

STUDI TENTATIF KEMUNGKINAN MEMANASKAN KEMBALI REINJEKSI FLUIDA SEBAGAI STRATEGI MANAJEMEN RESERVOIR PANAS BUMI

M. Syarif Fadhlurrahman¹⁾, Ratnayu Sitoresmi Hendri²⁾, Rini Setiati³⁾

^{1,2,3)}Jurusan Magister Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi
Universitas Trisakti

Corresponding Author : msyariffac@trisakti.ac.id

ABSTRAK

Reinjeksi merupakan praktek yang standar dalam industri panas bumi. Selain bertujuan membuang fluida produksi setelah diekstraksi energi panasnya dengan aman, praktek ini juga sebagai sarana mempertahankan tekanan reservoir agar kemampuan produksi tetap lestari. Studi ini mempertimbangkan faktor suhu dalam praktek reinjeksi dengan usulan meningkatkan suhu fluida injeksi untuk mengoptimasi produksi. Suhu fluida injeksi dibagi menjadi 3 variasi: 40°C (suhu normal), 80°C atau 100°C. Variabel ini dikombinasikan dengan 3 variabel lain: variabel kedalaman titik injeksi (dangkal atau dalam; 2 variasi), sebaran titik injeksi (tersebar atau terkonsentrasi; 2 variasi), dan siklus injeksi (kontinu, *huff&puff*-1, -1.5, atau -3 tahun; 4 variasi). Kombinasi strategi ini menghasilkan 48 skenario berbeda untuk simulasi reservoir selama periode 22 tahun. Skenario-skenario ini kemudian dikelompokkan berdasarkan kesamaan strategi selain variabel suhu untuk perbandingan performa produksinya di akhir periode tersebut. Pengelompokan berdasarkan perbedaan suhu ini menghasilkan 16 pasangan skenario. Hasil studi menunjukkan bahwa, dengan variabel lain sama, skenario dengan suhu injektat yang lebih tinggi dari normalnya memiliki performa produksi yang lebih baik. Di antara 16 pasangan itu, 12 pasangan menunjukkan injektat 100°C lebih baik, sisanya 80°C. Ini menjadi indikasi awal bahwa meningkatkan suhu injeksi dapat meminimalkan penurunan tekanan reservoir dan mengoptimalkan kemampuan produksi.

Kata Kunci:

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang.

Sistem panas bumi terdiri dari unsur sumber panas, fluida pengantar panas, konveksi fluida dalam medium permeabel dan tudung impermeabel yang membatasi gerak fluida keluar dari sistem. Dalam kondisi alami, tudung bukan merupakan sekat sempurna sehingga terjadi manifestasi seperti geyser. Dalam kondisi alami, massa yang keluar ini diimbangi muat ulang (*recharge*) melalui air meteorologis yang meresap ke tanah dan masuk ke dalam sistem panas bumi melalui jalur-jalur permeabel. Eksploitasi modern, seperti pembangkit listrik, memberi dampak yang signifikan terhadap kesetimbangan massa ini: suplai muat ulang alami tidak dapat menyeimbangi massa yang diekstraksi. Dalam industri

energi panas bumi, ini diatasi dengan praktek reinjeksi, yang memiliki fungsi ganda menjaga tekanan reservoir agar tidak cepat terdepleksi dan memberikan sarana pembuangan limbah setelah ekstraksi energi panas di fasilitas produksi.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari studi ini adalah menguji apakah strategi menaikkan suhu fluida injeksi berkontribusi dalam mengurangi penurunan performa produksi.

II. STUDI PUSTAKA

Belum ada indikasi langsung dalam literatur ilmiah bahwa peningkatan suhu fluida injeksi berkontribusi positif terhadap produksi. Studi-studi uji sumur (*well test*) dan stimulasi sumur (*well stimulation*) yang mengangkat permasalahan suhu injektat justru menunjukkan bahwa semakin dingin fluida injeksi, semakin baik *injectivity index* dan *productivity index*-nya (Grant *et al.*, 2013; Siega *et al.*, 2014; Mclean and Zarrouk, 2015). Ini pada gilirannya merupakan indikasi peningkatan permeabilitas. Fenomena ini dijelaskan sebagai efek penyusutan batuan akibat perbedaan suhu. Namun peningkatan ini hanya berlaku kepada formasi batuan yang bersinggungan langsung dengan *feedzone* sumur injeksi dan tidak berimplikasi kepada performa produksi di sumur produksi di lokasi lain.

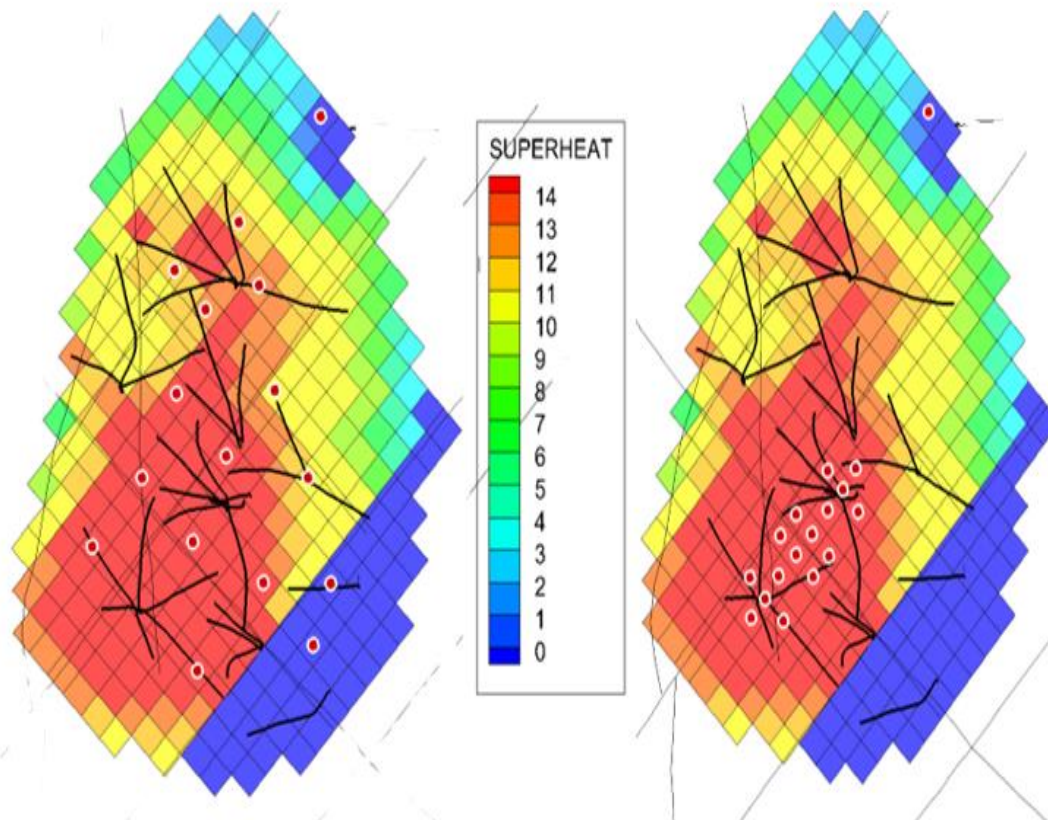
Dalam studi simulasi reservoir oleh (Newman, 2018) terdapat indikasi tidak langsung bahwa peningkatan suhu fluida injeksi berkontribusi positif terhadap produksi. Pada tahap validasi model dalam studi tersebut, model hipotetik/ideal diuji dengan problema Yano-Ishido yang pada Skenario 2 dilakukan dengan memvariasikan suhu reservoir dan pengaruhnya terhadap tekanan reservoir dan penurunan tekanan reservoir. Suhu reservoir yang lebih tinggi memiliki tekanan awal dan akhir yang lebih tinggi pula kecuali pada kenaikan di atas 400°C. Penurunan yang diamati pada reservoir di atas suhu 400°C ini dijelaskan sebagai efek meningkatnya viskositas pada fluida super-kritis. Dengan penalaran bahwa meningkatkan suhu fluida injeksi berarti mengurangi risiko *thermal breakthrough* (front fluida dingin dari sumur injeksi mencapai sumur produksi) dan mengurangi efek pendinginan pada reservoir secara keseluruhan, maka suhu reservoir yang lebih tinggi itu berkorelasi dengan tekanan yang lebih tinggi pula.

III. METODOLOGI PENELITIAN

Suatu model reservoir panas bumi enthalpi-tinggi dominan-uap disimulasikan selama periode 22 tahun. Pada periode 8 tahun pertama, sumur injeksi berjumlah 1 (satu) dan diletakkan di tepian reservoir (*edgefield*) yang berpermeabilitas rendah untuk menghindari efek *thermal breakthrough*. Setelah tingkat *superheat* naik dalam periode itu, strategi diubah dengan situs injeksi dipindahkan ke dalam daerah reservoir namun beban injeksi disebarkan pada 16 sumur injeksi kemudian diterapkan skenario-skenario yang berbeda.

Skenario-skenario ini disusun berdasarkan 4 (empat) variabel: (1) suhu fluida injeksi, (2) sebaran sumur injeksi, (3) kedalaman titik injeksi dan (4) siklus

injeksi. Suhu fluida injeksi dibedakan menjadi 3 (tiga) variasi: 40°C, 80°C atau 100°C. Sebaran sumur injeksi dibedakan antara 2 (dua) variasi: terkonsentrasi di belahan barat reservoir yang derajat *superheat*-nya lebih tinggi atau lebih tersebar merata. Berikut gambar sebaran titik sumur tersebar versus terkonsentrasi.

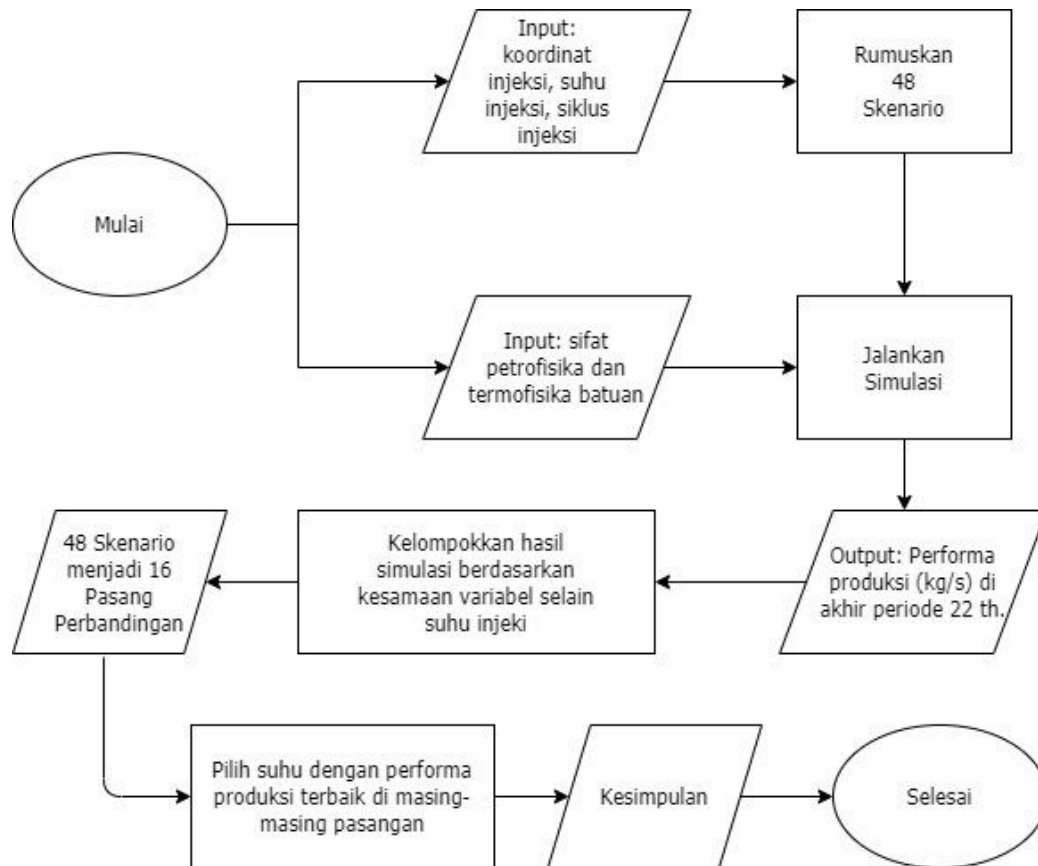


Gambar 1. Perbandingan Titik Koordinat Tersebar vs Terkonsentrasi

Titik kedalaman injeksinya dibedakan antara dangkal yang didefinisikan tepat di bawah tudung (*caprock*) atau dalam yakni 2720 ft di bawahnya. Siklus injeksi dibedakan menjadi kontinu yakni injeksi dilakukan tanpa interupsi atau *huff and puff* yakni ada interval waktu tertentu ketika 16 sumur injeksi tersebut dimatikan dan reinjeksi dialihkan kembali ke situs *edgefield*. *Huff and puff* ini sendiri dibedakan menjadi 3 berdasarkan panjang intervalnya: 1 tahun, 1,5 tahun atau 3 tahun. Total variasi siklus injeksi adalah 4 (empat). Empat variabel ini berkombinasi menjadi 48 skenario berbeda. Simulasi TOUGH2 dijalankan bagi masing-masing skenario dan produksi uap (kg/s) pada tahun akhir dibandingkan.

Karena jumlah skenario yang banyak, masing-masing skenario diberi kode agar mudah diolah. Kode skenario diurutkan: sebaran-suhu-kedalaman-siklus. Kode 'Sc' (*scattered*) untuk situs yang lebih tersebar, 'Sp' (*superheated*) untuk situs dikumpulkan berdekatan di daerah barat. Suhu dikodekan dengan nilai suhunya tanpa satuan Celsius. Titik kedalaman dangkal diberi kode 'S' (*shallow*) dan dalam 'D' (*deep*). Kontinu diberi 'Con' sementara masing-masing *huff and puff* dikodekan Huff-1, Huff-1.5 dan Huff-3. Sehingga, misalnya, skenario titik injeksi

tersebar merata dengan kedalaman dangkal, fluida injeksi dipanaskan hingga 100°C, serta siklus injeksi kontinu dituliskan: Sc-100-S-Con. Berikut diagram alir langkah kerjanya.



Gambar 2. Diagram Alir Langkah Kerja

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

Perbandingan 16 pasang ditampilkan pada Tabel 1 di bawah ini. Performa produksi di akhir periode 22 tahun lebih bagus pada suhu di atas 40°C. Pada mayoritas kasus, yakni pada 12 pasang, performa terbaik berada pada suhu 100°C, sisanya pada suhu 80°C.

Tabel 1. Perbandingan Performa Produksi Antar Suhu

		Kode Skenario	40	80	100	Best Production (kg/s)
1	1	Sc-S-Con	566.01	572.08	573.73	100
	2	Sc-S-Huff1	537.43	542.3	539.82	80
	3	Sc-S-Huff1.5	518.76	529.06	525.2	80
	4	Sc-S-Huff3	521.71	527.99	526.3	80
2	5	Sc-D-Con	555.14	564.9	565.02	100
	6	Sc-D-Huff1	540.49	542.62	545.77	100
	7	Sc-D-Huff1.5	518.95	525.28	525.72	100
	8	Sc-D-Huff3	519.64	526.83	529.45	100
3	9	Sp-S-Con	557.81	562.95	562.95	80
	10	Sp-S-Huff1	543.91	550.15	555.49	100
	11	Sp-S-Huff1.5	511.68	524.49	527.47	100
	12	Sp-S-Huff3	518.26	521.52	527.5	100
4	13	Sp-D-Con	539.64	544.73	547.61	100
	14	Sp-D-Huff1	533.27	540.09	545.85	100
	15	Sp-D-Huff1.5	515.47	521.56	524.25	100
	16	Sp-D-Huff3	510.24	516.94	525.78	100

Hasil ini menunjukkan bahwa meningkatkan suhu fluida reinjeksi dapat meminimalkan penurunan performa produksi. Meskipun demikian, studi ini memiliki beberapa batasan sehingga kesimpulan masih bersifat tentatif dan belum dapat disebut kesimpulan umum. Pertama, studi ini hanya bersifat simulasi numerik. Dibutuhkan eksperimen empirik untuk mengkonfirmasi kesimpulan studi ini. Kedua, model yang digunakan bersifat enthalpi tinggi yang dominan-uap. Studi-studi lanjutan dapat dilakukan untuk menguji apakah pola yang sama dapat dilihat jika menggunakan model yang enthalpi rendah atau moderat, serta dominan-air. Ketiga, studi ini hanya pembuktian konsep secara teknis rekayasa reservoir. Persoalan keekonomian dan adaptasi yang diperlukan di fasilitas produksi tidak dibahas.

V. KESIMPULAN

Kesimpulan studi ini adalah sebagai berikut:

- Meningkatkan suhu fluida injeksi dapat mengurangi penurunan performa produksi.
- Di mayoritas kasus, skenario terbaik adalah suhu injeksi 100°C.
- Studi ini masih bersifat tentatif. Perlu perluasan di kasus yang berbeda, koraborasi empirik serta kalkulasi keekonomian mengubah fasilitas produksi agar kesimpulan dapat lebih general.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penelitian ini difasilitasi oleh Star Energy Geothermal.

DAFTAR PUSTAKA

Grant, M. A. *et al.* (2013) 'Thermal stimulation of geothermal wells: a review of

field data', *PROCEEDINGS, Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford*.

McLean, K. and Zarrouk, S. J. (2015) 'Impact of cold water injection on geothermal pressure transient analysis: A reservoir modelling assessment', *Proceedings 37th New Zealand Geothermal Workshop*, (November), p. 7. Available at: https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/NZGW/2015/113_McLean.pdf.

Newman, R. S. (2018) *Numerical Modeling of Cold Water Injection into Supercritical Geothermal Reservoirs*. Reykjavik University.

Siege, C. *et al.* (2014) 'Quantifying the Effect of Temperature on Well Injectivity', *Proceedings of the 36th New Zealand Geothermal Workshop*, (24-26 November, Auckland, New Zealand), pp. 1–6.