

PENENTUAN KECENDERUNGAN PEMBENTUKAN SCALE PMB-X PADA LAPANGAN PRABUMULIH PT. PERTAMINA HULU ROKAN

Frima Ariandinata^{1*}, Gerry Sasanti Nirmala²

¹Teknik Produksi Migas, PEM Akamigas Cepu, Jalan Gajah Mada No,38, Cepu-Blora, 58315

*E-mail: frimaaa20@gmail.com

Abstrak

Dalam operasi *oil and gas upstream*, terutama di Indonesia, banyak ditemui masalah reservoir (reservoir problem) dan mekanis (mechanical problem) yang terjadi di dalam sumur produksi atau *flowline*, seperti penebaran atau masalah yang disebabkan oleh sifat alami reservoir, salah satunya adalah masalah *scale*. Masalah mekanis seperti *scale* dapat terjadi pada *flowline* dan dapat mempengaruhi kinerja fasilitas transportasi produksi. Terbentuknya *scale* pada pipa dapat menyebabkan penyempitan diameter dan hambatan aliran fluida, meningkatkan risiko kerusakan dan pecahnya pipa. Metode Stiff-Davis Saturation Index, Odde-Tomson Index Saturation, Langelier Saturation Index, dan Ryznar Stability Index digunakan dalam penelitian untuk memprediksi terbentuknya *scale* CaCO₃. Selain itu digunakan pula metode Skillman, McDonald & Stiff untuk *scale* CaSO₄. Hasil evaluasi menggunakan metode indeks tersebut menunjukkan indikasi cenderung terbentuk *scale* CaCO₃, namun tidak ada potensi terbentuknya *scale* CaSO₄ pada sumur PMB-X berdasarkan hasil analisis air formasi. Estimasi maksimum CaCO₃ yang terbentuk berdasarkan metode Valone dan Skillern menggunakan persamaan Stiff-Davis adalah 71.354591 lb/1000bbl, sedangkan berdasarkan persamaan Odde-Tomson adalah 63.30779 lb/1000bbl.

Sejarah Artikel

Submitted: 19 January 2024

Accepted: 28 January 2024

Published: 29 January 2024

Kata Kunci

Scale, Estimasi maksimum CaCO₃, Analisa air

1. PENDAHULUAN

Dalam operasi *oil and gas upstream* terutama di Indonesia, banyak lapangan mengalami penurunan tekanan secara tahunan, yang disertai dengan berkurangnya cadangan minyak di reservoir secara bertahap. Hal tersebut dikarenakan banyak aspek, terutama kerusakan reservoir, dan kondisi sistem perpipaan yang digunakan untuk penyaluran.

Banyak masalah mekanis yang terjadi pada *tubing* produksi atau *completion*, seperti penebaran atau masalah yang disebabkan oleh sifat alami reservoir, salah satunya adalah masalah *scale*. Pada fasilitas penyaluran, problema seperti korosi, kerak, emulsi, lilin, dan parafin sering terjadi karena fluida yang berasal dari reservoir mengandung senyawa ion kimia tertentu, baik dalam bentuk kation yaitu senyawa ion positif (Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , dan Fe^{3+}) maupun senyawa ion negatif (Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{2-} , dan CO_3^{2-}), Hal ini dapat mempengaruhi kinerja fasilitas transportasi produksi [1].

Scale secara umum merujuk pada endapan keras yang terbentuk pada peralatan yang bersentuhan dengan air. Definisi *Scale* adalah endapan yang terbentuk akibat kristalisasi ion-ion terlarut dalam air dan mengandung senyawa kimia yang membentuk endapan dengan konsentrasi lebih tinggi dalam keadaan setimbang [2].

Kehadiran kerak pada komponen-komponen tersebut dapat menghalangi pergerakan fluida, baik di dalam formasi, sumur, maupun pipa permukaan. *Scale* yang terbentuk di dalam struktur formasi dapat menyumbat aliran dan mengurangi kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida, sementara pada pipa, terjadi hambatan aliran akibat penyempitan volume aliran fluida dan peningkatan kekasaran permukaan dalam pipa [3].

Untuk memprediksi terbentuknya *scale*, dapat dilakukan perhitungan solubilitas dari jenis *scale* yang terkait. Perhitungan solubilitas telah banyak digunakan secara luas dengan

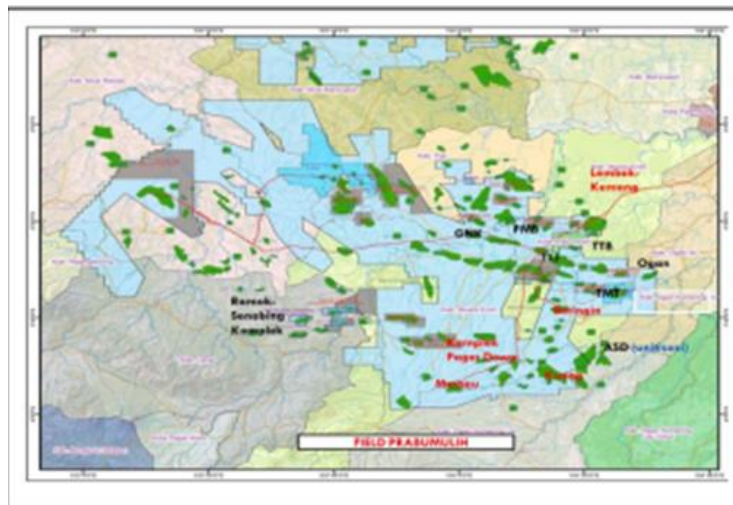
pendekatan yang sederhana. Pada penelitian ini, metode solubilitas akan digunakan sebagai acuan dasar untuk memprediksi terbentuknya scale sumur PMB-X Prabumulih *field*. Pendekatan ini dikenal sebagai "*scaling tendency*", yaitu kecenderungan pembentukan *scale*. Meskipun metode ini menggunakan penyederhanaan pada rumus-rumusnya untuk mengatasi kompleksitas solubilitas ion-ion dalam air, namun tetap dapat digunakan sebagai acuan dalam mengatasi pembentukan *scale* di lapangan minyak.

Kelarutan atau solubilitas didefinisikan sebagai jumlah maksimum dari suatu zat terlarut yang dapat larut dalam pelarut di bawah kondisi fisik tertentu. Beberapa kombinasi dari ion-ion ini membentuk senyawa yang memiliki kelarutan sangat rendah dalam air. Air memiliki kapasitas terbatas untuk menjaga senyawa-senyawa ini dalam larutan, dan setelah kapasitas ini, atau kelarutan, terlampaui, senyawa-senyawa tersebut mengendap dari larutan sebagai padatan [4].

Pada penelitian ini, akan dilakukan penelitian tentang penentuan *scale* terbentuk menggunakan metode *Stiff-Davis Saturation Index*, *Oddo-Tomson Index Saturation*, *Langelier Saturation Index*, *Ryznar Stability Index*. Serta, melakukan estimasi pembentukan maksimum *scale* terbentuk menggunakan metode yang dikembangkan oleh *Valone dan Skillern* merupakan turunan rumus dari *Stiff-Davis*, dan *Oddo-Tomson*.

2. METODE

A. Lokasi Penelitian



Gambar 1. Peta Wilayah Kerja Prabumulih Field.

Penelitian dilakukan di PT. Pertamina Hulu Rokan Zona 4 Prabumulih Field. Lokasi utama fokus penelitian berada di Distrik 1 Prabumulih Barat. Berikut adalah peta wilayah kerja Prabumulih Field.

B. Data Penelitian

Sesuai dengan judul penelitian ini yaitu penentuan kecenderungan *scale* maka semua data yang digunakan untuk mengindikasikan kecenderungan terbentuk *scale* menggunakan beberapa metode, yaitu data sumur PMB-X dan data analisis *sample* air yang didapatkan di wellhead dari sumur tersebut harus diketahui.

Tabel 1. Data Sumur PMB-X

PMB-X	
Temperature Wellhead (°F)	97.5
Pressure Wellhead (Psi)	117.9

Tabel 2. Water Analysis PMB-X

Water Analysis	mg/L
Na+	7709.2
Ca++	100
Mg++	72.96
Fe+++	0.63
CO3=	120
HCO3-	3050
SO4=	8
Cl-	10367.78
Total	21428.57

C. Prosedur Penelitian

Dalam penelitian ini, dilakukan analisis terhadap air formasi untuk memperoleh informasi tentang komposisi dan karakteristik air tersebut. Hal ini bertujuan untuk mengidentifikasi ion-ion yang berperan dalam pembentukan *scale*. Setelah dilakukan analisis air formasi di laboratorium, langkah selanjutnya adalah melakukan perhitungan indeks pembentukan kerak (*scaling index*) guna memastikan apakah terdapat kecenderungan terbentuknya masalah *scale*.

- Penentuan Scale CaCO₃

Biasanya, untuk mengukur tingkat kejenuhan dan potensi presipitasi CaCO₃ dari larutan menggunakan *saturation index*. Meskipun ada beberapa variasi dalam nomenklatur yang digunakan oleh peneliti yang berbeda, dalam hal ini kita akan merujuknya sebagai Indeks Saturasi (SI) terdapat pada table 1 [4].

Tabel 3. Indeks Saturasi Kalsium Karbonat [4]

Investigator	Nama Indeks	Singkatan
Langelier	<i>Saturation Index</i>	SI
Stiff & Davis	<i>Stability Index</i>	SI
Ryznar	<i>Stability Index</i>	SI
Oddo & Tomson	<i>Saturation Index</i>	Is

Formula empiris yang digunakan untuk perhitungan Saturasi Indeks (SI) yang pertama adalah yang diusulkan oleh Langelier. SI ini dikembangkan untuk memprediksi apakah air yang jenuh dengan oksigen terlarut akan membentuk lapisan *scale* kalsium karbonat atau malah bersifat korosif. Perhitungan SI ini dapat dilakukan menggunakan rumus empiris sebagai berikut [4]:

$$LSI = pH - pHs \quad (1)$$

Anda dapat menghitung nilai pHs melalui penggunaan persamaan berikut [4]:

$$pHs = (9.3 + A + B) - (C + D) \quad (2)$$

Dimana,

$$A = (\log(TDS) - 1)/10 \quad (3)$$

$$B = (-13.12 \log(T + 273)) + 34.55 \quad (4)$$

$$C = (\log(Ca^{++})) - 0.4 \quad (5)$$

$$D = \log(M \text{ alkalinity}) \quad (6)$$

Berdasarkan persamaan (1), dilakukan substitusi dengan persamaan persamaan 2 hingga menjadi persamaan sebagai berikut,

$$LSI = pH - (9.3 + (\log(TDS) - 1)/10 + (-13.12 \log(T + 273)) + 34.55) - ((\log(Ca^{++})) - 0.4 + \log(M \text{ alkalinity})) \quad (7)$$

Tabel 4. Nilai LSI [5]

LSI	Indikasi (Carrier)
$-2,0 < LSI < 0,5$	Korosi yang serius
$-0,5 < LSI < 0$	Sedikit Korosi tetapi tidak ada <i>scale</i> yang terbentuk
$LSI = 0,0$	Seimbang tetapi kemungkinan membentuk <i>korosi pits</i>
$0,0 < LSI < 0,5$	Sedikit <i>scale</i> yang terbentuk dan korosif.
$0,5 < LSI < 2$	<i>Scale</i> terbentuk tetapi tidak korosif

Seperti halnya LSI (Langelier Saturation Index), RSI (Ryznar Stability Index) juga didasarkan pada konsep tingkat solubility, Ryznar mengembangkan persamaan empiris untuk menghitung "indeks kestabilan" air pada tekanan atmosfer. Indeks ini tidak hanya menunjukkan kecenderungan air untuk mengendapkan kalsium karbonat (atau menjadi korosif jika jenuh dengan oksigen), tetapi juga memberikan perkiraan semi-kuantitatif tentang jumlah endapan yang mungkin terbentuk atau tingkat keparahan korosi. Untuk mencari Ryznar Stability Index, maka digunakan persamaan (8),

$$RSI = 2 \times pH_s - pH \quad (8)$$

Berdasarkan persamaan (8), dilakukan substitusi dengan persamaan persamaan 2 hingga menjadi persamaan sebagai berikut.

$$RSI = 2 \times \left(9.3 + \frac{\log(TDS)-1}{10} + (-13.12 \log(T \times 273)) + 34.55 \right) - \left((\log(Ca + +)) 0.4 \log(M \text{ alkalinity}) \right) - pH \quad (9)$$

Tabel 5. Nilai RSI [5]

RI (Ryznar Index)	Indikasi
4,0 – 5,0	<i>Scale</i> Berat
5,0 – 6,0	<i>Scale</i> Ringan
6,0 – 7,0	Sedikit <i>Scale</i> Atau Korosi
7,0 – 7,5	Sifgnifikan Korosi
7,5 – 9,0	Korosi Berat
> 9,0	Korosi tidak dapat ditoleransi

Selanjutnya Stiff dan Davis mengembangkan perhitungan SI, metode analisis air formasi yang dikembangkan oleh Stiff-Davis digunakan untuk menganalisis air formasi (*brine*) dengan memasukkan parameter kekuatan ion (*ionic strength*, μ) sebagai koreksi terhadap total konsentrasi garam dan temperatur [6]. Untuk persamaan umumnya sama dengan metode Langelier, namun terdapat persamaan khusus untuk pHs, yaitu sebagai berikut [4]:

$$pH_s = K - pCa - pAlk \quad (10)$$

Sehingga,

$$SI = pH - (K - pCa - pAlk) \quad (11)$$

Sebelum menghitung SI menggunakan persamaan (11), informasi tentang total kekuatan ion (μ), K, pCa, dan pAlk menggunakan rumus sebagai berikut,

$$pCa = \left(\frac{1}{\frac{\text{mol } Ca^{2+}}{\text{liter}}} \right) \quad (12)$$

$$pAlk = \left(\frac{1}{\frac{\text{equivalent total alkalinity}}{\text{liter}}} \right) \quad (13)$$

$$\mu = [ion] \times \text{faktor konversi} \quad (14)$$

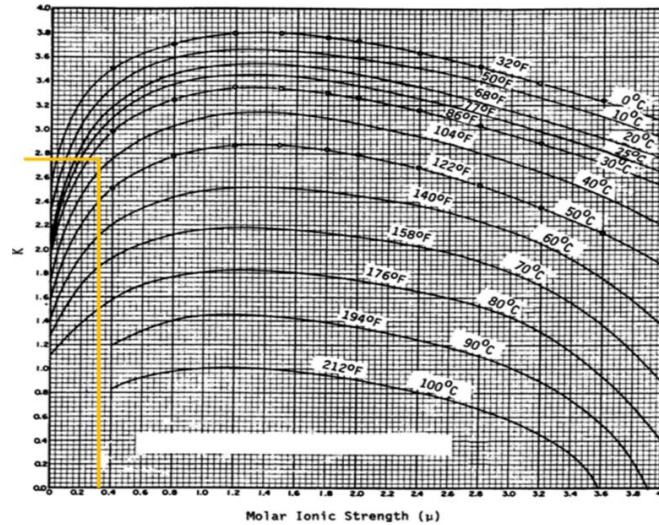
Tabel 6. Faktor Konversi Perhitungan *Ionic Strength* [6]

NO	ION	Faktor Konversi, μ	
		dari ppm	dari meq/L
1	Na^+	2.20×10^{-5}	5.0×10^{-4}
2	Ca^{2+}	5.00×10^{-5}	1.0×10^{-3}
3	Mg^{2+}	8.20×10^{-5}	1.0×10^{-3}
4	Fe^{3+}	8.10×10^{-5}	5.0×10^{-4}
5	Cl^-	1.40×10^{-5}	5.0×10^{-4}
6	HCO_3^-	0.82×10^{-5}	5.0×10^{-4}
7	SO_4^{2-}	2.10×10^{-5}	1.0×10^{-3}
8	CO_3^{2-}	3.30×10^{-5}	1.0×10^{-3}

Tabel 7. Nilai Stiff-Davis [4]

Stiff-Davis	Sifat Air
Jika $SI < 0$	Tidak dijenuhi oleh $CaCO_3$ dan <i>scale</i> cenderung tidak terbentuk
Jika $SI > 0$ (positif)	Telah dijenuhi oleh $CaCO_3$ dan <i>scale</i> cenderung terbentuk
Jika $SI = 0$ (positif)	maka sistem berada pada titik jenuh (saturation point), dan <i>scale</i> tidak terbentuk

Nilai *K* didapatkan dari tabel "Nilai *K* pada *Ionic Strength* CaCO₃" dengan menggunakan nilai total ionic strength (μ) sebagai input,



Gambar 2 Nilai dari *K* pada *Ionic Strength* CaCO₃ [4]

Persamaan yang dikembangkan oleh Oddo dan Tomson memungkinkan perhitungan indeks kejenuhan, *I_s*, dan mempertimbangkan efek tekanan total serta tekanan parsial CO₂ yang bervariasi. Metode ini merupakan penyempurnaan dari Indeks Stiff dan Davis. Mereka juga mengembangkan persamaan yang memungkinkan perhitungan pH. Karya awal mereka diterbitkan pada tahun 1982. Metode ini kemudian dimodifikasi untuk memasukkan efek parameter tambahan [4].

Terdapat 3 persamaan yaitu,

- Diketahui pH, ada gas atau tidak

$$I_s = \log \left[\frac{(Ca^{2+})(HCO_3^-)}{2.348\sqrt{\mu} + 0.77\mu} \right] + pH - 2.76 + 9.88 \times 10^{-3}T + 0.61 \times 10^{-6}T^2 - 3.03 \times 10^{-5}P \quad (15)$$

- Gas Tidak tersedia, pH tidak diketahui

$$I_s = \log \left[\frac{(Ca^{2+})(HCO_3^-)}{C_{aq}} \right] + 3.63 + 8.69 \times 10^{-3}T + 8.55 \times 10^{-6}T^2 - 6.56 \times 10^{-5}P - 3.24\sqrt{\mu} + 1.373\mu \quad (16)$$

- Gas Tersedia, tidak diketahui

$$I_s = \log \left[\frac{(Ca^{2+})(HCO_3^-)^2}{P_{ygfg}} \right] + 5.85 + 15.19 \times 10^{-3}T - 1.64 \times 10^{-6}T^2 - 5.27 \times 10^{-5}P - 3.334\sqrt{\mu} + 1.43\mu \quad (17)$$

Tabel 8. Nilai Oddo-Tomson [4]

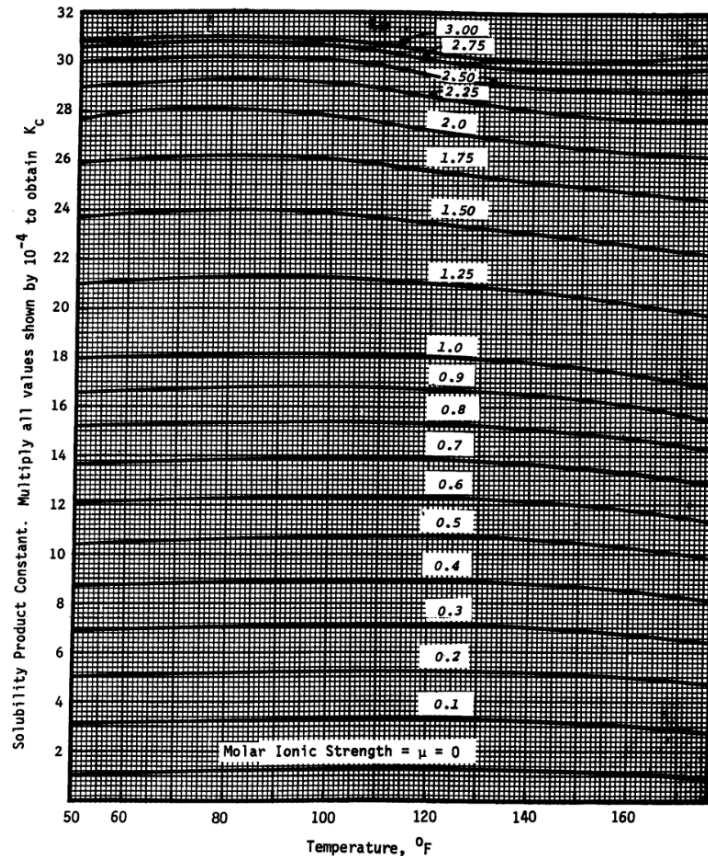
<i>I_s</i>	Sifat Air
Nilai <i>Index Saturation</i> < 0	Kemungkinan <i>scale</i> tidak terbentuk
Nilai <i>Index Saturation</i> = 0	Air di titik jenuh dan tidak terbentuk <i>scale</i>
Nilai <i>Index Saturation</i> > 0	Air diatas jenuh dan diindikasi <i>scale</i> terbentuk

• Penentuan Scale CaSO₄

• Untuk memprediksi scale CaSO₄, Data yang didapatkan di ukur oleh Skillman, McDonald, dan Stiff secara umum telah digunakan untuk menghitung atau mengestimasi kelarutan dari gypsum air formasi di lapangan minyak.

Prosedur yang direkomendasikan untuk mengetahui kecenderungan gypsum terbentuk dari air formasi yang diketahui sebagai berikut [4]:

- Hitung molar kekuatan ion
- Cari nilai dari K_c sesuai dengan suhu dan molar kekuatan ion pada grafik pada gambar 3



Gambar 3. Kalsium Sulfat (Gypsum) Kelarutan Kondisional Konstanta [4]

- Menentukan kelebihan ion konsentrasi dengan menggunakan persamaan (18),

$$X = Ca^{2+} - SO_4 \tag{18}$$

- Melakukan perhitungan dari kelarutan (S) dengan menggunakan persamaan (19),

$$S(\text{meq/L}) = 1000[\sqrt{X^2 + 4K_c} - X] \tag{19}$$

- Melakukan perhitungan konsentrasi aktual dari gypsum di dalam air formasi, dengan menggunakan persamaan (20),

$$S' = Ca^{2+} + SO_4^{-2} \tag{20}$$

- Melakukan perbandingan dari hasil perhitungan *solubility* (S) dan *solubility* aktual (S') apakah cenderung terbentuk gypsum.

Tabel 9. Nilai Skillman, Mcdonald, dan Stiff [7]

Nilai	Indikasi
$S < S'$	Adanya kemungkinan terbentuknya <i>scale</i> $CaSO_4$
$S > S$	Air tidak jenuh dengan $CaSO_4$ dan <i>scale</i> $CaSO_4$ tidak terbentuk
$S = S$	Air di titik saturasi, dan cenderung tidak terbentuk <i>scale</i> $CaSO_4$

- Estimasi maksimum *scale* $CaCO_3$

Dengan menggunakan rumus yang telah diciptakan oleh Valone dan Skillern, kita dapat memperoleh perkiraan tentang jumlah skala kalsium karbonat yang mungkin terbentuk dalam sistem. Pengalaman mereka di lapangan dengan sumur-sumur di lapangan TEXACO telah membantu mereka dalam merumuskan rumus ini. Rumus ini berguna untuk memprediksi tingkat keparahan masalah *scale* yang mungkin terjadi [4].

- Stiff-Davis

Rumus ini berasal dari rumus asli yang diusulkan oleh Stiff dan Davis dan telah terbukti menjadi alat yang berguna untuk mengestimasi pembentukan *scale* $CaCO_3$. Dengan asumsi ini, kita dapat menggunakan rumus yang dikembangkan oleh Valone dan Skillern untuk mengestimasi sejauh mana pembentukan skala dapat mencapai tingkat maksimumnya. Rumus ini dapat diungkapkan sebagai berikut [4],

$$PTB = 17500[G - \sqrt{X^2 + 4X10^{k-pH}}] \quad (21)$$

$$G \text{ (mol/L)} = Ca^{2+} + HCO_3^- \quad (22)$$

$$X \text{ (mol/L)} = Ca^{2+} - HCO_3^- \quad (23)$$

- Oddo-Tomson

Dalam kasus oddo dan tomson, persamaan (24) dapat digunakan untuk menghitung K_c .

$$K_c = \frac{1}{10^{pKc}} \quad (24)$$

$$pKc = pH - 2.76 + 9.88 \times 10^{-3}T + 0.61 \times 10^{-6}T^2 - 3.03 \times 10^{-5}P - 2.348\sqrt{\mu} + 0.77\mu \quad (25)$$

Dalam situasi ini, diambil kalkulasi efek dan tekanan menjadi pertimbangan. Oleh karena itu, persamaan dapat disesuaikan seperti berikut ini.

$$PTB = 17500[G - \sqrt{X^2 + \frac{4}{10^{pKc}}}] \quad (26)$$

Tabel 10. Nilai Estimasi Scale $CaCO_3$ [8]

Nilai PTB	Deskripsi
$PTB < 0$	Tidak Ada <i>Scale</i>
$0 < PTB < 100$	Terdapat Beberapa Masalah <i>scale</i>
$100 < PTB < 250$	Terdapat Masalah <i>Scale</i> Sedang
$PTB > 250$	Terdapat <i>Scale</i> yang parah

3. PEMBAHASAN

A. Penentuan kecenderungan Scale CaCO₃

- *Langelier Method*

Untuk mencari Langelier Saturation Index, maka digunakan persamaan (7) sebagai berikut,

$$LSI = 7.4 - (9.3 + \frac{\log(21,429.57)-1}{10}) + (-13.12 \log(36.388889 + 273)) + 34.55 - ((\log(100) - 0.4 + \log(3,050))$$

$$LSI = 0.976622373$$

Dari perhitungan tersebut, ditemukan bahwa RSI CaCO₃ memiliki nilai 0.976622373 pada suhu *well head*. Dengan menggunakan metode ini, kita dapat mengidentifikasi adanya kecenderungan pembentukan *scale* tetapi tidak korosif, dan Semakin tinggi nilai LSI, semakin besar kecenderungan pembentukan *scale* yang lebih berat. Oleh karena itu, diperlukan langkah-langkah pencegahan guna mengurangi pembentukan *scale* kalsium karbonat dan menjaga kinerja optimal sumur tersebut.

- *Ryznar Method*

Untuk mencari Ryznar Stability Index, maka digunakan persamaan (9) sebagai berikut,

$$RSI = 2 X (9.3 + (\log(21,429.57) - 1)/10 + (-13.12 \log(36.388889 + 273)) + 34.55) - ((\log(100)) - 0.4 + \log(3,050)) - 7.4$$

$$RSI = 5.446755255$$

Dari hasil perhitungan tersebut, diperoleh nilai RSI CaCO₃ sebesar 5.446755255 pada suhu *well head*. Dengan menggunakan metode ini, kita dapat mengidentifikasi adanya kecenderungan terbentuknya *scale*, dan angka yang diperoleh menunjukkan bahwa terdapat kemungkinan terbentuknya *scale ringan* di *well head*. Oleh karena itu, perlu dilakukan langkah pencegahan untuk mengurangi pembentukan *scale CaCO₃* sebelum mencapai tingkat yang lebih serius dan mengganggu operasi produksi.

- *Stiff-Davis Method*

Untuk melakukan perhitungan indeks saturasi menggunakan persamaan (11), langkah pertama yang perlu dilakukan adalah memperoleh mengenai nilai *total ionic strength* (μ), nilai K, nilai pCa, dan nilai pAlk.

– Menghitung *total ionic strength* (μ)

kita perlu menjumlahkan nilai *ionic strength* yang terdapat dalam air produksi. Hasil perhitungan ini, sesuai dengan persamaan (14), dapat ditampilkan pada tabel 3 dibawah ini:

Tabel 3. Ionic Strength

<i>Water Analysis</i>	mg/L	Faktor Konversi dari mg/L	Ionic Strength mol/L
Na+	7709.2	0.000022	0.1696024
Ca++	100	0.00005	0.005
Mg++	72.96	0.000082	0.00598272
Fe+++	0.63	0.000081	0.00005103
CO ₃ =	120	0.000033	0.00396
HCO ₃ -	3050	0.000008	0.0244

SO4=	8	0.000021	0.000168
Cl-	10367.8	0.000014	0.14514892
Total	21428.6		0.35431307

Setelah melakukan perhitungan berdasarkan persamaan (14) pada tabel 3, didapatkan nilai kekuatan ion. Dari nilai-nilai kekuatan ion tersebut, dilakukan penjumlahan untuk mendapatkan total kekuatan ion (*total ionic strength*) sebesar 0.35431307 mol/L

– nilai pCa

Harga pCa bisa diperoleh menggunakan persamaan (12),

$$pCa = \left(\frac{1}{\frac{100}{40.08 \times 1000}} \right) = 2.6029277$$

Dalam proses perhitungan nilai pCa, diperlukan data mengenai konsentrasi ion Ca^{2+} dalam *Analysis air brine* sumur PMB-XX, yang telah tercatat sebesar 100 mg/liter. Setelah melakukan perhitungan menggunakan persamaan (12), diperoleh bahwa nilai pCa yang dihasilkan adalah sebesar 2.6029277.

– Menghitung nilai pAlk

Harga pAlk bisa diperoleh menggunakan persamaan (13),

$$pCa = \left(\frac{1}{\left(\frac{120}{60.01 \times 1000} \right) + \left(\frac{3050}{61.02 \times 1000} \right)} \right) = 1.2841363$$

Dalam proses perhitungan nilai pCa, diperlukan data mengenai konsentrasi total alkalinitas yang merupakan jumlah dari konsentrasi ion CO_3^{2-} dan HCO_3^- dalam *Analisis air brine* sumur PMB-XX. Setelah melakukan perhitungan menggunakan persamaan (13), diperoleh bahwa nilai pAlk yang dihasilkan adalah sebesar 1.2841363.

– Menentukan Nilai "K"

Nilai K untuk $CaCO_3$ dapat ditemukan dalam Gambar 2 " Nilai dari K pada *Ionic Strength CaCO₃*" dengan *input* nilai kekuatan ionik total (μ) sebesar 0.35431307. Proses ini dilakukan pada suhu sumur yang mencapai 97.5°F. Didapatkan nilai "K" adalah 2.74.

– Mencari nilai SI

Selanjutnya menentukan nilai SI yang cari menggunakan persamaan (11).

$$SI = 7.4 - 2.74 - 1.2841363 - 2.6029277$$

$$SI = 0.772936$$

Setelah melakukan perhitungan, ditemukan bahwa nilai SI $CaCO_3$ pada temperatur well head adalah 0.772936. Dengan menggunakan metode Stiff Davis, angka ini menunjukkan potensi terbentuknya *scale* kalsium karbonat di dalam sumur produksi PMB-XX pada well head. Oleh karena itu, perlu dilakukan tindakan pencegahan guna mengurangi pembentukan *scale* kalsium karbonat dan menjaga kinerja sumur tersebut.

- Oddo-Tomson

Persamaan yang dikembangkan oleh oddo dan tomson memungkinkan penghitungan indeks saturasi, I_s , dan mempertimbangkan efek tekanan total serta tekanan parsial CO_2 yang bervariasi. Terdapat 3 rumus berdasarkan gas dan pH, seperti diulas dalam persamaan (15) - (18). Pada penelitian ini hanya diketahui pH actual, maka digunakan rumus persamaan (15).

$$I_s = \log \left[\left(\frac{100}{40.08 \times 1000} \right) \left(\frac{3050}{61.02 \times 1000} \right) + 7.4 - 2.76 + 9.88 \times 10^{-3} 97.5 + 0.61 \times 10^{-6} 97.5^2 - 3.03 \times 10^{-5} 117.9 - 2.348\sqrt{0.35431} + 0.77(0.35431) \right]$$

$$I_s = 0.5766192$$

Didapatkan nilai I_s $CaCO_3$ pada temperatur dan tekanan well head sebesar 0.5766192. Angka ini mengindikasikan adanya potensi pembentukan *scale* kalsium karbonat di dalam sumur produksi PMB-XX di well head. Oleh karena itu, diperlukan langkah-langkah pencegahan guna mengurangi terbentuknya *scale* $CaCO_3$ dan menjaga kinerja sumur tersebut.

- Setelah dilakukan penelitian terhadap 4 metode, berikut perbedaan antara empat metode indeks yang telah dilakukan:

- Indeks Saturasi Langelier (LSI)

Metode ini mengukur potensi pembentukan *scale* berdasarkan perbedaan antara pH aktual air dan pH kejenuhan kalsium karbonat. Nilai LSI yang positif menunjukkan kecenderungan pembentukan *scale* $CaCO_3$

- Indeks Stabilitas Ryznar (RSI)

Metode ini menggunakan perbandingan antara pH aktual air dan pH kejenuhan kalsium karbonat untuk mengevaluasi potensi pembentukan *scale*. Nilai RSI yang lebih tinggi dari 1 menunjukkan kecenderungan pembentukan *scale* yang ringan, sedangkan nilai di bawah 1 menunjukkan kecenderungan pembentukan *scale* yang berat.

- Indeks Scalling Stiff-Davis

Metode ini menggabungkan faktor-faktor seperti alkalinitas, kalsium, dan kekerasan air untuk menentukan potensi pembentukan *scale*. Metode ini memberikan nilai numerik yang mengindikasikan kecenderungan pembentukan *scale*.

- Indeks Saturasi Oddo-Tomson

Metode ini mengukur potensi pembentukan *scale* berdasarkan perbandingan antara indeks ionik air dan indeks kejenuhan kalsium karbonat. Nilai indeks yang lebih tinggi menunjukkan kecenderungan pembentukan *scale* yang lebih tinggi.

Meskipun semua metode ini digunakan untuk mengevaluasi potensi pembentukan *scale*, mereka dapat menggunakan variabel yang berbeda dan memberikan nilai yang berbeda, walaupun sama-sama menunjukkan kecenderungan pembentukan *scale*.

B. Penentuan Kecenderungan Scale $CaSO_4$

Penelitian untuk menentukan *scale* $CaSO_4$ menggunakan metode Skillman, McDonalad, dan Stiff. Untuk melakukan perhitungan Solubility (S) menggunakan persamaan (3.19), langkah pertama yang perlu dilakukan adalah memperoleh mengenai nilai Kc, X. Setelah mendapatkan S, maka selanjutnya kita bisa untuk membandingkan nilai S dengan nilai S'.

- Mencari Nilai Kc

Nilai Kc untuk $CaSO_4$ dapat ditemukan dalam gambar 4.2 "Kalsium Sulfat (Gypsum) Kelarutan Kondisional Konsntan" dengan memasukkan molar kekuatan ionik (μ) sebesar 0.35431307. Proses ini dilakukan pada suhu sumur yang mencapai 97.5°F. Didapatkan nilai "Kc" adalah 8.12×10^{-4}

- Menentukan nilai X

Pada penentuan nilai X dapat menggunakan persamaan 18

$$X = 0.005 - 0.000168$$

$$X = 0.004832, \text{ mol/L}$$

- Menentukan S

Setelah menentukan nilai dari Kc, dan X, maka kita dapat menentukan *solubility* dengan menggunakan persamaan 19 sebagai berikut,

$$S = 1000[\sqrt{0.004832^2 + 4 \times 8.12 \times 10^{-4}} - 0.004832]$$

$$S(\text{meq/L}) = 57.190869$$

- Menentukan S'

Setelah mendapatkan nilai S, langkah selanjutnya adalah menentukan konsentrasi aktual (S') dengan menggunakan persamaan 20 sebagai berikut,

$$S'(\text{meq/L}) = 2.4950 + 0.0833$$

$$S'(\text{meq/L}) = 2.5783$$

Berdasarkan perhitungan yang dilakukan, didapati bahwa kelarutan gipsum (S) dalam sampel air formasi lebih tinggi daripada konsentrasi ion Ca^{2+} dan SO_4^{4-} (S'). Dengan demikian, kemungkinan terbentuknya endapan *scale* kalsium sulfat (CaSO_4) menjadi cenderung tidak terbentuk

C. Estimasi Maksimum Scale CaCO_3 Terbentuk

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan sebelumnya, terdapat kecenderungan pembentukan *scale* yang dapat menyebabkan masalah kedepan. Akan tetapi, hanya *scale* CaCO_3 yang cenderung terbentuk pada sumur ini, maka langkah selanjutnya yaitu estimasi *scale* CaCO_3 yang terbentuk.

- Stiff-Davis

Dengan asumsi ini, kita dapat menggunakan rumus yang dikembangkan oleh Valone dan Skillern untuk mengestimasi sejauh mana pembentukan skala dapat mencapai tingkat maksimumnya.

Dengan Persamaan (21) maka ditentukan nilai PTB yaitu,

$$PTB = 17500[0.05247862 - \sqrt{-0.47886^2 + 4X10^{27-7.4}}]$$

$$PTB (\text{lb}/1000\text{bbl}) = 71.354908$$

Dalam perhitungan Valone dan Skillern, PTB (*Pounds per Thousand Barrels*) adalah satuan yang digunakan untuk mengukur jumlah *scale* (kerak) yang dapat terbentuk dalam seribu barel (bbl) air. Dalam hal ini, jika nilai PTB perhitungan Valone dan Skillern adalah 71.354908 lb/bbl, itu menunjukkan jumlah perkiraan skala yang dapat terbentuk adalah 71.354908 pound untuk setiap seribu barel air yang diproses. Angka ini memberikan gambaran terkait *Scale* CaCO_3 yaitu sedikit permasalahan *scale*. Penting untuk menggunakan informasi ini untuk mengidentifikasi resiko pembentukan kerak yang tinggi dan mengambil tindakan pencegahan yang sesuai untuk menjaga operasional produksi.

- Oddo-Tomson

Dari persamaan (25) maka ditentukan nilai pK_c ,

$$pK_c = 7.4 - 2.76 + 9.88 \times 10^{-3} + 0.61 \times 10^{-6} 97.5^2 - 3.03 \times 10^{-5} 117.9 - 2.348 \sqrt{0.005 + 0.244} + 0.77(0.005 + 0.0244)$$

$$pK_c = 5.39017036$$

Setelah pK_c dihitung, maka dilakukan penentuan nilai PTB menggunakan persamaan (26),

$$PTB = 17500 \left[0.05247862 - \sqrt{-0.47886^2 + \frac{4}{10^{5.39017}}} \right]$$

$$PTB \text{ (lb/1000 bbl)} = 84.329457$$

Dalam perhitungan Valone dan Skillern, PTB (*Pounds per Thousand Barrels*) adalah satuan yang digunakan untuk mengukur jumlah *scale* (kerak) yang dapat terbentuk dalam seribu barel (bbl) air. Dalam hal ini, jika nilai PTB perhitungan Valone dan Skillern adalah 84.329457 lb/bbl, itu menunjukkan jumlah perkiraan kerak yang dapat terbentuk adalah 84.329457 pound untuk setiap seribu barel (bbl) air yang diproses. Angka ini memberikan gambaran terkait *Scale CaCO₃* yaitu sedikit permasalahan *scale*. Penting untuk menggunakan informasi ini untuk mengidentifikasi risiko pembentukan *scale* yang tinggi dan mengambil tindakan pencegahan yang sesuai untuk menjaga operasional produksi.

- Pencegahan menggunakan Zat Kimia.

Salah satu metode untuk mencegah terjadinya *scale* adalah dengan menjaga kation-anion yang membentuk *scale* tetap terlarut dalam larutan. Zat-zat kimia ditambahkan ke dalam air sebagai penghambat terbentuknya *scale* (*scale inhibitor*) dalam larutan tersebut.

Scale inhibitor merupakan bahan kimia yang berperan dalam menjaga anion-anion pembentuk *scale* tetap terlarut dalam larutan. Untuk memenuhi kebutuhan ini, kecepatan injeksi harus disesuaikan berdasarkan total produksi cairan dan jumlah bahan kimia yang harus dipompa, sehingga konsentrasinya tidak kurang dari batas minimum yang diizinkan dan dosis yang telah ditentukan. Setelah jenis *scale inhibitor* ditentukan, beberapa faktor perlu diperhatikan agar hasilnya maksimal, yaitu [9]:

- Penambahan *scale inhibitor* harus dilakukan pada titik di mana kristal *scale* mulai terbentuk, yaitu di area hulu yang mengalami masalah. Dalam konteks ini, *scale inhibitor* harus disuntikkan pada sumur produksi.
- *Scale inhibitor* perlu diinjeksi secara berkelanjutan untuk menjaga agar kristal-kristal *scale* tidak terbentuk dalam air yang diproduksi.

Ada beberapa metode yang dapat digunakan untuk menginjeksikan *scale inhibitor*, yaitu:

- Metode *Squeeze Treatment*

Metode ini melibatkan injeksi *inhibitor* ke dalam formasi dengan tekanan yang lebih rendah daripada tekanan rekah formasi, tetapi lebih tinggi daripada tekanan formasi. *Inhibitor* dilarutkan dalam cairan pembawa dan sering dicampur dengan zat aktif permukaan untuk meningkatkan kebasahan batuan formasi. *Inhibitor* membentuk lapisan pelindung pada permukaan pipa selama proses injeksi dan selama aliran fluida produksi yang mengandung konsentrasi *inhibitor* yang tinggi.

– Metode *Batch Treatment*

Metode ini melibatkan penempatan *scale inhibitor* ke dalam sumur melalui *tubing* dengan jumlah yang hampir sama dengan jumlah air yang diproduksi setiap hari. Saat fluida reservoir mengalir ke lubang sumur, fluida tersebut mencampur dengan *scale inhibitor*. *Scale inhibitor* kemudian terbawa bersama dengan fluida produksi melalui peralatan produksi. *Scale inhibitor* ditempatkan beberapa kaki di bawah lubang sumur saat fluida mengalir ke dalam sumur. Namun, *scale inhibitor* yang ditempatkan di dasar sumur tidak bertahan lama dan hanya efektif dalam jangka waktu yang singkat.

– Metode *Continuous Treatment*

Metode ini melibatkan injeksi *scale inhibitor* ke dalam sumur melalui annulus menggunakan pompa injeksi kimia. Dengan metode ini, zat kimia tersebut akan diinjeksikan ke *subsurface* dan menjaga kelarutan. Kecepatan injeksi harus disesuaikan dengan jumlah total produksi fluida, dan bahan kimia harus dipompa dengan cara yang memastikan konsentrasinya tidak kurang dari batas minimum yang diizinkan.

Sebelum melakukan injeksi inhibitor, perlu mempersiapkan instrumen dan komponen yang diperlukan seperti tangki kimia, pompa kimia, *atomizer*, dan bahan kimia yang akan digunakan[10].

Scale inhibitor umumnya terbuat dari senyawa organik. Jenis-jenis yang umum digunakan meliputi:

– Ester Fosfat

Ester fosfat sebaiknya tidak digunakan pada suhu di atas sekitar 175°F [79°C] karena dapat terjadi hidrolisis (reaksi dengan H₂O) yang mengurangi efektivitas penghambatan.

– Fosfonat

Fosfonat lebih stabil pada suhu daripada ester dan memberikan perlindungan hingga suhu 350°F [175°C].

– Polimer

Polimer seperti akrilik terutama digunakan untuk aplikasi suhu tinggi. Mereka dapat digunakan hingga suhu 350°F (175°C).

4. SIMPULAN

A. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan, penulis dapat menyimpulkan beberapa hal.

- Terdapat indikasi kecenderungan terbentuknya *scale* CaCO₃ dari 4 metode indeks yang dilakukan, yaitu Stiff-Davis indeks sebesar 0.772936, Oddo-Tomson indeks sebesar 0.5766192, Langelier Indeks sebesar 0.9676622 (*scale* yang bersifat tidak korosif), Ryznar Indeks 5,446755 (*scale* ringan).
- Meskipun semua metode ini digunakan untuk mengevaluasi potensi pembentukan *scale*, mereka dapat menggunakan variabel yang berbeda dan memberikan nilai yang berbeda pula. Oleh karena itu, hasil dari masing-masing metode dapat memberikan gambaran yang berbeda mengenai potensi pembentukan *scale* dalam industri migas.
- Tidak terdapat potensi kecenderungan terbentuk *scale* CaSO₄ pada sumur PMB-X berdasarkan hasil *formation water analysis*.
- Estimasi maksimum CaCO₃ yang terbentuk pada wellhead menggunakan turunan rumus Stiff-Davis yaitu sebesar, 71.354591 lb/1000bbl, sedangkan turunan rumus Oddo-Tomson 63.307798.

B. Saran

Setelah melakukan penelitian, penulis mengemukakan beberapa saran sebagai berikut.

- Melakukan injeksi inhibitor dikarenakan sudah memiliki indikasi kecenderungan *scale* yang terbentuk.
- Melakukan injeksi dengan inhibitor organik yang umum dipakai di lapangan minyak dengan cara diinjeksikan secara kontinyu agar selalu mencegah terbentuknya kristal *scale* dalam air terproduksi.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Alida, R. & Fandra, P. (2018). Penanggulangan *Scale* CaCO₃, Pada Sumur PF1 Lapangan 26 DI PT PERTAMINA EP ASSET 2 FIELD LIMAU. *Jurnal Teknik Patra Akademika*. Vol. 09. No. 02. P-ISSN: 2089-5925J.
- [2] Musnal, A. (2013). Mengatasi Kerusakan Formasi Dengan Metoda Pengasaman Yang Kompetibel Pada Sumur Minyak Dilapangan X. *Journal of Earth Energy Engineering*, 2(2), 1. <https://doi.org/10.22549/jeee.v2i2.933>.
- [3] Crabtree, M., Eslinger, D., Miller, P. F. M., Johnson, & A., King, G. (1999). *Fighting Scale-Removal and Prevention*. Houston. Schlumberger..
- [4] Patton, C., C., (1995). *Applied Water Technology 2nd Edition*. *Campbell Petroleum Series*. Oklahoma.
- [5] Carrier Air Conditioning Company. (1965). *Handbook of Air Conditioning System Design*. McGraw-Hill Books. New York.
- [6] Lestari, M. G., Wahyuni, S., & Sitaresmi, R. (2007). Problema *Scale* di Beberapa Lapangan Migas. *Procceing Simposiun Nasional IATMI*].
- [7] Irawan, S., & Isjudarto, A. (2011). Evaluasi Penanggulangan *Scale* Pada Flowline Sumur TLJ-XXX DI PT. PERTAMINA EP ASSET II FIELD PRABUMULIH SUMATERA SELATAN. Institut Teknologi Nasional Yogyakarta. Yogyakarta.
- [8] Setiapriyadi, A. W., Supriyadi, & Dewayanti, D. S. (2010). Studi Penyebab *Scale* di Lapangan-lapangan Minyak Sumatera. *Lembaran Publikasi Lemigas*, 44(3), 227-245.
- [9] Sari, R.P. (2011). Studi Penanggulangan Problem *Scale* Dari Near- Wellbore Hingga Flowline Di Lapangan Minyak Limau. Universitas Indonesia. Depok.
- [10] Syahri, M., & Sugiarto, B. (2008). *Scale Treatment Pada Pipa Distribusi Crude Oil Secara Kimiawi*. UPN Veteran Yogyakarta. Yogyakarta

Daftar Simbol

SI	=	<i>Saturation index</i>
Is	=	Indeks saturation
LSI	=	Langelier <i>saturation indeks</i>
RSI	=	Ryznar <i>saturation index</i>
pH	=	Derajat keasaman larutan
TDS	=	<i>Total dissolve dolid</i> , mg/L
T	=	Suhu, °F
pHs	=	Derajat keasamaan CaCO ₃
pCa	=	
pAlk	=	
μ	=	<i>Ionic Strenght</i> , mol/L
K	=	Konstanta <i>solubility</i> CaCO ₃ ,
ppm	=	<i>Parts per million</i>
K _c	=	Konstanta <i>solubility</i> CaSO ₄
X	=	Kelebihan konsentrasi ion, mol/L
S	=	Kelarutan CaSO ₄ perhitungan, meq/L
S'	=	Kelarutan CaSO ₄ aktual, meq/L
PTB	=	<i>Pound per thousand barrel</i>
G	=	Jumlah konsentrasi ion, mol/L
P _{kc}	=	