

**STUDI PENGEMBANGAN MODEL SUMUR INJEKSI-  
PRODUKSI TERHADAP PRODUKTIFITAS  
RESERVOIR PANAS BUMI DOMINASI AIR PADA  
LAPANGAN Z DENGAN SIMULASI NUMERIK**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*



Oleh

**MUHAMMAD LUTHFI MUSTOFA**

**163210060**

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**2021**

**Perpustakaan Universitas Islam Riau**

Dokumen ini adalah Arsip Miik :

**STUDI PENGEMBANGAN MODEL SUMUR INJEKSI-  
PRODUKSI TERHADAP PRODUKTIFITAS  
RESERVOIR PANAS BUMI DOMINASI AIR PADA  
LAPANGAN Z DENGAN SIMULASI NUMERIK**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*



Oleh

**MUHAMMAD LUTHFI MUSTOFA**

**163210060**

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**2021**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini disusun oleh:

Nama : Muhammad Luthfi Mustofa  
NPM : 163210060  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Judul Skripsi : Studi Pengembangan Model Sumur Injeksi-  
Produksi Terhadap Produktifitas Reservoir Panas Bumi Dominasi  
Air Pada Lapangan Z Dengan Simulasi Numerik

Telah berhasil dipertahankan di depan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh Gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Richa Melysa ST., MT (.....)   
Penguji I : Fiki Hidayat, S.T., M.Eng (.....)   
Penguji II : Idham Khalid, S.T., M.T (.....)   
Ditetapkan di : Pekanbaru  
Tanggal : 17 Desember 2021

Disahkan Oleh:

KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN

  
NOVIA RITA ST., MT

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh

Pekanbaru, 17 Desember 2021



**MUHAMMAD LUTHFI MUSTOFA**

**163210060**





## KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanahu Wata'ala atas berkat Rahmat dan limpahan Ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. Orang tua saya Bapak Sahid dan Ibu Mardalifah, abang saya Ahmad Saktia dan Wisnu Aditia serta seluruh keluarga yang selalu memberikan semangat dan doa, serta bantuan materil dan moral sehingga terselesaikannya tugas akhir ini.
2. Ibu Richa Melysa ST.,MT selaku Dosen Pembimbing I Tugas Akhir, sekaligus Dosen Pembimbing Akademik, dan Bapak Dr. Adi Novriansya M.T dan Bapak Solkhan dari PT. Tracon Industri selaku Mentor Pembimbing Lapangan Tugas Akhir yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan Tugas Akhir serta memberikan semangat selama perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Bapak/Ibu Dosen Teknik Perminyakan yang banyak membantu selama perkuliahan dan memberikan Ilmu Pengetahuan yang tidak bisa saya sebutkan satu per satu.
4. Sahabat saya Najib Amien Husein dan laptopnya, Ichsan Al Sabah Lukman, Refiandi Reza, Rahmat Febrian Saputra, Abdillah Muharram, dan yang lainnya Angkatan 2016 khususnya Kelas 16A yang sedang menuju ST.

Teriring doa saya semoga Tuhan memberikan balasan atas segala kebaikan kepada semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 17 Desember 2021

Muhammad Luthfi Mustofa

## DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR .....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR .....	vii
DAFTAR TABEL.....	viii
DAFTAR GRAFIK.....	ix
DAFTAR SIMBOL.....	x
ABSTRAK.....	xii
<i>ABSTRACT</i> .....	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 Gambaran Umum Lapangan Z.....	4
2.2 Reinjeksi Pada Lapangan Panas Bumi .....	6
2.2.1 Strategi Reinjeksi .....	9
2.3 Model Konseptual .....	11
2.4 State Of The Art .....	12
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	18
3.1 Metode Penelitian.....	18
3.2 Data-Data Yang Diperlukan Dalam Penelitian .....	19
3.2.1 Pemodelan Simulasi .....	19
3.3 Potensi Cadangan Lapangan Z .....	22
3.4 Peramalan Produksi .....	23
3.5 Skenario Peramalan Produksi Dengan Injeksi .....	25
3.6 Tempat Penelitian/Pengambilan Data .....	28
3.7 Jadwal Penelitian .....	28

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....	29
4.1 Natural State .....	29
4.2 Cadangan Lapangan Z.....	32
4.3 Peramalan Produksi .....	33
4.3.1 Desain Kapasitas Pembangkit.....	33
4.3.2 Peramalan Produksi Tanpa Injeksi.....	37
4.4 Peramalan Produksi Dengan Injeksi.....	41
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	48
5.1. Kesimpulan.....	48
5.2. Saran.....	48
DAFTAR PUSTAKA .....	49



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Peta Lapangan Panas Bumi Z (Hamdani et al., 2020) .....	4
Gambar 2.2 Model Konseptual Lapangan Z (Supijo et al., 2019) .....	12
Gambar 3.1 Model Numerik 3D .....	19
Gambar 3.2 Model single flash steam (Moya & Kaparaju, 2021) .....	23
Gambar 3.3 Diagram Temperature-Entropi (T-s) dari siklus flash steam (Ronald DiPippo, 2015) .....	24
Gambar 3.4 Skenario injeksi pada lapangan Z .....	26
Gambar 4.1 Kondisi Natural State Lapangan N .....	29
Gambar 4.2 Kalibrasi Tekanan dan Temperatur Antara Hasil Pengukuran dan Simulasi Sumur Z1, Z2, Z3 dan Z4 .....	30
Gambar 4.3 Distribusi Temperatur Pada Kondisi Natural State .....	31
Gambar 4.4 Distribusi Tekanan Pada Kondisi Natural State .....	32
Gambar 4.5 Rancangan lokasi penambahan sumur produksi Z5, Z6 dan Z7 .....	36
Gambar 4.6 Lokasi penambahan sumur make up Z8, make up Z9, make up Z10 dan make up Z11 .....	38



## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Kategori Sistem Panas Bumi.....	7
Tabel 2.2 Rentang jarak dan jarak rata-rata antara zona produksi dan injeksi .....	9
Tabel 2.3 Model Skenario .....	13
Tabel 3.1 Grid Block Properties .....	19
Tabel 3.2 Layer Properties for the initial numerical model .....	20
Tabel 3.3 Properti Material untuk model numerik awal .....	21
Tabel 3.4 Skenario injeksi pada lapangan Z .....	25
Tabel 3.5 Jadwal Penelitian.....	28
Tabel 4.1 Penentuan cadangan lapangan Z .....	32
Tabel 4.2 Perhitungan cadangan lapangan Z .....	33
Tabel 4.3 Desain kapasitas pembangkit lapangan Z .....	34



## DAFTAR GRAFIK

Grafik 2.1 Landaian Tekanan dan Temperature Model Sumur Z1, Z2, Z3 dan Z4 5	
Grafik 2.2 Perbandingan Laju Alir Massa Dari Berbagai Skenario (Mannington et al., 2004).....	13
Grafik 2.3 Perbandingan Laju Alir Dengan Berbagai Skenario Pengoptimalan (Ganefianto et al., 2010).....	14
Grafik 2.4 Perbandingan Laju Alir Terhadap Setiap Strategi Produksi-Injeksi (Pratama & Saptadji, 2015).....	15
Grafik 2.5 Perbandingan Hasil Simulasi Pembangkit Listrik Skenario 1,2,3,7 dan 8 (Lukmana, 2019).....	16
Grafik 2.6 Perbandingan Pengaruh Injeksi Terhadap Tekanan dan Temperature (Wirawan, 2019) .....	16
Grafik 4. 1 Kemampuan produksi lapangan Z tanpa injeksi.....	37
Grafik 4.2 kemampuan produksi lapangan Z dengan sumur tambahan.....	39
Grafik 4.3 Penurunan tekanan pada peramalan produksi tanpa injeksi (Basecase) .....	40
Grafik 4.4 Penurunan temperatur pada peramalan produksi tanpa injeksi (Basecase) .....	41
Grafik 4.5 Hasil daya pembangkit dari sumur injeksi dengan skenario 1, 2, 3 dan 4 .....	42
Grafik 4.6 Hasil daya pembangkit dari sumur injeksi dengan skenario 5, 6, 7 dan 8 .....	43
Grafik 4.7 Penurunan tekanan pada peramalan produksi dengan injeksi .....	44
Grafik 4.8 Penurunan tekanan pada peramalan produksi dengan injeksi .....	45
Grafik 4.9 Penurunan temperatur pada peramalan produksi dengan injeksi .....	46
Grafik 4.10 Penurunan temperatur pada peramalan produksi dengan injeksi .....	46

## DAFTAR SIMBOL

$A$	= Luas Reservoir ( $m^2$ )
$H$	= Ketebalan Reservoir (m)
$\Phi$	= Porositas Batuan (%)
$P_r$	= Densitas Batuan ( $Kg/m^3$ )
$S_L$	= Saturasi Air (%)
$P_L$	= Densitas Air ( $Kg/m^3$ )
$S_V$	= Saturasi Uap (%)
$P_V$	= Densitas Uap ( $Kg/m^3$ )
$U_L$	= Energi dalam Air ( $kJ/kg^\circ C$ )
$U_V$	= Energi dalam Uap ( $kJ/kg^\circ C$ )
$C_r$	= Kapasitas Panas Batuan ( $kJ/ kg^\circ C$ )
$H_{ei}$	= Kandungan Energi Panas Pada Keadaan Awal (kJ)
$H_{ef}$	= Kandungan Energi Panas Pada Keadaan Akhir (kJ)
$T_i$	= Temperature Awal Reservoir ( $^\circ C$ )
$T_f$	= Temperature Akhir Reservoir ( $^\circ C$ )
$H_{th}$	= Energi Maksimal Yang Dapat Dimanfaatkan (kJ)
$H_{de}$	= Energi Yang Dapat Dimanfaatkan Pada Kenyatannya (kJ)
$R_f$	= <i>Recovey Factor</i> (%)
$H_{thermal}$	= Cadangan Yang Dimanfaatkan Dalam Periode t Tahun (MWth)
$H_{EI}$	= Energi Listrik Yang Dibangkitkan Dalam Periode t Tahun (MWe)
$\eta$	= Faktor Konversi Listrik (%)
$t$	= Periode (Tahun)
$h_1$	= entalpi fluida pada tekanan kepala sumur (kJ/Kg)
$h_2$	= entalpi fluida masuk separator (kJ/Kg)
$x_2$	= fraksi uap keadaan separator
$h_3$	= entalpi air pada tekanan separator (kJ/Kg)
$h_4$	= entalpi uap pada tekanan separator (kJ/Kg)
$x_5$	= fraksi uap turbin
$S_{5g}$	= entropi uap pada tekanan inlet turbin (kJ/Kg)
$S_{6f}$	= entropi fluida pada tekanan kondensor (kJ/Kg)

- $S_{6g}$  = entropi uap pada tekanan kondensor (kJ/Kg)  
 $h_{5s}$  = entalpi keadaan 5 (kJ/Kg)  
 $\eta_t$  = efisiensi turbin isentropic (%)  
 $m_{total}$  = laju massa uap (Kg/s)  
 $W_t$  = daya turbin (Kw)  
 $h_5$  = entalpi outlet turbin (kJ/Kg)  
 $h_6$  = entalpi outlet kondensor (kJ/Kg)  
 $c$  = kapasitas panas air pada kondisi temperatur cooling tower (4.2 kJ/kg.K)  
 $\Delta T$  = perbedaan temperatur antara kondensor dan cooling tower





# STUDI PENGEMBANGAN MODEL SUMUR INJEKSI- PRODUKSI TERHADAP PRODUKTIFITAS RESERVOIR PANAS BUMI DOMINASI AIR PADA LAPANGAN Z DENGAN SIMULASI NUMERIK

MUHAMMAD LUTHFI MUSTOFA

163210060

## ABSTRAK

Terjadinya penurunan tekanan reservoir selama proses produksi berlangsung dapat mengakibatkan penurunan produktivitas sumur, maka dari itu perlu dilakukannya strategi pengolaan manajemen reservoir panas bumi dengan tujuan pengembangan produksi berkelanjutan. Ada beberapa langkah yang dapat dilakukan yaitu dengan melakukan pengeboran sumur tambahan, penerapan sumur injeksi dan mengubah strategi produksi. Oleh karena itu pada penelitian ini penerapan strategi sumur injeksi merupakan metode yang efisien untuk mengurangi penurunan tekanan reservoir dan menambahkan massa cairan untuk proses ekstraksi energi dari reservoir. Penggunaan sumur injeksi dapat mengakibatkan terjadinya terobosan termal atau pendinginan di area produksi, oleh karena itu keseimbangan jarak penginjeksian, laju alir injeksi, dan kedalaman sumur injeksi harus dioptimalkan untuk mengurangi terjadinya terobosan termal. Lapangan Z merupakan lapangan panas bumi dua fasa dominasi air yang memiliki total cadangan sebesar 83.8 MW. Penelitian yang akan dilakukan menggunakan pemodelan numerik reservoir dengan bantuan Software Tough2 dalam mendesain model konseptual lapangan Z dalam menentukan strategi injeksi yang tepat untuk mempertahankan 30 MW kapasitas pembangkit selama 30 tahun. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan strategi injeksi yang optimal pada lapangan Z dengan mempertimbangkan lokasi, kedalaman dan laju alir injeksi terhadap produksi total uap selama 30 tahun. Pada penelitian yang dilakukan, terdapat 8 skenario injeksi yang disimulasikan dengan menggunakan model numerik untuk memenuhi kapasitas daya minimum selama 30 tahun. Berdasarkan hasil penelitian yang diperoleh bahwa skenario ke-2 merupakan strategi injeksi yang tepat dengan lokasi sumur injeksi diletakkan jauh dari sumur produksi hal ini dilakukan untuk memberi waktu fluida untuk memanaskan, dengan kedalaman injeksi yang dalam dapat mempercepat pemanasan fluida sebelum bergerak ke zona produksi dan laju alir yang injeksi sebesar 80 kg/s. Laju alir injeksi yang tepat akan menyebabkan peningkatan tekanan, produksi massa dan kapasitas daya yang dihasilkan.

**Kata Kunci:** penurunan tekanan, sumur reinjeksi, pemodelan numerik reservoir

***STUDY OF DEVELOPMENT OF INJECTION-PRODUCTION  
WELL MODEL ON GEOTHERMAL RESERVOIR  
PRODUCTIVITY WATER DOMINATION IN FIELD Z WITH  
NUMERICAL SIMULATION***

**MUHAMMAD LUTHFI MUSTOFA  
163210060**

***ABSTRACT***

The occurrence of a decrease in reservoir pressure during the production process can result in a decrease in well productivity, therefore it is necessary to carry out a geothermal reservoir management strategy with the aim of developing sustainable production. There are several steps that can be taken, namely by drilling additional wells, implementing injection wells and changing production strategies. Therefore, in this study, the application of the injection well strategy is an efficient method to reduce the reservoir pressure drop and add liquid mass for the energy extraction process from the reservoir. The use of injection wells can result in thermal breakthroughs or cooling in the production area therefore the balance of injection distance, injection flow rate, and injection well depth must be optimized to reduce the occurrence of thermal breakthroughs. Field Z is a two-phase water-dominated geothermal field which has a total reserve of 83.8 MW. The research will be conducted using reservoir numerical modeling with the help of Tough2 Software in designing a conceptual model of the Z field in determining the right injection strategy to maintain 30 MW of generating capacity for 30 years. This study aims to determine the optimal injection strategy in field Z by considering the location, depth and flow rate of injection to total steam production for 30 years. In the research conducted, there are 8 injection scenarios that are simulated using a numerical model to meet the minimum power capacity for 30 years. Based on the research results obtained that the second scenario is the right injection strategy with the location of the injection well located far from the production well this is done to give the fluid time to heat up, with a deep injection depth can accelerate the heating of the fluid before moving to the production zone and the rate injection flow of 80 kg/s. Proper injection flow rate will lead to an increase in pressure, mass production and the resulting power capacity.

**Keywords:** *pressure drop, reinjection well, reservoir numerical modeling*

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Permasalahan utama pada pengolaan reservoir panas bumi yang berdominasi cairan adalah penurunan tekanan reservoir yang cukup besar selama proses produksi. Ketika terjadi perubahan massa dan penurunan tekanan, maka produktivitas reservoir akan menurun sehingga mengakibatkan banyak efek buruk pada reservoir (Pratama & Saptadji, 2015). Menurut (Grant, Malcolm A., 2011) penurunan tekanan yang terjadi pada reservoir yang didominasi air setelah produksi dapat menyebabkan uap tercampur secara seragam dan kekeringan fluida di sekitar sumur produksi. Kemudian perubahan tekanan dapat menyebabkan pemisahan *steam zone* dan *water zone* akibat dari gaya gravitasi sehingga reservoir mengering dan membentuk zona super panas dibagian atas reservoir. Akibat dari perubahan ini dapat mengurangi kapasitas pembangkit listrik dan menurunkan produktivitas reservoir. Oleh karena itu, untuk mencapai keberlanjutan reservoir panas bumi pengelolaan reservoir harus dilakukan (Lukmana, 2019).

Menurut (Gudni Axelsson et al., 2005) kajian tentang strategi pengelolaan manajemen reservoir panas bumi terdapat beberapa langkah yang harus dilakukan yaitu pengeboran sumur tambahan, penerapan sumur injeksi, dan mengubah strategi produksi. Dalam penelitian ini, penerapan strategi injeksi-produksi merupakan topik yang akan dibahas dari rangkaian pengolaan reservoir yang bertujuan untuk perencanaan dan implementasi yang harus dilakukan pada tahap pengembangan lapangan panas bumi.

Reinjeksi merupakan metode dari pengolaan reservoir panas bumi yaitu pengisian kembali volume pori-pori batuan dengan air limbah sehingga bertambahnya massa dari pengisian alami untuk mengatasi penurunan tekanan reservoir dan menambahkan massa cairan untuk proses ekstraksi energi dari reservoir (Kaya, Zarrouk, et al., 2011a). Studi tentang strategi injeksi-produksi antara lain meliputi pemilihan lokasi injeksi, kedalaman sumur injeksi dan laju alir yang diinjeksikan. Maka untuk meningkatkan kapasitas produksi listrik dari lapangan panas bumi perlu dilakukannya penginjeksian kembali massa ke reservoir panas bumi (Wirawan, 2019).



Penggunaan strategi produksi-injeksi ini memiliki beberapa kelebihan dan kekurangan. Reinjeksi fluida dapat menyebabkan terobosan termal atau pendinginan di area produksi, sehingga terjadi penurunan temperatur yang mengakibatkan penurunan entalpi cairan yang diproduksi ke permukaan. Penurunan entalpi cairan membuat kapasitas produksi lebih rendah dan mengakibatkan penurunan produksi. Oleh karena itu, keseimbangan jarak penginjeksian dan sumur produksi harus dioptimalkan untuk mencegah terjadinya terobosan termal (Kaya, Zarrouk, et al., 2011a).

Mempertimbangkan hal-hal tersebut maka studi pemodelan numerik reservoir panas bumi merupakan hal harus dilakukan, tidak hanya untuk penilaian potensial tetapi juga untuk perencanaan strategi injeksi (Pruess, K., Curtis M. Oldenburg, 2012). Oleh karena itu, pada penelitian ini akan menggunakan studi pemodelan numerik reservoir panas bumi berdominasi cairan untuk menganalisis penerapan strategi injeksi-produksi yang optimal untuk pengembangan produksi berkelanjutan. Model ini memprediksikan kinerja reservoir di masa depan dalam berbagai strategi produksi dan injeksi. Dengan melihat penurunan temperatur dan tekanan, saturasi uap dan aliran massa pada model reservoir sebagai fungsi waktu, model ini dapat memprediksikan kinerja reservoir dimasa depan dari berbagai strategi produksi-injeksi yang dilakukan (Kaya, O'Sullivan, et al., 2011).

## 1.2 Tujuan Penelitian

Berdasarkan ulasan latar belakang masalah di atas, maka tujuan dari penelitian ini sebagai berikut :

1. Mengetahui pengaruh parameter reinjeksi terhadap produksi total lapangan Z
2. Menentukan strategi injeksi yang tepat pada lapangan Z



### 1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini terbagi atas 2 yaitu :

1. Untuk Universitas Islam Riau

Sebagai media pembelajaran mengenai simulasi reservoir panas bumi dan perencanaan pengembangan lapangan panas bumi dengan berbasis software THOUG 2.

2. Perusahaan Tempat Penelitian dilakukan

Penelitian ini dapat dimanfaatkan sebagai informasi untuk menentukan startegi dalam pengembangan kegiatan penginjeksian sumur panas bumi dan memprediksikan kinerja reservoir di masa depan untuk pengembangan kegiatan produksi.

### 1.4 Batasan Masalah

Agar penulisan ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka penulis terfokus pada pembahasan mengenai batasan ruang lingkup pada permasalahan yaitu:

1. Strategi pengembangan lapangan panas bumi berdominasi air yang akan dilakukan pada lapangan z ini adalah strategi injeksi-produksi menggunakan software Tough 2.
2. Penelitian ini tidak mempertimbangkan sisi keekonomian pengembangan lapangan tersebut.

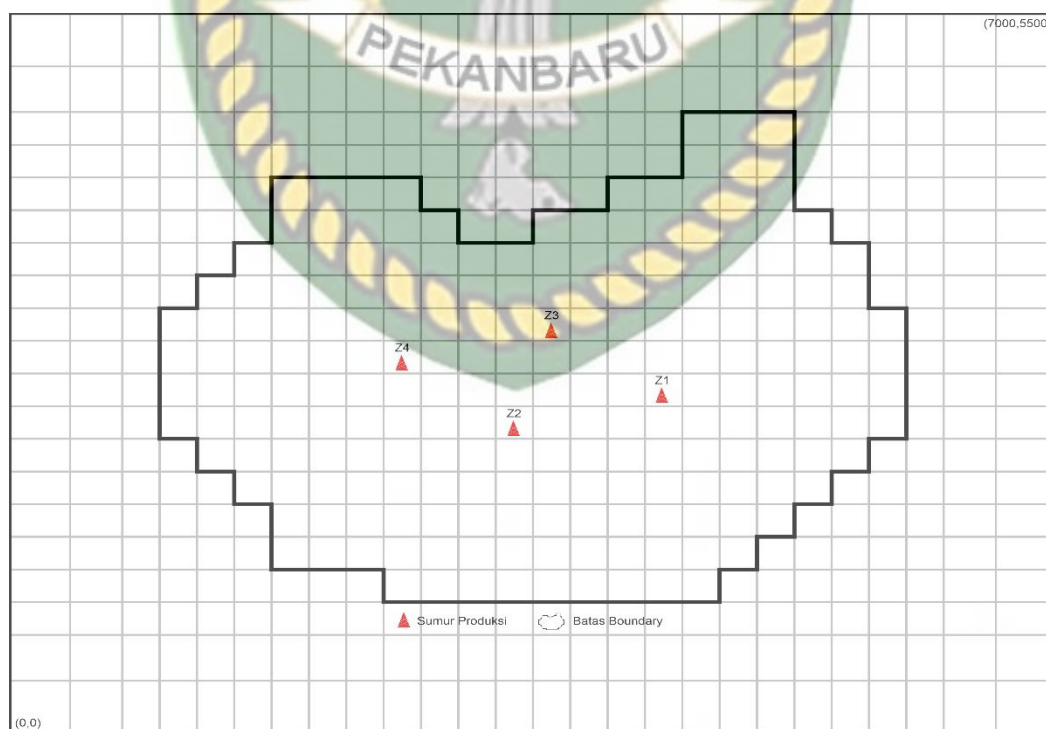
## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

Sumber daya alam adalah segala sesuatu yang diciptakan Allah dimuka bumi ini yang dapat dimanfaatkan oleh manusia agar kebutuhan hidupnya sejahtera dan tercukupi. Seperti yang di tafsirkan pada surat Al-Baqarah ayat 29, berikut ini: “Dialah Allah, yang menjadikan segala yang ada di bumi untuk kamu dan Dia berkehendak (menciptakan) langit, lalu dijadikan-Nya tujuh langit. Dan Dia Maha Mengetahui segala sesuatu.”

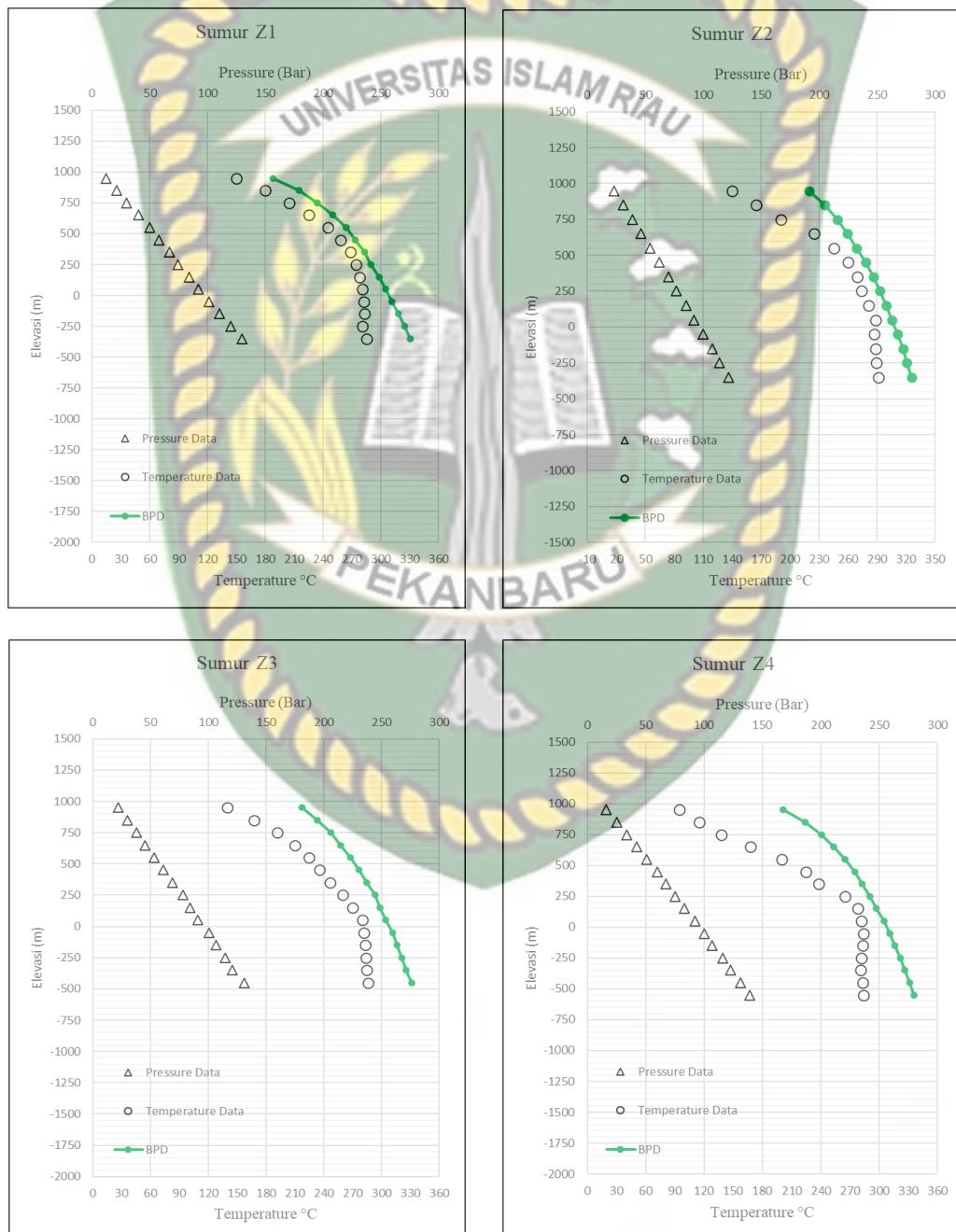
#### 2.1 Gambaran Umum Lapangan Z

Pada penelitian ini menggunakan model sintetik yang menirukan kondisi reservoir yang sebenarnya. Lapangan Z merupakan lapangan panas bumi dua fasa dominasi air. Model lapangan Z merupakan model berdasarkan data-data referensi lapangan yang diambil dari lapangan panas bumi Dieng (Ashat et al., 2019), Atadei (Supijo et al., 2018) (Supijo et al., 2019) dan Namora (Nizami & Pratama, 2016). Gambar dibawah merupakan contoh dari peta lapangan panas bumi Z yang menjadi objek penelitian.



Gambar 2.1 Peta Lapangan Panas Bumi Z (Hamdani et al., 2020)

Lapangan Panas bumi Z memiliki luas area lapangan sebesar 38.5 km<sup>2</sup> dengan kedalaman elevasi 3710 m dan selanjutnya akan dirancang mengenai pengembangan lapangan Z untuk pembangkit listrik dari berbagai skenario produksi-injeksi yang dilakukan. Pada lapangan Z ini telah di bor 4 sumur yaitu sumur Z1 terletak di bagian timur, sumur Z2 terletak di bagian selatan, sumur Z3 terletak dibagian utara dan sumur Z4 terletak di bagian barat lapangan. Berikut grafik landaian tekanan dan temperature pada lapangan Z :



Grafik 2.1 Landaian Tekanan dan Temperature Model Sumur Z1, Z2, Z3 dan Z4



Berdasarkan grafik diatas pada sumur Z1 zona dua fasa sebagai zona produktif berada pada elevasi dari 50 sampai -350 mdpl, pada sumur Z2 zona dua fasa sebagai zona produktif berada pada elevasi dari 50 sampai -350 mdpl, pada sumur Z3 zona dua fasa sebagai zona produktif berada pada elevasi dari 0 sampai -500 mdpl dan pada sumur Z4 zona dua fasa sebagai zona produktif berada pada elevasi dari -50 sampai -550 mdpl. Hal ini dapat diketahui dari landaian temperature hasil pengukuran yang berhimpitan dengan landaian temperature didih. Jika hasil pengukuran temperature lebih kecil dari temperature didihnya, maka fluida berada pada zona dua fasa. Zona dua fasa tersebut sebagai reservoir dari lapangan Z.

Reservoir lapangan Z mempunyai temperature rata-rata sekitar 280 °C-290 °C dengan tekanan rata-rata 120 bar yang didapat berdasarkan data tekanan dan temperature dari sumur eksplorasi. Untuk zona reservoir dua fasa diperkirakan mempunyai ketebalan rata-rata sekitar 600 m. Berdasarkan data dari temperature reservoir, lapangan Z termasuk dalam klasifikasi sistem panas bumi dua fasa dominasi air dengan entalpi sedang (Kaya, Zarrouk, et al., 2011a).

## 2.2 Reinjeksi Pada Lapangan Panas Bumi

Cadangan hidrotermal merupakan reservoir yang mengandung uap atau air panas yang terbentuk saat masuknya air ke dalam reservoir panas bumi, yang kemudian terakumulasi dan terpanaskan oleh batuan sumber panas yang *fracture* atau yang *porous*. Karena laju alir panas yang tinggi hingga mencapai titik didihnya, maka akan terjadi perubahan fasa fluida dari air menjadi uap. Kemudian fluida diproduksi ke permukaan jika fluida merupakan campuran dua fasa, maka akan dipisahkan oleh separator, uap hasil pemisahan digunakan untuk memutar turbin pembangkit, sedangkan brine hasil pemisahan akan diinjeksikan kembali ke reservoir (DiPippo, 2015). Penginjeksian brine ke reservoir selain membantu mengatasi penurunan tekanan reservoir yang cukup besar juga dapat mengurangi kerusakan lingkungan akibat limbah hasil pemisahan. Sebagai contoh pada lapangan panas bumi Wairakei yang mengandung clorin dengan kadar yang tinggi sehingga tidak memungkinkan untuk dibuang ke permukaan yang dapat menyebabkan kerusakan lingkungan. Oleh karena itu proses reinjeksi sangat penting untuk pengembangan dan pengelolaan sumber daya panas bumi yang optimal (Dean et al., 2014).



Menurut (Kaya, Zarrouk, et al., 2011a) pengaruh dari proses reinjeksi untuk produksi dipengaruhi oleh struktur sistem panas bumi tersebut, terdapat perbedaan umum pada struktur geologi, keadaan termodinamika dan hidrologi air. Untuk pengembangan strategi injeksi yang optimal, sistem panas bumi harus dievaluasi berdasarkan karakteristik reservoirnya. Menurut (Diaz et al., 2015) terdapat tiga jenis mekanisme reservoir panas bumi yaitu :

1. Sistem dua fasa dominasi uap, pada reservoir yang didominasi uap injeksi ulang pada lapangan memiliki peranan penting untuk mempertahankan produksi uap, karena panas yang terkandung pada matrik batuan penginjeksian dilakukan di atas reservoir yang telah mengering. Sebagai contoh pada lapangan panas bumi Larderelo (Arias et al., 2010) dan Darajat (Mahagyo et al., 2010)
2. Sistem dua fasa dominasi air, pada reservoir yang didominasi air injeksi ulang dilakukan untuk mencegah penurunan tekanan reservoir yang cukup besar akibat proses produksi. Pada sistem ini strategi penginjeksian ulang didasarkan pada perbedaan nilai entalpi. Untuk sistem dengan entalpi tinggi strategi injeksi dilakukan di tengah lapangan sebagai contoh Lapangan Olkaria (Wetang & Kubo, 2003). Untuk sistem entalpi sedang dan rendah strategi injeksi dilakukan pada bagian luar lapangan untuk menghindari terobosan termal sebagai contoh Lapangan Mori (Hanano et al., 2005) dan Palinpinon (Malate & AQUI, 2010).
3. Sistem air panas (*Hot water system*) pada sistem ini pendidihan tidak terjadi sebelum atau setelah produksi dimulai. Jadi gradient tekanan yang besar harus diatur untuk memindahkan fluida menuju sumur produksi. Dalam banyak kasus, tekanan akan turun terlalu rendah untuk memungkinkan sumur produksi terus beroperasi. Sehingga injeksi digunakan untuk memberikan massa tambahan dan meningkatkan tekanan.

Tabel 2.1 Kategori Sistem Panas Bumi

Kategori	Temperature	Entalpi Produksi
Air Panas (Hot Water)	$T < 220 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$h < 943 \text{ kJ/kg}$
	Entalpi Rendah	$220 \text{ }^{\circ}\text{C} < T < 250 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		$943 \text{ kJ/kg} < h < 1100 \text{ kJ/kg}$

Dua Fasa, Dominasi Air	Entalpi Sedang	$250\text{ }^{\circ}\text{C} < T < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$	$1100\text{ kJ/kg} < h < 1500\text{ kJ/kg}$
	Entalpi Tinggi	$250\text{ }^{\circ}\text{C} < T < 330\text{ }^{\circ}\text{C}$	$1500\text{ kJ/kg} < h < 2600\text{ kJ/kg}$
Dua Fasa, Dominasi Uap		$250\text{ }^{\circ}\text{C} < T < 330\text{ }^{\circ}\text{C}$	$2600\text{ kJ/kg} < h < 2800\text{ kJ/kg}$

Sumber : (Diaz et al., 2015)

Fluida yang diinjeksikan akan mengalir ke arah gradient tekanan hidrolik tinggi yang terbentuk antara sumur injeksi dan produksi. Hal ini dapat terjadi cukup cepat jika permeabilitas reservoir yang baik menghubungkan area produksi dan injeksi. Saat air yang diinjeksikan bergerak dari area injeksi ke area produksi, air akan mengekstraksi panas dari matriks batuan dan kandungan kimiawi dapat dideteksi jauh sebelum efek pendinginan yaitu dengan terobosan termal. Dalam zona produksi dua fasa, hasil terobosan termal akan membuat lambatnya laju pendidihan dan menurunkan entalpi produksi. Setiap lapangan memiliki respon yang berbeda terhadap strategi injeksi tertentu dan rencana pemantauan yang baik perlu dilakukan sedini mungkin untuk merumuskan strategi pengelolaan lapangan yang baik (Kaya, Zarrouk, et al., 2011b). Menurut (Kaya, Zarrouk, et al., 2011a) mengemukakan beberapa alasan dilakukannya reinjeksi pada lapangan panas bumi :

1. Reinjeksi merupakan metode ramah lingkungan untuk mengatasi kerusakan lingkungan akibat pembuangan kondensat ke permukaan.
2. Reinjeksi dapat membantu pengisian ulang reservoir dan memberikan support tekanan, sehingga mengurangi penurunan tekanan reservoir akibat dari produksi fluida skala besar.
3. Reinjeksi dapat membantu untuk mengekstraksi panas dari matriks batuan sehingga menyebabkan temperature injeksi meningkat untuk menghindari terobosan termal.
4. Reinjeksi dapat membantu menghindari terjadinya penurunan permukaan tanah.

### 2.2.1 Strategi Reinjeksi

Reinjeksi merupakan bagian penting dari setiap pengembangan lapangan panas bumi dan menjadi faktor penting keberhasilan atau kegagalan suatu lapangan. Strategi reinjeksi yang tepat penting untuk dilakukan agar menjaga produktifitas suatu lapangan sehingga lapangan tersebut dapat terus berproduksi dalam jangka waktu yang lama. Dalam pengembangan strategi reinjeksi kita harus memutuskan apakah injeksi akan dilakukan di *Infield* atau *Outfield*, kedalaman injeksi dangkal atau dalam, atau mungkin beberapa kombinasi dari semua opsi tersebut. Jika strategi yang dilakukan tidak tepat, maka reinjeksi akan menimbulkan masalah-masalah yang nantinya akan memperpendek umur lapangan (G Axelsson, 2012).

Sebelum melakukan strategi reinjeksi perlu dilakukannya kajian-kajian untuk mengetahui hubungan antara sumur reinjeksi dengan sumur produksi, salah satunya dengan melakukan injeksi tracer. Akan tetapi strategi tracer ini perlu biaya yang tinggi dan dilakukan pada lapangan yang telah berkembang dengan banyak sumur produksi. Oleh karena itu penentuan strategi reinjeksi yang tepat dapat dilakukan dengan simulasi reservoir yaitu dengan membuat model yang menirukan kondisi reservoir yang sebenarnya (Sverrisdóttir & Axelsson, 2016). Menurut (Diaz et al., 2015) pada perencanaan strategi reinjeksi ada beberapa hal yang perlu dipertimbangkan yaitu :

1. Lokasi dari sumur injeksi, lokasi sumur injeksi terhadap sumur produksi merupakan masalah penting dalam desain sistem injeksi. Apakah reinjeksi dilakukan di dalam lapangan dengan sumur injeksi terletak didekat sumur produksi dan didalam bagian sistem yang panas, atau sumur injeksi diletakkan jauh dari sumur produksi (~2 km atau lebih) dan diluar sistem yang panas. Tabel 2.2 memberikan gambaran jarak rata-rata antara zona produksi dan injeksi untuk setiap jenis sistem berdasarkan data laporan dan peta lapangan panas bumi dari 64 lapangan panas bumi.

Tabel 2.2 Rentang jarak dan jarak rata-rata antara zona produksi dan injeksi

Sistem Panas Bumi	Kisaran Jarak Antara Zona Produksi & Injeksi (km)	Jarak Rata-rata Antara Zona Produksi & Injeksi (km)
Air Panas (Hot Water)	0.2 – 4.0	1.28



Dua Fasa	Entalpi Rendah	0.2 – 5.0	1.45
Dominasi	Entalpi Sedang	0.4 - 4.0	1.44
	Air	Entalpi Tinggi	0.2 – 2.0
Dua Fasa Dominasi Uap		Infield	

*Sumber: (Diaz et al., 2015)*

Pada tabel diatas menunjukkan bahwa tidak ada jarak tetap untuk setiap jenis sistem, melainkan jarak yang lebar untuk menginjeksikan kembali fluida ke bawah permukaan. Selain itu, kisaran jarak antara zona produksi dan injeksi menurun seiring dengan peningkatan entalpi sistem, kemungkinan karena sifat setiap sistem dalam hal perluasan zona permeabelnya di sekitar area produksi panas.

2. Kedalaman dari sumur injeksi, kedalaman optimal untuk reinjeksi pada lapangan sistem dua fasa dominasi uap bervariasi tergantung pada struktur reservoir. Misalnya kedalaman reinjeksi yang dalam pada lapangan Kamojang atau diatas reservoir dengan kedalaman dangkal pada lapangan Larderello. hal ini dilakukan untuk memberikan waktu pengisian yang cukup dan memberikan waktu yang baik untuk fluida injeksi memanaskan. Sedangkan pada sistem dua fasa dominasi air reinjeksi cenderung dilakukan pada kedalaman reservoir atau lebih dalam pada lapangan Tongonan (Dacillo et al., 2010) hal ini dilakukan untuk memungkinkan perpindahan panas yang lebih baik.
3. Massa yang diinjeksikan. Pengontrolan laju injeksi untuk manajemen reservoir guna mengurangi terobosan termal, mengurangi pengembalian injeksi dan meningkatkan produktifitas. Misalnya pada lapangan Gunung Salak (Acuña et al., 2008) menurunkan laju injeksi untuk menurunkan tekanan reservoir sehingga meningkatkan entalpi dan pemulihan energi. Selain itu pada lapangan Tongonan (Dacillo et al., 2010) variasi massa injeksi dilakukan untuk mengurangi efek samping dilokasi injeksi didekat sumur produksi dengan konektifitas baik.

Jadi, ada beberapa hal yang harus dipertimbangkan untuk menerapkan strategi injeksi yaitu:

1. Reinjeksi dilakukan dapat membantu pengisian ulang reservoir dan support tekanan bagi reservoir.
2. Reinjeksi yang dilakukan tidak membawa dampak penurunan produktifitas reservoir dan memperpanjang umur lapangan.
3. Adanya kesesuaian dengan jumlah massa yang diinjeksikan dengan kapasitas air pada sumur injeksi.

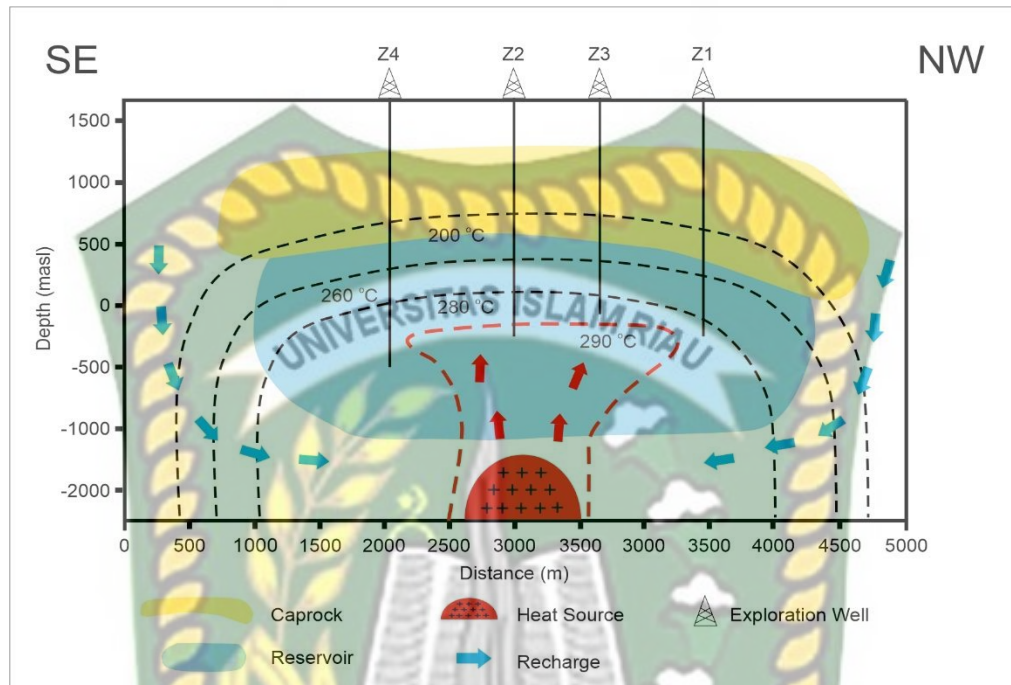
### 2.3 Model Konseptual

Model konseptual merupakan langkah awal dalam pembuatan model numerik. Model ini merupakan model konsep dari sistem panas bumi dua fasa dimana reservoir yang mengandung uap atau air panas yang terbentuk saat masuknya air ke dalam reservoir panas bumi, yang kemudian terakumulasi dan terpanaskan oleh batuan sumber panas yang *fracture* atau yang *porous*. Karena laju alir panas yang tinggi hingga mencapai titik didihnya, maka akan terjadi perubahan fasa dari air menjadi uap. Sumber panas ini merupakan material yang memiliki temperatur dan tekanan yang tinggi dari hasil proses magmatisasi (Rashid, 2015). Menurut (DiPippo, 2015) terdapat lima aspek penting untuk membuat sumber daya panas bumi hidrotermal layak secara komersial yaitu:

- Sumber panas yang besar
- Reservoir yang permeable
- Terdapat sumber aliran air
- Memiliki *cap rock* pada bagian atasnya
- Mekanisme pengisian kembali yang memadai ke reservoir.

Pada Gambar 2.2 merupakan gambaran model lapangan Z, ada beberapa aspek penting seperti sumber panas, reservoir, pengisian alamiah, *cap rock* dan manifestasi permukaan yang didapat dari hasil analisis secara menyeluruh dari beberapa data geologi, geofisika, geokimia dan sumur (Supijo et al., 2019). Data geologi dibutuhkan untuk pembuatan struktur model. Data geofisika dibutuhkan untuk memberikan batasan reservoir di luar area pemboran, untuk daerah reservoir permeable biasanya terindikasi dari daerah anomali geofisika. Data geokimia dibutuhkan untuk memprediksikan aliran fluida di area reservoir dan aliran keluar fluida di seluruh area. Data sumur dibutuhkan untuk memberikan informasi tekanan

dan temperatur dalam mengidentifikasi pergerakan fluida mengalir dan kedalaman reservoir, tahap selanjutnya adalah melakukan simulasi untuk mendapatkan kondisi alamiah dari suatu lapangan (O'Sullivan et al., 2000).



Gambar 2. 2 Model Konseptual Lapangan Z (Supijo et al., 2019)

Pada konseptual model lapangan Z air permukaan (air meteoric) yang masuk ke dalam bumi melalui rekahan batuan yang permeabel, kemudian terkumpulkan dan terpanaskan oleh batuan panas. Batuan panas yang terdapat di dalam bumi merupakan material batuan yang memiliki *pressure* dan *temperature* yang tinggi dari proses magmatisasi. Karena air yang terpanaskan pada batuan panas mencapai titik didih, maka akan terjadi proses perubahan fasa dari air menjadi uap. Uap tersebut kemudian bergerak dan terakumulasi pada zona dua fasa direservoir (Rashid, 2015). Zona dua fasa sebagai zona reservoir terdapat pada elevasi 50 sampai -550 mdpl. Temperatur reservoir rata-rata pada lapangan Z adalah 280°C-290°C, dengan perkiraan sumber panas yang berasal dari batuan yang mempunyai temperature tinggi sekitar 330°C pada kedalaman -2200 mdpl.

## 2.4 State Of The Art

Menurut penelitian yang dilakukan oleh (Mannington et al., 2004) pada lapangan panas bumi Wairakei-Tauhara melakukan studi pengembangan sumur

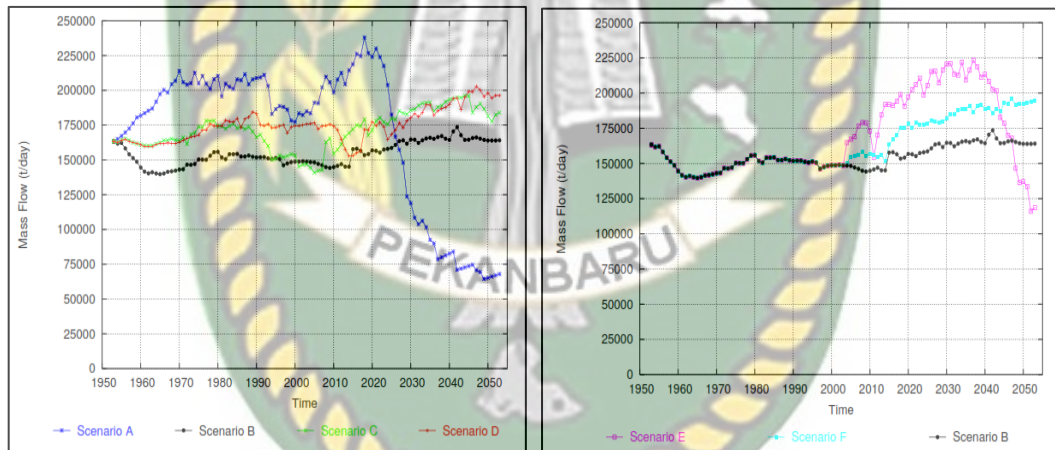


reinjeksi untuk mempertahankan laju produksi dari tahun 1953-2053. Pada penelitian ini terdapat 6 skenario reinjeksi yang dilakukan pada tahun 1953-2003 dan 2003-2053 yang dideskripsikan pada tabel 2.1:

Tabel 2.3 Model Skenario

Skenario	1953-2003	2003-2053
	Reinjeksi	Reinjeksi
A	Infield	Infield
B	None	None
C	30% Infield	30% Infield
D	Outfield	Outfield
E	None	Infield
F	None	Outfield

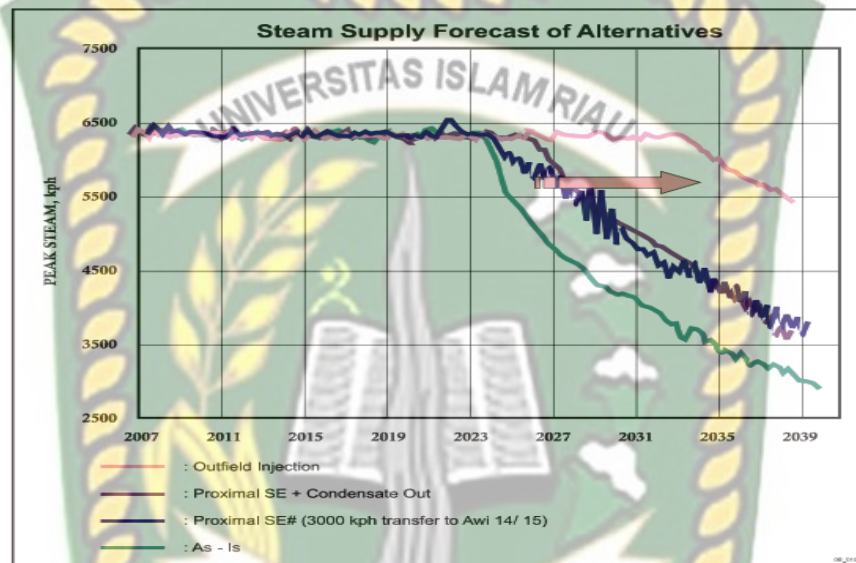
Sumber: (Mannington et al., 2004)



Grafik 2.2 Perbandingan Laju Alir Massa Dari Berbagai Skenario (Mannington et al., 2004)

Pada periode awal pengembangan skenario B atau F lebih cocok digunakan karena dinilai ekonomis dan penurunan tekanan relatif kecil di awal periode. Selain itu skenario D dan C memungkinkan untuk dikombinasikan sebagai opsi terbaik untuk mempertahankan produksi dan mengatasi penurunan tekanan. Skenario A dan E tidak diinginkan dikarenakan mengakibatkan penurunan entalpi dan penurunan produktifitas lapangan untuk jangka panjang. Dalam studi pemodelan ini telah menunjukkan untuk lapangan panas bumi dua fasa dominasi air seperti Wairakei-Tahura strategi terbaik adalah sumur reinjeksi diletakkan sejauh mungkin dari zona produksi.

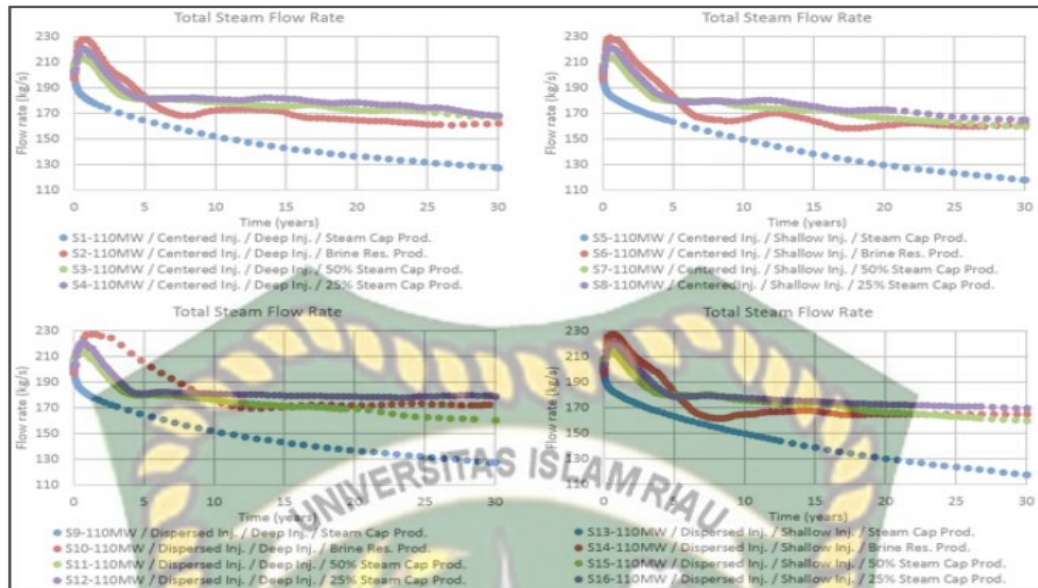
Menurut penelitian yang dilakukan oleh (Ganefianto et al., 2010) pada lapangan panas bumi salak melakukan optimalisasi untuk mengatasi permasalahan manajemen reservoir dengan mendesain ulang konfigurasi sumur produksi sehingga dapat memaksimalkan produksi lapangan kedepannya. Pada penelitian ini strategi penataan kembali sumur injeksi diidentifikasi untuk menemukan lokasi sumur injeksi baru, mengukur jumlah air injeksi yang dipindahkan ke luar lapangan, desain konseptual fasilitas yang dibutuhkan dan desain pengganti sumur injeksi.



Grafik 2.3 Perbandingan Laju Alir Dengan Berbagai Skenario Pengoptimalan (Ganefianto et al., 2010)

Setelah dilakukannya proyek optimasi dengan mendesain ulang produksi dan sumur injeksi dengan baik. Sumur injeksi yang baru diletakkan lebih jauh dari sumur produksi dan dilakukan pengeboran yang cukup dalam. Seperti yang diharapkan konfigurasi ini dapat mengurangi pendinginan sumur produksi, mengurangi tingkat penurunan produksi dilapangan dan memaksimalkan potensi produksi pada lapangan salak.

Menurut penelitian yang dilakukan oleh (Pratama & Saptadji, 2015) melakukan studi pengembangan sumur produksi-injeksi pada reservoir yang didominasi air dengan model sintetik berdasarkan data lapangan panas bumi Wairakei, Tongonan, Awibengkok dan Wayang Windu. Pada penelitian ini model panas bumi yang dikembangkan dilakukan running simulasi dengan 32 skenario produksi-injeksi.

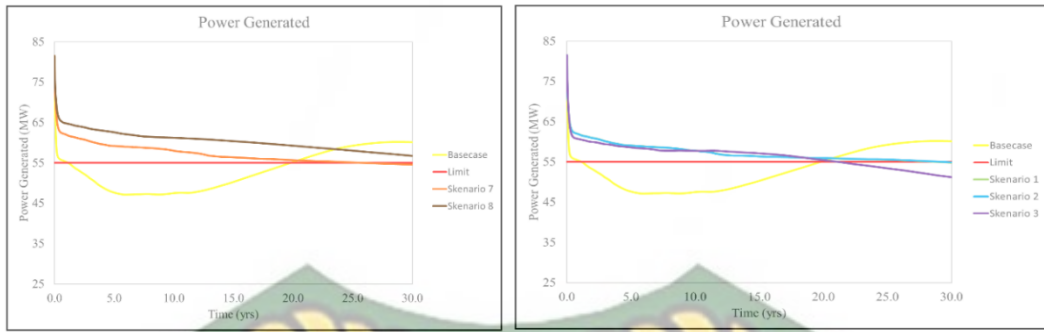


Grafik 2.4 Perbandingan Laju Alir Terhadap Setiap Strategi Produksi-Injeksi (Pratama & Saptadji, 2015)

Berdasarkan hasil running simulasi yang dilakukan skenario strategi produksi-injeksi terbaik untuk mempertahankan kapasitas produksi uap dengan penurunan tekanan reservoir dan temperatur yang paling rendah pada steam cap reservoir dan brine reservoir jika fluida dihasilkan dari 25% steam cap dan 75% dari reservoir brine sedangkan fluida diinjeksikan dengan strategi reinjeksi terdispersi (tersebar) dan dalam penerapan strategi produksi-injeksi ini perlu direncanakan sejak awal eksploitasi agar pengembangan lapangan dapat beradaptasi dengan perubahan karakteristik reservoir.

Menurut penelitian yang dilakukan oleh (Lukmana, 2019) melakukan studi pengembangan sumur reinjeksi pada lapangan panas bumi dominasi air dalam perencanaan produksi listrik sebesar 55 MW selama 30 tahun. Terdapat 8 skenario produksi-injeksi yang akan diuji dengan pemodelan reservoir panas bumi dominasi air. Berdasarkan running simulasi yang dilakukan, skenario 8 merupakan skenario terbaik dalam perencanaan untuk meningkatkan kapasitas pembangkit listrik 55 MW selama 30 tahun. Model skenario ini memiliki 3 sumur injeksi yang ditempatkan pada jarak dari zona produksi dan 7 sumur produksi dan.

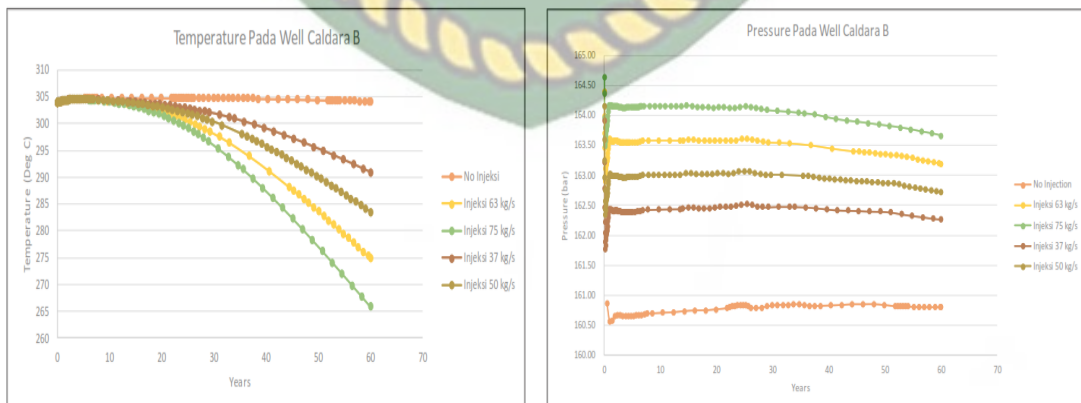




Grafik 2.5 Perbandingan Hasil Simulasi Pembangkit Listrik Skenario 1,2,3,7 dan 8 (Lukmana, 2019)

Parameter injeksi yang berpengaruh pada penelitian ini adalah lokasi sumur injeksi. Lokasi sumur injeksi harus diletakkan pada batas luar dari sumur produksi untuk menghindari terobosan termal. Untuk parameter laju injeksi, semakin tinggi laju injeksi maka akan meningkatkan produksi massa dan daya yang dihasilkan, sedangkan parameter temperatur injeksi tidak signifikan mempengaruhi kapasitas pembangkit listrik.

Menurut penelitian yang dilakukan oleh (Wirawan, 2019) melakukan studi untuk menentukan keefektifan reinjeksi fluida terhadap tekanan dan temperatur reservoir serta entalpi fluida pada reservoir yang didominasi air dalam perencanaan produksi listrik sebesar 55 MW selama 60 tahun menggunakan simulator Tough-2. Pada penelitian ini peletakan sumur injeksi diletakkan pada lapisan dengan permeabilitas yang rendah, beberapa parameter injeksi yang digunakan sebagai berikut : (1) laju alir injeksi 63 kg/s, (2) suhu injeksi 80 °C, (3) waktu injeksi 30 tahun, (4) entalpi injeksi 419.099 J/kg.



Grafik 2.6 Perbandingan Pengaruh Injeksi Terhadap Tekanan dan Temperature (Wirawan, 2019)

Berdasarkan hasil running simulasi injeksi selama 30 tahun dengan total waktu running simulasi produksi selama 60 tahun, terjadi drop tekanan yang besar pada fase awal produksi, hal ini dikarenakan mekanisme pengisian ulang pada reservoir panas bumi dominasi air lebih lambat sehingga perlu dilakukannya perencanaan injeksi sejak awal untuk mengurangi *decline* tekanan reservoir sehingga memungkinkan *sustainability* reservoir untuk waktu yang lama. Perubahan temperatur dan tekanan dari proses reinjeksi akan mengakibatkan perubahan nilai entalpi sehingga mempengaruhi potensial kapasitas pembangkit listrik. Perubahan nilai entalpi dapat terjadi karena pengaruh injeksi, penginjeksian massa air yang besar pada reservoir mengakibatkan penurunan nilai entalpi semakin besar. Oleh karena itu, perlu dilakukan studi lebih lanjut untuk mengoptimalkan agar perencanaan strategi injeksi ini tidak membuat temperatur reservoir semakin rendah dan nilai entalpi semakin kecil.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

## BAB III

### METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Metode Penelitian

Metode yang digunakan pada penelitian ini adalah studi lapangan. Untuk melakukan prediksi perilaku reservoir panas bumi berdominasi cairan dan membuat perencanaan simulasi pengembangan lapangan panas bumi yang akan dilakukan dengan pembuatan simulasi model numerik dari hasil interpretasi data-data survei lapangan dan landaian tekanan dan temperatur melalui perangkat lunak simulator TOUGH2 (Putriyana & Soekarno, 2016). TOUGH2 merupakan program simulasi numerik yang digunakan untuk pembuatan model dimensi, aliran fluida multi fasa dan multi komponen pada media berpori atau *fracture* serta sistem non-isotermal (Pruess, K., Curtis M. Oldenburg, 2012).

Langkah pertama adalah karakterisasi reservoir yaitu meninjau reservoir panas bumi berdominasi cairan berdasarkan data-data hasil survei yang kemudian membangun model konseptual. Model konseptual memberikan gambaran umum yang mewakili kondisi reservoir yang sebenarnya. Kedua, mengembangkan model komputer dalam simulator dengan pembuatan model geometri, pemilihan tipe EOS, dan tipe mesh. Langkah ketiga adalah menentukan properti batuan dan kondisi batas ke dalam model komputer, kemudian mensimulasikan model untuk mencapai kondisi *natural state* untuk mendapatkan kondisi alaminya berdasarkan pencocokan tekanan dan temperature. (O'Sullivan et al., 2001) (Pruess, K., Curtis M. Oldenburg, 2012).

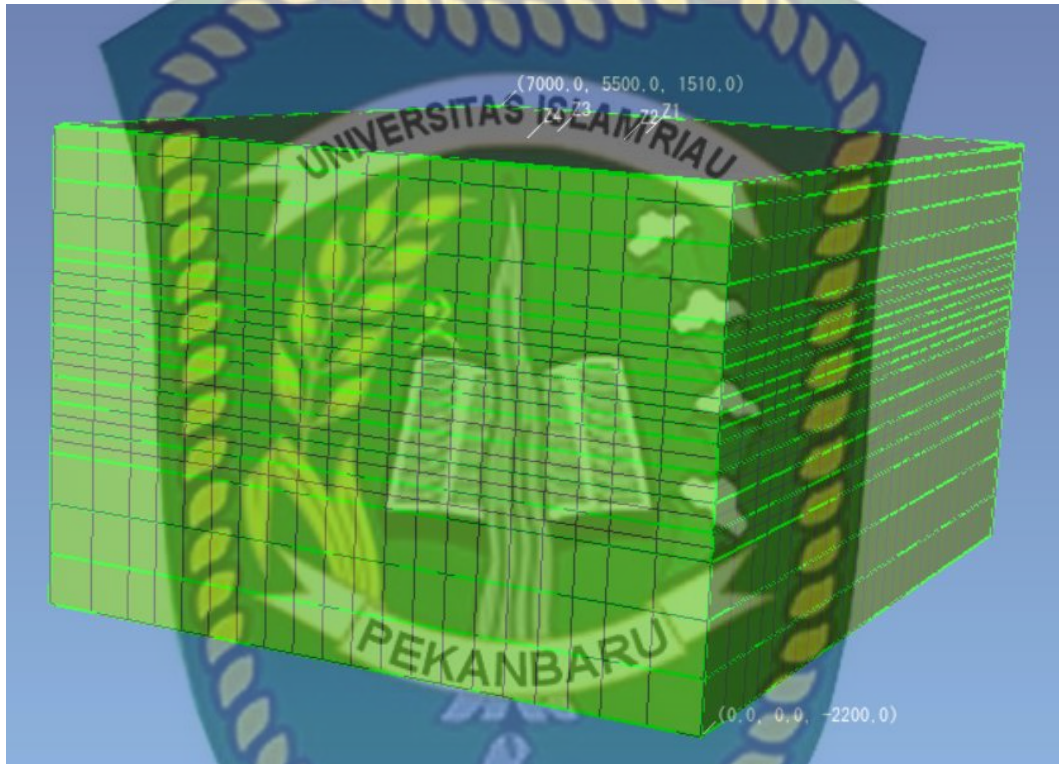


## 3.2 Data-Data Yang Diperlukan Dalam Penelitian

### 3.2.1 Pemodelan Simulasi

#### 1. Pemodelan Model Grid

Model grid numerik ini dikembangkan secara tiga dimensi dengan total luas  $38.5 \text{ km}^2$  atau sama dengan  $7 \text{ km} \times 5.5 \text{ km}$ . elevasi model ini dimulai dari 1510 mdpl hingga -2200 mdpl ketebalan total 3710 m.



Gambar 3.1 Model Numerik 3D

Model ini terdiri dari 16896 ( $32 \times 22 \times 24$ ) blok grid. Model numerik menggunakan tipe EOS 1 dan untuk menyederhanakan model ini menggunakan sistem porositas tunggal. Secara detail disajikan pada tabel 3.1 (Hidayat et al., 2016).

Tabel 3.1 Grid Block Properties

Direction (x,y,z)	Grid Blocks	Grid Block Size (m)
x	1	400
x	1	350
x	22	250
x	1	350
x	1	400
y	1	400
y	1	350

y	16	250
y	1	350
y	1	400

Sumber: (Hidayat et al., 2016)

## 2. Properti Layer

Untuk elevasi model grid ini dibagi menjadi 20 lapisan, untuk lapisan atmosfer 10 m dan *ground water* memiliki ketebalan masing-masing 150 m, zona *cap rock* memiliki ketebalan 250 m, zona reservoir memiliki ketebalan 100 m, lapisan yang memiliki ketebalan 400 m ditempatkan di bagian bawah model sebagai syarat batas untuk meletakkan sumber panas, sehingga tidak terjadi perubahan tekanan dan temperature secara detail disajikan pada table 3.2 (Nizami & Pratama, 2016).

Tabel 3.2 *Layer Properties For The Initial Numerical Model*

Layer	Top, Bottom (masl)	Layer	Top, Bottom (masl)
Atmosphere	1510, 1500	Reservoir 6	100, 0
Ground Water	1500, 1350	Reservoir 7	0, -100
Cap Rock 1	1350, 1100	Reservoir 8	-100, -200
Cap Rock 2	1100, 850	Reservoir 9	-200, -400
Cap Rock 3	850, 600	Reservoir 10	-400, -600
Reservoir 1	600, 500	Reservoir 11	-600, -800
Reservoir 2	500, 400	Reservoir 12	-800, -1000
Reservoir 3	400, 300	Basement Rock 1	-1000, -1400
Reservoir 4	300, 200	Basement Rock 2	-1400, -1800
Reservoir 5	200, 100	Basement Rock 2	-1800, -2200

Sumber: (Nizami & Pratama, 2016)

## 3. Properti Material

Parameter utama dalam sifat material untuk pengembangan model numerik keadaan alamiah adalah permeabilitas. Parameter permeabilitas merupakan parameter terpenting untuk mengontrol aliran fluida pada sistem panas bumi karena permeabilitas berpengaruh terhadap kemampuan fluida untuk mengalir melalui media berpori. Aliran fluida dalam media berpori akan memungkinkan perpindahan panas melalui proses konveksi akan mempengaruhi profil tekanan dan temperatur sumur, distribusi temperatur di reservoir dan arah pergerakan fluida panas. Untuk mencapai keadaan *natural state*, model numerik menggunakan *trial* dan *error* pada

parameter permeabilitas. Detail properti material yang digunakan dalam model numerik ini disajikan pada Tabel 3.3 (Supijo et al., 2019) (Ashat et al., 2019) (Nizami & Pratama, 2016) (Tateishi et al., 2015).

Tabel 3.3 Properti Material Untuk Model Numerik Awal

Material	Warna	Porositas	Permeabilitas (m <sup>2</sup> ) XY	Permeabilitas (m <sup>2</sup> ) Z	Densitas (kg/m <sup>3</sup> )	Kapasitas Panas Batuan (W/mK)
Atmosphere		0.99	6E-14	6E-14	2600	2.0
Ground Water		0.07	5E-15	5E-15	2600	1.0
Cap Rock		0.05	5E-17	5E-17	2600	2.0
Reservoir1		0.1	4E-14	5E-15	2700	2.1
Reservoir2		0.1	3E-14	4E-15	2700	2.1
Reservoir3		0.1	5E-14	3E-15	2700	2.1
Reservoir4		0.1	1E-15	1E-15	2700	2.1
Reservoir5		0.1	1E-14	5E-16	2700	2.1
Reservoir6		0.1	8E-16	8E-16	2700	2.1
Basement Rock		0.1	8E-14	8E-14	2700	2.1
Side Boundary		0.05	1E-18	1E-18	2600	2.0
Heat Source		0.15	5E-14	5E-14	2700	2.1

Sumber: (Supijo et al., 2019) (Ashat et al., 2019) (Nizami & Pratama, 2016) (Tateishi et al., 2015)

#### 4. Boundary Condition

##### A. Top Boundary

Pada kondisi batas atas model numerik merupakan lapisan atmosfer pada tekanan 1 bar ( $1.01 \times 10^5$  Pa) dan temperatur 25 °C.

##### B. Side Boundary

Batasan ini menggunakan nilai permeabilitas sekitar  $1 \times 10^{-19}$  m<sup>2</sup> atau 0.0001 mD dan factor volume sebesar 1.0E+20.



### C. Bottom Boundary

Pada batas bawah ditetapkan sumber panas dengan tekanan dan temperatur lebih besar dari area sekitarnya dan diasumsikan nilai tekanan dan temperatur konstan masing-masing  $2,54 \times 10^7$  Pascal (254 bar) dan  $320 \text{ }^\circ\text{C}$ .

### 3.3 Potensi Cadangan Lapangan Z

Besarnya potensi energi listrik yang terkandung pada lapangan Panas Bumi Z dapat ditentukan dengan metode volumetrik. Menurut perhitungan pada metode ini didasarkan pada kandungan energi panas didalam batuan dan didalam fluida (uap dan air) sebagai berikut (Novriansyah, 2013) (Ciriaco et al., 2020):

#### 1. Perhitungan Estimasi Cadangan Energi Panas

Prosedur Perhitungan energi panas yang dapat dimanfaatkan adalah sebagai berikut:

1. Hitung kandungan energi pada reservoir pada tahap awal (*Initial*) dan tahap akhir (*Final*) dengan persamaan berikut:

$$H_{ei} = A \times h \times [(1 - \Phi) \times \rho_r \times c_r \times T_i + \Phi \times (S_L \times \rho_L \times u_L + S_V \times \rho_V \times u_V)_i] \quad (3.1)$$

$$H_{ef} = A \times h \times [(1 - \Phi) \times \rho_r \times c_r \times T_f + \Phi \times (S_L \times \rho_L \times u_L + S_V \times \rho_V \times u_V)_f] \quad (3.2)$$

2. Hitung Energi maksimum energi yang didapatkan dengan persamaan berikut:

$$H_{th} = H_{ei} - H_{ef} \quad (3.3)$$

3. Hitung Energi panas bumi yang dapat dimanfaatkan dengan asumsi factor perolehan pada waktu tertentu dengan persamaan berikut:

$$H_{de} = R_f \times H_{th} \quad (3.4)$$

4. Hitung Energi panas bumi yang dapat dimanfaatkan dalam kurun waktu tertentu dengan persamaan berikut:

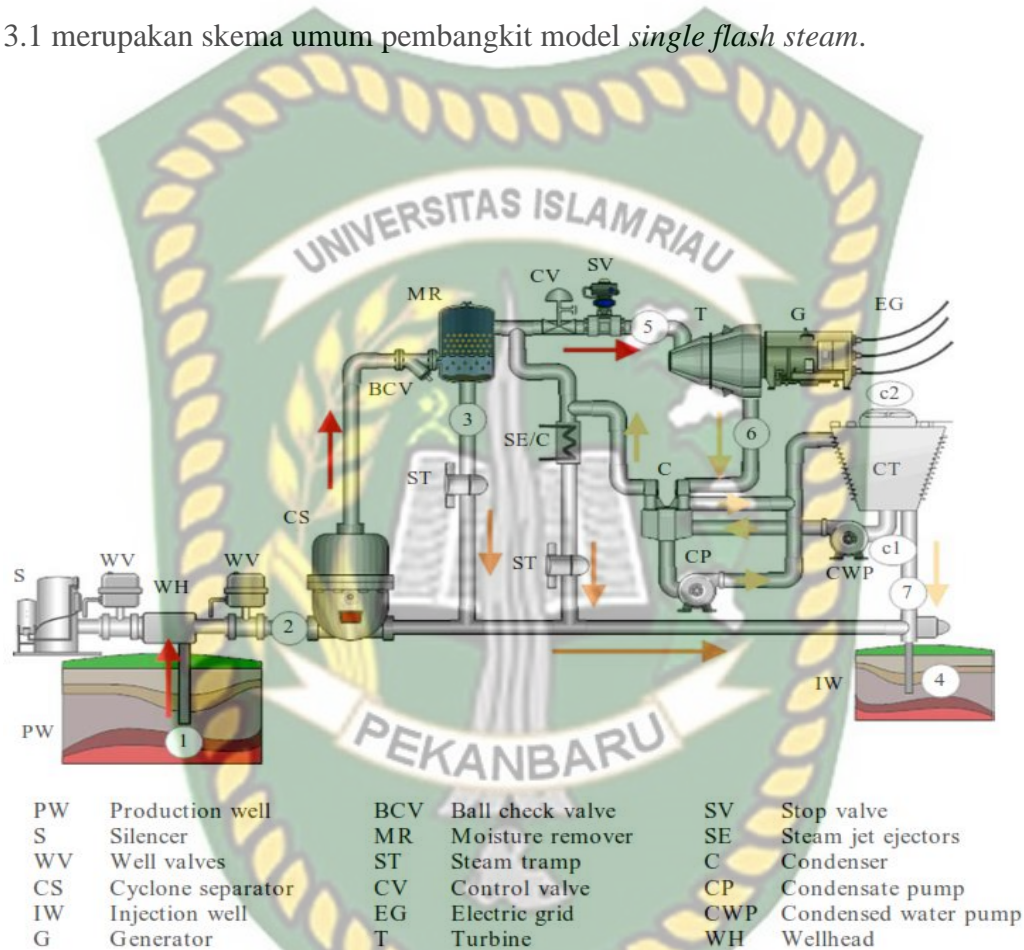
$$H_{thermal} = \frac{H_{de}}{t \times 365 \times 24 \times 3600} \quad (3.5)$$

5. Prosedur terakhir adalah perhitungan potensi listrik yang akan dibangkitkan dalam kurun waktu tertentu (MWe) dengan persamaan berikut:

$$H_{El} = \eta \times H_{thermal} \quad (3.6)$$

### 3.4 Peramalan Produksi

Lapangan Z merupakan lapangan panas bumi dua fasa dominasi air, maka model pembangkit yang digunakan adalah model *single flash steam*. Penggunaan model ini karena fluida di sumur-sumur pada lapangan Z memproduksi air dan uap oleh karena itu diperlukan separator untuk memisahkan fluida tersebut. Gambar 3.1 merupakan skema umum pembangkit model *single flash steam*.



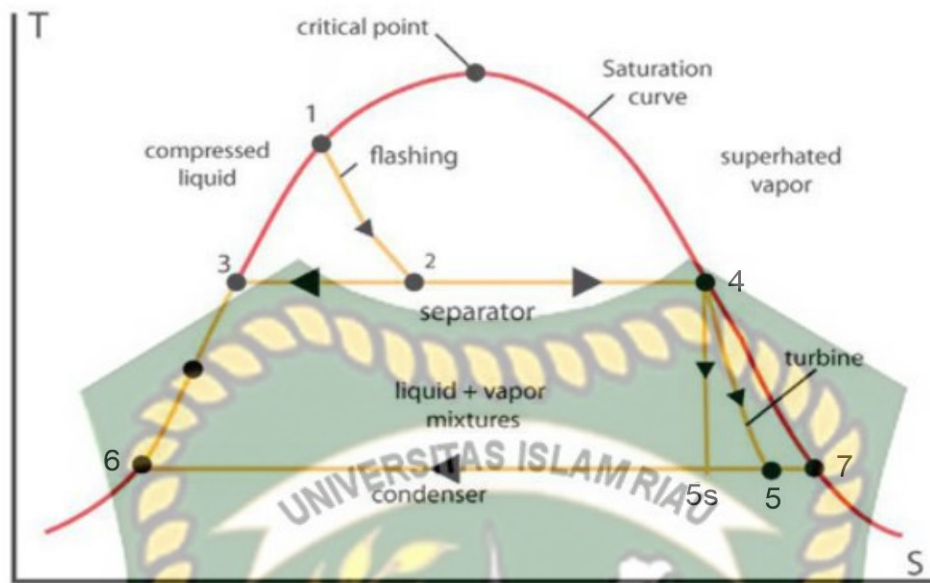
Gambar 3.2 Model *Single Flash Steam* (Moya & Kaporaju, 2021)

Menurut (DiPippo, 2015) gambar 3.2 pada titik 1 merupakan fluida panas bumi berupa uap dan air. Sebelum memasuki turbin fluida mengalami proses flashing dimana terjadi proses isentalpik karena entalpi bernilai konstan dari titik 1 ke titik 2 yang dapat dirumuskan:

$$h_1 = h_2 \quad (3.7)$$

Setelah melalui proses flashing fluida pada titik 2 masuk ke separator pada tekanan konstan. Fraksi uap perlu diketahui dengan persamaan :

$$x_2 = \frac{h_2 - h_3}{h_4 - h_3} \quad (3.8)$$



Gambar 3.3 Diagram Temperature-Entropi (T-S) Dari Siklus *Flash Steam* (DiPippo, 2015)

Selanjutnya mencari laju alir uap keluar dari separator (menuju turbin) :

$$m_{v1} = x_2 \times m_{total} \quad (3.9)$$

Pada persamaan 3.8 maka didapatkan fraksi uap untuk mengetahui jumlah uap yang masuk ke turbin. Pada tekanan dan temperature inlet turbin dapat diketahui nilai entalpi dan entropi fluida dengan table uap. Pada titik 4 dan 5 merupakan proses isentropik dimana nilai entropi konstan dan ekspansi turbin untuk menghasilkan daya. Fraksi uap perlu diketahui dengan persamaan:

$$x_5 = \frac{S_{5g} - S_{6f}}{S_{6g} - S_{6f}}$$

Dengan asumsi tidak ada kehilangan panas pada turbin dan mengabaikan perubahan energi kinetik dan potensial dari fluida yang masuk dan keluar turbin. Maka ekspansi turbin untuk menghasilkan daya dapat dirumuskan:

$$h_5 = h_{6f} + (x_5 \times h_{6fg}) \quad (3.10)$$

Maka daya turbin dapat dihitung dengan persamaan:

$$W_t = \eta_t \times m_{v2} \times (h_4 - h_5) \quad (3.11)$$

Kemudian, untuk menentuka masa kondensat yang masuk ke kondensor menuju ke cooling tower ( $m_{cw}$ ) dapat dihitung dengan menggunakan persamaan:

$$m_{cw} = x_2 \times m_{total} \times \left[ \frac{h_5 - h_6}{c \times \Delta T} \right] \quad (3.12)$$



### 3.5 Skenario Peramalan Produksi Dengan Injeksi

Pada penelitian ini akan dilakukan peralaman produksi untuk menentukan strategi injeksi yang baik untuk mempertahankan kapasitas produksi pada lapangan Z. pada perencanaan strategi injeksi ini beberapa parameter perlu dipertimbangkan antara lain: kedalaman sumur injeksi, jumlah massa yang injeksi, dan lokasi penempatan sumur injeksi. Pada peramalan produksi dengan injeksi diperlukan strategi injeksi dengan mempertimbangkan beberapa hal berikut ini: lokasi penempatan sumur injeksi, kedalaman sumur injeksi dan laju alir injeksi. strategi injeksi disajikan pada tabel 3.4 berikut ini (Kaya, Zarrouk, et al., 2011a) (Ashat et al., 2019) (Pratama & Saptadji, 2021):

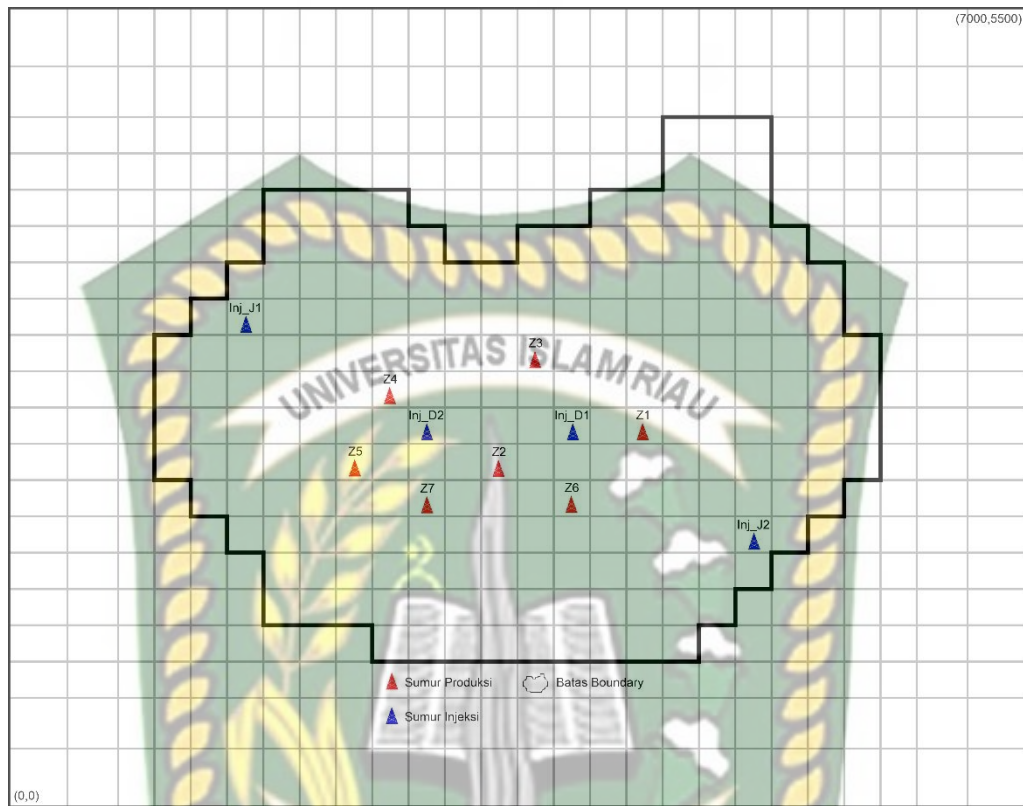
Tabel 3.4 Skenario injeksi pada lapangan Z

Scenario	Lokasi Injeksi	Kedalaman Injeksi	Laju Alir Injeksi
Scenario 1	2 Jauh	Layer 15	60
Scenario 2	2 Jauh	Layer 15	80
Scenario 3	2 Jauh	Layer 8	60
Scenario 4	2 Jauh	Layer 8	80
Scenario 5	2 Dekat	Layer 15	60
Scenario 6	2 Dekat	Layer 15	80
Scenario 7	2 Dekat	Layer 8	60
Scenario 8	2 Dekat	Layer 8	80

Pada simulasi penentuan strategi lokasi injeksi akan divariasikan berdasarkan pengaruhnya terhadap produksi total lapangan. Terdapat 4 lokasi sumur injeksi yaitu Inj\_J1, Inj\_J2, Inj\_D1 dan Inj\_D2. Gambar 3.4 menunjukkan lokasi penempatan sumur injeksi.

Berdasarkan dari gambar 3.4, penempatan sumur injeksi Inj\_D1 dan Inj\_D2 terletak di tengah reservoir. Pada sumur Inj\_J1 dan Inj\_J2 penempatan sumur injeksi terletak di dekat batas reservoir. Strategi penempatan ini bertujuan untuk melihat pengaruh lokasi injeksi terhadap masing-masing sumur produksi. Pada penentuan kedalaman titik injeksi divariasikan mulai dari layer 8 (400-300 m) dan layer 15 (-600-(-800) m) untuk mengetahui hasil dari simulasi bagaimana pengaruh kedalaman injeksi di sumur injeksi diletakkan pada zona dangkal dan zona dalam terhadap kapasitas pembangkit lapangan Z. Pada penentuan massa injeksi

divariasikan mulai dari 60 dan 80 kg/s untuk mengetahui bagaimana pengaruh laju alir injeksi terhadap produksi massa total lapangan Z



Gambar 3.4 Skenario injeksi pada lapangan Z

Oleh karena itu perlu dilakukannya banyak simulasi injeksi pada model lapangan Z. Sehingga hasil simulasi ini yang nantinya akan dibandingkan dengan hasil simulasi tanpa sumur injeksi. Berdasarkan perbandingan tersebut kita dapat mengetahui strategi injeksi yang direncanakan sudah optimal atau belum.





### 3.6 Tempat Penelitian/Pengambilan Data

Penelitian ini dilakukan di Laboratorium Simulasi *Reservoir* Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Teknik Pengambilan data pada penelitian ini adalah menggunakan data sekunder.

### 3.7 Jadwal Penelitian

Dalam mengerjakan Tugas Akhir ini diperoleh dari hasil simulasi reservoir selama 4 bulan dari September 2021 – Desember 2021 yang dapat dilihat dari table berikut :

Tabel 3.5 Jadwal Penelitian

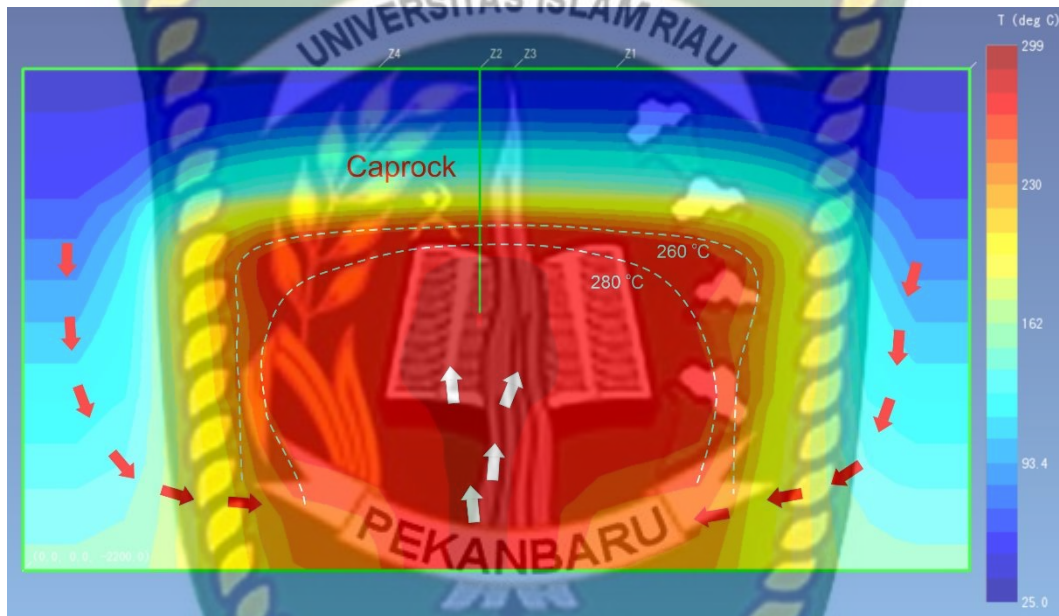
No	Jenis Kegiatan	Agustus				September				Oktober				November			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1.	Studi literatur																
2.	Pembuatan Model																
3.	Histryoty matching																
4.	Pembuatan skenario																
5.	Analisis Skenario																
6.	Pembuatan laporan akhir																

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

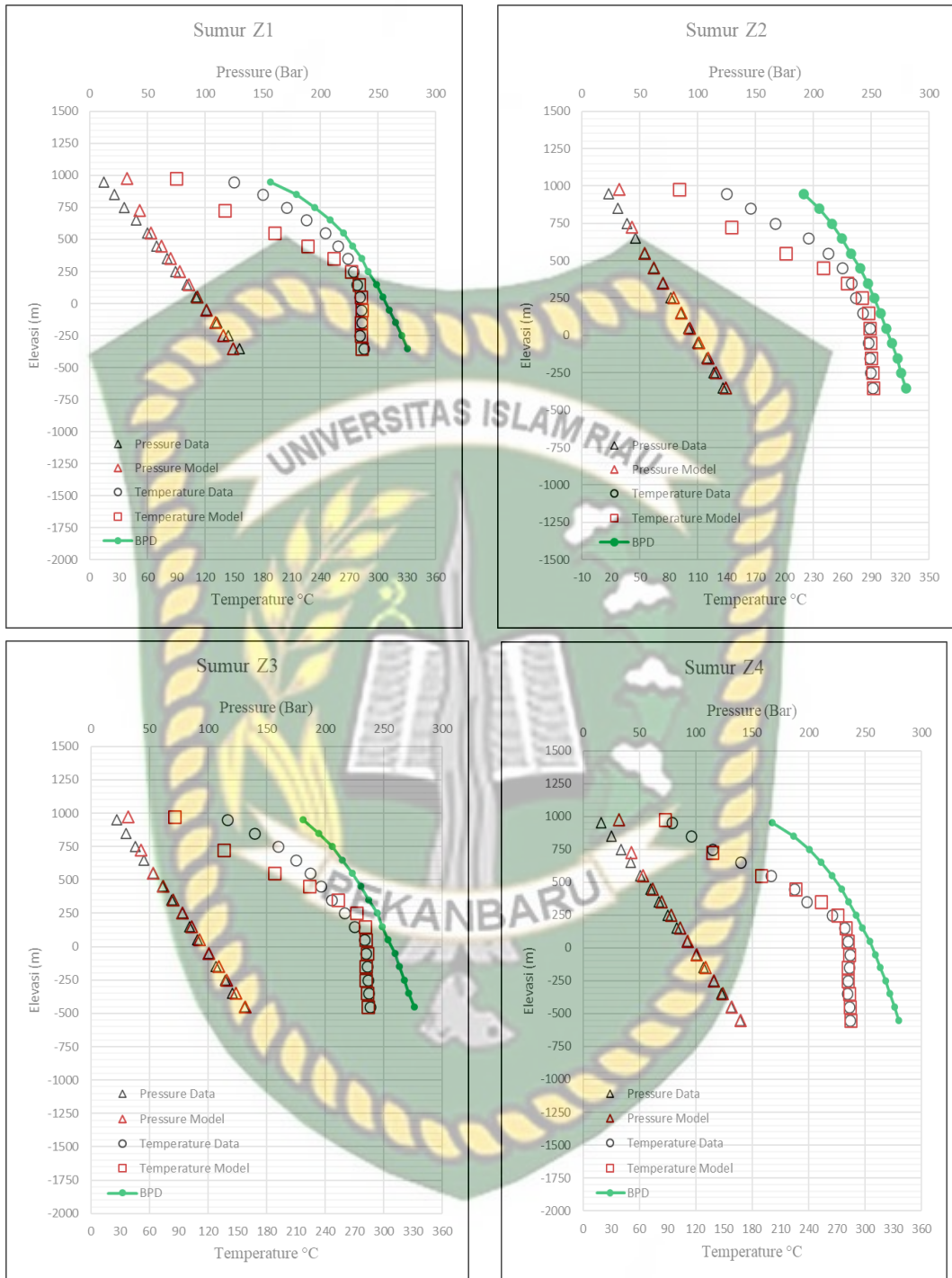
#### 4.1 Natural State

Simulasi kondisi alamiah pada lapangan Z dilakukan dalam jangka waktu yang panjang dengan memasukkan waktu simulasi sebesar 1,000,000 tahun sehingga didapatkan kondisi reservoir yang setimbang, yaitu kondisi dimana tekanan dan temperatur reservoir tidak akan berubah lagi terhadap waktu. Pada gambar 4.1 dapat dilihat bentuk dari tahap *natural state* pada model sebagai berikut:



Gambar 4.1 Kondisi Natural State Lapangan N

Validasi model ini dapat diketahui dengan membandingkan data tekanan dan temperatur sumur dengan hasil simulasi yang dilakukan. Penginputan data model numerik sangat rumit karena dibutuhkan validasi dengan merubah beberapa data parameter seperti distribusi tekanan dan temperatur reservoir, struktur permeabilitas x, y, z model, sumber panas dan properti batuan. Data material tersebut harus diperbarui untuk mendapatkan kondisi alamiah komputer model sehingga model reservoir yang digunakan dapat mempresentasikan kondisi sebenarnya. Jika sudah selaras, model dapat digunakan untuk proses peramalan kinerja reservoir dan peramalan produksi (O'Sullivan et al., 2000). Karena proses produksi pada lapangan Z belum dilakukan, maka kalibrasi model yang dilakukan hanya tekanan dan temperatur hasil pengukuran pada sumur seperti pada grafik dibawah ini :

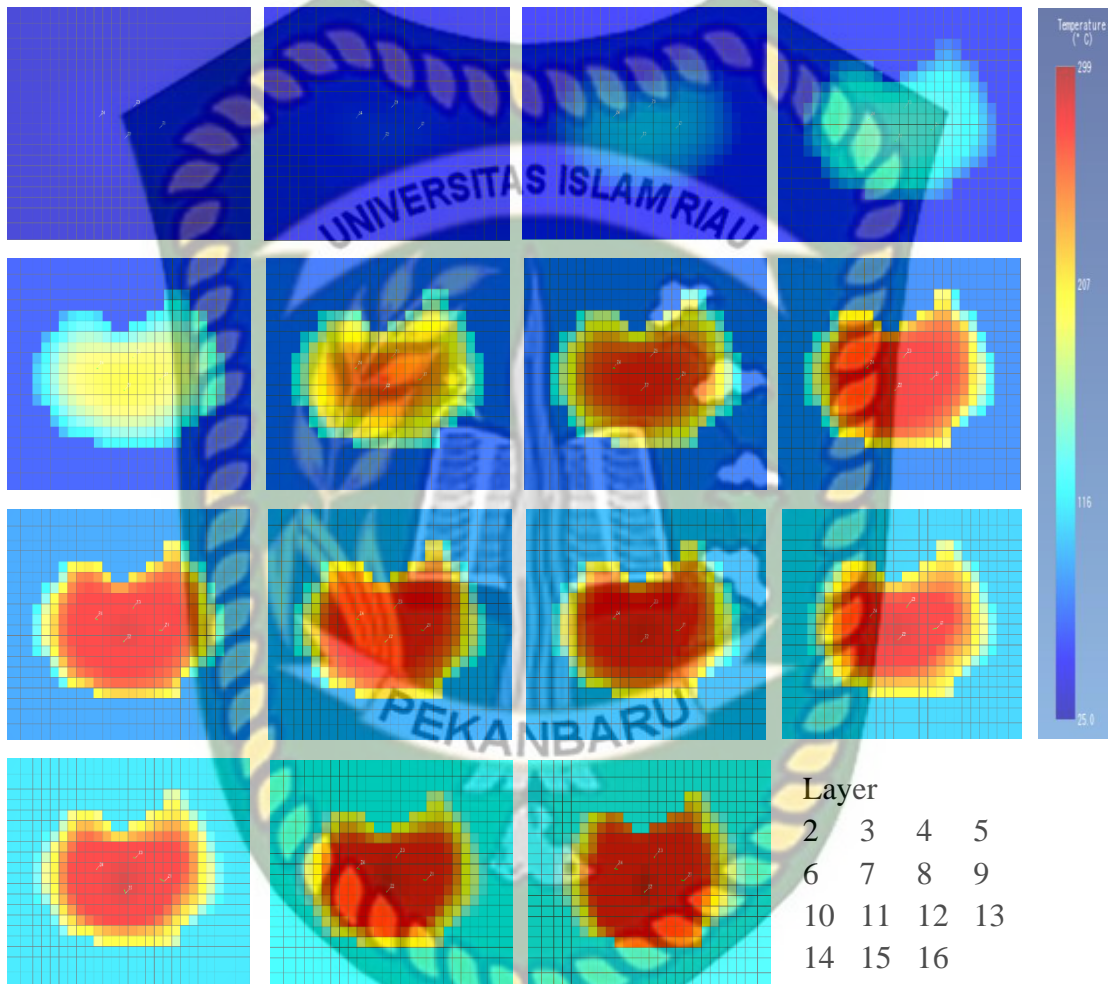


Gambar 4.2 Kalibrasi Tekanan dan Temperatur Antara Hasil Pengukuran dan Simulasi Sumur Z1, Z2, Z3 dan Z4

Berdasarkan grafik landaian tekanan dan temperatur diatas bahwa hasil kalibrasi tekanan dan temperatur antara hasil pengukuran dan hasil simulasi sudah cukup bagus. Berdasarkan hasil simulasi memperlihatkan bahwa pada sumur Z1 zona reservoir bertemperatur antara 270-280 °C dengan elevasi kedalaman 150

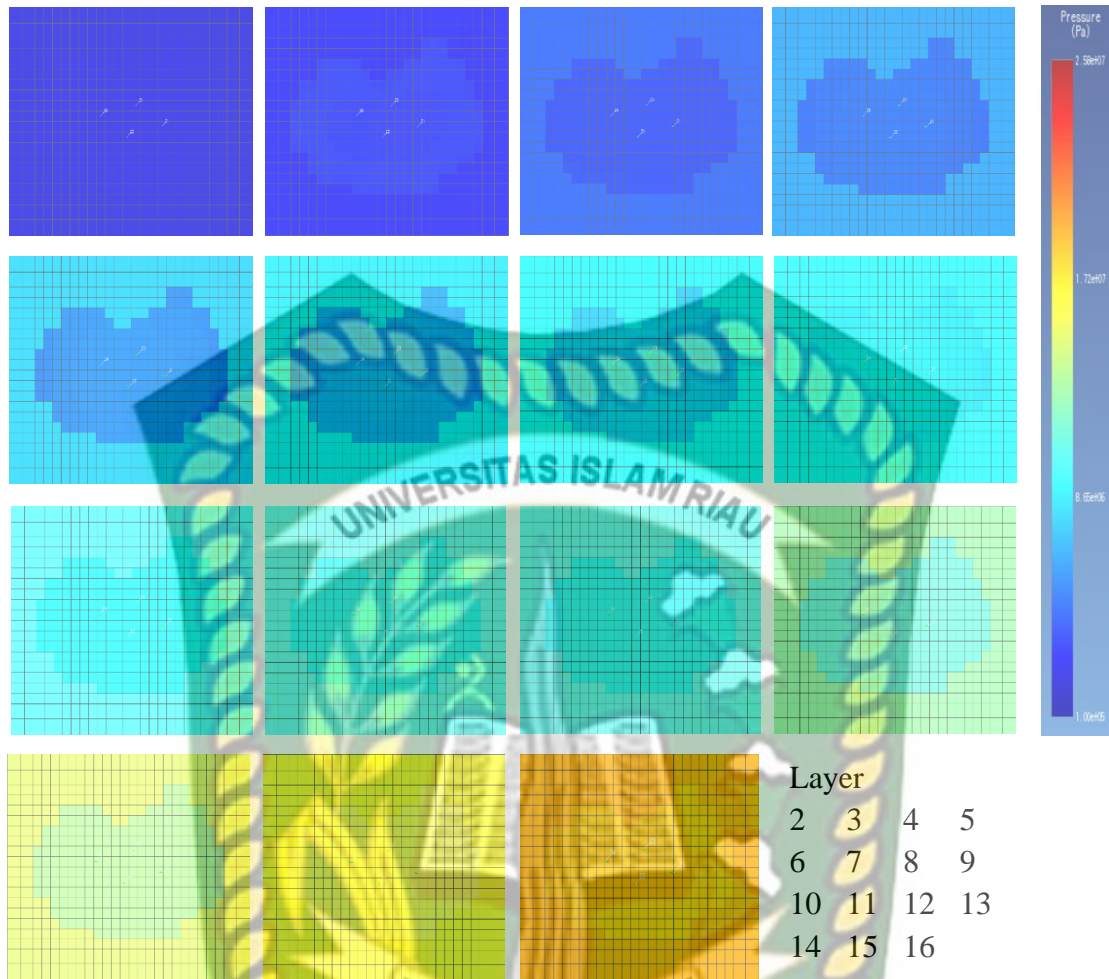


hingga -350 mdpl, pada sumur Z2 zona reservoir bertemperatur antara 280-290 °C dengan elevasi kedalaman 250 hingga -350 mdpl, pada sumur Z3 zona reservoir bertemperatur antara 280-284 °C dengan elevasi kedalaman 100 hingga -450 mdpl dan pada sumur Z4 zona reservoir bertemperatur antara 280-285 °C dengan elevasi kedalaman 50 hingga -550 mdpl.



Gambar 4.3 Distribusi Temperatur Pada Kondisi *Natural State*

Pada gambar 4.3 dan 4.4 merupakan distribusi temperatur dan tekanan pada kondisi *natural state*. Berdasarkan hasil dari kedua gambar tersebut dapat dilihat bahwa reservoir yang mempunyai temperatur yang lebih tinggi (besar dari 200 °C) terdapat dari layer 8 hingga layer 13, layer tersebut merupakan layer yang direkomendasikan untuk dilakukannya proses produksi.



Gambar 4.4 Distribusi Tekanan Pada Kondisi *Natural State*

#### 4.2 Cadangan Lapangan Z

Penentuan parameter pada perhitungan cadangan metode volumetrik yang didapatkan dari hasil simulasi reservoir lapangan Z pada tabel 4.1 sebagai berikut (Hidayat et al., 2016) :

Tabel 4.1 Penentuan cadangan lapangan Z

Reservoir			
Densitas (Kg/m <sup>3</sup> )	2700	Porositas	0.1
h Reservoir (m)	700	Luas Area (km <sup>2</sup> )	9
Panas Spesifik	1		(kJ/kg.C)
Temperature	Initial	Final	°C
	285	180	
Steam Table			

Densitas Air	741	887	Kg/m <sup>3</sup>
Densitas Uap	36	5.16	Kg/m <sup>3</sup>
Energi Dalam Air	1254	762	kJ/Kg
Energi Dalam Uap	2582	2583	kJ/Kg
Estimasi Project			
Saturasi Air	1	0.3	Fraksi
Saturasi Uap	0	0.7	Fraksi
Faktor Konversi Listrik	0.11		Fraksi
Recovery Factor	0.35		Fraksi
Project Time	30		Tahun

Dengan menggunakan rumus perhitungan cadangan volumetrik maka didapatkan hasil perhitungan potensi listrik Lapangan Z pada tabel 4.2 berikut ini :

Tabel 4.2 Perhitungan cadangan lapangan Z

Potensi Listrik		
$H_{ei}$	4.95E+15	kJ
$H_{ef}$	2.89E+15	kJ
$H_{th}$	2.06E+15	Kj
$H_{de}$	7.21E+14	kW
$H_{thermal}$	7.62E+05	kWe
$H_{El}$	83.8	Mwe

Berdasarkan perhitungan cadangan potensi listrik tersebut, maka pada lapangan Z ini akan dikembangkan untuk pembangkit berkapasitas 30 Mwe.

### 4.3 Peramalan Produksi

#### 4.3.1 Desain Kapasitas Pembangkit

Setelah hasil natural state tervalidasi yaitu dengan kesesuaian antara data tekanan dan temperature hasil simulasi dengan hasil pengukuran sumur , maka model simulasi Lapangan Z dapat digunakan untuk pengembangan model skenario produksi untuk membangkitkan listrik sebesar 30 Mwe. Lapangan Z merupakan lapangan panas bumi dua fasa dominasi air, maka model pembangkit yang akan digunakan adalah model *single flash steam*. Penggunaan model ini karena fluida di sumur-sumur pada lapangan Z memproduksi air dan uap oleh karena itu



diperlukan separator untuk memisahkan fasa fluida tersebut dan uap hasil pemisahan langsung dialirkan ke pembangkit. Untuk membangkitkan listrik berkapasitas 30 Mw maka diperlukan beberapa parameter yang disajikan pada tabel 4.3 sebagai berikut (DiPippo, 2015) :

Tabel 4.3 Desain kapasitas pembangkit lapangan Z

Desain Pembangkit			
Tekanan Separator	10		Bar
Tekanan Inlet Turbin	8		Bar
Tekanan Kondensor	0.1		Bar
Efisiensi Turbin	0.8		Fraksi
Daya	30		Mwe
SteamTable			
@Separator 10 Bar	$h_f$	762.68	kJ/Kg
	$h_{fg}$	2014.44	kJ/Kg
	$h_g$	2768.30	kJ/Kg
@Inlet Turbin 8 Bar	$h_g$	2768.30	kJ/Kg
	$S_g$	6.66	kJ/Kg <sup>°K</sup>
@Kondensor 0.1 Bar	$h_f$	191.81	kJ/Kg
	$h_{fg}$	2392.07	kJ/Kg
	$h_g$	2583.89	kJ/Kg
	$S_f$	0.65	kJ/Kg <sup>°K</sup>
	$S_g$	8.15	kJ/Kg <sup>°K</sup>
	$S_{fg}$	7.50	kJ/Kg <sup>°K</sup>
	T	319	°K
@Cooling Tower	T	300	°K
Data Sumur Z1			
Tekanan Kepala Sumur	15		Bar
Laju Alir	35.74		Kg/s
Entalpy	1234.81		kJ/Kg

Dengan menggunakan rumus perhitungan model *single flash steam* maka untuk menghasilkan daya sebesar 30 Mw massa uap yang diperlukan dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

- Hitung fraksi uap diseparator:

$$X_2 = \frac{1234.81 - 762.68}{2014.44}$$

$$X_2 = 0.23$$

- Hitung laju alir masa uap keluar dari separator (menuju turbin):

$$mv_1 = 35.74 \times 0.23$$

$$mv_1 = 8.38 \text{ kg/s}$$

- Hitung laju alir masa air keluar dari separator (diinjeksikan):

$$mw_1 = 35.74 \times (1 - 0.23)$$

$$mw_1 = 27.36 \text{ kg/s}$$

- Hitung fraksi uap pada outlet turbin:

$$X_5 = \frac{6.66 - 0.65}{7.50}$$

$$X_5 = 0.80$$

- Hitung entalpi outlet turbin:

$$h_5 = 191.81 + (0.80 \times 2392.07)$$

$$h_5 = 2109.49 \text{ kJ/kg}$$

- Hitung masa uap dibutuhkan untuk membangkitkan 30 Mw:

$$m_{uap} = \frac{30000}{0.8 \times (2768.30 - 2109.49)}$$

$$m_{uap} = 57 \text{ kg/s}$$

- Hitung masa total fluida sumur untuk membangkitkan 30 Mw:

$$m_{fluida} = 57 / 0.23$$

$$m_{fluida} = 242.86 \text{ kg/s}$$

- Hitung aliran air menuju cooling tower:

$$m_{cw} = 0.23 \times 242.86 \times \left[ \frac{2768.30 - 2583.89}{4.2 \times (319 - 300)} \right]$$

$$m_{cw} = 136.81 \text{ kg/s}$$

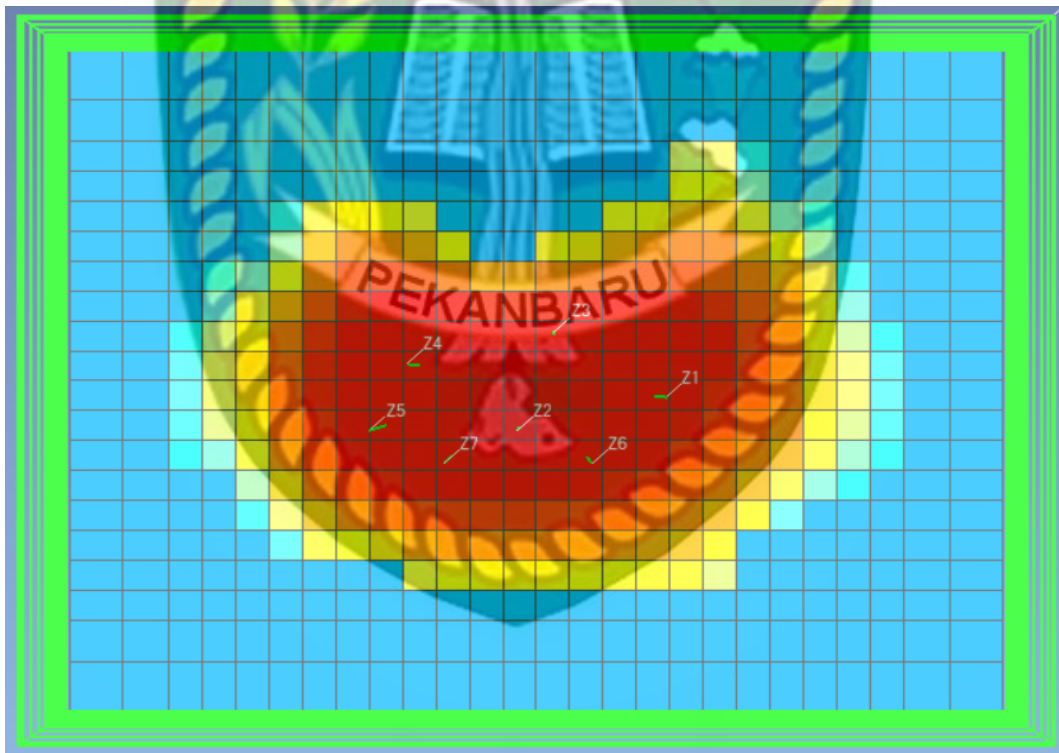
- Hitung masa brine total untuk diinjeksikan :

$$m_{brine} = 242.86 \times (1 - 0.23) + 136.81$$

$$m_{brine} = 323.81 \text{ kg/s}$$

Dengan jumlah masa brine tersebut, tidak semuanya brine diinjeksikan ke sumur injeksi, sebagian brine tersebut akan digunakan untuk keperluan kondensor.

Berdasarkan total aliran uap 57 kg/s yang dibutuhkan untuk membangkitkan daya 30 Mw dengan menggunakan sumur eksplorasi yang ada dengan rata-rata produksi uap sebesar 8.38 kg/s, maka kebutuhan uap dari keempat sumur tersebut masih belum tercapai. Untuk memenuhi pasokan uap kepembangkit sebesar 57 kg/s maka diperlukan penambahan 3 sumur produksi baru yaitu Z5, Z6 dan Z7 dengan masing sumur memproduksi rata-rata masa uap sebesar 8 kg/s. Maka total masa uap pada lapangan Z sebesar 58.66 kg/s sudah memenuhi kebutuhan uap yang dibutuhkan untuk membangkitkan daya sebesar 30 Mw. Rancangan lokasi sumur tambahan tersebut dapat dilihat pada gambar 4.5:



Gambar 4.5 Rancangan lokasi penambahan sumur produksi Z5, Z6 dan Z7

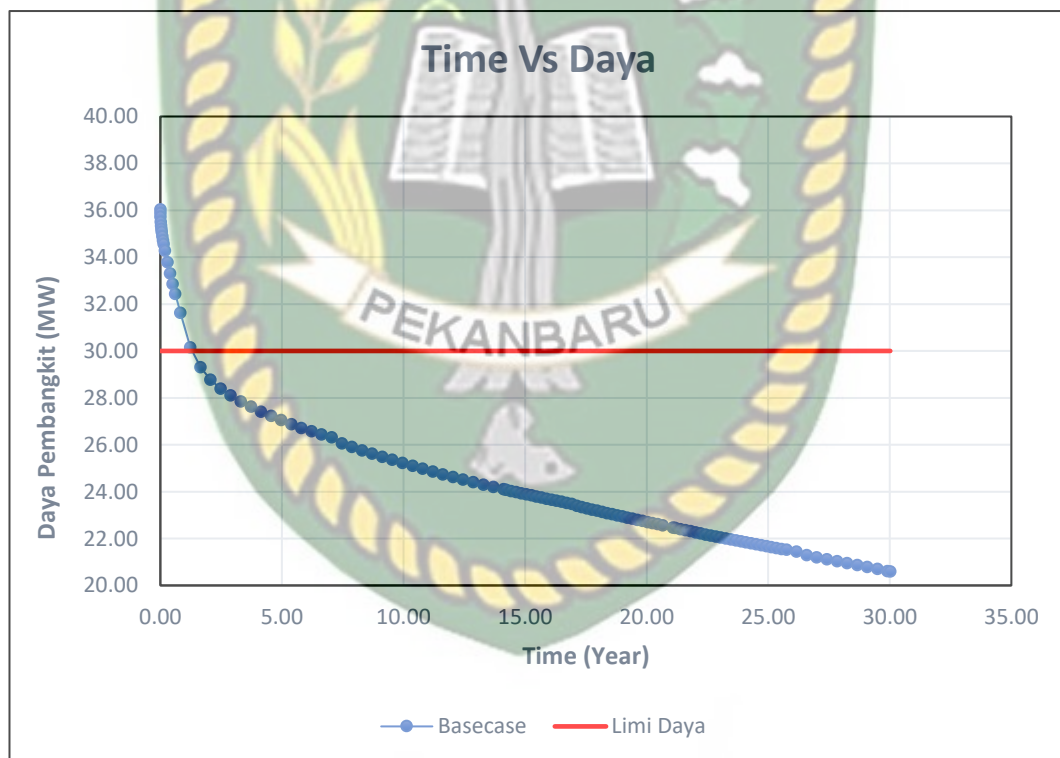
Pada model lapangan Z, layer 8 sampai layer 13 merupakan lapisan yang berpotensi sebagai reservoir panas bumi. Hal ini karena lapisan tersebut mempunyai temperature fluida yang cukup tinggi dibandingkan dengan layer-layer pada lapisan yang lain. Untuk sumur produksi Z1, Z2 dan Z3 zona yang diproduksi terletak



pada layer 12. Sumur produksi Z4 zona yang diproduksi terletak pada layer 13. Kemudian untuk ketiga sumur tambahan yaitu sumur Z5 dan Z7 zona yang diproduksi terletak pada layer 11 dan sumur Z6 diproduksi pada layer 10.

#### 4.3.2 Peramalan Produksi Tanpa Injeksi

Peramalan produksi pada lapangan Z dilakukan selama jangka waktu 30 tahun tanpa adanya sumur injeksi, hal ini dilakukan untuk mengetahui pengaruh sumur produksi terhadap kapasitas pembangkit. Berdasarkan hasil simulasi ini yang nantinya akan digunakan sebagai perbandingan dengan hasil simulasi menggunakan sumur injeksi. Pada peramalan produksi tanpa injeksi pada lapangan Z terdapat 7 sumur produksi yang akan digunakan untuk memenuhi pasokan uap menuju pembangkit. Berdasarkan hasil simulasi selama 30 tahun grafik 4.1 merupakan kemampuan produksi lapangan Z tanpa dilakukannya injeksi.



Grafik 4. 1 Kemampuan produksi lapangan Z tanpa injeksi

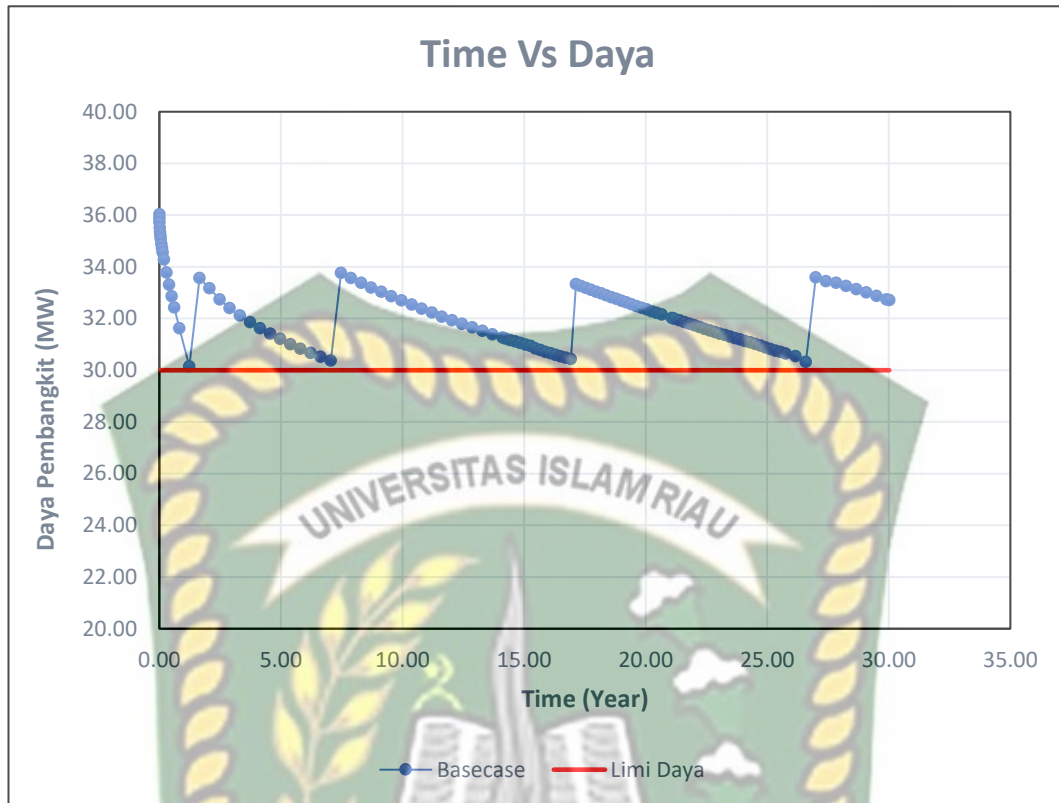
Berdasarkan grafik 4.1 terlihat bahwa dengan pasokan uap dari 7 sumur produksi daya pembangkit yang dihasilkan melewati batas minimum yang dibutuhkan pembangkit setelah 1 tahun dilakukannya produksi. Untuk mengatasi permasalahan tersebut, perlu dilakukannya penambahan sumur produksi baru yaitu

sumur make up Z8, make up Z9, make up Z10 dan make up Z10 untuk lokasi penambahan sumur dapat dilihat pada gambar 4.6.



Gambar 4.6 Lokasi penambahan sumur make up Z8, make up Z9, make up Z10 dan make up Z11

Perlu diketahui bahwa penambahan sumur produksi baru dilakukan jika laju alir massa total pada lapangan Z berada dibawah batas minimum pasokan uap menuju pembangkit, maka pada saat itu penambahan sumur perlu dilakukan untuk menambah laju alir massa menuju pembangkit. Setelah dilakukan simulasi dengan penambahan 4 sumur tambahan didapatkan hasil simulasi pada grafik 4.2 sebagai berikut.



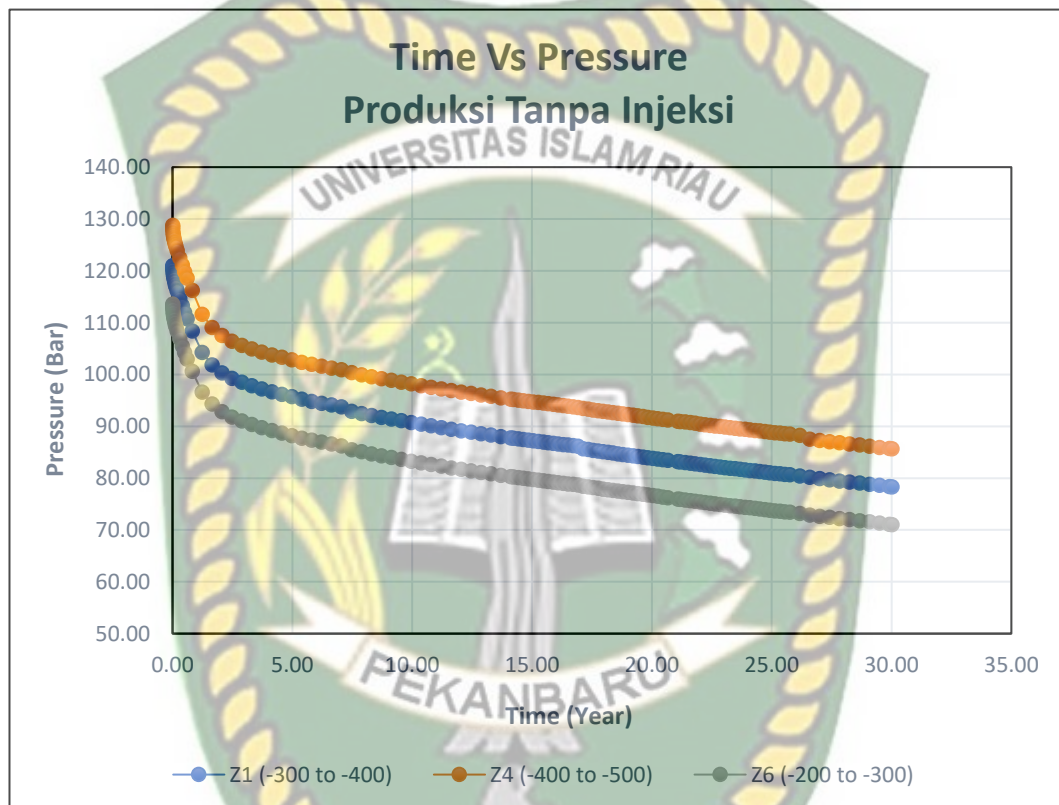
Grafik 4.2 kemampuan produksi lapangan Z dengan sumur tambahan

Berdasarkan hasil grafik 4.2 dengan dilakukannya penambahan sumur produksi daya pembangkit dapat mempertahankan batas minimum selama 30 tahun. Penambahan sumur make up Z8 beroperasi setelah produksi berjalan selama 1 tahun, dengan penambahan pasokan uap menyebabkan peningkatan daya pembangkit sebesar 13% selama 1 tahun. Akan tetapi kembali terjadi penurunan daya pembangkit hingga akhir tahun 6. Kemudian sumur make up Z9 mulai beroperasi setelah produksi berjalan selama 7 tahun, dengan penambahan pasokan uap menyebabkan peningkatan daya pembangkit sebesar 15% selama 1 tahun. Akan tetapi kembali terjadi penurunan daya pembangkit hingga akhir tahun 16. Kemudian sumur make up Z10 mulai beroperasi setelah produksi berjalan selama 17 tahun, dengan penambahan pasokan uap menyebabkan peningkatan daya pembangkit sebesar 10% selama 1 tahun, Akan tetapi kembali terjadi penurunan daya pembangkit hingga akhir tahun 26. Kemudian sumur make up Z11 mulai beroperasi setelah produksi berjalan selama 27 tahun, dengan penambahan pasokan uap menyebabkan peningkatan daya pembangkit sebesar 12% selama 1 tahun. Sampai akhir simulasi pasokan uap yang dibutuhkan ke pembangkit masih terjaga



karena daya pembangkit pada lapangan Z masih berada diatas batas minimum pembangkit (Pratama et al., 2021).

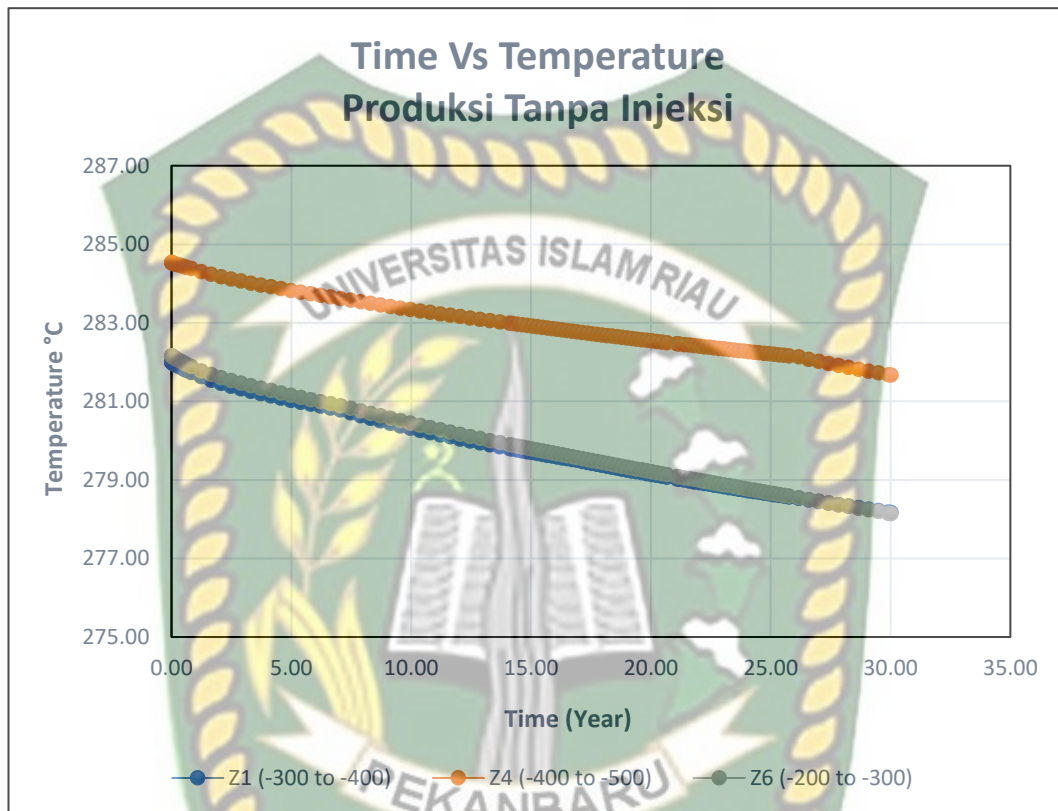
Selama proses produksi fluida melalui sumur menuju ke permukaan akan menyebabkan terjadinya penurunan tekanan dan penurunan temperatur. Pada grafik 4.3 dan grafik 4.4 menunjukkan penurunan tekanan dan temperatur pada peramalan produksi tanpa injeksi:



Grafik 4.3 Penurunan tekanan pada peramalan produksi tanpa injeksi (Basecase)

Berdasarkan hasil grafik 4.3 pada sumur Z1 terjadinya penurunan tekanan dari 120 bar hingga 78 bar hingga akhir simulasi. Pada 3 tahun pertama produksi terjadinya penurunan tekanan yang cukup signifikan yaitu 7.3 bar pertahun, hal ini terjadi karena produksi yang dilakukan terjadi secara besar-besaran. Pada tahun berikutnya penurunan tekanan terjadi cukup landai yaitu 0.74 bar pertahun hingga akhir simulasi. Pada sumur Z4 terjadinya penurunan tekanan dari 127 bar hingga 85 bar hingga akhir simulasi. Pada 3 tahun pertama produksi juga terjadi penurunan tekanan yang cukup signifikan yaitu 7.6 bar pertahun. Pada tahun berikutnya penurunan tekanan terjadi cukup landai yaitu 0.7 bar pertahun hingga akhir simulasi. Pada sumur Z6 terjadinya penurunan tekanan dari 112 bar hingga 70 bar

hingga akhir simulasi. Pada 3 tahun pertama produksi juga terjadi penurunan tekanan yang cukup signifikan yaitu 7.0 bar pertahun. Pada tahun berikutnya penurunan tekanan terjadi cukup landai yaitu 0.78 bar pertahun hingga akhir simulasi.



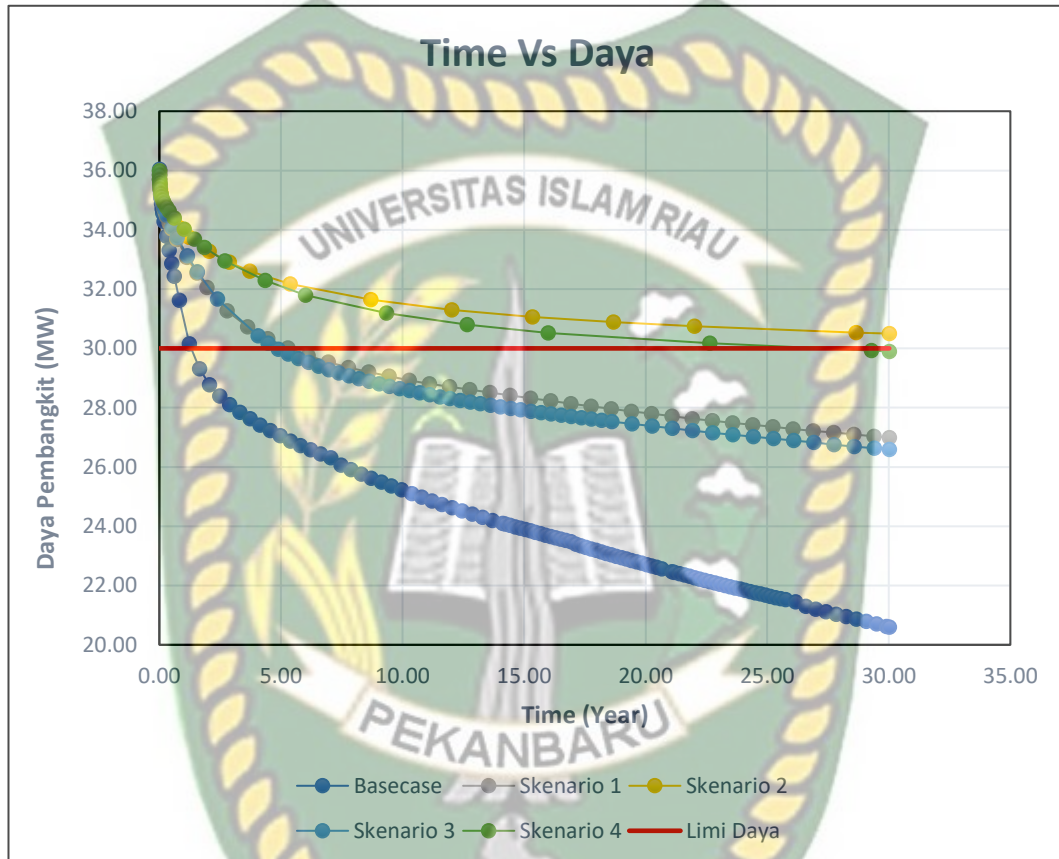
Grafik 4.4 Penurunan temperatur pada peramalan produksi tanpa injeksi (Basecase)

Berdasarkan hasil grafik 4.3 pada sumur Z1 dan Z6 terjadinya penurunan temperature dari 282 sampai 278 °C. penurunan temperature cukup landai yaitu 0.13 °C pertahun. Pada sumur Z4 terjadinya penurunan temperature dari 284 sampai 281.7 °C. penurunan temperature cukup landai yaitu 0.08 °C pertahun. Berdasarkan hasil tersebut menunjukkan bahwa proses pemanasan fluida dalam kondisi sustainable untuk mempertahankan reservoir dalam jangka waktu yang lama (G Axelsson, 2012).

#### 4.4 Peramalan Produksi Dengan Injeksi

Peramalan produksi dengan injeksi pada lapangan Z dilakukan selama jangka waktu 30 tahun, hal ini dilakukan untuk mengetahui pengaruh dari sumur injeksi terhadap produksi. Berdasarkan hasil simulasi ini yang nantinya akan digunakan sebagai perbandingan dengan hasil simulasi peramalan produksi tanpa sumur

injeksi. Pada peramalan produksi dengan injeksi pada lapangan Z terdapat 7 sumur produksi yang akan digunakan untuk memenuhi pasokan uap menuju pembangkit dan 2 sumur injeksi yang divariasikan berdasarkan lokasi injeksi, kedalaman injeksi dan laju alir injeksi. Berdasarkan hasil simulasi selama 30 tahun grafik 4.5 dan 4.6 merupakan kemampuan produksi lapangan Z tanpa dilakukannya injeksi.

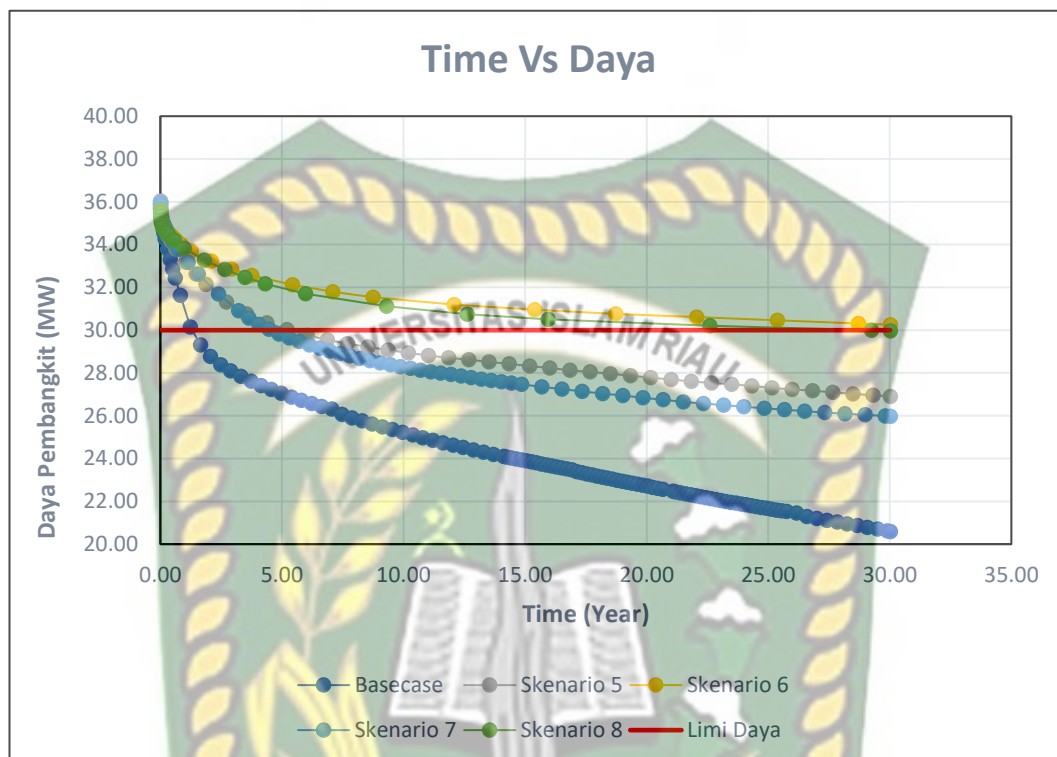


Grafik 4.5 Hasil daya pembangkit dari sumur injeksi dengan skenario 1, 2, 3 dan 4

Berdasarkan hasil grafik diatas dengan dilakukannya berbagai skenario injeksi untuk mempertahankan batas daya minimum selama 30 tahun, pada skenario 1 dan 2 sumur injeksi berlokasi pada batas reservoir dengan kedalaman injeksi pada layer 11 dan laju alir injeksi 60 kg/s (untuk skenario 1) dan 80 kg/s (untuk skenario 2). Berdasarkan hasil tersebut untuk skenario 1 dapat mempertahankan kapasitas daya pembangkit selama 5 tahun sebelum menyentuh batas limit daya dan untuk skenario 2 dapat mempertahankan kapasitas daya pembangkit selama 30 tahun. Pada skenario 3 dan 4 sumur injeksi berlokasi pada batas reservoir dengan kedalaman injeksi pada layer 3 dan laju alir injeksi 60 kg/s (untuk skenario 3) dan 80 kg/s (untuk skenario 4). Berdasarkan hasil tersebut untuk skenario 3 dapat



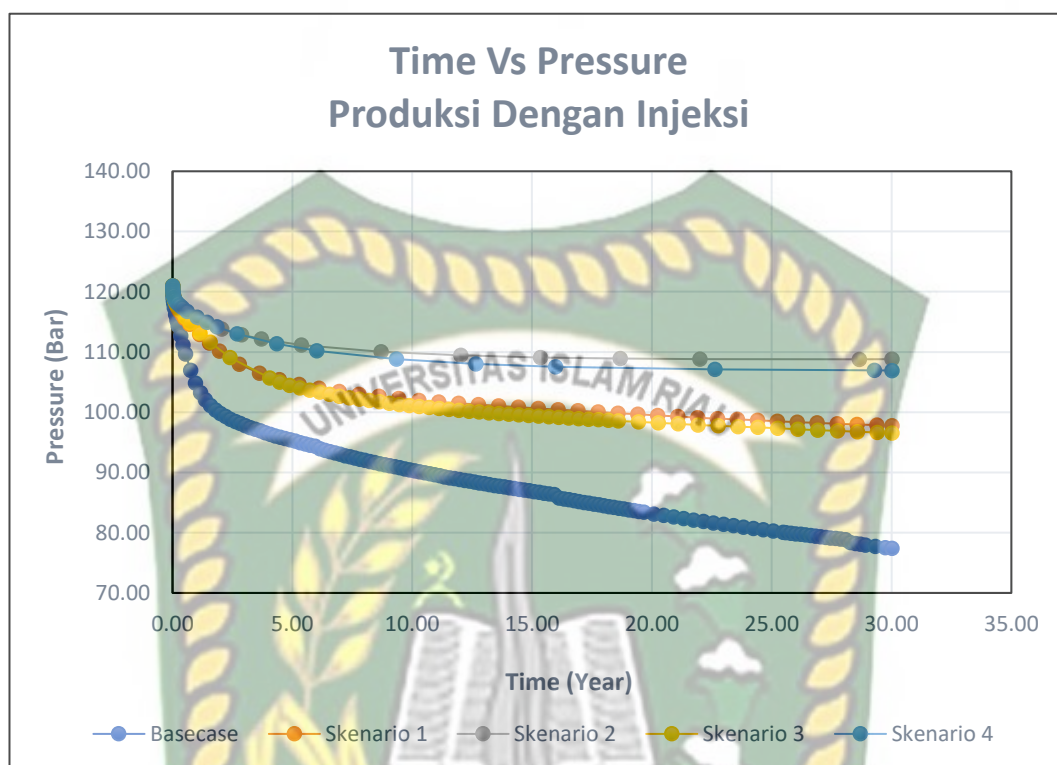
mempertahankan kapasitas daya pembangkit selama 4 tahun sebelum menyentuh batas limit daya dan untuk skenario 4 dapat mempertahankan kapasitas daya pembangkit selama 27 tahun sebelum menyentuh batas limit daya.



Grafik 4.6 Hasil daya pembangkit dari sumur injeksi dengan skenario 5, 6, 7 dan 8

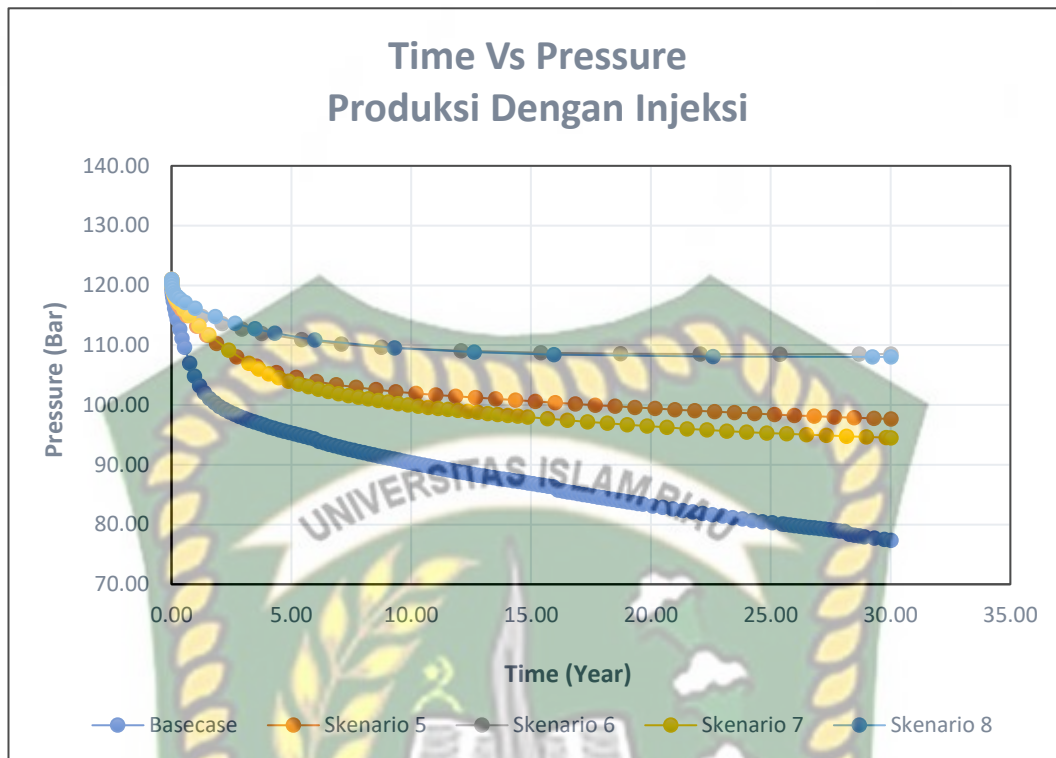
Berdasarkan hasil grafik diatas dengan dilakukannya berbagai skenario injeksi untuk mempertahankan batas daya minimum selama 30 tahun, pada skenario 5 dan 6 sumur injeksi berlokasi di tengah reservoir dengan kedalaman injeksi pada layer 11 dan laju alir injeksi 60 kg/s (untuk skenario 5) dan 80 kg/s (untuk skenario 6). Berdasarkan hasil tersebut untuk skenario 5 dapat mempertahankan kapasitas daya pembangkit selama 4 tahun sebelum menyentuh batas limit daya dan untuk skenario 6 dapat mempertahankan kapasitas daya pembangkit selama 30 tahun. Pada skenario 7 dan 8 sumur injeksi berlokasi di tengah reservoir dengan kedalaman injeksi pada layer 3 dan laju alir injeksi 60 kg/s (untuk skenario 7) dan 80 kg/s (untuk skenario 8). Berdasarkan hasil tersebut untuk skenario 7 dapat mempertahankan kapasitas daya pembangkit selama 4 tahun sebelum menyentuh batas limit daya dan untuk skenario 8 dapat mempertahankan kapasitas daya pembangkit selama 25 tahun sebelum menyentuh batas limit daya.

Pada grafik 4.7 dan grafik 4.8 menunjukkan penurunan tekanan pada peramalan produksi dengan injeksi:



Grafik 4.7 Penurunan tekanan pada peramalan produksi dengan injeksi

Berdasarkan hasil grafik 4.7 pada skenario basecase terjadinya penurunan tekanan dari 120 bar hingga 78 bar hingga akhir simulasi. Pada 3 tahun pertama produksi terjadinya penurunan tekanan yang cukup signifikan yaitu 7.3 bar pertahun dan pada tahun berikutnya penurunan tekanan terjadi cukup landai yaitu 0.74 bar pertahun hingga akhir simulasi. Pada skenario 1 terjadinya penurunan tekanan dari 120 bar hingga 93 bar hingga akhir simulasi dengan penurunan tekanan terjadi cukup landai yaitu 0.9 bar pertahun hingga akhir simulasi. Pada skenario 2 terjadinya penurunan tekanan dari 120 bar hingga 99 bar hingga akhir simulasi dengan penurunan tekanan terjadi cukup landai yaitu 0.7 bar pertahun hingga akhir simulasi. Pada skenario 3 terjadinya penurunan tekanan dari 120 bar hingga 91 bar hingga akhir simulasi dengan penurunan tekanan terjadi cukup landai yaitu 0.96 bar pertahun hingga akhir simulasi. Pada skenario 4 terjadinya penurunan tekanan dari 120 bar hingga 97 bar hingga akhir simulasi dengan penurunan tekanan terjadi cukup landai yaitu 0.73 bar pertahun hingga akhir simulasi.

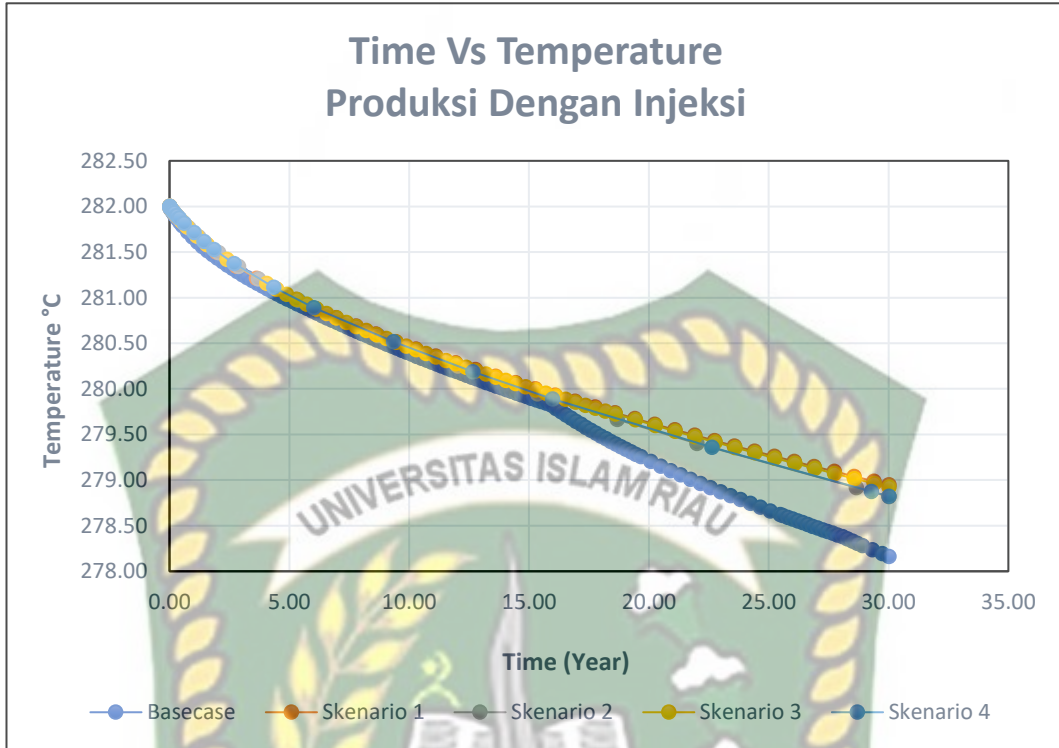


Grafik 4.8 Penurunan tekanan pada peramalan produksi dengan injeksi

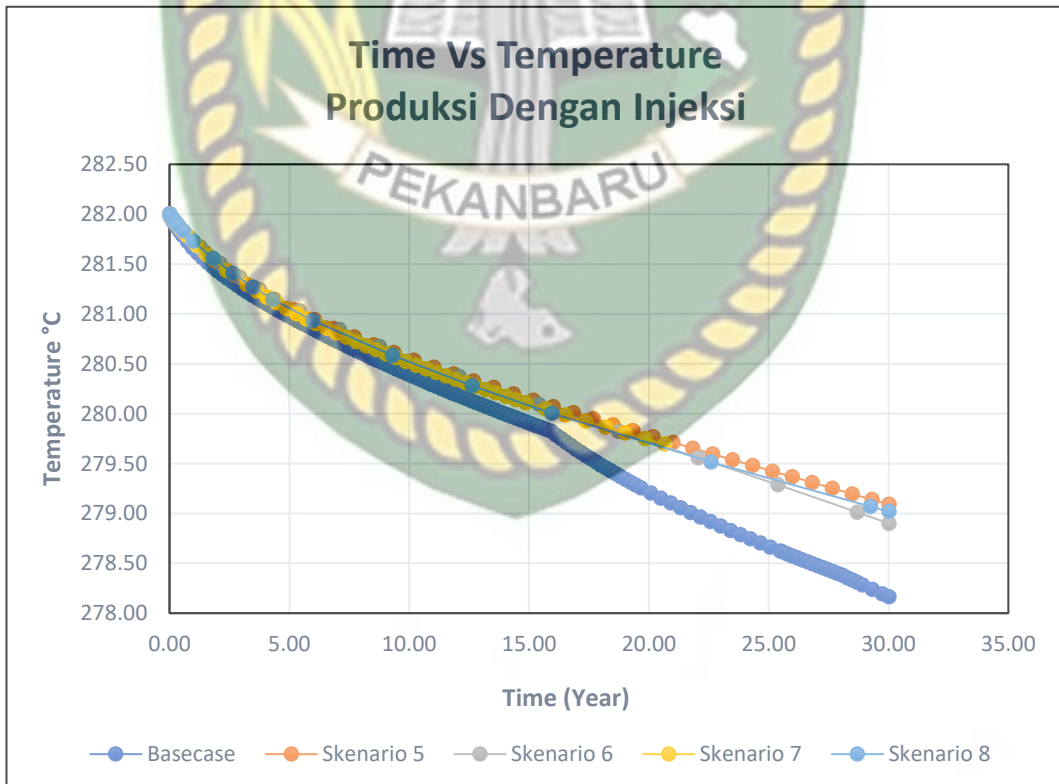
Berdasarkan hasil grafik 4.7 pada skenario 5 terjadinya penurunan tekanan dari 120 bar hingga 93 bar hingga akhir simulasi dengan penurunan tekanan terjadi cukup landai yaitu 0.9 bar pertahun hingga akhir simulasi. Pada skenario 6 terjadinya penurunan tekanan dari 120 bar hingga 98 bar hingga akhir simulasi dengan penurunan tekanan terjadi cukup landai yaitu 0.73 bar pertahun hingga akhir simulasi. Pada skenario 7 terjadinya penurunan tekanan dari 120 bar hingga 88 bar hingga akhir simulasi dengan penurunan tekanan terjadi cukup landai yaitu 1.06 bar pertahun hingga akhir simulasi. Pada skenario 8 terjadinya penurunan tekanan dari 120 bar hingga 96 bar hingga akhir simulasi dengan penurunan tekanan terjadi cukup landai yaitu 0.8 bar pertahun hingga akhir simulasi.

Pada grafik 4.9 dan grafik 4.10 menunjukkan penurunan temperatur pada peramalan produksi dengan injeksi. Berdasarkan hasil grafik 4.9 pada scenario 1 hingga 4 terjadinya penurunan temperature berkisar dari 282 sampai 278.9 °C, penurunan temperature cukup landai yaitu 0.11 °C pertahun.





Grafik 4.9 Penurunan temperatur pada peramalan produksi dengan injeksi



Grafik 4.10 Penurunan temperatur pada peramalan produksi dengan injeksi

Berdasarkan hasil grafik 4.10 pada scenario 5 hingga 8 terjadinya penurunan temperature berkisar dari 282 sampai 278.8 °C, penurunan temperature cukup landai yaitu 0.12 °C pertahun.

Dari analisa diatas dapat disimpulkan bahwa skenario 2 merupakan strategi injeksi terbaik yang bisa dilakukan pada lapangan Z. Skenario injeksi dilakukan pada zona yang berada jauh dibawah zona produksi yaitu pada kedalaman -700-(-800) m. Penginjeksian fluida dilakukan pada zona terdalam dari reservoir, dengan pergerakan fluida injeksi yang lambat maka fluida injeksi dapat mengalami pemanasan yang lebih cepat sebelum bergerak ke zona produksi. Sehingga ketika fluida injeksi telah sampai pada zona produksi fluida injeksi yang tadinya pada fase cair akan mengalami perubahan menjadi fase uap. Akan tetapi hal ini dapat terjadi jika permeabilitas batuan pada zona injeksi memiliki nilai permeabilitas yang kecil. Jika penginjeksian fluida dilakukan pada zona dangkal dari reservoir maka fluida injeksi dengan temperatur yang lebih rendah akan lebih cepat sampai pada zona produksi sehingga menyebabkan terjadinya penurunan temperatur pada sumur produksi (Pratama & Saptadji, 2021).

Penempatan lokasi sumur injeksi yang tepat akan berpengaruh terhadap produksi total lapangan. Berdasarkan analisa diatas dapat disimpulkan bahwa penempatan lokasi sumur injeksi yang tepat yaitu berada jauh dari zona produksi, dengan jarak yang cukup jauh dari zona produksi maka fluida injeksi dapat mengalami pemanasan terlebih dahulu sebelum mencapai sumur produksi (Kaya, Zarrouk, et al., 2011b).

Laju alir injeksi 80 kg/s secara signifikan mempengaruhi produksi massa fluida, laju alir injeksi yang tepat akan menyebabkan peningkatan tekanan, produksi massa dan kapasitas daya yang dihasilkan. Akan tetapi jika laju alir produksi terlalu tinggi maka akan mengakibatkan terjadinya penurunan produksi yang besar hal ini dikarena pemanasan fluida yang terjadi cukup lama sehingga mengakibatkan terjadinya penurunan temperatur (Diaz et al., 2015).

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1. Kesimpulan

Berdasarkan penelitian dan pembahasan yang telah dilakukan, maka kesimpulan yang didapatkan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Pengaruh kedalaman titik injeksi terhadap produksi total pada lapangan Z dilakukan pada zona terdalam dari reservoir dan pada zona yang memiliki permeabilitas yang kecil. Pengaruh penempatan lokasi injeksi terhadap produksi total pada lapangan Z berada jauh dari sumur produksi karena memberikan waktu untuk fluida injeksi mengalami pemanasan. Pengaruh laju alir injeksi terhadap produksi total pada lapangan Z dengan peningkatan laju injeksi maka akan mengakibatkan peningkatan massa uap dan peningkatan tekanan sumur produksi.
2. Skenario 2 merupakan skenario injeksi terbaik karena dapat mempertahankan kapasitas daya 30 Mw selama 30 tahun dengan penurunan tekanan dan temperatur yang kecil selama masa produksi serta dapat memenuhi kebutuhan uap ke pembangkit selama 30 tahun.

#### 5.2. Saran

Setelah penelitian dilakukan, terdapat beberapa saran yang dapat dilakukan oleh peneliti selanjutnya, antara lain sebagai berikut:

1. Perlunya penelitian lebih lanjut mengenai karakteristik batuan dan pengaruh dari hidrologi air tanah sehingga model numerik yang dihasilkan dapat lebih kompleks.
2. Melakukan simulasi pemodelan desain *steamfield* dan *power plant* dari proyek lapangan panas bumi.
3. Menghitung Keekonomian lapangan panas bumi pada penelitian tersebut.
4. Melakukan simulasi dengan pembuatan kontur permukaan dalam membuat model numerik.



## DAFTAR PUSTAKA

- Acuña, J. A., Stimac, J., Sirad-Azwar, L., & Pasikki, R. G. (2008). Reservoir management at Awibengkok geothermal field, West Java, Indonesia. *Geothermics*, 37(3), 332–346. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2008.02.005>
- Arias, A., Dini, I., Casini, M., Fiordelisi, A., Perticone, I., & Dell’aiuto, P. (2010). Geoscientific Feature Update of the Larderello-Travale Geothermal System (Italy) for a Regional Numerical Modeling. *Proceedings World Geothermal Congress, April, 25–29*.
- Ashat, A., Ridwan, R., Prabata, T., Situmorang, J., Adityawan, S., & Ibrahim, R. (2019). NUMERICAL SIMULATION UPDATE of DIENG GEOTHERMAL FIELD, CENTRAL JAVA, INDONESIA. *Proceeding 41st New Zealand Geothermal Workshop 2019*, 75.
- Axelsson, G. (2012). Role and management of geothermal reinjection. *Presented at “Short Course on Geothermal Development and Geothermal Wells”, Organized by UNU-GTP and LaGeo, in Santa Tecla, El Salvador, March 11-17, 2012.*, 1–21.
- Axelsson, Gudni, Stefansson, V., Bjornsson, G., & Liu, J. (2005). Sustainable Management of Geothermal Resources and Utilization for 100 – 300 Years. *World Geothermal Congress 2005, April, 24–29*.
- Ciriaco, A. E., Zarrouk, S. J., & Zakeri, G. (2020). Geothermal resource and reserve assessment methodology: Overview, analysis and future directions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 119(November 2019), 109515. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109515>
- Dacillo, D. B., Hazel Colo, M. B., Andrino, R. P., Alcober, E. H., Xavier Sta Ana, F. M., & Cedric Malate, R. M. (2010). Tongonan Geothermal Field: Conquering the Challenges of 25 Years of Production. *Proceedings World Geothermal Congress, April, 25–29*.
- Dean, A., Bixley, P., Lim, Y. W., & Mroczek, E. (2014). *Effects of Reinjection At Wairakei Geothermal Field. November*, 1–5.
- Diaz, A. R., Kaya, E., & Zarrouk, S. (2015). Reinjection in geothermal fields, a worldwide review and analysis. *Proceedings World Geothermal Congress*

2005, April, 19–25.

- DiPippo, R. (2015). Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact: Fourth Edition. In *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact: Fourth Edition*. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-02885-7>
- Ganefianto, N., Stimac, J., Sirad Azwar, L., Pasikki, R., Parini, M., Shidartha, E., Joeristanto, A., Nordquist, G., & Riedel, K. (2010). Optimizing Production at Salak Geothermal Field, Indonesia, Through Injection Management. *Proceedings World Geothermal Congress, March 2005*, 25–29. <https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/2415.pdf>
- Grant, Malcolm A., et al. (2011). Geothermal Reservoir Engineering – 2nd Edition. In *NASPA Journal* (Vol. 42, Issue 4). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Hamdani, M. R., Pratama, H. B., & Sutopo. (2020). Updating the Conceptual Model of Lumut Balai Geothermal Field, South Sumatera, Indonesia Using Numerical Simulation. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 417(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/417/1/012023>
- Hanano, M., Kajiwara, T., Hishi, Y., Arai, F., Asanuma, M., & Sato, K. (2005). Overview of Production at the Mori Geothermal Field, Japan. *World Geothermal Congress, April*, 1–10.
- Hidayat, I., Sutopo, & Pratama, H. B. (2016). Numerical Modelling of Kerinci Geothermal Field, Jambi, Indonesia. *The 4th Indonesia International Geothermal Convention & Exhibition 2016 Proceedings, August*. <https://www.researchgate.net/publication/313160958>
- Kaya, E., O’Sullivan, M. J., & Brockbank, K. (2011). Reinjection Into Liquid-Dominated Two-Phase Geothermal Systems. *Pangea.Stanford.Edu*.
- Kaya, E., Zarrouk, S. J., & O’Sullivan, M. J. (2011a). Reinjection in geothermal fields: A review of worldwide experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 47–68. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.032>
- Kaya, E., Zarrouk, S. J., & O’Sullivan, M. J. (2011b). Reinjection in geothermal fields: A review of worldwide experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 47–68. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.032>

- Lukmana, A. H. (2019). Skenario Pengembangan Sumur Injeksi pada Sumber Daya Panas Bumi Sistem Dominasi Air dengan Pemodelan Reservoir 3D Dinamik. *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, 3(1), 43. <https://doi.org/10.30588/jo.v3i1.493>
- Mahagyoy, R. P., Molling, P. A., & Hidayaturrobi, A. D. (2010). Review of Baseline Geochemical Model and the Impact of Production at the Darajat Geothermal Field , Indonesia. *World Geothermal Congress, April, 25–29*. <https://www.geothermal-library.org/index.php?mode=pubs&action=view&record=8006281>
- Malate, R. C. M., & Aqiu, A. A. (2010). Steam Production from the Expanded Two-Phase Region in the Southern Negros Geothermal Production Field, Philippines. *World Geothermal Congress 2010, April, 25–29*.
- Mannington, W. I., O’sullivan, M. J., Bullivant, D. P., & Clotworthy, A. W. (2004). Reinjection at Wairakei - Tauhara: a modelling case study. *Proceedings: Twenty-Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California*.
- Moya, D., & Kaparaju, P. (2021). Thermodynamic Analysis and Optimization of Geothermal Power Plants. In *Thermodynamic Analysis and Optimization of Geothermal Power Plants*. <https://doi.org/10.1016/c2019-0-02799-9>
- Nizami, M., & Pratama, H. B. (2016). *Numerical Modelling of Namora-I-Langit Geothermal System , Sarulla , Indonesia Numerical Modelling of Namora-I-Langit Geothermal System , Sarulla , Indonesia. February 2017*.
- Novriansyah, A. (2013). Perkiraan Luas Reservoir Panas Bumi dan Potensi Listrik Pada Tahap Eksplorasi (Studi Kasus Lapangan X). *Journal of Earth Energy Engineering*, 2(2), 19–23. <https://doi.org/10.22549/jee.v2i2.938>
- O’Sullivan, M. J., Pruess, K., & Lippmann, M. J. (2000). Geothermal reservoir simulation: the state-of-practice and emerging trends. *Proceedings World Geothermal Congress 2000, May, 4065–4070*.
- O’Sullivan, M. J., Pruess, K., & Lippmann, M. J. (2001). State of the art geothermal reservoir simulation. *Geothermics*, 30(4), 395–429. [https://doi.org/10.1016/S0375-6505\(01\)00005-0](https://doi.org/10.1016/S0375-6505(01)00005-0)
- Pratama, H. B., & Saptadji, N. M. (2015). *Study of Production-Injection Strategies*



*of Synthetic Geothermal Reservoir Liquid-Dominated Model With Numerical Study of Production-Injection Strategies of Synthetic Geothermal Reservoir Liquid-Dominated Model. January 2017.*

- Pratama, H. B., & Saptadji, N. M. (2021). Study of Production-Injection Strategies for Sustainable Production in Geothermal Reservoir Two-Phase by Numerical Simulation. *Indonesian Journal on Geoscience*, 18(1), 25–38. <https://doi.org/10.17014/ijog.8.1.25-38>
- Pratama, H. B., Sutopo, Widiatmo, J. S., & Ashat, A. (2021). Numerical Investigative Modeling of Changes Within the Patuha Geothermal Reservoir and Its Production Sustainability Under Two Different Conversion Technologies. *Natural Resources Research*, 30(4), 2969–2987. <https://doi.org/10.1007/s11053-020-09748-7>
- Pruess, K., Curtis M. Oldenburg, dan G. M. (2012). TOUGH2 User's Guide, Version 2.0. *Data Base*, 3304(January), 1–148.
- Putriyana, L., & Soekarno, H. (2016). Simulasi Pengembangan Lapangan Panas Bumi Di Sumatera Barat. *Ketenagalistrikan Dan Energi Terbarukan*, 15(1), 33–44.
- Rashid, M. H. (2015). Electric Renewable Energy Systems. In *Electric Renewable Energy Systems*. <https://doi.org/10.1016/C2013-0-14432-7>
- Supijo, M. C., Pratama, H. B., & Sutopo. (2019). Leapfrog 3D Temperature Distribution Based on Tough2 Numerical Modelling: a New Approach. *Proceedings 41st New Zealand Geothermal Workshop, 25-27 November*.
- Supijo, M. C., Wahjono, A. D., Lesmana, A., Harahap, A. H., Sutopo, Pratama, H. B., & Prabata, T. W. (2018). Updating Conceptual Model Using Numerical Modelling for Geothermal Green Field Prospect Area in Atadei , East Nusa Tenggara , Indonesia. *The 6th Indonesia International Geothermal Convention & Exhibition (IIGCE) 2018 Proceedings, 5-8 September*.
- Sverrisdóttir, S. B., & Axelsson, G. (2016). Quantitative Interpretation of Tracer Test Data. *Transactions - Geothermal Resources Council*, 40(April), 513–519.
- Tateishi, Y., Itoi, R., Tanaka, T., & Takayama, J. (2015). Natural-State Modeling of Geothermal Reservoir at Ogiri , JAPAN using iTOUGH2. *Proceedings of 40th Stanford Geothermal Workshop, 2003*, 1–8.

- Wetang, G., & Kubo, B. (2003). Environmental Management at Olkaria Geothermal Power. *Environmental Management*, 1994(585), 72–80.
- Wirawan, A. Y. (2019). Pengaruh Sumur Injeksi Terhadap Reservoir Panas Bumi Dominasi Air pada Simulasi Lapangan Panas Bumi Dieng Unit II Menggunakan Software Tough-2. *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, 3(1), 11. <https://doi.org/10.30588/jo.v3i1.489>

