

ANALISA PENGARUH SKEMA *INFIELD REINJECTION* TERHADAP PRODUKTIVITAS SUMUR PANAS BUMI KARA

Innosensius Leo Ivan A^{1*}, Acep Ivan Sapari², Arya Dwi Candra¹

¹Teknik Produksi Minyak dan Gas, PEM Akamigas, Jl. Gajah Mada No.38, Kec. Cepu, Kabupaten Blora, 58315

²PT Pertamina Geothermal Energy Area Karaha, Kadipaten, Kabupaten Tasikmalaya, 46156

*E-mail: innosensiusleo@gmail.com

ABSTRAK

Reinjeksi dalam operasi pemanfaatan energi panas bumi sangat penting untuk menjaga tekanan reservoir agar tidak cepat terdepleksi dan untuk membuang limbah air kondensat maupun brine secara aman. Di beberapa kasus lapangan, sumur injeksi adalah konversi dari sumur produksi yang tidak berproduksi. Di Lapangan LIA, hanya ada 1 sumur injeksi dan system reinjeksinya belum baik sehingga decline rate produksinya tinggi. Maka dari itu, dilakukan infield reinjection memanfaatkan yang dahulunya sumur produksi untuk menganalisa perubahan produktivitas dan performa sumur produksi KARA. Dari hasil Analisa grafik tren produksi dan *PT Survey*, setelah manuver injeksi dilakukan, terlihat bahwa lifetime sumur KARA menjadi lebih lama, mengurangi waktu recharge sumur, dan meningkatkan produktivitas laju alir uap dari yang sebelumnya 11,11 ton/jam menjadi 16,66 ton/jam. *PT survey* menunjukkan adanya sedikit penurunan temperatur dan kenaikan tekanan *bottomhole* dari suplai tekanan melalui skema *hot infield reinjection*. Manuver injeksi yang dilakukan menghasilkan kontribusi yang positif terhadap produktivitas sumur produksi KARA meskipun perlu dikaji lebih lanjut mengenai beberapa efek lain yang mungkin ditimbulkan.

Kata kunci: panas bumi, *infield reinjection*, sumur injeksi, sumur produksi, produktivitas

1. PENDAHULUAN

Sistem panas bumi terdiri dari unsur sumber panas, fluida penghantar panas, konveksi fluida dalam medium permeabel, dan batuan penutup impermeabel yang membatasi gerak fluida keluar dari sistem. Adanya rekahan membuat batuan tudung tidak menjadi sekat sempurna, sehingga muncul manifestasi di permukaan, seperti geyser dan kolam air panas. Massa fluida yang keluar ini sejatinya selalu diimbangi oleh *recharge* kembali melalui air meteorologis yang meresap ke tanah dan masuk ke sistem panas bumi melalui jalur-jalur permeabel. Eksploitasi modern yang marak dilakukan hingga saat ini, seperti pembangkit listrik, memberi dampak yang signifikan terhadap kesetimbangan massa ini karena suplai air yang meresap lewat tanah tidak dapat menyeimbangi massa yang diekstraksi [1]. Dalam industri panas bumi, kondisi ini diatasi dengan reinjeksi, dimana kondensat hasil pemanfaatan uap diinjeksikan melalui *reinjection well* untuk menjaga tekanan reservoir agar tidak cepat terdepleksi dan memberikan sarana pembuangan "limbah" ekstraksi energi panas di fasilitas Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) [1], [2].

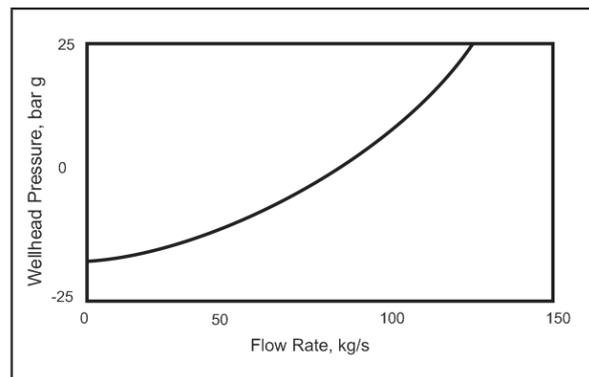
Sejatinya, reinjeksi air ke dalam sistem panas bumi memiliki dua tujuan utama, yaitu: (a) meningkatkan perolehan dari cadangan panas bumi dan (b) untuk membuang limbah air kondensat maupun *brine* secara aman. Agar kedua tujuan ini dapat terwujud dan manajemen lapangannya baik, maka diperlukan desain sistem reinjeksi yang baik [3]. Untuk lapangan panas bumi yang ada di Indonesia, air dan kondensat selalu diinjeksikan kembali, tidak ada yang dibuang ke lingkungan sebagaimana dilakukan di masa lalu pada beberapa lapangan seperti di Wairakei (Selandia Baru) dan Ahuchapan (El Salvador). Di lapangan tersebut, *brine* hasil pemisahan oleh separator biasanya dibuang ke sungai dan ke laut [4].

Sumur reinjeksi umumnya didesain dan dibor dengan standar yang sama seperti sumur produksi. Salah satu alasannya adalah saat melakukan pengeboran untuk reinjeksi, dapat ditemukan target untuk produksi yang bagus [5]. Di beberapa kasus lapangan, sumur produksi yang tidak berproduksi dapat diubah menjadi reinjeksi, begitu juga sebaliknya [3].

Salah satu parameter yang harus dipertimbangkan saat menentukan sistem reinjeksi pada suatu lapangan adalah lokasi dari sumur reinjeksi relatif terhadap sumur produksinya [3]. *Infield reinjection* adalah sistem reinjeksi dengan lokasi sumur yang berdekatan dengan sumur produksi yang mana masih di dalam bagian dari sistem panas bumi itu sendiri (dalam batas resistivitas) [6]. *Outfield reinjection* adalah sistem dimana sumur injeksi terletak jauh dari sumur produksi (lebih dari 2 km) dan di luar sistem panas bumi yang mana koneksi secara hidrologinya mungkin saja tidak ada. Pada intinya, sumur reinjeksi didesain untuk memotong feed/loss zone pada interval kedalaman tertentu. Zona reinjeksi yang memungkinkan adalah pada kedalaman reservoir, di atas reservoir, dan juga di bawah zona reservoir. Kembali lagi hal ini ditentukan berdasarkan pada pertimbangan utama dari tujuan utama melakukan reinjeksi, dan hal tersebut juga dapat berubah menentukan tipe dari sistem panas bumi yang ada [7].

Praktik lapangan yang telah dilakukan membuktikan bahwa jika memungkinkan, lebih baik melakukan reinjeksi dengan gravitasi untuk meminimalkan resiko migrasi fluida panas ke permukaan [6]. Penggunaan pompa reinjeksi di sejumlah lapangan dapat meningkatkan tekanan kepala sumur dan laju alir ke sumur injeksi [5]. Akan tetapi, hal tersebut dapat menginduksi gejala seismik akibat proses injeksi dan pada akhirnya dapat menyebabkan fluida injeksi mencapai permukaan [3], [6].

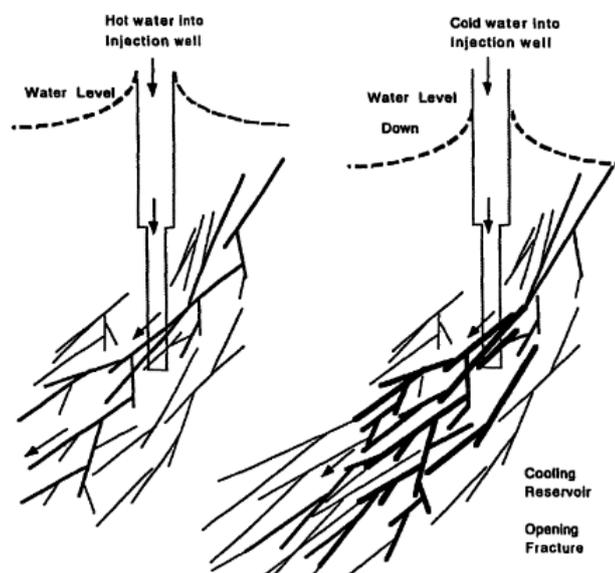
Dalam pengembangan lapangan panas bumi, performa sumur injeksi menjadi bagian yang sama pentingnya dengan potensi sumur produksi [8]. Sebagian besar sumber daya panas bumi khususnya di Indonesia saat ini adalah sistem dua fasa *water dominated* yang memerlukan injeksi fluida kembali ke reservoir dengan jumlah banyak. Ketika kedalaman injeksi, tekanan reservoir, dan *injectivity rate* diketahui, hubungan antara tekanan kepala sumur dengan laju alir injeksi untuk temperatur fluida tertentu dapat diketahui dengan ilustrasi Gambar 1 di bawah ini [8], [9].



Gambar 1. Grafik Performa Injeksi pada Sumur [9]

Berdasarkan suhu injeksi, dikenal istilah *hot* dan *cold reinjection*. Berdasarkan eksperimen yang dilakukan pada sumur SD-1 di Sumikawa, Jepang, dilakukan injeksi fluida dengan temperatur 60 °C yang relatif dingin dan 159 °C relatif panas. Pada tekanan kepala sumur yang sama laju alir injeksi fluida dingin 3,7 kali lebih besar dibandingkan laju alir injeksi fluida panas [10]. *Injectivity index* sumur pada suhu fluida yang relatif dingin ~20% lebih tinggi dibandingkan *injectivity index* sumur pada suhu fluida yang panas. Transmisivitas dan laju alir injeksi berbanding terbalik dengan temperatur injeksi oleh karena naiknya temperatur injeksi mempengaruhi *fracture aperture* dan meningkatkan *apparent reservoir pressure* [11].

Pengaruh temperatur terhadap *injectivity index* yang digambarkan dengan perbandingan bukaan rekahan yang terjadi di reservoir dijelaskan pada gambar 2. Gambar sebelah kiri menunjukkan injeksi yang dilakukan menggunakan air dengan temperatur tinggi sedangkan gambar sebelah kanan menggambarkan kondisi reservoir ketika dilakukan injeksi dengan air dingin [12].



Gambar 2. Pengaruh Suhu Injeksi terhadap bukaan rekahan [11]

Pada penelitian ini, Lapangan panas bumi LIA termasuk jenis uap 2 (dua) fasa yaitu terdiri dari uap dan air. Sebelum dipergunakan untuk menggerakkan turbin, uap dari sumur produksi dipisahkan dengan air terproduksi (*brine*) menggunakan alat *steam separator* yang dipasang di setiap kluster sumur produksi. Dari alat ini uap yang telah dipisahkan dengan air terproduksi (*brine*) selanjutnya dialirkan melalui pipa transmisi menuju PLTP, sedangkan air terproduksi (*brine*) akan ditampung pada kolam penampungan yang terdapat pada setiap kluster sumur produksi untuk selanjutnya akan diinjeksikan ke perut bumi melalui sumur injeksi [2].

Pada Lapangan panas bumi LIA, terdapat beberapa kluster sumur produksi dan injeksi. Untuk sumur injeksi, hanya ada satu kluster yang berisi 1 sumur injeksi. Menurut pengujian *tracer test* terdahulu, sumur injeksi tersebut tidak terkoneksi dengan sumur-sumur produksi yang ada setelah dilakukan beberapa kali pengujian. Efek dari kondisi tersebut terlihat dari tingkat *decline rate* produksi fluida (uap dan *brine*) yang menurun hingga mencapai -8% pertahunnya. Untuk mengurangi efek dari kondisi tersebut, dilakukan manuver berupa injeksi pada 2 sumur yang dahulunya merupakan sumur produksi. Namun dikarenakan tidak memenuhi kriteria untuk diproduksi, maka sumur yang sempat ditinggalkan tersebut dialihfungsikan sebagai sumur injeksi.

Pada penelitian ini, hanya difokuskan pada Kluster Sumur X yang terdiri dari tiga sumur, dengan satu sumurnya kini dialihfungsikan sebagai sumur injeksi dengan harapan dapat menyuplai tekanan untuk sumur produksi di satu kluster yang sama sehingga diharapkan dapat memperpanjang umur produksinya dan menekan angka *decline rate* penurunan produktivitas di lapangan tersebut. Hal itu akan dianalisa dari grafik produktivitas sumurnya dan profil tekanan dan temperatur setelah dilakukan manuver injeksi.

2. METODE

A. Pengamatan Fenomena di Lapangan

Penelitian diawali dari pengamatan dan informasi dari pekerja yang diperoleh selama melakukan praktik kerja di Lapangan Panas Bumi LIA. Sebuah sumur yang memiliki karakteristik siklik memiliki periode *flowing* yang cukup singkat dan ada sumur produksi di satu kluster yang sama tidak digunakan untuk produksi. Manuver injeksi pada sumur tersebut dilakukan dengan harapan dapat meningkatkan produktivitas dan *lifetime* sumur produksi.

B. Pendekatan Studi Literatur

Studi literatur kemudian dilakukan untuk mengumpulkan referensi terkait penelitian yang akan dilakukan. Referensi yang digunakan meliputi buku dan jurnal ilmiah tentang topik terkait panas bumi. Literatur yang digunakan mencakup tentang sistem panas bumi, konsep mengenai reinjeksi air di panas bumi, metode reinjeksi berdasarkan suhu *brine* dan jaraknya dari sumur produksi, dan efek dari reinjeksi terhadap reservoir dan produksi fluida.

C. Pengumpulan Data Lapangan

Data yang dikumpulkan dan digunakan pada penelitian ini merupakan data sekunder yang diperoleh dari pengambilan data dan perekaman yang telah dilakukan sebelumnya oleh operator dan *engineer* di lapangan. Data yang digunakan dipaparkan pada Tabel 1-3 meliputi: profil Sumur KARA, tabel sejarah temperatur fluida produksi, tekanan kepala sumur, dan laju alir uap dengan interval harian yang tercatat dari bulan 11 tahun 2022 hingga bulan 10 tahun 2024, tanggal dilakukannya manuver injeksi pada Sumur RAHA, dan tabel data hasil *Pressure-Temperature Survey* yang dilakukan sebelum dan setelah manuver injeksi.

Tabel 1. Data Sejarah Produktivitas Sumur KARA

<i>Date Time</i>	<i>TKS (bar)</i>	<i>Temperatur (Celcius)</i>	<i>Q steam (t/hr)</i>
10/04/2024 01:14:52	6.83	162.69	14.61
09/04/2024 15:14:27	12.61	164.34	35.54
08/05/2024 00:59:37	7.00	163.45	13.47
07/04/2024 06:30:22	10.05	164.41	25.47
06/04/2024 20:29:57	22.29	20.76	7.66
05/04/2024 02:00:42	6.79	163.24	10.26
04/05/2024 20:14:42	8.341 B	160.82	26.37
03/05/2024 01:45:27	7.10	163.34	13.66
02/04/2024 15:45:02	6.86	163.29	14.54
01/05/2024 01:30:12	10.26	164.30	35.01
12/04/2023 07:00:57	4.45	35.69	0.05
11/04/2023 21:00:32	7.77	36.92	0.000 B
10/04/2023 02:31:17	7.06	164.82	0.000 B
09/04/2023 16:30:52	7.50	163.84	-0.890 B

08/05/2023 02:16:02	2.15	56.29	-0.890 B
07/04/2023 07:46:47	7.19	163.50	-0.890 B
06/07/2023 06:15:12	10.67	164.64	42.59
05/19/2023 10:24:32	7.57	164.16	19.63
05/18/2023 06:10:07	22.79	82.24	8.89
05/17/2023 01:55:42	22.64	50.70	9.71
05/15/2023 21:41:17	22.48	20.42	9.70
04/04/2023 17:16:42	17.80	88.33	1.34
03/05/2023 03:01:52	7.62	163.27	-0.89
02/04/2023 21:15:52	8.52	164.30	11.10
01/04/2023 02:46:37	7.12	163.45	1.00
12/04/2022 12:31:47	6.95	163.43	0.05
11/05/2022 02:31:22	8.26	163.79	19.33

Tabel 2. Data Survei *Pressure-Temperature* Sebelum Injeksi

Depth	18-Dec-19		12-Jan-22		29-Mar-23	
	TEMP/009	PRES/009	TEMP/009	PRES/009	TEMP/010	PRES/010
	(°C)	(bar)	(°C)	(bar)	(°C)	(bar)
0	206.00	19.35	30.64	23.95	41.09	20.74
200	210.28	19.59	83.47	24.05	215.60	21.16
400	216.52	19.96	211.40	24.05	216.36	21.16
600	217.59	20.32	227.22	24.15	216.79	21.30
800	218.66	20.80	229.01	24.65	217.04	21.41
900					217.26	21.49
1000	219.37	21.04	229.55	24.95	217.34	21.52
1100	219.73	21.16	230.81	25.15	217.55	21.61
1200	220.09	21.28	231.17	25.35	217.59	21.62
1250					217.67	21.66
1300	220.44	21.41	231.53	25.45	217.76	21.70
1350					217.86	21.73
1400	220.80	21.53	231.71	25.55	217.78	21.70
1450					218.00	21.78
1500	221.16	21.65	231.89	25.75	221.13	23.15
1550					221.38	26.97
1600	221.51	21.77	232.43	25.85	223.39	31.05
1650					223.41	34.98
1700	223.47	29.74	234.76	30.83	223.18	38.97
1750					224.45	42.98
1800	223.65	38.19	236.20	38.61	225.51	46.97
1850					231.63	50.95
1900	225.08	46.52	238.00	46.39	232.03	54.93

1950					234.41	58.87
2000	231.32	54.73	244.11	54.17	236.67	62.80
2050	235.42	63.18	249.14	62.15	239.28	66.74
2100	237.56	67.52	251.47	66.14	244.15	70.66
2150	239.70	71.63	255.61	70.13	245.40	74.53
2200	245.94	75.61	261.54	73.92	246.23	78.41
2250	247.36	79.96	262.26	77.81	247.61	82.27
2300	248.61	83.94	263.33	81.70	248.78	86.14
2350	249.86	87.93	264.41	85.49	248.99	89.99
2400	251.64	96.01	264.59	89.38	249.86	93.96

Tabel 3. Data Survei Pressure-Temperature Setelah Injeksi

Depth mMD	7-Sep-23		6-Nov-23		6-Dec-23	
	TEMP/011	PRES/011	TEMP/012	PRES/012	TEMP/010	PRES/010
	(°C)	(bar)	(°C)	(bar)	(°C)	(bar)
0	212.43	21.29	41.82	15.63	27.20	9.13
200	216.34	21.75	90.08	16.05	92.57	9.42
400	217.68	22.30	200.61	16.26	176.64	9.68
600	217.70	22.55	201.63	16.43	177.52	9.77
800	218.93	22.81	202.26	16.59	178.49	9.87
900	219.08	22.93	202.55	16.68	178.62	9.92
1000	219.39	23.04	202.84	16.77	178.84	9.98
1100	219.68	23.15	203.11	16.86	179.00	10.04
1200	219.91	23.25	203.38	16.95	180.56	10.47
1250	220.01	23.30	203.50	16.99	191.68	13.42
1300	220.08	23.34	205.53	17.75	201.92	16.62
1350	220.18	23.39	211.79	20.08	208.22	18.80
1400	220.27	23.42	216.64	22.07	212.84	20.57
1450	220.29	23.44	220.83	23.87	218.29	22.83
1500	220.35	23.47	221.69	27.31	217.80	26.29
1550	220.44	23.51	223.03	31.43	218.86	30.42
1600	220.52	23.55	223.36	35.54	218.86	34.55
1650	220.61	23.59	223.32	39.64	217.53	38.75
1700	223.37	24.80	224.70	43.76	218.92	42.90
1750	227.10	26.56	226.24	47.85	220.09	47.07
1800	230.10	28.01	233.07	51.95	226.51	51.18
1850	232.70	29.36	233.47	56.01	226.88	55.29
1900	233.30	29.63	237.02	60.06	230.07	59.40
1950	233.53	29.75	239.56	64.08	232.87	63.49
2000	233.73	29.87	242.34	68.10	236.15	67.56
2050	233.98	29.98	246.34	72.11	242.14	71.60
2100	234.29	30.14	247.77	76.09	243.10	75.61
2150	234.69	30.36	248.73	80.04	243.87	79.65
2200	235.18	30.63	250.48	84.00	245.39	83.64
2250	236.31	33.36	251.50	87.94	246.50	87.62
2300	236.63	37.41	244.77	91.90	239.15	91.65
2350	247.94	41.39	251.21	95.90	246.69	95.66
2400	255.61	44.56	257.66	99.06	251.52	98.85

D. Analisis Data

Metode yang digunakan dalam penelitian ini bersifat analisa kualitatif dan kuantitatif. *Software Microsoft Excel* digunakan untuk mengolah data sejarah produksi Sumur KARA dan PT *Survey* menjadi visualisasi grafik. Dari grafik tersebut, dapat dianalisa performa sumur sebelum dan setelah manuver injeksi. Perhitungan rata-rata dilakukan untuk memvalidasi hasil dari analisa tren performa Sumur KARA pada grafik.

3. PEMBAHASAN

A. Karakteristik Sumur KARA

Sumur produksi KARA seperti pada Gambar 3 adalah salah satu sumur yang ada di dalam Kluster Sumur X. Pada kluster ini sebenarnya juga terdapat satu sumur lain yang juga merupakan sumur produksi, namun dikarenakan tekanan kepala sumurnya sangat cepat turun hingga mendekati tekanan *header*, maka sumur ini lebih sering ditutup untuk kemudian dilakukan *compressing* untuk memancing sumur berproduksi Ketika dilakukan buka kejut sumur. Sumur KARA memiliki kedalaman ukur 2415 mMD, laju alir total rata-rata sebesar 83,54 ton/jam, dan entalpi fluida 1463,41 kJ/kg per data produksi sumuran dari 2018 hingga 2023. Sumur ini memiliki Tingkat *dryness* uap rata-rata sebesar 35% (*water dominated*).



Gambar 3. Sumur Produksi KARA

Sumur ini memiliki keunikan tersendiri dibandingkan dengan sumur lain di Lapangan LIA yaitu karakteristik reservoir-nya yang siklik. Maksud dari siklik adalah adanya siklus dimana sumur ini *flowing* dan di *shut-in* untuk mem-*build-up* tekanan dasar sumur lagi. Biasanya sumur ini dapat mengalir selama kurang lebih 2 minggu dan tekanan akan turun mendekati pressure header sehingga kemudian ditutup kembali selama 7-8 hari untuk me-*recharge* tekanannya. Saat tekanan di kepala sumur stabil diangka ± 22 bar, sumur akan dialirkan kembali.

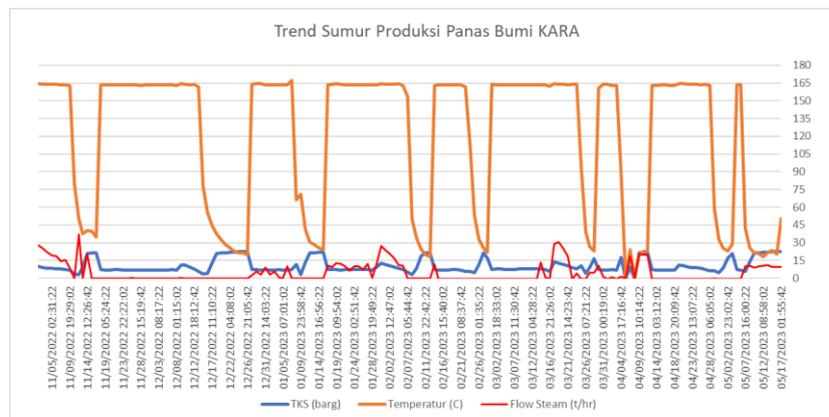
Sumur RAHA berjarak sekitar 40 meter dari sumur produksi KARA seperti pada Gambar 4. Adanya manuver injeksi pada Sumur RAHA yang memanfaatkan keluaran brine dari separator kemudian diinjeksikan secara langsung (*hot injection*) dengan suhu 163,7 °C diharapkan dapat berefek pada sumur KARA disebelahnya seperti kenaikan laju alir, menambah lifetime sumur dan memperpendek waktu *recharge* (*shut-in*) sumur, atau bahkan kenaikan suhu maupun tekanan di sumur produksi. Hal seperti ini cukup menarik untuk dianalisa melalui grafik sejarah produksi Sumur KARA.



Gambar 4. Sumur RAHA

B. Tren Sumur KARA

Periode yang dipilih untuk mengamati tren Sumur RAHA adalah data dari bulan 11 tahun 2022 hingga bulan 10 tahun 2024. Karena manuver injeksi dilakukan pada tanggal 18 bulan Mei tahun 2023, maka diplot grafik tren hingga tanggal sebelum manuver seperti Gambar 5, yang mencakup tekanan kepala sumur, temperature fluida, dan laju alir untuk mengamati performa sumur pada saat itu.

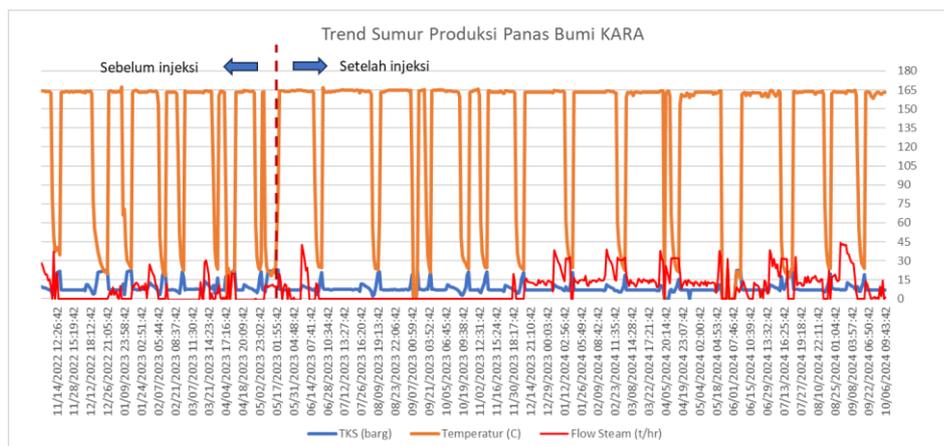


Gambar 5. Grafik Performa Sumur sebelum Injeksi

Dari Gambar 5, dapat dilihat bahwa sumur benar memiliki karakteristik siklik, yang mana ada beberapa periode dimana sumur mengalir dan masuk ke sistem, dan ada masanya sumur ditutup untuk *recharge* tekanan alirnya. Hal tersebut dapat dilihat pada korelasi antara grafik temperatur, tekanan kepala sumur, dan laju alir uap keluaran dari separator. Ketika sumur *flowing*, maka temperatur akan berada stabil di angka sekitar 166°C yang merupakan suhu fluida keluaran dari sumur dan tekanan *wellhead*-nya stabil. Seiring dengan waktu, tekanan akan menurun hingga mendekati tekanan header/manifold, sehingga sumur akan ditutup. Untuk grafik laju alir sendiri, dapat dilihat bahwa beberapa data mengalami galat saat perekaman oleh flowmeter sehingga stabil di angka 0 saat sumur sedang *flowing*, namun dapat dilihat pada saat

kondisi temperatur sumur *flowing*, ada *spike* yang menandakan sumur tercatat memiliki laju alir uap dalam ton/jam.

Ketika sumur sedang ditutup, maka yang terjadi sebaliknya. Temperatur akan turun drastis hingga mencapai suhu dibawah 30°C yang menandakan sumur mengalami pendinginan saat di *shut-in* karena gas terakumulasi diatas level fluida sumur. Dengan bersamaan TKS akan melonjak (adanya *spike* pada grafik) yang menandakan sedang terjadi *build-up* tekanan hingga mencapai di atas 20 bar sebelum sumur dibuka kembali. Dari grafik sebelum manuver injeksi dilakukan ini, terlihat bahwa dari data rekaman selama 6 bulan lebih, periode *flowing* sumur terlama berkisar antara 14 hingga 24 hari. Namun, terdapat beberapa periode dimana sumur hanya bisa mengalir selama 8 hari bahkan ada yang tercatat hanya 1 hari sebelum kemudian di *shut-in* kembali. Periode *shut-in* sumur biasanya sekitar 7-8 hari dengan periode terlama mencapai 16 hari sebelum sumur dibuka. Untuk produktivitas dari laju alir uap, dapat dilihat bahwa selain galat pengukuran (pembacaan 0), relatif sedikit sekali grafik yang stabil, hanya ada lonjakan-lonjakan dimana setelah sumur mencapai laju alir maksimalnya, laju alir akan menurun drastis. Seperti yang sudah disebutkan di atas bahwa sistem reinjeksi pada Area ini belum terbilang baik, sehingga perusahaan mencoba mengkonversi sumur RAHA untuk diinjeksikan *brine* panas dari separator dengan metode *infield reinjection*. Terhitung sudah hampir satu setengah tahun sejak manuver reinjeksi dimulai, yaitu sejak 18 Mei 2023 hingga saat ini.



Gambar 6. Perbandingan Sumur KARA Sebelum dan Sesudah Injeksi

Setelah dilakukan manuver reinjeksi pada Sumur RAHA yang terhitung sudah berjalan hampir satu setengah tahun, dilihat bahwa ada cukup banyak periode dimana sumur dapat mengalir seperti tampak pada Gambar 6. Periode sumur dapat mengalir berada pada rentang 21 hingga 37 hari yang mana sangat jauh meningkat dibandingkan dengan saat sebelum dilakukan manuver reinjeksi. Hal tersebut dapat dilihat pada grafik temperatur dimana volume dari puncak temperatur stabilnya relatif lebih tebal daripada saat sebelum dilakukan reinjeksi. Periode *shut-in* nya berkisar antara 7-9 hari dimana hal ini tidak jauh berbeda dengan sebelumnya. Untuk grafik tekanan kepala sumur juga sejalan dengan temperatur dimana lebih banyak periode dimana tekanannya stabil, sehingga dapat disimpulkan setelah dilakukan injeksi, sumur dapat mempertahankan tekanan alirnya lebih lama. Laju alir uap pada periode ini juga terlihat perbedaannya, dimana terdapat lebih banyak puncak yang menandakan sumur dapat mencapai laju maksimumnya lebih sering. Selain itu, ada periode dimana laju alir relatif stabil di angka sekitar 15 ton/jam laju alir uap, yang mana hal itu tidak ditemukan di grafik performa sumur sebelum dilakukan injeksi.

Secara keseluruhan, rata-rata tekanan kepala sumur pada saat sebelum manuver injeksi lebih besar dari saat setelah dilakukan injeksi. Hal ini dapat berarti beberapa hal. Pertama,

tekanan yang lebih besar menandakan sebetulnya periode *flowing* sumur sehingga persebaran data lebih banyak merekam saat sumur mati, dimana tekanannya tinggi. Pada periode setelah injeksi, yang terjadi adalah sebaliknya. Hal kedua adalah lebih sedikitnya data pada saat awal perekaman hingga awal manuver injeksi, sehingga persebaran dan rentang datanya pun lebih sedikit. Selain itu, galat pada saat perekaman data (pembacaan 0) juga dapat menjadi faktor yang mempengaruhi nilai rata-ratanya.

Untuk temperatur fluida dari sumur, terlihat bahwa ada perbedaan yang cukup signifikan. Temperatur fluida setelah injeksi bernilai lebih tinggi dibandingkan saat sebelum dilakukan injeksi *brine*. Hal itu disebabkan karena dengan lama waktu *shut-in* yang sama (suhu rendah), periode *flowing* sumur setelah injeksi jauh lebih lama dibandingkan saat sebelum injeksi, sehingga data temperatur tinggi yang terekam jauh lebih banyak.

Untuk data laju alir uap, dilakukan perhitungan rata-rata dengan mengabaikan data yang pembacaannya error, seperti angka 0.000 dan -0.89 pada tabel data. Dapat dilihat pada Tabel 4., setelah maunver injeksi, diperoleh laju alir uap rata-rata sebesar 16,66 t/jam yang mana mengalami peningkatan sebesar 5,55 t/jam dari yang sebelumnya hanya berada diangka 11,11. Jika dikorelasikan dengan periode *flowing* sumur, maka bertambahnya lifetime sumur berbanding lurus dengan kenaikan laju alir uapnya. Dari kenaikan laju alir ini pula, dapat dikatakan bahwa sumur memiliki *lifetime* yang lebih lama dan sebaliknya memiliki periode *recharge* yang lebih pendek setelah manuver injeksi. Maka dari itu, dapat dikatakan dari data yang telah dianalisa, produktivitas sumur meningkat begitu juga dengan periode alir sumurnya.

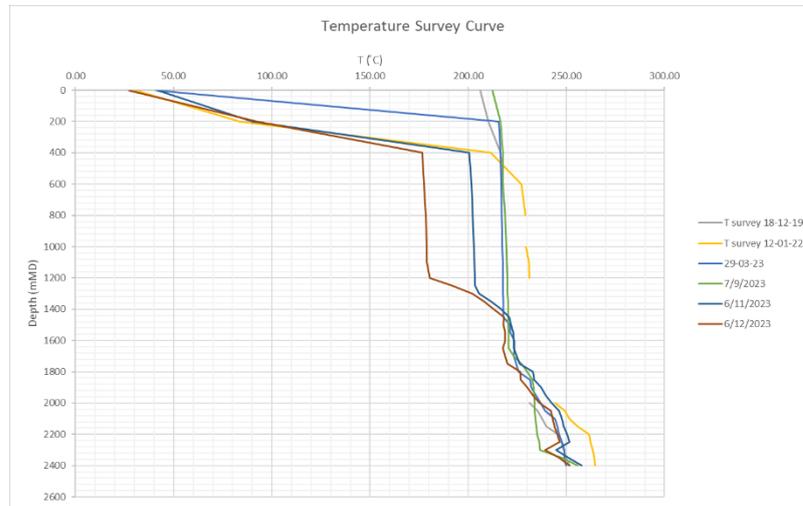
Tabel 4. Perbandingan Produktivitas Sumur KARA Sebelum dan Sesudah Injeksi

Parameter	Sebelum injeksi	Setelah injeksi
TKS (barg)	10,49	8,36
T kepala sumur (°C)	120,11	139,27
Laju alir uap (t/jam)	11,11	16,66

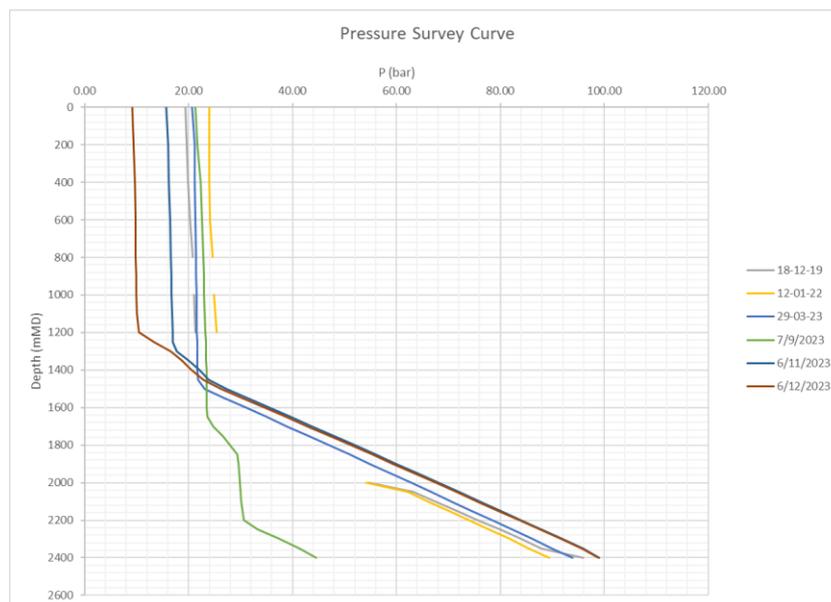
Sebagai pertimbangan dan pandangan lain, juga dilakukan analisa data PT sumur KARA untuk melihat efek dari reinjeksi *brine* panas terhadap temperatur dan tekanan pada kondisi bawah permukaannya, seperti pada Gambar 6 dan 7. Terdapat 6 data pengukuran, dengan 3 data pada saat awal sebelum manuver injeksi, dan 3 lainnya setelah manuver injeksi dilakukan. Dari data survei temperatur yang dilakukan hingga kedalaman ukurnya, dapat dilihat bahwa grafiknya cukup bervariasi dan kurang terlihat polanya. Pada kedalaman hingga 1800-2000 mD, suhu pada survei terdahulu relatif lebih besar dari survei yang dilakukan setelahnya. Namun, diatas kedalaman 2000 mD dimana mendekati *feedzone*, mulai terlihat persilangannya. Pada grafik survei temperatur, terlihat tren penurunan suhu pada saat setelah dilakukan manuver injeksi. Pada survei pertama setelah manuver yaitu tanggal 7 September 2023, suhu yang awalnya tinggi menjadi lebih rendah setelah melewati kedalaman 2000 mD. Dua survei setelahnya menunjukkan temperatur bawah permukaan yang lebih rendah. Suhu injeksi *brine* yang sekitar 160°C diinjeksikan pada lokasi *infield*, yang mana memiliki permeabilitas dan koneksi langsung terhadap sumur produksi di sebelahnya. Meskipun merupakan skema *hot reinjection*, tentunya reservoir yang bersuhu jauh lebih tinggi tetap mengalami pendinginan.

Dari data survei tekanan dasar sumur, pola yang sama juga terlihat. Pada kedalaman awal hingga ±1500 mD, survei awal menunjukkan tekanan yang lebih besar dibandingkan yang lainnya dan sedikit menurun setiap waktunya sampai dilakukan manuver injeksi. Setelah kedalaman 1500 mD terjadi persilangan setelah itu dan terlihat polanya. Pada survei pertama setelah manuver, terlihat anomali tekanan rendah, lalu setelah itu tren tekanan terus naik sampai survei tanggal 6 Desember 2023 dimana mencapai tekanan tertingginya. Hal ini dapat

mengindikasikan bahwa tekanan yang awalnya tinggi sempat mengalami penurunan dan setelah injeksi, terjadi kenaikan tekanan kembali. Dari hal ini, dapat diindikasikan bahwa skema infield reinjection berperan untuk menyuplai tekanan *bottomhole* secara cepat, karena beberapa bulan saja setelah manuver dilakukan, sudah dapat terlihat efeknya.



Gambar 6. Data Survei Temperatur



Gambar 7. Data Survei Tekanan

Pada penelitian yang dilakukan oleh Pashkevich [13], dilakukan injeksi air panas bersuhu 98°C pada sumur injeksi di Lapangan Puzethka selama 3 bulan dan injeksi air panas dengan suhu 70°C selama 1 tahun. Hasilnya, terjadi penurunan temperatur sebanyak 25°C diamati pada sumur observasi di batas lapangan panas bumi tersebut. Hal ini sejalan dengan hasil analisa data pada penelitian ini, yaitu teramati penurunan temperatur mencapai 15°C pada kedalaman ukur, beberapa bulan setelah dilakukan manuver reinjeksi. Tentunya penurunan temperatur yang cukup rendah disebabkan oleh suhu injeksi air yang jauh lebih panas. Menurut penelitian dari [3] yang membahas praktik reinjeksi air yang telah dilakukan di berbagai negara, *hot reinjection* dapat mengurangi penurunan entalpi reservoir. Di beberapa lapangan panas bumi seperti Tiwi dan Tongonan (Filipina), reinjeksi berhasil mempertahankan entalpi stabil. Dari Gambar 6., dapat dikorelasikan bahwa penurunan temperatur bawah permukaan yang ada namun tidak

signifikan berarti entalpi fluida juga cenderung stabil. Dari Gambar 6. terlihat bahwa temperatur fluida saat sumur mengalir juga stabil, yang menandakan reinjeksi air panas tidak membuat temperatur ataupun entalpi fluida turun secara signifikan.

Terkait pengaruh terhadap tekanan reservoir, penelitian dari [3] dan [14] menyebutkan bahwa infield reinjection dapat mencegah penurunan tekanan yang signifikan atau bahkan dapat memberikan suplai tekanan reservoir. Di Lapangan Los Azufres (Meksiko) dan Svartsengi, (Islandia), hot reinjection berkontribusi dalam meningkatkan tekanan reservoir. Sedangkan pada lapangan Tauhara-Wairakei (Selandia baru), *infield reinjection* efektif dalam mencegah penurunan tekanan yang besar di reservoir. Grafik survei tekanan mengkonfirmasi hal ini, yaitu setelah dilakukan injeksi, terlihat bahwa semakin mendekati kedalaman ukur, tekanan perlahan naik. Namun perlu dicatat, suplai tekanan melalui *infield reinjection* dapat menghambat *natural recharge* (pengisian air secara alamiah) dari air panas ke dalam sistem panas bumi dan juga dapat menimbulkan beberapa masalah seperti terjadinya *thermal/chemical breakthrough* di sumur produksi jika dilakukan terlalu dekat atau dengan laju injeksi yang tinggi.

4. SIMPULAN

Dari analisa yang dilakukan, dapat disimpulkan bahwa manuver injeksi pada sumur RAHA memberi pengaruh positif terhadap produktivitas Sumur KARA. Dari grafik tekanan kepala sumur, temperatur, dan laju alir uap diplot terhadap waktu, saat dibandingkan antara periode sebelum dan setelah injeksi, *lifetime* sumur menjadi jauh lebih lama, tekanan alir sumur lebih stabil, dan membuat laju alir uap rata-ratanya meningkat. Dari analisa grafik *Pressure-Temperatur survey, hot infield reinjection* memberikan pengaruh berupa penurunan temperatur yang tidak signifikan, kenaikan tekanan bawah permukaan, dan menjaga entalpi fluida produksi cenderung stabil. Namun, beberapa efek lain yang dapat ditimbulkan dari kegiatan ini seperti: menghambat *natural recharge* alamiah ke sistem panas bumi dan terjadinya *thermal* atau *chemical breakthrough* pada sumur produksi membuat perlu adanya kajian lebih lanjut mengenai skema hot reinjection ini.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] M. S. Fadhlurrahman, R. Hendri, and R. Setiati, "Studi Tentatif Kemungkinan Memanaskan Kembali Reinjeksi Fluida sebagai Strategi Manajemen Reservoir Panas Bumi," *KOCENIN Ser. Konf. No. 1*, vol. 1, no. 1, pp. 1–11, 2020.
- [2] R. Suryani *et al.*, *Karaha Growth: Sustainable Practices for Green Energy 1*. Semarang, Central Java: PT Sucofindo, 2024.
- [3] A. Rivera Diaz, E. Kaya, and S. J. Zarrouk, "Reinjection in geothermal fields - A worldwide review update," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, no. May 2018, pp. 105–162, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.07.151.
- [4] A. Y. Wirawan, "Pengaruh Sumur Injeksi Terhadap Reservoir Panas Bumi Dominasi Air pada Simulasi Lapangan Panas Bumi Dieng Unit II Menggunakan Software Tough-2," *J. Offshore Oil, Prod. Facil. Renew. Energy*, vol. 3, no. 1, p. 11, 2019, doi: 10.30588/jo.v3i1.489.
- [5] S. J. Zarrouk and K. McLean, *Geothermal Well Test Analysis Geothermal Well Test Analysis*. London, UK: Katie Hammon, 2019.
- [6] E. Kaya, S. J. Zarrouk, and M. J. O'Sullivan, "Reinjection in geothermal fields: A review of worldwide experience," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 1, pp. 47–68, 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.07.032.
- [7] Z. Kamila, E. Kaya, and S. J. Zarrouk, "Reinjection in geothermal fields: An updated worldwide review 2020," *Geothermics*, vol. 89, p. 101970, 2021, [Online]. Available: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:226313670>
- [8] G. Hastriansyah, D. M. Yuniar, and M. S. Silaban P, "Well Remedial Evaluation and Prediction

- of Post Remedial Condition of a Suspected Multiple Feedzone Well Using Wellbore Simulation, Case Study: Well Sendangan- 4,” *Proceeding World Geotherm. Congr. 2015*, 2015.
- [9] G. Hastriansyah, “Evaluasi Sumur Injeksi Pada Lapangan Tompaso Menggunakan Analisis Nodal,” Institut Teknologi Bandung, 2015.
- [10] K. Kitao, K. Arika, K. Hatakeyama, and K. Wakita, “Well Stimulation Using Cold-Water Injection Experiments in the Sumikawa Geothermal Field, Akita Prefecture, Japan.,” *Geotherm. Resour. Counc. Trans.*, vol. 14, no. II, pp. 1219–1224, 1990.
- [11] K. Arika and K. Hatakeyama, “Effects of Injection Temperature on The Injectivity of a Geothermal Well,” *Geotherm. Resour. Counc. Trans.*, vol. 22, 1998.
- [12] R. Putra, F. Bimantoro, A. I. Capah, and C. Julianto, “Evaluasi Sumur Injeksi Pada Lapangan Panasbumi Hululais , Bengkulu,” *J. Migasian*, vol. 4, no. 2, 2020.
- [13] R. Pashkevich, “Results and interpretations of hot and cold water injection experiments on Pauzhetka water-dominated geothermal field in Kamchatka,” *PROCEEDINGS, Twenty-First Work. Geotherm. Reserv. Eng.*, no. June, 1996.
- [14] E. Kaya and M. J. O’Sullivan, “Reinjection at Wairakei Tauhara Geothermal Field,” 2010. [Online]. Available: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:195887864>

Daftar Simbol

- TKS = Tekanan kepala sumur, barg
T = Temperatur, °C