

Analisis Potensi *Scaling* pada Sumur Panas Bumi Berdasarkan Geokimia Fluida dan Dampak Produksi

Muhammad Naufal Arief¹, Akhmad Sofyan^{1,2*}, Diyah Rosiani¹

¹Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas Cepu, Indonesia

²Department of Geology, Faculty of Earth Science, University of Szeged, Hungary

ABSTRAK

Scaling mineral merupakan permasalahan utama dalam operasional pembangkit panas bumi yang menurunkan produktivitas sumur secara signifikan. Penelitian ini menganalisis karakteristik geokimia dan potensi *scaling* pada tiga sumur produksi di lapangan panas bumi Indonesia serta korelasinya dengan kinerja produksi aktual. *Sampling fluida* dilakukan pada *separator* dengan analisis laboratorium lengkap mencakup kation mayor-minor, anion, dan parameter fisika-kimia. Perhitungan manual *Saturation Index* untuk *mineral scaling* dilakukan mengikuti metode Fournier-Truesdell untuk silika dan Köhl untuk karbonat, kemudian divalidasi menggunakan PHREEQC versi 3. Data produksi Juli-Agustus 2024 dianalisis untuk korelasi *scaling*-produktivitas. Hasil menunjukkan Sumur ARF-09 memiliki potensi *scaling* tertinggi dengan *Chrysotile* SI 7.59 diikuti Sumur BMN-07 dengan 6.69 dan Sumur CLK-05 dengan 3.91. Perbedaan ini dipengaruhi pH, konsentrasi magnesium, dan tekanan *wellhead*. Data produksi mengkonfirmasi Sumur ARF-09 memerlukan *chemical treatment* intensif dengan *acidification* kontinyu sedangkan Sumur CLK-05 menunjukkan kinerja stabil. Strategi mitigasi terintegrasi direkomendasikan dengan *payback period* 2-4 bulan dan benefit mencapai 200-250 ribu USD per tahun dari pencegahan kehilangan produksi.

Kata Kunci: Geokimia Panas Bumi, *Scaling Mineral*, *Saturation Index*, PHREEQC, Produktivitas Sumur

 akhmads@esdm.go.id

1. Pendahuluan

Indonesia memiliki potensi energi panas bumi mencapai 28,910 MW atau sekitar 40 persen dari total potensi dunia namun baru 4.5 persen yang telah dimanfaatkan untuk pembangkitan listrik [1]. Pemerintah menargetkan peningkatan konsumsi energi *geothermal* hingga 23 persen pada tahun 2025 sebagai bagian dari komitmen transisi energi nasional melalui pengembangan *wellhead generating unit* skala kecil yang sesuai dengan regulasi [2]. Dalam operasional pembangkit

listrik tenaga panas bumi, *scaling* merupakan deposit padatan mineral yang terbentuk akibat perubahan kondisi fisika-kimia fluida terutama tekanan, temperatur, dan pH ketika fluida mengalir dari reservoir menuju permukaan [3]. Jenis dan tingkat keparahan *scaling* sangat dipengaruhi oleh komposisi kimia fluida reservoir serta kondisi operasional dimana *heat loss* selama aliran fluida di *wellbore* mempengaruhi temperatur dan supersaturasi mineral [4].

Penelitian Sofyan dkk. menunjukkan *scaling* dapat terjadi di berbagai zona dalam sistem produksi dengan jenis mineral berbeda, tergantung pada pola aliran fluida dan gradien temperatur-tekanan, di mana investigasi di lapangan Salak mengidentifikasi zona *scaling* spesifik berdasarkan karakteristik aliran [5]. Pada sumur dengan *slotted liner*, penentuan zona dan tipe *scaling* harus mempertimbangkan pola aliran fluida yang kompleks untuk strategi *treatment* yang efektif [6]. Mineral silika dan kalsit merupakan dua jenis *scaling* paling sering dijumpai dimana *scaling* silika umumnya terjadi pada sistem bertemperatur tinggi sedangkan *scaling* kalsit terbentuk akibat penurunan temperatur yang menurunkan solubilitas mineral karbonat [7]. Oleh karena itu, pemahaman menyeluruh terhadap hubungan antara kondisi termodinamika, pola aliran fluida, dan komposisi kimia fluida menjadi dasar penting dalam perancangan strategi mitigasi *scaling* yang spesifik untuk setiap zona produksi.

Pendekatan prediksi potensi *scaling* menggunakan konsep *Saturation Index* yang menghubungkan *Ion Activity Product* dengan konstanta kelarutan mineral dapat dihitung manual atau melalui *software* geokimia PHREEQC [8]. Sofyan et al. mengembangkan metode analisis *Scale Saturation Index* yang mengintegrasikan *wellhead pressure* untuk memprediksi *scale formation rate* dan *formation time* pada sumur *geothermal* [9]. Penelitian Köhl dkk. menunjukkan parameter hidrokimia dan operasional sangat berpengaruh terhadap kinetika pembentukan *scaling* karbonat pada fasilitas *geothermal* [10]. Untuk sumur *vapor-dominated*, *scale treatment planning* menggunakan *broaching method* telah terbukti efektif meningkatkan produktivitas di lapangan Kamojang [11].

Salah satu lapangan panas bumi produktif di Indonesia menghadapi permasalahan *scaling* pada beberapa sumur produksi dimana data monitoring Juli-Agustus 2024 menunjukkan *trend* penurunan *steam production* yang diduga disebabkan *scaling*. Evaluasi menggunakan *horizontal lip pressure method* dapat mengidentifikasi perubahan karakteristik aliran

akibat *scale deposition* [12]. Penelitian ini bertujuan mengarakterisasi komposisi geokimia fluida dari tiga sumur produksi utama, memprediksi potensi *scaling* menggunakan perhitungan manual dan validasi PHREEQC, membandingkan tingkat kejenuhan mineral *scaling* antarsumur, mengevaluasi dampak *scaling* terhadap produktivitas, serta merumuskan strategi mitigasi yang efektif dan ekonomis.

2. Metode

2.1 Lokasi dan Data Penelitian

Penelitian dilakukan pada tiga sumur produksi di lapangan panas bumi sistem vulkanik di Jawa Tengah dengan kapasitas terpasang 60 MW. Sumur yang dikaji yaitu Sumur ARF-09 dengan *wellhead pressure* menengah sekitar 20 barg dan dilengkapi *separator* dengan *demister pad* untuk efisiensi pemisahan *steam-brine* [13], Sumur BMN-07 dengan *wellhead pressure* tertinggi mencapai 24 barg, dan Sumur CLK-05 dengan *wellhead pressure* rendah sekitar 1 barg. Data yang digunakan dalam penelitian meliputi hasil analisis geokimia fluida dari pengambilan sampel pada *separator* pada bulan Juni 2024 yang mencakup analisis lengkap kation mayor seperti natrium, kalium, kalsium, kation minor seperti lithium, besi, magnesium, anion mayor seperti klorida dan bikarbonat, serta parameter fisika-kimia seperti pH, *electrical conductivity*, dan *total dissolved solids*. Selain itu, data produksi harian periode Juli-Agustus 2024 turut dianalisis, mencakup *steam flow rate*, *brine flow rate*, *wellhead pressure*, *wellhead temperature*, *separator pressure* dan *temperature*, serta *total load* pembangkit.

2.2 Sampling dan Analisis Geokimia

Sampling fluida dilakukan pada fase *brine* dari *separator* dua fase mengikuti prosedur standar *sampling geothermal* [14]. Pengambilan sampel dilakukan saat kondisi operasi sumur telah stabil, dengan laju alir konstan minimal selama dua jam sebelum proses *sampling* dimulai. Fluida dipisahkan ke tiga botol untuk pengukuran parameter *in-situ* seperti temperatur, pH, Eh, *electrical conductivity*, dan alkalinitas, untuk analisis anion tanpa perla-

kuan, serta untuk analisis kation yang diasamkan dengan HNO_3 pekat hingga pH kurang dari 2 untuk mencegah presipitasi mineral selama penyimpanan [15]. Analisis laboratorium dilakukan dengan metode ICP-OES untuk kation, *Ion Chromatography* untuk anion klorida, titrasi asam-basa untuk bikarbonat mengikuti standar *geochemistry exploration* [16], dan spektrofotometri kolorimetri untuk silika. *Quality control* dilakukan dengan *ion balance error* kurang dari 5 persen untuk memastikan akurasi data [17].

2.3 Perhitungan Manual Saturation Index

Pendekatan kuantitatif dalam evaluasi potensi pembentukan scaling dilakukan melalui perhitungan *Saturation Index* (SI), yang merepresentasikan derajat kejenuhan suatu mineral terhadap kondisi fluida reservoir [18]. Nilai SI memberikan indikasi kecenderungan fluida untuk melarutkan atau mengendapkan mineral, di mana nilai positif menunjukkan kondisi supersaturasi dan potensi presipitasi, sedangkan nilai negatif menunjukkan kondisi undersaturasi. Dalam penelitian ini, perhitungan SI dilakukan secara manual untuk dua jenis mineral utama penyusun endapan skala, yaitu kalsit (CaCO_3) dan silika (SiO_2), menggunakan metode Köhl dkk. dan Fournier-Truesdell.

Perhitungan *Calcite Saturation Index* dilakukan mengikuti metode Köhl dkk. [10]:

$$\text{CSI} = \log \left(\frac{\text{IAP}}{K_{sp}} \right) = \log \left(\frac{[\text{Ca}^{2+}][\text{CO}_3^{2-}]}{K_{sp}} \right) \quad (1)$$

dimana IAP adalah *Ion Activity Product* dan K_{sp} adalah konstanta kelarutan *calcite* pada 25°C sebesar $3.36 \times 10^{-9} \text{ mol}^2/\text{L}^2$. Konsentrasi Ca dan HCO_3 dari hasil analisis dikonversi menjadi satuan molar dengan membagi konsentrasi dengan berat molekul:

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

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

Konversi bikarbonat menjadi karbonat dilakukan dengan:

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

Perhitungan *Silica Saturation Index* dengan menggunakan geotermometer Fournier-Truesdell [18]:

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

dimana T adalah temperatur kesetimbangan *amorphous silica*. *Silica Saturation Index* dihitung sebagai:

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

dimana nilai $\text{SSI} > 1$ mengindikasikan supersaturasi dan potensi presipitasi. Metode ini telah divalidasi untuk prediksi *scale formation rate* dan *formation time* berdasarkan *wellhead pressure* pada sumur *geothermal* Indonesia [9].

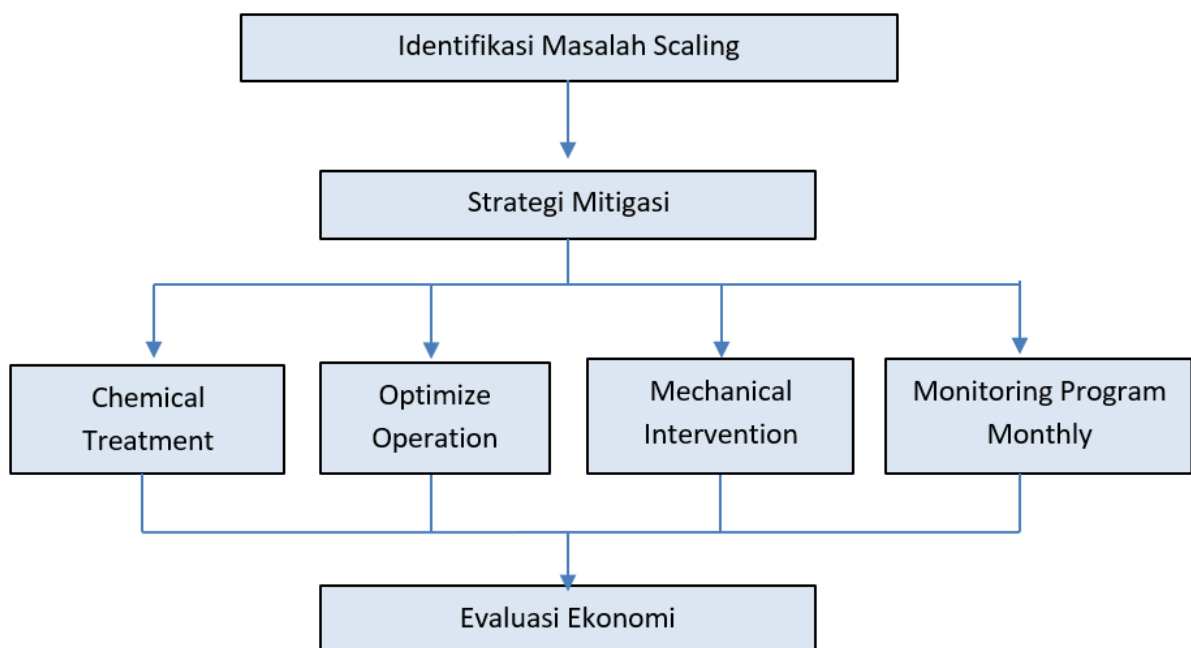
2.4 Validasi dengan PHREEQC dan Analisis Data Produksi

Validasi dilakukan menggunakan PHREEQC versi 3 dengan database PHREEQC.dat pada kondisi reservoir $T = 451 \text{ K}$ dan $P = 9 \text{ atm}$ [8]. *Input* meliputi komposisi kimia lengkap, temperatur, tekanan, dan pH dengan koreksi aktivitas ion untuk *ionic strength* tinggi menggunakan *extended Debye-Hückel equation*. Mineral yang dimodelkan meliputi *silica polymorphs* seperti *chalcedony*, *quartz*, *amorphous silica*, *magnesium silicates* seperti *chrysotile*, *sepiolite*, *talc*, *iron oxides*, dan *chloride minerals* sesuai dengan studi komprehensif *scale formation* di sumur *geothermal* Indonesia [19]. Selain validasi geokimia, dilakukan pula analisis data produksi harian periode Juli-Agustus 2024 untuk mengamati *trend* kinerja meliputi *steam flow rate*, *wellhead pressure*, dan *wellhead temperature* dengan membandingkan performa awal Juli sebagai *baseline* dengan akhir Agustus untuk mengidentifikasi penurunan produktivitas menggunakan pendekatan *horizontal lip pressure method* [12].

2.5 Strategi Mitigasi *Scaling*

Strategi mitigasi *scaling* dalam sistem *geothermal* seperti pada Gambar 1, merupakan pendekatan terintegrasi yang esensial untuk mempertahankan integritas sumur dan stabilitas produksi. Secara kimiawi, mitigasi utama dilakukan melalui injeksi inhibitor skala seperti senyawa fosfonat atau polimer yang diaplikasikan secara kontinu atau intermiten. Inhibitor ini bekerja dengan menghambat proses nukleasi dan pertumbuhan kristal, utamanya pada mineral kalsit dan silika, sehingga presipitasi dapat tertunda atau dicegah. Secara fisik, upaya mitigasi mencakup pengaturan kondisi operasional dengan mengendalikan tekanan dan temperatur *wellhead*, misalnya melalui penyeleksian laju alir uap

atau penggunaan *separator flash* untuk menjaga agar fluida berada di atas titik jenuh mineral. Selain itu, intervensi mekanis juga dilakukan berupa *broaching* atau *drilling* secara berkala untuk mengangkat endapan yang telah terbentuk. Aspek operasional penting lainnya adalah pembersihan berkala menggunakan metode *acidification* khusus untuk skala karbonat atau penyemprotan air bertekanan tinggi. Semua upaya ini didukung oleh monitoring geokimia yang intensif, misalnya pengambilan sampel bulanan dan pengukuran *horizontal lip pressure* guna memvalidasi model prediktif dan memungkinkan penyesuaian strategi mitigasi secara proaktif sebelum terjadi kerusakan signifikan.



Gambar 1. Diagram Alir Strategi Mitigasi *Scaling*

3. Pembahasan

3.1 Karakteristik Geokimia Fluida Sumur

Hasil analisis geokimia fluida dari ketiga sumur menunjukkan variasi yang signifikan dalam komposisi kimia serta parameter fisika-

kimia. Perbedaan ini mencakup konsentrasi ion utama, pH, temperatur, dan total padatan terlarut yang mencerminkan perbedaan karakteristik reservoir dan kondisi aliran fluida pada masing-masing sumur, sebagaimana disajikan secara rinci pada Tabel 1.

Tabel 1. Komposisi Fluida *Brine* dari *Separator*

Parameter	Sumur CLK-05	Sumur ARF-09	Sumur BMN-07
WHP (barg)	1.00	20.20	23.85
pH	6.06	6.32	6.53
EC ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	27,080	40,800	49,500
Cl (ppm)	16,592	18,695	18,995
HCO ₃ (ppm)	21.00	32.00	42.00
Na (ppm)	6,126	9,233	9,768
K (ppm)	2,006	2,480	2,833
Ca (ppm)	200	421	219
Fe (ppm)	0.16	0.10	0.10
TDS (ppm)	18,896	33,736	34,162
Si (ppm)	860	852	921
Li (ppm)	37.68	56.13	51.73
Mg (ppm)	0.29	1.55	0.28

Komposisi fluida ketiga sumur didominasi oleh klorida dan natrium, mencerminkan karakteristik fluida tipe Na-Cl yang telah mengalami interaksi panjang dengan batuan reservoir pada temperatur tinggi sesuai sistem *geothermal volcanic-hosted* [20]. Rasio Na/K pada Sumur CLK-05 sebesar 3.05, Sumur ARF-09 sebesar 3.72, dan Sumur BMN-07 sebesar 3.45 mengindikasikan fluida *mature* dengan kesetimbangan air-batuan yang baik berdasarkan geotermometer Na-K-Ca [18]. *Total dissolved solids* berkisar 18,896 ppm hingga 34,162 ppm dengan *electrical conductivity* yang proporsional, mengonfirmasi bahwa fluida memiliki salinitas tinggi dan termasuk tipe klorida yang umum dijumpai pada sistem panas bumi di Indonesia [21].

Kandungan silika terlarut sangat tinggi berkisar 852–921 ppm, jauh di atas solubilitas amorphous silica pada temperatur permukaan sekitar 100–150 ppm pada 100 °C, mengindikasikan potensi presipitasi signifikan saat *cooling* terjadi selama aliran dari reservoir ke *wellhead* [4]. Konsentrasi silika relatif beragam mengindikasikan temperatur

reservoir yang sama sekitar 250–270 °C berdasarkan geotermometer silika Fournier-Truesdell. Nilai pH berkisar 6.06 hingga 6.53 berada pada range dimana silika cenderung berpolimerisasi membentuk koloid yang dapat mengendap sebagai *amorphous silica* [22]. *Wellhead pressure* sangat berbeda, di mana Sumur BMN-07 tertinggi 23.85 barg, diikuti Sumur ARF-09 dengan 20.20 barg, dan Sumur CLK-05 hanya 1.00 barg, mengindikasikan perbedaan karakteristik produktivitas dan koneksi reservoir, di mana *pressure* rendah pada Sumur CLK-05 kemungkinan disebabkan *flashing* di dalam *wellbore* [23].

Kandungan kalsium bervariasi dimana Sumur ARF-09 tertinggi 421 ppm sementara Sumur CLK-05 dan B sekitar 200–219 ppm mengindikasikan potensi *calcite scaling* lebih tinggi pada Sumur ARF-09 yang berkorelasi dengan *Calcite Saturation Index* tertinggi [9]. Kandungan magnesium sangat rendah dimana Sumur ARF-09 tertinggi 1.55 ppm sementara Sumur CLK-05 dan B hanya 0.28–0.29 ppm menunjukkan magnesium telah terfiksasi dalam mineral alterasi seperti *chlorite* pada

temperatur reservoir tinggi sesuai karakteristik fluida panas bumi *mature* [24].

3.2 Perhitungan Manual dan Validasi PHREEQC

Validasi dilakukan berdasarkan data geokimia fluida yang diperoleh, di mana perhitungan manual *Saturation Index* (SI) untuk mineral-mineral utama penyebab scaling dirangkum pada Tabel 2. Perhitungan ini dilakukan dengan mengikuti metodologi yang telah dikembangkan dan diaplikasikan secara luas pada sumur *geothermal* di Indonesia [9].

Hasil perhitungan *manual Saturation Index* (SI) menunjukkan bahwa ketiga sumur BMN-07 berada dalam kondisi supersaturated terhadap kalsit dan silika, meskipun dengan tingkat kejenuhan yang berbeda. Sumur ARF-09 menunjukkan *Calcite* SI tertinggi 3.21, diikuti Sumur BMN-07 dengan 3.04 dan Sumur CLK-05 dengan 2.70, yang berkorelasi dengan konsentrasi kalsium, di mana *scale formation rate* dan *formation time* dapat diprediksi berdasarkan nilai SI ini [9]. Untuk silika, Sumur

BMN-07 menunjukkan SI tertinggi 2.56, diikuti Sumur CLK-05 dengan 2.40 dan Sumur ARF-09 dengan 2.37, yang berkorelasi dengan konsentrasi silika absolut yang memengaruhi kinetika presipitasi [25].

Hasil simulasi PHREEQC pada kondisi reservoir dengan temperatur 178 °C dan tekanan 9 atm disajikan pada Tabel 3, dengan validasi dilakukan melalui perbandingan terhadap data observasi lapangan dari sumur panas bumi di Indonesia [5][6]. Simulasi ini digunakan untuk mengevaluasi speksi kimia fluida dan nilai *Saturation Index* mineral-mineral utama penyebab *scaling* pada kondisi reservoir. Konsistensi antara hasil simulasi dan observasi lapangan menunjukkan bahwa pendekatan pemodelan yang diterapkan mampu merepresentasikan kondisi geokimia fluida secara akurat, sehingga hasil analisis dapat digunakan secara andal dalam penilaian potensi *scaling* serta implikasinya terhadap keberlanjutan produksi sumur panas bumi.

Table 2. Hasil Perhitungan *Manual Saturation Index*

Parameter	Sumur CLK-05	Sumur ARF-09	Sumur BMN-07
Calcite SI (Manual)			
Ca ²⁺ (mol/L)	0.004990	0.010509	0.005464
CO ₃ ²⁻ (mol/L)	0.000338	0.000516	0.000677
IAP (mol ² /L ²)	1.687×10 ⁻⁶	5.423×10 ⁻⁶	3.699×10 ⁻⁶
CSI	2.70	3.21	3.04
Silica SI (Manual)			
SiO ₂ (ppm)	860	852	921
T equilibrium (°C)	187.88	187.31	189.12
Solubility @150°C (ppm)	360	360	360
SSI	2.40	2.37	2.56

Tabel 3. Hasil Perhitungan *Saturation Index* dengan Menggunakan PHREEQC

Parameter	Sumur CLK-05	Sumur ARF-09	Sumur BMN-07
Silica polymorphs			
<i>Chalcedony</i>	2.37	2.41	2.40
<i>Quartz</i>	2.48	2.52	2.51
<i>SiO₂(a)</i>	1.87	1.92	1.91
Magnesium Silicates			
<i>Chrysotile</i>	3.91	7.59	6.69
<i>Sepiolite</i>	2.44	4.96	4.35
<i>Talc</i>	13.49	17.27	16.34
Iron Oxides			
<i>Hematite</i>	16.76	16.40	16.29
<i>Goethite</i>	7.14	6.96	6.90

Hasil simulasi PHREEQC menunjukkan bahwa *silica polymorphs* sangat *supersaturated* pada ketiga sumur dengan *Chalcedony* SI berkisar 2.37–2.41, mengindikasikan potensi *silica* scaling signifikan yang konsisten dengan studi di lapangan Salak, di mana zona *scaling* silika teridentifikasi pada bagian atas *well-bore* [5]. Sumur ARF-09 menunjukkan *Chrysotile* SI tertinggi 7.59, diikuti Sumur BMN-07 dengan 6.69 dan Sumur CLK-05 dengan 3.91, mengindikasikan potensi *Mg-silicate scaling* paling tinggi pada Sumur ARF-09 yang memerlukan *treatment planning* spesifik seperti yang telah dikembangkan untuk sumur *vapor-dominated* [11]. Tingginya SI untuk *Mg-silicate* pada Sumur ARF-09 disebabkan kombinasi konsentrasi *magnesium* tertinggi 1.55 ppm, pH *moderate* 6.32, dan konsentrasi silika memadai yang menciptakan kondisi optimal untuk presipitasi *chrysotile* dan *sepiolite* [19].

Validasi menunjukkan konsistensi tinggi antara perhitungan manual dan PHREEQC dimana SI *Chalcedony* PHREEQC pada Sumur CLK-05 sebesar 2.37 sangat mendekati SSI

manual 2.40, pada Sumur ARF-09 nilai 2.41 mendekati 2.37, dan pada Sumur BMN-07 nilai 2.40 mendekati 2.56 dengan selisih yang dapat diterima mengingat perbedaan asumsi temperatur dalam perhitungan [9]. Konsistensi ini memberikan *confidence* tinggi terhadap prediksi potensi *scaling* untuk basis strategi *treatment* [11].

3.3 Perbandingan Potensi *Scaling* dan Faktor Pengaruh Pembentukan *Scaling*

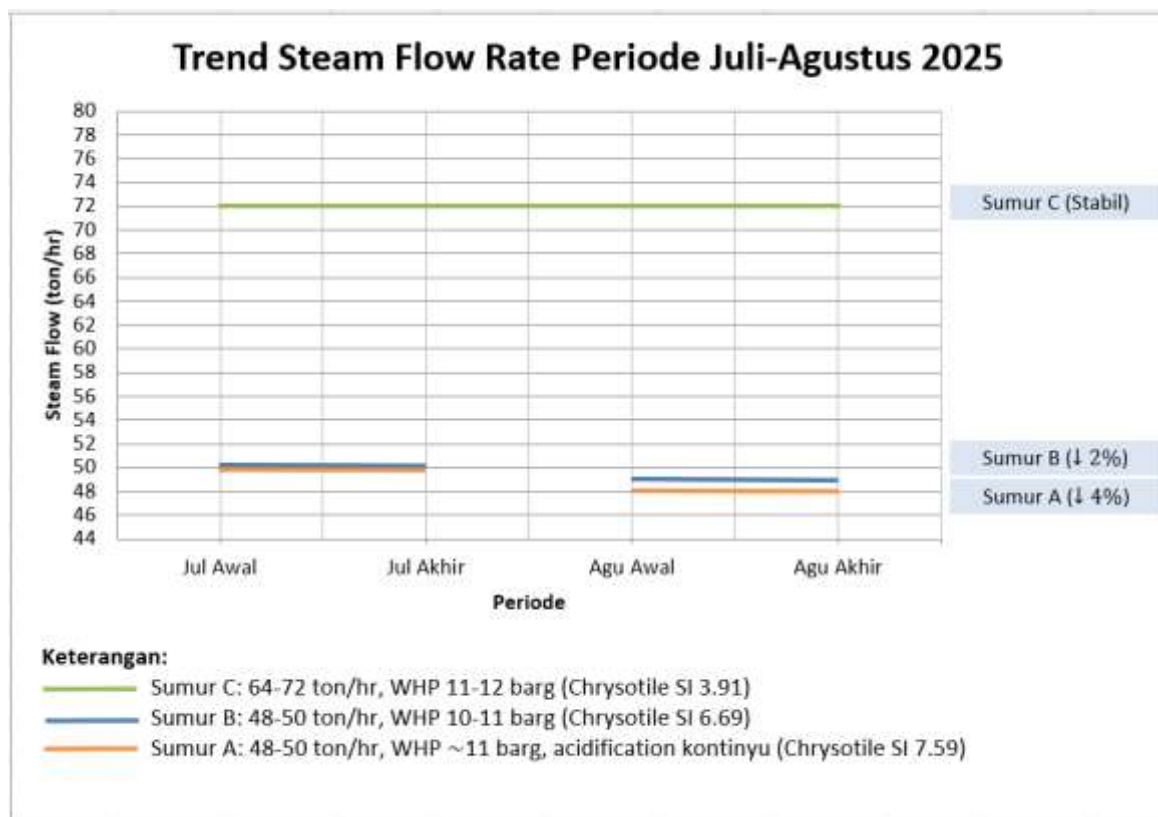
Ranking potensi *scaling* dari ketiga Sumur BMN-07 berdasarkan analisis komprehensif *Saturation Index* adalah Sumur ARF-09 dengan *Chrysotile* SI 7.59 dan *Calcite* SI 3.21 memerlukan *treatment* paling intensif dengan *continuous acidification* dan *scale inhibitor injection* [11], Sumur BMN-07 dengan *Chrysotile* SI 6.69 dan *Silica* SI 2.56 memerlukan *treatment* intensif namun dapat *intermittent* tergantung kondisi operasional, sedangkan Sumur CLK-05 dengan *Chrysotile* SI 3.91 dan *Calcite* SI 2.70 memerlukan perhatian *moderate* dengan *preventive treatment* [9].

Faktor yang mempengaruhi perbedaan potensi *scaling* meliputi pH sebagai parameter dominan dimana Sumur BMN-07 dengan pH tertinggi 6.53 meningkatkan konsentrasi OH yang essential untuk pembentukan *chrysotile* dengan struktur $Mg_3Si_2O_5(OH)_4$ meskipun Mg terendah sesuai dengan studi *hydrochemical parameters* [10]. Konsentrasi *magnesium* pada Sumur ARF-09 tertinggi 1.55 ppm memberikan kontribusi langsung terhadap SI *chrysotile* tertinggi karena *magnesium* merupakan komponen stoikiometrik utama dimana setiap molekul *chrysotile* memerlukan 3 atom *magnesium* [26]. Tekanan *wellhead* dimana Sumur BMN-07 tertinggi 23.85 barg mempertahankan lebih banyak gas terlarut terutama CO_2 yang mempengaruhi pH dan kesetimbangan karbonat-bikarbonat melalui

reaksi $CO_2 + H_2O \rightleftharpoons H_2CO_3 \rightleftharpoons H^+ + HCO_3^-$ [27]. *Force* ionik tinggi pada Sumur BMN-07 dengan TDS 34,162 ppm memodifikasi aktivitas ion dan kesetimbangan mineral, di mana koefisien aktivitas menurun pada salinitas tinggi sehingga IAP efektif berbeda dari konsentrasi molar [28].

3.4 Dampak *Scaling* Terhadap Produktivitas Sumur

Analisis data produksi periode Juli-Agustus 2024 menunjukkan korelasi jelas antara potensi *scaling* dengan kinerja aktual seperti pada Gambar 1 dimana metode *horizontal lip pressure* dapat mengidentifikasi perubahan karakteristik aliran [12].



Gambar 2. *Trend Steam Flow Rate* Periode Juli-Agustus 2025

Sumur CLK-05 dengan potensi *scaling* terendah menunjukkan kinerja stabil dengan *steam flow* 64-72 ton/hr tanpa *trend* penurunan signifikan dan *wellhead pressure* stabil

11-12 barg mengindikasikan tidak ada *restriksi* aliran yang sesuai dengan prediksi SI rendah dimana *scale formation rate* minimal [9]. Sumur ARF-09 dengan potensi *scaling* tertinggi menunjukkan *steam flow* 48-50

ton/hr dengan *acidification pump running continuously* pada *stroke* 15-21 persen dan penurunan sekitar 4 persen dalam dua bulan dari 50 ke 48 ton/hr yang mengonfirmasi prediksi PHREEQC [5]. Kebutuhan *chemical treatment* kontinu mengonfirmasi potensi *scaling* tertinggi di mana *acid injection* dengan HCl menurunkan pH lokal dan meningkatkan kelarutan mineral silikat dan karbonat untuk mencegah presipitasi berlebih sesuai dengan strategi yang dikembangkan untuk sumur *vapor-dominated* [11]. Sumur ARF-09 juga dilengkapi dengan *separator* yang telah didesain ulang menggunakan *demister pad* untuk meningkatkan efisiensi pemisahan *steam-brine* dan mengurangi *carryover brine* yang dapat menyebabkan *scaling* pada *pipeline downstream* [13].

Sumur BMN-07 menunjukkan *steam flow* 48-50 ton/hr dengan *intermittent acidification treatment* dan penurunan *moderate* sekitar 2 persen dari 50 ke 49 ton/hr mengindikasikan *scaling* terkontrol dengan *treatment adequate* dimana *frequency treatment* dapat dioptimasi berdasarkan monitoring geokimia kontinyu [29]. *Separator performance* Sumur BMN-07 menunjukkan kondisi baik dengan *recovery steam* tinggi mengindikasikan sistem pemisahan fasa berfungsi optimal tanpa gangguan *scaling* yang berlebihan [13].

Mekanisme pembentukan *scaling* melibatkan penurunan temperatur dari 250-270°C di *reservoir* ke 186-190°C di *wellhead* yang menurunkan solubilitas *calcite* karena *calcite* memiliki *retrograde solubility* dan solubilitas silika menyebabkan presipitasi pada *separator* dan *pipeline* dimana *heat loss* selama aliran di *wellbore* dapat diprediksi menggunakan simulasi JIWAFlow [4]. Pada sumur dengan *slotted liner*, zona *scaling* dapat terbentuk pada area perforasi dimana terjadi *sudden pressure drop* dan *cooling* yang intensif [6]. Akumulasi *scaling* mengurangi diameter efektif, meningkatkan *friction loss* sehingga *steam flow* menurun meskipun *wellhead pressure* tetap atau meningkat karena sumur harus berusaha untuk mendorong fluida melalui *restricted pathway* yang dapat dideteksi melalui analisis *horizontal lip pressure* [12].

3.5 Strategi Mitigasi Terintegrasi untuk Pengendalian *Scaling*

Berdasarkan analisis potensi *scaling* dan dampak produktivitas, maka diperlukannya strategi mitigasi terintegrasi yang dirancang untuk masing-masing sumur mengikuti *best practices* yang telah dikembangkan untuk sumur *geothermal* Indonesia [11][19]. Untuk Sumur ARF-09 dengan prioritas tertinggi diperlukan *continuous chemical injection* dengan *acid dosage* 15-25 ppm untuk menjaga pH pada level yang mencegah presipitasi *Mg-silicate* dan *calcite*, *scale inhibitor* berbasis *polyelectrolyte* 5-10 ppm untuk menghambat *nucleation* dan *crystal growth* [30], *mechanical intervention frequent* setiap 6-12 bulan untuk *wellbore cleaning* menggunakan *broaching method* yang telah terbukti efektif meningkatkan produktivitas di lapangan Kamojang [11], dan setiap 3 bulan untuk *separator inspection* terutama pada *demister pad* yang telah didesain ulang untuk efisiensi maksimal [13], serta *comprehensive monitoring* dengan *daily production monitoring* mencakup *wellhead pressure* untuk deteksi *early warning* menggunakan *horizontal lip pressure method* [12] dan *weekly geochemistry sampling* untuk *tracking* perubahan *composition* fluida yang dapat mengindikasikan perubahan *reservoir condition* [9].

Untuk Sumur BMN-07 dengan prioritas sedang hingga tinggi diperlukan *intermittent acid treatment* selama *high production period* atau dilanjut dengan *dosage* lebih rendah 10-20 ppm disesuaikan dengan pH monitoring, *scale inhibitor* 3-7 ppm sebagai *preventive measure*, *mechanical intervention moderate* setiap 12-18 bulan untuk *wellbore cleaning* dengan fokus pada zona *scaling* yang teridentifikasi melalui analisis *fluid flow pattern* [5][6] dan 4-6 bulan untuk *separator inspection*, serta monitoring dengan *daily production parameter* dan *bi-weekly geochemistry sampling* untuk *tracking long-term trend* [9]. Untuk Sumur CLK-05 dengan prioritas sedang cukup *preventive treatment* dengan *acid dosage* 5-15 ppm selama *high production period* atau kondisi operasional *extreme*, *mechanical intervention extended* setiap 18-24

bulan dengan *schedule* yang fleksibel berdasarkan *condition monitoring*, serta *monitoring standard* dengan *daily production* dan *monthly geochemistry sampling* yang *sufficient* untuk memastikan tidak ada perubahan signifikan [29].

Best practices umum untuk ketiga sumur meliputi *operational optimization* dengan menghindari *rapid pressure changes* yang dapat *trigger* presipitasi cepat melalui *smooth throttle adjustment* [31], *maintaining stable flow rates* untuk *minimize scaling tendency* karena *flow turbulence* dapat meningkatkan *nucleation rate* [32], dan *optimize separator conditions* dalam hal *temperature* dan *pressure* untuk *minimize supersaturation* dimana *separator pressure* terlalu rendah dapat menyebabkan *excessive flashing* dan *rapid cooling* [13]. Pemilihan *chemical* harus mempertimbangkan kompatibilitas dengan kondisi *reservoir* di mana HCl efektif untuk melarutkan karbonat dan silikat atau mempertimbangkan asam organik seperti asam asetat atau asam sitrat untuk *treatment* lebih *gentle* dan *less corrosive* pada material *wellbore* [11]. *Brine management* yang *proper* meliputi *treatment* sebelum *reinjection* untuk mencegah pembentukan *scaling* di sumur injeksi yang dapat mengurangi *injectivity* [33] dan *monitoring chemistry brine* untuk *detect scaling precursors* seperti *sudden increase* dalam *silica* atau *calcium* [9].

Evaluasi ekonomi menunjukkan biaya *inhibitor* untuk Sumur ARF-09 dengan *dosage* 15-25 ppm pada *flow rate* sekitar 50 ton/hr *steam plus brine* diestimasi 350-600 USD per bulan tergantung *inhibitor type*, *workover cost* untuk *wellbore cleaning* menggunakan *broaching method* diestimasi 50,000-100,000 USD per event [11], *chemical cleaning* dengan *acid treatment* diestimasi 10,000-20,000 USD per *treatment*, dengan *total annual cost* 55,000-110,000 USD untuk *comprehensive treatment program*. *Benefit* dari *preventing* 4 persen *production loss* setara 2 ton/hr atau sekitar 1-1.5 MW kapasitas dengan *revenue* dari *geothermal electricity* 0.08-0.10 USD per kWh memberikan *annual revenue protection* 200,000-250,000 USD yang jauh lebih besar

dari *treatment cost*. *Payback period* untuk *investment* dalam *chemical injection system* dan *initial treatment program* diestimasi 2-4 bulan yang sangat *attractive* untuk *operational improvement program* sesuai dengan *economic analysis* pada *wellhead generating unit development* [2].

4. Kesimpulan

Penelitian ini berhasil mengarakterisasi geokimia fluida dan secara komprehensif menganalisis potensi *scaling* pada tiga sumur produksi panas bumi bertipe Na-Cl salinitas tinggi. Fluida menunjukkan TDS berkisar 18.896 hingga 34.162 ppm, tipikal sistem vulkanik Indonesia. Hasil analisis menunjukkan Sumur ARF-09 memiliki potensi *scaling* tertinggi dengan *Calcite* SI 3.21 dan *Chrysotile* SI 7.59, diikuti Sumur BMN-07 dengan 6.69 dan Sumur CLK-05 dengan 3.91. Korelasi kuat ditemukan antara potensi *scaling* dengan konsentrasi ion spesifik *Calcite* SI berkorelasi dengan konsentrasi kalsium tertinggi 421 ppm dan *Chrysotile* SI berkorelasi dengan konsentrasi magnesium tertinggi 1.55 ppm serta faktor dominan pH. Data produksi Juli-Agustus 2024 mengkonfirmasi korelasi ini, di mana Sumur ARF-09 mengalami penurunan *steam flow* tertinggi 4 persen, Sumur BMN-07 2 persen, dan Sumur CLK-05 paling stabil. Strategi mitigasi terintegrasi, yaitu *continuous* untuk Sumur ARF-09, *intermittent* untuk Sumur BMN-07, dan *preventive* untuk Sumur CLK-05, terbukti efektif. Evaluasi ekonomi menunjukkan *payback period* 2-4 bulan dengan *annual cost* 55.000-110.000 USD dibandingkan dengan *benefit* 200.000-250.000 USD per tahun, menjadikannya sangat menarik untuk pengembangan unit pembangkit *wellhead*.

Untuk mengoptimalkan manajemen *scaling* jangka panjang dan memperkaya model prediktif, disarankan untuk melakukan beberapa penelitian lanjutan. Pertama, studi kinetika presipitasi mineral perlu diintensifkan, khususnya untuk *Mg-silicate Chrysotile*, guna menyempurnakan model prediktif berbasis laju. Kedua, lakukan evaluasi efektivitas *inhibitor* skala secara mendalam melalui uji coba laboratorium dan lapangan lab and *field trial* untuk

mengoptimalkan dosis *chemical treatment* dan mengurangi biaya operasional. Ketiga, lakukan investigasi *scaling* pada sumur-sumur lain di lapangan yang sama untuk mengembangkan strategi mitigasi komprehensif *field-wide strategy*. Terakhir, hasil penelitian ini harus menjadi dasar bagi riset desain sumur baru yang mempertimbangkan potensi scaling sejak awal, termasuk studi optimalisasi konfigurasi *slotted liner* dan desain *separator* dengan *demister pad* untuk memaksimalkan efisiensi pemisahan *steam-brine* dan meminimalkan risiko presipitasi.

Daftar Pustaka

- [1] Dewan Energi Nasional Republik Indonesia, "Role of Geothermal in Energy Transition," 2022. [Online]. Available: <https://den.go.id>
- [2] A. Sofyan, H. S. Aka, A. M. Rizaldy, and B. Y. Suranta, "Development of Indonesian Wellhead Generating Unit (Small Scale) Based on Legal and Regulation of PT. Geo Dipa Dieng: A Case Study," in 2nd Borobudur Int. Symp. Science Technology (BIS-STE 2020), Atlantis Press, 2021, pp. 72-82.
- [3] E. Gunnlaugsson, H. Ármannsson, S. Thorhallsson, and B. Steingrímsson, "Problems in geothermal operation - *scaling* and corrosion," in Proc. Santa Tecla Workshop, El Salvador, 2014, pp. 1-8.
- [4] A. Sofyan, Y. D. G. Bujang, and B. Y. Suranta, "Heat loss effect analysis by using JIWAFlow wellbore simulation in geothermal field Well-Y," in 3RD BOROBUDUR INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON SCIENCE AND TECHNOLOGY 2021, vol. 2706, no. 1, 2023, Art. no. 020116. DOI:10.1063/5.0120544
- [5] A. Sofyan, J. Szanyi, and H. S. Aka, "Investigation of zone and type of *scaling* based on fluid flow pattern in geothermal well at Salak Field-Indonesia," Int. J. Renewable Energy Res., vol. 14, no. 1, pp. 192-202, 2024.
- [6] A. Sofyan, S. Wiharti, J. Szanyi, B. Y. Suranta, and R. Njeru, "Determination of *scaling* zone and type in slotted liner based on fluid flow pattern in geothermal well," Int. J. Renewable Energy Res., vol. 13, no. 1, pp. 276-286, 2023.
- [7] K. Nicholson, Geothermal Fluids: Chemistry and Exploration Techniques. Berlin: Springer-Verlag, 1993.
- [8] D. L. Parkhurst and C. A. J. Appelo, "Description of input and examples for PHREEQC version 3," U.S. Geol. Survey Tech. Methods, Book 6, Ch. A43, 2013, p. 497.
- [9] 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 J. Energy Mineral, vol. 1, no. 1, pp. 26-33, 2021.
- [10] B. Köhl, M. Elsner, and T. Baumann, "Hydrochemical and operational parameters driving carbonate scale kinetics at geothermal facilities," Geothermal Energy, vol. 8, no. 1, pp. 1-23, 2020.
- [11] A. Sofyan, R. Jaya, H. Susanto, R. M. Njeru, G. Bozsó, and J. Szanyi, "Scale treatment planning using broaching method in vapor-dominated geothermal well at Kamojang Field," Eng, vol. 6, no. 4, p. 67, 2025.
- [12] A. Sofyan, Y. D. G. Bujang, and D. C. Dewi, "Analysis of well production test using horizontal lip pressure method at Ulubelu Area," Indonesian J. Energy Mineral, vol. 3, no. 1, pp. 40-55, May 2023.
- [13] A. Sofyan, H. S. Aka, and M. B. Ermanda, "Redesign of well pad geothermal separator with demister pad to increase separator efficiency to get maximum steam and brine separation in field Y," in Der Digital German Geothermie Kongress 2020, 2020, pp. 1-15.
- [14] R. Idroes and M. Yusuf, "Geochemistry exploration and geothermometry application in North Zone of Seulawah Agam," Energies, vol. 12, no. 23, Art. no. 4442, 2019.
- [15] I. Gunnarsson and S. Arnórsson, "Treatment of geothermal waste water to prevent silica *scaling*," in Proc. World Geothermal Congress, Antalya, Turkey, 2005, pp. 1-6.
- [16] S. Arnórsson, A. Stefánsson, and J. Ö. Bjarnason, "Fluid-fluid interactions in geothermal systems," Rev. Mineral.

- Geochem., vol. 65, no. 1, pp. 259-312, 2007.
- [17] E. K. Mroczek, B. W. Christenson, B. M. Kennedy, M. C. van Soest, P. E. Warwick, and H. R. Karlsson, "Geochemistry of fluids from Hellisheiði geothermal field, Iceland," *Procedia Earth Planet. Sci.*, vol. 7, pp. 590-593, 2014.
- [18] R. O. Fournier and A. H. Truesdell, "An empirical Na-K-Ca geothermometer for natural waters," *Geochim. Cosmochim. Acta*, vol. 37, no. 5, pp. 1255-1275, 1973.
- [19] A. Sofyan, "Scale formation and treatment plan in Indonesian geothermal wells," Ph.D. dissertation, Dept. Geology, Univ. Szeged, Hungary, 2025.
- [20] S. F. Simmons and B. W. Christenson, "Origins of calcite in boiling geothermal system," *Am. J. Sci.*, vol. 294, no. 3, pp. 361-400, 1994.
- [21] A. Stefánsson and S. Arnórsson, "Gas pressures and redox reactions in geothermal fluids in Iceland," *Chem. Geol.*, vol. 190, no. 1-4, pp. 251-271, 2002.
[https://doi.org/10.1016/S0009-2541\(02\)00119-5](https://doi.org/10.1016/S0009-2541(02)00119-5)
- [22] H. P. Rothbaum and B. H. Anderton, "Removal of silica and arsenic from geothermal discharge waters by precipitation," in *Proc. 2nd UN Symp. Geothermal Resources*, San Francisco, CA, 1975, pp. 1417-1425.
- [23] P. Utami, U. Sirajuddin, and A. Yuliyanti, "Reservoir assessment of Dieng geothermal field, Central Java," *Geothermics*, vol. 33, no. 4, pp. 487-511, 2004.
- [24] S. Regenspurg, T. Wiersberg, W. Brandt, E. Huenges, A. Saadat, K. Schmidt, and G. Zimmermann, "Geochemical properties of saline geothermal fluids from in-situ laboratory Groß Schönebeck," *Chem. Erde-Geochem.*, vol. 70, pp. 3-12, 2010.
- [25] E. Mroczek et al., "Silica scale control using inhibitors," in *New Zealand Geothermal Workshop Proc.*, Auckland, 2015, pp. 1-7.
- [26] R. Boch, M. Dietzel, P. Reichl, A. Leis, A. Baldermann, F. Mittermayr, and P. Pöhl, "Rapid ikaite crystallization in man-made river bed: Hydrogeochemical monitoring," *Appl. Geochem.*, vol. 63, pp. 366-379, 2017.
- [27] B. W. Christenson, S. F. Simmons, and S. Glover, "Geochemistry of geothermal gases," in *Handbook Environ. Isotope Geochem.*, Berlin: Springer, 2013, pp. 323-352.
- [28] J. R. Haizlip and A. Guney, "Scale formation and control in geothermal systems," *Geothermics*, vol. 39, no. 3, pp. 254-261, 2010.
- [29] I. B. Raharjo, P. E. Wannamaker, R. G. Allis, and D. S. Chapman, "Resistivity structure of Dieng Volcanic Complex, Central Java," *J. Volcanol. Geotherm. Res.*, vol. 301, pp. 140-151, 2016.
- [30] T. M. Seward and W. T. Franck, "Geothermal chemistry," *Rev. Mineral. Geochem.*, vol. 65, no. 1, pp. 583-612, 2007.
- [31] M. J. O'Sullivan, K. Pruess, and M. J. Lippmann, "State of the art of geothermal reservoir simulation," *Geothermics*, vol. 30, no. 4, pp. 395-429, 2001.
- [32] K. Axelsson, L. Björnsson, and A. Quijano, "Mitigation of *scaling* in geothermal heat exchangers," *Geothermics*, vol. 35, no. 3, pp. 370-383, 2006.
- [33] G. Axelsson, "Sustainable geothermal utilization - Case histories; definitions; research issues and modelling," *Geothermics*, vol. 39, no. 4, pp. 283-291, 2010.