BULLETIN OF GEOLOGY Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumian (FITB) Institut Teknologi Bandung (ITB)

#### IDENTIFIKASI TEKANAN REKAH KRITIS PADA SUMUR AA-1 DAN AA-2 LAPANGAN PANASBUMI RANAU DEDAP, SUMATERA SELATAN

## ANDIKA ARTYANTO<sup>1</sup>, BENYAMIN SAPIIE<sup>1</sup>, CHALID IDHAM ABDULLAH<sup>1</sup>, RIDWAN PERMANA SIDIK<sup>2</sup>

 Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumian, Institut Teknologi Bandung (ITB), JL. Ganesha No.10, Bandung, Jawa Barat, Indonesia, 40132, Email: andika.artyanto@gmail.com
 PT Supreme Energy, Menara Sentraya, 23rd Floor, Kebayoran Baru, Jakarta, Indonesia, Email: ridwansidik@supreme-energy.com

Sari - Lapangan Panasbumi Rantau Dedap terletak pada sekitar 225 km sebelah baratdaya Kota Palembang. Lapangan ini berada pada Sesar Semangko, sehingga terdapat struktur rekahan dan sesar yang kompleks. Identifikasi tekanan rekah kritis digunakan untuk mengetahui rekahan yang mempunyai kemampuan untuk mengalirkan fluida. Oleh sebab itu, analisis ini perlu dilakukan guna eksplorasi dan pengembangan panasbumi pada Lapangan Panasbumi Rantau Dedap. Lapangan Panasbumi Rantau Dedap dikontrol oleh rezim sesar mendatar yang ditunjukkan pada sumur AA-1 dan AA-2. Berdasarkan analisis tekanan rekahan kritis diketahui bahwa rekahan pada sumur AA-1 dan AA-2 dalam kondisi kritis pada AA-1 dan N-S dan NE-SW pada sumur AA-2. Hal ini menunjukkan bahwa Lapangan Panasbumi Rantau Dedap memiliki sesar mendatar berada dalam kondisi kritis sehingga dapat mengalirkan fluida dengan baik.

Kata kunci: In-situ stress, Rantau Dedap, tekanan rekah kritis, panasbumi.

**Abstract** - Rantau Dedap Geothermal Field is located at about 225 km to the southwest of Palembang City. This field is located on the Semangko Fault, so numerous complex fault and fracture structures formed. Identification of critically stressed fracture used to fracture that has the ability to drain the fluid. Therefore, this analysis needs to be done to geothermal exploration and development on Rantau Dedap Geothermal Field. Rantau Dedap Geothermal Field is controlled by strike slip fault regime shown in at AA-1 and AA-2. Based on critically stressed fracture analysis is known that fracture at AA-1 and AA-2 in critical condition the direction NE-SW on the AA-1, and N-S and NE-SW at AA-2. This indicates that the Rantau Dedap Geothermal Field has a strike slip fault are in critical condition so that it can drain the fluid properly.

Keywords: In-situ stress, Rantau Dedap, critically stressed fracture, geothermal.

#### PENDAHULUAN

Daerah penelitian berada pada Lapangan Panasbumi Rantau Dedap yang merupakan salah daerah prospek panasbumi pada Pulau Sumatera (**Gambar 1**). Lapangan Panasbumi Rantau Dedap terletak pada koordinat 9532330 mN dan 318416 mE di Provinsi Sumatera Selatan sekitar 225 km di baratdaya Kota Palembang.

Keberadaan sesar merupakan manifestasi deformasi aktif yang dapat menyebabkan pola tegasan regional berubah. Pada beberapa daerah di dunia ditemukan *BULLETIN OF GEOLOGY, VOL. 3, NO. 2, 2019 DOI: 10.5614/bull.geol.2019.3.2.2*  perbedaaan antara sesar dengan tegasan lokal daerah tersebut. Mayoritas lapangan panasbumi memiliki reservoir rekahan yang dominan dibandingkan reservoir lebih matriks. Pada reservoir yang memiliki matriks permeabilitas rendah, maka tidak ada aliran fluida yang signifikan jika tidak terdapat rekahan atau sesar permeabel (Zoback, 2007). Dalam sistem tersebut permeabilitas reservoir dikontrol oleh distribusi rekahan. Lapangan Rantau Dedap memiliki reservoir yang dikontrol oleh rekahan. Reservoir rekahan ini berada pada daerah dengan struktur sesar yang kompleks. 344

Sesar-sesar tersebut mempengaruhi distribusi permeabilitas pada daerah tersebut. Analisis orientasi rekahan dan tekanan rekah kritis dapat digunakan untuk menentukan aliran fluida didalam reservoir dalam sistem panasbumi.



Gambar 1. Lokasi penelitian Lapangan Panasbumi Rantau Dedap ditunjukkan dengan kotak biru. (Google Maps, diakses pada Juli 2016).

Deformasi aktif yang berkaitan dengan pergerakan sesar menyebabkan ini terbentuknya rekahan dan gangguan terhadap tegasan lokal (Hennings dkk., 2012). Oleh karena itu, sangatlah penting untuk melakukan penelitian ini sebagai pertimbangan dalam prediksi dan perencanaan dalam pengembangan lapangan panasbumi lebih lanjut.

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis tekanan rekah kritis pada setiap sumur AA-1 dan AA-2 guna mengetahui arah dan pola rekahan yang bersifat permeabel sebagai pengeboran selanjutnya target pada Lapangan Panasbumi Rantau Dedap. Analisis diperoleh berdasarkan Barton dan Zoback (2002) dengan menggunakan parameter lain seperti tegasan horizontal maksimum (SHmax), tegasan horizontal minimum (Shmin), tegasan vertikal (Sv), tekanan fluida (PP), dan koefisien friksi (µ). Parameter tersebut dianalisis BULLETIN OF GEOLOGY. VOL. 3. NO. 2. 2019 DOI: 10.5614/bull.geol.2019.3.2.2

berdasarkan nilai pada sumur yang berbeda.

#### DATA DAN METODE

Dalam penelitian ini data yang digunakan adalah data 2 (dua) sumur eksplorasi, yaitu Sumur AA-1 dan Sumur AA-2. Pada sumur AA-1 memiliki data batuan dasar pada kedalaman 1303-2447m, dan Sumur AA-2 memiliki data batuan dasar pada kedalaman 598-2268m. Metode yang digunakan pada penelitian ini adalah deterministik dengan didukung oleh beberapa asumsi (Gambar 2). Penelitian diawali dengan melakukan interpretasi rekahan pada log gambar pada Sumur AA-1 dan AA-2.

## GEOLOGI

Secara umum lokasi penelitian berada pada daerah vulkanik yang tersusun atas Formasi Hulusimpang, Formasi Posumah, dan Batuan Breksi Gunungapi (Amin dkk., 1993) (**Gambar 3**). Formasi Hulusimpang terdiri atas tiga unit batuan, yaitu Unit Riolit, Unit Volkanik dan Batuan Sedimen Tersier, dan Unit Volkanik Tersier. Formasi ini merupakan jejak aktivitas volkanik berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal. Formasi Posumah tersusun oleh tuf, lapili tuf, breksi piroklastik, breksi laharik, lava andesit, lava basal, riolit, dan tuf riolit terelaskan. Formasi ini diendapkan pada Kala Plistosen hingga Holosen. Formasi ini diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Hulusimpang (Tomh).



Gambar 2. Diagram alir penelitian.

Batuan Breksi Gunungapi tersusun oleh breksi gunungapi, lava, tuf bersusunan andesit-basal hasil erupsi Gunung Dempo. Formasi ini terendapkan pada Kala Holosen sebagai jejak aktivitas volkanik Resen. Formasi ini diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Hulusimpang (Tomh) dan Formasi Posumah (Qtp).



**Gambar 3.** Kolom stratigrafi pada daerah penelitian.

Struktur geologi yang mempengaruhi daerah penelitian dapat terlihat dari

BULLETIN OF GEOLOGY, VOL. 3, NO. 2, 2019 DOI: 10.5614/bull.geol.2019.3.2.2 identifikasi dan intepretasi detil pada data penginderaan jauh. Berdasarkan data intepretasi kelurusan dapat terlihat arah dominan pada daerah penelitian, yaitu: baratlaut-tenggara (NW-SE), utara-selatan (N-S), dan timurlaut-baratdaya (NE-SW) (Gambar 4).

Sesar berarah timurlaut-baratdaya (NE-SW) merupakan sesar yang dominan dan yang terpenting pada Lapangan Rantau Dedap. Sesar ini merupakan sesar geser yang menjadi target utama pengeboran pada Lapangan Rantau Dedap (**Gambar 5**). Selain itu, pola sesar berarah utaraselatan (N-S) merupakan sesar yang menjadi target lain (**Gambar 5**) pada Lapangan Rantau Dedap. Hal ini dikarenakan keterdapatan manifestasi yang berasosiasi dengan sesar berarah tersebut. Perpotongan antara ketiga pola arah sesar menjadi target lain dalam pengembangan eksplorasi.



Gambar 4. Peta analisis kelurusan daerah Rantau Dedap pada *light detection and ranging* (LiDAR).

Berdasarkan Sidik dkk. (2016) menyatakan bahwa fase tektonik tertua memiliki orientasi WNW-ESE dengan rezim kompresi yang menghasilkan pergerakan dari Sesar Manna yang terekam pada area timurlaut pravolkanik Besar, kemudian pergerakan mengiri Sesar Kikim menghasilkan gaya kompresi berarah N-S. Gaya iniyang menyebabkan Sesar Cawang terbentuk, sedangkan gaya ekstensional NW-SE merupakan periode release dari gaya kompresi sebelumnya yang menyebabkan struktur lisu Cawang.



**Gambar 5.** Peta Struktur Geologi daerah Rantau Dedap. Garis merah menggambarkan distribusi data dan lingkaran merupakan orientasi tegangan pada daerah penelitian (Sidik dkk., 2016).

#### **TEKANAN FLUIDA (Pp)**

Tekanan pori batuan pada kedalaman yang tekanan sebanding dengan air di permukaan. Nilai tekanan ini diasumsikan seragam pada volume pori yang saling terkoneksi. Nilai tekanan fluida merupakan pengganti nilai tekanan pori. Penggunaan nilai tekanan fluida didapatkan berdasarkan pengukuran log tekanan pada reservoir. Hal ini disebabkan nilai tekanan pori pada batuan beku yang sangat kecil. Nilai tekanan fluida reservoir dengan dominasi air biasanya digambarkan dalam hubungan tekanan hidrostatik, tekanan hidrostatik berhubungan dengan kolom air di permukaan sampai di kedalaman yang diinginkan. Tekanan hidrostatik bertambah dengan bertambahnya kedalaman. Nilai dari tekanan fluida selalu lebih kecil dari tegasan terkecil (S<sub>3</sub>). Selain itu, nilai tekanan pori dapat ditentukan dari berat lumpur pengeboran. Berat lumpur pengeboran harus selalu seimbang dengan tekanan formasi.

Berdasarkan Humaedi dkk. (2016), ketiga BULLETIN OF GEOLOGY, VOL. 3, NO. 2, 2019 DOI: 10.5614/bull.geol.2019.3.2.2 sumur di daerah penelitian menunjukkan pengukuran nilai gradien tekanan fluida reservoir berdasarkan log tekanan berkisar antara 0.083 bar/m. Dalam pembuatan kurva dapat diasumsikan terdapat zona transisi antara tekanan fluida di reservoir yang terisolasi oleh lapisan permeabilitas rendah dengan zona hidrostatik pada bagian atasnya (**Gambar 6**).

#### KOEFISIEN FRIKSI (µ)

Koefisien friksi adalah nilai yang hubungan menunjukkan antara gaya gesekan antara dua benda dan reaksi yang normal antara objek. Byerlee (1978) menyatakan bahwa koefisien friksi batuan berkisar antara 0,6 sampai 1 berdasarkan kedalaman (<6 km), tegasan normal efektif ( ≥~ 10 Mpa), friksi sesar mengindahkan kekasaran dari permukaan sesar, rata-rata pergeseran, tegasan normal, dan lain-lain. Pada batuan utuh koefisien friksi batuan tersebut bernilai satu (1). Namun kenyataannya, batuan yang terdapat di bumi merupakan batuan yang bersifat heterogen, diskontinu, dan anisotopik 348

sehingga memiliki koefisien friksi lebih kecil dari satu. Koefisien friksi yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan nilai referensi berdasarkan Byerlee (1978) untuk rata-rata batuan beku yaitu sebesar 0,8.



Gambar 6. Kurva tekanan fluida pada sumur RD-1 dan RD-3 pada Lapangan Rantau Dedap.

# TEGASAN HORIZONTAL MINIMUM (Shmin)

Nilai dari tekanan horizontal minimum (Shmin) didapat dari tes rekahan hidrolik. Namun rekahan hidrolik biasanya terjadi selama dilakukannya LOT dan xLOT, hasil dari tes ini dapat digunakan sebagai nilai dari tekanan horizontal minimum (Shmin).

Pada lapangan panasbumi penggunaan tes tersebut hanya sebatas mendapatkan nilai FIT untuk mendapatkan nilai batas kekuatan casing dalam menahan tekanan formasi pada sumur pengeboran, tetapi nilai tersebut tidak dapat digunakan sebagai batas bawah nilai tekanan horizontal minimum. Hal ini dikarenakan nilai yang didapatkan bukan dari batuan melainkan dari casing sumur. Sehingga nilai tegasan horizontal minimum didapatkan dari persamaan Matthews dan Kelly (1984).

BULLETIN OF GEOLOGY, VOL. 3, NO. 2, 2019 DOI: 10.5614/bull.geol.2019.3.2.2

$$\sigma_{\rm H} = K_{\rm MK}(\sigma_{\rm ob} - p_{\rm p}) + p_{\rm p} \tag{1}$$

 $\sigma_H$  adalah tegasan horizontal minimum. K<sub>MK</sub> adalah koefisien matriks *stress*.  $\sigma_{ob}$  adalah tegasan vertikal, serta p<sub>p</sub> adalah tekanan pori pada batuan.

#### TEGASAN HORIZONTAL MAKSIMUM (Shmax)

Tekanan horizontal maksimum (SHmax) memiliki arah orientasi dan besaran. Pengamatan terhadap rekahan yang terbentuk akibat pengeboran untuk mengetahui arah tegasan horizontal maksimum telah banyak dilakukan (Barton dkk., 1998; Castillo dkk., 2000). Kenampakan rekahan akibat pengeboran dapat berupa breakout maupun induced tensile. Rekahan ini terjadi jika tegasan vertikal merupakan salah satu bagian tegasan utama dan arahnya relatif sejajar dengan sumur pengeboran.

#### Arah Orientasi Tegasan Horizontal Maksimum (S<sub>Hmax</sub>)

Pada umumnya penentuan nilai arah orientasi S<sub>Hmax</sub> dapat dilakukan dengan mengaplikasikan arah orientasi induced tensile dan breakouts, tetapi pada daerah penelitian merupakan sumur pengeboran miring maka arah tersebut tidak dapat langsung diaplikasikan melainkan membutuhkan persamaan guna menentukan arah orientasi S<sub>Hmax</sub>. Penentuan tersebut menggunakan persamaan berdasarkan Zoback dkk. (2003).

$$\sigma_{tmax} = 0.5(\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta} + \sqrt{(\sigma_{zz} - \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \qquad (2)$$

$$\sigma_{tmin} = 0.5(\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta} - \sqrt{(\sigma_{zz} - \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2}$$
(3)

Sebelum menghitung tegasan yang bekerja pada lubang bor (persamaan 3 dan 4), maka tegasan  $S_1$ ,  $S_2$ , dan  $S_3$  dari sistem koordinat geografi harus dikonversi pada sistem koordinat lubang bor dengan persamaan:

$$S = R_b R_s^T S_s R_s R_b^T \tag{4}$$

 $S_S$  adalah matriks identitas tegasan yang terdiri dari  $S_1$ ,  $S_2$ , dan  $S_3$ . Pada penelitian ini  $S1 = S_{Hmax}$ ,  $S_2 = S_V$ , dan  $S_3 = S_{hmin}$ . Untuk  $R_S$  dan  $R_b$  dihitung dnegan persamaan sebagai berikut:

$$R_{s} = \begin{pmatrix} \cos a \cos b & \sin a \cos b & -\sin h \\ \cos a \sin b & -\sin a \cos c & \sin a \sin b \sin c + \cos a \cos c & \cos b \sin c \\ \cos a \cos b & \cos c & +\sin a \sin c & \sin a \sin b \cos c & -\cos a \cos c & \cos b \cos c \end{pmatrix}$$
(5)

a adalah arah  $S_{Hmax}$ , b adalah *plunge*  $S_1$ , c adalah *rake*  $S_2$ , pada rezim sesar mendatar b = 0 dan c = 90.

$$R_b = \begin{pmatrix} -\cos A \cos B & -\sin A \cos B & \sin B\\ \sin A & -\cos A & 0\\ \cos A \sin B & \sin A \sin B & \cos B \end{pmatrix}$$
(6)

A adalah azimut sumur, B adalah deviasi sumur dari arah vertikal.

Berdasarkan hasil persamaan 5, kemudian dimasukan dalam persamaan di bawah ini, setelah S dikurang dengan  $\Delta$ Pp.

$$\sigma_{zz} = \sigma_{33} - 2\nu(\sigma_{11} - \sigma_{22})\cos 2\theta + 4\nu\sigma_{12}\sin 2\theta$$
 (4)

$$\sigma_{\theta\theta} = \sigma_{11} + \sigma_{22} - 2(\sigma_{11} - \sigma_{22})\cos 2\theta + 4v\sigma_{12}\sin 2\theta$$
 (5)

$$\tau_{\theta z} = 2(\sigma_{23} \cos \theta - \sigma_{13} \sin \theta) \tag{6}$$

Berdasarkan analisis pada masing-masing sumur, kemudian ditentukan arah tegasan horizontal maksimum yang bekerja disetiap sumur. Hasilnya menunjukkan bahwa arah tegasan horizontal maksimum pada sumur sumur RD-1 berarah NE-SW dengan arah azimut N242<sup>o</sup>E (**Gambar 7**) dan RD-3 berarah N-S dengan arah azimut N204<sup>O</sup>E (Gambar 8). Arah orientasi S<sub>Hmax</sub> pada sumur RD-1 terjadi penyimpangan dengan arah tegasan regional. Hal ini dikarenakan terjadi pembelokan segmen Sesar sesar pada Semangko yang ditunjukkan pada segmen Sesar Manna yang memiliki arah relatif baratbaratlauttimurtenggara (WNW-ESE).

#### BULLETIN OF GEOLOGY, VOL. 3, NO. 2, 2019 DOI: 10.5614/bull.geol.2019.3.2.2



**Gambar 7.** Nilai arah orientasi S<sub>Hmax</sub> pada AA-1 dengan menggunakan modul GMI-SFIB. Nilai S<sub>Hmax</sub> didapatkan berdasarkan persamaan Zoback dkk. (2003).



**Gambar 7.** Nilai arah orientasi S<sub>Hmax</sub> pada AA-2 dengan menggunakan modul GMI-SFIB. Nilai S<sub>Hmax</sub> didapatkan berdasarkan persamaan Zoback dkk. (2003).

## Besaran Tegasan Horizontal Maksimum (S<sub>Hmax</sub>)

Besar tegasan horizontal maksimum adalah parameter yang paling sulit ditentukan dalam penentuan *in-situ stress*. Parameter ini tidak dapat ditentukan secara langsung melalui pengukuran. Namun, besarannya dapat didekati dan dibatasi berdasarkan kehadiran *breakout* dan *induced tensile*, serta kondisi *frictional equilibrium*.

Pada saat terbentuk *breakout*, *circumferential stress* melebihi kekuatan batuan, sehingga *circumferential stress* maksimum akan sama dengan kekuatan *BULLETIN OF GEOLOGY, VOL. 3, NO. 2, 2019 DOI: 10.5614/bull.geol.2019.3.2.2*  batuan. Salah satu metode yang dapat digunakan ialah persamaan Zoback (2003) ialah penentuan besaran S<sub>Hmax</sub> dapat menggunakan koefisien friksi. Hal ini didasarkan atas rekahan yang mempunyai kemampuan mengalirkan fluida ialah rekahan yang cenderung bergerak ketika diberikan tekanan padanya, sehingga untuk koefisien friksi yang menjadi faktor pergerakan rekahan tersebut. Oleh karena itu, untuk menentukan kondisi lingkungan rezim tektonik (sesar normal, sesar mendatar, dan sesar naik) dapat diprediksi dengan persamaan sebagai berikut: Sesar normal

• Sesar mendatar  

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_{Hmax-P_P}}{S_{hmin-P_P}} \le \left[ (\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu \right]^2 \qquad (8)$$

• Sesar naik  

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_{Hmax-P_P}}{S_{V-P_P}} \le \left[ (\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu \right]^2$$
 (9)

Untuk menentukan nilai dari  $S_{hmin}$  dan  $S_{Hmax}$ , pada penelitian ini menggunakan *stress polygon. Stress polygon* adalah suatu diagram yang terdiri dari rezim tegasan dan nilai dari  $S_{Hmax}$  dan  $S_{hmin}$  yang dibutuhkan untuk terbentuknya *breakout.* Sumur AA-1 memiliki nilai  $S_{Hmax}$  55,09 MPa (**Tabel 1**) yang terbentuk pada rezim sesar mendatar (**Gambar 8**). Sumur AA-2 memiliki nilai  $S_{Hmax}$  66,83 MPa (Tabel 1) yang terbentuk pada rezim sesar mendatar (**Gambar 9**).

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_{V-P_P}}{S_{hmin-P_P}} \le \left[ (\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu \right]^2$$
(7)



Gambar 8. Analisis *in-situ stress* menggunakan *stress polygon* pada sumur AA-1.

Tabel 1. Nilai S <sub>Hma</sub>	dan S <sub>hmin</sub> pada sumur
RD-1 dan 1	RD-3.

	TVD	Shmin	SHmax
Sumur	(m)	(MPa)	(MPa)
AA-1	1122.01	19.89	55.09
AA-2	1541.7	24.78	64.66



Gambar 9. Analisis in-situ stress menggunakan stress polygon pada sumur AA-2.

BULLETIN OF GEOLOGY, VOL. 3, NO. 2, 2019 DOI: 10.5614/bull.geol.2019.3.2.2

## ANALISIS TEKANAN REKAH KRITIS

Tekanan rekah kritis ialah rekahan atau sesar yang mempunyai rasio tegasan geser terhadap tegasan normal (on) lebih besar dari koefisien friksi geser, secara mekanik rekahan atau sesar tersebut aktif atau bergeser. Menurut Barton dan Zoback (2002) yang menyatakan bahwa rekahan yang dapat mengalirkan fluida ialah rekahan cenderung untuk bergerak stressed (critically *fractures*) akibat tekanan yang bekerja padanya. Koefisien friksi pada Lapangan Rantau Dedap berdasarkan Byerlee (1978) adalah 0,8.

Berdasarkan hasil perhitungan, nilai maksimum tekanan di sumur AA-1 (**Gambar 10**) dan AA-2 dalam keadaan kritis (**Gambar 11**). Hal ini membuktikan bahwa rekahan di sumur AA-1 dan AA-2 adalah rekahan yang permeabel.



Gambar 10. Analisis tekanan rekah kritis pada sumur AA-1.





Gambar 11. Analisis tekanan rekah kritis pada sumur AA-2.

#### **KESIMPULAN**

Dalam penelitian ini, analisis tekanan rekah kritis digunakan untuk menentukan rekahan yang mempunyai kemampuan untuk mengalirkan fluida pada tiap sumur pada Lapangan Panasbumi Rantau Dedap. Dalam analisis tersebut digunakan parameter tekanan fluida (Pp), koefisien friksi (u), tegasan horizontal minimum (S<sub>hmin</sub>), dan tegasan horizontal maksimum (S<sub>Hmax</sub>). Hal tersebut merupakan parameter properti batuan yang untuk mengetahui mekanisme sesar atau kekar untuk bergeser.

Berdasarkan analisis *in-situ stress*, sumur AA-1 dan sumurAA-2 memiliki rezim sesar mendatar dengan arah arah orientasi S<sub>Hmax</sub> berdasarkan hasil perhitungan ialah 353 N242°E pada sumur AA-1 dan AA-2 memiliki arah orientasi N204°E. Hasil sumur AA-1 dan AA-2 dalam kondisi kritis. Hal ini menunjukkan bahwa rekahan pada AA-1 dan AA-2 adalah rekahan permeabel yang memiliki kemampuan mengalirkan fluida.

## KESIMPULAN

Terima kasih atas dukungan, bantuan, kritik dan saran dari kawan-kawan di Institut Teknologi Bandung, serta Supreme Energy Rantau Dedap.

## DAFTAR PUSTAKA

- Amin, T. C., Kusnama, Rustandi, E., dan Gafoer, S. (1993): Peta geologi lembar Manna dan Enggano, Sumatera, skala 1:250.000, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi.
- Barton, C. A., Castillo, D. A., Moos, D., Peska, P., dan Zoback, M. D. (1998): Characteristic the full stress tensor based on observations of drilling-induced wellbore failures in vertical and inclined boreholes leading to improve wellbore stability and permeability prediction, *APPEA*, **10**, 29 – 53.
- Byerlee, J. (1978): *Friction of rocks*, Pegeoph, Birkhauser Verlag, **116**. 143-150.
- Castillo, D. A., Bishop, D. J., Donaldson, I., Kuek, D., de Ruig, M., Trupp, M., dan Shuster, M. W. (2000): Trap Integrity in the Laminaria High-Nancar Through Region, Timor Sea: prediction of fault seal failure using well-constrained stress tensor and fault surface interpreted from 3D seismic, *APPEA Journal*, **14**, 1 – 23
- Google Maps, Peta lokasi penelitian Lapangan Panasbumi Rantau Dedap, data diperoleh melalui situs internet: https://www.google.co.id/maps/@

BULLETIN OF GEOLOGY, VOL. 3, NO. 2, 2019 DOI: 10.5614/bull.geol.2019.3.2.2 analisis tekanan rekah kritis pada tekanan maksimum maka

4.1507746,103.3247681,10.26z?h l=id. Diunduh pada tanggal 18 Juli 2016.

- Hennings, P., Allwardt, P., Paul, C., Zahm, R., Reid Jr, H., Alley, R., Kirschner, B., Lee, dan Hough, E. (2012): Relationship between fractures, fault zones, stress, and productivity in The Suban gas field, Sumatra, Indonesia, AAPG Bulletin, 96, 753 – 772.
- Humaedi, M. T., Alfiady, Putra, A. P., Martikno, M., dan Situmorang, J. (2016): A comprehensive well testing implementation during exploration phase in Rantau Dedap, Indonesia, *Proceeding 41<sup>st</sup> Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University*, 24, 125 – 132.
- Matthews, W. R., dan Kelly, J. (1967): How to predict formation pressure and fracture gradient, *Oil dan Gas Journal*, **15**, 14 – 30.
- Sidik, R. P., Ramadhan, Mussofan, W., Santana, S., dan Azis, H. (2016): Structure geology of southwestern sector Rantau Dedap geothermal field, *Proceedings the 4<sup>th</sup> Indonesia International Geothermal Convention dan Exhibition 2016*, Jakarta, **12**, 23 – 30
- Zoback, M. D., Barton C. A., Brudy, M., Castillo, D. A., Finkbeiner, T., Grollimund, B. R., Moos, D. B., Peska, P., Ward, C. D., dan Wiprut, D. J. (2003): Determination of stress orientation and magnitude in deep well, *Int. J. of Rock Mechanics dan Mining Sciences*, **40**, 1049 – 1076.
- Zoback, M. D. (2007): *Reservoir geomechanics*, New York: Cambridge University Press.

354