

ANALISIS *SCALING* SILIKA DAN DAMPAKNYA TERHADAP PRODUKTIVITAS SUMUR DI LAPANGAN GEOTHERMAL NYL

Naila Adinda^{1*}, Henk Subekti^{1*}, Diyah Rosiani¹, Akhmad Sofyan^{1,2}

¹Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jalan Gajah Mada No. 38 Cepu, Blora, 58315

²Department of Geology, Faculty of Earth Science, University of Szeged, 13 Dugonics Square, 6720 Szeged

*E-mail: henksubekti@gmail.com

ABSTRAK

Sumur geothermal dapat mengalami penurunan produksi fluida akibat pembentukan *scaling* mineral. Penelitian ini menganalisis potensi pembentukan *scaling* pada sumur produksi lapangan geothermal Indonesia dan dampaknya terhadap produktivitas. Data meliputi geokimia fluida brine dari separator, data produksi Juli 2024, dan parameter operasional. Analisis dilakukan dengan perhitungan manual *Saturation Index* untuk calcite dan silica mengikuti metode Fournier & Truesdell dan Köhl kemudian divalidasi dengan pemodelan PHREEQC. Hasil menunjukkan fluida memiliki kandungan silica 860 ppm dengan pH 6.06 dan WHP 1.00 barg. Perhitungan manual memberikan *Calcite Saturation Index* 2.70 dan *Silica Saturation Index* 2.40, mengindikasikan kedua jenis *scaling* berpotensi terbentuk. Validasi dengan PHREEQC menunjukkan supersaturasi signifikan untuk silica (SI Chalcedony 2.37, SI Quartz 2.48). Data produksi menunjukkan penurunan *steam flow* dari 408 ton/hr menjadi 381 ton/hr (6.7%) dalam dua bulan. Strategi mitigasi meliputi injeksi *chemical inhibitor* 8-10 ppm, pH modification, optimasi operasional, dan monitoring rutin dengan payback period 2-4 bulan.

Kata kunci: *Geothermal Scaling*, Silika, *Calcite*, Penurunan Produksi, PHREEQC

1. PENDAHULUAN

Energi panas bumi merupakan sumber energi terbarukan yang tidak dapat ditransportasikan dan hanya dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan listrik di lokasi sumber panas berada. Indonesia memiliki potensi energi panas bumi sekitar 28,910 MW atau 40% dari total potensi dunia, namun baru dimanfaatkan 4.5% [1]. Pemerintah menargetkan peningkatan konsumsi energi *geothermal* hingga 23% pada tahun 2025 untuk mendukung transisi energi nasional [2]. Dalam operasional pembangkit listrik tenaga panas bumi, tantangan utama terkait kimia fluida *geothermal* yang mengandung konsentrasi mineral tinggi sehingga dapat menyebabkan *scaling* dan *korosi* pada sumur dan instalasi permukaan [3]. *Scaling* merupakan deposit padatan yang terbentuk akibat perubahan tekanan, temperatur, dan pH dalam sistem fluida. Jenis *scaling* dipengaruhi oleh komposisi kimia fluida dan kondisi operasional [4].

Silika (SiO₂) dan kalsit (CaCO₃) merupakan masalah *scaling* paling sering dijumpai pada sistem *geothermal*. *Scaling* silica umumnya terjadi pada sistem bertemperatur tinggi dimana kandungan silica terlarut dapat mencapai 800-1000 ppm [5]. *Scaling* kalsit terbentuk akibat penurunan temperatur yang menurunkan solubilitas mineral karbonat [6]. Kedua fenomena ini dapat terjadi di berbagai titik sistem produksi terutama pada *separator* dan *pipeline* dimana terjadi perubahan kondisi fisika-kimia fluida [7]. Potensi *scaling* dievaluasi menggunakan *Saturation Index* (SI) yang dihitung secara manual dan divalidasi menggunakan *software* geokimia PHREEQC [8], [9]. Nilai SI positif mengindikasikan mineral *supersaturated* dan berpotensi mengendap, sedangkan SI negatif mengindikasikan mineral *undersaturated* [10].

Penelitian Köhl dkk menunjukkan parameter hidrokimia dan operasional sangat berpengaruh terhadap kinetika pembentukan *scaling* karbonat.

Lapangan panas bumi NYL menghadapi permasalahan *scaling* pada beberapa sumur produksi dengan karakteristik fluida kandungan mineral tinggi. Data *monitoring* operasional periode Juli 2024 menunjukkan penurunan *steam production* yang diduga disebabkan *scaling*. Penelitian ini bertujuan mengkarakterisasi komposisi geokimia fluida, memprediksi potensi *scaling* menggunakan perhitungan manual dan validasi dengan PHREEQC, mengevaluasi dampak *scaling* terhadap produktivitas berdasarkan data produksi historis, serta merumuskan strategi pencegahan dan *treatment* yang efektif.

2. METODE

A. Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian dilakukan pada sumur produksi utama di salah satu lapangan panas bumi NYL di Indonesia yang terletak di Jawa Tengah. Sumur ini memiliki kondisi operasi dengan *wellhead pressure* berkisar 20-25 barg dan temperatur *wellhead* sekitar 186°C. Berdasarkan data operasi terakhir, aliran fluida pada sumur ini cenderung stabil dengan produksi uap dan *brine* yang cukup untuk menunjang kebutuhan pembangkit listrik *geothermal*. Pengumpulan data dilakukan pada periode Februari hingga Agustus 2024.

B. Data Penelitian

Data yang digunakan meliputi: (1) data geokimia fluida dari *sampling separator* tanggal 3 Juni 2024 yang mencakup analisis lengkap kation, anion, dan parameter fisika-kimia, (2) data produksi harian periode Juli 2024 meliputi *steam flow*, *pressure*, dan *temperature*, (3) data operasional sumur mencakup *wellhead pressure (WHP)*, *wellhead temperature (WHT)*, dan *flow rate*, serta (4) data *separator conditions* untuk memahami kondisi pemisahan fasa.

C. Sampling dan Analisis Geokimia

Sampling fluida dilakukan pada fase *brine* dari *separator* dua fasa di permukaan mengikuti prosedur standar sampling *geothermal* [11], [9]. Sampel *brine* diambil dari *outlet separator* menggunakan *HDPE bottle* sebagai wadah saat sumur dalam kondisi operasi stabil. Fluida dipisahkan ke tiga botol untuk pengukuran *in-situ* (temperatur, pH, Eh, EC, alkalinitas), untuk analisis anion tanpa perlakuan, dan untuk analisis kation diasamkan dengan HNO₃ hingga pH < 2.

Analisis laboratorium meliputi kation (Na, K, Ca, Mg, Fe, Li) dilakukan dengan metode ICP-OES, anion (Cl, HCO₃) dengan Ion *Chromatography* dan titrasi, silika dengan spektrofotometri kolorimetri, dan parameter fisika-kimia. *Quality control* dilakukan dengan *ion balance error* < 5% [12]. Spektrofotometri kolorimetrik digunakan untuk menentukan konsentrasi silika berdasarkan intensitas warna yang dihasilkan oleh reaksi kimia antara silika dan reagen tertentu, di mana nilai penyerapan sebanding dengan konsentrasi silika terlarut.

D. Perhitungan Manual Saturation Index

Perhitungan *Calcite Saturation Index (CSI)* dilakukan mengikuti metode Köhl *et al.* (2020) dengan formula:

$$CSI = \log \left(\frac{IAP}{K_{sp}} \right) = \log \left(\frac{[Ca^{2+}][CO_3^{2-}]}{K_{sp}} \right) \quad (1)$$

Dimana CSI dihitung menggunakan K_{sp} *calcite* pada 25°C dari literatur adalah $3.36 \times 10^{-9} \text{ mol}^2/\text{L}^2$ [10]. Nilai $CSI < 0$ mengindikasikan supersaturasi dan potensi presipitasi *calcite*. *Ion Activity Product* (IAP) adalah hasil kali aktivitas ion Ca^{2+} dan CO_3^{2-} , sedangkan K_{sp} adalah konstanta kelarutan *calcite*. Konsentrasi Ca^{2+} dan HCO_3^- dari hasil analisis dikonversi menjadi satuan molar dengan membagi konsentrasi dengan berat molekul sebagai berikut:

$$[\text{Ca}^{2+}] = \frac{\text{Konsentrasi Ca (ppm)}}{40.08 \text{ g/mol}} \quad (2)$$

$$[\text{HCO}_3^-] = \frac{\text{Konsentrasi HCO}_3 \text{ (ppm)}}{61.02 \text{ g/mol}} \quad (3)$$

Kemudian HCO_3^- dikonversi ke CO_3^{2-} menggunakan rasio massa molekul dengan formula:

$$[\text{CO}_3^{2-}] = [\text{HCO}_3^-] \times 0.984 \quad (4)$$

Perhitungan *Silica Saturation Index* (SSI) menggunakan geotermometer Fournier & Truesdell (1973) yang merupakan metode standar dalam geokimia *geothermal*. Temperatur kesetimbangan untuk *amorphous silica* dihitung menggunakan persamaan geotermometer berikut:

$$T(^{\circ}\text{C}) = \left(\frac{731}{(4.52 - \log \text{SiO}_2)} \right) - 273.15 \quad (5)$$

Dimana T adalah temperatur dalam derajat *Celsius* yaitu kondisi ketika silika berada dalam kesetimbangan dengan konsentrasi terukurnya. *Silica Saturation Index* dihitung sebagai rasio konsentrasi silika aktual terhadap solubilitas pada temperatur tertentu dengan formula:

$$SSI = \frac{C_{\text{actual}}}{C_{\text{equilibrium}}} \quad (6)$$

Nilai $SSI > 1$ mengindikasikan supersaturasi dan potensi presipitasi. Metode ini telah diverifikasi untuk memprediksi laju pembentukan endapan (*scale formation rate*) dan waktu pembentukan (*formation time*) berdasarkan tekanan sumur (*wellhead pressure*) di sumur *geothermal* Indonesia [4], [13].

E. Validasi dengan Pemodelan PHREEQC

Validasi dilakukan menggunakan PHREEQC versi 3 dengan *database* PHREEQC.dat [8]. *Input* data meliputi komposisi kimia, temperatur (451 K/178°C), tekanan (9 atm), dan pH. Mineral yang dimodelkan meliputi *silica polymorphs*, *magnesium silicates*, *iron oxides*, dan *chloride minerals* sesuai dengan studi komprehensif *scale formation* di sumur *geothermal* Indonesia. PHREEQC menghitung SI dengan koreksi aktivitas ion untuk *ionic strength* tinggi. Kemudian hasil dibandingkan dengan perhitungan manual untuk validasi [5].

F. Analisis Data Produksi

Sebagai tahap berikutnya dalam mengevaluasi kinerja sumur, dilakukan analisis terhadap data produksi harian untuk melihat bagaimana perubahan performa sumur selama periode tersebut. Data produksi harian Juli 2024 dianalisis meliputi *total load (MW)*, *steam flow rate (ton/hr)*, *wellhead pressure (barg)*, dan *wellhead temperature (°C)*. Analisis *trend* dilakukan dengan membandingkan performa awal Juli (*baseline*) dengan akhir Juli untuk mengidentifikasi penurunan produktivitas. *Plotting* grafik *time series* dilakukan untuk visualisasi. Korelasi

antara parameter operasional dianalisis untuk memahami hubungan sebab-akibat terkait *flow restriction* akibat *scaling* [14].

G. Analisis Keekonomian

Analisis ekonomi dilakukan untuk mengevaluasi kelayakan finansial program skalabilitas menggunakan *Cost Benefit Analysis* (CBA). Pendekatan ini digunakan untuk membandingkan manfaat ekonomi dengan biaya yang dikeluarkan selama implementasi program. Analisis ini dilakukan dengan mempertimbangkan beberapa parameter kunci, termasuk *Net Present Value* (NPV), *Benefit-Cost Ratio* (BCR), dan *Payback Period* (PP).

Net Present Value (NPV) digunakan untuk menentukan laba bersih suatu proyek, dengan mempertimbangkan faktor waktu dan tingkat diskonto (*discount rate*). NPV dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$NPV = PV_{Benefit} - PV_{Cost} \quad (7)$$

Dengan $PV_{Benefit}$ merujuk pada nilai kini dari seluruh manfaat ekonomi yang diperoleh, sedangkan PV_{Cost} adalah nilai kini dari seluruh biaya implementasi program pada periode analisis. Proyek dinyatakan menguntungkan jika $NPV > 0$.

Cost Benefit Ratio (CBA) digunakan untuk membandingkan nilai manfaat total terhadap biaya total. Rumus perhitungannya adalah:

$$BCR = \frac{PV_{Benefit}}{PV_{Cost}} \quad (8)$$

Nilai $BCR > 1$ menunjukkan bahwa proyek tersebut layak dikerjakan. Sedangkan, nilai $BCR < 1$ menunjukkan bahwa proyek tidak layak dikerjakan.

Payback period menunjukkan berapa lama waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan total biaya investasi melalui manfaat ekonomi yang diperoleh setiap tahun. Rumus untuk menghitung ini adalah sebagai berikut:

$$PP = \frac{\Sigma_{investasi}}{\Sigma_{pemasukan}} \times 1 \text{ bulan} \quad (9)$$

Dimana semakin kecil nilai PP, semakin cepat modal dapat dikembalikan, dan semakin tinggi efisiensi ekonomi proyek.

3. PEMBAHASAN

A. Karakteristik Geokimia Fluida

Analisis geokimia dilakukan untuk mengetahui komposisi larutan garam (fluida *brine*) yang diperoleh dari *separator* serta karakteristik fluida *reservoir*. Data kimia digunakan untuk mengidentifikasi tipe fluida, kadar garam, dan kemungkinan terjadinya pembentukan *scaling*. Parameter yang dianalisis mencakup *pH*, *electrical conductivity* (EC), *total dissolved solids* (TDS), dan konsentrasi ion-ion utama seperti Cl^- , Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , HCO_3^- , Fe, Li, dan SiO_2 . Sampel fluida diambil dari *separator* saat kondisi operasional stabil agar dapat menggambarkan sifat-sifat fluida *reservoir* dengan akurat. Hasil analisis geokimia fluida *brine* yang diambil dari *separator* sumur produksi pada 3 Juni 2024 ditunjukkan dalam Tabel 1.

Seperti ditunjukkan pada Tabel 1, komposisi fluida didominasi oleh klorida (16,592 ppm) dan natrium (6,126 ppm), mencerminkan karakteristik fluida *geothermal* yang telah mengalami interaksi panjang dengan batuan reservoir pada temperatur tinggi. Rasio $Na/K = 3.05$

mengindikasikan fluida *mature* dengan kesetimbangan air-batuan yang baik sesuai dengan sistem *geothermal volcanic-hosted* [5].

Tabel 1. Komposisi Geokimia Fluida Brine dari Separator (3 Juni 2024)

Parameter	Nilai	Satuan
WHP	1.00	Barg
pH	6.06	-
EC	27,080	$\mu\text{S/cm}$
Cl	16,592	ppm
HCO ₃	21.00	ppm
Na	6,126	ppm
K	2,006	ppm
Ca	200	ppm
Fe	0.16	ppm
TDS	18,896	ppm
SI	860	ppm
Li	37.68	ppm
Mg	0.29	ppm

Nilai TDS sebesar 18,896 ppm dan EC sebesar 27,080 $\mu\text{S/cm}$ mengonfirmasi karakteristik fluida klorida dengan salinitas tinggi. Kandungan silika sangat tinggi (860 ppm) jauh di atas solubilitas *amorphous silica* pada temperatur permukaan (100-150 ppm pada 100°C), mengindikasikan potensi presipitasi signifikan saat *cooling*. Nilai pH sebesar 6.06 berada pada *range* dimana silika cenderung berpolimerisasi membentuk koloid dan akhirnya mengendap sebagai *scaling* [15], [13].

Nilai WHP sebesar 1.00 barg mengindikasikan pengukuran pada kondisi *separator pressure* rendah, kemungkinan setelah *flashing stage* atau pada *low-pressure separator*. Kandungan Ca (200 ppm) dan HCO₃ (21 ppm) mengindikasikan potensi *scaling calcite*, terutama saat terjadi *degassing* CO₂ yang meningkatkan pH. Konsentrasi Mg sangat rendah (0.29 ppm) dan Fe rendah (0.16 ppm) menunjukkan pembentukan *magnesium silicate* dan *iron oxide* kemungkinan terbatas, meskipun *Saturation Index* mineral-mineral tersebut relatif tinggi [7].

B. Hasil Perhitungan *Manual Saturation Index*

Berdasarkan data geokimia pada Tabel 1, dilakukan perhitungan manual *Saturation Index* untuk *calcite* dan *silica*. Hasil perhitungan lengkap dirangkum pada Tabel 2. Untuk *Calcite Saturation Index*, konsentrasi Ca²⁺ (200 ppm) dikonversi menjadi 0.004990 mol/L, dan HCO₃⁻ (21 ppm) menjadi 0.000344 mol/L. Konversi HCO₃⁻ ke CO₃²⁻ menghasilkan 0.000338 mol/L. Sehingga didapatkan nilai IAP sebesar $1.687 \times 10^{-6} \text{ mol}^2/\text{L}^2$. Dengan Ksp *calcite* pada 25°C sebesar $3.36 \times 10^{-9} \text{ mol}^2/\text{L}^2$ [6], maka nilai CSI didapatkan sebesar 2.70.

Untuk menghitung *Silica Saturation Index*, dari konsentrasi SiO₂ sebesar 860 ppm digunakan untuk menghitung nilai $\log \text{SiO}_2 = 2.934$. Temperatur kesetimbangan *amorphous*

silica sebesar 187.88°C. Pada temperatur *intermediate* 150°C dengan kelarutan silika (solubilitas) sekitar 360 ppm, maka diperoleh nilai SSI sebesar 2.40.

Tabel 2. Ringkasan Perhitungan Manual Saturation Index

Parameter Data Input	Calcite	Silica	Satuan
Konsentrasi terukur	Ca: 200, HCO ₃ : 21	SiO ₂ : 860	ppm
Konsentrasi molar	Ca ²⁺ : 0.004990	-	mol/L
	HCO ₃ ⁻ : 0.000344	-	mol/L
	CO ₃ ²⁻ : 0.000338	-	mol/L
Perhitungan			
IAP / log SiO ₂	1.687×10^{-6}	2.934	mol ² /L ² /-
K _{sp} / T equilibrium	3.36×10^{-9}	187.88	mol ² /L ² / °C
Solubilitas @ 150°C		360	ppm
Rasio saturasi	-	2.40	-
Saturation Index	2.70	2.40	-
Interpretasi	Supersaturated	Supersaturated	-

Sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 2, CSI sebesar 2.70 mengindikasikan fluida sangat *supersaturated* terhadap *calcite* pada kondisi permukaan akibat penurunan temperatur. Nilai SSI sebesar 2.40 juga mengindikasikan supersaturasi signifikan untuk silika, terutama saat *cooling* dari temperatur reservoir. Kedua jenis *scaling* merupakan ancaman serius yang perlu dimitigasi [4].

C. Validasi dengan Pemodelan PHREEQC

Hasil pemodelan PHREEQC pada kondisi *wellbore* ($T = 178^{\circ}\text{C}$, $P = 9 \text{ atm}$), yang menggambarkan keadaan fluida dalam *wellbore* saat mengalir dari reservoir ke permukaan. Hasil perhitungannya dapat dilihat pada Tabel 3 berdasarkan data komposisi geokimia fluida *brine* pada Tabel 1.

Berdasarkan hasil pada Tabel 3, *silica polymorphs* sangat *supersaturated* dengan *Chalcedony* SI sebesar 2.37, *Quartz* SI sebesar 2.48, dan *Amorphous silica* SI sebesar 1.87, mengindikasikan potensi fluida sangat jenuh dengan silika pada kondisi *wellbore* [5]. *Chalcedony* lebih mungkin terbentuk karena kinetika nukleasi lebih cepat pada temperatur menengah [13]. Validasi silika menunjukkan konsistensi tinggi dimana SI PHREEQC *Chalcedony* sebesar 2.37 mendekati SSI manual sebesar 2.40, mengkonfirmasi potensi *scaling* silika yang signifikan. Konsistensi antara nilai tersebut menunjukkan bahwa baik hasil pemodelan PHREEQC maupun perhitungan manual memiliki tingkat akurasi yang baik dalam menggambarkan kondisi kejenuhan fluida terhadap silika. Untuk *calcite*, CSI manual senilai 2.70 mengindikasikan supersaturasi ekstrem pada temperatur rendah, menjadi ancaman utama pada *surface facilities* [7]. Ketika fluida mengalami pendinginan dari *reservoir* ke *surface*, terdapat kemungkinan besar terjadinya *presipitasi calcite*, yang dapat menyebabkan penurunan efisiensi sistem produksi.

Mineral *magnesium silikat* dimana *chrysotile* SI sebesar 3.91, *talc* SI sebesar 13.49 dan *iron oxides* dimana *hematite* SI sebesar 16.76, *goethite* SI sebesar 7.14 yang berarti *super-*

saturated namun memiliki kinetika yang lambat dan konsentrasi reaktan rendah ($Mg = 0.29$ ppm, $Fe = 0.16$ ppm), sehingga kontribusi terhadap *scaling* dapat diabaikan. Kondisi ini menunjukkan bahwa meskipun nilai saturasi tinggi, laju *presipitasi* dari mineral-mineral tersebut tidak signifikan karena jumlah ion pembentuk yang terbatas dan reaksi *presipitasi* yang sangat lambat. Mineral klorida *undersaturated*, sehingga tidak terbentuk endapan padat dan cenderung tetap stabil selama fase pelarutan [5], [13].

Tabel 3. Saturation Index Mineral Hasil PHREEQC (T = 178°C, P = 9 atm)

Fase Mineral	SI	log IAP	log K	Formula
Silica Minerals				
Chalcedony	2.37	-0.01	-2.37	SiO ₂
Quartz	2.48	-0.01	-2.49	SiO ₂
SiO ₂ (a)	1.87	-0.01	-1.88	SiO ₂
Magnesium Silicates				
Chrysotile	3.91	23.35	19.45	Mg ₃ Si ₂ O ₅ (OH) ₄
Talc	13.49	23.35	9.86	Mg ₃ Si ₄ O ₁₀ (OH) ₂
Sepiolite	2.44	15.54	13.10	Mg ₂ Si ₃ O _{7.5} OH·3H ₂ O
Iron Oxides				
Hematite	16.76	5.07	-11.69	Fe ₂ O ₃
Goethite	7.14	2.53	-4.61	FeOOH
Fe(OH) ₃ (a)	-2.36	2.52	4.89	Fe(OH) ₃
Chloride Minerals				
Halite	-6.12	-4.47	1.65	NaCl
Sylvite	-6.41	-5.00	1.41	KCl

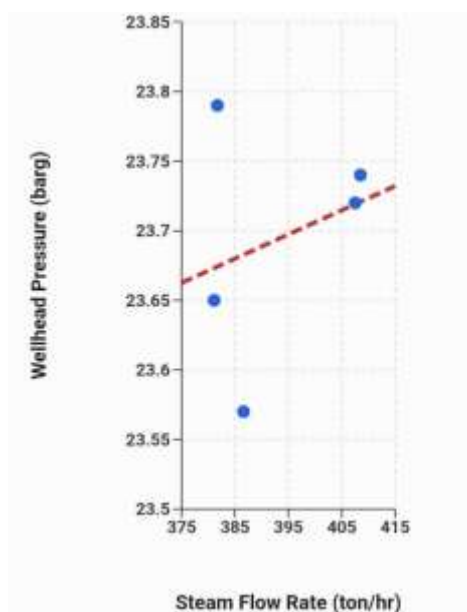
D. Dampak Scaling terhadap Produktivitas Sumur

Analisis data produksi periode Juli 2024 menunjukkan *trend* penurunan performa konsisten dengan *scaling*. Penurunan ini disebabkan oleh proses nukleasi dan pertumbuhan endapan mineral yang menghambat aliran fluida di dalam *wellbore*. Data ditunjukkan pada Tabel 4 dan Gambar 1-2.

Tabel 4 menunjukkan bahwa kinerja produksi sumur menurun pada Juli 2024. Nilai *steam flow* mencatat penurunan paling tajam sebesar 6,70%, diikuti oleh *total load* sebesar 2,05%. WHP dan WHT sebesar 0.38% dan 0.21%. Penurunan terbesar pada parameter *steam flow* menunjukkan adanya hambatan aliran fluida, kemungkinan disebabkan oleh pembentukan endapan di jalur produksi. Meskipun tidak ada perubahan drastis pada tekanan dan suhu di kepala sumur, penumpukan endapan mineral di *wellbore* dapat mengurangi efisiensi *steam flow* ke permukaan.

Tabel 4. Trend Data Produksi Juli 2024

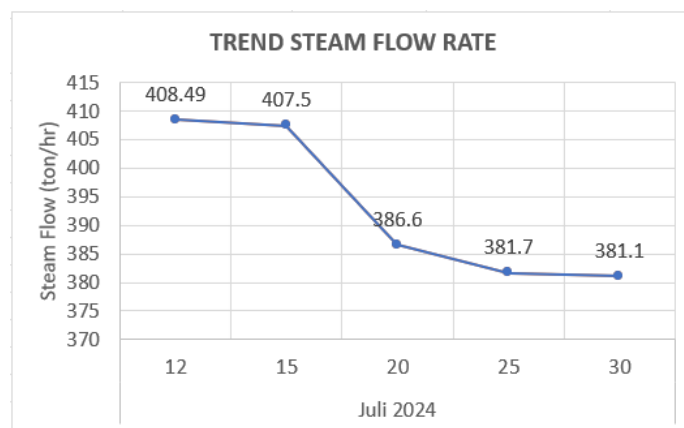
Tanggal	Total Load (MW)	Steam Flow (ton/hr)	WHP (Barg)	WHT (°C)
12 Juli 2024	56.76	408.49	23.74	189.2
15 Juli 2024	58.12	407.50	23.72	188.5
20 Juli 2024	57.78	386.60	23.57	187.4
25 Juli 2024	58.50	381.70	23.79	189.7
30 Juli 2024	57.88	381.10	23.65	188.88
Penurunan	-2.05%	-6.70%	-0.38%	-0.21%



Gambar 1. Grafik Trend Steam Flow Rate

Gambar 1 menunjukkan bahwa *steam flow* menurun sebesar 6.70% dalam satu bulan sekitar 27.39 ton/hr. Penurunan ini terjadi terlalu cepat untuk dianggap sebagai hasil dari *reservoir depletion* alami. Penurunan *steam flow* menunjukkan perubahan kondisi operasi yang tidak sepenuhnya disebabkan oleh penurunan tekanan reservoir. Penurunan yang cukup signifikan antara pertengahan sampai akhir Juli juga menunjukkan bahwa kerugian produksi bersifat bertahap namun terus-menerus, sehingga memerlukan analisis lebih lanjut untuk menentukan faktor-faktor utama yang mempengaruhi penurunan ini.

Gambar 2, hubungan WHP dan *steam flow rate* selama Juli 2024. Nilai korelasi yang lemah ($r = 0.28$) mengindikasikan bahwa WHP relatif stabil yaitu $< 1\%$ variasi, sementara *steam flow* menurun sebesar 6.7% akibat *scaling* [14]. Berdasarkan Grafik tersebut, penurunan *steam flow* tidak disebabkan oleh perubahan tekanan reservoir, melainkan disebabkan oleh hambatan aliran dalam sistem produksi, seperti endapan atau *scaling* pada pipa dan separator. Selain itu, WHT yang konstan berkisar 187-190°C menunjukkan bahwa karakteristik reservoir tidak berubah. Dengan demikian, penurunan *steam flow* lebih mungkin disebabkan oleh penurunan efisiensi sistem permukaan, yang pada akhirnya berdampak pada performa sumur dan menurunkan *total load* pembangkit listrik.



Gambar 2. Grafik *Well Head VS Steam Flow*

Mekanisme terbentuknya *scaling* terjadi akibat penurunan temperatur dari 190-200°C ke 173-186°C sehingga menyebabkan penurunan pada solubilitas *calcite* dengan nilai CSI sebesar 2.70 dan silika dengan nilai SSI sebesar 2.40. Kondisi ini menyebabkan *presipitasi* di separator dan *pipeline* [5], [13]. Penurunan temperatur mengurangi kelarutan kalsit, memungkinkan ion kalsium dan karbonat untuk lebih mudah bersatu membentuk endapan padat kalsium karbonat. Hal ini sering terjadi pada fluida *geothermal* ketika tekanan dan suhu menurun sepanjang jalur aliran menuju separator. Proses ini mempercepat pembentukan endapan pada dinding pipa. Akumulasi *scaling* menyebabkan penyempitan dan mengurangi diameter efektif, meningkatkan kehilangan tekanan akibat *friction loss*, dan menyebabkan penurunan produktivitas sebesar 6.70% setara dengan kehilangan 3-4 MW kapasitas.

E. Strategi Pencegahan dan *Treatment Scaling*

Berdasarkan nilai CSI sebesar 2.70 dan SSI sebesar 2.40, strategi mitigasi yang diterapkan mencakup penggunaan *chemical treatment*, *operational optimization*, *mechanical intervention*, dan *monitoring* [13]. Keempat strategi tersebut saling melengkapi, karena pembentukan endapan tidak hanya disebabkan oleh reaksi kimia, tetapi juga dipengaruhi oleh kondisi operasional dan faktor mekanis di lapangan. Oleh karena itu, kombinasi metode yang tepat sangat penting untuk memastikan pengendalian endapan yang efektif, efisien, dan berkelanjutan.

- ***Chemical Treatment***

Chemical treatment digunakan untuk mencegah pembentukan kristal mineral pada tahap awal aliran fluida dengan melibatkan penambahan inhibitor spesifik yang menghambat pertumbuhan kristal dan menjaga kestabilan larutan selama proses produksi. Endapan *calcite*, dilakukan injeksi *polyacrylic acid inhibitor* sebesar 8-10 ppm di *wellhead*, dengan mekanisme *adsorpsi* pada titik pertumbuhan kristal sehingga menghambat proses *kristalisasi* [2]. Sementara itu, pengendalian endapan silika dilakukan menggunakan *silica inhibitor* berbasis *polyelectrolyte* sebanyak 5-8 ppm yang berfungsi untuk menghambat polimerisasi. Proses ini penting karena ketika silika dibiarkan berpolimerisasi, silika akan mengendap dan membentuk endapan keras pada pipa dan peralatan permukaan. Pada laju alir sekitar 400 ton/hr memerlukan sebanyak 2-3 kg/hr inhibitor dengan biaya sebesar USD 350-600/bulan.

- ***Operational Optimization***

Operational optimization dapat dilakukan dengan *optimize separator pressure* untuk mengontrol proses *flashing*, meminimalkan waktu tinggal *brine* di fasilitas permukaan, dan mengatur temperatur agar pendinginan berlangsung secara perlahan (*slow cooling*). Upaya ini bertujuan untuk menjaga kestabilan fluida dan mencegah kondisi supersaturasi yang dapat

menyebabkan *presipitasi* mineral. Strategi ini juga melibatkan penerapan *rapid brine disposal*, *continuous blowdown*, dan *production rate management* untuk menyeimbangkan pendapatan produksi dengan risiko pembentukan endapan [14]. Dengan mengoptimalkan tekanan dan temperatur, pembentukan endapan mineral dapat dikurangi tanpa intervensi kimia atau mekanis yang berlebihan. Strategi ini juga relatif murah, karena memanfaatkan pengaturan sistem yang sudah tersedia di lapangan.

- **Mechanical Intervention**

Mechanical Intervention adalah strategi untuk mengatasi endapan yang berfokus pada pembersihan fisik peralatan produksi ketika endapan telah terbentuk. Penerapan strategi ini dilakukan melalui program *workover schedule* setiap 6-12 bulan untuk melakukan *mechanical cleaning*. Jika *scaling* sudah terlalu tebal, dilakukan *chemical cleaning* menggunakan asam klorida (HCl) dengan konsentrasi 10-15% untuk *calcite*, sedangkan asam klorida (HCl) 12% + asam hidrofluorat (HF) 3% untuk silika dengan metode *broaching* [13]. Prosedurnya meliputi tahap injeksi larutan asam, perendaman selama 6-12 jam (*soaking*), sirkulasi fluida (*circulation*), dan *neutralization* untuk memastikan kondisi sistem kembali aman. Selain itu, kegiatan *Pipeline pigging* dilakukan selama 3-6 bulan disertai dengan inspeksi rutin untuk *early detection* terhadap potensi penyumbatan [17].

- **Monitoring Program**

Monitoring Program merupakan langkah penting dalam mencegah pertumbuhan *scaling* untuk memastikan efektivitas strategi mitigasi yang telah diterapkan. *Geochemistry monitoring monthly* dilakukan untuk menganalisis Si, Ca, pH, EC menggunakan PHREEQC yang diperbarui secara berkala [5]. Selain itu, *production monitoring daily* untuk mengamati laju alir, WHP, dan WHT dengan *trend analysis*. Laju pembentukan endapan juga dipantau menggunakan *coupon testing* sebagai metode kuantitatif untuk mengukur tingkat korosi dan pembentukan endapan, sementara *visual inspection* dilakukan selama *workover* untuk menilai kondisi aktual peralatan [13]. Pemantauan rutin ini bertujuan untuk mendeteksi pembentukan *scale* pada tahap awal sehingga tindakan pencegahan dapat diambil sebelum masalah semakin parah.

- **Implementasi dan Analisis Keekonomian Program Mitigasi Scaling**

Tahapan implementasi dilakukan secara bertahap untuk memastikan efektivitas pencegahan *scaling* serta efisiensi biaya operasional. *Short-term* (1-3 bulan), difokuskan pada *install chemical injection*, penerapan dosis inhibitor sebesar 8-10 ppm, *optimize separator*, dan peningkatan intensitas pemantauan sistem. *Medium-term* (3-6 bulan), mencakup *schedule workover*, *acid treatment*, dan *productivity test* untuk mengevaluasi efektivitas tindakan pemeliharaan. *Long-term* (6-12 bulan) dilakukan *continuous injection*, *automated pH control*, dan melaksanakan tindakan pemeliharaan preventif untuk mempertahankan stabilitas sistem dalam jangka waktu yang lebih lama dan memastikan kelancaran operasional dengan risiko yang minimal.

Dari sisi biaya, kebutuhan operasional untuk program mitigasi meliputi penggunaan *inhibitor* dengan biaya sekitar USD 350-600/bulan, *workover* sebesar USD 50,000-100,000, dan *chemical cleaning* senilai USD 10,000-20,000. Secara keseluruhan, total biaya berkisar antara USD 55,000-110,000/tahun. *Benefit*: Penurunan kehilangan produksi hingga 6.7% (27 ton/hr) setara 3-4 MW dengan *revenue loss* mencapai USD 200,000-250,000/tahun. Berdasarkan antara biaya implementasi dan manfaat yang diperoleh, *payback period* relatif singkat sekitar 2-4 bulan [4], [13].

Analisis keekonomian dilakukan menggunakan metode *Cost Benefit Analysis (CBA)* dengan menggunakan tingkat diskonto (r) sebesar 10%, yang merepresentasikan nilai bunga yang wajar untuk proyek geothermal di Indonesia. Analisis dibagi menjadi tiga skenario, yaitu biaya minimum, biaya rata-rata, dan biaya maksimum, berdasarkan variasi biaya implementasi dan manfaat ekonomi.

Tabel 5. Hasil Analisis Kelayakan Ekonomi Program Mitigasi Scaling

Skenario	PV Benefit (USD)	PV Cost (USD)	NPV (USD)	BCR	Payback Period (Bulan)	Keterangan
Biaya minimum	271,700	55,000	+216,700	4.94	2.4	Sangat layak
Biaya rata-rata	247,000	80,000	+167,000	3.09	3.9	Layak
Biaya maksimum	225,000	110,000	+115,000	2.04	5.9	Masih layak

Hasil menunjukkan bahwa seluruh skenario memiliki NPV positif dan $BCR > 1$, yang berarti program mitigasi scaling ini secara ekonomi layak. Skenario biaya umum memberikan nilai terbaik dengan $BCR = 4.94$ dan *payback period* = 2-4 bulan, menunjukkan efisiensi tinggi dan manfaat finansial yang signifikan dari implementasi program ini.

4. SIMPULAN

Hasil analisis menunjukkan bahwa *fluida brine* memiliki kandungan silika yang tinggi (860 ppm), nilai pH 6,06, dan TDS 18.896 ppm, menunjukkan fluida klorida mature dengan potensi *scaling* yang tinggi. Perhitungan manual *Calcite Saturation Index* = 2,70 dan *Silica Saturation Index* = 2,40, menunjukkan kondisi yang sangat *supersaturated*. Validasi dengan PHREEQC mengonfirmasi hasil dengan nilai *SI chalcedony* = 2,37 yang hampir identik dengan hasil perhitungan manual (*SSI* = 2,40), mengonfirmasi bahwa potensi *scaling* silika sangat signifikan. *Scaling* kalsit juga menjadi masalah penting, karena suhu permukaan fluida berada dalam kondisi sangat *supersaturated* (*CSI* = 2.70). Kondisi ini menyebabkan endapan di separator dan *pipeline*, terbukti dari penurunan *steam flow* = 6,70% dalam satu bulan dengan WHP relatif stabil, konsisten dengan *flow restriction* akibat *scaling*. Mekanisme *scaling* dipengaruhi oleh penurunan temperatur yang mengurangi *solubilitas calcite* dan silika selama proses produksi. Untuk mengatasi masalah ini, diterapkan strategi mitigasi yang mencakup *chemical injection*, *optimasi operasional*, *periodic workover*, dan *comprehensive monitoring*. Berdasarkan analisis ekonomi, implementasi strategi ini dianggap efisien, dengan biaya sekitar USD 55,000–110,000/tahun dan *payback period* 2–4 bulan, dibandingkan dengan kerugian produksi potensial yang dapat mencapai USD 200,000–250,000/tahun.

Berdasarkan hasil analisis, disarankan untuk melakukan *immediate chemical treatment* dengan *calcite* dan *silica inhibitor* guna mengurangi laju pembentukan *scaling* pada tahap awal produksi. *Intensifikasi monitoring geokimia monthly* perlu dilakukan untuk memantau perubahan komposisi fluida dan potensi pembentukan *scaling* pada tahap awal. Selain itu, *training operator scale management* dilakukan secara rutin agar tindakan pencegahan dan pemeliharaan dapat dilakukan lebih cepat dan akurat. Studi lanjutan mengenai kinetika presipitasi juga direkomendasikan untuk mengembangkan model prediktif risiko *scaling* berdasarkan kondisi operasi aktual. Evaluasi efektivitas inhibitor melalui uji laboratorium dan *field trial* penting untuk menentukan jenis dan dosis kimia yang efisien. Investigasi sumur lain dalam satu lapangan juga diperlukan agar strategi mitigasi risiko komprehensif (*field-wide strategy*) dapat diterapkan. Selain itu, perlu *budget allocation* khusus untuk implementasi *continuous treatment* serta *database development* untuk pemantauan *scaling* yang terintegrasi. Dalam jangka panjang, potensi *scaling* sebaiknya sudah menjadi pertimbangan utama dalam perencanaan sumur baru agar masalah serupa dapat diminimalkan sejak tahap desain.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Dewan Energi Nasional Republik Indonesia, "Role of Geothermal in Energy Transition," *Retrieved from <https://den.go.id>*, 2022.
- [2] A. Sofyan, H. S. Aka, A. M. Rizaldy, and B. Y. Suranta, "Development of Indonesian Well-head Generating Unit (Small Scale) Based on Legal and Regulation of PT. Geo Dipa Dieng: A Case Study," 2021.
- [3] E. Gunnlaugsson, H. Ármannsson, "Problems in geothermal operation - scaling and corrosion," *Proceedings, Santa Tecla Workshop*, 2014.
- [4] A. Sofyan, Y. D. G. Bujang, B. Y. Suranta, "Heat loss effect analysis by using JIWAFlow wellbore simulation in geothermal field Well-Y.," *3RD BOROBUDUR INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON SCIENCE AND TECHNOLOGY 2021, Vol. 2706, No. 1, 020116. AIP Publishing LLC.*, 2023.
- [5] A. Sofyan, J. Szanyi, and H. Sumantri Aka, "Investigation of Zone and Type of Scaling Based on the Fluid Flow Pattern in the Geothermal Well 'X' at the Salak Geothermal Field-Indonesia," 2024.
- [6] B. Köhl, M. Elsner, and T. Baumann, "Hydrochemical and operational parameters driving carbonate scale kinetics at geothermal facilities," *Geothermal Energy*, 8(1), 2020.
- [7] A. Sofyan, S. Wiharti, J. Szanyi, Y. Suranta, and R. Njeru, "Determination of Scaling Zone and Scaling Type in Slotted Liner Based on the Fluid Flow Pattern in the Geothermal Well 'X'."
- [8] D. L. Parkhurst, and C. A. J. Appelo, "Description of input and examples for PHREEQC version 3.," *U.S. Geological Survey Techniques and Methods, Book 6, Chapter A43.*, 2013.
- [9] A. Sofyan, "Scale formation and treatment plan in Indonesian geothermal wells," *Doctoral dissertation, University of Szeged*, 2025.
- [10] A. Sofyan, H. S. Aka, B. Y. Suranta, and S. M. A. Ratasya, "Analysis of Scale Saturation Index (SSI), Scale Formation Rate, and Scale Formation Time Based on Geothermal Production Well Head Pressure at Well" X".," *Indonesian Journal of Energy and Mineral*, 1(1), 26-33., 2021.
- [11] R. Idroes, and M. Yusuf, "Geochemistry exploration and geothermometry application in the North Zone of Seulawah Agam," *Energies*, 12(23), 4442., 2019.
- [12] K. Nicholson, *Geothermal Fluids*. Springer-Verlag, 1993.
- [13] A. Sofyan, R. Jaya, H. Susanto, R. M. Njeru, G. Bozsó, and J. Szanyi, "Scale Treatment Planning Using Broaching Method in a Vapor-Dominated Geothermal Well X at Kamojang Geothermal Field," *Eng*, vol. 6, no. 4, Apr. 2025, doi: 10.3390/eng6040067.
- [14] A. Sofyan, Y. D. G. Bujang, and D. C. Dewi, "ANALYSIS OF THE Z WELL PRODUCTION TEST USING THE HORIZONTAL LIP PRESSURE METHOD AT PT. PERTAMINA GEOTHERMAL ENERGY ULUBELU AREA," *Indonesian Journal of Energy and Mineral*, vol. 3, no. 1, pp. 40–55, May 2023, doi: 10.53026/ijoem/2023/3.1/1038.
- [15] E. Mroczek, et al, "Silica scale control using inhibitors," *New Zealand Geothermal Workshop Proceedings.*, 2015.
- [16] R. O. Fournier, and A. H. Truesdell, "An empirical Na-K-Ca geothermometer for natural waters," *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 37(5), 1255-1275., 1973.ss
- [17] A. Sofyan, H. S. Aka, and M. Bobi Ermanda, "REDESIGN OF WELL PAD 'X' GEOTHERMAL SEPARATOR WITH DEMISTER PAD TO INCREASE SEPARATOR EFFICIENCY TO GET MAXIMUM STEAM AND BRINE SEPARATION IN THE FIELD 'Y.'"

Daftar Simbol

IAP	=	Ion Activity Product, mol ² /L ²
K _{sp}	=	Konstanta kelarutan, mol ² /L ²
T	=	Temperatur, °C