

Studi Keekonomian Longterm Panas Bumi pada Lapangan Jailolo di Wilayah Halmahera

Fefria Tanbar^{1*}, Natalina Damanik¹, Allen Haryanto Lukmana²

¹ PT. PLN (Persero) Pusat Penelitian dan Pengembangan Ketenagalistikan, Jakarta Indonesia

² Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN “Veteran” Yogyakarta, Indonesia

*Corresponding author email: fefria.t@gmail.com

Abstrak

Lapangan panas bumi Jailolo terletak di wilayah Halmahera, Maluku Utara. Lapangan panas bumi ini direncanakan untuk dikembangkan sebagai pemenuhan kebutuhan energy listrik di wilayah Indonesia Timur. Sebelum dilakukan pengembangan lapangan panas bumi maka perlu dilakukan perhitungan potensi cadangan panas bumi. Dalam perhitungan potensi cadangan panas bumi menggunakan metode volumetric dan metode monte carlo yang merujuk pada SNI No. 13-6169-1999, karena lapangan panas bumi Jailolo belum ada sumur eksplorasi dan belum adanya data produksi sumur. Parameter yang digunakan dalam perhitungan diperoleh dari data hasil kegiatan survei pendahuluan dan geotermometer berupa data ketebalan, luas serta temperatur reservoir. Sedangkan parameter lainnya yang belum diperoleh dari kegiatan survei pendahuluan didasarkan pada SNI No. 13-6482-2000. Hasil perhitungan potensi cadangan terduga panas bumi menggunakan metode volumetrik dengan luas area prospek sekitar 6 km², ketebalan reservoir sekitar 1500 m dari permukaan, dan temperatur reservoir 200 – 220 °C diperoleh sebesar 98.38 MWe, sedangkan hasil perhitungan metode monte carlo diperoleh potensi cadangan terduga sebesar P10 = 14.88 MW, P50 = 29.44 MW dan P90 = 50.26 MW. Potensi Panas Bumi Geothermal WKP Jailolo berpotensi untuk dikembangkan dengan kapasitas 10 MW, dengan dimulai pemboran sumur eksplorasi di area Upflow Manjanga. Pembangkitan yang layak adalah dengan harga listrik USD 13.5 cent/Kwh, IRR >11%, NPV positive, Pay Out Time pada tahun ke 11 – 12 setelah produksi, dan Profitability Indeks sudah (lebih dari satu). Harga listrik tersebut masih dibawah USD 15.90 cent/kWh, BPP Regional.

Kata kunci: potensi cadangan, metode volumetric, metode monte carlo

Abstrak

The Jailolo geothermal field is located in the Halmahera region, North Maluku. This geothermal field is planned to be developed as a fulfillment of electrical energy needs in Eastern Indonesia. Before developing a geothermal field, it is necessary to calculate the potential of geothermal reserves. In calculating the potential of geothermal reserves using the volumetric method and the monte carlo method which refers to SNI No. 13-6169-1999, because there is no exploration well in the Jailolo geothermal field and no well production data. The parameters used in the calculations are obtained from data from preliminary survey activities and geotermometers in the form of thickness, area and reservoir temperature data. Meanwhile, other parameters that have not been obtained from the preliminary survey activities are based on SNI No. 13-6482-2000. The results of the calculation of potential geothermal reserves using the volumetric method with a prospect area of about 6 km², a reservoir thickness of about 1500 m from the surface, and a reservoir temperature of 200 – 220 °C obtained 98.38 MWe, while the results of the calculation of the Monte Carlo method obtained potential reserves of estimated amounted to P10 = 14.88 MW, P50 = 29.44 MW and P90 = 50.26 MW. Jailolo Geothermal Potential has potential prospect to developed with a capacity 10 MW, by starting exploration well drilling in Manjanga Upflow area. Eligible generation is the electricity price of USD 13.5 cent/Kwh, IRR > 11%, positive NPV, Pay Out Time in the 11th – 12th year after production, and Profitability Index already (more than one). The electricity price is still below USD 15.90 cent/kWh, Regional BPP.

Keywords: potential reserves, volumetric method, monte carlo method

I. Pendahuluan

Kontribusi pembangkit listrik panas bumi (PLTP) saat ini masih sangat kecil karena terkendala masalah keekonomiannya. Kebijakan harga patokan yang telah ditentukan pada permen ESDM no.17 tahun 2014 dan permen ESDM no.4 tahun 2020 belum banyak membantu pengembangan PLTP. Meskipun telah diterapkan

tarif tersebut, pengembangan PLTP belum dapat dilakukan secara maksimal. Untuk mendorong pengembangan panas bumi secara maksimal dan berkelanjutan, maka dilakukan studi dan analisa keekonomian longterm dari proyek Pembangkit Listrik Panas Bumi (PLTP) dengan tujuan bisnis panas bumi di wilayah Halmahera yang dikelola PLN bisa berdaya saing tinggi dengan pembangkit

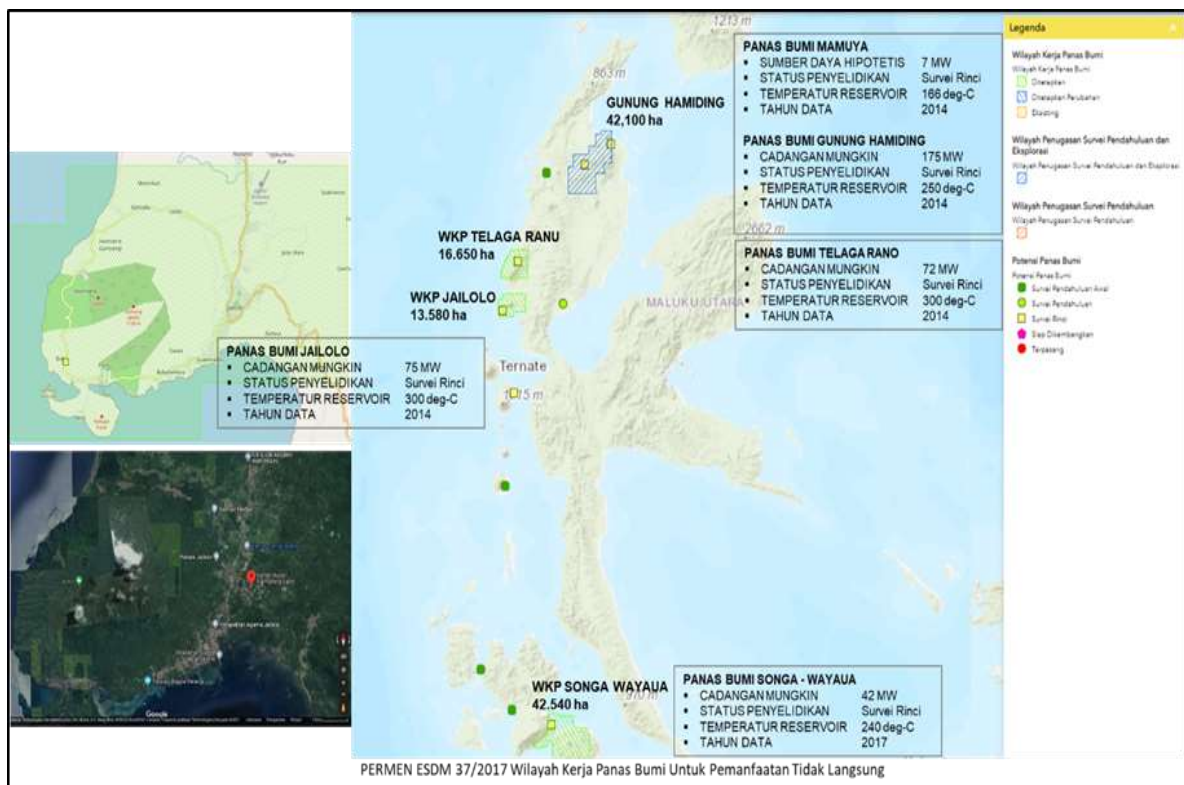
Studi Keekonomian Longterm Panas Bumi pada Lapangan Jailolo di Wilayah Halmahera

listrik lainnya, serta dapat mengurangi ketergantungan terhadap energi fosil.

Energi Pembangkit Listrik yang umum digunakan di Provinsi Maluku Utara adalah PLTD. Ketidacukupan pasokan energi merupakan salah satu kendala dalam pengembangan ekonomi di beberapa kabupaten, yang sangat memerlukan pengembangan sumber daya energi alternatif. Berdasarkan data ESDM daerah panas bumi beberapa lokasi di Halmahera, Maluku Utara sudah dilakukan Survei Pendahuluan, Survei Pendahuluan Awal, Survei Rinci dan penetapan WKP Panas Bumi (Gambar 1). Diketahui beberapa

lokaasi potensi Panas Bumi yang sudah dilakukan survei rinci, sehingga dapat segera dilanjutkan ke tahap berikutnya yaitu Pemboran Sumur Eksplorasi dan Studi Kelayakan Panas Bumi.

Potensi Panas Bumi di Halmahera menurut data Kementerian ESDM yang sudah dilakukan Survei Rinci antara lain pada lokasi WKP Jailolo (Cadangan Mungkin 75 MW), WKP Songa Wayaua (Cadangan Mungkin 42 MW), dan WKP Telaga Ranu (Cadangan Mungkin 72 MW) (Fefria Tanbar, 2022). Lebih detail 3 (tiga) lokasi WKP yang sudah dilakukan Survei Rinci ditampilkan pada Gambar 1.



Gambar 1. WKP Potensi panas Bumi di Halmahera yang sudah dilakukan Survei Rinci

II. Metodologi

Langkah pertama dalam melakukan studi ini adalah studi literature data dari penelitian sebelumnya terkait estimasi kapasitas lapangan panas bumi di Indonesia, selanjutnya adalah langkah pengumpulan data yang diperoleh dari hasil studi pendahuluan sebelumnya. Kemudian dilakukan pengembangan model teknis untuk memperkirakan kapasitas reservoir pada lapangan panas bumi. Selanjutnya perhitungan biaya perusahaan lapangan panas bumi. Besarnya biaya perusahaan panas bumi ditentukan oleh besarnya biaya eksplorasi, biaya pengembangan

lapangan uap (steam field) dan pembangunan PLTP serta biaya operasi dan perawatan. Banyak faktor yang menentukannya, diantaranya adalah luas area serta jenis survey/pekerjaan yang dilakukan pada waktu eksplorasi, peluang keberhasilan pemboran sumur eksplorasi, kapasitas listrik yang akan diproduksi, potensi persumur, jumlah sumur produksi yang dibutuhkan untuk memenuhi kebutuhan PLTP, jumlah sumur yang harus dibor (kemungkinan adanya sumur-sumur yang tidak potensial, baik karena temperaturnya rendah ataupun karena produksinya sangat kecil, harus diperhitungkan), jumlah sumur produksi

tambahan di butuhkan untuk mempertahankan total produksi uap lapangan selama masa produksi (makeup well) dan jumlah sumur injeksi.

Untuk memperkirakan kapasitas cadangan panas bumi menggunakan metode volumerik pada kelas sumber daya hipotesis sampai dengan terbukti. Persamaan dasar perhitungan mengenai besarnya energy panas bumi yang dapat dimanfaatkan dan diubah menjadi energy listrik (Saptadji, 2003), sebagai berikut:

1. Hitung kandungan energy pada keadaan awal (initial) atau besarnya sumber daya panasbumi dengan persamaan sebagai berikut:

$$H_{ei} = A.h.[(1-\phi) \rho_r c_r T_i + \phi (S_L \rho_L u_L + S_v \rho_v u_v)_i]$$

2. Hitung kandungan energi pada keadaan akhir (T final):

$$H_{ef} = A.h.[(1-\phi) \rho_r c_r T_f + \phi (S_L \rho_L u_L + S_v \rho_v u_v)_f]$$

3. Hitung maksimum energi yang dapat dimanfaatkan:

$$H_{th} = H_{ei} - H_{ef}$$

4. Hitung energi panas bumi yang dapat dimanfaatkan pada kenyataannya (=besarnya cadangan bila dinyatakan dalam kJ):

$$H_{de} = R_f H_{th}$$

5. Hitung besarnya cadangan, yaitu energi panas yang dapat dimanfaatkan untuk kurun waktu t tahun (biasanya 25-30 tahun) dengan persamaan berikut:

$$H_{thermal} = \frac{H_{de}}{t \times 365 \times 24 \times 3600}$$

$H_{thermal}$ mempunyai satuan MW_{thermal}

6. Hitung besarnya potensi listrik, yaitu energi listrik yang dapat dibangkitkan untuk kurun waktu t tahun (MWe) dengan cara sebagai berikut:

$$H_{el} = \eta \times H_{thermal}$$

Ketersediaan data tergantung dari kegiatan survei yang telah dilakukan didaerah tersebut. Selain data hasil survey, ada parameter yang tidak dapat diketahui dengan pasti sehingga biasanya diasumsikan sesuai dengan hasil eksplorasi dan eksploitasi pada lapangan panas bumi tipikal yang sudah beroperasi. Asumsi yang umum digunakan dalam perhitungan potensi cadangan panas bumi sesuai dengan SNI No. 13-6482-2000 sebagai berikut Tabel 1

Tabel 1. Asumsi Angka Parameter pada Tingkat Cadangan Terduga.

Parameter	Temp. Sedang (125 - 225 °C)
Saturasi Air (%)	100
Porositas Batuan (%)	10
Kapasitas Panas Batuan (kJ/kg°C)	0,9
Densitas Batuan (kg/m ³)	2600
Umur Pembangkitan (tahun)	30
Faktor konversi listrik (%)	10

Setelah dilakukan perhitungan menggunakan metode volumetric, maka langkah kedua dari hasil perhitungan volumetric dikalkulasikan menggunakan simulasi Monte Carlo. Simulasi Monte Carlo umumnya dilakukan dengan memanfaatkan fasilitas Microsoft excel untuk mencari distribusi besaran yang diamati berdasarkan besaran – besaran yang mempengaruhinya, seperti luas, ketebalan, temperatur, saturasi, porositas, recovery, dan lain – lain. Jumlah data yang didapat dari kegiatan hasil survei dilapangan (Geologi, Geofisika, geokimia) mempengaruhi bentuk distribusinya. Jika, data hanya terdapat 2 maka bentuk dristribusinya segiempat,

apabila jumlah data terdapat 3 maka bentuk distribusinya segitiga, sedangkan data lebih dari 5 maka bentuk distribusinya bisa *normal*, *log normal*, *binominal*, *multinomial*, *hypergeometric*, dan lain – lain. Hasil akhir perhitungan simulasi monte carlo akan diperoleh gambaran seberapa besar potensi suatu daerah panas bumi yang akan dikembangkan dengan tingkat resiko paling kecil (P10), sedang (P50) dan besar (P90).

Setelah didapatkan besaran potensi panas bumi, maka langkah selanjutnya menghitung biaya keekonomian prospek panas bumi dihitung dengan cara sebagai berikut:

Studi Keekonomian Longterm Panas Bumi pada Lapangan Jailolo di Wilayah Halmahera

- Hitung *revenue*, yaitu penerimaan dari penjualan listrik.
- Hitung besarnya investasi kapital (*tangible*), investasi non-kapital (*intangible*) dan *expenses*.
- Tentukan biaya depresiasi dengan laju depresiasi 10% selama 10 tahun (sesuai dengan aturan yang berlaku di Indonesia saat ini).
- Hitung besarnya *taxable income*
- Hitung besarnya *income tax*
- Tentukan *cashflow*
- Tentukan parameter ekonomi : *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate of Return (IRR)*

III. Parameter Input

Parameter yang digunakan dalam perhitungan potensi cadangan energy panas bumi didapatkan dari hasil survei pendahuluan (geologi, geofisika, geokimia), korelasi steam tabel dan asumsi yang merujuk pada SNI 13-6482-2000.

3.1 Temperatur Reservoir

Berdasarkan data geokimia yang diperoleh selama kegiatan survei pendahuluan di WKP Jailolo pada tahun 2014, diindikasikan terdapat sumber energy panas bumi yang potensial untuk dikembangkan. Terdapat manifestasi permukaan di Jailolo yang terdiri dari 6 kelompok mata air panas (temperatur: 34–77°C) dan 2 lokasi steaming ground (temperatur: 96–97°C) tersebar di seluruh area WKP, dengan dominan mata air muncul mendekati elevasi muka laut atau berupa rembesan (seepage). (EBTKE, 2017)

Hasil pengukuran geothermometer Na – K dan Na – K – Ca temperatur fluida reservoir sekitar 200 – 220 °C. Berdasarkan tipe manifestasi permukaan dan hasil analisa kimia, air dan gas, sistem panasbumi Jailolo merupakan sistem dominasi air dengan kandungan klorida representatif reservoir sekitar 5000 – 6000 mg/kg, pH netral (Star Energy, 2014).

3.2 Luas Area

Berdasarkan hasil survei geosain yang telah dilakukan, maka luas area prospek lapangan Jailolo dari data pengukuran *magnetotelluric (MT)* didapatkan batas minimum reservoir didasarkan pada batas yang digambarkan dari updoming dasar konduktor di dalam Idamdehe maar luasnya sekitar 3 km², sedangkan Batas maksimum reservoir

didasarkan pada batas yang digambarkan dari updoming dasar konduktor di dalam dan di luar Idamdehe maar, memiliki luas sekitar 9 km². (Ramadhan *et al.*, 2012) Perkiraan batas reservoir dari dari dasar konduktor yang dihasilkan magnetotulleric (MT) dilihat pada bentuk berwarna; garis merah muda tipis adalah jejak patahan di permukaan; garis putus-putus merah adalah batas maksimum reservoir; sedangkan garis putus-putus biru adalah batas minimum reservoir; titik merah mengepul di Idam dehe dan Manjanga.

3.3 Ketebalan Reservoir Lapangan Jailolo

Ketebalan reservoir didapatkan setelah keberadaan puncak reservoir dan lokasi lapisan batuan yang dianggap sebagai basement dapat diidentifikasi. Puncak reservoir diidentifikasi dari data basil survei MT sedangkan kedalaman basemem diidentifikasi dari hasil survei gravity. Dari data MT diketahui kedalaman dari reservoir diperkirakan sekitar 500 – 1.500 m dari permukaan, dengan batuan piroklastik sebagai batuan reservoirnya. (EBTKE, 2017)

3.4 Porositas Batuan Reservoir

Parameter porositas yang digunakan dalam pethittngan cadangan masih didasarkan pada SNI No. 13-6482-2000 tentang metode estimasi potensi energi panasbumi yaitu sebesar 10% (tabel 1). Hal ini mengingat data porositas hasil uji sampel batuan tidak tersedia dikarenakan sumur eksplorasi belum dilakukan pemboran dan analisis terhadap batuan hasil pengeboran (core) belum dilakukan.

3.5 Hasil Perhitungan Potensi Cadangan Panas Bumi Lapangan Jailolo

Dalam melakukan estimasi potensi panas bumi terdapat beberapa metoda yang dapat digunakan, antara lain :

- Metoda Perbandingan
- Metoda Volumetrik
- Metoda Monte Carlo
- Metoda Simulasi

Penggunaan metoda tersebut sangat tergantung pada tahapan kegiatan yang telah dilakukan dan ketersediaan data. Urutan metoda di atas merepresentasikan semakin banyaknya data yang diperlukan. Pada cadangan lapangan Jailili pada studi ini akan menggunakan metoda Monte Carlo. Metoda ini dipergunakan karena dpat menggunakan data yang relatif terbatas, namun telah

mengakomodir adanya faktor ketidakpastian dalam penentuan asumsi dasar perhitungan.

Metoda simulasi reservoir tidak digunakan pada analisa pada stusi ini, dikarenakan belum adanya pemboran sumur eksplorasi dan belum adanya data produksi sumur.

Berdasarkan interpretasi survei pendahuluan lapangan panas bumi Jailolo diperkirakan dapat memiliki potensi daya hingga 50 MW (Rachma

Nilamsuri, 2012), sedangkan hasil Survei Rinci yaitu dengan potensi 75 MW pada kelas cadangan mungkin (Direktorat Panas Bumi, 2017), potensi 40MW tertulis pada RUPTL PLN 2019-2028. Dengan berdasarkan karakterisasi reservoir yang telah dilakukan, akan dihitung cadangan panas bumi WKP Jailolo dengan parameter sesuai hasil karakterisasi tersebut.

Tabel 2. Parameter perhitungan cadangan dengan Metoda Montecarlo

Variable	Min	Max	Most
Area (sq-km) =	3	9	
Thickness (m) =	1000	1500	
Rock Dens. (kg/cu-m) =	2600		
Porosity (fract) =	0.10		
Rock Heat Cap. (kJ/(kg.deg-C)) =	0.9		
Life Time (years) =	30		
RF (fract) =	0.25	0.5	0.3
Elect. Eff. (fract) =	0.1	0.14	
Ti (deg-C) =	200	220	
Tf (deg-C) =	180		
Water Sat. Init. (fract) =	0.9		
Water Sat. Fina. (fract) =	0.3	0.5	

Parameter porositas yang digunakan dalam pethittmgan cadangan masih didasarkzm pada SKI No. 13-6169-1999 tentang metode estimasi potensi energi panasbumi yaitu sebesar 10%. Hal ini mengingat data porositas hasil uji sampel baman tidak tersedia dikarenakan sumur eksplorasi belum dilakukan pemboran dan analisis terhadap batuan hasil pengeboran (core) belum dilakukan.

Luas area prospek lapangan Jailolo dihitung berdasarkan hasil survei geosain yang telah dilakukan, mengingat belum ada data sumur yang belum dapat memberikan informasi mengenai luasan area prospek. Berdasarkan data survei MT Star Energi minimum reservoir boundary may encompass approximately 3 km² and the maximum reservoir boundary approximately 9 km² (Ramadhan, 2012)

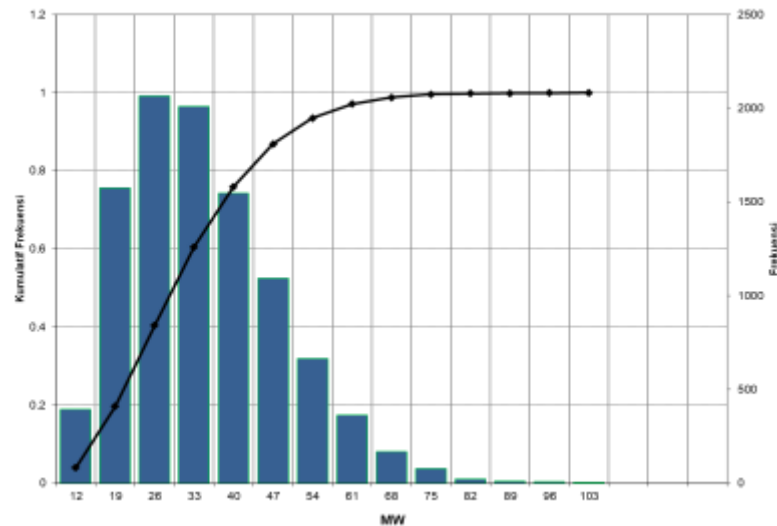
Ketebalan reservoir didapatkan setelah keberadaan puncak reservoir dan lokasi lapisan batuan yang dianggap sebagai basement dapat diidentifikasi. Puncak reservoir diidentifikasi dari data basil survei MT sedangkan kedalaman

basemem diidentifikasi dali hasil sunvei gravity. Dari data MT diketahui kedalaman dari reservoir diperkirakan sekitar 500 – 1.500m dari permukaan, dengan batuan piroklastik sebagai batuan reservoirnya (Direktorat Panas Bumi, 2017).

Temperatur reservoir lapangan Jailolo diperkirakan berdasarkan perhitungan dengan geotelmometer liquid, Liquid geothermometry temperatures indicate a minimum temperature of 188°C. Mixing models indicate a minimum of 212°C. (Yuris Ramadhan, 2012). Mengingat belum ada sumur eksplorasi di lapangan Jailolo dengan demikian temperatur reservoir hasil pengukuran menifestasi permukaan dianggap dapat mewakili kondisi reservoir.

Berdasarkan parameter-parameter tersebut di atas (Tabel 2) dihitung cadangan panas bumi lapangan Jailolo dengan metode Montecarlo. Hasil perhitungan sebagaimana ditunjukkan Gambar 2 menunjukkan jumlah iterasi terbanyak pada perhitungan potensi lapangan Jailolo adalah pada potensi 26 MW

Studi Keekonomian Longterm Panas Bumi pada Lapangan Jailolo di Wilayah Halmahera



Gambar 2. Grafik frekuensi perhitungan potensi panas bumi lapangan Jailolo

Dari kumulatif frekuensi (Gambar 2) perhitungan potensi dapat disimpulkan bahwa potensi lapangan panas bumi Jailolo antara 14.88 MW (kumulatif frekuensi 10%) dan 50.26 MW (kumulatif frekuensi 90%). Cadangan most likely lapangan panas bumi Jailolo adalah 29.44 MW. Hasil perhitungan dengan parameter yang diketahui P10 : 14.8, P50 : 29.0, P90 : 50.3.

IV. Rencana Pengembangan Lapangan Jailolo

Dalam penyusunan rencana pengembangan panas bumi secara total project. ruang lingkup dan rencana pengembangan harus mampu menggambarkan rangkaian kegiatan yang akan dilakukan mulai dari eksplorasi, studi kelayakan hingga tahap komersialisasi yaitu pembangkitan tenaga listrik.

Berdasarkan hasil perhitungan pada bab sebelumnya, lapangan panas bumi Jailolo diperkirakan mempunyai cadangan sebesar 29 MW (P50). Dengan demikian apabila mengacu pada cadangan tersebut, maka kapasitas pengembangan pada tahap pertama sebaiknya adalah 10 MW.

Tabel 1 Dari perbandingan data di beberapa lapangan tersebut didapatkan rata-rata produksi per sumur adalah 4 MW. Pada

Sementara itu, dalam rencana pengembangan kelistrikan PT PLN sebagaimana tertuang dalam rencana umum pengembangan tenaga listrik (RUPTL) PT PLN tahun 2021-2030, lapangan panas bumi Jailolo akan dikembangkan Jailolo (FTP2) #1 kapasitas 10MW dan Jailolo (FTP2) #2 kapasitas 20MW.

Berdasarkan analisis tersebut, maka dalam studi ini akan dikaji dua skenario pengembangan lapangan. Pengembangan 10 MW (2 x 5MW) dan 20 MW (2 x 10 MW).

IV.1. Estimasi Kapasitas Sumur Pemboran

Pada umumnya perkiraan kemampuan produksi sumur pengembangan dilakukan dengan melakukan pemodelan terhadap sumur eksplorasi yang produktif. Namun pada penyusunan rencana pengembangan lapangan panas bumi Jailolo ini, hal tersebut tidak dapat dilakukan mengingat belum ada sumur eksplorasi. Oleh karena itu pendekatan yang dapat dilakukan adalah dengan membandingkannya dengan statistik produktifitas sumur di lapangan-lapangan lain (Barr dan Grant, 1984). membuat perbandingan data sumur di beberapa lapangan yang ada di New Zealand dan beberapa negara lain.

Tabel 3. Perbandingan Data Beberapa Lapangan Panas Bumi (Barr & Grant, 1984)

Field	Size (sq.km)	Well drilled	Temperature (deg-C)	Mean Output per Well (MW)
Wairakei	15	123	260	3.0
Kawerau	8	33	290	3.7
Broadlands	11	36	270	3.2
Mokai	10	6	290	8.7
Rotokawa	10	5	300	4.0
Ngawa	30-50	13	225	2.8
Overseas				
Los Azufres	n.a	22	220-320	4.0
Krafla (Iceland)	30	22	350	1.6
Baca (USA)	30	33	280	0.8
Tiwi (Phil)	n.a	95	n.a	5.4
Mak Ban (Phil)	n.a	83	n.a	4.2
Tongonan (Phil)	n.a	50	300	6.7

Analisis yang dilakukan Stefansson (2001) terhadap hasil pengeboran 31 sumur temperatur tinggi dari 4 lapangan panas bumi bertemperatur tinggi yaitu Wairakei, Tiwi, Tongonan, dan Ohaaki menunjukkan bahwa rata-rata produktivitas sumur tiap lapangan geothermal cukup konstan setelah periode pembelajaran tertentu telah lewat dan pengetahuan yang memadai tentang reservoir telah didapat untuk meletakkan sumur dengan suatu cara agar hasil maksimum diperoleh.

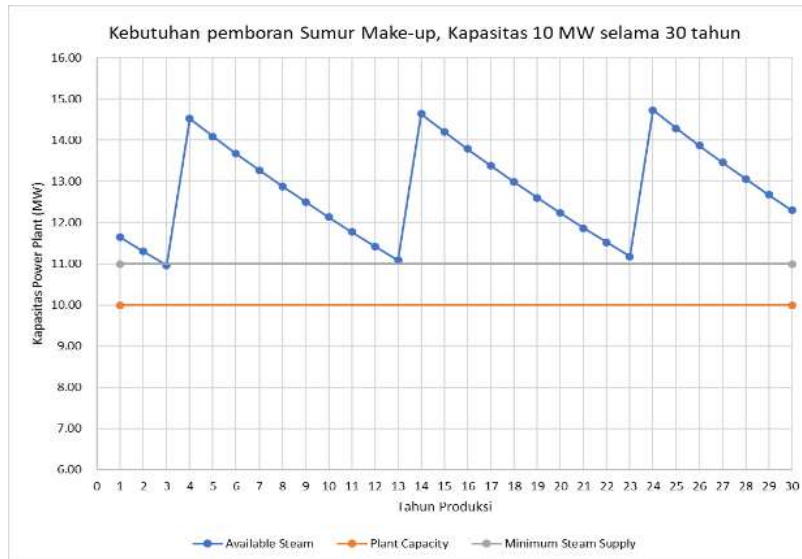
IV.2. Kebutuhan Pemboran Sumur Make-Up

Diproduksikannya sumur panas bumi secara terus menerus, akan menyebabkan terjadinya penurunan laju produksi sumur (decline) secara alamiah sebagai akibat pengambilan masa uap dan air dari reservoir. Penurunan laju produksi tersebut dapat terjadi karena penurunan tekanan reservoir, terjadinya kerusakan di area sekitar sumur, injeksi fluida

yang tidak tepat, dan mechanical problem. (Abdillah, 2008) Penurunan laju produksi tersebut harus diantisipasi dengan menyediakan sumur make up guna mempertahankan produksi listrik.

Jumlah sumur make up yang harus dibor tersebut akan sangat tergantung pada laju penurunan produksi (decline rate). Pada rencana pengembangan lapangan Jailolo ini diasumsikan decline terjadi secara eksponensial dengan laju sebesar 3% per tahun. Hal ini didasarkan pada studi yang dilakukan oleh SKM pada 2009 bahwa untuk pengembangan dengan kapasitas 20-50 MW pada lapangan yang belum pernah dikembangkan maka decline akan berkisar 3%. Dengan asumsi decline tersebut, maka perkiraan kebutuhan sumur make-up untuk memenuhi kebutuhan uap selama waktu proyek adalah seperti ditunjukkan Gambar 2.

Studi Keekonomian Longterm Panas Bumi pada Lapangan Jailolo di Wilayah Halmahera



Gambar 3. Jadwal Pemboran sumur Make-Up perlu dilakukan pemboran pada tahun ke-3, tahun ke-13 dan tahun ke-23 selama 30 tahun pembangkitan 10MW, Pemboran sumur *Make-Up* bertujuan untuk menjaga *Available Steam* tetap lebih besar dari *Minimum Steam Supply* dan *Plant Capacity*.

IV.3. Analisis Keuangan

Sebuah proyek panas bumi perlu menunjukkan kelayakan finansial. Dengan risiko tinggi dan biaya awal yang besar serta kerangka waktu yang signifikan, pengembangan hanya akan mengerjakan proyek dengan potensi pengembalian positif. Indikator keuangan seperti IRR dan NPV akan menunjukkan potensi return yang positif.

Untuk dapat menilai kelayakan dan menghitung IRR dan NPV, sebuah proyek membutuhkan model keuangan yang tepat. Sebuah model keuangan adalah alat penting yang membantu untuk menentukan parameter keuangan utama dari sebuah proyek atas dasar yang investor dan pemodal berkomitmen sumber daya untuk sebuah proyek, dan pemerintah, utilitas atau off-taker menandatangani proyek (Ngugi, 2014).

Tabel 2. Tahap Pengembangan untuk rencana pengembangan 1 X 10 MW dengan Masa Produksi 30 Tahun.

Exploration and Development Stage		
Parameters	Value	Unit
Exploration Stage		
Starting Date	1 January 2023	
Duration	36	Months
Finished Date	31 December 2026	
Development Stage		
Unit 1 Capacity	10	MW
Starting Date	1 Januari 2027	
Project Development Duration	48	Months
Finished Date	31 December 2030	
COD Unit 1	1 January 2031	

Parameter yang diperlukan untuk perhitungan keuangan, termasuk pajak dan biaya lainnya dalam mengembangkan lapangan panas bumi. Angka-angka tersebut diperoleh

dari pengalaman data lapangan dan peraturan perundang-undangan terkait panas bumi di Indonesia.

Tabel 4. Variabel Variabel Finansial untuk Contoh Kasus Pengembangan Pembangkit 1 x 10 MW dengan Masa Produksi 30 Tahun

Financial Variables		
Parameters	Value	Unit
Cost of Equity	17%	
Discount Rate (WACC)	9.7%	
Income Tax Rate	25%	
Royalty	2.5%	
Exploration Levy	2	USD/Ha/Year
Exploration Area Size	1700	Ha
Exploitation Levy	4	USD/Ha/Year
Assumption of Development Area Size	850	Ha
Production Bonus	0.5%	
Tax on Land and Building - Subsurface	2%	
Depreciation Method	DB	

Komponen biaya satuan untuk setiap kegiatan dicantumkan untuk setiap tahap, termasuk harga, Pajak Pertambahan Nilai (PPN) dan total biaya. Variabel-variabel dalam lembar masukan akan digunakan dalam analisis lebih lanjut dalam model keuangan.

Biaya yang termasuk dalam bagian ini terdiri dari biaya eksplorasi dan biaya pengembangan yang termasuk dalam belanja modal atau capex proyek. Komponen biaya eksplorasi adalah: (1) Survey awal, (2) Akses jalan, pad dan lahan, (3) Dukungan dan fasilitas logistik, (4) Mobilisasi rig termasuk peningkatan jalan, (5) Pengeboran sumur eksplorasi, (6) Pengujian sumur untuk sumur eksplorasi, (7) Operasi lokasi dan biaya umm, (8)

Retribusi Eksplorasi, (9) Studi kelayakan (AMDAL).

Biaya pengembangan juga memiliki komponen biaya dengan besaran yang berbeda-beda untuk unit kapasitas pembangkit yang bervariasi. Yaitu: (1) Akses jalan, well pad dan biaya pra produksi, (2) SAGS (perpipaan dan fasilitas produksi), (3) Fasilitas umum, (4) Commissioning, (5) Konsultan sumber daya dan teknik, (4) IPM Biaya pengembangan pemboran, (6) Pengujian sumur, (7) Biaya pembangkit listrik, (8) Suku cadang (tahun pertama) dan (9) Retribusi eksplorasi. Komponen-komponen tersebut dihitung untuk setiap fase pengembangan.

**Studi Keekonomian Longterm Panas Bumi pada Lapangan Jailolo
di Wilayah Halmahera**

Tabel 5. Parameter Input Cash Flow Model

Jenis Input Biaya	USD 10 ³	Escalasi 7% 2021
Exploration well cost	6754	3377 USD/ meter (dari Sumur Eksplorasi Tulehu 2944 USD/ meter system kontrak IPM)
Development well cost	6254	
Injection well cost	6254	
Land cost, access and site work	3063	3,063 USD 10 ³ 1.7 Ha 2,500 Ibrahim et al., 2015 (3,752), 426 SKM, 2009 (675), 2500 Jambi Field, 2018 (3,063)
Steam Gathering System	6164	6,164 USD 10 ³ 0.25 USD/kW Hance, 2005 – 10MW, 0.65 USD/m Geodipa, 2019, 0.32 USD/kW Bappenas, 2014 – x10MW, + 500 USD 10 ³ dari sumur ke steam header
Piping Network	3250	Studi sebelumnya, 2018
Support facilities	1140	Studi sebelumnya, 2018
G&G surveys	300	Pusat Studi, 2021
Resource study	150	Pusat Studi, 2021
Environment	150	Pusat Studi, 2021
Reservoir study	150	Pusat Studi, 2021
Operating cost	150	Pusat Studi, 2021
Land cost and excavation	150	Pusat Studi, 2021
Plant equipment constr & Install.	17,303	(1,573 USD 10 ³ + VAT 10%) /MW

Setiap opsi kapasitas pembangkit akan memiliki model keuangannya sendiri dan akan memiliki nilai indikator keuangannya sendiri. Telah dilakukan perhitungan untuk kasus proyek panas bumi dengan kapasitas

pembangkitan 1 x 10 MW dengan masa produksi 30 tahun.

Tabel 6. Hasil Analisis Keuangan Contoh Kasus Pembangunan Pembangkit 1 x 10 MW dengan Masa Produksi 30 Tahun

Electric Price (cent/KWh)	IRR (%)	NPV (000 USD)	POT* (years)	PI (%)
120	10.1%	136	14.3	1.0
130	12.3%	4448	12.0	1.1
135	13.5%	6558	11.4	1.1
150	17.2%	12739	7.7	1.3

*Pay Out Time, nilai Cummulative Cash Flow lebih besar dari 0 dibaca dimulai dari tahun pertama setelah produksi. Tahun pertama setelah produksi adalah pada tahun ke-4 setelah dimulainya pengembangan lapangan (Konstruksi, pembebasan lahan, dll).

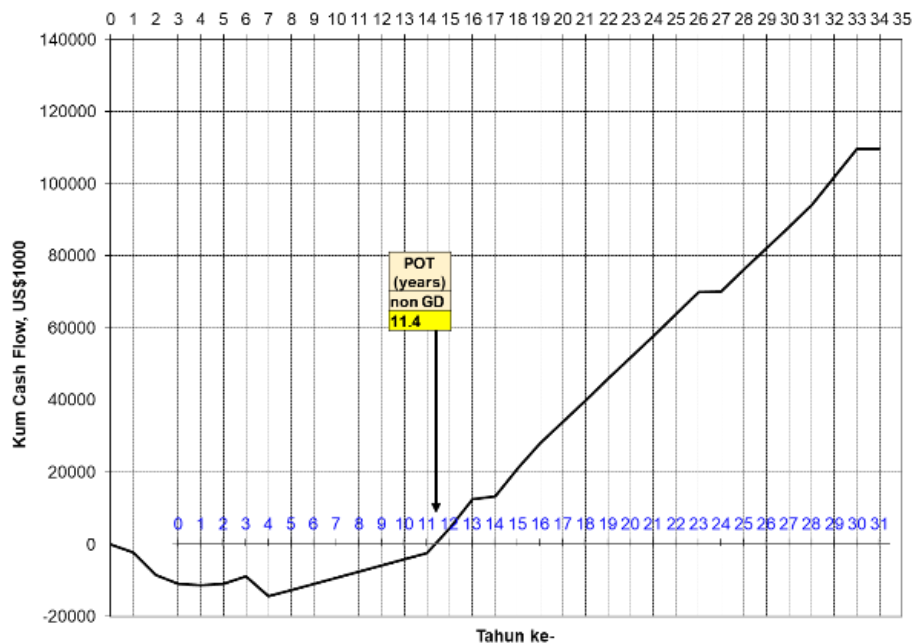
Dari hasil perhitungan Cash Flow Pembangkit Panas Bumi Reservoir Area Jailolo, biaya investasi pembangunan Pembangkit Panas Bumi Reservoir Area Jailolo dengan kapasitas 1X10 MW dengan masa produksi 30 tahun ditunjukkan pada Tabel 7.

Tabel 7. Total Capital and Non Capital Cost of Steam Field Development and Power Plant Development

STEAM FIELD DEVELOPMENT	Total
Capital Costs Up Stream	
Exploration drilling (2 Slim Hole, 1 Standard)	20,262
Development drilling (2 well)	6,254
Development makeup (3 well)	18,762
Injection well (1 well)	-
Land cost, access and site work	4,594
Gathering system	8,978
Piping network	3,250
Support facilities	1,140
Total Capital Costs Up Stream	63,240
Non Capital Costs Up Stream	1,650
Total Investment Costs Up Stream	64,890
PLANT DEVELOPMENT	
Capital Costs Down Stream	
Roads and Locations	300
EPC Power Plant	17,303
Total capital Costs Down Stream	17,603
Total Investment Costs	82,493

Grafik Cumulative Cash Flow pada Gambar 27. menunjukkan waktu pengembalian investasi

(POT) pada WKP Jailolo Geothermal Power Plant selama 11.4 tahun dari setelah produksi.



Gambar 4. Cumulative Cash Flow Chart untuk Power Plant 10 MW, dengan input Harga Listrik 13.5 sen/KWh.

V. Kesimpulan

1. Penggunaan metode perhitungan volumetric dan metode monte carlo sangat

membantu dalam melakukan estimasi potensi cadangan panas bumi pada suatu lapangan yang datanya relative terbatas.

Studi Keekonomian Longterm Panas Bumi pada Lapangan Jailolo di Wilayah Halmahera

2. Perhitungan potensi cadangan panas bumi dengan menggunakan metode volumetric yang dapat dibangkitkan untuk menjadi energy listrik adalah 98.38 MWe.
3. Metode monte carlo digunakan untuk melakukan pengambilan keputusan dalam pengembangan ke tahap eksplorasi, besaran resiko keberhasilan dipilih berdasarkan persentase P10 = 10%, P50 = 50% dan P90 = 90%.
4. Hasil Perhitungan monte carlo bahwa area prospek lapangan Jailolo untuk P10 sebesar 14.88 MW, P50 sebesar 29.71 MW dan P90 sebesar 50.21 MW.
5. Dari analisa Geologi, Geofisika dan Geokimia daerah WKP Jailolo terbagi menjadi satu area prospek, dengan potensi Cadangan Terduga 29 MW.
6. Potensi Panas Bumi Geothermal WKP Jailolo berpotensi untuk dikembangkan dengan kapasitas 10 MW, dengan dimulai pemboran sumur eksplorasi di area Upflow Manjanga.
7. Pembangkitan yang layak adalah dengan harga listrik USD 13.5 cent/Kwh, IRR >11%, NPV positive, Pay Out Time pada tahun ke 11 – 12 setelah produksi, dan Profitability Indeks sudah (lebih dari satu). Harga listrik tersebut masih dibawah USD 15.90 cent/kWh, BPP Regional.

V. Referensi

- EBTKE. (2017). Buku Potensi Panas Bumi Indonesia. In *Paper Knowledge . Toward a Media History of Documents*.
- Fefria Tanbar, A. A. S. I. A. A. (2022). Studi Perhitungan Potensi Cadangan Panas Bumi Pada Lapangan Jailolo Di Wilayah Halmahera. *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, 6(1), 14–20.
- Ramadhan, Y., Diningrat, W., Sutrisno, L., Tasrif, A., Bogie, I., Pacific, W. B., Letjen, J., & Kav, S. P. (2012). Geoscientific Survey Results from the Jailolo Geothermal Field , Northern Halmahera , Indonesia. *New Zealand Geothermal Workshop 2012 Proceedings, November, 2008–2013*.
- Axelsson, G., Stefánsson V., Björnsson G., and Liu, Jiurong (2005) : Sustainable Management of Geothermal Resources and Utilization for 100 – 300 Years, *Proceedings World Geothermal Congress, Antalya, Turkey 24 – 29 April 2005*
- Axelsson, G., Bjornsson, G., Quijano, Julio E. (2005): Reliability of Lumped Parameter Modelling of Pressure Changes in Geothermal Reservoirs, *Proceeding World Geothermal Congress, Antalaya, Turkey*
- Axelsson, G.,(2008) : Production Capacity of Geothermal System, *Energy Policy, Tianjin, China 11 – 18 May 2008*
- Bodvarsson, Gudmundur S., Pruess, K., Lippmann, Marcelo J. (1986): Modelling of Geothermal Systems, Society of Petroleum Engineer, Journal of Petroleum Technology
- Campen, Bart van (2014): Resource Assessment, Technique & Reporting, The Geothermal Institute University of Auckland, Santiago de Chile, 26 – 29 May
- Cross, J., Freeman, J. (2008): 2008 Geothermal Technologies Market Report, prepared by National Renewable Energy Laboratory (NREL), US Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy, DOE/GO-102009-2864, July 2009
- Dickson, Mary H., Fanelli, M., (2005): Geothermal Energy Utilization and Technology, *UNESCO, Paris, France*
- DiPippo R., (1991): Geothermal Energy, Electricity Generation and Environmental Impact, *Energy Policy, Vol 19, Issue 8, 798 – 807*
- Dobbie, T.P., (1991) : The Darajat Resource, Implications for Development, KRTA Limited Auckland, New Zealand Geothermal Workshop
- Fauzi, A., Bahri, S., Akuanbatin, H., (2000): Geothermal Development in Indonesia: An Overview of Industry Status and Future Growth, *World Geothermal Congress, Kyushu – Tohoku, Japan*
- Fatony, M. Gadhavi, Permana, Jati K., Fitri, Anita S.A., (2010): Application of Monte Carlo Simulation for Determining IRR and Cash Flow of a Geothermal Project,

- Proceeding World Geothermal Congress*, Bali – Indonesia, 28-29 April
- Grant, Malcolm A., (2000): Geothermal Resource Proving Criteria, *World Geothermal Congress*, Kyushu – Tohoku, Japan
- Gehring M., Loksha, V., (2012): Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation, Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Technical Report 002/2012, The World Bank Group, Washington 2012
- Hadi J., Quinlivan P., Ussher G., Alamsyah O., Pramono B., Masri A., (2010) : Resource Risk Assessment in Geothermal Greenfield Development; An Economic Implications, *Proceeding World Geothermal Congress*, Bali, Indonesia
- Henneberger, Roger, (2013): Cost and Financial Risks of Geothermal Projects, Schlumberger GeothermEx Best Practices Launch Event, Istanbul, 27 March
- Ketilsson, J., Axelsson, G., Palsson, H., Jonsson, M. T., (2008): Production Capacity Assessment: Numerical Modelling of Geothermal Resources, *Proceeding Thirty-Third Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Januari 28 - 30
- Lund, John W., (2000): 100 Years of Geothermal Power Production, article appearing in *Renewable Energy World*, Vol. 7, No. 7.
- Marcou, John Andrew, (1985): Optimizing Development Strategy for Liquid Dominated Geothermal Reservoirs, *Stanford Geothermal Program*, Stanford University, California (Marcou)
- Muffler, Patrick L. J., (1978): 1978 USGS Geothermal Resource Assessment, U. S. Geological Survey, Menlo Park
- Bappenas (2014): Geothermal Handbook for Indonesia, Directorate for Energy Resources, Mineral and Mining Ministry of National Development Planning Agency (Bappenas), Jakarta, Indonesia, June 2014
- Ngugi, Paul K. (2014): Risk and Risk Mitigation in Geothermal Development, Presented at “Short Course VI on Utilization of Low – and – Medium – Enthalpy Geothermal Resources and Financial Aspects of Utilization”, UNU-GTP and LaGeo, Santa Tecla, El Salvador, March 2014
- Poernomo, A., Satar, S., Effendi, P., Kusuma, A., Azimudin, T., Sudarwo (2015) : An Overview of Indonesia Geothermal Development – Current Status and Its Challenge, *Proceeding World Geothermal Congress*, Melbourne, Australia 19 – 25 April 2015
- PWC (2013): Power in Indonesia Investment and Taxation Guide, April 2013 2nd Edition
- Radja, Vincent T. (1995): The Role of Geothermal Energy in the Context of the Future Electric Power Supply in Indonesia, State Electricity Corporation,
- Sanyal, Subir K., Sarmiento, Zosimo. (2005): Booking Geothermal Energy Reserve, PNOC – Energy Development Corporation, Metro Manila, Philippines, *GRC Transaction*, Vol. 29, 23 – 25
- Sanyal, Subir K., Koenig, James B. (2011): Resource Risk and Its Mitigation for the Financing of Geothermal Projects, GeothermEx, Richmond, California 2011
- Sanyal, Subir K., Eney, Steven L., (2011): Fifty Years of Power Generation at The Geyser Geothermal Field, California – The Lessons Learned, *Proceeding Gunung Salak Geothermal Expansion Project*, Proceedings 20 th NZ Geothermal Workshop, New Zealand
- Stefansson, V., (2000): The Renewability of Geothermal Energy, *World Geothermal Congress*, Kyushu – Tohoku, Japan
- Statistik EBTKE 2016
- Saptadji, N. M. (2003). Metode Estimasi Potensi Energi Panas Bumi. *Jurnal Teknologi Minyak Dan Gas Bumi, (JMGB) – IATMI*, Vol. 14-20, 26–29.