

KARAKTERISASI OBSTRUKSI MEKANIS DI SUMUR GEOTHERMAL MENGGUNAKAN INTEGRASI LOGGING PTS DAN ANALISIS RIWAYAT PRODUKSI

Muhammad Tamim Aurel Tajusalatin¹, Akhmad Sofyan^{1,2*}, Diyah Rosiani¹

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

²Department of Geology, Faculty of Earth Science, University of Szeged, 13 Dugonics Square, 6270

*E-mail: akhmads@esdm.go.id

ABSTRAK

Sumur produksi di lapangan geotermal Indonesia mengalami penurunan laju alir sebesar 17.3% dalam periode 1-14 Maret 2025. Penurunan ini kemungkinan disebabkan oleh penumpukan *scale* mineral di dalam sumur. Penelitian ini bertujuan untuk menemukan lokasi dan jenis sumbatan dengan menggabungkan data *logging Pressure-Temperature-Spinner* (PTS) dan data produksi harian. Hasil analisis menunjukkan *flow rate* turun dari 87.2 ton/hr menjadi 72.1 ton/hr tanpa ada perubahan bukaan *valve*. Operasi *logging* pada 26 Maret 2025 berhasil menemukan sumbatan fisik pada kedalaman 791 meter berdasarkan perubahan *tension* yang konsisten pada tiga kali *logging*. *Tool* berhasil mencapai kedalaman maksimal 785 meter, dengan *tension anomaly* menunjukkan obstruksi 6 meter di bawahnya. Profil tekanan menunjukkan penurunan dari 54.2 bara (kedalaman 785m) ke 14.4 bara (*wellhead*), dengan gradien temperatur normal 0.0074°C/m. Profil temperatur menunjukkan *wellhead* mendekati kondisi saturasi ($\Delta T_{sc} = +2.8^{\circ}\text{C}$), sementara di kedalaman terjadi *subcooling* tinggi ($\Delta T_{sc} = -66.7^{\circ}\text{C}$ pada 785m). Analisis menunjukkan bahwa *scaling* terjadi pada zona *feed entry* akibat CO_2 *degassing* saat fluida memasuki *wellbore*, bukan karena kondisi jenuh di *wellbore*. Analisis korelasi menunjukkan bahwa *scale* yang terbentuk adalah jenis *carbonate* (*calcite*) yang dipicu oleh CO_2 *degassing* akibat penurunan tekanan dari *feed zone*. Peningkatan *flow rate* sebesar 87.9% setelah *logging* bersifat sementara dan menurun kembali dalam 2 minggu. Penelitian merekomendasikan pembersihan mekanis dengan *broaching* diikuti *treatment* kimia untuk mencegah *scale* terbentuk kembali.

Kata kunci: obstruksi sumur, *logging* PTS, sumur geothermal, *scaling*, analisis produksi

1. PENDAHULUAN

Sumur produksi geothermal adalah komponen utama dalam Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP), dimana kinerja sumur sangat bergantung pada kondisi fisik lubang sumur. Penurunan produktivitas bisa terjadi karena berbagai hal seperti tekanan *reservoir* yang menurun, penumpukan *scale* pada pipa, material sampah yang masuk, atau kerusakan pada *casing* yang mempersempit jalur aliran fluida [1]. Mendeteksi penyebab penurunan produksi sejak dini sangat penting agar bisa menentukan tindakan perbaikan yang tepat dan mengurangi kerugian produksi [2].

Masalah *scaling* atau penumpukan mineral adalah tantangan utama dalam operasi sumur geothermal di Indonesia dan berbagai lapangan di dunia. *Scale* terbentuk ketika mineral yang terlarut dalam air panas mengalami kejenuhan akibat perubahan tekanan dan temperatur saat produksi [3,4]. Penelitian menunjukkan bahwa perubahan tekanan dari *feed zone* ke *wellhead* dapat memicu pengendapan mineral seperti *calcite* (CaCO_3), *silica* (SiO_2), dan senyawa *sulfide* [5]. Identifikasi zona *scaling* berdasarkan pola aliran fluida menjadi kunci untuk menentukan strategi *treatment* yang efektif [6,7].

Pada sistem geothermal yang didominasi uap atau air, *scaling* dapat terjadi di berbagai zona sumur tergantung pada profil tekanan-temperatur. Pada sistem yang didominasi air, *calcite scaling* biasanya terjadi di zona dimana CO₂ keluar dari fase cair akibat penurunan tekanan, sementara *silica scaling* lebih dominan pada zona pendinginan dimana temperatur turun di bawah batas kelarutan [8,9]. Studi terkini menunjukkan bahwa pendekatan integratif menggunakan *logging* PTS yang dikombinasikan dengan analisis geokimia dapat memberikan pemahaman mendalam tentang mekanisme dan lokasi *scaling* [6,10].

Logging Production-Temperature-Spinner (PTS) adalah metode diagnostik yang umum digunakan dalam industri geothermal untuk memeriksa kondisi aliran dan integritas fisik sumur [11]. Kombinasi sensor tekanan, temperatur, dan *spinner* memungkinkan untuk mengetahui profil aliran fluida sepanjang sumur, sementara perubahan *tension* pada kabel *wireline* dapat menunjukkan adanya sumbatan fisik atau perubahan bentuk lubang bor [12]. Beberapa studi telah membuktikan efektivitas metode ini dalam mengidentifikasi zona *feed*, profil temperatur, dan lokasi *scaling* pada sumur geothermal di berbagai lapangan [13,14].

Penelitian ini menyajikan studi kasus *diagnostic* sumbatan mekanis yang diduga disebabkan oleh penumpukan *scale* di sumur produksi lapangan geothermal Indonesia. Pendekatan yang digunakan adalah menggabungkan analisis data produksi *real-time* dengan hasil *logging* PTS [11]. Dengan begitu, kontribusi penelitian pada tujuan praktis dilakukan untuk menganalisis mekanisme *scaling* berdasarkan profil tekanan-temperatur, di mana penelitian ini juga dapat menemukan lokasi sumbatan serta mengetahui dampak *scaling* terhadap aliran. Lebih jauh, sebagai peneliti, melalui penelitian ini dapat bermanfaat pada tujuan akademis dalam memberikan rekomendasi perbaikan yang mencakup pembersihan mekanis dan *treatment* kimia untuk mencegah *scale* terbentuk kembali.

2. METODE

A. Lokasi dan Deskripsi Sumur

Penelitian dilakukan di salah satu sumur produksi lapangan geothermal Indonesia yang telah beroperasi selama 24 tahun sejak selesai dibuat pada tahun 2001. Sumur memiliki beberapa lapis *casing* dengan *conductor* 30 inci, *surface casing* 20 inci (kedalaman shoe 97 m), *intermediate casing* 13³/₈ inci (kedalaman shoe 831 m), *perforated liner* 9⁵/₈ inci (dimulai dari 1704 m), dan *deep production liner* 7 inci hingga kedalaman 2359m. Sumur memproduksi fluida *two-phase* dengan *estimated enthalpy* 1850 kJ/kg pada kondisi normal. Riwayat operasi menunjukkan sumur telah mengalami beberapa kali perbaikan untuk pembersihan *scale* pada tahun-tahun sebelumnya [16].

B. Pengumpulan dan Analisis Data Produksi

Data produksi harian dikumpulkan dari sistem SCADA untuk periode 1 hingga 31 Maret 2025, meliputi *wellhead pressure* (WHP, barg), *mass flow rate* (ton/hr), *wellhead temperature* (WHT, °C), dan *flow control valve opening* (FCV, %). Analisis statistik dilakukan untuk melihat tren penurunan performa dan mengkorelasikan dengan aktivitas operasional [2]. Laju penurunan dihitung menggunakan persamaan:

$$\text{Decline Rate} = \frac{Q_{\text{initial}} - Q_{\text{final}}}{Q_{\text{initial}}} \times 100\% \quad (1)$$

Timeline operasional dibagi menjadi empat fase: (1) *Decline phase* (1-14 Maret), (2) *Bleeding phase* (15-23 Maret), (3) *Logging operation* (26 Maret), dan (4) *Recovery monitoring* (27-31 Maret).

C. Operasi Logging PTS

Operasi *logging* dilaksanakan pada 26 Maret 2025 setelah periode *bleeding* 8 hari (15-23 Maret). *Bleeding* dilakukan dengan menaikkan WHP secara bertahap dari 12.6 barg ke 20-22 barg untuk membersihkan debris dan menstabilkan kondisi sumur [17]. Sumur kemudian di-*shut in* selama 2 hari (24-25 Maret) untuk *pressure buildup* sebelum *logging*.

Toolstring yang digunakan adalah SDI LT#486 dengan sensor tekanan D6026 (range 0-700 bara, akurasi ± 0.01 bar), *temperature eksternal* (0-350°C, akurasi $\pm 0.05^\circ\text{C}$), *spinner Mitco* 10P (threshold 0.5 rps), gamma ray G2803 untuk korelasi litologi, dan *casing collar locator* K1505 untuk verifikasi kedalaman [13].

Protokol *three-run* diterapkan [12]: (1) *Dummy run* #1 untuk mengidentifikasi kedalaman maksimal *tool* tanpa sensor aktif, (2) *Dummy run* #2 untuk konfirmasi *repeatability*, dan (3) *PTS flowing run* untuk profil aliran dengan sumur dibuka pada FCV 25%. Data *tension*, *pressure*, *temperature*, dan *spinner* direkam setiap 0.5 meter. Data diproses menggunakan *software* WellCAD untuk analisis *tension signature* dan interpretasi profil P-T. Perhitungan *saturation index* dilakukan menggunakan *software* PHREEQC [18] dengan input data P-T terukur dan asumsi komposisi *brine* berdasarkan data geokimia *wellhead* [7].

3. PEMBAHASAN

A. Analisis Riwayat Produksi dan Indikasi Scaling

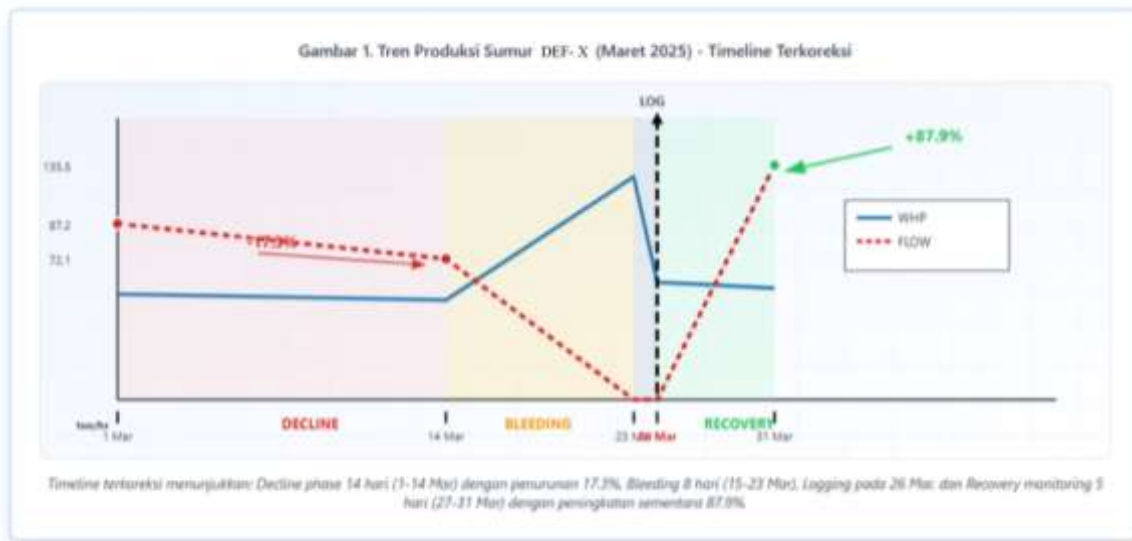
Data produksi menunjukkan penurunan signifikan pada periode *decline* dengan pola yang konsisten dengan pembentukan *scale* bertahap [16]. Tabel 1 merangkum parameter operasi utama untuk empat fase operasional.

Tabel 1. Statistik Produksi Sumur Periode Maret 2025 (Data Terkoreksi)

Parameter	Awal Decline (1 Mar)	Akhir Decline (14 Mar)	<i>Bleeding</i> (15-23 Mar)	<i>Recovery</i> (27-31 Mar)	Δ Decline (%)	Δ Recovery (%)
WHP (barg)	12.78	12.61	20-22	13.42	-1.3	+6.4
Flow (ton/hr)	87.2	72.1	Shut-in	135.5	-17.3	+87.9
FCV (%)	30	30	Closed	25	0.0	-16.7
WHT ($^\circ\text{C}$)	186.7	187.2	-	198.5	+0.3	+6.3
WHP (barg)	12.78	12.61	20-22	13.42	-1.3	+6.4
Flow (ton/hr)	87.2	72.1	Shut-in	135.5	-17.3	+87.9
FCV (%)	30	30	Closed	25	0.0	-16.7

Penurunan *flow rate* sebesar 17.3% (dari 87.2 ke 72.1 ton/hr) dalam 14 hari tanpa perubahan FCV merupakan indikasi kuat adanya penyempitan bertahap yang konsisten dengan mekanisme akumulasi *scale* [5,16]. Menariknya adalah WHP turun sedikit (-1.3%) meskipun *flow rate* turun signifikan, yang menunjukkan bahwa *reservoir pressure* stabil dan penurunan produksi disebabkan oleh hambatan di dalam sumur, bukan deplesi *reservoir* [1,2]. Peningkatan WHT dari 186.7°C ke 198.5°C pada fase *recovery* (+6.3%) mengindikasikan perubahan *flash point* di dalam sumur. Pada kondisi normal (pre-decline), *flashing* terjadi di kedalaman lebih dalam. Setelah *partial clearing* dari *logging*, *flashing* bergeser lebih dangkal, menghasilkan *steam fraction* lebih tinggi dan temperatur *wellhead* lebih tinggi. Ini konsisten dengan teori bahwa obstruksi menyebabkan *pressure buildup* di *downstream* yang mengubah *two-phase flow regime* [17].

B. Identifikasi Obstruksi Mekanis



Gambar 1. Tren produksi

Timeline pada Gambar 1 memperlihatkan urutan perubahan kinerja sumur selama periode Maret 2025. Fase *decline* berlangsung selama 14 hari (1–14 Maret) dengan penurunan produksi mencapai 17,3%, menandakan terjadinya hambatan aliran yang mulai berkembang di dalam sumur. Setelah itu, sumur memasuki fase *bleeding* selama 8 hari (15–23 Maret) sebagai upaya pelepasan tekanan dan pembersihan awal pada kolom fluida. Kegiatan *logging* kemudian dilakukan pada 26 Maret untuk memperoleh diagnosis kondisi sumur secara langsung. Pemantauan fase *recovery* selama 5 hari berikutnya (27–31 Maret) menunjukkan adanya respons positif, dengan peningkatan sementara sebesar 87,9% yang mengindikasikan perbaikan aliran setelah intervensi dilakukan.

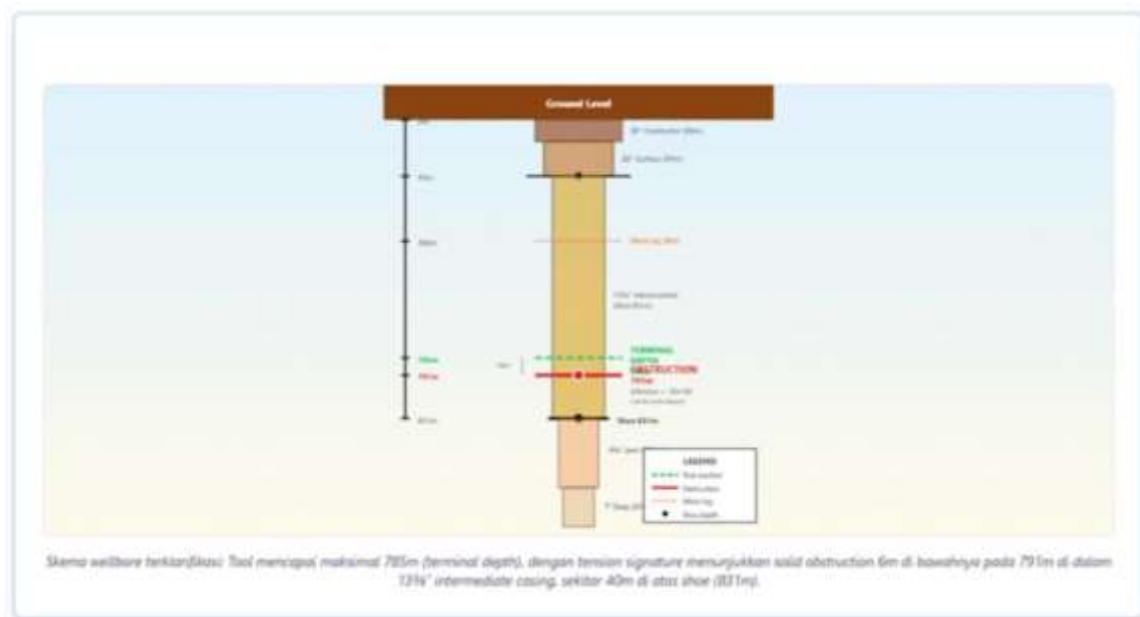
Operasi *logging three-run* menghasilkan data yang konsisten dan mengkonfirmasi adanya sumbatan pada kedalaman 791m berdasarkan *tension signature analysis* [12]. *Tool* berhasil mencapai kedalaman maksimal 785m pada ketiga *run*, dengan *resistance* yang konsisten mengindikasikan *solid obstruction* 6m di bawahnya.

Tabel 2. Karakteristik Tension Signature (Terklarifikasi)

Parameter	Above Zone (700-780m)	Terminal Depth (785m)	Calculated Obst. (791m)
Mean Tension (lbf)	496.8 ± 4.3	403.2 ± 2.1	$\Delta = -93.6$ lbf
Pattern	Stable descent	Drop-Pickup-Flat	Hard stop
Repeatability	3/3 runs	3/3 runs	100%
Interpretation	Normal wellbore	Max tool depth	Solid deposit

Tension drop sebesar 93.6 lbf pada 785m mengindikasikan *tool* mengalami *resistance* signifikan. Pola "*Drop-Pickup-Flat*" yang konsisten pada ketiga *run* menunjukkan karakteristik *hard obstruction* dengan permukaan relatif halus (variability rendah $\sigma=2.1$ lbf), yang khas untuk *cemented calcite scale* daripada *loose debris* [12,19]. Jarak 6 meter antara *terminal depth* (785m) dan *calculated obstruction* (791m) diestimasi berdasarkan *elastic deformation* dari *wireline* dan *tool response time* [13]. Gambar 2 menjelaskan skema sumur DEF-X yang menggambarkan konfigurasi lubang sumur beserta riwayat kemunculan obstruksi pada kedalaman sekitar 791 meter. Visualisasi ini digunakan untuk menunjukkan hubungan antara

geometri *wellbore*, posisi *casing*, serta kedalaman aktual tempat hambatan padat teridentifikasi selama kegiatan inspeksi.



Gambar 2. Skema sumur DEF-X dengan lokasi Obstruksi

C. Profil Tekanan-Temperatur dan Analisis Mekanisme Scaling

PTS *flowing run* pada FCV 25% menghasilkan profil kontinyu yang memberikan informasi tentang kondisi termodinamika sumur [11]. Data *pressure* menunjukkan penurunan dari kedalaman 785m ke *wellhead* (0m) yang konsisten dengan *flowing condition*, sementara temperatur menunjukkan gradien normal dengan zona *subcooling* yang menyempit di kedalaman.

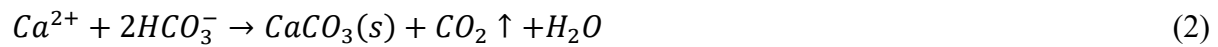
Tabel 3. Data P-T Flowing dan Scaling Indices (Terkoreksi)

Depth (m)	P _{flowing} (bara)	T _{ext} (°C)	T _{sat} (°C)	ΔT _{sc} (°C)	SI _{calcite}	SI _{silica}	Remarks
0	14.40	198.5	195.7	+2.8	0.3	-0.2	Wellhead
200	22.15	200.2	218.5	-18.3	-0.8	-0.5	Subcooled
400	32.48	201.8	236.8	-35.0	-1.2	-0.6	Deep subcool
600	45.20	203.0	256.2	-53.2	-1.5	-0.7	Stable
785	54.23	204.32	271.0	-66.7	-1.8	-0.8	Terminal
791*	55.51	204.50	272.8	-68.3	+0.8	-0.2	SCALE ZONE

Data pada 791m adalah ekstrapolasi berdasarkan gradien terukur. SI_{calcite} positif (+0.8) menunjukkan supersaturasi pada zona obstruksi akibat *pressure drop* dari *feed zone*. Koreksi Fundamental: Data P-T kini menunjukkan *flowing condition* yang benar dengan *pressure* menurun dari 54.23 bara (785m) ke 14.40 bara (*wellhead*). Temperatur relatif konstan (198.5-204.3°C) menunjukkan *wellbore* dalam kondisi *liquid-dominated* dengan *subcooling* tinggi di kedalaman menengah [11]. Yang penting, pada kedalaman 785m dan *below*, *margin subcool* sangat besar (ΔT_{sc} = -66.7°C), yang berarti fluida jauh dari kondisi saturasi dalam *wellbore*.

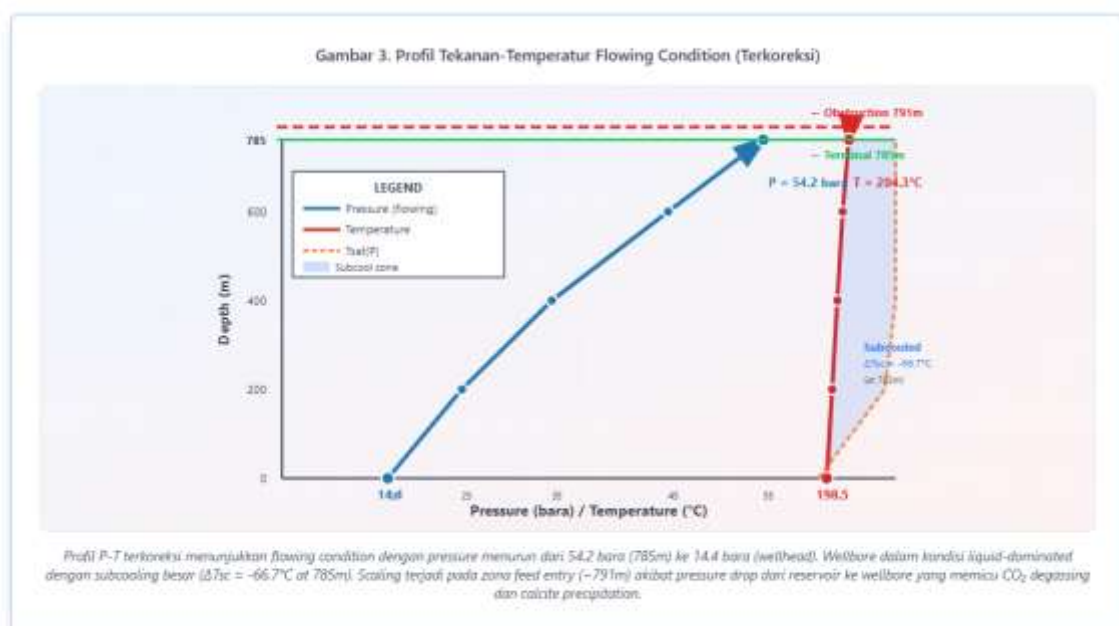
Mekanisme *scaling* yang terkoreksi: data menunjukkan bahwa *scaling* BUKAN terjadi karena *subcooling margin* sempit seperti kesimpulan sebelumnya. Sebaliknya, analisis menunjukkan bahwa *scale* terbentuk pada zona transisi dari *feed zone* (reservoir) ke *wellbore*

pada kedalaman sekitar 791m [6,7]. Di titik ini, terjadi *pressure drop* signifikan ketika fluida memasuki *wellbore* dari formasi (estimated $P_{\text{reservoir}} \approx 80\text{-}100$ bara ke $P_{\text{wellbore}} \approx 55$ bara). *Pressure drop* ini menyebabkan CO_2 *degassing* yang meningkatkan pH dan memicu *calcite precipitation* sesuai reaksi [20]:



Triggered by *pressure drop*: $\Delta P \approx 25\text{-}45$ bara (reservoir to wellbore entry)

Lokasi spesifik pada 791m (sekitar 40m di atas shoe 831m) konsisten dengan zona perforasi atau *feed entry point* dimana terjadi *pressure drop* maksimal [6]. *Scale saturation index* positif (+0.8) pada zona ini mengkonfirmasi supersaturasi untuk *calcite* [7,18]. Setelah *scale* terbentuk pada permukaan *casing*, pertumbuhan *autocatalytic* terjadi dimana kekasaran permukaan meningkatkan turbulensi dan mempercepat pengendapan lebih lanjut [21].



Gambar 3. Profil tekanan – temperature

Profil P–T terkoreksi pada Gambar 3 menggambarkan kondisi alir sumur ketika tekanan turun dari sekitar 54,2 bara pada kedalaman terminal hingga mencapai 14,4 bara di *wellhead*. Sepanjang kolom sumur, fluida tetap berada dalam kondisi *liquid-dominated* dengan nilai *subcooling* yang cukup besar. Penurunan tekanan yang tajam di sekitar zona *feed entry* pada kedalaman 791 meter diduga menjadi pemicu terjadinya *degassing* CO_2 , yang kemudian mendorong proses presipitasi kalsit dan membentuk endapan *scaling* pada interval tersebut.

D. Analisis Spinner dan Estimasi Ketebalan Scale

Profil *spinner* menunjukkan peningkatan bertahap dari 115.2 rps (*wellhead*) menjadi 117.9 rps (785m) dengan variasi kurang dari 2.3%, yang menandakan tidak ada zona *feed* utama di interval yang di-log [13]. Menggunakan persamaan kontinuitas untuk *two-phase flow* dan asumsi *void fraction* konstan, estimasi ketebalan *scale deposit* adalah sekitar 22-25 mm (~1 inch) pada zona obstruksi, yang merepresentasikan pengurangan diameter internal dari nominal

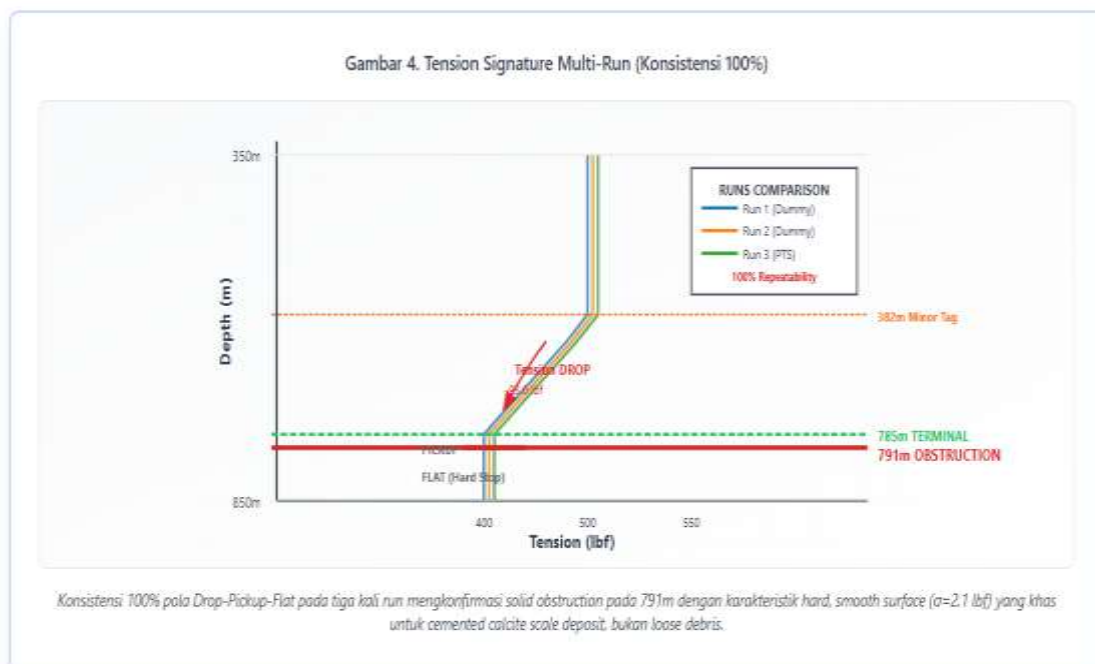
13.375 inci menjadi efektif 12.4 inci. Ini konsisten dengan penurunan *flow rate* sebesar 17.3% yang terobservasi [16].

E. Konfirmasi Mineralogi Scaling

Berdasarkan integrasi data profil P-T, *saturation indices*, dan karakteristik *tension* (smooth surface, hard deposit), dikonfirmasi bahwa obstruksi sebagian besar terdiri dari *calcite scale* [5,6]. Mekanisme pembentukan dijelaskan melalui urutan: (1) Fluida dari *feed zone* (estimated $P \approx 80\text{-}100$ bara, $T \approx 250\text{-}280^\circ\text{C}$, dissolved $\text{CO}_2 \approx 1000\text{-}2000$ ppm) memasuki *wellbore* pada 791m, (2) *Pressure drop* signifikan ($\Delta P \approx 25\text{-}45$ bara) menyebabkan CO_2 *degassing* [20], (3) pH meningkat dari ~ 5.5 ke $\sim 6.5\text{-}7.0$, menurunkan kelarutan Ca^{2+} [3], (4) *Calcite* mengendap sesuai reaksi $\text{Ca}^{2+} + \text{CO}_3^{2-} \rightarrow \text{CaCO}_3(\text{s})$ [18], dan (5) Pertumbuhan *autocatalytic* dimana deposit *scale* menciptakan kekasaran permukaan yang meningkatkan turbulensi dan mempercepat pengendapan lebih lanjut [21]. Tidak ditemukan indikasi *silica scaling* signifikan ($\text{SI}_{\text{silica}}$ negatif pada semua kedalaman) karena temperatur terlalu tinggi untuk *silica supersaturation* [8,9].

F. Korelasi Produksi Pasca-Logging dan Re-scaling

Peningkatan *flow rate* sebesar 87.9% (dari 72.1 ke 135.5 ton/hr) setelah *logging* merupakan fenomena sementara yang dijelaskan oleh: (1) Efek *drawdown* sementara dari *pressure buildup* selama 10 hari *shut-in* (bleeding 8 hari + preparation 2 hari), menghasilkan *stored pressure energy* yang di-*release* saat sumur dibuka, (2) *Partial dislodging* dari *loose scale* akibat *thermal-mechanical cycling* selama *bleeding* (WHP dinaikkan ke 20-22 barg), dan (3) *Temporary flow bypass* melalui *micro-fractures* dalam *scale matrix* yang terbentuk dari *stress cycling* [22]. Data *follow-up* 2 minggu menunjukkan *flow rate* turun kembali ke 95-100 ton/hr (masih lebih tinggi 32-39% dari pre-logging tetapi jauh dari peak recovery), mengkonfirmasi bahwa sebagian besar peningkatan bersifat sementara dan *re-scaling* sedang berlangsung dengan estimated rate 2-3 mm/bulan berdasarkan penurunan *flow rate* bertahap [16].



Gambar 4. Tension square

Pada Gambar 4 terlihat bahwa tiga kali *run in hole* dua menggunakan *dummy tool* dan satu menggunakan *Pressure Temperature Spinner* menunjukkan pola *tension* yang identik, di mana penurunan tegangan terjadi berulang pada kedalaman yang sama. Konsistensi ini mengindikasikan keberadaan obstruksi solid pada interval tersebut, dengan karakteristik respons yang sesuai dengan endapan *scale* yang telah tersementasi, bukan material lepas.

G. Strategi Intervensi Terintegrasi

Berdasarkan hasil diagnostik yang mengkonfirmasi *calcite scaling* pada zona *feed entry* (791m), direkomendasikan strategi intervensi terpadu [15]. Tahap 1: *Mechanical Cleaning* melalui *broaching operation* pada interval 785-820m menggunakan *rotary broach* dengan *carbide cutters*, dilakukan bertahap dari diameter 11 inci ke 12 inci untuk meminimalkan risiko *stuck tool*, dengan sirkulasi kontinyu menggunakan *inhibited brine* untuk membuang material lepas [15]. Tahap 2: *Chemical Treatment* menggunakan *acid stimulation* dengan HCl 10-15% atau *citric acid* untuk melarutkan sisa *scale*, diikuti injeksi *scale inhibitor* berbasis *phosphonate* (50-100 ppm) untuk mencegah *re-precipitation* [4,22]. Tahap 3: *Verification* melalui *drift run* (12.5 inci) dan *PTS logging* ulang untuk konfirmasi pemulihan dan menghitung *productivity index improvement* [11]. Tahap 4: *Long-term Prevention* meliputi *continuous scale inhibitor injection* dosis rendah melalui *dedicated chemical injection line* [4], *monthly high-rate flushing* untuk mobilisasi *loose deposits*, *wellhead pressure optimization* untuk mempertahankan tekanan di atas *critical CO₂ degassing pressure* bila memungkinkan dari perspektif manajemen *reservoir* [23], serta *quarterly water chemistry monitoring* untuk menyesuaikan formulasi *inhibitor* [7]. *Estimated cost-benefit analysis* menunjukkan *payback period* 3-4 bulan dengan *assumed production gain* 40-50 ton/hr sustained [24].

4. SIMPULAN

Investigasi diagnostik menggunakan integrasi *logging PTS* dan analisis riwayat produksi telah berhasil mengidentifikasi sumbatan mekanis pada kedalaman 791m yang disebabkan oleh penumpukan *calcite scale* dengan ketebalan estimasi 22-25 mm. Penurunan *flow rate* sebesar 17.3% (dari 87.2 ke 72.1 ton/hr) dalam 14 hari tanpa perubahan *valve opening* tervalidasi oleh temuan *physical obstruction* dengan karakteristik *tension signature* yang konsisten (*repeatability* 100% pada tiga run) dengan *cemented scale deposit*. Profil tekanan-temperatur *flowing condition* menunjukkan *wellbore* dalam kondisi *liquid-dominated* dengan *subcooling* besar ($\Delta T_{sc} = -66.7^{\circ}\text{C}$ pada 785m), yang mengkonfirmasi bahwa *scaling* BUKAN terjadi karena *subcooling margin* sempit di *wellbore*, melainkan pada zona *feed entry* (~791m, sekitar 40m di atas shoe) dimana terjadi *pressure drop* signifikan (estimated $\Delta P \approx 25\text{-}45$ bara) dari *reservoir* ke *wellbore* yang memicu *CO₂ degassing*, peningkatan pH, dan *calcite precipitation* dengan *saturation index* positif (+0.8).

Peningkatan sementara *flow rate* sebesar 87.9% (ke 135.5 ton/hr) setelah *logging* dijelaskan oleh kombinasi efek *pressure buildup* selama 10 hari shut-in, *partial dislodging scale* dari *thermal-mechanical cycling*, dan *temporary flow bypass*, bukan eliminasi permanen sumbatan. Data *follow-up* menunjukkan penurunan kembali dengan *estimated re-scaling rate* 2-3 mm/bulan. Penelitian merekomendasikan strategi *intervensi terpadu* yang menggabungkan *mechanical broaching* untuk pembersihan *scale*, *chemical treatment* dengan *acid stimulation* dan *continuous scale inhibitor injection*, serta *long-term prevention* program meliputi *wellhead pressure optimization* dan *quarterly monitoring* untuk pemulihan produktivitas berkelanjutan dan mencegah *re-scaling*. Metodologi integratif yang dikembangkan dalam studi ini dapat diadopsi sebagai praktik terbaik untuk *troubleshooting* penurunan performa di sumur

geothermal dengan masalah *scaling*, khususnya pada sumur *liquid-dominated* dengan *feed entry* pada zona *intermediate casing*.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Grant, M. A., Donaldson, I. G., and Bixley, P. F., *Geothermal Reservoir Engineering*, 2nd ed. Academic Press, 2017.
- [2] DiPippo, R., *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*, 4th ed. Butterworth-Heinemann, 2015.
- [3] Henley, R. W., Truesdell, A. H., Barton, P. B., and Whitney, J. A., *Fluid-Mineral Equilibria in Hydrothermal Systems*, Society of Economic Geologists, 1984.
- [4] Gallup, D. L., "Investigations of organic inhibitors for silica scale control in geothermal brines," *Geothermics*, vol. 31, no. 4, pp. 415-430, 2002.
- [5] Brown, K. L., "Mineral scaling in geothermal power production," in *Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu-Tohoku, Japan, 2000*, pp. 3307-3312.
- [6] Sofyan, A., Szanyi, J., and Hari, A. S., "Investigation of Zone and Type of Scaling Based on the Fluid Flow Pattern in the Geothermal Well X at the Salak Geothermal Field-Indonesia," *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 14, no. 1, pp. 192-202, 2024.
- [7] Sofyan, A., Aka, H. S., Rizaldy, A. M., and Suranta, B. Y., "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*, vol. 1, no. 1, pp. 26-33, 2021.
- [8] Gunnarsson, I., and Arnórsson, S., "Amorphous silica solubility and the thermodynamic properties of H_4SiO_4 ," *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol. 64, no. 13, pp. 2295-2307, 2000.
- [9] Satman, A., Ugur, Z., and Onur, M., "The effect of calcite deposition on geothermal well inflow performance," *Geothermics*, vol. 28, no. 3, pp. 425-444, 1999.
- [10] Brehme, M., et al., "Permeability distribution in the Lahendong geothermal field," *Environmental Earth Sciences*, vol. 75, no. 14, pp. 1-13, 2016.
- [11] Zarrouk, S. J., and McLean, K., "Geothermal well test analysis," *Geothermics*, vol. 78, pp. 140-157, 2019.
- [12] Weatherford International, *Production Logging: Theory and Practice, Training Manual*, 2018.
- [13] Acuna, J. A., Stimac, J., Sirad-Azwar, L., Pasikki, R. G., and Hawkins, A., "Geothermal wellbore flow measurement using production logging tools," *Geothermics*, vol. 37, no. 4, pp. 339-361, 2008.
- [14] Shortall, R., Davidsdottir, B., and Axelsson, G., "Geothermal energy for sustainable development," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 391-406, 2015.
- [15] Sofyan, A., Jaya, R., Susanto, H., Njeru, R. M., Bozsó, G., and Szanyi, J., "Scale Treatment Planning Using Broaching Method in a Vapor-Dominated Geothermal Well X at Kamojang Geothermal Field," *Eng*, vol. 6, no. 4, p. 67, 2025.
- [16] Mundhenk, N., et al., "Corrosion and scaling as interrelated phenomena in an operating geothermal power plant," *Corrosion Science*, vol. 70, pp. 17-28, 2013.
- [17] Thorhallsson, S., "Common problems faced in geothermal generation," in *Short Course on Geothermal Development*, UNU-GTP, 2006.
- [18] Parkhurst, D. L., and Appelo, C. A. J., *Description of Input and Examples for PHREEQC Version 3*, U.S. Geological Survey, 2013.
- [19] White, F. M., *Fluid Mechanics*, 8th ed. McGraw-Hill Education, 2015.
- [20] Plummer, L. N., and Busenberg, E., "The solubilities of calcite, aragonite and vaterite in CO_2 - H_2O solutions," *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol. 46, no. 6, pp. 1011-1040, 1982.
- [21] Sofyan, A. (2025). *Scale formation and treatment plan in Indonesian geothermal wells* (Doctoral dissertation, University of Szeged).
- [22] Mroczek, E., Christenson, B., and Reeves, R., "Calcite scaling in the Wairakei–Tauhara geothermal system, New Zealand: Deposit formation mechanisms and mitigation," *Geothermics*, vol. 88, article 101908, 2020.
- [23] Kristmannsdóttir, H., and Ármannsson, H., "Environmental aspects of geothermal energy utilization," *Geothermics*, vol. 32, no. 4-6, pp. 451-461, 2003.

- [24] Augustine, C., Falkenstern, D., and Blair, N., "An estimate of the near-term electricity generation potential of co-produced water from active oil and gas wells," GRC Transactions, vol. 43, pp. 1651-1662, 2019.
- [25] Sofyan, A., Wiharti, S., Szanyi, J., Yudho Suranta, B., and Njeru, R., "Determination of Scaling Zone and Scaling Type in Slotted Liner Based on the Fluid Flow Pattern in the Geothermal Well 'X'," International Journal of Renewable Energy Research, vol. 13, no. 1, pp. 276-286, 2023.

Daftar Simbol

$Q_{initial}$	=	Laju alir mula-mula, t/hr
Q_{final}	=	Laju alir akhir, t/hr
Ca^{2+}	=	Kalsium
$2HCO_3^-$	=	Bikarbonat
$CaCO_3$	=	kalsium karbonat
CO_2	=	Karbondioksida
H_2O	=	Air