

Evaluasi Sumur Injeksi Pada Lapangan Panasbumi Hululais, Bengkulu

Riza Andhika Mahendra Putra^(1,a), Febiasto Bimantoro⁽²⁾, Ade Indra Gurada Capah⁽³⁾
dan Cahyadi Julianto⁽⁴⁾

⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta
Jl. SWK No.104, Ngropoh, Condongcatur, Kec. Depok, Kabupaten Sleman, Daerah Istimewa Yogyakarta
E-mail : ^(a) rizaandhika18@gmail.com

Diterima (25 September 2020), Direvisi (28 Desember 2020)

Abstract. The Hululais Geothermal Field is located in Bengkulu which is entering the development stage with 10 clusters and 21 wells, consisting of 16 production wells and 5 re-injection wells for 2x55 MW power plants. The Hululais reservoir is a water-dominated type with a temperature of 250 °C to 300 °C requiring an evaluation of the injection capacity of the five injection wells to meet the discharge of all brine from the separator and cooling tower. The purpose of the evaluation is to determine whether the injection well needs in the Hululais Geothermal Field have met the injection well needs to dispose of all the brine water produced from the separator and can maintain the material balance of the reservoir and can provide recommendations for the well injection capacity. The injection capacity from the calculation of nodal analysis (Brown, 1984) shows that the total actual injection capacity of the five injection wells with a brine temperature of 170.9 °C is 318.4 kg/s, the total brine from the separator is 746.3 kg/s, and the brine that is not were injected at 427.9 kg/s. In 2018 an assessment was carried out due to a drastic reduction in injection capacity, namely the HLS-1 well experienced a significant decrease, namely around 28.4 kg/s from the initial production of 52 Kg/s, while the HLS-2 well was around 37.8 kg/s of production. initial production of 77 kg/s, and well HLS-3 around 118.8 kg/s from initial production of 148 kg/s. Then analyzed the calcite scaling index value of 1.32 ($SI > 0$) which indicates that there is a tendency to form scaling which can be overcome with hydrofrac in the HLS-1, HLS-2, and HLS-3 wells. In dealing with the remaining brine, it was carried out by cold injection with a brine temperature of 94.5 °C, so the recommended results were 777.5 kg/s.

Keywords: Evaluation, Injection Well, Injection Capacity, Nodal Analysis

Abstrak. Lapangan Panasbumi Hululais terletak di Bengkulu yang memasuki tahap pengembangan dengan 10 cluster dan 21 sumur, terdiri dari 16 sumur produksi dan 5 sumur re-injeksi untuk pembangkit 2x55 MW. Reservoir Hululais bertipe dominasi air dengan temperatur 250°C sampai 300°C memerlukan evaluasi kapasitas injeksi kelima sumur injeksi untuk memenuhi pembuangan seluruh brine hasil dari *separator* dan *cooling tower*. Tujuan dilakukannya evaluasi adalah untuk mengetahui apakah kebutuhan sumur injeksi pada Lapangan Panasbumi Hululais telah memenuhi kebutuhan sumur injeksi untuk membuang seluruh air brine hasil dari separator dan dapat menjaga material balance dari reservoir serta dapat memberikan rekomendasi kapasitas injeksi sumur. Kapasitas injeksi dari perhitungan analisa nodal (Brown, 1984) diperoleh kapasitas injeksi aktual total dari lima sumur injeksi dengan suhu brine 170,9 °C adalah sebesar 318,4 kg/s, total brine dari *separator* 746,3 kg/s, dan brine yang tidak terinjeksikan sebesar 427,9 kg/s. Pada tahun 2018 dilakukan pengkajian akibat adanya penurunan kapasitas injeksi secara drastis yaitu sumur HLS-1 mengalami penurunan yang cukup besar yaitu sekitar 28,4 kg/s dari produksi awal yang sebesar 52 Kg/s, sedangkan sumur HLS-2 sekitar 37,8 kg/s dari produksi awal yang sebesar 77 kg/s, dan sumur HLS-3 sekitar 118,8 kg/s dari produksi awal yang sebesar 148 kg/s. Kemudian dilakukan analisa diperoleh nilai calcite scaling index sebesar 1,32 ($SI > 0$) yang menunjukkan bahwa ada kecenderungan untuk terbentuk scaling yang dapat ditanggulangi dengan *hydrofrac* pada sumur HLS-1, HLS-2, dan HLS-3. Dalam mengatasi sisa brine dilakukan dengan injeksi dingin dengan suhu brine 94,5°C, maka didapatkan hasil rekomendasi sebesar 777,5 kg/s.

Kata kunci: Evaluasi, Sumur Injeksi, Kapasitas Injeksi, Analisis Nodal

PENDAHULUAN

Energi panasbumi merupakan sumber energi yang tersimpan di dalam bumi dan termasuk sumber energi yang dapat diperbaharui (*renewable*) dalam tahap produksinya [11]. Sehingga upaya pemanfaatan energi panasbumi untuk pemenuhan kebutuhan listrik nasional, mendorong pemerintah serta perusahaan energi panasbumi dapat dilakukan dengan mengevaluasi pengelolaan reservoir panasbumi. Evaluasi pengelolaan reservoir untuk pengembangan lapangan panasbumi dapat dilakukan dengan penyusunan skenario sumur injeksi sehingga dapat menghasilkan uap untuk memenuhi target pembangkitan suatu lapangan.

Lapangan Hululais merupakan lapangan *geothermal* dengan sistem dominasi air dengan temperatur reservoir berkisar antara 250-300°C [9]. Pada lapangan ini belum ada unit pembangkit dan hanya terdapat 10 cluster dan 21 sumur, terdiri dari 16 sumur produksi dan 5 sumur re-injeksi. Untuk pemenuhan kebutuhan sumur injeksi untuk membuang seluruh *brine*, maka diperlukan sumur injeksi dengan hasil perhitungan total *brine* hasil dari *separator* dan kondesat dari *cooling tower* serta penentuan titik injeksi dan besaran massa. Telah dilakukan pemboran lima sumur injeksi dimana rata-rata sumur injeksi tersebut mempunyai elevasi yang lebih rendah dari cluster produksi. Setelah sumur selesai dibor perlu dilakukan evaluasi mengenai kapasitas injeksi sumur tersebut [5].

Evaluasi mengenai perhitungan kapasitas injeksi tersebut dilakukan dengan input perhitungan analisis nodal sumur injeksi. Analisa tekanan kepala sumur optimum untuk analisa nodal sumur diperlukan untuk menghitung kapasitas injeksi. Untuk sumur injeksi nodal *inflow* berupa grafik *casing intake* atau *hydraulic performance*, atau dengan kata lain nodal *outflow* didapat dari hubungan antara

kapasitas injeksi (laju alir) dan tekanan lubang bor (dari *wellhead* menuju ke area kompleksi) [3]. Sedangkan nodal *outflow* berupa grafik reservoir *performance* dari data *injectivity index*, atau dengan kata lain nodal *outflow* didapat dari hubungan antara kapasitas injeksi (laju injeksi) dan tekanan lubang bor (dari area kompleksi ke reservoir). Perpotongan grafik nodal *inflow* dan *outflow* adalah nilai optimal yang didapatkan dari konfigurasi kedua grafik nodal [3].

Selain kapasitas injeksi juga perlu dilakukan analisis serta evaluasi mengenai masalah yang terjadi. Masalah yang dimaksud adalah yang berhubungan dengan penyebab turunnya produksi sumur panasbumi yang drastis. Salah satu penyebabnya adalah karena adanya *scale*. Jika analisis *scale* dilakukan maka langkah selanjutnya adalah dengan melakukan penanganan [1]. Setelah penanganan dilakukan maka tujuan akhir adalah memberikan rekomendasi untuk kapasitas injeksi.

TEORI DASAR

Aliran Fluida

Dalam mekanika fluida persamaan Bernoulli menyatakan jumlah energi pada satu titik dalam aliran tertutup adalah sama dengan jumlah energi pada titik lain yang berada dalam aliran tertutup yang sama. Pengembangan dari persamaan tersebut menghasilkan prinsip Bernoulli yang menyatakan pada aliran fluida, peningkatan kecepatan fluida (*v*) akan menyebabkan penurunan tekanan (*p*) pada aliran tersebut pada fluida dengan berat jenis (*p*), percepatan gravitasi (*g*) dan tinggi kolom air (*h*) tertentu [3].

$$p_1 + \rho gh_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = p_2 + \rho gh_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 \quad (1)$$

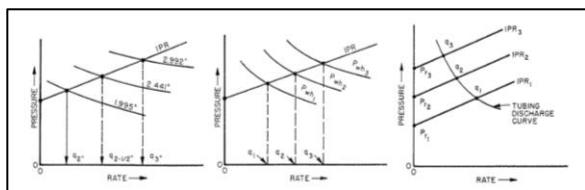
Analisa Nodal

Metode ini digunakan untuk evaluasi sistem produksi secara menyeluruh. Setiap komponen pada sistem produksi sumur dapat dioptimalisasi untuk mencapai laju produksi yang ekonomis [3].

Analisis nodal dapat diaplikasikan pada sistem produksi *geothermal*. Perbedaan yang mendasar yaitu pada konfigurasi dan tipe kompleksi di mana sumur *geothermal* tidak menggunakan *tubing*. Konfigurasi sumur *geothermal* menggunakan *slotted* atau *perforated liner* yaitu *liner* yang sudah diberi lubang agar fluida reservoir dapat masuk ke lubang sumur [3].

Analisa Nodal Pada Sumur Injeksi

Brown (1984) menyatakan bahwa analisis nodal dapat diaplikasikan pada sumur injeksi dalam penentuan laju injeksi optimum dan ukuran lubang sumur menggunakan nodal di lubang sumur [3]. Pada sumur *geothermal* di mana kompleksi tidak menggunakan *tubing*, maka analisis nodal dapat digunakan untuk penentuan laju injeksi optimum. Untuk sumur injeksi nodal *inflow* berupa grafik *casing intake* atau *hydraulic performance* dan *nodal outflow* berupa grafik *reservoir performance* dari data *injectivity index* [3].



Gambar 1. Grafik IPR Sumur Injeksi [3]

Nodal Outflow

Persamaan IPR yang diturunkan berdasarkan hukum Darcy adalah sebagai berikut:

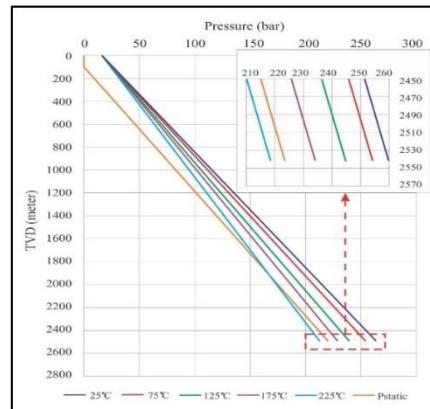
$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_w h (\Delta P)}{\mu_w B_w (\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S)} \quad (2)$$

Transmissivity dan laju alir injeksi berbanding terbalik dengan temperatur injeksi. Naiknya temperatur injeksi mempengaruhi *fracture aperture* dan meningkatkan apparent reservoir pressure [2]. Hubungan antara *injectivity index* (II) terhadap *transmissivity* (k_h) dan viskositas kinematika (ν) dapat dilihat pada persamaan berikut ini:

$$II \approx \frac{k_h}{\nu_1} \quad (3)$$

Nodal Inflow

Fluida dengan temperatur yang lebih tinggi memiliki densitas yang lebih rendah sehingga menurunkan nilai gradien tekanan. Hal ini menyebabkan tekanan injeksi sumur lebih rendah yang berimplikasi kepada penurunan kapasitas injeksi sumur bahkan pada temperatur tertentu tekanan lubang sumur dapat menjadi sama atau lebih kecil dari tekanan reservoir sehingga fluida sudah tidak dapat diinjeksikan lagi ke sumur [6,7].

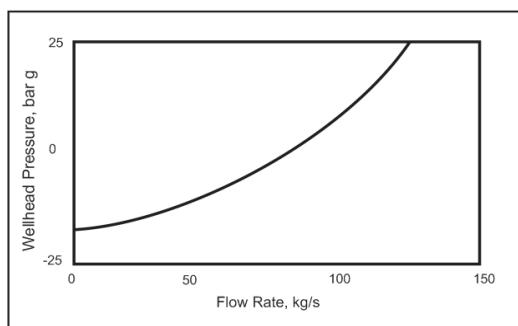


Gambar 2. Grafik Tekanan Lubang Sumur pada Temperatur Fluida Tertentu [7]

Pada grafik diatas merepresentasikan pengaruh variasi temperatur terhadap besarnya gradien tekanan. Seperti pada temperatur 25 °C menunjukkan densitas tinggi sehingga mengakibatkan gradien tekanan semakin besar [7].

Kapasitas Injeksi

Dalam pengembangan lapangan *geothermal* performa sumur injeksi menjadi bagian yang sama bahkan lebih penting dibandingkan potensi sumur produksi [6]. Sebagian besar sumber daya *geothermal* saat ini merupakan sistem dominasi air yang sehingga memerlukan injeksi fluida kembali ke reservoir dengan jumlah banyak. Ketika kedalaman injeksi, tekanan reservoir, dan *injectivity* diketahui dapat dihitung hubungan antara tekanan kepala sumur dengan laju alir injeksi untuk temperatur fluida tertentu menggunakan persamaan di bawah ini dengan contoh hasil perhitungan yang dapat dilihat pada gambar 3.



Gambar 3. Grafik Performa Injeksi [7]

Scale

Salah satu penyebab turunnya produksi yang sangat drastis adalah terdapatnya *scale* di lubang sumur. *Scale* merupakan merupakan padatan yang terbentuk dari endapan kimia komponen penyusun fluida panasbumi [1]. Komponen penyusun tersebut antara lain adalah Na⁺, K⁺, Ca²⁺, Ba²⁺, Mg²⁺, Fe²⁺, Fe³⁺, Cl⁻, HCO₃²⁻, SO₄²⁻, silika, dll [4].

Jenis-jenis *scale* :

1. *Scale* Kalsium Karbonat (CaCO₃)
2. *Scale* Silika
3. *Scale* Calcium Sulfate

Hydrofrac

Hydrofrac atau *Hydraulic fracturing* didefinisikan sebagai suatu cara untuk meningkatkan produktivitas lapisan dengan cara perekahan lapisan tersebut secara hidrolik [1]. Untuk melakukan perekahan digunakan cairan perekah yang dipompakan ke permukaan reservoir hingga melampaui batas kekuatan batuan maksimum dengan pemompaan fluida dengan tekanan yang sangat tinggi. Setelah terjadi rekahan, pemompaan cairan hidrolik masih dilanjutkan agar rekahan yang terjadi bertambah lebar dan memanjang jauh kedalam batuan.

Hasil stimulasi dengan cara *hydraulic fracturing* tergantung dari karakteristik batuan, cara penyelesaian sumur dan keberhasilan dari proses *hydraulic fracturing* itu sendiri. Adapun keberhasilan operasi *hydraulic fracturing* itu sendiri sangat bergantung pada penentuan parameter perekah, yaitu : tekanan hidrolik yang diberikan, pemilihan jenis fluida perekah [1].

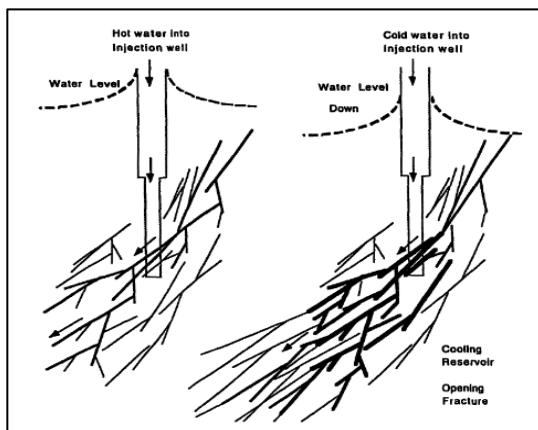
Injeksi Dingin

Transmissivity dan laju alir injeksi berbanding terbalik dengan temperatur injeksi. Naiknya temperatur injeksi mempengaruhi *fracture aperture* dan meningkatkan *apparent reservoir pressure* [2].

Berdasarkan eksperimen yang dilakukan pada sumur SD-1 di Sumikawa, Jepang, *injectivity index* sumur pada temperatur fluida dingin ~20% lebih tinggi dibandingkan *injectivity index* sumur pada temperatur fluida panas. Fluida yang digunakan adalah fluida sumur dengan temperatur 60 °C dan 159 °C. Pada tekanan kepala sumur yang sama laju alir injeksi fluida dingin 3,7 kali lebih besar dibandingkan laju alir injeksi fluida panas [8].

Pengaruh temperatur terhadap *injectivity index* yang diwakili oleh bukaan rekahan yang

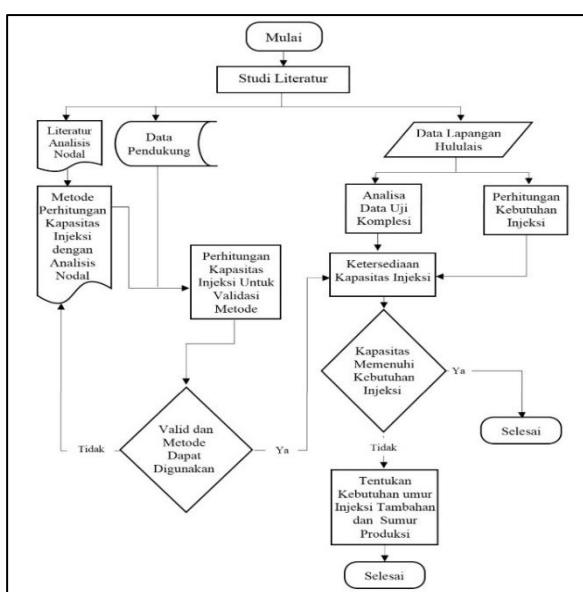
terjadi di reservoir dijelaskan pada gambar 4. Gambar sebelah kiri menunjukkan injeksi yang dilakukan menggunakan air dengan temperatur tinggi sedangkan gambar sebelah kanan mengilustrasikan kondisi reservoir ketika dilakukan injeksi dengan air dingin.



Gambar 4. Bukaan Rekaan Akibat Pengaruh Temperatur [2]

METODOLOGI

Metodologi yang dilakukan dalam melakukan evaluasi ini dibagi menjadi persiapan dan studi literatur, perhitungan Nodal, perhitungan kapasitas injeksi, dan evaluasi perhitungan kapasitas injeksi.



Gambar 5. Diagram Alir Evaluasi Sumur Injeksi

Data yang Digunakan

Tabel 1. Data Turbin PLTP

Tekanan Inlet Turbin	8	bara
Tekanan Condenser	0,1	bara
Efisiensi Turbin	0,8	
Net Output	110	MW
Auxiliary Power	1,2	MW

Tabel 2. Data Analisa Kimia Fumarol Lapangan Hululais[5]

Item	Unit	Value
NCG	Vol %	15,7
CO ₂	Vol %	98,16
H ₂ S	Vol %	0,41
H ₂	Vol %	0,039
N ₂	Vol %	1,36
CH ₄	Vol %	0,004
Ar	Vol %	0,0115
Geothermometer		
CO ₂ -H ₂ S-H ₂ -CH ₄	Vol %	250
CO ₂ /Ar	Vol %	280

Pengolahan Data

Perhitungan pada fasilitas produksi dan reinjeksi

1. Menghitung Dryness dan Entalpi Uap di Condenser

Entalpi di turbin sama dengan entropi di condenser sehingga dryness dan entalpi uap di condenser dihitung dengan persamaan dibawah ini [10].

Tabel 3. Parameter pada tekanan turbin 8 bara dari steam table

hg	2768,3 kJ/kg
sg	6,662 kJ/kgK

Tabel 4. Pada tekanan condenser 0,1 bara dari steam table:

Sg	8,145 kJ/kgK
Sf	0,649 kJ/kgK

Sfg	7,5 kJ/kgK
Hf	191,8 kJ/kg
Hfg	2392 kJ/kg
Hg	2583,9 kJ/kg

$$x = \frac{s - s_f}{s_{fg}} = \frac{6,62 - 0,649}{7,5} = 0,8$$

$$h_g = h_f + xh_{fg} = 191,8 + (0,8 \times 2392) \\ = 2109,5 \text{ kJ/kg}$$

2. Menghitung Besar Energi

Sehingga besaran energy yang dapat dikonversikan menjadi listrik adalah sebagai berikut [10]:

$$W = \eta \Delta h_g = 0,8 \times (2768,3 - 2109,5) \\ = 527 \text{ kJ/kg}$$

3. Menghitung Konsumsi Uap

Total listrik yang akan dibangkitkan adalah dua unit dengan *gross output* 110MW atau 110.000 kJ/s. Sehingga konsumsi uap dihitung dengan persamaan di bawah ini [10,7].

$$M_{steam} = \frac{MW}{W} = \frac{110.000}{527} = 208,7 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

4. Menghitung laju alir massa fluida total dan laju alir massa Brine

Perhitungan laju alir massafluida dan massa brine dilakukan melalui persamaan di bawah ini [11].

$$x = \frac{h - h_f}{h_{fg}} = \frac{1162,5 - 741,5}{2031,4} = 0,21$$

$$M_{total} = \frac{M_{steam}}{x} = \frac{208,7}{0,21} = 1007,2 \text{ kg/s}$$

$$M_{brine} = M_{total} - M_{steam} \\ = 1007,2 - 208,7 \\ = 798,5 \text{ kg/s}$$

Keterangan:

- M_{steam} : laju massa steam (kg/s)
- MW : gross output (kW atau kJ/s)
- W : energi panas yang terekstrak(kJ/kg)
- P_t : tekanan inlet turbin (bara)
- η : efisiensi turbin
- x : dryness (fraksi)

h	: entalpi fluida (kJ/kg)
h _f	: entalpi liquid (kJ/kg)
h _{fg}	: panas laten (kJ/kg)
h _{inj}	: entalpi fluida injeksi (kJ/kg)
h _{cond}	: entalpi kondensat (kJ/kg)
h _{brine}	: entalpi brine (kJ/kg)

Penurunan Tekanan dan Temperatur Pada Jalur Injeksi

Penurunan Temperatur dapat dihitung dengan persamaan dibawah ini [7].

$$q = 2 \times \pi \times L (T_1 - T_2) / \ln(r_2 / r_1)$$

$$340000000 = 2 \times 3,14 \times 3000 (175,4 - T_2) / \ln(0,3048 / 0,3) \\ T_2 = 170,9 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

maka penurunan temperatur pada jalur injeksi adalah sebesar 4,5 °C.

Keterangan:

q	: laju alir injeksi (kj/detik)
L	: Kalor lebur (joule/kg)
T ₁	: Temperatur reservoir awal (°C)
T ₂	: Temperatur reservoir akhir (°C)
r ₂	: jari-jari sumur akhir
r ₁	: jari-jari sumur awal

Kebutuhan Kapasitas Injeksi Lapangan

Data: - P_{AFT} = 1 atm = 1,02 bar , maka pada Steam table didapat (h = 741,5 kJ/kg, h_f = 417 kJ/kg, h_{fg} = 2258 kJ/kg)

- M_{total} = 798,5 kg/s

Untuk perhitungan dapat digunakan persamaan seperti di bawah ini [10,7].

$$x = (h - h_f) / h_{fg} = (741,5 - 417) / 2258 = 0,14$$

$$M_{steam} = M_{total} \cdot x = 798,5 \times 0,14 = 114,7 \text{ kg/s}$$

$$M_{brine} = M_{total} - M_{steam} = 798,5 - 114,7 = 683,7 \text{ kg/s}$$

$$M_{cond} = 62,6 \text{ kg/s}$$

$$M_{inj} = M_{brine} + M_{cond} = 683,7 + 62,6 = 746,3 \text{ kg/s}$$

Keterangan:

- M_{steam} : laju massa steam (kg/s)
- M_{brine} : laju massa brine (kg/s)
- M_{cond} : laju massa kondensat (kg/s)
- M_{inj} : laju massa fluida injeksi (kg/s)

Pada lapangan Panasbumi Hululais membutuhkan total kapasitas injeksi sebesar 746,3 kg/s (dengan rincian $M_{brine} = 683,7 \text{ kg/s}$ & $M_{cond} = 62,6 \text{ kg/s}$).

Total Perhitungan Kapasitas Injeksi Sumur Tahun 2018

Hasil perhitungan menunjukkan kapasitas injeksi sumur HLS-1 adalah sebesar 28,4 kg/s, sumur HLS-2 adalah sebesar 37,8 kg/s, sumur HLS-3 adalah sebesar 118,8 kg/s, sumur HLS-4 adalah sebesar 77,9 kg/s dan sumur HLS-5 adalah sebesar 55,5 kg/s. Dari kelima sumur tersebut didapatkan total kapasitas injeksi sebesar 318,4 kg/s. Kapasitas injeksi secara keseluruhan dan parameternya dapat dilihat pada tabel 5 dibawah ini.

Tabel 5. Parameter Kapasitas Injeksi Aktual

Sumur	q (kg/s)	T (°C)	k.h (darcy meter)	k (darcy)	h (m)	Pi (ksc)
Sumur HLS-1	28,4	170,9	1,0217743	1,460x10 ⁻⁰³	700	163
Sumur HLS-2	37,8	170,9	1,6276931	2,325x10 ⁻⁰³	700	176
Sumur HLS-3	118,8	170,9	5,5212723	1,380x10 ⁻⁰²	700	109,5
Sumur HLS-	77,9	170,9	7,5399035	1,885x10 ⁻⁰²	700	99,3

4							
Sumur HLS-5	55,5	170,9	3,3893536	1,695x10 ⁻⁰²	700	106,4	
Total	318,4						

Penurunan Kapasitas Injeksi Lapangan Hululais

Tabel 6. Sejarah Kapasitas Injeksi Tiap Sumur di Lapangan Hululais

No	Sumur	Kapasitas Injeksi (kg/s)		
		2016	2017	2018
1	HLS-1	52	50,6	28,4
2	HLS-2	77	65,2	37,8
3	HLS-3	148	143,9	118,8
4	HLS-4	85	83	77,9
5	HLS-5	59,4	58,2	55,5
Total		421,4	400,94	318,4

Problem Scalling

Problem Scalling dapat diidentifikasi dengan perhitungan sebagai berikut [1] :

1. Perhitungan konsentrasi pCa
 $pCa = -0,4375 \ln(Ca^{++}) + 4,6148$
2. Perhitungan pAlk
 $pAlk = -0,4375 \ln(HCO_3^-) + 4,8301$
3. Perhitungan Scaling Index
 $SI = pH - K - pCa - pAlk$

Penanganan Problem dengan Hydrofrac

Dalam pelaksanaan hydrofrac pertama dilakukan adalah *Running PTS Pressure Temperature Spinner*) dilakukan untuk mengetahui lokasi feedzone dan juga untuk menghitung injectivity index. Kemudian dilakukan tubing pickling pada CT (*Coiled Tubing*) untuk membersihkan sisa-sisa kotoran, oksida besi, dan scale pada string sehingga tidak menurunkan kualitas fluida yang akan

diinjeksikan. Setelah CT bersih, masuk ke tahap penginjeksian air seperti *preflush*, *mainflush*, *postflush*, dan *over flush* [1].

Evaluasi Hasil *Hydrofrac*

Setelah pekerjaan *hydrofrac* pada sumur HLS-1, HLS-2, dan HLS-3 dilakukan, perlu adanya evaluasi dari hasil pelaksanaan *hydrofrac* untuk mengetahui berhasil atau tidaknya suatu stimulasi tersebut. Evaluasi tersebut dilakukan berdasarkan parameter yang berubah sehingga mempengaruhi kapasitas injeksi sumur yang lebih lanjut dapat dilihat pada tabel 7 berikut:

Tabel 7. Evaluasi Kapasitas Injeksi Setelah Dilakukan Injeksi Dingin.

No	Sumur	k (darcy)		Injectivity Index (lps/bar)		Kapasitas Injeksi (kg/s)	
		Sebelum	Setelah	Sebelum	Setelah	Sebelum	Setelah
1	HLS-1	1,46x10 ⁻⁰³	2,19x10 ⁻³	0,69	1,035	28,4	36
2	HLS-2	2,325x10 ⁻⁰³	3,49x10 ⁻³	5,72	8,58	37,8	48
3	HLS-3	1,380x10 ⁻⁰²	2,07x10 ⁻²	6,37	9,555	118,8	150,8

Dari tabel 7 dapat diketahui bahwa dengan stimulasi *hydrofrac* mengakibatkan peningkatan nilai permeabilitas sebesar 50%. Dengan meningkatnya permabilitas maka nilai *injectivity index* pun juga meningkat sehingga kapasitas injeksi pada masing masing sumur menjadi; untuk sumur HLS-1 sebesar 36 kg/s dari yang sebelumnya 28,4 kg/s, untuk sumur HLS-2 sebesar 48 kg/s dari yang sebelumnya 37,8 kg/s, dan untuk sumur HLS-3 sebesar 150,8 kg/s dari yang sebelumnya 118,8 kg/s. Setelah dilakukan *hydrofrac* maka dilakukan rekomendasi injeksi dingin untuk meningkatkan kapasitas injeksi sehingga dapat memenuhi kebutuhan kapasitas injeksi lapangan.

Rekomendasi Injeksi Dingin

Alternatif yang dapat dilakukan untuk memperbesar perolehan kapasitas sumur injeksi adalah dengan melakukan injeksi *Brine* dengan tekanan dan temperatur atmosfer. *Brine* dari separator dilepas ke tekanan atmosfer dengan AFT (*Atmospheric Flash Tank*) dan dicampur dengan kondensat di kolam tampungan. Setelah itu fluida disalurkan melalui pipa ke sumur injeksi.

Massa *brine* yang menguap ke tekanan atmosfer 1 atm (1,01 bara) dihitung dengan suatu persamaan menggunakan entalpi *brine* di separator. Dengan data $h = 741,5 \text{ kJ/kg}$, $h_f = 417 \text{ kJ/kg}$, dan $h_{fg} = 2258 \text{ kJ/kg}$ dan fluida sumur sebesar 746,3 kg/s, maka perhitungan penguapan *brine* sebagai berikut [10].

$$\begin{aligned} x &= (h - h_f) / h_{fg} \\ &= (741,5 - 417) / 2258 = 0,14 \\ M_{steam} &= 746,3 \times 0,14 = 104,48 \text{ kg/s} \end{aligned}$$

Keterangan :

- h : entalpi (kJ/kg)
- h_f : entalpi liquid (kJ/kg)
- h_{fg} : panas laten (kJ/kg)
- M_{steam} : laju massa *steam* (kg/s)

Dari total 746,3 kg/s *brine* akan menguap sebanyak 104,48 kg/s ke atmosfer sehingga sisa *brine* di permukaan sebesar 641,82 kg/s.

Kapasitas Injeksi Rekomendasi

Tabel 8. Parameter Kapasitas Injeksi Rekomendasi.

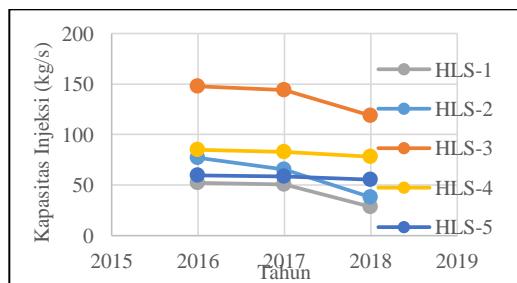
Sumur	q (kg/s)	T (°C)	k.h (darcy meter)	k (darcy)	h (m)	Pi (ksc)
Sumur HLS-1	107,7	94,5	1,0217743	2,19x10 ⁻⁰³	700	163
Sumur HLS-2	120,9	94,5	1,6276931	3,49x10 ⁻⁰³	700	176
Sumur HLS-3	232,1	94,5	5,5212723	2,07x10 ⁻⁰³	700	109,5

Sumur HLS-4	172,5	94,5	7,5399035	$1,885 \times 10^{-02}$	700	99,3
Sumur HLS-5	144,3	94,5	3,3893536	$1,695 \times 10^{-02}$	700	106,4
Total	777,5					

HASIL DAN PEMBAHASAN

Penurunan Kapasitas Injeksi Lapangan Hululais

Lapangan Panasbumi Hululais telah berjalan sejak 2016, kapasitas injeksi pun relatif stabil sampai dengan tahun 2017 walaupun ada penurunan tetapi dapat diabaikan karena nilainya yang relatif sangat kecil.



Gambar 6. Grafik Sejarah Kapasitas Injeksi Tiap Sumur di Lapangan Hululais

Setelah dianalisa lebih dalam pada gambar 6, ternyata dari kelima sumur injeksi di lapangan Hululais terdapat 3 sumur injeksi yang mengalami penurunan kapasitas injeksi secara drastis, yaitu sumur HLS-1, HLS-2, dan HLS-3. Oleh karena itu diperlukan analisa yang tepat untuk mengetahui *problem* tersebut dan dilakukan stimulasi untuk mengatasi *problem* tersebut.

Indikasi Problem Scaling

Pada saat proses injeksi, pada umumnya sumur tidak akan mengalami penurunan kemampuan untuk mengalirkan fluida ke reservoir. Namun, penurunan laju injeksi yang signifikan mengindikasikan adanya kerusakan formasi (*formation damage*) [1]. Di lapangan

Hululais terdapat 3 sumur yang mengalami penurunan laju injeksi secara signifikan, yaitu sumur HLS-1, HLS-2, dan HLS-3. Setelah tiga tahun sejak tahun 2016, sumur HLS-1 mengalami penurunan yang cukup besar yaitu sekitar 28,4 kg/s dari produksi awal yang sebesar 52 kg/s, sedangkan sumur HLS-2 sekitar 37,8 kg/s dari produksi awal yang sebesar 77 kg/s, dan sumur HLS-3 sekitar 118,8 kg/s dari produksi awal yang sebesar 148 kg/s.

Kerusakan formasi yang terjadi pada sumur HLS-1, HLS-2, dan HLS-3 ini diindikasikan sebagai masalah *scaling* kalsit yang dapat dilihat dari perhitungan dibawah ini :

Perhitungan konsentrasi pCa

$$p\text{Ca} = 1,59$$

$$p\text{Alk} = 2,55$$

$$SI = 1,32 \text{ (terbentuk scaling)}$$

Dari perhitungan, diperoleh nilai *calcite scaling index* sebesar 1,32 ($SI > 0$) yang menunjukkan bahwa ada kecenderungan untuk terbentuk *scale* [1].

Scale yang terbentuk di sekitar lubang sumur menghambat laju injeksi sehingga kapasitas injeksi menjadi turun. Untuk menanggulangi masalah tersebut, maka pada sumur HLS-1, HLS-2, dan HLS-3 di lakukan stimulasi dengan metode *hydrofrac*. Setelah dilakukan stimulasi *hydrofrac* ini nantinya dilakukan evaluasi dengan membandingkan kondisi sebelum dan setelah pelaksanaan *hydrofrac* [1].

Pengaruh Perhitungan Kapasitas Injeksi Setelah Dilakukannya Injeksi Dingin

Dengan skenario ini maka kapasitas injeksi sumur HLS-1 sebesar 107,7 kg/s, sumur HLS-2 sebesar 120,9 kg/s, sumur HLS-3 sebesar 232,1 kg/s, sumur HLS-4 sebesar 172,5 kg/s, dan sumur HLS-5 sebesar 144,3 kg/s,

sehingga total kapasitas injeksi di lapangan Hululais ini adalah sebesar 777,5 kg/s.

Sehingga dapat diketahui bahwa jumlah kebutuhan kapasitas injeksi kelima sumur injeksi pada Lapangan Panasbumi Hululais setelah rekomendasi yaitu sebesar 777,5 kg/s telah memenuhi kebutuhan kapasitas injeksi lapangan yang telah dihitung sebelumnya sebesar 641,82 kg/s. Dengan demikian seluruh *brine* serta kondensat yang terproduksi dapat diijeksikan kembali ke reservoir dan tidak mencemari lingkungan serta menjaga *material balance*.

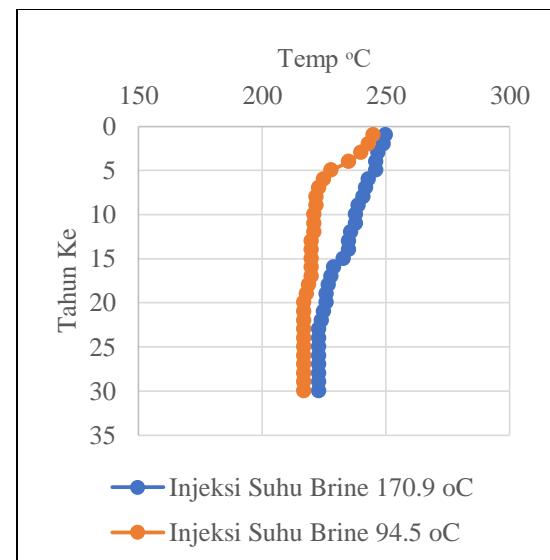
Pengaruh Penurunan Temperatur Reservoir

Dalam melakukan injeksi dingin perlu dipertimbangkan apakah penginjeksian dengan suhu *brine* yang relatif rendah dapat mendinginkan suhu reservoir. Perhitungan dilakukan dengan rumus kesetimbangan massa dengan hasil sebagai berikut :

Tabel 9. Evaluasi Kapasitas Injeksi Setelah Dilakukan Injeksi Dingin

Tahun ke	Temp °C	
	Injeksi Suhu Brine 170,9 °C	Injeksi Suhu Brine 94,5 °C
10	238	221
20	226	217
30	223	217

Dari tabel 9 diatas dapat dibuat grafik untuk melihat efek dari injeksi dingin terhadap suhu reservoir selama masa kontrak 30 tahun. Grafik penurunan suhu reservoir injeksi dapat dilihat pada gambar 7 berikut:



Gambar 7. Grafik Pengaruh Suhu Injeksi Fluida Terhadap Penurunan Temperatur Reservoir

Berdasarkan gambar 7 dengan penginjeksian *brine* dengan suhu 94,5 °C penurunan suhu reservoir hanya sebesar 2,6 % atau temperatur akhir sebesar 217 °C.

Perbandingan Kapasitas Injeksi Aktual dan Rekomendasi

Perbandingan hasil analisa kapasitas injeksi antara suhu *brine* aktual (170,9 °C) dengan suhu *brine* dari *Atmospheric Flash Tank* (94,5 °C) pada Lapangan Hululais dapat dilihat pada tabel 10 sebagai berikut:

Tabel 10. Perbandingan Data Kapasitas Injeksi Aktual dengan Rekomendasi

Sumur	Kapasitas Injeksi Aktual (kg/s)	Kapasitas Injeksi Rekomendasi (kg/s)
Sumur HLS-1	28,4	107,7
Sumur HLS-2	37,8	120,9
Sumur HLS-3	118,8	232,1
Sumur HLS-4	77,9	172,5
Sumur HLS-5	55,5	144,3
Total	318,4	777,5

Dari tabel 10 dapat dilihat bahwa hasil dari rekomendasi injeksi dingin dengan menurunkan temperatur fluida injeksi dari aktual yaitu sebesar 170,9 °C ke rekomendasi yaitu 94,5 °C akan menaikkan kapasitas injeksi sumur. Hal ini terjadi karena adanya perbedaan densitas fluida sehingga dengan densitas yang lebih tinggi akan menaikkan tekanan lubang sumur. Tingginya tekanan lubang sumur akan menaikkan kapasitas injeksi sumur.

KESIMPULAN

1. Berdasarkan data yang tersedia dan perhitungan yang dilakukan maka diperoleh hasil analisa calcite scaling index menunjukkan nilai 1,32, yang berarti penurunan kapasitas injeksi sumur HLS-1, HLS-2 dan HLS-3 disebabkan oleh scale kalsit .
2. Perhitungan kapasitas injeksi rekomendasi dengan suhu brine 94,5 °C pada Lapangan Hululais menghasilkan kapasitas injeksi sebagai berikut;

Sumur	Mass Flow (kg/s)
Sumur HLS-1	107,7
Sumur HLS-2	120,9
Sumur HLS-3	232,1
Sumur HLS-4	172,5
Sumur HLS-5	144,3
Total	777,5 kg/s

3. Apabila dibangkitkan 2x55 MW maka diperlukan uap sebesar 208,7 kg/s, dan untuk menghasilkan uap sebesar 208,7 kg/s maka diperlukan kapasitas injeksi dengan Mbrine 683,7 kg/s dan Mcond 62,6 kg/s, sehingga total kebutuhan kapasitas injeksi adalah 746,3 kg/s. Dari total 746,3 kg/s brine akan menguap sebanyak 104,48 kg/s ke atmosfer sehingga sisa brine di permukaan sebesar 641,82 kg/s. Serta penginjeksian brine

dengan suhu 94,5 °C penurunan suhu reservoir hanya sebesar 2,6 % atau temperatur akhir sebesar 217 °C.

UCAPAN TERIMA KASIH

Kami mengucapkan terimakasih kepada semua pihak yang telah membantu/terlibat dalam penelitian ini, sehingga penelitian mengenai evaluasi ini dapat dituangkan dalam bentuk tulisan dan diinformasikan kepada semua pihak di bidang panas bumi di Indonesia.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Allen T.O. And Robert., A.P. 1982. “Production Operation Well Completion, Work Over And Stimulation”, Vol I & II Second Edition, Oil And Gas Consultant International, Inc.
- [2] Ariki, K., Hatakeyama, K. 1998. “Effects of Injection Temperature on The Injectivity of a Geothermal Well”, Geothermal Resource Council Transactions, Volume 22.
- [3] Brown, K.E., Lea, J.F. 1985. Nodal System Analysis of Oil and Gas Wells, SPE 14714-PA.
- [4] Budiarjo B., Hartono D., Agus H., dkk. 2009. “Geochemical Characterization Of Thermal Waters In Hululais Geothermal Prospect”, PT Pertamina Geothermal Energy, Jakarta-Indonesia.
- [5] Ernst., ShinNihon LLC, Young. 2011. “Study On Geothermal Power Development Project In Hululais, Indonesia”, (JETRO) West Japan Engineering Consultants, Inc.
- [6] Hastriansyah, G., Yuniar, D.M., Silaban, M. S. P. 2015. “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 Geothermal Congress 2015.

- [7] Hastriansyah, G. 2015. Evaluasi Sumur Injeksi Pada Lapangan Tompaso Menggunakan Analisis Nodal, Tesis, Institut Teknologi Bandung.
- [8] Kitao, K., Ariki, K., Hatakeyama, K., & Wakita, K. 1990. Well Stimulation Using Cold-Water Injection Experiments in the Sumikawa Geothermal Field, Akita Perfecture, Japan. Geothermal Resource Council Transactions, Vol. 14 (Part II), 1219–1224
- [9] Mulyadi. 1995. “Interpretation Of Geoelectric Structure At Hululais Prospect Area, South Sumatra”, PT Pertamina Geothermal Energy, Jakarta-Indonesia.
- [11] Nenny Miryani Saptadji. 2009. “Teknik Panas Bumi”. Depatemen Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumian dan Teknologi Mineral Institut Teknologi Bandung.
- [10] Umam, M. F., Muhammad, F., Adityatama, D. W., & Purba, D. P. 2018. Tantangan Pengembangan Energi Panas Bumi Dalam Perannya terhadap Ketahanan Energi di Indonesia. Swara Patra, 8 (3), 48-65.