

KARAKTERISTIK REKAHAN DAN ANALISIS *CRITICALLY-STRESSED FRACTURE* PADA *FRACTURED RESERVOIR* FORMASI JATIBARANG LAPANGAN “TRR”, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA

Taufan Rizki Rahardjo, M. Syaifudin, Jatmika Setiawan

¹Jurusan Teknik Geologi, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condong Catur, Depok, Sleman, Daerah Istimewa Yogyakarta 55283
azra_taufan@yahoo.com

Sari – Cekungan Jawa Barat Utara terkenal sebagai cekungan penghasil hidrokarbon yang cukup besar di Indonesia. Salah satu *reservoir* yang produktif yaitu *reservoir* batuan vulkanik Formasi Jatibarang. Pada batuan vulkanik, hidrokarbon dapat tersimpan dalam rekahan yang bertindak sebagai porositas sekunder dan menjadikannya *fractured reservoir*. Menurut Barton, Zoback dkk (1995), rekahan yang konduktif secara hidrolik adalah rekahan yang *critically-stressed* terhadap kondisi tegasan saat ini disebut juga sebagai *critically-stressed fracture*. Rekahan yang konduktif secara hidrolik bertindak sebagai jalur hidrokarbon bergerak sehingga dapat meningkatkan permeabilitas batuan vulkanik. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui orientasi *critically-stressed fracture* dan dampaknya terhadap tingkat produksi pada tiga sumur objek penelitian, yaitu TRR-1, TRR-2, dan TRR-3.

Untuk mengetahui orientasi *critically-stressed fracture*, diperlukan integrasi data orientasi rekahan dan besaran tegasan yang bekerja saat ini dalam bentuk model geomekanika 1D, yang terdiri dari tekanan pori, tegasan vertikal (S_v), tegasan horizontal minimum (S_{hmin}), dan tegasan horizontal maksimum (S_{hmaks}). Orientasi rekahan didapatkan berdasarkan interpretasi log FMI dan didapatkan arah umum utara-selatan, timur laut-barat daya, dan utara barat laut – selatan tenggara. Untuk membangun model geomekanika 1D menggunakan data *wireline log* yang dihitung dengan persamaan empiris dan laporan internal pengeboran. Dari analisis yang dilakukan pada ketiga sumur, didapatkan rezim tegasan daerah ini berupa rezim sesar normal ($S_v > S_{hmaks} > S_{hmin}$).

Hasil analisis menunjukkan sumur TRR-1 memiliki intensitas *critically-stressed fracture* sebesar 0,64 rekahan/meter dengan orientasi N350°E-N360°E (utara), Sumur TRR-2 memiliki intensitas 0,11 rekahan/meter dengan orientasi N30°E-N40°E (timur laut), dan sumur TRR-3 memiliki intensitas sebesar 0,61 rekahan/meter dengan orientasi N170°E-N180°E (selatan) serta kemiringan dominan menunjukkan nilai yang sama sebesar 70°-80° di ketiga sumur. Sumur TRR-1 dan TRR-3 memiliki tingkat produksi 924 BOPD dan 1.176 BOPD sedangkan sumur TRR-2 sebesar 188 BOPD, hal ini menunjukkan bahwa *critically-stressed fracture* mengontrol kehadiran hidrokarbon dan dapat mempengaruhi tingkat produksi.

Kata Kunci : Formasi Jatibarang, *Fractured reservoir*, *Critically-stressed fracture*

PENDAHULUAN

Cekungan Jawa Barat Utara terkenal sebagai cekungan penghasil hidrokarbon yang cukup besar di Indonesia. Salah satu *reservoir* yang produktif yaitu *reservoir* vulkanik yang ada di Formasi Jatibarang. Lapangan migas Jatibarang ditemukan melalui sumur JTB-44 pada tahun 1969 dan memasuki tahap pengembangan pada 1973. Lapangan ini memiliki cadangan hidrokarbon sebesar 1.64×10^4 ton dan merupakan salah satu yang terbesar di dunia untuk *reservoir* vulkanik (Zou, 2013).

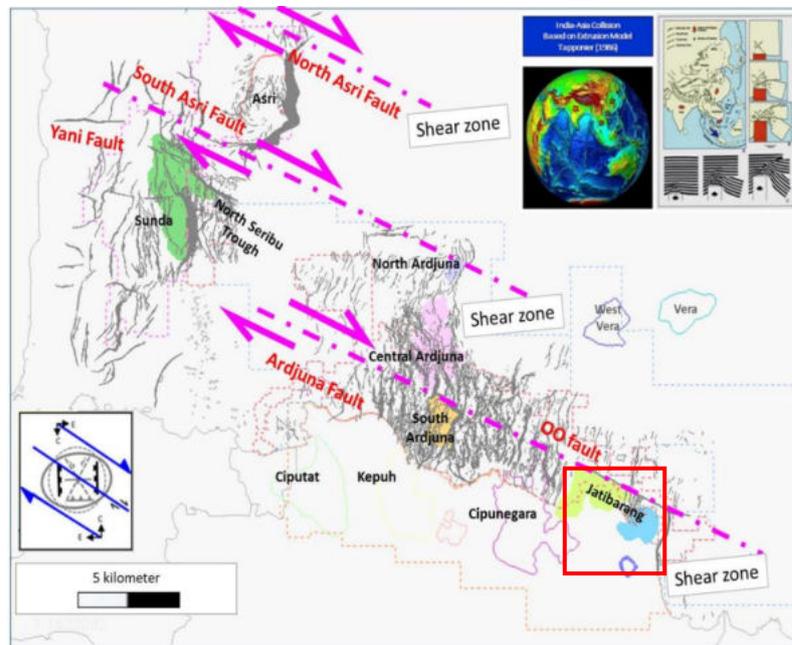
Pada batuan vulkanik, hidrokarbon dapat tersimpan dalam rekahan yang bertindak sebagai porositas sekunder yang menjadikannya *fractured reservoir*. Rekahan juga bertindak sebagai jalur hidrokarbon bergerak sehingga dapat meningkatkan permeabilitas batuan vulkanik. Namun tidak seluruh rekahan bertindak sebagai jalur hidrokarbon, hanya rekahan yang konduktif secara hidrolik yang bisa dilalui oleh hidrokarbon. menurut Barton, Zoback dkk (1995), rekahan yang konduktif secara hidrolik adalah rekahan yang tertekan kritis (*critically-stressed*) terhadap kondisi tegasan saat ini. Istilah ini disebut sebagai *critically-stressed fracture*. Untuk menentukannya, perlu dilakukan analisis orientasi rekahan dan geomekanika terhadap batuan yang menjadi *reservoir*.

GEOLOGI REGIONAL

Pembentukan cekungan Jawa Barat Utara diawali pada kapur awal terjadi proses subduksi berarah timur laut - barat daya di bawah paparan sunda antara Sundaland dengan fragmen kontinen dari Gondwana yang

memanjang dari Jawa hingga Pegunungan Meratus di Kalimantan (Clements & Hall, 2007). Pada eosan tengah hingga akhir, terjadi kolisi antara Lempeng India dan Lempeng Asia menyebabkan munculnya ekstrusi di sepanjang sistem sesar mendatar besar di tepi Lempeng Eurasia bagian timur (Sribudiyani, 2003). Pemekaran berarah barat – timur muncul di Laut Jawa akibat sistem sesar mendatar yang terjadi pada eosan akhir, menghasilkan pembukaan cekungan berupa graben berarah utara-selatan. Pemekaran berarah barat-timur terjadi secara menerus hingga oligosen awal menghasilkan vulkanisme di area Jatibarang. Tempat aktivitas vulkanik tersebut berjauhan dengan zona subduksi dan dari aktivitas tersebut menghasilkan aliran lava basaltik yang berasosiasi dengan endapan lakustrin, menunjukkan erupsi *fissure* yang biasanya terjadi pada seting pemekaran (Clements & Hall, 2007). Batuan vulkanik kemudian terendapkan pada graben berarah utara-selatan sebagai endapan *syn-rift* vulkanik Formasi Jatibarang.

Menurut Wahyuadi & Aveliansyah (2021), Cekungan Jawa Barat Utara merupakan area transisi antara tren *suture* Sumatra (barat laut-tenggara) dan tren *suture* Meratus (timur laut-barat daya). Cekungan Jawa Barat Utara merupakan cekungan busur belakang (*back-arc basin*), namun cekungan ini tidak terbentuk akibat pemekaran belakang busur melainkan dipertimbangkan sebagai *pull apart extension basin* (Wahyuadi & Aveliansyah, 2021). Proses pembentukan *pull apart basin* ini diinisiasi oleh tren struktur barat laut-tenggara yang berada di sub-cekungan Sunda, Ardjuna, dan Jatibarang, yang polanya diinterpretasikan sebagai kontrol struktur dari cekungan ini (**Gambar 1.**).



Gambar 1. Pembentukan pull apart basin dikontrol oleh tren struktur berarah barat laut-tenggara. (Wahyuadi & Aveliansyah, 2021)

Menurut Suyono (2005), urutan stratigrafi regional dari tua ke muda adalah batuan dasar, Formasi Jatibarang, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Cibulakan Atas, Formasi Parigi, dan Formasi Cisubuh (**Gambar 3.**):

- A. Batuan Dasar
Batuan dasar berumur pra-tercier terdiri atas batuan beku, metamorf, dan metasediment.
- B. Formasi Jatibarang
Formasi Jatibarang menindih batuan dasar pra-tercier secara tidak selaras dan berumur sekitar eosan hingga oligosen tengah. Tersusun atas endapan *syn-rift*, terutama dijumpai pada bagian tengah dan timur cekungan. Pada bagian bawah formasi ini tersusun dari tuf dengan sisipan lava (aliran), breksi, dan konglomerat sedangkan bagian atas tersusun dari batupasir. Formasi ini diendapkan pada lingkungan fluvial-marine.
- C. Formasi Talang Akar
Pada *syn-rift* selanjutnya diendapkan Formasi Talang Akar. Formasi ini diendapkan pada lingkungan fluvio-deltaik hingga marine. Litologi formasi ini diawali dengan perselingan batupasir dengan serpih non-marine dan diakhiri dengan perselingan antara batugamping, serpih, dan batupasir dalam fasies marine. Juga ditemui lapisan batubara yang kemungkinan terbentuk pada lingkungan delta. Batubara dan serpih tersebut

merupakan batuan induk untuk hidrokarbon. Formasi ini diendapkan pada kala Oligosen hingga miosen awal secara tidak selaras di atas Formasi Jatibarang.

D. Formasi Baturaja

Terendapkan secara selaras di atas Formasi Talang Akar, formasi ini terdiri dari sedimen paparan yang berkembang sebagai *reef build up* (menandakan fase *post rift*) yang secara regional menutupi seluruh sedimen klastik pada Formasi Talang Akar. Pada bagian bawah tersusun oleh batugamping masif yang semakin ke atas semakin berpori. Selain itu ditemukan dolomit, perselingan serpih glaukonit, napal, rijang, dan batubara. Formasi ini terbentuk pada kala miosen awal-miosen tengah. Terendapkan di lingkungan laut dangkal dengan ketebalan berkisar 50-300 m.

E. Formasi Cibulakan Atas

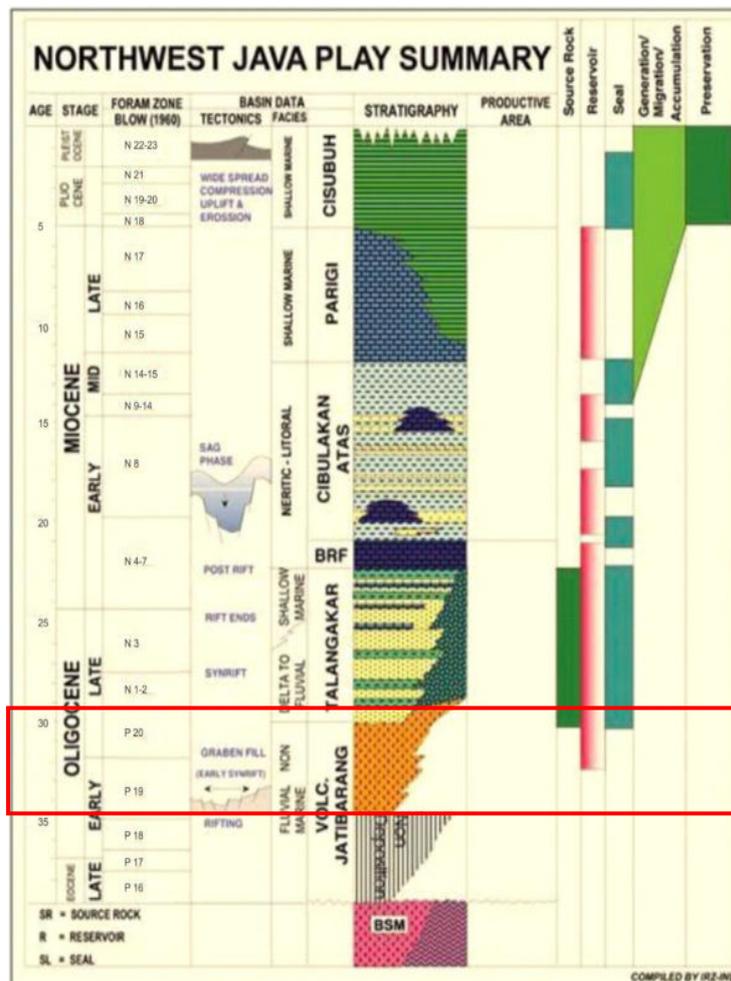
Formasi ini dicirikan dengan campuran sedimen klastik dan karbonat. Tersusun dari serpih dengan perselingan antara batupasir dan batugamping yang diendapkan pada lingkungan paparan dalam-luar. Batugamping terumbu berkembang di bagian tengah formasi ini yang sering disebut dengan *Mean Carbonate*.

F. Formasi Parigi

Terendapkan secara selaras di atas Formasi Cibulakan Atas. Tersusun dari batugamping berfosil, berpori, dan sedikit dolomit. Selain itu dijumpai napal pada bagian bawah dengan kandungan koral dan alga. Lingkungan pengendapan formasi ini adalah laut dangkal-neritik tengah (Arpandi & Padmosukismo, 1975). Formasi ini diendapkan pada kala Miosen Akhir-Pliosen

G. Formasi Cisubuh

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Parigi. Litologi penyusunnya adalah batulempung berselingan dengan batupasir dan serpih gampingan. Diendapkan di lingkungan laut dangkal yang semakin ke atas menjadi lingkungan litoral-paralik, pada kala miosen akhir-pleistosen. Kontak antara Formasi ini dengan Formasi Parigi sangat tegas yang merupakan batugamping bioklastik dengan napal yang berfungsi sebagai lapisan penutup.

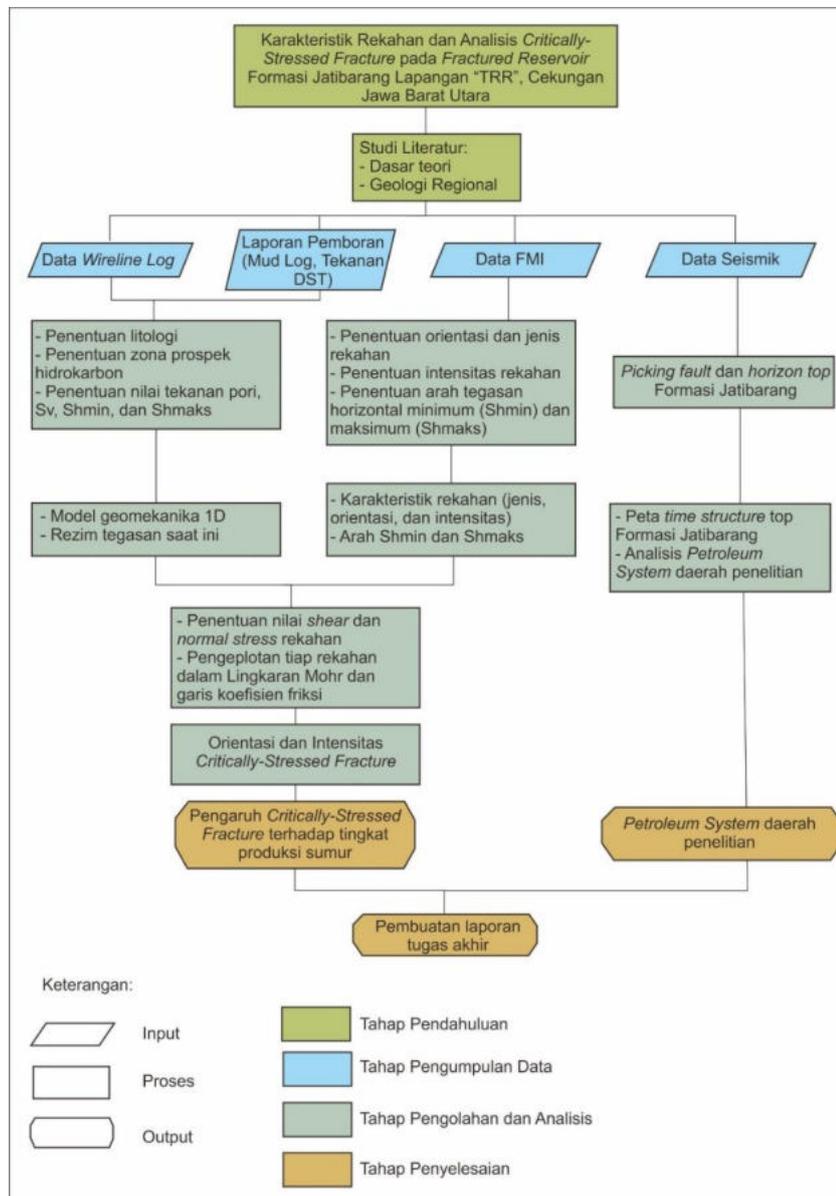


Gambar 3. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Pertamina, 1996)

METODE PENELITIAN

Data yang digunakan dalam penelitian ini diantaranya adalah *wireline log* (GR, Resistivitas, RHOB, dan NPHI), FMI *log*, laporan pengeboran, dan data seismik. Analisis *wireline log* dilakukan untuk menentukan litologi yang divalidasi dengan *mud log* dari laporan pengeboran dan juga untuk menentukan zona yang mengandung hidrokarbon pada lapangan ini. Selain itu dari *wireline log* dapat ditentukan nilai dari tekanan pori, tegasan vertikal (S_v), tegasan horizontal minimum (S_{hmin}), dan tegasan horizontal maksimum (S_{hmaks}) menggunakan persamaan empiris untuk membangun model geomekanika 1D. Analisis FMI dilakukan untuk menentukan jenis, arah dan intensitas rekahan yang terdapat pada Formasi Jatibarang. Selain itu juga untuk mengetahui arah dari tegasan horizontal minimum (S_{hmin}) dan tegasan horizontal maksimum (S_{hmaks}).

Dari data *wireline log* didapatkan batas-batas formasi, kemudian dilakukan interpretasi kemenerusan lapisan (*picking horizon*) dan struktur (*picking fault*) pada seismik. Hal ini dilakukan untuk mengetahui geometri top formasi jatibarang dan struktur yang berkembang pada lapangan ini. Arah rekahan dan model geomekanika 1D diintegrasikan untuk menghitung nilai *shear* dan *normal stress* pada setiap rekahan kemudian menganalisis rekahan yang berada pada kondisi *critically-stressed* dengan mengplotkan nilai *shear* dan *normal stress* pada lingkaran Mohr dan garis koefisien friksi. Kemudian didapatkan arah orientasi serta intensitas *critically-stressed fracture*. Intensitas *critically-stressed fracture* dibandingkan dengan tingkat produksi hidrokarbon tiap sumur, sehingga dapat diketahui pengaruh *critically-stressed fracture* terhadap tingkat produksi sumur.



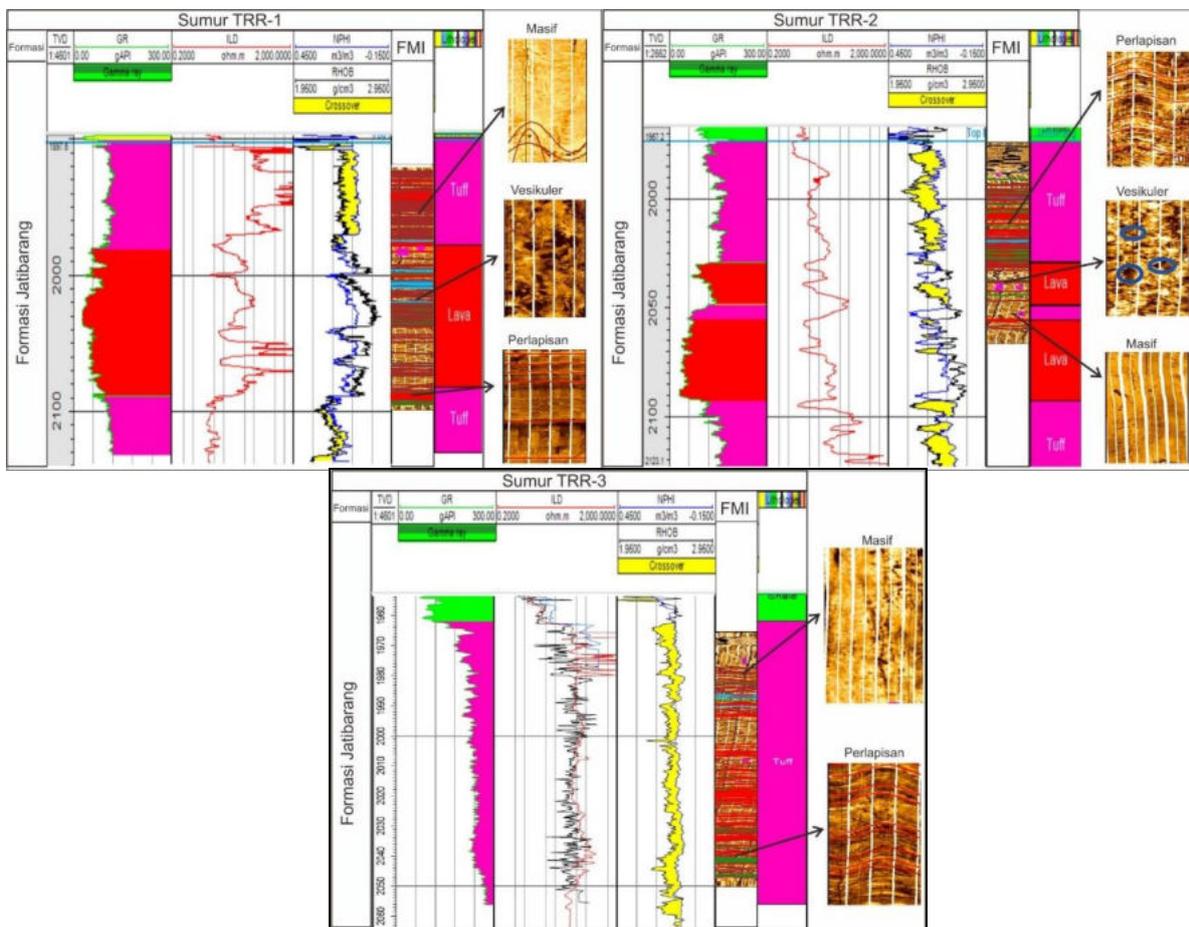
Gambar 4. Diagram Alir Penelitian

HASIL DAN PEMBAHASAN

Interpretasi Litologi

Jenis *wireline log* yang digunakan untuk menentukan litologi yaitu log gamma ray dan resistivitas yang dicocokkan dengan *mud log*. Kemudian log RHOB dan neutron digunakan untuk menentukan zona yang berpotensi mengandung hidrokarbon. Tiap litologi memiliki respon log yang berbeda-beda sehingga dapat dibedakan berdasarkan nilai gamma ray dan resistivitasnya. Interpretasi dilakukan diseluruh interval sesuai ketersediaan data log.

Berdasarkan data FMI terdapat tiga struktur yang dapat dikenali yaitu masif, perlapisan, dan vesikuler. Karena data FMI hanya terdapat di Formasi Jatibarang sehingga dapat diinterpretasikan struktur yang ada terdapat pada litologi tuf dan batuan beku. Struktur masif menunjukkan kenampakan yang halus dan tidak menunjukkan adanya struktur internal. Struktur perlapisan menunjukkan kenampakan gelap dan terang secara berlapis. Struktur vesikuler menunjukkan kenampakan terang dengan titik-titik gelap. Litologi yang memiliki struktur masif dan perlapisan adalah tuf dan litologi dengan struktur vesikuler adalah lava, sehingga dapat diketahui yang ada adalah tuf masif, tuf perlapisan, dan lava vesikuler. Dari struktur tersebut dicocokkan dengan nilai GR nya maka didapatkan tuf memiliki nilai GR tinggi dan lava memiliki nilai GR rendah (**Gambar 5.**)

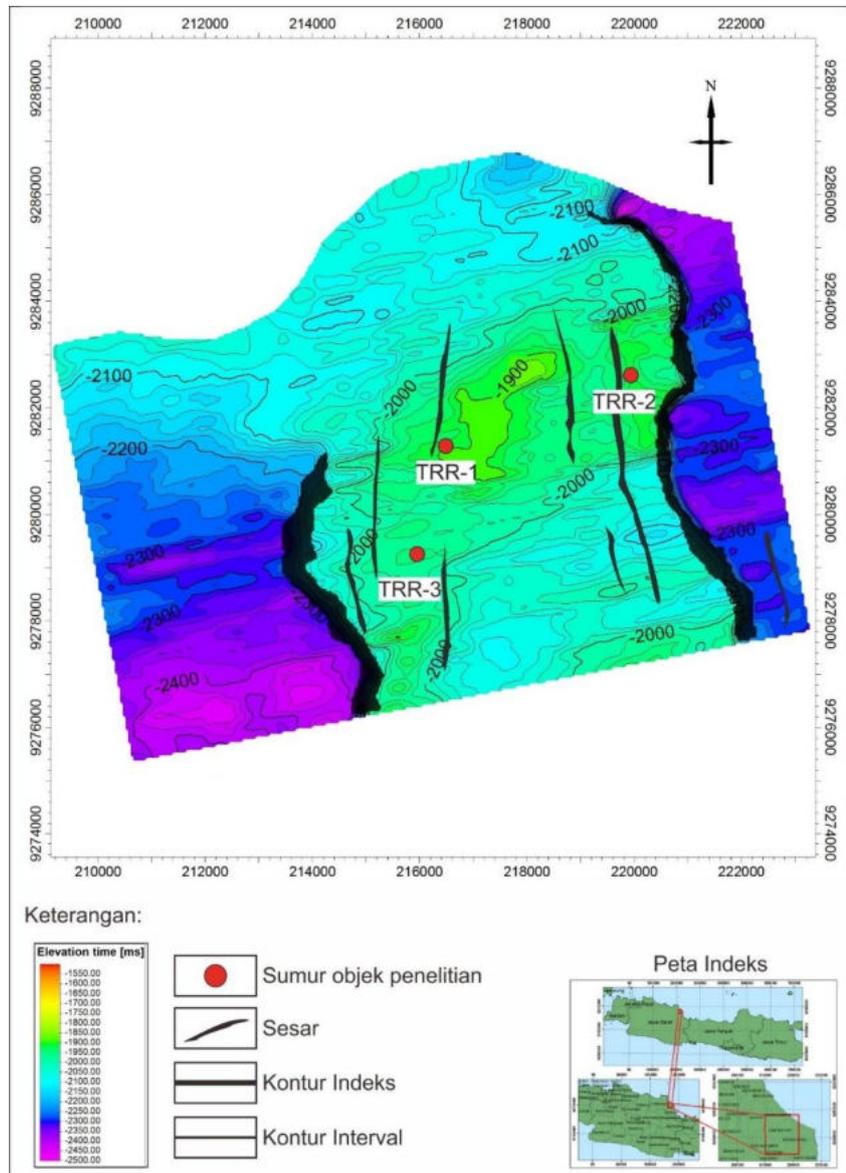


Gambar 5. Pembagian lapisan tuf dan lava pada setiap sumur. Terlihat adanya crossover pada log RHOB dan NPHI menandakan adanya fluida yang terperangkap.

Interpretasi Seismik

Dalam meng-interpretasi seismik, dilakukan *picking fault* dan *horizon* pada penampang seismik yang telah dipilih. *Picking fault* dilakukan untuk mengetahui jenis dan orientasi sesar sehingga dapat diketahui struktur geologi yang berkembang di bawah permukaan. Pada penelitian ini, *picking fault* dilakukan pada penampang yang berarah barat-timur karena struktur dominan yang berkembang di daerah ini berarah utara-selatan, sehingga interpretasi dilakukan pada penampang seismik yang tegak lurus dengan orientasi sesar tersebut. Dari hasil interpretasi didapatkan delapan bidang sesar dengan jenis sesar turun yang menghasilkan struktur tinggian (*horst*) dan rendahan (*graben*) di daerah penelitian. *Picking horizon* dilakukan untuk mengetahui persebaran lapisan batuan pada daerah penelitian. *Picking* dilakukan dengan menarik kemenerusan top lapisan batuan pada

suatu formasi, yang telah ditentukan pada tahap sebelumnya melalui interpretasi litologi pada *wireline log*. Penampang berarah barat-timur dan utara-selatan dipilih untuk mengetahui persebaran lapisan batuan yang ada. Kedua penampang tersebut melewati sumur TRR-3 karena sumur tersebut memiliki *wireline log* terpanjang, sehingga terdapat lebih banyak formasi yang teridentifikasi dibanding sumur lainnya. Dari *picking fault* dan *horizon* yang telah dilakukan, dapat dibuat peta top Formasi Jatibarang sebagai formasi objek daerah penelitian (**Gambar 6**).

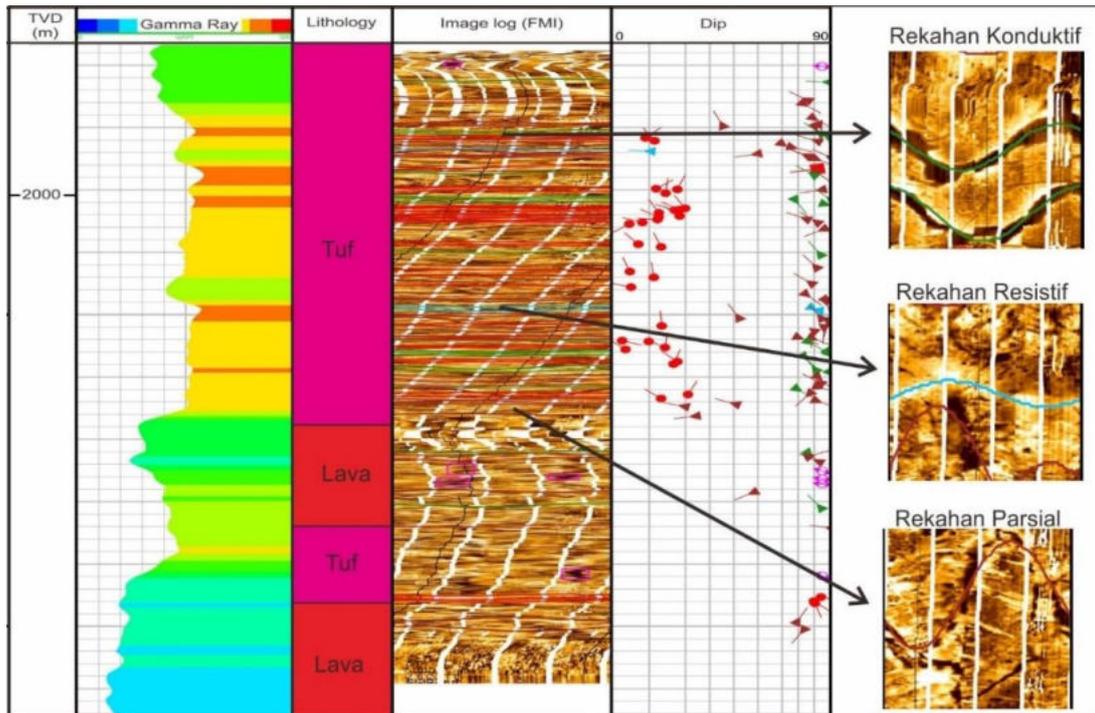


Gambar 6. Peta *time structure top* Formasi Jatibarang

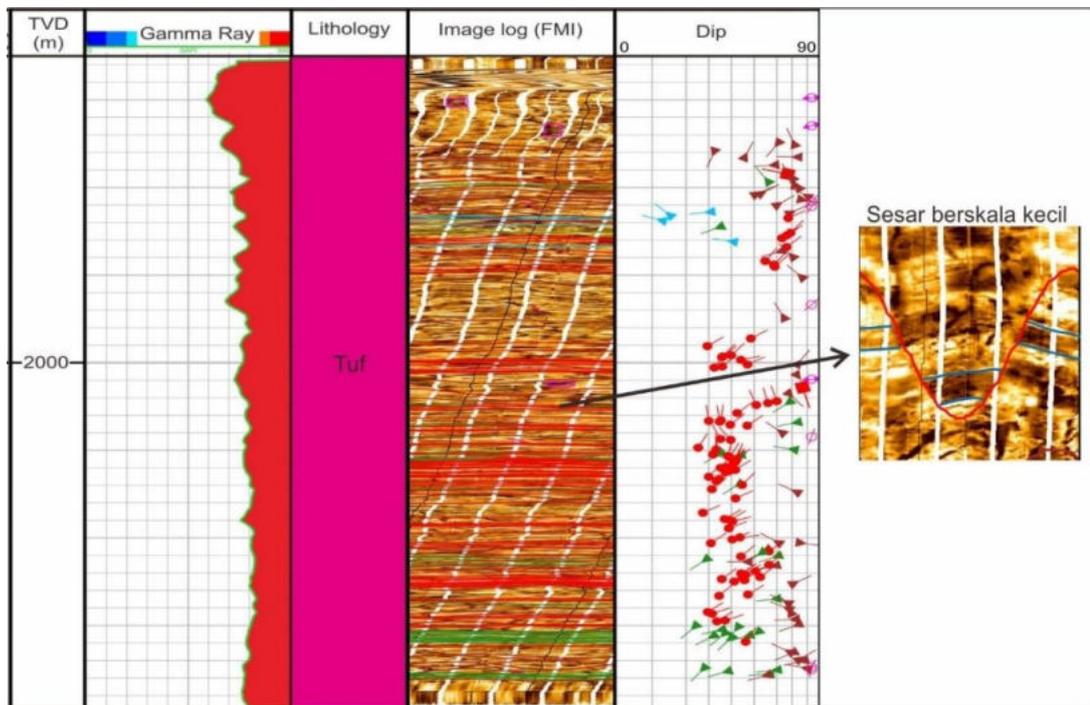
Interpretasi Rekahan

Interpretasi rekahan dalam penelitian ini menggunakan data *Fullbore Formation Microimager* (FMI). Data FMI terdapat pada tiga sumur yaitu TRR-1, TRR-2, dan TRR-3 yang hanya terdapat di interval Formasi Jatibarang. Sumur TRR-1 memiliki log FMI sepanjang 230 meter, sumur TRR-2 sepanjang 100 meter, dan sumur TRR-3 sepanjang 60 meter dengan jenis rekahan yang teridentifikasi yaitu rekahan konduktif, parsial, dan resistif. Rekahan konduktif terlihat berwarna hitam karena masuknya lumpur ke dalam rekahan yang digunakan dalam pengeboran (**Gambar 7**). Rekahan ini termasuk dalam rekahan terbuka. Rekahan resistif terlihat berwarna lebih terang akibat rekahan telah terisi oleh mineral yang bersifat resistif (**Gambar 7**). rekahan parsial terlihat memiliki kenampakan sebagian konduktif dan sebagian resistif karena rekahan tersebut hanya terisi mineral sebagian (**Gambar 7**). Selain rekahan, juga dapat teridentifikasi adanya sesar skala kecil. Sesar dapat dikenali dari adanya offset pada lapisan tuf seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 8**. Adanya sesar berskala kecil

menyebabkan lapisan tuf disekitarnya terdeformasi sehingga orientasi lapisannya berubah. Orientasi *strike* lapisan tuf dominan berarah barat laut-tenggara, namun pada lapisan disekitar sesar menjadi relatif barat-timur.



Gambar 7. Contoh rekahan pada Formasi Jatibarang (Sumur TRR-2). Rekahan Konduktif yang ditunjukkan oleh garis hijau, Rekahan Resistif yang ditunjukkan oleh garis biru muda, Rekahan Parsial yang ditunjukkan oleh garis merah

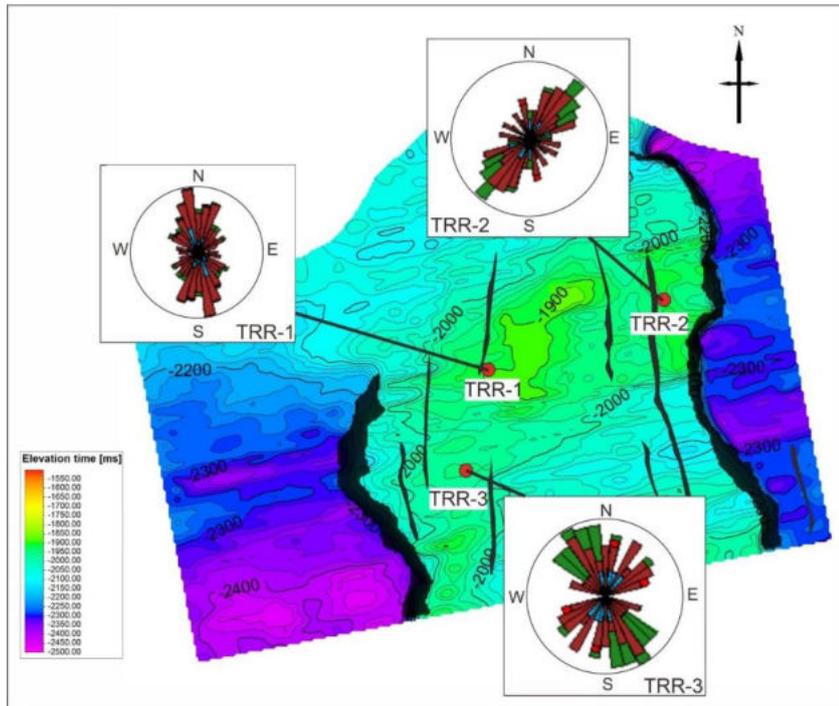


Gambar 8. Kenampakan offset yang menunjukkan adanya sesar pada sumur TRR-3. Garis biru menunjukkan offset lapisan dan garis merah menunjukkan bidang sesar.

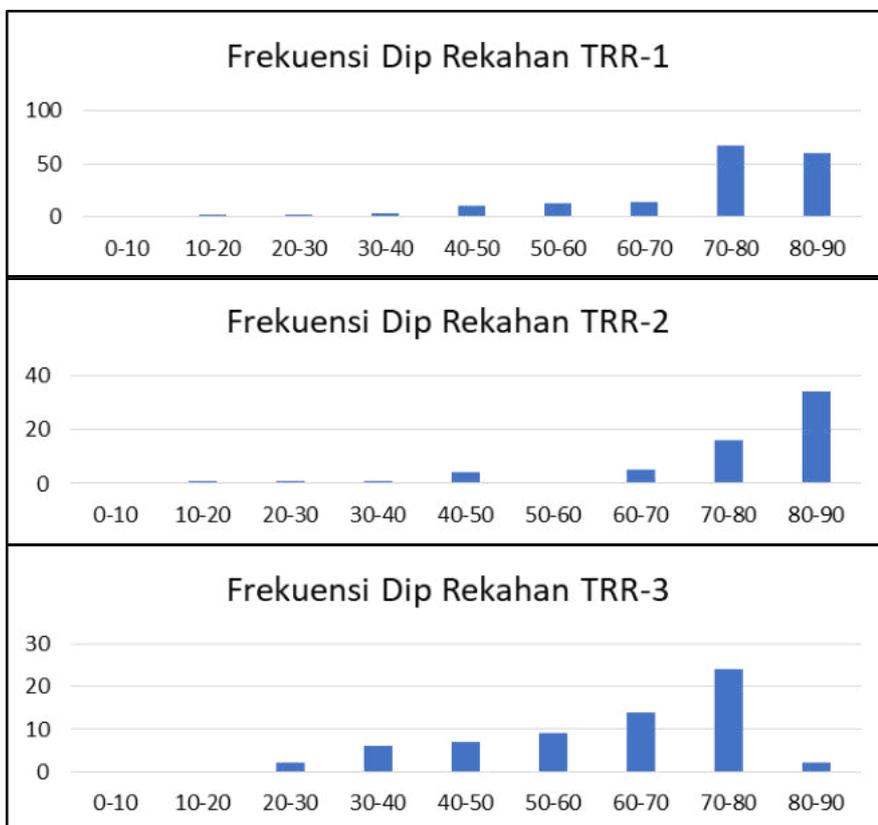
Orientasi Rekahan

Rekahan yang teridentifikasi pada ketiga sumur cenderung memiliki orientasi ke segala arah, namun dapat ditentukan arah dominannya (**Gambar 9**). Pada sumur TRR-1 ditemukan 187 rekahan dari kedalaman 2060 md

hingga 2290 md (230 m) dengan arah *strike* dominan N340°E-N350°E (utara-selatan) dan *dip* dominan 70°-80°. Pada sumur TRR-2 ditemukan 65 rekahan dari kedalaman 2110 md hingga 2210 md (100 m) dengan arah *strike* dominan N040°E-N050°E (timur laut-barat daya) dan *dip* dominan 80°-90°. Pada sumur TRR-3 ditemukan 71 rekahan dari kedalaman 1970 md hingga 2040 md (60 m) dengan arah *strike* dominan N320°E-N330° (utara barat laut – selatan tenggara) dan *dip* dominan 70°-80°. Variasi nilai *dip* dapat dilihat pada **Gambar 10**.



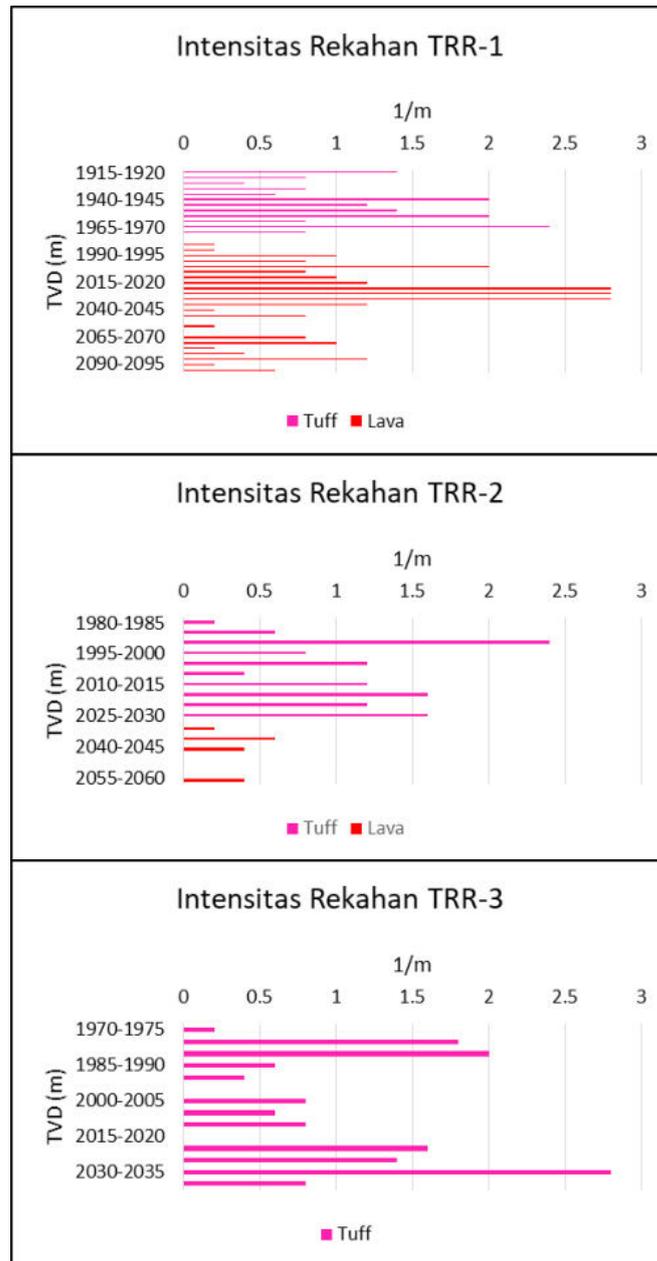
Gambar 9. Orientasi rekahan pada tiap sumur



Gambar 10. Frekuensi dip rekahan pada tiap sumur

Intensitas Rekahan

Intensitas rekahan merupakan jumlah rekahan dibagi dengan interval kedalaman sumur. Interval kedalaman yang digunakan dalam penelitian ini adalah lima meter. Intensitas rekahan digunakan untuk mengetahui penyebaran rekahan secara vertikal dan faktor apa yang dapat mempengaruhi keberadaan rekahan. Dalam penyajiannya, penulis juga telah membagi berdasarkan litologinya untuk mengetahui pengaruh litologi terhadap intensitas rekahan di daerah ini. Berdasarkan data di atas dapat diketahui bahwa litologi tidak berpengaruh terhadap keberadaan rekahan karena intensitas rekahan tertinggi berada di litologi yang berbeda di tiap sumurnya. Selain itu faktor kedalaman juga terlihat tidak mempengaruhi intensitas rekahan karena pada tiap sumur memiliki intensitas rekahan tertinggi di kedalaman yang berbeda-beda (**Gambar 11**).



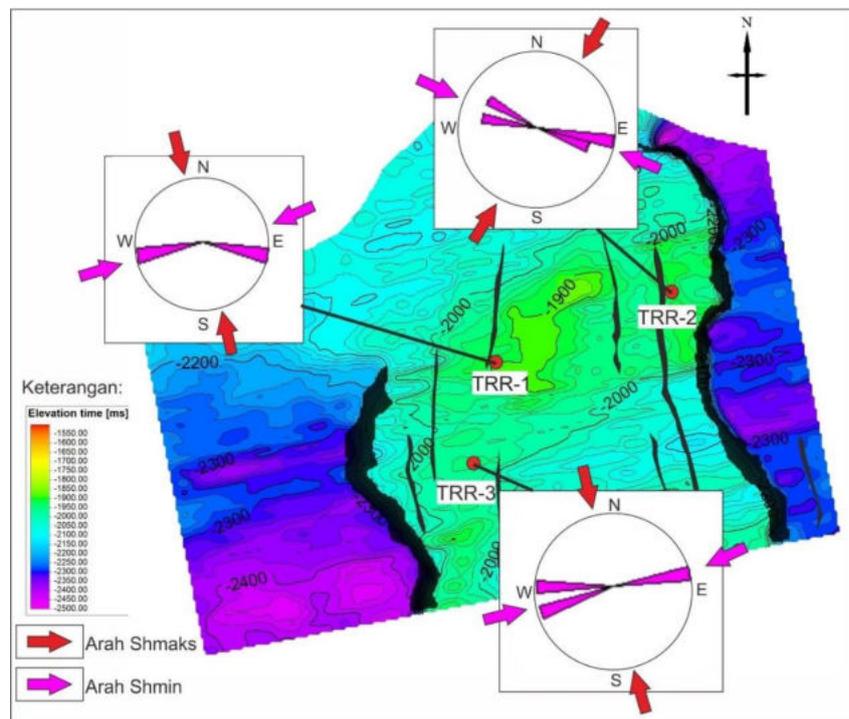
Gambar 11. Intensitas rekahan pada tiap sumur

Arah Tegasan Horizontal Minimum dan Maksimum

Arah tegasan horizontal minimum dan maksimum saat ini didapatkan dari fenomena pembesaran dinding bor. *Breakout* terbentuk searah dengan tegasan horizontal minimum (Sh_{min}) sedangkan *drilling-induced tensile fracture* terbentuk searah dengan tegasan horizontal maksimum (Sh_{maks}), sehingga pembentukannya saling tegak lurus.

Arah Shmin yang didapatkan dari *breakout* relatif barat-timur sehingga Shmaks daerah ini relatif berarah utara-selatan (**Gambar 12**), arah tersebut sesuai dengan arah subduksi antara lempeng Eurasia dan lempeng Indo-Australia yang berada di selatan pulau Jawa, sehingga sumber utama Shmaks daerah ini diinterpretasikan berasal dari subduksi tersebut.

Namun dari arah Shmin dan Shmaks yang telah didapatkan, terlihat adanya perbedaan arah di sumur TRR-2 yang menunjukkan arah Shmaks timur laut-barat daya. Terdapat beberapa faktor yang bisa mempengaruhi arah dari Shmaks sumur TRR-2, yakni kehadiran sesar yang berdekatan dengan sumur dapat membelokkan arah tegasan saat ini (Tingay, 2005). Faktor lainnya juga dapat diakibatkan oleh adanya *lithospheric flexure*. Salah satu sumber yang berpotensi menghasilkan *flexural stress* dan mempengaruhi arah tegasan regional yaitu karena adanya pembebanan sedimen di sepanjang tepi lempeng benua dan tonjolan lempeng Samudra (*outer arc bulge*) (Chapple dan Forsythe, 1979 dalam Zoback, 2007).



Gambar 12. Arah breakout pada tiap sumur.

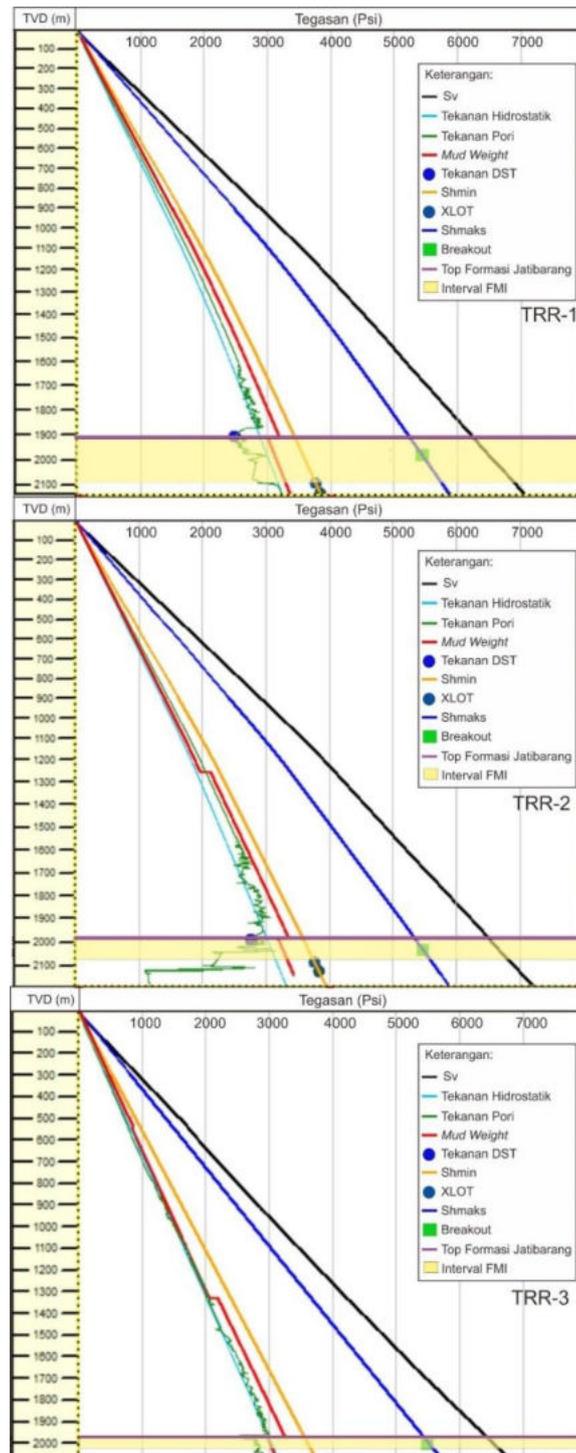
Model Geomekanika 1D

Tegasan vertikal (S_v) atau sering juga disebut tegasan *overburden*, merupakan integrasi densitas batuan dari permukaan hingga kedalaman yang diinginkan. Nilai tegasan vertikal didapatkan dari log densitas (RHOB) yang dihitung dengan rumus empiris. Dari hasil perhitungan, didapatkan nilai tegasan vertikal yang cukup linier dengan gradien sebesar 1 psi/ft di ketiga sumur (**Gambar 13**).

Untuk mendapatkan nilai tekanan pori lapangan TRR, penulis menggunakan log resistivitas yang kemudian dihitung menggunakan rumus Eaton (1975). Data DST dan *mud weight* penulis gunakan sebagai kontrol nilai tekanan pori dalam penelitian ini. Hasil perhitungan tekanan pori ditampilkan pada **Gambar 13**, dapat dilihat nilai tekanan pori di ketiga sumur berada di kondisi hidrostatik, namun pada kedalaman tertentu di seluruh sumur menunjukkan pengurangan nilai tekanan pori sehingga berada di bawah tekanan hidrostatik atau *underpressure*.

Nilai tegasan horizontal minimum atau Shmin pada penelitian ini didapatkan dari nilai *fracture closure pressure* (FCP) yang terdapat pada *extended leak-off test* (XLOT) karena FCP merupakan nilai yang paling mendekati Shmin. XLOT tidak dilakukan pada ketiga sumur yang menjadi objek penelitian, akan tetapi dilakukan pada dua sumur lain yang berdekatan. Sehingga penulis mengasumsikan data pada dua sumur tersebut bisa digunakan pada ketiga sumur objek penelitian. XLOT dilakukan di dua kedalaman yang berbeda, yaitu di kedalaman 2086 mtvd dengan nilai FCP yaitu 3758 psi dan di 2126 mtvd pada lapisan tuf dengan nilai FCP 3835 psi. Dari kedua nilai tersebut didapatkan gradien FCP sebesar 0,55 psi/ft (**Gambar 13**).

Tegasan horizontal maksimum atau Shmaks adalah salah satu nilai yang cukup sulit untuk diestimasi karena tidak dapat diukur secara langsung, sehingga terdapat beberapa rumus yang diajukan oleh peneliti-peneliti terdahulu dengan parameter yang berbeda-beda untuk mendapatkan nilainya. Rumus yang digunakan pada penelitian ini yaitu persamaan yang diajukan oleh Barton dan Zoback (1988). Nilai dari C_0 didapatkan dari uji lab yang dilakukan oleh perusahaan dan didapatkan nilai 40 MPa atau 5801,5 psi, sedangkan untuk *thermal stress* dianggap bernilai nol pada penelitian ini. Untuk nilai parameter lainnya telah didapatkan pada sub-bab sebelumnya. Setelah melakukan perhitungan, didapatkan nilai gradien Shmaks sebesar 0,84 pada sumur TRR-1, 0,82 pada sumur TRR-2, dan 0,84 pada sumur TRR-3 Nilai gradien tersebut dapat diesktrapolasikan hingga ke permukaan untuk membangun model geomekanikanya (**Gambar 13**).

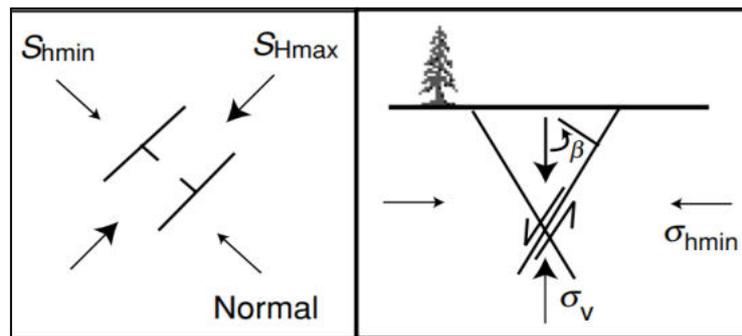


Gambar 13. Model geomekanika 1D pada tiap sumur

Rezim Tegasan Saat Ini

Berdasarkan model geomekanika yang telah dibuat, terlihat tegasan vertikal memiliki nilai paling besar lalu diikuti dengan tegasan horizontal maksimum dan yang paling kecil yaitu tegasan horizontal minimum. Sehingga S_v sebagai tegasan terbesar (S_1), S_{Hmaks} sebagai tegasan menengah (S_2), dan S_{Hmin} sebagai tegasan terkecil (S_3) atau dapat ditulis $S_v > S_{Hmaks} > S_{Hmin}$.

Konfigurasi tegasan $S_v > S_{Hmaks} > S_{Hmin}$ berdasarkan klasifikasi Anderson (1951) masuk dalam rezim sesar normal. Pada rezim ini, sesar yang terbentuk memiliki *strike* yang hampir sejajar dengan arah S_{Hmaks} dan *dip* sekitar 60° searah dengan S_{Hmin} (Zoback, 2007). Ilustrasi terbentuknya sesar normal dapat dilihat pada **Gambar 14**.



Gambar 14. Ilustrasi pembentukan sesar normal (Zoback, 2007). (A) map view (B) Cross-section.

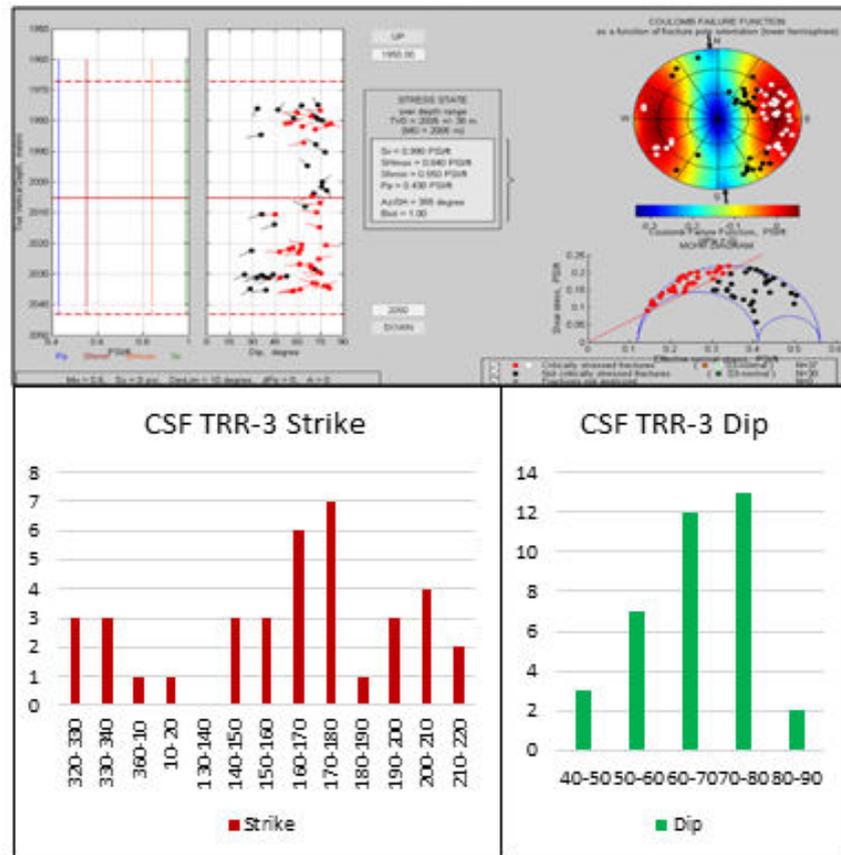
Analisis Critically-Stressed Fracture

Critically stressed fractures adalah kondisi ketika rekahan yang memiliki rasio tegasan geser (τ) terhadap tegasan normal efektif (σ_n) lebih besar dari koefisien friksi (μ). Sesuai dengan teori mohr-coulomb, ketika rekahan melewati batas garis koefisien friksi, rekahan tersebut berpotensi untuk bergerak atau slip (*failure*). Rekahan yang slip dapat menjadi jalur untuk dilewati fluida atau secara hidrolik aktif.

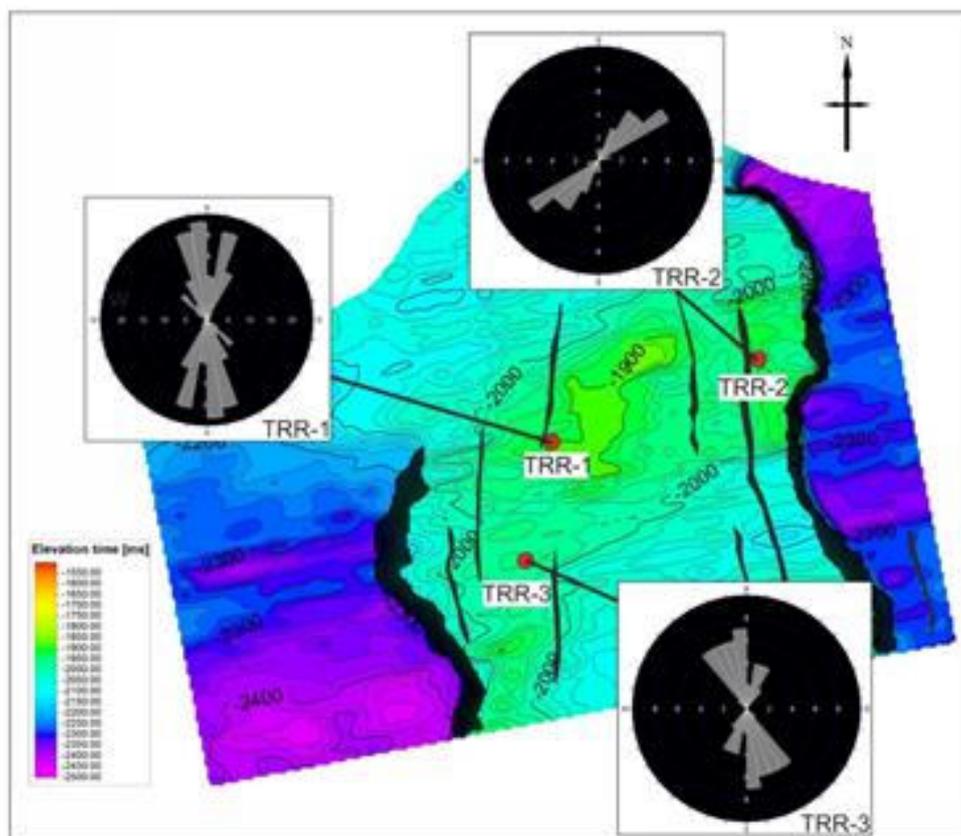
Untuk mendapatkan nilai tegasan geser dan tegasan normal efektif, penulis menggunakan persamaan empiris, dengan nilai koefisien friksi 0,6 (Byerlee, 1978). Proses perhitungan dan pengeplotan dilakukan pada *software* GMI MohrFracTM. Parameter-parameter yang dibutuhkan diantaranya adalah nilai tegasan utama terbesar (S_1), tegasan utama terkecil (S_3), dan sudut antara tegasan normal dan S_1 pada bidang rekahan. Dalam penelitian ini S_v adalah S_1 dan S_{Hmin} adalah S_3 . Hasil perhitungan kemudian diplotkan pada diagram mohr (**Gambar 15-17** bagian kanan bawah). Sumbu x menunjukkan tegasan normal efektif sedangkan sumbu y menunjukkan tegasan geser dan garis merah merupakan koefisien friksi 0,6. Rekahan yang berada di atas garis koefisien friksi memiliki potensi untuk bergerak atau slip karena berada pada batas pergeseran.

Jenis rekahan yang digunakan untuk penentuan *critically-stressed fracture* adalah rekahan konduktif dan parsial, karena rekahan tersebut termasuk dalam rekahan terbuka sehingga dapat berkontribusi terhadap porositas dan permeabilitas batuan. Pada sumur TRR-1 didapatkan 118 rekahan yang teridentifikasi berada dalam kondisi *critically-stressed*. Rekahan-rekahan tersebut memiliki jurus dominan N350°E-N360°E dengan kemiringan dominan 70° - 80° (**Gambar 15**). Pada Sumur TRR-2 didapatkan 8 rekahan yang berada dalam kondisi *critically-stressed*. Rekahan-rekahan tersebut memiliki jurus dominan N30°E-N40°E dengan *dip* dominan 70° - 80° (**Gambar 16**). Pada sumur TRR-3 didapatkan 37 rekahan yang berada dalam kondisi *critically-stressed*. rekahan-rekahan tersebut memiliki *strike* dominan N170°E-N180°E dengan *dip* dominan 70° - 80° (**Gambar 17**).

Dari ketiga sumur yang telah dianalisis, rekahan yang berada dalam kondisi *critically-stressed* memiliki jurus dominan relatif searah dengan S_{Hmaks} tiap sumur dengan *dip* rata-rata 70° - 80° . Hal ini sesuai dengan Klasifikasi Anderson (1951) bahwa sesar yang terbentuk pada rezim sesar normal memiliki *strike* yang relatif searah dengan S_{Hmaks} dengan *dip* relatif 60° . Kemudian jika dilihat pada proyeksi stereonet (**Gambar 15-17** bagian kanan atas), menunjukkan bahwa *critically-stressed fracture* memiliki nilai *Coulomb Failure Criterion* (CFF) mendekati nol dan rekahan-rekahan tersebut memiliki *dip* di atas 60° (zona berwarna merah). Rekahan yang memiliki nilai CFF mendekati nol lebih cenderung mengalami pergeseran (tidak stabil) karena memiliki tegasan geser yang cukup dibandingkan rekahan yang bernilai negatif (zona kuning hingga biru muda). Pada Sumur TRR-2 memiliki jumlah CSF yang sedikit dibandingkan dua sumur lainnya karena sumur tersebut memiliki *dip* dominan yang berbeda dengan kedua sumur lainnya (**Gambar 18**).



Gambar 17. Critically-stressed fracture pada sumur TRR-3 beserta orientasinya



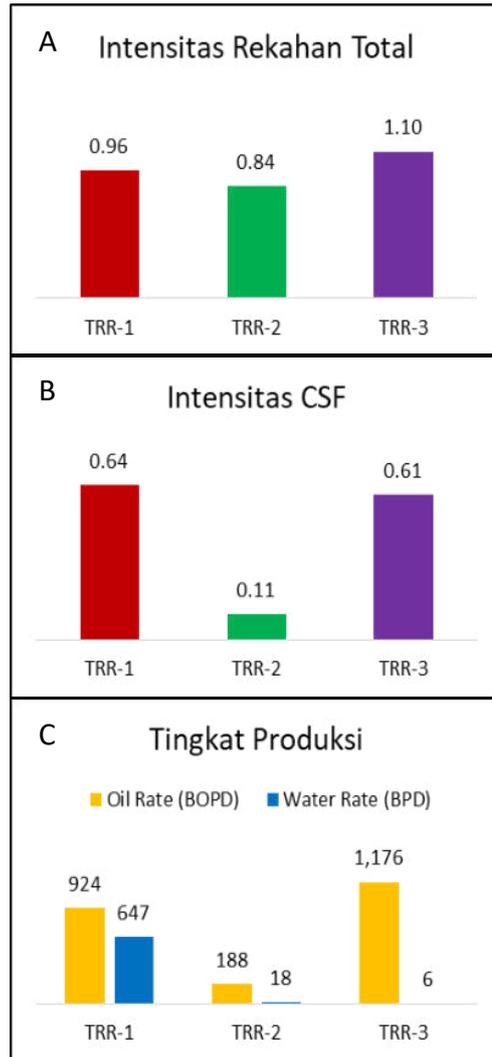
Gambar 18. Orientasi critically-stressed fracture pada daerah penelitian

Pengaruh *Critically-Stressed Fracture* Terhadap Tingkat Produksi Sumur

Rekahan yang berada dalam kondisi *critically-stressed* memiliki kemampuan untuk mengalirkan fluida, sehingga hal ini berpengaruh terhadap tingkat produksi pada suatu sumur. Untuk mengetahui seberapa besar pengaruhnya, penulis membandingkan intensitas rekahan total, intensitas *critically-stressed fracture*, dan tingkat produksi pada setiap sumur yang didapatkan dari laporan internal perusahaan.

Pada **Gambar 19a**, terlihat intensitas rekahan total pada tiap sumur dengan nilai tertinggi terdapat di sumur TRR-3 dengan 1,1 rekahan/m. Namun pada intensitas *critically-stressed fracture*, sumur TRR-1 memiliki intensitas yang lebih tinggi dari TRR-3 dengan 0,64 rekahan/meter (**Gambar 5.19b**). kemudian pada grafik tingkat produksi (**Gambar 19c**), sumur TRR-3 memiliki tingkat produksi yang lebih tinggi dibandingkan sumur lainnya dengan 1.176 BOPD diikuti dengan TRR-1 dengan 924 BOPD dan yang terendah sumur TRR-2 dengan 188 BOPD. Pengaruh kehadiran *critically-stressed fracture* terhadap tingkat produksi sumur yang cukup signifikan dapat terlihat pada sumur TRR-2. Sumur tersebut memiliki intensitas rekahan total 0,84 rekahan/m namun memiliki intensitas *critically-stressed fracture* yang jauh lebih rendah dengan 0,11 rekahan/m. Hal tersebut berdampak pada tingkat produksi yang cukup rendah jika dibandingkan dengan dua sumur lainnya.

Dari perbandingan data di atas, dapat dikatakan bahwa sumur dengan jumlah *critically-stressed fracture* yang lebih banyak memiliki tingkat produksi yang juga lebih tinggi. Banyaknya rekahan pada pada suatu sumur tidak mencerminkan banyaknya kandungan fluida karena walaupun suatu sumur memiliki intensitas rekahan total yang tinggi namun intensitas *critically-stressed fracture* nya rendah, maka kandungan fluidanya pun juga rendah. Maka dapat dikatakan bahwa *critically-stressed fracture* yang mengontrol permeabilitas dan kehadiran hidrokarbon pada Formasi Jatibarang di lapangan TRR. Kemudian untuk mendapatkan tingkat produksi yang maksimal, arah pengeboran dilakukan tegak lurus dengan orientasi dari *critically-stressed fracture*, sehingga lebih banyak rekahan yang dapat dilewati.

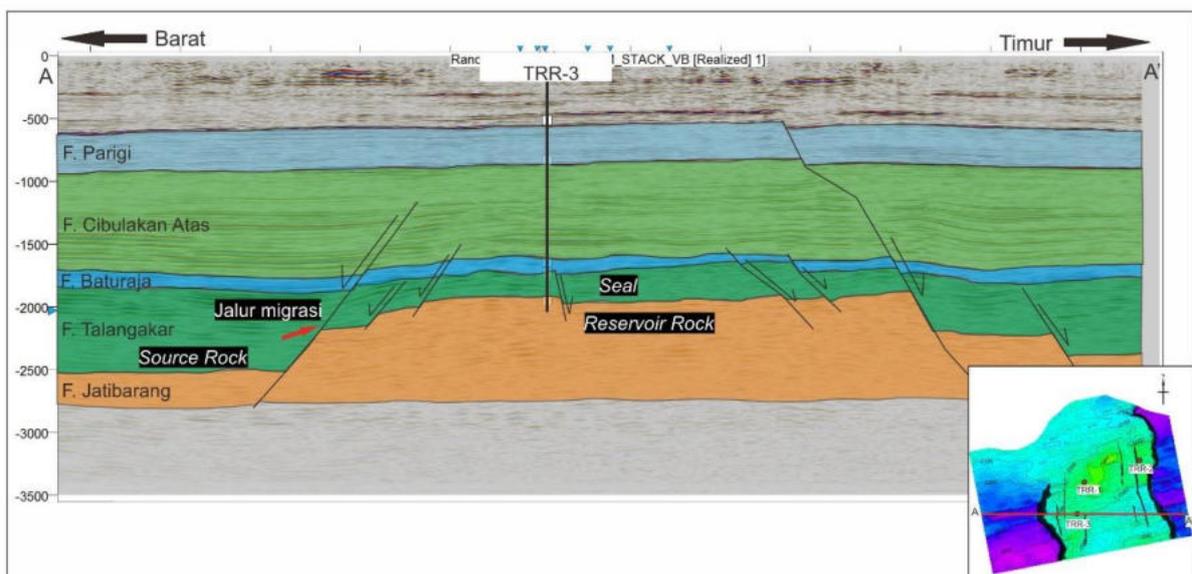


Gambar 19. Perbandingan intensitas rekahan total, intensitas CSF, dan tingkat produksi

Petroleum System Daerah Penelitian

Analisis petroleum system daerah penelitian dapat dilakukan dari penampang seismik berarah barat-timur (**Gambar 20**). Dapat terlihat bahwa daerah penelitian di dominasi oleh sesar turun dengan tren utara-selatan dengan arah *dip* ke barat dan timur, hal tersebut menyebabkan terbentuknya tinggian (*horst*) dan rendahan (*graben*) dengan tren utara-selatan.

Source rock daerah penelitian berasal dari endapan deltaik Formasi Talangakar atas, yang terdiri atas serpih dan batubara yang terendapkan pada oligosen akhir pada fase tektonik *late synrift* hingga *post-rift* (Bishop, 2000). Formasi Jatibarang yang berada di daerah penelitian menjadi batuan *reservoir* pada daerah penelitian. Kehadiran sesar dan rekahan pada batuan vulkanik Formasi Jatibarang berfungsi sebagai porositas sekunder sehingga meningkatkan nilai porositas efektif dan permeabilitas batuan. Hidrokarbon yang dihasilkan dapat bermigrasi



secara vertikal maupun lateral. Migrasi secara vertikal ke daerah tinggian dapat melalui sesar-sesar yang telah terbentuk sebelumnya. Hidrokarbon dari Formasi Talangakar yang terbentuk di daerah rendahan bermigrasi ke daerah tinggian dan terakumulasi dalam rekahan-rekahan batuan vulkanik Formasi Jatibarang.

Gambar 20. *Petroleum system* daerah penelitian pada penampang seismik barat-timur.

KESIMPULAN

Dari pengolahan dan analisis data yang telah dilakukan, didapatkan kesimpulan dari penelitian ini, yaitu:

1. Berdasarkan analisis data *wireline log* dan *mud log*, variasi litologi Formasi Jatibarang daerah penelitian yaitu tuf dengan struktur masif dan perlapisan sejajar dan lava dengan struktur vesikular.
2. Berdasarkan analisis log FMI, didapatkan jenis rekahan pada daerah penelitian yaitu rekahan konduktif, resistif, dan parsial. Orientasi rekahan daerah ini didapatkan tiga arah umum yaitu N340°E-N350°E (relatif utara-selatan), N320°E-N330° (relatif utara barat laut – selatan tenggara), dan N040°E-N050°E (timur laut-barat daya) dengan *dip* dominan 70°-90°.
3. Berdasarkan analisis model geomekanika, didapatkan rezim tegasan daerah penelitian yaitu rezim sesar normal dengan konfigurasi tegasan $S_v > S_{hmax} > S_{hmin}$.
4. Berdasarkan analisis *critically-stressed fracture*, didapatkan arah rekahan yang berada dalam kondisi *critically-stressed* pada tiap sumur yaitu pada sumur TRR-1 berarah N350°E-N360°E (utara-selatan), TRR-2 berarah N30°E-N40°E (timur laut-barat daya), dan TRR-3 berarah N170°E-N180°E (utara-selatan) dengan *dip* dominan 70°-80° di ketiga sumur.
5. *Critically-stressed fracture* mengontrol permeabilitas dan kehadiran hidrokarbon pada *reservoir*. Sumur yang memiliki jumlah *critically-stressed fracture* banyak memiliki tingkat produksi yang lebih tinggi.

SARAN

Dari penelitian yang telah dilakukan, saran yang dapat penulis berikan adalah sebagai berikut:

1. Arah pengeboran sebaiknya dilakukan tegak lurus dengan *strike critically-stressed fracture* agar dapat memotong lebih banyak rekahan, sehingga dapat meningkatkan produksi sumur.
2. Analisis *critically-stressed fracture* perlu dilakukan, terutama pada *reservoir* rekahan karena penting untuk mengetahui orientasi rekahan yang menjadi jalur hidrokarbon bergerak sehingga dapat ditentukan metode pengeboran yang tepat.
3. Data XLOT yang digunakan untuk mendapatkan nilai S_{hmin} baiknya menggunakan data sumur yang menjadi objek penelitian, bukan dari sumur yang berdekatan, agar nilai yang didapatkan lebih akurat.

DAFTAR PUSTAKA

- Adnan, Amril, Sukowitono, dan Surpiyanto. 1991. Jatibarang Sub Basin - A Half Graben Model In The Onshore Of Northwest Java. *Proceedings, Indonesian Petroleum Association*.
- Arpandi, D. dan Suyitno Patmosukismo. 1975. The Cibulakan Formation As One Of The Most Prospective Stratigraphic Units In The North-West Java Basinal Area. *Proceedings, Indonesian Petroleum Association*.
- Bacri, Syaiful. 2014. Pengaruh Tektonik Regional Terhadap Pola Struktur dan Tektonik Pulau Jawa. *J.G.S.M.* Vol. 15 No. 4 November 2014 hal. 215 – 221.
- Barton, Colleen A., Mark D. Zoback, dan Daniel Moos. 1995. *Fluid Flow Along Potentially Active Faults in Crystalline Rock*. California: The Geological Society of America
- Bishop, Michele G. 2000. *Petroleum Systems Of The Northwest Java Province, Java And Offshore Southeast Sumatra, Indonesia*. Colorado: USGS
- Byerlee, J. 1978. *Friction of Rocks*. Pageoph v. 116. Birkhauser Verlag.
- Clements, Benjamin dan Robert Hall. 2007. Cretaceous To Late Miocene Stratigraphic And Tectonic Evolution Of West Java. *Proceedings, Indonesian Petroleum Association*.
- Doust, Harry dan Ron A. Noble. 2008. Petroleum Systems of Indonesia. *Marine and Petroleum Geology* 25 (2008) 103-129.
- Huang, Jian dan Ahmad Ghassemi. 2015. A Poroelastic Model for Evolution of Fractured Reservoirs during gas production. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 135 (2015) 626-644.
- Islam, Anzar Syed dkk. 2014. Analysis Of Critically Stressed Fractures And Their Impact On Field Development In A South Sumatra Field. *Proceedings, Indonesian Petroleum Association*.
- Nelson, R.A. 2001. *Geologic Analysis Of Naturally Fractured Reservoirs Second Edition*. Woburn: Gulf Professional Publishing
- Noble. Ron A. dkk. 1997. Petroleum System of Northwest Java, Indonesia. *Proceedings, Indonesian Petroleum Association*.
- Pertamina BPPKA., 1996, *Petroleum Geology of Indonesia Basins: Principles, method, and application*, Volume II North Sumatra Basin, Jakarta.

- Rider, Malcolm. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition*. Skolandia: Rider-French Consulting Ltd.
- Suyono, Khozin Sahudi, dan Indra Prasetya. 2005. Exploration in West Java: Play Concepts in the Past, Present, and Future, Efforts to Maintain Reserves Growth. *Proceedings, Indonesian Petroleum Association*.
- Tingay, Mark dkk. 2005. Understanding Tectonic Stress In The Oil Patch: The World Stress Map Project. *The Leading Edge* 24 (12): 1276-1282
- Wahyuadi, Deni dan Aveliansyah. 2021. Regional Basin Analogue Evaluation in Offshore Northwest Jawa Basin to Find New Opportunities in Matured Field. *Proceedings, Indonesian Petroleum Association*.
- Yildirim, Aycan. 2014. Subsurface Fracture Analysis Using Fmi Logs: Implications For Regional State Of Stress Prediction In The Black Warrior Basin, Alabama. *Tesis*. The University of Alabama.
- Zhang, Jon Jincai. 2019. *Applied Petroleum Geomechanics*. Oxford: Gulf Professional Publishing.
- Zoback, Mark D. 2007. *Reservoir Geomechanic*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Zou, Caineng. 2013. *Volcanic Reservoir in Petroleum System*. Beijing: Elsevier.