

IDENTIFIKASI *SCALING* PADA *TRUNKLINE* MELALUI UJI AIR FORMASI

Maulana Afifur Hakim Wibowo¹, Gerry Sasanti Nirmala^{1*}, Diyah Rosiani¹, Bambang Yudho Suranta¹, Husein Abdullah²

¹Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jl. Gajah Mada No.38, Cepu, 58312

²PT. Pertamina EP Cepu, PO. BOX 1, Jl. Gajah Mada, Cepu, 58312

*E-mail: gerry.nirmala@esdm.go.id

ABSTRAK

Lapangan X merupakan salah satu lapangan tertua yang dikelola oleh perusahaan minyak yang menghadapi masalah pembentukan endapan pada sistem pipa, terutama pada *trunkline* antara stasiun pengumpul (SP). Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi jenis endapan yang terbentuk melalui analisis data uji air formasi dan perhitungan indeks endapan (*Scale Index*) berdasarkan metode Stiff & Davis. Langkah-langkah penelitian meliputi tinjauan literatur tentang endapan, pengambilan data uji air formasi sumur Y, perhitungan kekuatan ionik (*Ionic Strength*), perhitungan SI dengan metode Stiff & Davis dalam penentuan jenis endapan CaCO_3 dan CaSO_4 , serta identifikasi jenis endapan berdasarkan hasil perhitungan SI. Hasil analisis menunjukkan bahwa air formasi memiliki konsentrasi ion Ca^{2+} dan HCO_3^- yang tinggi dengan kekuatan ionik total sebesar 0.49856. Nilai SI untuk padatan CaCO_3 diperoleh lebih besar dari nol, sehingga endapan dapat dikatakan berupa CaCO_3 . Sementara perhitungan padatan CaSO_4 menunjukkan nilai S lebih besar dari konsentrasi Ca^{2+} dan SO_4^{2-} , artinya endapan CaSO_4 terbentuk relatif rendah. Hasil ini menyimpulkan bahwa jenis endapan yang dominan terbentuk pada *trunkline* antara SP A dan SP B di Lapangan X adalah CaCO_3 , yang terbentuk akibat ketidakseimbangan kimia air formasi dan perubahan tekanan serta suhu selama proses produksi.

Kata kunci: Air Formasi, CaCO_3 , *Ionic Strength*, *Scale Index*, *Trunkline*

1. PENDAHULUAN

Lapangan "X" merupakan salah satu lapangan minyak tua (*mature field*) yang telah beroperasi sejak masa kolonial Belanda dan hingga saat ini masih dikelola oleh suatu perusahaan minyak. Usia operasi yang panjang menyebabkan Lapangan "X" memiliki karakteristik fluida yang kompleks, dengan pola produksi yang mengalirkan fluida dari sumur menuju Stasiun Pengumpul (SP) kemudian diteruskan ke Stasiun Pengumpul Utama (SPU) [1].

Permasalahan *scale* merupakan salah satu isu operasional utama pada industri minyak dan gas. *Scale* didefinisikan sebagai endapan anorganik yang terbentuk akibat partisipasi mineral-mineral terlarut dalam air formasi yang diproduksi bersama minyak dan gas. Pembentukan endapan ini biasanya dipicu oleh perubahan tekanan, temperatur, atau pencampuran berbagai jenis air dengan komposisi ionik yang tidak kompatibel. Keberadaan *scale* dapat menghambat aliran fluida pada *flowline*, *tubing*, maupun *trunkline* yang mana dapat menurunkan kinerja sumur serta efisiensi produksi hidrokarbon [1].

Mekanisme terbentuknya *scale* sangat dipengaruhi oleh komposisi kimia air formasi. Air formasi mengandung berbagai jenis kation dan anion yang dapat berinteraksi membentuk senyawa terlarut maupun endapan padat. Keseimbangan pelarutan dan kelarutan tersebut dikontrol oleh kondisi tekanan, temperatur, serta waktu kontak antara fluida dengan batuan reservoir. Air formasi memiliki keterbatasan dalam mempertahankan kestabilan ion-ion tersebut dalam

bentuk terdispersi yang dimana ketika batas kelarutan ini terlampaui, ion akan mengendap sebagai padatan kristalin. Selama proses produksi perubahan tekanan dan temperatur mempercepat reaksi kimia yang menggeser kesetimbangan larutan, sehingga memicu terbentuknya endapan kristalin yang dikenal sebagai *scale* [2].

Dalam beberapa dekade terakhir, berbagai metode prediksi *scale* telah dikembangkan dan diterapkan di industri migas. Pada penelitian ini, metode yang digunakan adalah Stiff & Davis dan Skillman.[3] Karena keduanya terbukti efektif, akurat, dan relatif sederhana untuk diaplikasikan menggunakan data lapangan yang tersedia seperti pH, temperatur, serta konsentrasi ion hasil uji laboratorium air formasi [4]. Metode lain seperti Ryznar, Langelier, serta Jansen & Hansen dianggap kurang sesuai untuk Lapangan "X" karena dirancang untuk kondisi air tawar atau sistem *cooling water*, bukan air formasi dengan salinitas tinggi. Sehingga kurang representatif dalam memprediksi *scale* pada kondisi brine reservoir [5].

Hasil uji laboratorium air formasi dari Lapangan "X" menunjukkan bahwa kadar ion kalsium (Ca^{2+}) dan bikarbonat (HCO_3^-) relatif tinggi. Kondisi ini meningkatkan kecenderungan terbentuknya *scale*, hal ini membuat diameter dari *trunkline* semakin kecil dan dapat menurunkan kapasitas produksi. Selain itu presipitasi mineral berpotensi merusak peralatan produksi seperti pipa, *flowline*, serta sistem pengangkutan fluida lainnya [6].

Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi jenis yang terbentuk pada Lapangan "X" serta memprediksi kecenderungan presipitasinya menggunakan metode Stiff & Davis dan Skillman. Prediksi dilakukan berdasarkan analisis kandungan ion dari hasil uji air formasi guna memahami jenis endapan yang dominan dan menentukan strategi penanganan *scale* yang tepat untuk kondisi lapangan.

2. METODE

Sebagaimana telah dijelaskan sebelumnya, kawasan pada Lapangan "X" ini termasuk dalam kategori lapangan tua dengan karakteristik fluida minyak berbasis parafinik dan air formasi dengan kandungan ion terlarut tinggi khususnya ion kalsium. Pada penelitian kali ini akan fokus pada permasalahan yang terjadi pada *trunkline* dari SP B menuju SP A, karena pada pemompaan fluida dari SP A menuju SP B ditemukan adanya anomali dimana fluida pada SP B tidak mengalami penurunan level namun tangki penerimaan pada SP A tidak ada aliran fluida yang masuk. Setelah dilakukan penelusuran lebih lanjut ternyata pada *trunkline* dari SP B menuju SP A ditemukan tidak ada aliran. Kondisi pompa transfer beroperasi dengan normal dan valve yang ada di sepanjang *trunkline* juga dalam keadaan normal.

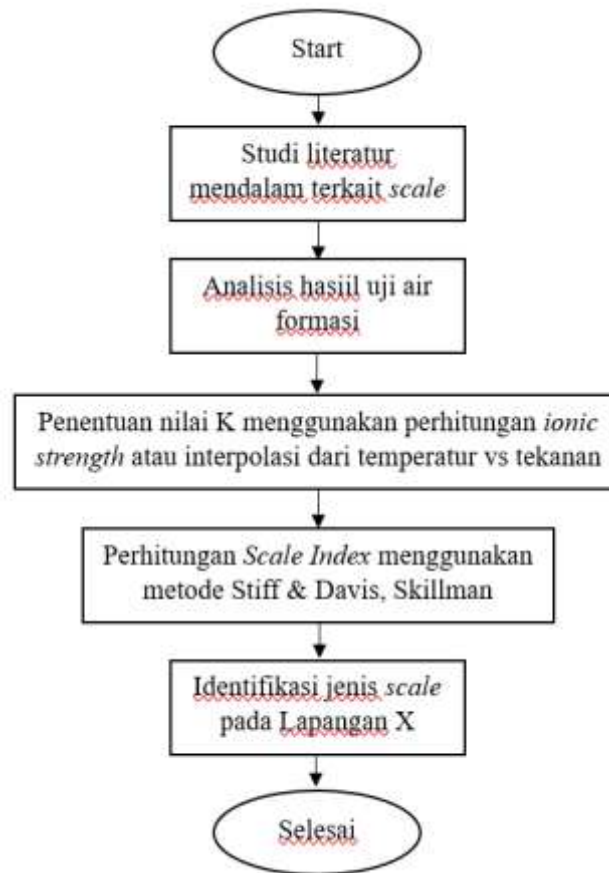
Dari permasalahan yang ada diperlukan pengidentifikasian lebih lanjut dari jenis *scale* untuk dapat dilakukan penanganan kedepannya dari jenis *scale* yang diketahui. Literatur yang mendalam terkait *scale* dibutuhkan untuk memahami cara identifikasi jenis *scale*. Data kondisi lapangan juga dibutuhkan untuk dapat memperhitungkan dari identifikasi jenis *scale* pada Lapangan "X". Alur penelitian dijelaskan dalam Gambar 1.

Penelitian ini dimulai dengan studi literatur pembetukkan *scale*, terhadap pengelolaan dari data hasil uji air formasi laboratorium AAS dan data operasional lapangan berupa temperatur fluida yang kemudian dilakukan perhitungan pada kekuatan ion terkait verifikasi *scale index* untuk mengidentifikasi jenis *scale* yang terbentuk pada *trunkline*. Jika hasil perhitungan metode Stiff & Davis, *scale index* yang diperoleh berkarakter *positif* dimana dapat disimpulkan terbentuknya *scale* jenis kalsium karbonat (CaCO_3). Namun apabila hasil *scale negative* maka dapat disimpulkan *scale* jenis CaCO_3 tidak terbentuk [7]. Dalam perhitungannya kita dapat menggunakan persamaan seperti berikut[3]:

SI > 0, air sangat jenuh dengan CaCO_3 sehingga *scale* terbentuk.

SI = 0, air berada pada titik jenuh.

$SI < 0$, air tidak jenuh dan *scale* CaCO_3 tidak terbentuk.



Gambar 1. Diagram Alir

Analisa tingkat kecenderungan pembentukan *scale* CaCO_3 dari air produksi maupun setelah bercampur dengan air formasi dihitung dengan menggunakan persamaan dari Stiff and Davis sebagai berikut:

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

$$pHs = K + pCa + pAlk \quad (2)$$

Dari persamaan (1) kita substitusikan dengan persamaan (2) akan menghasilkan persamaan berikut:

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

Perbedaan jenis garam terlarut memengaruhi nilai konstanta K. Pengaruh ini dapat diabaikan pada air tawar, namun perlu diperhitungkan pada air formasi karena berdampak pada hasil kalkulasi [8]. Untuk menghindari ketidakakuratan data, dilakukan koreksi nilai K dengan men-substitusikan kekuatan ionik (*ionic strength*) menggunakan persamaan:

$$\mu = \frac{1}{2} (C_1 Z_1^2 + C_2 Z_2^2 + \dots + C_n Z_n^2) \quad (4)$$

Selain melalui grafik, nilai pCa dan pAlk dapat diperhitungkan menggunakan persamaan seperti berikut:

$$pCa = 4.5997 - 0.4337 \ln (Ca^{2+}) \quad (5)$$

$$pAlk = 4.819 - 0.4375 \ln (CO_3 + HCO_3) \quad (6)$$

Analisa pada $CaSO_4$ menggunakan metode Skillman digunakan untuk menghitung nilai kelarutan *Solubility* [S]. Jika nilai kelarutan [S] sama dengan konsentrasi sebenarnya dari konsentrasi terkecil beberapa ion Ca^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} atau SO_4^{2-} dalam satuan [meq/l] dapat dikatakan bahwa fluida dalam kondisi kesetimbangan. Namun apabila nilai [S] lebih besar dari konsentrasi sebenarnya, maka dapat dikatakan fluida dalam kondisi jenuh (*super saturated*) dan memungkinkan untuk terbentuknya *scale*. Demikian juga sebaliknya bila nilai [S] lebih kecil dari konsentrasi sebenarnya, maka kondisi fluida tidak dimungkinkan untuk terjadinya *scale* [9]. Persamaan dari metode Skillman seperti berikut:

$$X = |[Ca^{2+}] - [SO_4^{2-}]| \quad (7)$$

$$Solubility[meq/l] = S = 1000\{[X + 4(K)]^{0.5} - X\} \quad (8)$$

Untuk mempermudah perhitungan kekuatan ion dibuat tabel untuk mengkonversi hasil analisa air formasi ke dalam kekuatan ion. Tabel 1 dan 2 memperlihatkan faktor-faktor konversi konsentrasi menjadi kekuatan ion untuk beberapa ion.

Tabel 1. Faktor konversi ion menjadi kekuatan ion

Ion	Faktor Konversi
Na^+	2.2×10^{-5}
Ca^{2+}	5×10^{-5}
Mg^{2+}	8.2×10^{-5}
Ba^{2+}	1.5×10^{-5}
Cl^-	1.4×10^{-5}
SO_4^{2-}	2.1×10^{-5}
CO_3^{2-}	3.3×10^{-5}
HCO_3^-	0.82×10^{-5}

Tabel 2. Laporan Hasil Analisa

No	Parameter	Satuan	Sumur Y
1	pH	-	7.68
2	Temperatur Uji	Celcius	24°C
3	Cl	mg/l	11768
4	SO	mg/l	240
5	Na	mg/l	8828
6	TDS	mg/l	26080
7	Mg	mg/l	20
8	Ca	mg/l	136
9	HCO	mg/l	3403
10	CO	mg/l	0

3. PEMBAHASAN

Dari bagian sebelumnya telah dijelaskan terkait adanya anomali pada saat pemompaan dari SP B ke SP A, dimana level fluida di tangki SP B tidak berkurang dan tidak ada fluida yang masuk ke tangki penerima di SP A. Selain itu tekanan pada *discharge* pompa transfer meningkat, sementara hasil pemeriksaan menunjukkan pompa dan valve berfungsi dengan normal. Setelah pemeriksaan lebih lanjut ditemukan adanya endapan padat (*scale*) pada *trunkline* seperti pada Gambar 3 yang kemudian diambil sampelnya untuk diuji pada laboratorium AAS. Dari hasil sample *scale* yang diambil ditemukan adanya kandungan Ca^{2+} tinggi seperti pada Gambar 2 yang mana menyebabkan proses pembentukan *scale* terjadi [1].



Gambar 2. Scale yang terbentuk pada *trunkline* [1]



Gambar 3. Sample scale dengan kandungan Ca^{2+} tinggi [1]

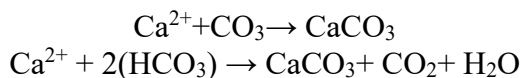
Scale yang terbentuk menjadi permasalahan dominan Lapangan X dan dalam pengidentifikasiannya diperlukan data hasil uji air formasi. Pada Tabel 3 diperlihatkan data dari hasil uji air dari sumur Y.

Tabel 3. Hasil uji air formasi Sumur Y

Parameter	(mg/ltr)
Na^+	8828
Ca^{2+}	136
Mg^{2+}	20
Cl^-	11768
HCO_3^-	3403
SO_4^{2-}	240
CO_3^{2-}	0

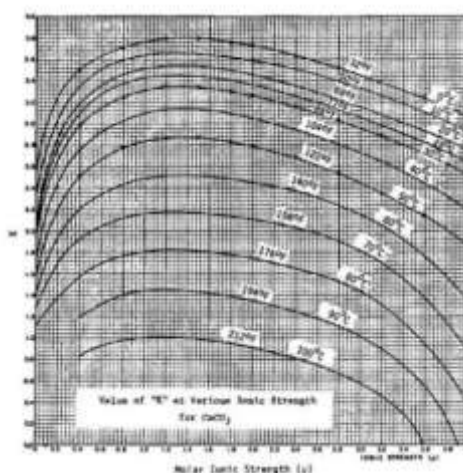
Setelah data hasil uji air formasi didapatkan kita bisa mulai menghitung SI untuk mengidentifikasi terbentuknya *scale* CaCO_3 dan CaSO_4 pada sumur Y. Namun sebelum itu kita juga perlu menentukan nilai K dari CaCO_3 menggunakan hasil interpolasi dari perhitungan total ke-

kuatan ion dengan suhu senilai 24°C melalui grafik seperti pada Tabel 4 dan Gambar 4. CaCO_3 adalah endapan kalsium karbonat yang terbentuk dari senyawa-senyawa ion karbonat dengan ion pada formasi [10].



Tabel 4. Total Ionic Strength Sumur Y

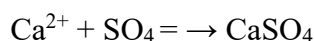
Ion	Konsentrasi	Faktor Konversi	Ionic Strength
Na	8828	0.000022	0.194216
Ca	136	0.00005	0.0068
Cl	11768	0.000014	0.164752
SO ₄	240	0.000021	0.00504
HCO ₃	3403	0.000033	0.112299
Total Ionic Strength			0.49856



Gambar 2 Diagram ionic strength vs temperature [7]

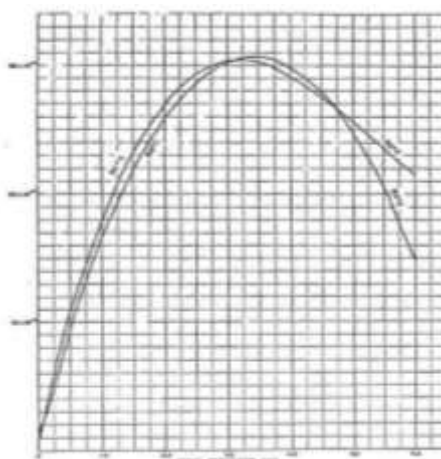
Nilai K yang didapatkan adalah 3.2, selain nilai K dibutuhkan perhitungan dari $p\text{Ca}$ dan $p\text{Alk}$ menggunakan Pers. (5) dan (6). Dimana dalam perhitungannya menggunakan konsentrasi dari Ca^{2+} , CO_3^{2-} , dan HCO_3^- yang tertera pada Tabel 4. Didapatkan $p\text{Ca}$ 2.44 dan $p\text{Alk}$ 1.25. Setelah semua data dan perhitungan didapatkan, SI CaCO_3 dapat dihitung bila pH diketahui 7,68. Menggunakan Pers. (3) didapatkan nilai SI sebesar 0.67.

Dari hasil perhitungan SI CaCO_3 di atas, dapat dilihat bahwa $\text{SI} > 0$ yang mana dapat diidentifikasi terbentuknya jenis *scale* CaCO_3 pada sumur Y. Selanjutnya akan diidentifikasi jenis *scale* CaSO_4 dengan mencari nilai X dan K untuk diperhitungkan seperti pada persamaan 7 dan 8. CaSO_4 adalah kalsium sulfat terbentuk dari reaksi ion kalsium dan ion sulfat.



Tabel 5. Kandungan Ca^{2+} dan SO_4^{2-} sumur Y

Ion	Konsentrasi (mg/l)	Konsentrasi (meq/l)	Faktor Konversi	Konsentrasi (moles/liter)
Ca^{2+}	136	6.7864	2.5×10^{-5}	0.0034
SO_4^{2-}	240	4.9968	1.04×10^{-5}	0.002496



Gambar 3 Diagram *Solubility* [8]

Nilai K yang didapat dari hasil interpolasi adalah 0.001 dari grafik pada Gambar 5. Langkah terakhir adalah menentukan nilai *scale* menggunakan Pers. (7) dan (8) dengan konsentrasi pada Tabel 5. Didapatkan nilai X sebesar 0.000904 dan S 69.12 mg/l. Nilai $S > Ca^{2+}$ dan SO_4^{2-} dapat diidentifikasi bahwa *scale* jenis $CaSO_4$ cenderung tidak terbentuk. Dari hasil pembahasan di atas dengan menggunakan data yang minim berupa aktivitas ion dan hasil uji temperature kita dapat mengidentifikasi bahwa *scale* yang terbentuk pada *trunkline* di Lapangan "X" dominan *scale* jenis $CaCO_3$.

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil pemeriksaan langsung di lapangan ditemukan adanya penyumbatan pada *trunkline* dari Stasiun Pengumpul B menuju Stasiun Pengumpul A. Pengambilan *sample* dilakukan untuk mengetahui kandungan ion dari *scale* yang terbentuk, perhitungan aktivitas ionik dilakukan untuk memudahkan mengidentifikasi jenis *scale* menggunakan metode Stiff & Davis dan Skillman. Hasil dari pengidentifikasian tersebut menunjukkan jenis *scale* yang dominan terbentuk adalah $CaCO_3$.

Hal tersebut dapat terjadi karena Lapangan "X" telah mencapai atau melebihi tingkat kejenuhan terhadap mineral $CaCO_3$. Nilai SI sebesar 0.67 ($S > 0$) menjadi parameter bahwa pada Lapangan "X" terbentuk *scale* jenis $CaCO_3$. Sedangkan untuk perhitungan terhadap $CaSO_4$ menunjukkan nilai S sebesar 69.12 mg/l lebih besar dari konsentrasi ion sebenarnya, yang menjadi parameter tidak terbentuknya *scale* jenis $CaSO_4$ pada Lapangan X. Jika hal ini dibiarkan penyumbatan yang terjadi dapat mempengaruhi performa sumur mulai dari penurunan tekanan, kerusakan pada alat produksi dan resiko lainnya yang mampu merugikan perusahaan minyak yang mengelola Lapangan X. Disarankan penelitian selanjutnya melakukan pembahasan pencegahan dari *scale* menggunakan *scale inhibitor*.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] H. Abdullah and D. Rosiani, "Evaluasi Plugging Pada Pipa Disebabkan Scale Problem Dan Deposit Wax Pada Lapangan Kawengan," *J. Eksplor. dan Produksi Migas*, vol. 3, no. 2, pp. 62–68, 2025, doi: 10.53026/jepm.v3i2.39.
- [2] J. Kontrec, N. Tomašić, N. M. Mlinarić, D. Kralj, and B. N. Džakula, "Effect of ph and type of stirring on the spontaneous precipitation of $CaCo_3$ at identical initial supersaturation, ionic

- strength and $a(\text{Ca}^{2+})/a(\text{CO}_3^{2-})$ ratio,” *Crystals*, vol. 11, no. 9, 2021, doi: 10.3390/cryst11091075.
- [3] D. Alighiri, C. Fatmala, I. Syafi, and E. B. Haditya, “Studi Pembentukan Scale CaCO_3 dan CaSO_4 Cepu, Indonesia,” *Fisika*, vol. 8, no. 1, pp. 28–36, 2018, [Online]. Available: <https://journal.unnes.ac.id/nju/index.php/jf/article/view/14496>
- [4] J. Azizi, S. R. Shadizadeh, A. K. Manshad, and N. Jadidi, “Effects of pH and Temperature on Oilfield Scale Formation,” vol. 7, no. 3, pp. 18–31, 2018.
- [5] D. Rate and S. I. Applicability, “Calcium Carbonate Formation in Groundwater-Supplied Drinking Water Systems : Role of CO_2 Degassing Rate and,” 2024.
- [6] M. S. Kamal, I. Hussein, M. Mahmoud, A. S. Sultan, and M. A. S. Saad, “Oilfield scale formation and chemical removal: A review,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 171, no. July, pp. 127–139, 2018, doi: 10.1016/j.petrol.2018.07.037.
- [7] H. A. Stiff and L. E. Davis, “A Method for Predicting the Tendency of Oil Field Waters To Deposit Calcium Carbonate,” *J. Pet. Technol.*, vol. 4, no. 09, pp. 213–216, 1952, doi: 10.2118/952213-g.
- [8] A. A. K. A. Alhadede, K. E. N. Alhadidi, and Q. D. Essa Al-Khafagi, “Effect of ionic strength on the dissolution and precipitation of carbonate minerals and the nature of ionic species from some calcareous soil,” *J. Glob. Innov. Agric. Sci.*, vol. 13, no. 2, pp. 699–705, 2025, doi: 10.22194/JGIAS/25.01546.
- [9] Darwita, “Laboratory study of calcium sulfate lemgas scientific contributions laboratory study of calcium sulfate solubility calculation by using Skillman, McDonald, and Stiff method,” *Lemigas Sci. Contrib.*, vol. 33, no. 1, pp. 62–83, 2010.
- [10] B. Abderrahim, H. Mohamed, and F. Abla, “Study on thermal desalination effect on the solids’ precipitation variation,” *Desalin. Water Treat.*, vol. 57, no. 13, pp. 5926–5931, 2016, doi: 10.1080/19443994.2015.1038733.

Daftar Simbol

μ	=	Ionic Strength
K	=	Konstanta dari hasil interpolasi <i>ionic strength</i> vs temperatur
K_{sp}	=	Konstanta <i>ionic strength</i>
pH	=	pH air sebenarnya
pCa	=	Konversi ppm Ca
pAlk	=	Konversi ppm alkalinitas
pHs	=	Nilai pH air yang tersaturasi dengan CaCO_3
C	=	Konsentrasi ion (mol/1000 gr air)
Z	=	Valensi Ion
SI	=	Scale Index
[S]	=	Solubility (meq/l)