

# KARAKTERISASI REKAHAN DENGAN MENGGUNAKAN *IMAGE LOG* PADA RESERVOIR BATUANDASAR YANG TEREKAH DI BLOK JABUNG, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN

## *FRACTURE CHARACTERIZATION USING IMAGE LOG ON FRACTURED BASEMENT RESERVOIR IN JABUNG BLOCK, SOUTH SUMATRA BASIN*

Williamharts Pangeran Koroh, Harya Danio\*

Program Studi Teknik Geologi, Universitas Pertamina, Jakarta 12220, Indonesia

### \*EMAIL

harya.d@universitaspertamina.ac.id

### KEYWORDS

Batuandasar yang terekah, Fase Tektonik, Reservoir, Analisis Petrofisika, Log Gambar, Analisis Geomekanika.

*Fractured Basement, Tectonic Phase, Reservoir, Petrophysic Analysis, Image Log, Geomechanic Analysis.*

### ARTICLE HISTORY

Received: 20 March 2023

Accepted: 23 August 2023

### HOW TO CITE

Koroh, W.P., & Danio, H. (2023). Karakterisasi Rekanan dengan Menggunakan *Image Log* pada Reservoir Batuandasar yang Terekah di Blok Jabung, Cekungan Sumatra Selatan. *Subsurface*, 01(01) 1-18.

### ABSTRAK

Eksplorasi pada batuandasar yang terekah ternyata menjadi suatu ketertarikan tersendiri dalam industri minyak dan gas. Pada blok Jabung di sub cekungan sumatra selatan, cekungan tersebut mengalami tektonik dengan fase ekstensional serta juga mengalami fase kompresional yang disebabkan oleh sesar geser dan menjadi pengendapan inversi. Kejadian tersebut menjadi ketertarikan dikarenakan batuandasar pada blok tersebut terdampak oleh kedua fase tektonik tersebut. Analisis batuandasar kemudian dilakukan untuk mencari sumber hidrokarbon baru pada batuandasar yang terekah. Analisis yang dilakukan merupakan analisis data log sumur guna menemukan porositas yang terdapat pada batuandasar. Kemudian dari hasil analisis tersebut divalidasi dengan log gambar dalam mendata rekahan yang terdapat dalam batuandasar. Kemudian arah dominan rekahan akan didapatkan dalam pembuatan stereonet yang kemudian digabungkan dengan diagram mohr yang berguna untuk mengetahui rekahan kritikal. Analisa geomekanika tentang tekanan pori juga dilakukan guna memberikan informasi yang dapat digunakan untuk mengetahui tektonik yang berpengaruh pada. Dari semua hasil analisis tersebut akan dapat disimpulkan bahwa batuandasar yang terekah pada Blok Jabung tersebut dapat disebut reservoir yang baik atau tidak.

### ABSTRACT

*Exploration of fractured basement has turned out to be a particular interest in the oil and gas industry. In the Jabung block in the South Sumatra sub-basin, the basin experiences tectonics with extensional phases and also experiences compressional phases caused by strike-slip fault and becomes inversion tectonic. This tectonic event makes this research area interesting because the basement in the block is affected by the two tectonic phases. Basement analysis was then carried out to look for new sources of hydrocarbons in the fractured basement. The analysis carried out is an analysis of well log data to find the porosity found in the basement. Then the results of the analysis are validated with log images in*

recording the fractures contained in the basement. Then the dominant direction of the fracture will be obtained in making a stereonet which is then combined with the Mohr diagram which is useful for knowing critical fractures. Geomechanical analysis of pore pressures is also carried out to provide information that can be used to determine the tectonic effect on the well. From all the results of this analysis it can be concluded that the basement fractured in the Jabung Block can be identified as good reservoir or not.

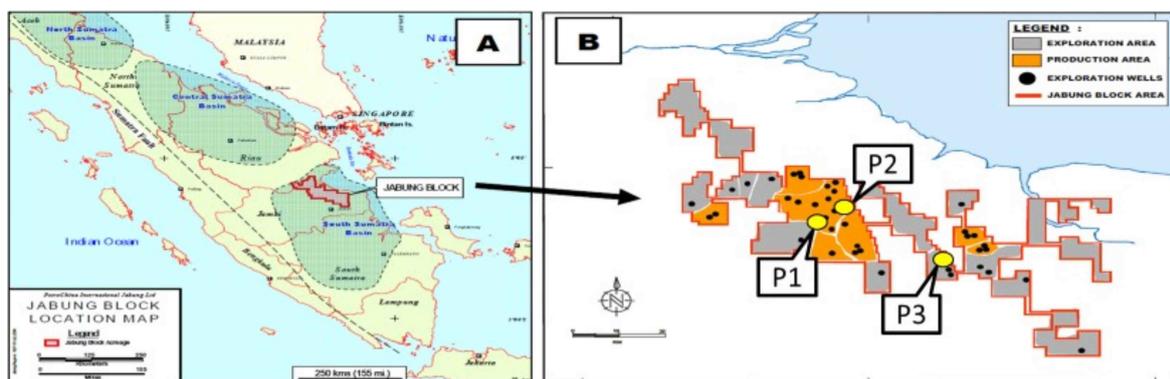
© 2023 SUBSURFACE. This article is an open-access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY NC)

## PENDAHULUAN

Eksplorasi minyak dan gas pada reservoir batuan dasar yang tercek sangat tidak lazim karena batuan dasar terbentuk dari batuan beku yang tidak mempunyai porositas primer. Tetapi porositas pada batuan dasar dapat tercipta akibat pergerakan tektonik yang menyebabkan terbentuknya rekahan pada batuan dasar yang menjadikannya porositas sekunder.

Blok Jabung yang terletak di Cekungan Sumatra Selatan memiliki tinggian batuan dasar yang berada disepanjang *North East Betara* (**Gambar 1**). Batuan dasar yang merupakan batu Granit Lapuk ditemukan mengalami inversi sehingga terbentuk *horst* yang menyebabkan batuan dasar berada diposisi yang lebih tinggi dari batuan sedimen disekitarnya. Fitur geologi tersebut memberikan informasi bahwa batuan dasar tersebut banyak terpengaruh oleh tektonik dalam kurun waktu yang panjang serta memberikan informasi bahwa pada batuan dasar tersebut terbentuk rekahan yang dapat menjadikan batuan dasar menjadi reservoir.

Karakterisasi rekahan diperlukan untuk menganalisis batuan dasar guna menentukan bahwa batuan dasar tersebut dapat dikategorikan sebagai reservoir yang baik atau buruk. Karakterisasi rekahan ditentukan melalui analisis petrofisika dan parameter geomekanika dari log sumur. Porositas dan permeabilitas dihitung untuk mengetahui seberapa poros dan permeabel batuan dasar tersebut untuk masuk ke dalam kategori reservoir yang baik. Rekahan kritis serta model geomekanika merupakan kunci untuk memahami bagaimana rekahan terbentuk yang mengakibatkan batuan dasar masuk dalam kategori reservoir.



**Gambar 1.** Lokasi Blok Jabung (A). Lokasi Sumur (B). (Sutjningsih, dkk., 2007)

## TINJAUAN PUSTAKA

### KERANGKA GEOLOGI DAN STRUKTUR

Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan busur belakang yang terletak disebelah timur Bukit Barisan dan terbentang luas di sepanjang pantai bagian barat cekungan (Risyad, M., dkk., 2017). Ada tiga peristiwa tektonik utama yang membentuk cekungan ini (Bishop, 2000). Tektonik yang pertama merupakan tektonik ekstensional pada akhir Paleosen–awal Miosen. Tektonik berikutnya terjadi pada awal Miosen–awal Pliosen yang dapat dilihat dari perubahan pergerakan berlawanan

arah jarum jam dari benua Eurasia yang dicirikan oleh penurunan lapisan batuan pada cekungan. Peristiwa tektonik yang ketiga merupakan peristiwa kompresional pada Plio-Pleistosen yang menyebabkan terjadinya sesar mendatar yang dikenal dengan Sesar Besar Sumatra yang menyebabkan cekungan mengalami inversi di beberapa blok. Struktur yang terjadi di lokasi penelitian juga dapat diidentifikasi sebagai *central* blok di mana struktur tersebut merupakan produk dari inversi cekungan.

## STRATIGRAFI

Cekungan Sumatra Selatan terbentuk dari transgresi dan regresi dari batuan sedimen. Batuandasar pada cekungan ini terdiri dari batu granit lapuk berwarna putih yang mengandung kuarsa *intergrowth*, Formasi Lahat yang mengandung elemen volkanoklastik serta sedimen klastik yang terendapkan pada graben pada saat proses *syn-rift*, Formasi Talang Akar yang berkomposisi batupasir yang terendapkan pada delta, Formasi Baturaja merupakan batugamping yang terendapkan pada *intermediate shelf* serta disekitar *platform*. Formasi Gumai yang terdiri dari batunapal, Formasi Air Benakat yang terdiri dari batupasir dengan glaukonit yang terendapkan pada lingkungan laut.

## DATA AND METODOLOGI

### DATA

Pada penelitian ini, terdapat tiga data log sumur yang disediakan oleh PetroChina International Jabung Ltd. yang berlokasi pada Blok Jabung (**Gambar 1**). Tiga sumur tersebut dinamai Petro 1 (P1), Petro 2 (P2) dan Petro 3 (P3) (**Tabel 1**). Terdapat perbedaan data pada daerah batuandasar pada sumur Petro 3 di mana sumur ini tidak memiliki data log gambar pada batuandasar sehingga tidak dilakukan interpretasi log gambar pada Petro 3. Data-data pendukung lainnya seperti gambar seismik didapatkan melalui studi literatur.

**Tabel 1.** Tabel Kelengkapan Data Sumur

| SUMUR                                |           | P1      | P2 | P3 |   |
|--------------------------------------|-----------|---------|----|----|---|
| L<br>O<br>G<br>S<br>U<br>M<br>U<br>R | GAMMA RAY | √       | √  | √  |   |
|                                      | KALIPER   | √       | √  | √  |   |
|                                      | NEUTRON   | √       | √  | √  |   |
|                                      | DENSITY   | √       | √  | √  |   |
|                                      | SONIK     | √       | √  | √  |   |
| M<br>U<br>R                          | KALIPER   | DANGKAL | √  | √  | - |
|                                      |           | MENEGAH | √  | √  | √ |
|                                      |           | DALAM   | -  | √  | √ |
| MUDLOG                               |           | √       | √  | √  |   |
| TOTAL GAS                            |           | √       | √  | √  |   |
| LOG GAMBAR BATUANDASAR               |           | √       | √  | √  |   |

## METODOLOGI

### IDENTIFIKASI ZONA RESERVOIR

Zona petrofisika digunakan untuk menganalisis zona batuandasar dengan memisahkan nilai sinar gamma. Nilai sinar gamma yang sangat tinggi merupakan indikasi keberadaan batuandasar karena sinar gamma sangat terpengaruh oleh kandungan radioaktif yang dimiliki oleh batuandasar. Kedalaman sumur juga menjadi indikasi batuandasar karena batuandasar merupakan batuan yang terbentuk sangat awal dari fase pengendapan sehingga dia berada di paling bawah pada sistem stratigrafi.

**ANALISIS POROSITAS**

Selanjutnya dilakukan identifikasi porositas pada batuan dasar. Perhitungan porositas pada batuan dasar tujuannya untuk mencari porositas efektif, karena porositas efektif merupakan porositas total dari gabungan porositas primer dan porositas sekunder di mana dalam reservoir batuandasar rekahan merupakan porositas sekunder. Nilai porosits pada batuandasar sangatlah berbeda dengan batuan sedimen sehingga porositas reservoir batuandasar megacu pada Lapangan White Tiger (Huy dkk., 2012). Perhitungan porositas dapat dilakukan dengan:

Rumus Posositas Densitas

$$\phi = \frac{rhom - density}{rhom - rhof} \tag{1.1}$$

Keterangan:

- Rhom = Densitas matriks ( g/cc)
- Rhof = Densitas fluida (g/cc)

Rumus Porositas Densitas – Neutron

$$\phi = \sqrt{\frac{\Phi_N^2 + \Phi_D^2}{2}} \tag{1.2}$$

Keterangan:

- $\Phi_N$  = Nilai porositas neutron
- $\Phi_D$  = Nilai porositas densitas

Rumus Porositas Sonik

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta tma}{\Delta tf - \Delta tma} \tag{1.3}$$

Keterangan:

- $\Delta t$  = DT Log
- $\Delta tma$  = Waktu transit akustik pada matriks batuan
- $\Delta tf$  = Waktu transit akustik pada fluida

Hasil porositas total kemudian akan dilakukan perhitungan porositas efektif untuk mengetahui porositas yang tidak mengandung *shale*:

$$PHIE = PHIT(1 - VSH) \tag{1.4}$$

Keterangan:

- PHIE = Porositas Efektif
- PHIT = Porositas Total
- VSH = Volume Serpih

Kemudian identifikasi porositas batuan divalidasi dengan melihat keberadaan rekahan melalui data pendukung yaitu seperti log sonik, log resistivitas, log photoelectric serta log kaliper. Rekahan pada batuandasar dapat diidentifikasi dari: meningkatnya nilai dari log kaliper yang mengindikasikan perubahan diameter lubang bor pada batuandasar; perubahan nilai signifikan pada log *photoelectric*

di zona batuan dasar, anomali yang terjadi pada pembacaan log sonik (melambatnya waktu tempuh gelombang akustik) dapat diidentifikasi sebagai keterdapat porositas dalam batuan yang rigid (batuan dasar) yang merupakan rongga yang terbentuk akibat rekahan, log resistivitas juga membantu dalam mengidentifikasi kehadiran porositas dari perbedaan pembacaan dalam nilai resistivitas dangkal, menengah dan dalam karena dari perbedaan pembacaan ketiga data tersebut pada suatu zona kedalaman yang sama memberikan informasi bahwa ada zona selain zona bor sehingga dapat dikatakan terdapat rongga pada kedalaman tertentu.

### ANALISIS PERMEABILITAS

Analisis permeabilitas pada penelitian ini dilakukan menggunakan metode Morris-Biggs. Pada penelitian ini, perhitungan disesuaikan dengan pembacaan hidrokarbon pada log sumur yang berupa gas sehingga perhitungan permeabilitas menggunakan metode Morris-Biggs Gas, kemudian parameter nilai permeabilitas dapat dinilai dari parameter permeabilitas yang dibuat oleh Koesoemadinata (1980). Perhitungan permeabilitas dapat dilakukan dengan:

Persamaan Morris-Biggs Gas:

$$K = 6241 \left( \frac{\phi^6}{S_{wirr} r^2} \right) \quad (1.5)$$

Keterangan:

|        |  |
|--------|--|
| K      | = Permeabilitas                                |
| $\phi$ | = Nilai porositas                              |
| Swirr  | = Nilai <i>saturation of irreducible water</i> |

### ANALISIS SATURASI AIR

Nilai saturasi air diidentifikasi dengan tiga tahapan. Langkah pertama adalah dengan penentuan nilai resistivitas serpih untuk menentukan nilai resistivitas pada zona yang didominasi lapisan serpih, tetapi pada batuan dasar, zona serpih dihilangkan karena batuan dasar tidak memiliki litologi serpih karena batuan dasar pada lapangan penelitian merupakan batuan beku. Walaupun demikian, penentuan resistivitas serpih tetap dilakukan untuk mengidentifikasi lapisan dengan nilai sinar gamma yang tinggi. Kemudian metode *picket plot* digunakan untuk mendapatkan nilai: *tortuosity* (a), sementasi (m), nilai saturasi (n), resistivitas air (Rw). Setelah didapatkan data dari *picketplot* metode Archie digunakan pada perhitungan pada batuan dasar. Alasan utama metode ini dipakai karena dinilai lebih akurat. Metode Archie ini biasanya digunakan pada reservoir yang memiliki litologi pasir bersih di mana reservoir pasir bersih tidak terkontaminasi oleh mineral lempung sehingga nilai serpih dapat dieliminasi di mana parameter tersebut sangat mirip dengan batuan dasar karena batuan dasar tidak memiliki porositas serpih dikarenakan faktor pembentukan batuan dasar dan porositas sekunder tercipta dari rekahan. Perhitungan dengan Metode Archie dapat dijabarkan dengan:

Perhitungan Metode Archie:

$$S_{warchie} = \left( \frac{a}{\Phi^m} \cdot \frac{R_w}{R_t} \right)^{\left( \frac{1}{n} \right)} \quad (1.6)$$

Keterangan:

|        |  |
|--------|--|
| $S_w$  | = Saturasi air pada zona jenuh                     |
| n      | = Eksponan saturasi                                |
| $R_w$  | = Resistivitas air formasi pada temperatur formasi |
| $\Phi$ | = Porositas  |

|       |                        |
|-------|------------------------|
| m     | = Eksponen sementasi   |
| $R_t$ | = Resistivitas formasi |

### TOTAL GAS

Total gas merupakan hasil pembacaan *mudlog* terhadap kandungan gas yang terdapat pada sumur bor, total gas tersebut digunakan untuk memberikan nilai besarnya satuan gas yang dibaca pada kedalaman lubang bor. Pada bidang penelitian, setiap lubang sumur memiliki nilai gas total yang berbeda-beda. Dengan data total gas ini, dapat diketahui besarnya jumlah cadangan hidrokarbon berupa gas pada batuan lapangan penelitian, kemudian dari total gas tersebut juga dapat mengindikasikan bahwa terdapat porositas pada batuan sumur tersebut.

### PROFIL TEKANAN

Profil tekanan dibuat untuk mengetahui rezim tektonik yang bekerja pada batuan dasar di mana dibutuhkan perhitungan  $S_{hmin}$ ,  $S_{hmax}$ , *Overburden* ( $S_v$ ), di mana pada penelitian ini  $S_{hmin}$  diambil dari pendekatan *fracture pressure* yang merupakan  $S_{hmin}$  maksimal. Tekanan Hidrostatik dan Tekanan Pori yang kemudian dianalisis menggunakan Metode Eaton (1975) dan Metode Zoback (2007) untuk menentukan rezim tektonik yang mempengaruhi cekungan. Untuk mencari nilai profil tekanan dapat dicari menggunakan:

Perhitungan *Overburden stress*:

$$S_v(z) = P_0 + g \int_0^z p(z) dz \quad (1.7)$$

Keterangan:

|       |                            |
|-------|----------------------------|
| $S_v$ | = <i>Overburden stress</i> |
| (z)   | = Kedalaman                |
| $P_0$ | = Tekanan pada permukaan   |
| g     | = Gravitasi                |

Perhitungan nilai tekanan horizontal minimum:

$$S_{hmin} = P_p + ((S_v - P_p) \left( \frac{v}{1 - v} \right)) \quad (1.8)$$

Keterangan:

|            |                                    |
|------------|------------------------------------|
| $S_{hmin}$ | = Nilai tekanan horizontal minimum |
| $P_p$      | = Tekanan pori                     |
| $S_v$      | = <i>Overburden stress</i>         |
| v          | = <i>Poisson ratio</i>             |

Perhitungan nilai tekanan horizontal maksimal:

$$S_{hmax} = 3.1(S_{hmin} - P_p) + P_p \quad (1.9)$$

Keterangan:

|            |                                     |
|------------|-------------------------------------|
| $S_{hmax}$ | = Nilai tekanan horizontal maksimal |
| $S_{hmin}$ | = Nilai tekanan horizontal minimum  |
| $P_p$      | = Tekanan pori                      |

## ANALISIS LOG GAMBAR

Analisis log gambar digunakan untuk menganalisis arah rekahan di mana data rekahan konduktif merupakan gambaran tekanan utama pada sumur sehingga data ini diambil untuk mengetahui arah pergerakan sumur. Data rekahan diambil dengan menggunakan perangkat lunak *Interactive Petrophysics* dengan melihat perbedaan visual pada lapisan dan ditarik garis sinusoidal yang kemudian menghasilkan *tadpole* yang memberikan informasi arah tegasan rekahan, kumpulan dari data rekahan tersebut kemudian disatukan menjadi data diagram *rosette* sehingga diketahui arah utama tegasan rekahan dalam sumur penelitian.

## REKAHAN KRITIS

Rekahan kritis dicari dengan menganalisa diagram mohr yang datanya merupakan gabungan dari data profil tekanan dan data analisis log gambar yang kemudian dianalisis menggunakan perangkat lunak *GMI Mohrfracs*. Data yang digunakan dalam metode ini adalah: data rekahan data dari log gambar, parameter geomekanika ( $S_v$ ,  $S_{hmax}$ ,  $S_{hmin}$ , Tekanan Pori), dan *friction efficiency* ( $\mu$ ). Setelah data didapatkan, data dimasukkan ke dalam perangkat lunak yang kemudian perangkat lunak akan memberikan gambaran diagram mohr. Diagram mohr pada perangkat lunak akan menunjukkan keterdapatan rekahan kritis, apabila pada bagian dari *tadpole* berganti dari warna hitam menjadi warna merah.

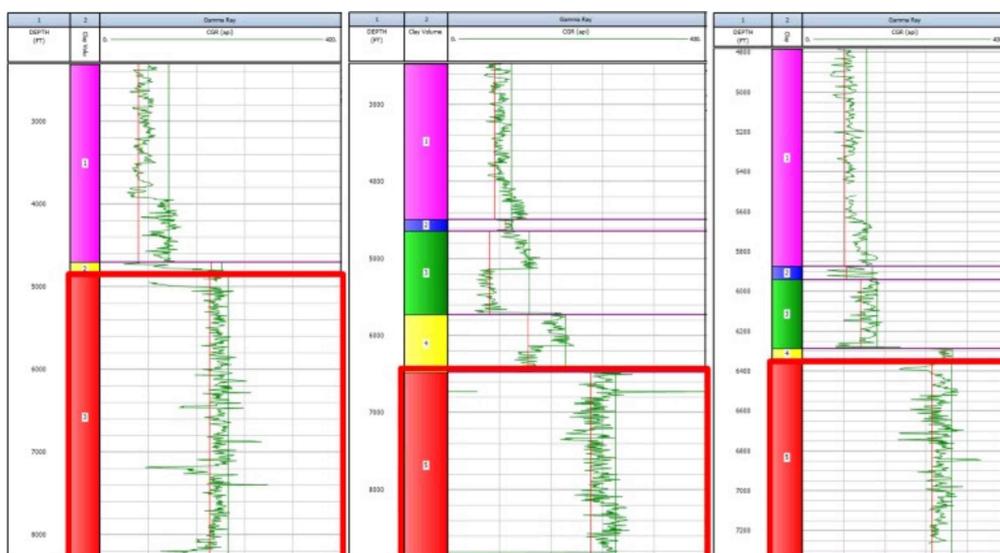
## DIAGRAM BLOK

Diagram blok dibuat untuk memberikan gambaran pembentukan cekungan pada daerah penelitian dari awal mula batuan dasar terbentuk hingga deformasi terkini pada cekungan. Diagram blok dibuat berdasarkan gambaran seismik terkini dari keadaan bawah permukaan cekungan. Setelah gambar seismik didapat dari data literatur, dibuatlah rekonstruksi cekungan dengan mempertimbangkan kejadian-kejadian tektonik utama yang terjadi di Cekungan Sumatra Selatan dan stratigrafi yang dapat dilihat dari perkembangan pengendapan formasi dari waktu ke waktu serta mencocokkan dengan struktur-struktur utama yang terdapat pada cekungan.

## HASIL DAN PEMBAHASAN

### IDENTIFIKASI ZONA PETROFISIKA

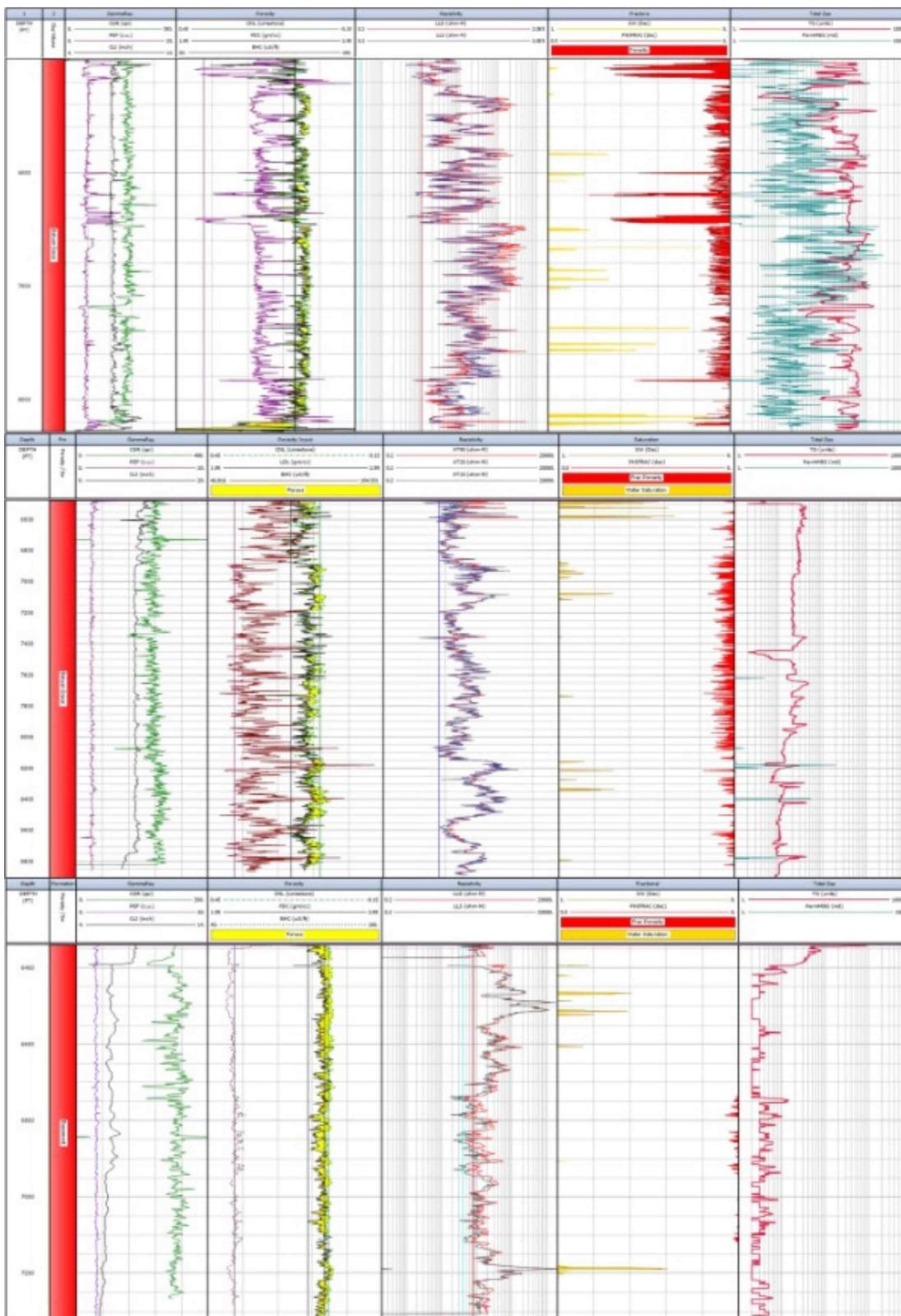
Zona batuan dasar merupakan zona dengan area pada kotak merah (**Gambar 2**) yang pada ketiga sumur dapat dilihat dari zona dengan nilai sinar gamma yang tinggi (+200api), serta dapat dilihat dari kedalaman sumur dimana batuan dasar berada paling bawah pada zona formasi yang teridentifikasi pada sumur.



**Gambar 2.** Zona Petrofisika (Kiri ke kanan P1, P2, P3).

### IDENTIFIKASI POROSITAS PADA RESERVOIR BATUANDASAR

Hasil dari identifikasi porositas adalah ditemukannya porositas pada batuan dasar pada ketiga sumur. Pada tiap-tiap sumur porositas ditemukan memiliki nilai yang berbeda-beda yaitu pada sumur Petro 1 bernilai 2%, pada sumur Petro 2 berada pada nilai 0.2% dan di sumur Petro 3 berada di nilai 0.01%. log porositas dapat dilihat pada kotak merah yang memiliki rona berwarna merah (**Gambar 3**).



**Gambar 3.** Perhitungan Log Sumur (Atas ke bawah P1, P2, P3).

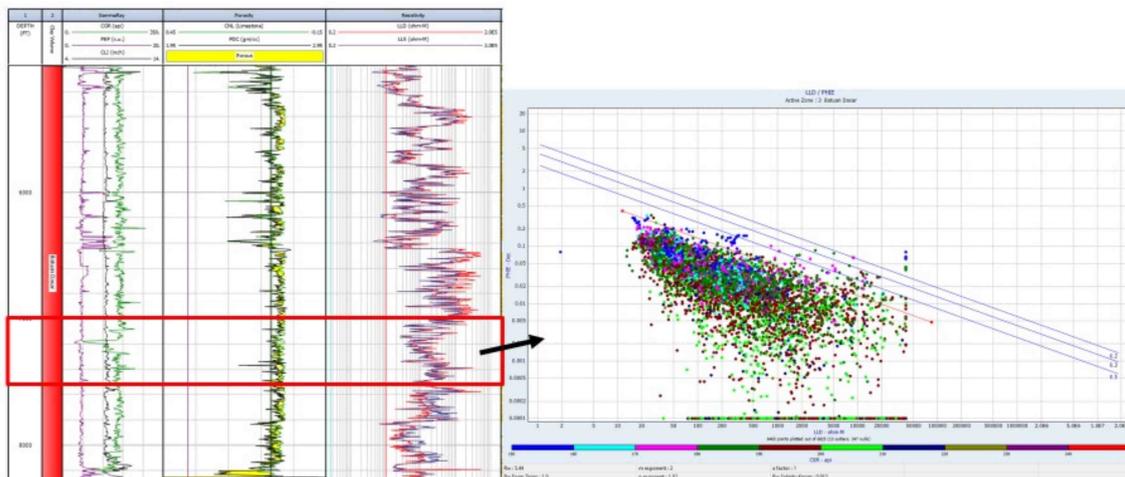
## PERMEABILITAS

Hasil dari perhitungan permeabilitas pada zona batuan dasar pada ketiga sumur memiliki perbedaan hasil yang sangat signifikan (**Gambar 3**). Pada sumur Petro 1 ditemukan nilai permeabilitas yang masuk dalam kategori sangat baik menurut klasifikasi permeabilitas reservoir (Koesoemadinata, 1980) dengan nilai 149.64 md. Pada sumur Petro 2 didapatkan nilai 4,57 md yang masuk kedalam kategori cukup sedangkan pada sumur Petro 3 hanya didapatkan nilai 0,001 md.

## SATURASI AIR

Dengan menggunakan Metode *Picket Plot* pada perangkat lunak *Interactive Petrophysics* (**Gambar 4**) didapatkan hasil sebagai berikut:

- Tortuosity ( $a$ ) : 1
- Sementasi ( $m$ ) : 2
- Saturasi ( $n$ ) : 1.82
- Saturasi Air ( $R_w$ ) : 5.44



**Gambar 4.** Nilai *Picket Plot*.

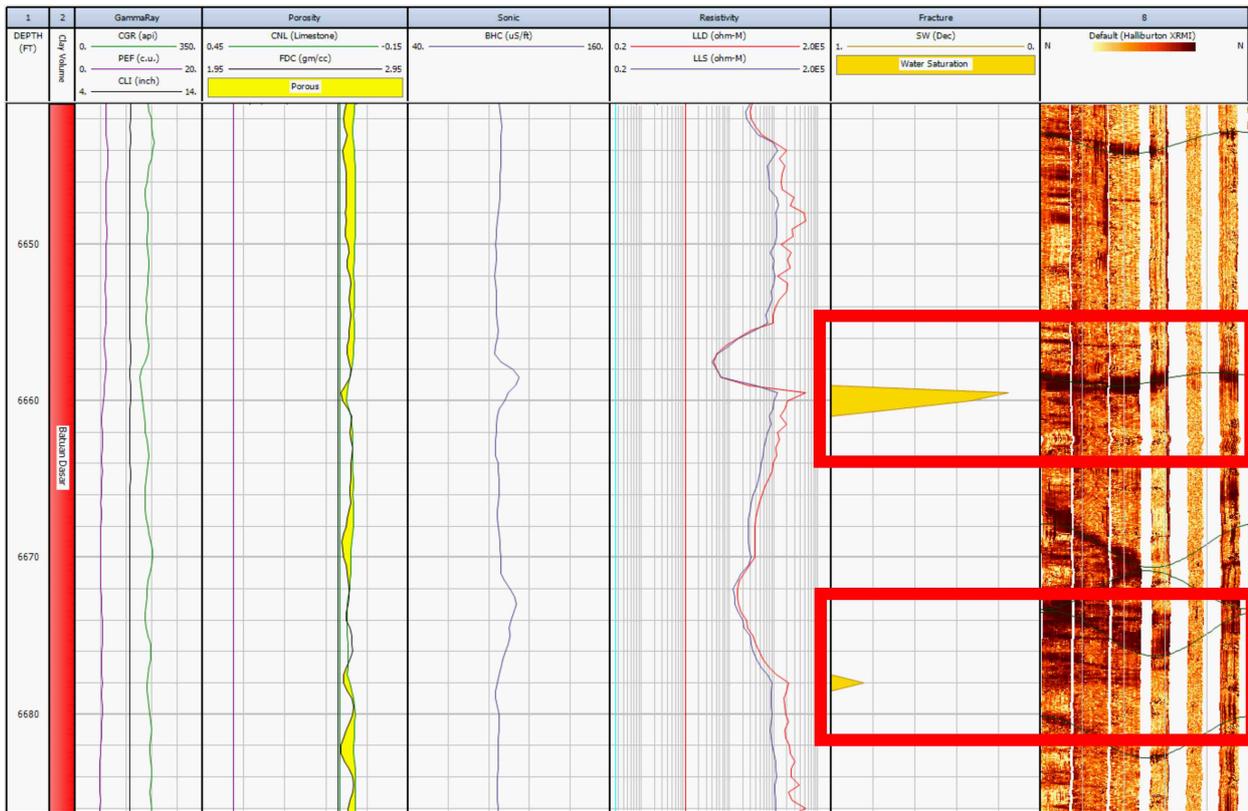
Kemudian dengan menggunakan Metode Archie, nilai saturasi air rata-rata (**Gambar 3**) pada tiap zona batuan dasar didapatkan bahwa pada sumur Petro 1 berada di nilai 59%, pada sumur Petro 2 didapatkan nilai 68%, dan pada sumur Petro 3 didapatkan nilai 80%. Grafik saturasi air pada batuan dasar terlihat membentuk seperti jarum tidak seperti pada umumnya yang terjadi pada reservoir konvensional (**Gambar 5**).

## TOTAL GAS

Pada penelitian ini, setiap lubang sumur memiliki nilai gas total yang berbeda-beda (**Gambar 3**). Dengan data total gas ini, dapat diketahui besar kecilnya cadangan hidrokarbon berupa gas pada batuan lapangan penelitian, kemudian dari total gas tersebut juga dapat mengindikasikan bahwa terdapat porositas pada batuan dasar sumur tersebut.

## PROFIL TEKANAN DAN MODEL GEOMEKANIKA

Dari model geomekanika yang dihasilkan (**Gambar 6**), dapat dilihat bahwa pada sumur P1,  $S_{hmax}$  berada pada posisi paling kanan diikuti oleh  $S_v$  kemudian  $S_{hmin}$ , sehingga ditemukan bahwa  $S_{hmax} > S_v > S_{hmin}$  sehingga rezim tektonik yang bekerja pada sumur P1 adalah rezim sesar mendatar. Kemudian P2 dan P3 memiliki kesamaan pada model geomekanika yaitu  $S_v$  berada di posisi paling kanan, kemudian diikuti oleh  $S_{hmax}$  dan kemudian  $S_{hmin}$ . Dengan kata lain, sumur P2 dan P3 memiliki



Gambar 5. Perbandingan Log Saturasi Air dan Log Gambar.

$S_v > S_{hmax} > S_{hmin}$ , data tersebut menunjukkan bahwa rezim yang bekerja pada sumur P2 dan P3 adalah rezim sesar normal.

**ANALISIS LOG GAMBAR**

**ANALISIS REKAHAN**

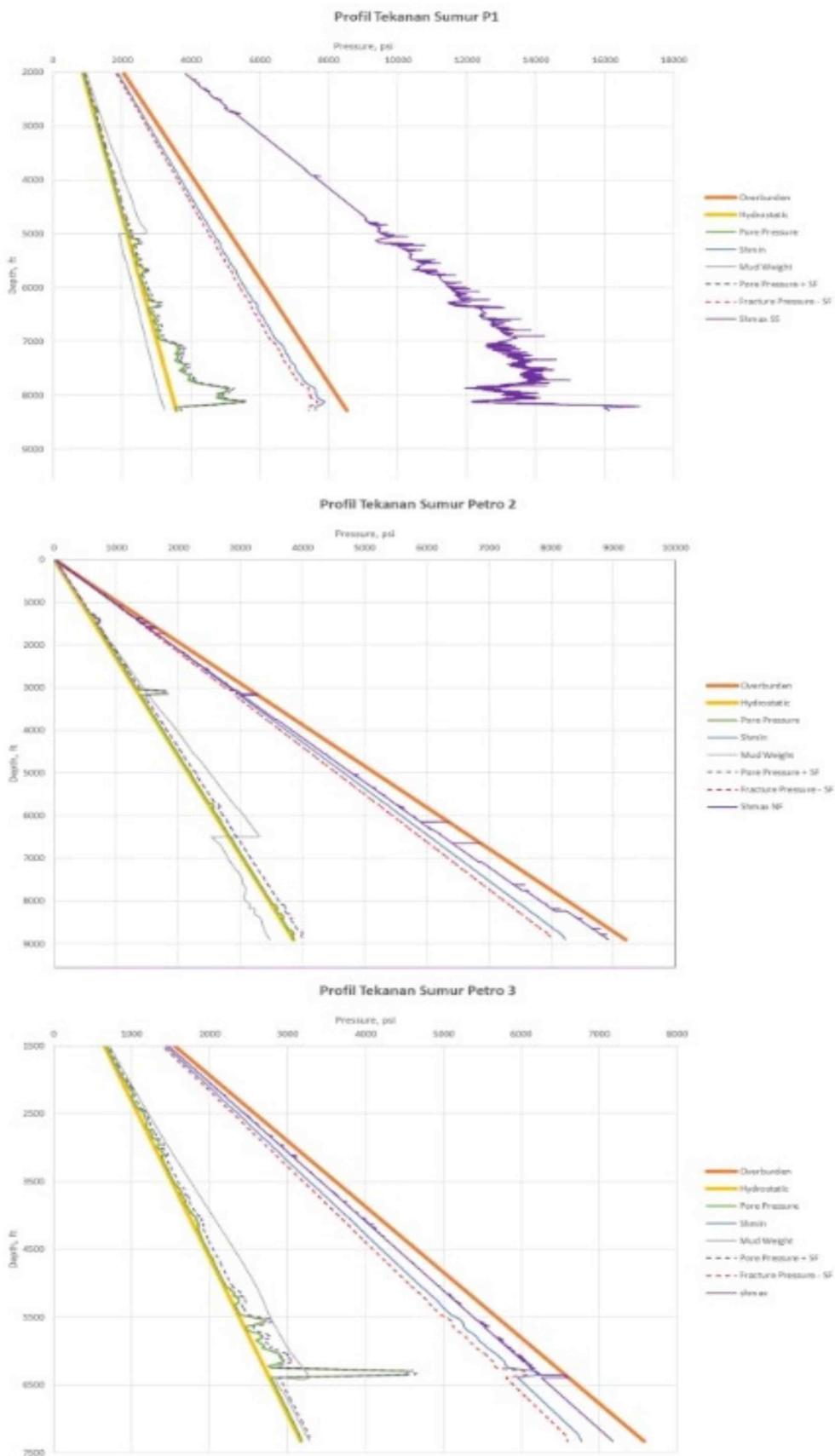
Analisis rekahan hanya dapat dilakukan pada dua sumur yaitu sumur Petro 1 dan Petro 2 karena pada sumur Petro 3 tidak mempunyai data log gambar pada batuan dasar.

Pada sumur Petro 1 dapat diketahui bahwa resolusi data log gambar sangat baik sehingga interpretasi data rekahan dapat dilakukan dengan lebih efisien, kemudian didapat data pada Petro 1 memiliki total rekahan konduktif dan parsial, hasil interpretasi rekahan pada sumur Petro 1 diperoleh kemiringan dominan pada 80°-90° (Gambar 7). Intensitas rekahan pada sumur P1 adalah satu rekahan setiap 8,9 kaki dan arah kemiringan dominan adalah N90°E- N100°E.

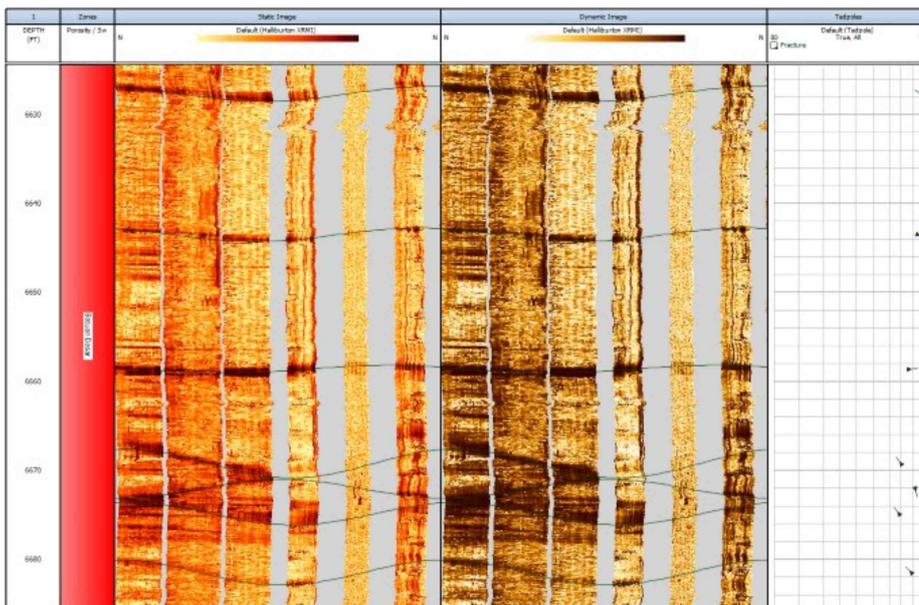
Pada sumur Petro 2 terlihat bahwa resolusi pada data log gambar terlihat kurang baik sehingga mempengaruhi pengambilan data, hal ini sangat disayangkan karena membuat karakterisasi rekahan sangat dipengaruhi oleh analisis data log gambar. Dalam interpretasi rekahan pada sumur Petro 2, diperoleh 173 rekahan konduktif dan parsial. rekahan pada Petro 2 didominasi oleh rekahan yang memiliki kemiringan 80° (Gambar 8). Intensitas rekahan pada sumur Petro 2 memiliki intensitas satu rekahan setiap 14,7 kaki dan arah kemiringan dominan adalah N320°E-N330°E (Gambar 9).

**REKAHAN KRITIS**

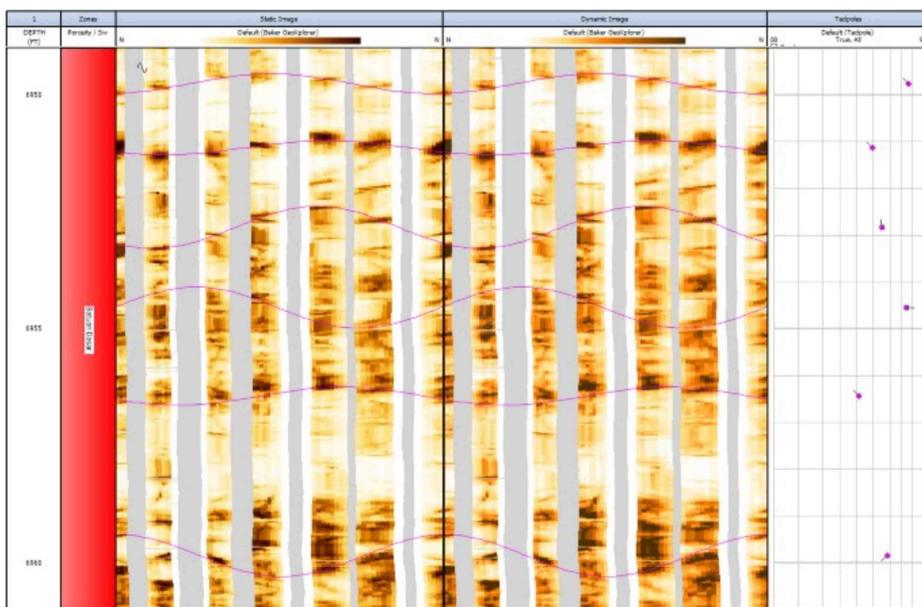
Hasil dari pengelolaan data pada perangkat lunak menunjukkan bahwa P1 memiliki rekahan kritis (Gambar 10), sedangkan pada P2 tidak memiliki rekahan kritis (Gambar 11)



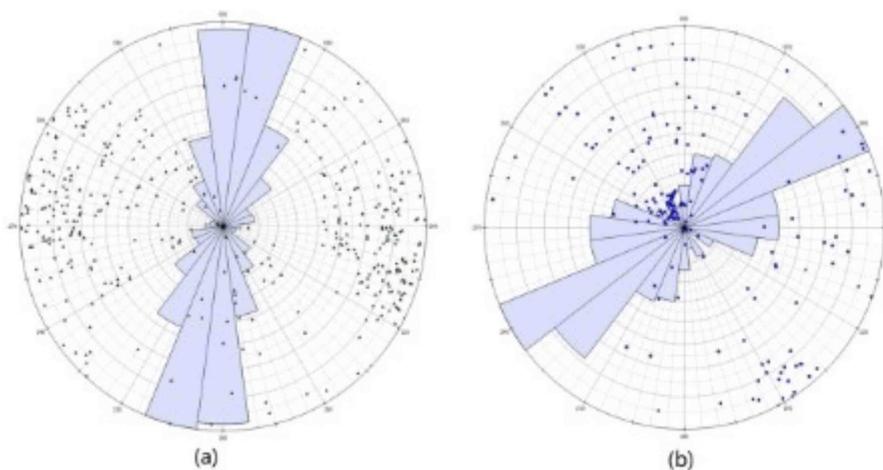
Gambar 6. Profil Tekanan Sumur.



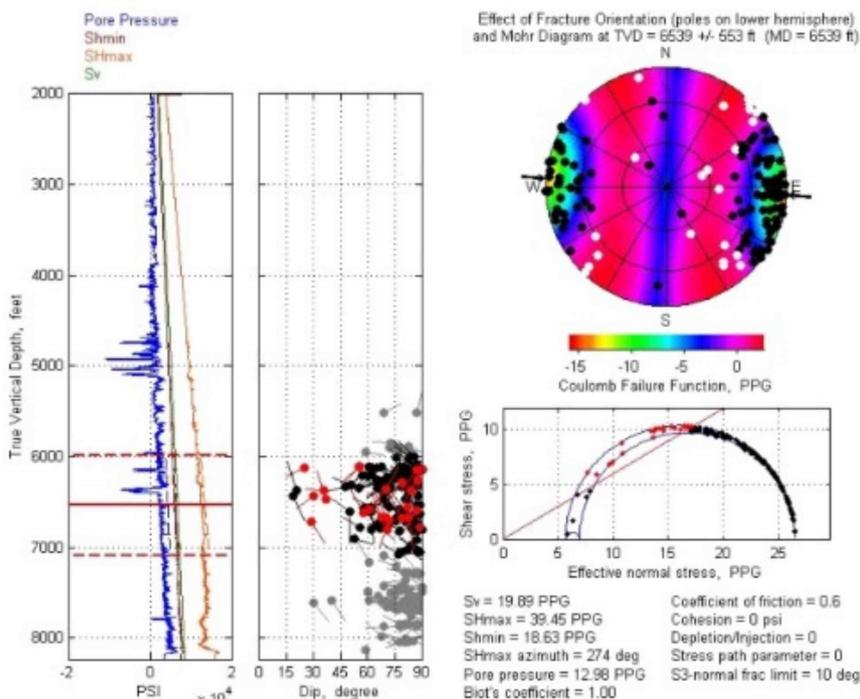
Gambar 7. Interpretasi Log Gambar P1.



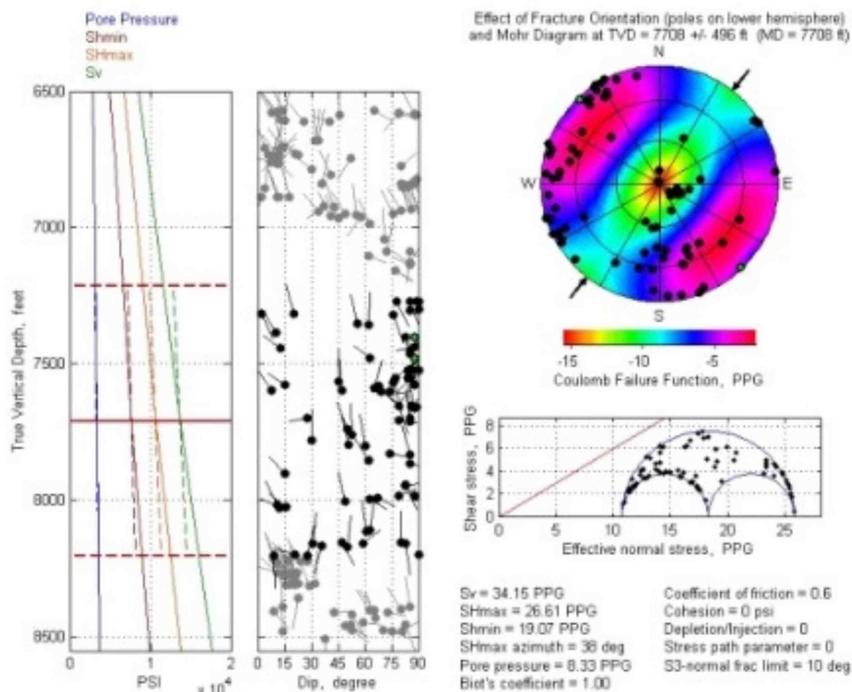
Gambar 8. Interpretasi Log Gambar P2.



Gambar 9. Diagram Rosette P1 (A), P2 (B).



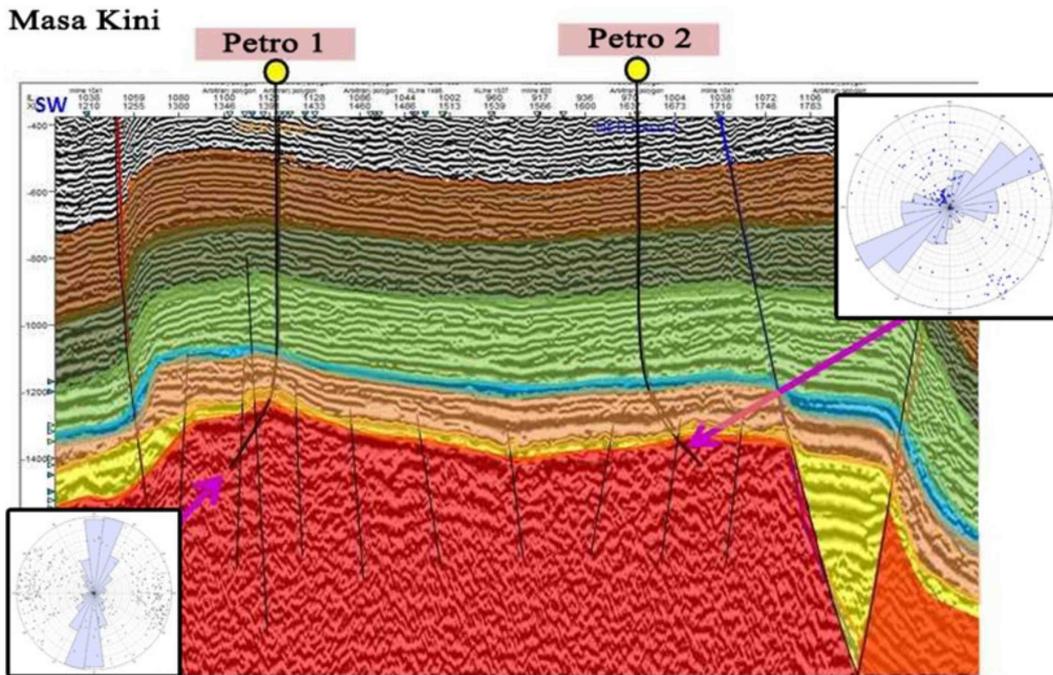
Gambar 10. Diagram Mohr dan Rekahan kritis P1.



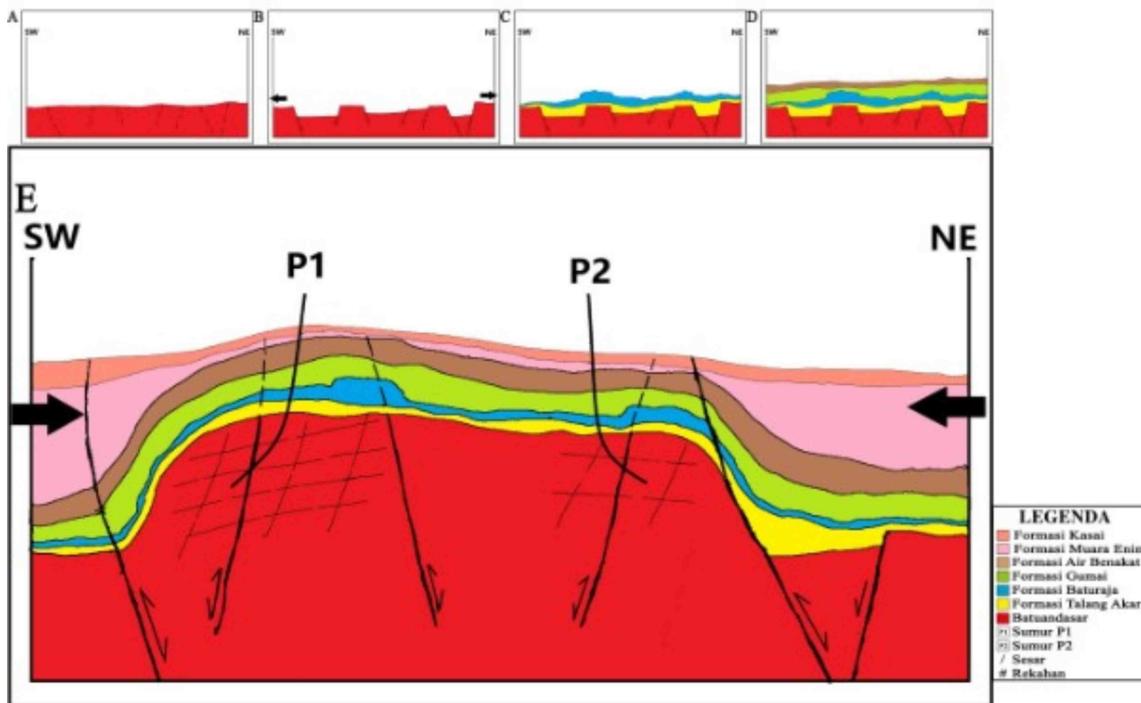
Gambar 11. Diagram Mohr dan Rekahan kritis P2.

**DIAGRAM BLOK**

Peristiwa tektonik yang terekam pada kolom stratigrafi kemudian digambarkan dengan interpretasi dalam diagram blok ini sehingga pada diagram blok dapat digambarkan gambaran cekungan pada lima waktu yaitu masa Mesozoikum, ekstensi Masa Paleosen Akhir, pengendapan kala Oligosen-Miosen Awal, pengendapan Kala Miosen, masa kompresional Kala Plio-Pleistosen (**Gambar 12 dan Gambar 13**).



**Gambar 12.** Gambar Seismik menurut Tim Eksplorasi Jabung (Brahmantya, dkk., 2017).



**Gambar 13.** Diagram Blok Evolusi Batuandasar Daerah Penelitian. (A) Masa Mesozoikum, (B) Masa Ekstensi Masa Paleosen Akhir, (C) Pengendapan Kala Oligosen-Miosen Awal, (D) Pengendapan Kala Miosen, (E) Masa Kompresional Kala Plio-Pleistosen.

## DISKUSI

Eksplorasi batuandasar memang belum banyak menjadi perhatian banyak pihak karena memang pada eksplorasi reservoir batuandasar sangatlah membutuhkan tenaga lebih serta biaya yang lebih, namun batuandasar juga sangat besar potensi untuk diteliti di beberapa lokasi penelitian dengan catatan diskusi terkait, termasuk pada lapangan penelitian ini.

Nilai log porositas pada batuandasar lapangan memberikan gambaran bahwa pada batuandasar memiliki rongga yang diperkirakan terbentuk karena rekahan yang terjadi pada batuandasar. Nilai porositas juga dapat dikatakan selaras dengan jumlah rekahan yang terdapat pada batuandasar karena semakin besar porositas makanya semakin banyak rekahan yang terdapat pada batuandasar. Log gambar (**Gambar 12**) menunjukkan bahwa pada sumur Petro 1 rekahan yang terbentuk lebih banyak daripada sumur Petro 2 sedangkan pada Petro 3 porositas ditemukan sangat kecil sehingga rekahan yang terbentuk sangat sedikit. Nilai porositas yang sangat kecil ini jika dalam dikategorikan dalam porositas batuan sedimen masuk kedalam klasifikasi dapat diabaikan (Koesoemadinata, 1980). Tetapi berkaca pada sumur White Tiger yang berada di Cekungan Cuu Long yang hanya memiliki porositas sebesar 0.6-4% (Huy dkk., 2012), batuandasar tidak memerlukan porositas yang besar tetapi nilai porositas tersebut harus didukung oleh permeabilitas yang sangat baik.

Permeabilitas menjadi faktor utama karena permeabilitas memberikan akses hidrokarbon untuk mengalir pada rekahan dalam batuandasar. Sesuai dengan gambaran yang berada pada lapangan penelitian bahwa permeabilitas pada batuandasar sumur Petro 1 masuk dalam klasifikasi sangat baik (Koesoemadinata, 1980) sehingga pada sumur Petro 1 dapat mengalirkan hidrokarbon walaupun hanya memiliki porositas sebesar 4% sehingga batuandasar pada sumur Petro 1 dapat disebut sebagai reservoir, tetapi pada sumur Petro 2 dan Petro 3 permeabilitas dinilai kecil dan didukung juga dengan porositas yang kecil sehingga batuandasar pada dua sumur tersebut dinilai tidak baik sebagai reservoir.

Pembacaan saturasi air pada batuandasar sangatlah berbeda dari reservoir konvensional karena pada pengelolaan data, log saturasi air terlihat seperti jarum. Hal ini kemudian dikaitkan dengan porositas yang terjadi pada batuandasar yang terbentuk akibat rekahan di mana rekahan tidak terjadi di setiap kedalaman sumur. Kemudian saturasi air dibandingkan dengan data log gambar (**Gambar 6**) untuk memberikan gambaran yang lebih jelas mengapa data saturasi air di batuandasar terbaca seperti jarum sehingga penyebabnya dapat diketahui. Pendapat awal mengapa saturasi air terbaca seperti itu karena adanya perbedaan resolusi data (log saturasi air dan log gambar) sehingga pembacaan yang terjadi tidak sinkron dan menyebabkan pembacaan menjadi tidak sesuai dengan interval resolusi, di mana saturasi air dibaca pada interval yang sama dengan data log gambar yang memiliki rekahan konduktif yaitu sekitar  $\pm 10$  kaki dalam 6660 kaki, Namun pada kedalaman 6670 kaki juga terdapat penampakan rekahan yang nilai resolusinya besar namun saturasi air tidak terbaca (**Gambar 6**), Sehingga dapat disimpulkan bahwa resolusi berpengaruh pada pembacaan saturasi air pada log sumur karena ada kemungkinan kesalahan pembacaan nilai resistivitas sebagai parameter pengambilan saturasi air ataupun kesalahan pembacaan pada data log gambar.

Total gas pada log menunjukkan besarnya kandungan gas di reservoir batuandasar. Keberadaan gas ini juga menunjukkan bahwa terdapat porositas pada batuandasar yang diidentifikasi melalui log porositas seperti log neutron dan log densitas, nilai resistivitas dangkal dan dalam, nilai log sonik rendah, nilai saturasi air yang rendah, dan juga adanya porositas rekahan dapat. Disimpulkan bahwa sumur P1 memiliki rekahan yang memiliki permeabilitas yang baik sehingga hidrokarbon dapat mengalir dengan baik di batuandasar, total gas yang besar juga menunjukkan bahwa kandungan hidrokarbon pada P1 sangat baik dan menunjukkan bahwa batuandasar pada P1 merupakan reservoir yang baik karena dapat menampung hidrokarbon dalam jumlah besar. Pada sumur P2

dapat dilihat total gas kecil dan juga nilai porositas dan permeabilitas yang buruk yaitu hanya baik pada beberapa titik kedalaman, porositas juga menunjukkan bahwa rekahan hanya terbuka tetapi tidak mengalir (permeabel) sehingga total gas pada batuan dasar P2 kecil (<10 unit). Pada sumur P3 total gas sangat sedikit dan juga nilai permeabilitas sangat kecil, pada log porositas juga pada sumur P3 tidak memberikan indikasi porositas yang baik pada batuan dasar, maka pada sumur P3 juga dapat dilihat bahwa permeabilitas dan porositas rekahan tidak menggambarkan karakteristik reservoir batuan yang baik.

Walaupun berada di batuan dasar yang sama, profil tekanan memberikan gambaran bahwa dua sumur yang berada di *basement high* yaitu Petro 1 dan Petro 2 memiliki pergerakan rezim tektonik yang berbeda. Sumur Petro 1 ternyata sangat dipengaruhi oleh rezim sesar mendatar sedangkan pada sumur Petro 2 berada di rezim sesar normal. Hal ini memberikan gambaran bahwa sumur Petro 1 sangatlah terdampak dari proses tektonik kompresi yang terjadi sedangkan Petro 2 tidak, dari indikasi tersebut dapat diinterpretasikan bahwa titik pusat poros kompresi berada dekat dengan sumur Petro 1 dan jauh dari Petro 2. Hal ini juga memberikan gambaran bahwa rekahan lebih matang terbentuk pada sumur Petro 1 sehingga dilakukan analisis lebih lanjut pada analisis log gambar.

Dari analisis log gambar dan rekahan kritis, ditemukan bahwa intensitas rekahan lebih banyak terjadi pada sumur Petro 1 daripada sumur Petro 2, kemudian dari arah tegasan rekahan juga memberikan informasi bahwa kedua sumur tersebut memiliki perbedaan arah orientasi yang dapat dilihat dari diagram *rosette*. Rekahan kritis juga menjadi hal penting karena keberadaan rekahan kritis memberikan informasi bahwa pada sumur tersebut didapati rekahan yang saling berhubungan dan berasosiasi langsung dengan sesar atau patahan yang terjadi pada daerah sekitar sumur. Hal ini menegaskan bahwa apa yang telah digambarkan dalam profil tekanan adalah benar adanya, hal ini juga dapat memberikan informasi bahwa pembentukan rekahan sangatlah terpengaruh oleh rezim yang bekerja sehingga berpengaruh pada kualitas reservoir dari segi porositas dan permeabilitas.

Dari diagram blok dapat disimpulkan bahwa tektonik dalam pembentukan reservoir pada batuan dasar sangatlah berpengaruh. Hal ini dapat dilihat dari peran tektonik yang terjadi pada kedua sumur tersebut yang menciptakan perbedaan karakteristik rekahan sehingga batuan dapat dikategorikan sebagai reservoir yang baik atau tidak. Dalam penelitian ini juga dapat disimpulkan bahwa pada karakteristik reservoir batuan dasar, pengaruh tektonik terjadi secara lokal, dapat diartikan bahwa pada jarak lokasi sumur yang dekat dapat terjadi perbedaan karakteristik yang signifikan.

## KESIMPULAN

1. Hasil pengolahan data petrofisika pada batuan dasar menunjukkan bahwa batuan dasar sumur Petro 1 memiliki porositas dan permeabilitas yang baik sehingga dapat dikategorikan sebagai reservoir. Sumur Petro 1 juga memiliki kandungan gas yang melimpah sehingga reservoir terbukti mengandung hidrokarbon. Kemudian batuan dasar sumur Petro 2 dan Petro 3 tidak memiliki porositas dan permeabilitas yang baik sehingga tidak dapat dikategorikan sebagai reservoir, kandungan gas yang terbaca di kedua sumur tersebut juga sangat minim.
2. Rekahan pada batuan dasar sumur Petro 1 didominasi oleh rekahan konduktif dan memiliki rekahan kritis. Dominasi arah rekahan adalah *North Northeast-South Southwest* (NNE-SSW). Sumur Petro 2 memiliki rekahan yang didominasi berarah *Northeast-Southwest* (NE-SW). Arah rekahan pada kedua sumur sangat dipengaruhi oleh tektonik regional yang bekerja di daerah sumur.
3. Berdasarkan perhitungan parameter model geomekanika pada daerah penelitian, hasil analisis memberikan gambaran bahwa sumur Petro 1 berada dalam rezim sesar mendatar

( $S_{hmax} > S_v > S_{hmin}$ ). Kemudian pada sumur Petro 2 dan Petro 3, hasil perhitungan memberikan gambaran bahwa sumur Petro 2 dan Petro 3 berada pada rezim sesar normal ( $S_v > S_{hmax} > S_{hmin}$ ).

4. Pada reservoir batuan dasar, rekahan sangat berpengaruh karena rekahan merupakan faktor utama terbentuknya porositas dan permeabilitas pada batuan dasar. Hal ini dibuktikan dengan sumur Petro 1 yang memiliki rekahan kritis (memiliki porositas dan permeabilitas yang baik) dengan orientasi rekahan *Northeast-South Southwest* (NNE-SSW), menyebabkan sumur tersebut dapat dikategorikan sebagai reservoir batuan dasar yang baik. Sebaliknya, sumur Petro 2 memiliki batuan dasar yang tidak memiliki karakteristik reservoir batuan dasar sehingga tidak bisa disebut reservoir. Demikian pula, sumur Petro 3 tidak menunjukkan porositas dan permeabilitas yang baik pada batuan dasar. Perbedaan orientasi rekahan dan pembentukan rekahan di batuan dasar masing-masing sumur sangat dipengaruhi oleh sejarah tektonik yang bekerja pada masing-masing sumur. Sumur Petro 1 dipengaruhi oleh tektonik ekstensional dan juga inversi sehingga terdapat rekahan kritis, sedangkan sumur Petro 2 dan Petro 3 hanya dipengaruhi oleh tektonik ekstensional.

## SARAN

1. Perlu dilakukan perbaikan data log gambar pada sumur Petro 2 agar dapat dilakukan analisis secara lebih detail.
2. Data gambar log zona basement di sumur Petro 3 diperlukan agar analisis rekahan batuan dasar dapat dilakukan.
3. Data seismik diperlukan untuk menghasilkan analisis yang lebih rinci tentang struktur area penelitian.

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak terkait yang telah memberi saran dan masukan dalam pelaksanaan penelitian ini.

## REFERENSI

- Barton, C., dan Zoback, M. (2002). Discrimination of Natural Fractures from Drilling-Induced Wellbore Failures in Wellbore Image Data-Implication for Reservoir Permeability. SPE Reservoir Evaluation & Engineering.
- Bishop, M. G. (2000). South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar Cenozoic Total Petroleum System. U.S. Department of The Interior, U.S. Geological Survey.
- Brahmantya, G. R., Syam, B., Safitri, B. D., Alamsyah, M. N., Husein, S., & Widiyanto, E. (2017). Implication of Tectonic Inversion for The Existence of Hydrocarbons in Fractured Basement Reservoir: A Case Study From Jabung Block, South Sumatra Basin, Indonesia. Preceedings, Indonesia Petroleum Association Forty-First Annual Convention & Exhibition, IPA17-177-G.
- Eaton, B. (1975). The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Huy, X. N., Bae, W., San, T., Xuan, V., SungMin, J., & Kim, D. (2012). Fractured Basement Reservoirs and Oil Displacement MEchanism in White Tiger Field, Offshore Vietnam.
- Koesoemadinata, R. (1980). Geologi Minyak dan Gas Bumi. Bandung: ITB.
- Risyad, M., Suta, I. N., & Haris, A. (2017). Fault assessment for basement reservoir compartmentalization: Case study at Northeast Betara gas field, South Sumatra Basin. AIP Conference Proceedings.
- Sutjningsih, W., Alamsyah, M. N., Marpaung, L. P., Suta, I. N., Siagian, T., Subekti, A., . . . Fatkhan. (2007). ROCK PHYSICS ANALYSIS FOR FEASIBILITY OF AVO AND INVERSION STUDIES: A TOOL FOR EXPLORATION STRATEGY IN JABUNG BLOCK. PROCEEDINGS JOINT CONVENTION BALI 2007 The 32nd HAGI, the 36th IAGI, and The 29th IATMI Annual

Convention and Exhibition.

Zoback, M. (2007). Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, New York, 3-55.