@mail.unnes.ac.id

p-ISSN 2088-1509

PENDAHULUAN

Scale adalah endapan yang berbentuk kristal atau kerak keras yang merupakan hasil pengendapan mineral anorganik yang berasal dari air formasi yang dihasilkan bersama minyak dan gas. Masalah ini berkaitan erat dengan kandungan ion-ion dalam air formasi. Air formasi dalam sumur minyak mempunyai komposisi kimia yang berbeda-beda antara lain mengandung komponen kation dan anion. Jika terjadi pencampuran dua macam mineral yang *incompatible* dan adanya perubahan pH, tekanan, dan temperatur, maka akan melewati batas kelarutan senyawa dalam air formasi yang akan menyebabkan terbentuknya *scale* (Syahri & Sugiarto, 2008). Terbentuknya *scale* di dinding pipa dapat menyebabkan terganggunya aliran karena pengecilan *inside diameter* pipa (Mackay *et al.*, 2003; Shukeir, 2005). Sumbatan tersebut mengharuskan perbaikan sumur minyak atau pun sumur gas secara spesifik dan usaha-usaha perbaikan sumur ini menelan biaya yang tidak sedikit (Tjondro, 2010).

Oleh karena itu, sangat penting untuk mengetahui kandungan ion-ion yang terdapat pada air formasi pada sumur minyak untuk melakukan pencegahan sebelum terbentuknya *scale*. *Scale* yang terbentuk pada air formasi sumur minyak biasanya seperti *scale* kalsium karbonat (CaCO_3) dan kalsium sulfat (CaSO_4) (Moghadasi *et al.*, 2003; Bedrikovetsky *et al.*, 2006; Collins *et al.*, 2006). Kedua *scale* tersebut dapat diketahui berdasarkan analisis komposisi ion-ion yang terkandung di dalam air formasi. Data yang telah diperoleh, selanjutnya digunakan untuk menentukan ada atau tidaknya potensi/kecenderungan terbentuknya *scale*. Mekanisme pembentukan *scale* berkaitan erat dengan komposisi air di dalam air formasi. Secara umum, air mengandung ion-ion terlarut, baik itu berupa kation (Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} dan Fe^{3+}), maupun anion (Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{2-} , dan CO_3^{2-}) (Salimin & Gunandjar, 2007). Evaluasi untuk memperkirakan kecenderungan pembentukan *scale* biasanya difokuskan pada *scale* jenis karbonat dan sulfat. Metode untuk memperkirakan terbentuknya *scale* CaCO_3 dengan menggunakan metode Stiff & Davis *Stability Index* (S&DSI). Sedangkan, untuk memperkirakan terbentuknya *scale* CaSO_4 dengan menggunakan metode Skillman, McDonald & Stiff (Moghadasi *et al.*, 2003; Bedrikovetsky *et al.*, 2006; Collins *et al.*, 2006).

METODE

Perkiraan Pembentukan *Scale* CaCO_3 dengan Metode Stiff & Davis

Penentuan kecenderungan terbentuknya *scale* CaCO_3 ditentukan dengan menggunakan nilai *Saturation Index* (SI) yang dihitung dengan metode *Stiff & Davis* dengan menggunakan persamaan *Langelier* pada Persamaan 1,2 dan 3.

$$\text{SI} = \text{pH} - \text{pHs} \quad (1)$$

$$\text{SI} = \text{pH} - (\text{K} + \text{pCa} + \text{pAlk}) \quad (2)$$

$$\text{SI} = \text{pH} - \text{K} - \text{pCa} - \text{pAlk} \quad (3)$$

keterangan:

pH = pH sistem sebenarnya

pHs = pH sistem yang dijenuhi CaCO_3

K = Konstanta yang merupakan fungsi dari komposisi, salinitas dan temperatur air

Sedangkan harga pCa dan pAlk ditentukan dengan menggunakan Persamaan 4, 5, dan 6.

$$\text{pCa} = \log \frac{1}{\text{mol Ca}^{2+}/\text{L}} \quad (4)$$

$$\text{pCa} = 4,5977 - 0,4327 \text{Ln} (\text{Ca}^{2+}) \quad (5)$$

$$\text{pAlk} = \log \frac{1}{\text{equivalent total alkalinity}/\text{L}}$$

$$\text{Atau } p\text{Alk} = 4,8139 - 0,4375 \text{ Ln} (\text{CO}_3^{2-} + \text{HCO}_3^-) \quad (6)$$

Apabila nilai SI negatif, maka diperkirakan tidak terbentuk *scale* CaCO_3 , sedangkan apabila nilai SI positif yang berarti sistem terjenuhi oleh CaCO_3 , maka ada kemungkinan terbentuk *scale* CaCO_3 (Mustofa, 2007).

Perkiraan Pembentukan *Scale* CaSO_4 dengan Metode Skillman, McDonald & Stiff

Penentuan kecenderungan pembentukan *scale* CaSO_4 dengan menggunakan metode Skillman, McDonald & Stiff, didasarkan pada persamaan kelarutan termodinamika seperti Persamaan 7.

$$S = 1000(\sqrt{x^2 + 4K} - X) \quad (7)$$

keterangan :

S = kelarutan *gypsum* hasil perhitungan, meq/L

K = konstanta yang merupakan fungsi komposisi air dan temperatur, disebut pula dengan *solubility product constant*

X = kelebihan konsentrasi ion dalam mol/L

Perkiraan kecenderungan pembentukan *scale* CaSO_4 didasarkan pada hasil perhitungan S dengan membandingkan hasil perhitungan konsentrasi aktual Ca^{2+} dan SO_4^{2-} yang terdapat dalam air formasi, dengan ketentuan, berikut:

- Jika S lebih kecil dari kedua konsentrasi aktual Ca^{2+} dan SO_4^{2-} , maka *scale* CaSO_4 mungkin terbentuk.
- Jika S lebih besar dari kedua konsentrasi aktual Ca^{2+} dan SO_4^{2-} , maka air tidak dijenuh dengan CaSO_4 dan *scale* CaSO_4 tidak terbentuk (Irawan & Isjudarto, 2011).

Analisis *Specific Gravity* Air Formasi

Penentuan nilai *specific gravity* air formasi dengan cara memasukkan sample air formasi sumur minyak ke dalam gelas ukur 250 mL dan kemudian di masukkan ke dalam alat hidrometer sampai skala hidrometer yang terdapat cairan sedikit diatas permukaan sampel. Densitas air formasi yang didapatkan kemudian dibandingkan dengan densitas akuades. Pengukuran dilakukan pada temperatur 25 °C merujuk pada MPMS D1298-12b dan ASTM D1429-13.

Analisis pH Air Formasi

Pengukuran pH air formasi dilakukan dengan mencelupkan pH meter ke dalam air formasi sampai muncul angka yang terbaca oleh alat pH meter. Pengukuran dilakukan pada temperatur 25 °C berdasarkan pada BSN SNI 06-6989.11-2004.

Analisis Temperatur Air Formasi

Pengukuran temperatur air formasi dilakukan dengan mencelupkan termometer ke dalam air formasi sampai menunjukkan angka yang stabil. Pengukuran dilakukan pada temperatur 25 °C berdasarkan pada BSN SNI 06-6989.23-2005.

Analisis *Turbidity* Air Formasi

Pengukuran *turbidity* air formasi dilakukan dengan menggunakan alat turbidimeter. Pengukuran dilakukan pada temperatur 25 °C berdasarkan pada DIN EN ISO 7027/US EPA 180.1.

Analisis Ion-Ion Air Formasi**Analisis Ion Klorida (Cl⁻)**

Penentuan ion klorida air formasi dilakukan dengan cara titrasi. Untuk menentukan ion klorida, sampel air dititrasi dengan larutan AgNO₃ 0,1 N dengan menggunakan indikator kalium kromat (K₂CrO₄) (berdasarkan ASTM D512-12). Perhitungan kadar ion klorida dengan menggunakan Persamaan 8.

$$\text{Kadar ion klorida (ppm)} = \frac{A \times N \times \text{Mr Cl} \times 1000}{V} \quad (8)$$

keterangan:

V = Volume sampel (mL)

N = Normalitas larutan AgNO₃

A = Volume titran AgNO₃ yang dibutuhkan

Analisis Ion Kalsium (Ca²⁺) dan Magnesium (Mg²⁺)

Penentuan ion kalsium dan magnesium air formasi dilakukan dengan cara titrasi. Air formasi yang telah ditambahkan larutan buffer NH₄Cl-NH₄OH dititrasi dengan larutan standar EDTA (*Ethylene Diamine Tetraacetic Acid*) 0,025 M dengan menggunakan indikator EBT (*Eriochrome Black T*) untuk dititrasi yang pertama dan indikator *Murexid* untuk titrasi yang kedua setelah air formasi ditambahkan larutan NaOH 1 N (berdasarkan ASTM D511-14).

$$\text{Kadar ion kalsium (ppm)} = \frac{A \times N \times 40,1 \times 100}{V} \quad (9)$$

$$\text{Kadar ion magnesium (ppm)} = \frac{(B-A) \times N \times 24,3 \times 100}{V} \quad (10)$$

keterangan:

V = Volume sampel (mL)

N = Normalitas larutan standar EDTA

A = Volume titran EDTA yang dibutuhkan dengan menggunakan indikator *murexid*

B = Volume titran EDTA yang dibutuhkan dengan menggunakan indikator EBT

Analisis Ion Besi (Fe³⁺)

Penentuan ion besi air formasi dilakukan dengan cara titrasi. Air formasi yang telah ditambahkan dengan reagen Fe-1. Kemudian, larutan dimasukkan dalam kuvet untuk diukur kadar ion besinya dengan menggunakan *spectrophotometer squant pharo 100* (berdasarkan ASTM D1068-15).

Analisis Ion Sulfat (SO₄²⁻)

Penentuan ion sulfat air formasi dilakukan dengan cara titrasi. Air formasi yang telah ditambahkan dengan reagen SO₄⁻¹K. Kemudian, larutan dimasukkan dalam kuvet untuk diukur kadar ion sulfatnya dengan menggunakan *spectrophotometer squant pharo 100* (berdasarkan ASTM D516-16).

Analisis Alkalinitas Air Formasi

Penentuan alkalinitas air formasi dilakukan dengan cara titrasi. Sampel air formasi dititrasi menggunakan larutan HCl 0,1 N dengan indikator *Phenolphthalein* (PP) 0,5% dan indikator *Methyl Orange* (berdasarkan ASTM D1067-16).

HASIL DAN PEMBAHASAN**Analisis *Physicochemical* dan Kandungan Ion Air Formasi Sumur Minyak**

Hasil analisis *physicochemical* air formasi dari sumur minyak X1 dan X2 seperti pada Tabel 1.

Tabel 1. Hasil analisis *physicochemical* air formasi sumur minyak

Paramater	Sumur Minyak X1	Sumur Minyak X2
<i>Density</i> (g/cc)	1,014	1,012
pH	8,00	8,30
Temperatur (°C)	25,0	25,0
<i>Turbidity</i> (NTU)	5,41	2,40
Fe ³⁺ (mg/L)	5,39	0,58
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	33	22
Cl (mg/L)	10295,00	10295,00

Berdasarkan Tabel 1, nilai *specific gravity* (SG) air formasi yang diambil dari sumur minyak X1 sebesar 1,014 dan sumur minyak X2 sebesar 1,012, hal ini menunjukkan bahwa SG dari kedua air formasi sumur minyak tersebut masih mendekati nilai dari SG air biasa atau akuades. Kemudian, untuk *turbidity* air formasi yang diambil dari sumur minyak X1 sebesar 5,41 dan sumur minyak X2 sebesar 2,40. Kedua nilai *turbidity* tersebut menunjukkan bahwa kedua air formasi sumur minyak mempunyai nilai kekeruhan yang cukup kecil. Hal ini menunjukkan bahwa air formasi tersebut jernih atau tidak berwarna. Sedangkan, untuk nilai pH dari kedua air formasi sumur X1 sebesar 8,0 dan sumur minyak X2 sebesar 8,3. Kedua nilai pH tersebut berpengaruh dalam penentuan nilai *alkalinity*. Jika nilai pH di atas 8,1, maka digunakan indikator *phenolphthalein* dan *methyl orange*, namun jika nilai pH di bawah 8,1 hanya digunakan indikator *methyl orange* saja. Sehingga, dalam proses penentuan *alkalinity* ini maka nilai yang ditentukan adalah nilai dari kandungan ion HCO₃⁻ dan CO₃²⁻.

Perkiraan Pembentukan *Scale* CaCO₃ Air Formasi Sumur Minyak

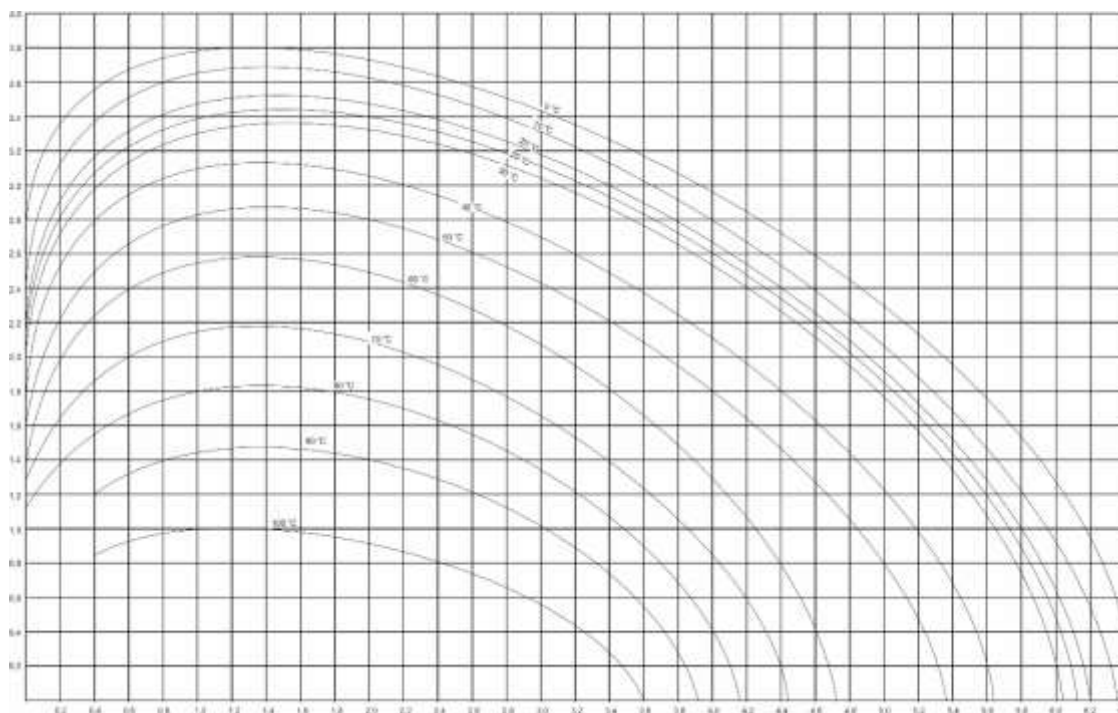
Perkiraan pembentukan *Scale* CaCO₃ air formasi sumur minyak ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 2. Total *ionic strenght* air formasi sumur minyak X1

Ion	Konsentrasi (mg/L)	Faktor Konversi	<i>Ionic Strenght</i> (μ)
Na ⁺	6791,91	2,2 x 10 ⁻⁵	0,14942202
Ca ²⁺	240,60	5,0 x 10 ⁻⁵	0,01203
Mg ²⁺	109,35	8,2 x 10 ⁻⁵	0,0089667
I ⁻	10295,00	1,4 x 10 ⁻⁵	0,14413
HCO ₃ ⁻	1342,44	8,2 x 10 ⁻⁶	0,011008008
SO ₄ ²⁻	22,00	2,1 x 10 ⁻⁵	0,000462
CO ₃ ²⁻	120,02	3,3 x 10 ⁻⁵	0,00396066

<i>Total Ionic Strength</i>			0,329979
Tabel 3. Total <i>ionic strenght</i> air formasi sumur minyak X2			
Ion	Konsentrasi (mg/L)	Faktor Konversi	Ionic Strenght (μ)
Na+	6975,166	2,2 x 10 ⁻⁵	0,153453652
Ca ²⁻	320,80	5,0 x 10 ⁻⁵	0,01604
Mg ²⁻	157,95	8,2 x 10 ⁻⁵	0,0129519
Cl ⁻	10295,00	1,4 x 10 ⁻⁵	0,14413
HCO ₃ ⁻	2562,64	8,2 x 10 ⁻⁶	0,021015288
SO ₄ ²⁻	33,00	2,1 x 10 ⁻⁵	0,00693
CO ₃ ²⁻	0,00	3,3 x 10 ⁻⁵	0,00
<i>Total Ionic Strength</i>			0,354521

Berdasarkan grafik hubungan antara *ionic strenght* vs K (Gambar 1), maka pada sampel air formasi sumur X1 dan X2 diperoleh nilai K pada suhu 25°C masing-masing sebesar 2,75 dan 2,70. Nilai *Stiff & Davis Stability Index* (S&DSI) CaCO₃ dapat diketahui dengan menggunakan persamaan nilai *Indeks Stabilitas* (SI) CaCO₃ = pH - K - pCa - pAlk. Nilai masing-masing parameter hasil analisis ditunjukkan pada Tabel 4.



Gambar 1. Grafik harga K pada variasi nilai *Ionic Strenght* untuk CaCO₃ (berdasarkan MPMS D1298-12b)

Tabel 4. Hasil analisis data untuk perhitungan S&DSI

Paramater	Air Formasi	Air Formasi
	Sumur Minyak X1	Sumur Minyak X2
pH	8,3	8,0
Temperatur	25	25
K	2,75	2,70
pCa	2,22	2,22
pAlk	1,62	1,38

Berdasarkan data Tabel 4, pada masing-masing sampel air formasi sumur minyak X1 dan X2, diperoleh hasil perhitungan *scale* dengan metode Stiff & Davis yang ditunjukkan dalam Tabel 5.

Tabel 5. Nilai indeks stabilitas air formasi sumur minyak

Temperatur	Stiff & Davis CaCO ₃ (SI)	
	Air Formasi	Air Formasi
25 °C	Sumur Minyak X1	Sumur Minyak X2
	1,71	1,82

Tabel 5 menunjukkan bahwa kedua sampel air formasi tersebut akan cenderung membentuk *scale* CaCO₃. Hal tersebut karena nilai SI di setiap air formasi sumur minyak bernilai lebih besar 0 atau SI > 0, maka CaCO₃ akan cenderung mengendap membentuk *scale*.

Perkiraan Pembentukan Scale CaSO₄ Air Formasi Sumur Minyak

Hasil perhitungan air formasi dari sumur minyak X1 dengan metode Skillman, McDonald & Stiff ditunjukkan pada Tabel 6.

Tabel 6. Hasil analisis data untuk perhitungan pembentukan *scale* CaSO₄

Sampel	Ca ²⁺ (mol/L)	SO ₄ ²⁻ (mol/L)	Ionic Strenght	Ksp	X
Air Formasi					
Sumur Minyak X1	6,015 x 10 ⁻³	2,31 x 10 ⁻⁴	0,329979	1,04 x 10 ⁻³	5,784 x 10 ⁻³
Air Formasi					
Sumur Minyak X2	8,02 x 10 ⁻³	3,465 x 10 ⁻⁴	0,354521	1,04 x 10 ⁻³	0,0076735

Berdasarkan data Tabel 6, maka diperoleh hasil perhitungan *scale* dengan metode Skillman, McDonald & Stiff yang ditunjukkan pada Tabel 7. Tabel 7 menunjukkan bahwa kedua sampel air formasi sumur minyak tersebut tidak terjadi *scale* CaSO₄, karena nilai S di setiap sampel bernilai lebih besar dari nilai Ca²⁺ dan SO₄²⁻ aktual.

Tabel 7. Harga S CaSO₄ pada masing-masing sampel air formasi

Sampel	S (meq/L)	Nilai Ca ²⁺ (meq/L)	Nilai SO ₄ ²⁻ (meq/L)
Air Formasi Sumur Minyak X1	58,97	12,00	0,46
Air Formasi Sumur Minyak X2	57,18	16,00	0,69

SIMPULAN

Nilai SI diperoleh dari data analisis *physicochemical* air formasi sumur minyak seperti *spesifik gravity*, *turbidity*, dan pH. Nilai SI yang diperoleh tersebut dengan menggunakan metode Stiff & Davis dapat digunakan untuk memperkirakan kecenderungan terbentuknya *scale* CaCO₃ pada kedua air formasi sumur minyak. Air formasi sumur minyak X1 sebesar 1,71 dan sumur minyak X2 sebesar 1,82. Sehingga dapat disimpulkan bahwa pada kedua sampel air formasi sumur minyak tersebut mempunyai kecenderungan untuk terbentuknya *scale* CaCO₃, karena nilai SI dari masing-masing sampel bernilai positif.

Sedangkan untuk memperkirakan kecenderungan terbentuknya *scale* CaSO₄ digunakan dengan metode Skillman, McDonald & Stiff. Nilai S yang diperoleh dibandingkan dengan nilai konsentrasi ion Ca⁺² dan ion SO₄²⁻ aktual pada kedua sampel air formasi sumur minyak. Nilai S pada sampel air formasi sumur minyak X1 sebesar 58,97 meq/L dan sumur minyak X2 sebesar 57,18 meq/L. Nilai S yang lebih besar daripada nilai konsentrasi ion Ca²⁺ dan ion SO₄²⁻ menunjukkan bahwa pada kedua sampel air formasi sumur minyak tidak mempunyai kecenderungan terbentuknya *scale* CaSO₄.

REFERENSI

- Bedrikovetsky, G. P., Mackay, E., Monteriro, P. R., Gladstone, M. P. and Rosario, F. F. (2006). Laboratory and Field Prediction of Sulfate Scaling Damage. *The 2006 SPE International Oilfield Scale Symposium*. May 30 –1 June. Aberdeen, UK: SPE 100611, 1 – 18.
- Collins, R. I., Duncum, D.S., Jordan, M. M. and Feasey, D. N. (2006). The Development of a Revolutionary Scale-Control Product for the Control of Near-Well Bore Sulfate Scale within Production Wells by the Treatment of Injection Seawater. *The 2006 SPE Oilfield Scale Symposium*. 31 May- 1 June. Aberdeen, UK: SPE 100357, 1 – 20.
- Irawan, A. & Isjudarto, A., (2011). Evaluasi Penanggulangan Problem Scale pada Flowline Sumur TLJ-XXX di PT Pertamina EP Asset II Field Prabumulih Sumatera Selatan. *Jurnal Penelitian*, pp. 1-6.
- Mackay, J. E., Collins, R. I. and Jordan, M. M. (2003). PWRI: scale Formation Risk Assessment and Management. *The SPE 5th International Symposium on Oilfield Scale*. January 29 – 30. Aberdeen, UK: SPE 80385, 1 – 18.
- Moghadasi, J., M. Jamialahmadi, H. Muller-Steinhagen, and A. Sharif. (2003). Scale Formation in Oil Reservoir and Production Equipment during Water Injection (Kinetics of CaSO₄ and CaCO₃ Crystal Growth and Effect on Formation Damage. *The SPE European Formation Damage Conference*, May 13-14, Hague, Netherlands, SPE 82233, 2003, pp.1-12.
- Mustofa, G., (2007). *The Study of Pretreatment Options for Composite Fouling of Reverse osmosis Membrane Used in Water Treatment and Production*. London: University of South Wales.

- Salimin, Z. & Gunandjar, (2007). *Penggunaan EDTA sebagai Pencegah Timbulnya Kerak pada Evaporasi Limbah Radioaktif Cair*. Yogyakarta: Pustek Akselerator dan Proses Bahan BATAN.
- Syahri, M. & Sugiarto, B., (2008). *Scale Treatment pada Pipa Distriusi Crude Oil Secara Kimiawi*. Yogyakarta: UPN Veteran Yogyakarta.
- Shukeir, R., (2005). *Approach of Scale Problem Removal in GOS Oil Companies*. Egypt: Schlumberger.
- Tjondro, A. (2010). *Peralatan Eksploitasi Migas*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.