



## ANALISIS REKAHAN ALAMI RESERVOIR UNTUK MENGETAHUI KUALITAS SUMUR LAPANGAN JAS, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Jonathan Jason Filbert Jaya<sup>1\*</sup>, Iyan Haryanto<sup>1\*</sup>, Abdurrokhim<sup>1\*</sup>, Jamal Alaydrus<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup>Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung

<sup>2</sup>ConocoPhillips Indonesia

Korespondensi: [jeejasonfilbert@hotmail.com](mailto:jeejasonfilbert@hotmail.com)

### ABSTRAK

Konsumsi energi mencapai 962 juta Setara Barel Minyak (SBM) pada tahun 2014 (BPPT, 2016). Kebutuhan akan energi yang besar tersebut haruslah diimbangi oleh meningkatnya jumlah cadangan energi itu sendiri. Lapangan JAS yang berada di Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang-busur dengan arah barat laut-tenggara merupakan salah satu lapangan milik Perusahaan ON yang ditemukan pada tahun 1998 dan mulai produksi tahun 2003. Hidrokarbon pada Lapangan JAS selama ini diyakini sebagai hasil dari aktivitas tektonik yang menyebabkan sistem rekahan di dalam reservoir. Karakterisasi rekahan reservoir merupakan studi yang membahas perkembangan, penyebarannya, orientasi, geometri, hubungan dan intensitas dari sesar atau rekahan yang mempengaruhi kualitas reservoir. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui hubungan karakter rekahan alami reservoir dan arah pengeboran terhadap nilai maksimum deliverabilitas sumur Lapangan JAS dengan menggunakan analisis data core, well log, seismik 3D, data pengeboran dan Formation Micro Imager Log yang ditunjang dengan beberapa data sekunder yang ikut diolah. Dari pengolahan data diketahui 3 aspek penting dalam interpretasi kualitas sumur pada reservoir yang mengalami rekahan dan interpretasi kualitas sumur di Lapangan JAS. Analisis ini dapat digunakan untuk kedepannya menentukan titik sumur baru Lapangan JAS ataupun lapangan reservoir yang mengalami rekahan dengan hasil produksi maksimal karena sudah diketahui karakter sumur yang baik.

**Kata kunci:** Rekahan, Lapangan JAS, Produksi Maksimum Sumur

### ABSTRACT

*The energy consumption reached 962 million barrel in 2014 (BPPT, 2016). The large demand for energy should be balanced with the amount of reserved energy itself. JAS Field, which is a gas field, located in South Sumatera Basin, is a back-arc basin with an orientation of NW-SE, 165 km to northwest from Palembang City, South Sumatera, Indonesia, and one of many fields owned by ON Company discovered on 1998 and produced since 2003. Natural gas in JAS Field has believed as the product of tectonic and is responsible for making a fractured system in reservoir. Characterization of natural fractured reservoir is a study to discuss about distribution, orientation, geometry, relationship and intensity of fault and fracture affected well quality. This research focuses on integrating natural fracture reservoir and drilling direction to maximum well deliverability JAS Field using core, well log, seismic 3D, Formation Microimager Log and supported by secondary data. The result are known 3 important aspect to interpreting well quality on fractured reservoir and interpreting well quality on JAS Field. This research can use for strategy development on JAS Field or another fractured reservoir field with maximum production.*

**Keywords:** Fracture, JAS Field, Reservoir, Maximum Well Deliverability

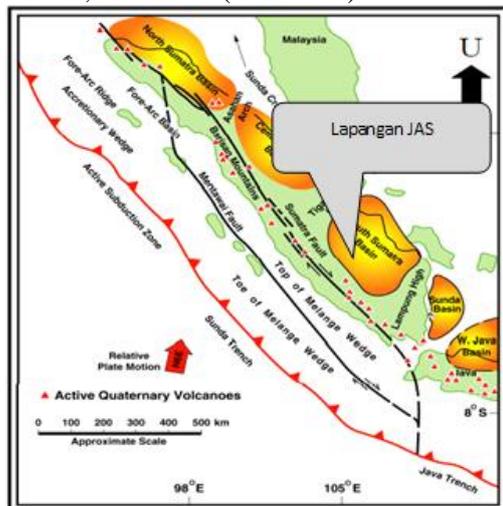
### 1. PENDAHULUAN

Konsumsi energi mencapai 962 juta Setara Barel Minyak (SBM) pada tahun 2014

(BPPT, 2016). Kebutuhan akan energi yang besar tersebut haruslah diimbangi oleh meningkatnya jumlah cadangan energi itu sendiri. Guna meningkatkan jumlah

cadangan tersebut terdapat beberapa upaya yang dapat dilakukan, diantaranya adalah dengan penemuan lapangan minyak baru atau pengembangan lapangan minyak tua dengan konsep yang baru sehingga dapat ditemukan temuan temuan baru dilapangan tersebut.

Lapangan JAS merupakan salah satu lapangan milik Perusahaan ON yang terletak 165 kilometer kearah Barat Laut Kota Palembang, Provinsi Sumatera Selatan, Indonesia (Gambar 1)



**Gambar 1.** Posisi Cekungan Sumatera Selatan dan Lokasi Lapangan JAS

Lapangan JAS ditemukan pada tahun 1998 dan mulai produksi pada tahun 2003. Batuan yang menjadi tempat terakumulasi hidrokarbon di Lapangan JAS, Cekungan Sumatera Selatan adalah batuan dasar, Formasi Talang Akar, dan Formasi Baturaja.

Pokok masalah yang akan dibahas pada penelitian ini difokuskan pada sesar dan rekahan dengan skala reservoir di Lapangan JAS. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui hubungan karakter rekahan reservoir Lapangan JAS dan arah pengeboran terhadap kualitas sumur karena diketahui reservoir pada daerah penelitian

ini dipengaruhi oleh adanya rekahan akibat tektonik dan dibutuhkan penelitian khusus dalam pengembangan lapangan reservoir akibat rekahan. Penelitian ini menggunakan data batuan inti, log sumur, seismik 3D, dan *Formation Micro Imager Log* yang ditunjang dengan beberapa data sekunder.

## 2. TINJAUAN PUSTAKA

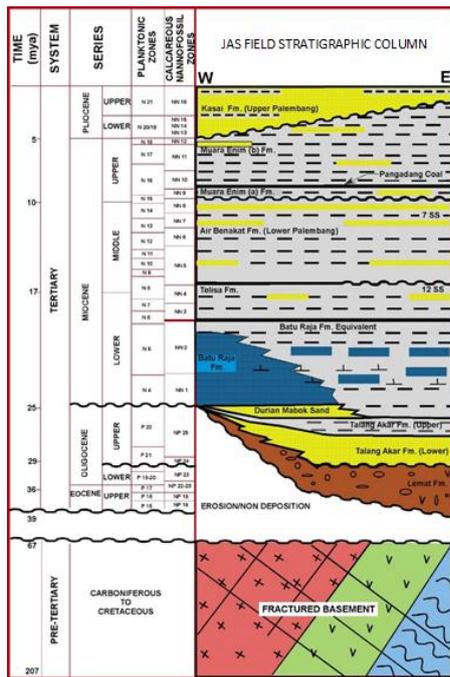
Lapangan JAS berlokasi dibarat Sub-Cekungan Palembang Tengah, Sumatera Selatan. Reservoir dari lapangan ini berupa batuan beku dan metasedimen pre-tercier sebagai batuan dasar ditindih dengan batupasir berumur oligosen dan karbonat berumur miosen.

Batuan dasar pre-tercier ini tersingkap di Pegunungan Barisan sepanjang 90km melalui barat lapangan JAS. Lapangan JAS terdapat intrusi dangkal sampai ekstrusi batuan vulkanik, batuan beku berkristal kasar dan batuan meta-sedimen. Batuan dasar dari lapangan JAS ini dibagi menjadi tiga bagian berdasarkan morfologi dan genesis yang dipisahkan oleh sesar naik utama.

1. Area Barat. Kandungan granit dengan rekahan tinggi
2. Area Tengah. Kandungan granit dengan rekahan sedang
3. Area Timur. Kandungan batuan vulkanik yang terekahkan

Kondisi struktur pada lapangan JAS diinterpretasikan sebagai tinggian paleo pra-Tersier. Puncak dari tinggian paleo terdapat di barat dan baratlaut struktur sekarang. Mengalami kompresi dengan arah Barat Laut-Tenggara terbentuk sesar naik. Wilayah sebelah barat, tengah dan timur membentuk kedudukan utama dan dikarakteristik oleh kehadiran tektonik kompresi Miosen.

Secara umum stratigrafi Lapangan JAS seperti pada (gambar 2).



**Gambar 2.** Kolom Stratigrafi Lapangan JAS

Bagian atas reservoir batuan dasar Lapangan JAS ini terdiri dari sedimen tersier berporositas yang merupakan bagian dari batupasir Formasi Talang Akar Bawah dan batugamping Formasi Baturaja yang semua memiliki hubungan dengan reservoir batuan dasar karena menindih langsung di atasnya. Selama reservoir pre-tercier mengalami porositas sekunder karena rekahan, properti dari batuan reservoir tersier berupa porositas matriks batuan mengalami pengembangan karena rekahan yang terbentuk. Batuan penutup bagian atas berupa batulempung Telisa berumur miosen sedangkan batuan penutup bagian samping untuk tinggian batuan dasar menggunakan batulempung Talangakar berumur Oligosen.

**Klasifikasi Rekahan**

**1. Rekahan Tektonik**

Rekahan ini terjadi karena tektonik lokal. Yang termasuk dalam jenis rekahan ini adalah rekahan karena patahan (*fault*) dan rekahan karena lipatan (*fold*). Rekahan yang terbentuk karena patahan letaknya paralel terhadap patahannya dan pada perkembangan selanjutnya mempunyai

sudut yang lancip terhadap rekahan-rekahan utamanya.

2. Rekahan karena Proses Kontraksi Termasuk jenis rekahan ini yaitu rekahan yang berhubungan dengan pengurangan volume *bulk* batuan. Rekahan ini biasanya disebabkan oleh gradien panas ataupun perubahan fasa mineral dari batuan tersebut.

3. Rekahan yang berhubungan dengan kejadian-kejadian di permukaan Contoh dari rekahan jenis ini adalah rekahan-rekahan yang terjadi akibat adanya proses erosi ataupun perubahan cuaca.

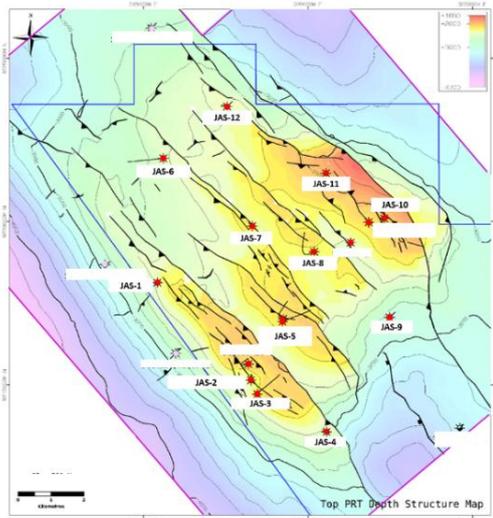
**3. METODE**

Penelitian ini dilakukan dengan metode analisis data berupa batuan inti, log sumur, data FMI, dan data sekunder berupa laporan petrografi, biostratigrafi dan arah pengeboran. Dari keseluruhan data tersebut dilakukan korelasi sumur, interpretasi lingkungan pengendapan, analisis rekahan, dan identifikasi rekahan pada interval reservoir lapangan JAS. Berdasarkan pengolahan data tersebut dihasilkan peta ketebalan tiap reservoir, lingkungan pengendapan reservoir, dan asosiasi rekahan terhadap struktur geologi dilapangan. Sebagai hasil akhir dapat diketahui kualitas tiap sumur Lapangan JAS dengan melihat hubungan terhadap arah pengeboran.

**4. HASIL DAN PEMBAHASAN**

Dalam penelitian ini pembahasan akan difokuskan pada kualitas sumur pada Lapangan JAS. Data yang digunakan untuk identifikasi faktor pengontrol dan menentukan kualitas sumur reservoir yang mengalami rekahan dari 12 sumur ditunjukkan pada peta sebaran titik bor pada daerah penelitan (Gambar 3).

Tujuan akhir dapat memberikan gambaran hal yang harus dipertimbangkan dalam pengeboran lapangan hidrokarbon yang mengalami rekahan dan kebijakan pengembangan lapangan JAS dimasa mendatang.



**Gambar 3.** Lokasi Persebaran Sumur Lapangan JAS

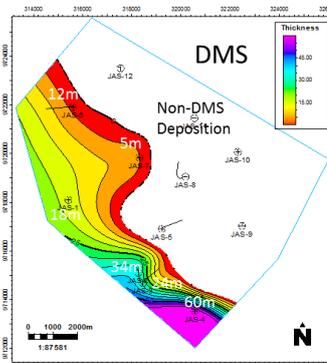
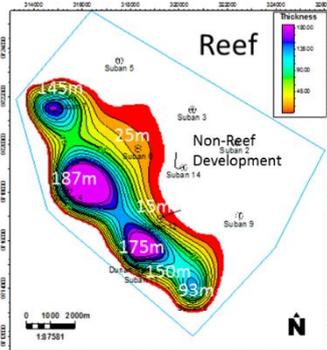
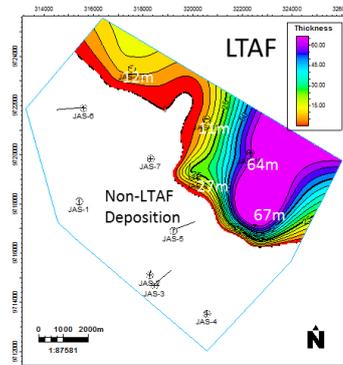
**Korelasi Sumur dan Peta Ketebalan**

Pada pembuatan peta ketebalan formasi pada lapangan JAS dilakukan pada tiga formasi reservoir, yaitu Talang Akar Bawah (LTAF), Durian Mabok (DMS), dan Baturaja (Reef), untuk melihat penyebarannya pada daerah penelitian sehingga data tersebut dapat diinterpretasikan kondisi geologi pada saat terbentuknya formasi tersebut. Pembuatan peta ketebalan ini berdasarkan batas dari formasi yang memiliki data ketebalan tiap sumurnya yang selanjutnya dibuat peta ketebalannya menggunakan software Petrel 2013 dengan algorithm isochore polarization

Formasi LTAF terdapat pada sumur JAS-8, JAS-9, JAS-10, JAS-11, dan JAS-12. Penyebaran formasi ini berada bagian timur lapangan JAS dengan semakin menebal ke arah timur lapangan JAS. Formasi LTAF memiliki tebal pada JAS-8 27m, JAS-9 67m, JAS-10 64m, JAS-11 11m, dan JAS-12 12m. Diinterpretasikan bahwa sumber sedimen dari arah utara/barat laut berdasarkan peta ketebalan (Gambar 4).

Formasi DMS terdapat pada sumur JAS-1, JAS-2, JAS-3, JAS-4, JAS-6, dan JAS-7. Penyebaran formasi ini berada bagian barat lapangan JAS dengan semakin menebal ke arah selatan lapangan JAS. Formasi DMS memiliki tebal pada JAS-1 18m, JAS-2 34m, JAS-3 24m, JAS-4 60m, JAS-6 12m

dan JAS-7 5m. Diinterpretasikan bahwa sumber sedimen darat dari arah barat laut/barat dan sumber sedimen laut dari timur/tenggara berdasarkan peta ketebalan (Gambar 4).



**Gambar 4.** Peta Ketebalan Reservoir Sedimen Lapangan JAS

Formasi Reef terdapat pada sumur JAS-1, JAS-2, JAS-3, JAS-4, JAS-5, JAS-6 dan JAS-7. Penyebaran formasi ini berada bagian barat lapangan JAS dengan semakin menebal ke arah barat daya lapangan JAS. Formasi Reef memiliki tebal pada JAS-1 187m, JAS-2 175m, JAS-3 150m, JAS-4 93m, JAS-5 15m, JAS-6 145m, dan JAS-7

25m. Diinterpretasikan pada saat perkembangan batugamping terumbu ini berada pada tinggian laut dangkat (Gambar 4).

### Interpretasi Lingkungan Pengendapan

Interpretasi lingkungan pengendapan dilakukan pada formasi Baturaja (Reef), Durian Mabok (DMS), dan Talang Akar Bawah (LTAF) yang merupakan reservoir dilapangan JAS. Interpretasi ini berdasarkan laporan petrografi, biostratigrafi, dan batuan inti yang tersedia. Kemudian dihubungkan dengan pola *gamma ray log* yang dapat mengindikasikan tipe pengendapan formasi. Pada Lapangan JAS terdapat juga reservoir formasi PRT yang tidak dilakukan analisis lingkungan pengendapan dan fasies karena merupakan batuan dasar dari daerah penelitian berupa granit dan batuan vulkanik berumur pra tersier.

Formasi Talang Akar Bawah (LTAF) secara umum batuan mengandung batupasir kasar mengandung mineral kuarsa dan tourmaline dengan matriks argillaceous dengan semen mika. Berumur oligosen akhir dan diendapkan di zona fluvial berupa sungai menganyam. Formasi ini diinterpretasikan sebagai endapan fluvial hasil rombakan batuan lebih tua berdasarkan deskripsi petrografi terdapat material batuan dasar, deskripsi cutting, dan tidak ditemukan fosil laut pada deskripsi biostratigrafi melainkan fosil darat berupa polen spora.

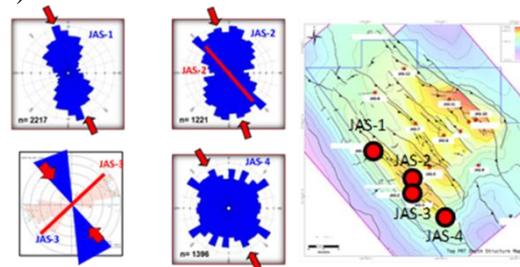
Formasi Durian Mabok (DMS) secara umum mengandung batupasir kasar didukung dari deskripsi batuan inti formasi DMS pada sumur JAS-1 yang dipengaruhi material sedimen laut dan darat. Berumur oligosen akhir dan diendapkan di zona transisi berupa estuary. Formasi ini diinterpretasikan sebagai endapan estuary berdasarkan deskripsi petrografi, deskripsi batuan inti dan pola *log gamma ray*.

Formasi Baturaja (Reef) secara umum mengandung batugamping terumbu sepenuhnya dengan umur miosen awal. Batuan pada Formasi Baturaja didukung dengan penggambaran *gamma ray log* yang tidak mengalami perubahan nilai GR secara

drastis yang berarti batuanya homogen. Batu gamping pada Formasi Baturaja umumnya terdiri dari packstone, wackestone, boundstone, dan grainstone sehingga diinterpretasikan diendapkan pada tinggian laut dangkal.

### Analisis Rekahan

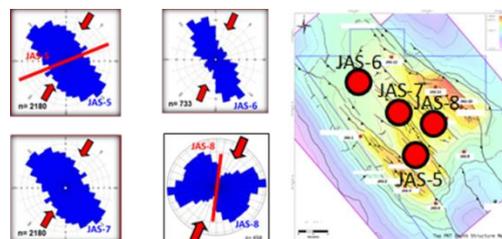
Sumur JAS-1, JAS-2, JAS-3, dan JAS-4 berada pada bagian barat lapangan JAS. Sumur sumur ini berdasarkan data FMI memiliki arah dominan berarah relatif NNW-SSE dengan maksimum stress yang memiliki arah relatif NNW-SSE (Gambar 5).



**Gambar 5.** Arah Rekahan dan Peta Lokasi Sumur Barat

Berdasarkan data seismik dan maksimum stress diinterpretasikan bahwa rekahan pada sumur bagian barat ini merupakan damage zone dari suatu patahan naik dan mendatar yang berarah NW-SE daerah penelitian bagian barat.

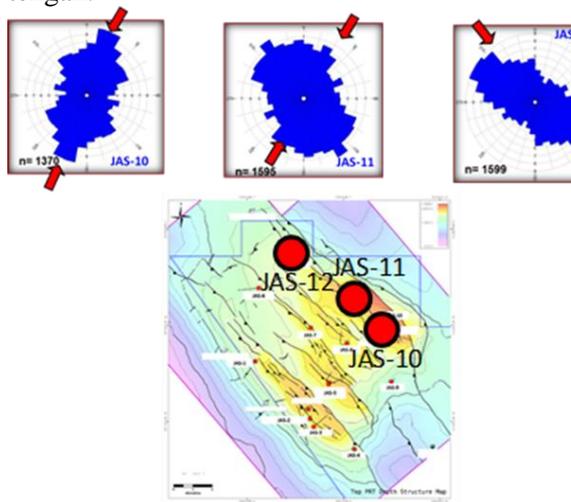
Sumur JAS-5, JAS-6, JAS-7, dan JAS-8 berada pada bagian tengah lapangan JAS. Sumur ini berdasarkan data FMI memiliki arah dominan berarah relatif NW-SE dengan maksimum stress yang memiliki arah relatif NE-SW (Gambar 6).



**Gambar 6.** Arah Rekahan dan Peta Lokasi Sumur Tengah

Berdasarkan data seismik dan maksimum stress diinterpretasikan bahwa rekahan pada sumur bagian tengah ini merupakan

damage zone dari suatu patahan naik berarah NW- SE daerah penelitian bagian tengah.



**Gambar 7.** Arah Rekanan dan Peta Lokasi Sumur Timur

Sumur JAS-10, JAS-11, JAS-12 berada pada bagian timur lapangan JAS. Sumur sumur ini berdasarkan data FMI memiliki arah dominan berarah relatif NW-SE dengan maksimum stress yang memiliki arah relatif NE-SW (Gambar 7). Berdasarkan data seismik dan maksimum stress diinterpretasikan bahwa rekahan pada sumur timur ini merupakan *damage zone* dari suatu patahan naik berarah NW-SE daerah penelitian bagian timur

### Analisis Kualitas Sumur

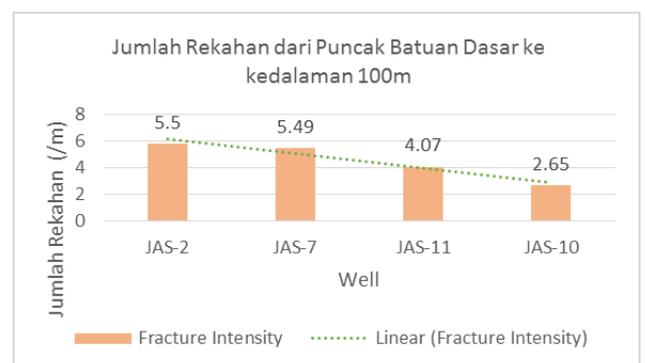
Sumur bagian barat memiliki arah rekahan berarah NNW-SSE. Untuk sumur JAS-1 dan JAS-4 dilakukan pengeboran pada bagian reservoir berarah tegak lurus dengan muka air laut dan sumur JAS-2 dan JAS-3 dilakukan pengeboran membelok. Dengan kondisi geologi dan arah pengeboran pada sumur barat ini menghasilkan nilai maksimum deliverabilitas JAS-1, JAS-2, JAS-3 dan JAS-4 memiliki peringkat 4, 3, 1, dan 8 pada Lapangan JAS.

Sumur bagian tengah memiliki arah rekahan berarah NW-SE. Untuk sumur JAS-6 dan JAS-7 dilakukan pengeboran pada bagian reservoir berarah tegak lurus dengan muka air laut dan sumur JAS-5 dan JAS-8 dilakukan pengeboran membelok. Dengan kondisi geologi dan arah pengeboran pada sumur tengah ini

menghasilkan nilai maksimum deliverabilitas JAS-5, JAS-6, JAS-7 dan JAS-8 memiliki peringkat 2, 11, 10, dan 6 pada Lapangan JAS.

Sumur bagian timur memiliki dominan arah rekahan berarah NW-SE. Untuk sumur JAS-10, JAS-11 dan JAS-12 dilakukan pengeboran pada bagian reservoir berarah tegak lurus dengan muka air laut. Dengan kondisi geologi dan arah pengeboran pada sumur timur ini menghasilkan nilai maksimum deliverabilitas JAS-10, JAS-11, dan JAS-12 memiliki peringkat 7, 9, dan 5 pada Lapangan JAS.

Setelah mengetahui kualitas sumur dari hubungan karakter rekahan alami reservoir dan arah pengeboran terhadap nilai maksimum deliverabilitas sumur dapat diinterpretasikan bahwa Lapangan JAS bagian barat memiliki kualitas reservoir yang paling bagus diikuti bagian tengah dan timur berturut turut. Karena bagian barat terdapat intensitas rekahan paling tinggi diikuti bagian tengah dan timur. Berdasarkan data jumlah rekahan yang diukur sedalam 100 mdepth dari permukaan tinggian batuan dasar dengan arah tegak lurus permukaan air laut memiliki trend menurun dari bagian barat ke timur (Gambar 8) hal ini juga dikontrol karena bagian barat rekahan yang terbentuk berasosiasi dengan sesar naik dan mendarat. Karena faktor tersebut nilai maksimum deliverabilitas memiliki trend yang menurun juga dari bagian barat ke timur yaitu pada bagian barat tertinggi pada sumur JAS-3 peringkat 1, diikuti bagian tengah pada sumur JAS-5 peringkat 2, dan bagian timur pada sumur JAS-12 peringkat 5.



**Gambar 8.** Grafik Penurunan Jumlah Rekahan Lapangan JAS Barat-Timur

## 5. KESIMPULAN

Lapangan JAS bagian barat rekahan yang terbentuk dominan akibat sesar mendatar dan sesar naik pada sekitar daerah bagian barat. Sedangkan bagian tengah dan timur diakibatkan rekahnya dominan karena sesar sesar naik sekitar lapangan bagian tengah dan timur.

Setelah dilakukan analisis berdasarkan data geologi dan pengeboran dapat disimpulkan pada lapangan reservoir yang mengalami rekahan untuk mendapatkan kualitas sumur baik ada tiga parameter, yaitu 1. Posisi sumur berada pada tinggian batuan dasar karena intensitas rekahan tinggi, 2. Arah rekahan untuk merencanakan arah pengeboran, dan 3. Interval *mudloss*, *total gas*, *ROP breaks* sebagai indikasi rekahan.

Untuk skala lapangan maka disimpulkan bagian barat memiliki kualitas reservoir paling bagus kemudian bagian tengah dan terakhir bagian timur karena bagian barat memiliki intensitas rekahan yang tinggi dibanding bagian lain. Hal tersebut terbukti dari nilai maksimum deliverabilitas sumur bagian barat pada sumur JAS-3 paling bagus peringkat 1, bagian tengah pada sumur JAS-5 peringkat 2, dan bagian timur pada sumur JAS-12 peringkat 5.

## UCAPAN TERIMAKASIH

Puji syukur kepada Tuhan Yang Maha Esa yang telah mengizinkan penulis menyelesaikan penelitian ini. Terima kasih kepada kedua orang tua yang telah memberikan dukungan dan doa untuk kelancaran penelitian ini. Terima kasih kepada Perusahaan ON yang telah memfasilitasi ketersediaan data dalam pelaksanaan penelitian dan memberikan izin untuk mempublikasikan penelitian ini. Terima kasih kepada dosen Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran yang telah membimbing dalam penyelesaian penelitian ini. Terima kasih kepada Himpunan Mahasiswa Geologi (HMG) Universitas Padjadjaran yang telah mendukung dalam penyelesaian penelitian ini.

## DAFTAR PUSTAKA

- Argakoesoemah, R. (2004). *Ancient Talang Akar Deepwater Sediments in South Sumatera Basin: A New Exploration Play*. Indonesia Petroleum Association.
- Boggs, S. (1987). *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*. Merril Publishing Company.
- Daly, M. C.; Cooper, M. A.; Wilson, I. Smith;. (1991). *Cenozoic Plate Tectonics and Basin Evolution in Indonesia*. Marine and Petroleum Geology.
- Ginger, David; Fielding, Kevin;. (2005). *THE PETROLEUM SYSTEMS AND FUTURE POTENTIAL OF THE SOUTH SUMATRA BASIN*. Indonesian Petroleum Association.
- Hasan, Mulyadi M.; Soebandrio, Dindot S.;. (1988). *The Petroleum Geology of Tanjung Laban Field, South Sumatera*. Indonesia Petroleum Association.
- Holis, Zaenal; Sapiie, Benyamin;. (2012). *Fractured Basement Reservoirs Characterization in Central Sumatera Basin, Kotopanjang Area, Riau, Western, Indonesian: An Outcrop Analog Study*. AAPG.
- Mohede, Hani; Malick, Kamal M.;. (2014). *Suban-South Sumatera Giant Fractured Gas Reservoir Development and Challenges*. Indonesian Petroleum Association.
- Nelson, R. (2001). *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. Houston.
- Pujasmadi, B., Alley, H., & Shofiyuddin. (2002). *Suban Gas Field, South Sumatra, Example of a Fractured Basement Reservoir*. IAGI Giant Fields and New Exploration Concepts Seminar.
- Pulunggono, A., Haryo, S. A., & Kosuma, C. G. (1992). *Pre-Tertiary and Tertiary fault systems as a framework of the South Sumatra Basin; a study of sarmaps*. Jakarta: IPA.

- Pulunggono, A., & Cameron, N. R. (1984). *Sumatran Microplates, Their Characteristics And Their Role In The Evolution Of The Central And South Sumatra Basins*. Jakarta: IPA.
- Suyoto, Hercahyo; Bethancourt, Justin;. (2010). *A Fractured Pre-Tertiary Basement Reservoir Engineering Study*. Indonesian Petroleum Association.
- Tapponnier, P. (1986). *On The Mechanics of The Collision Between India and Asia*.
- Yuningsih, E. T. (2006). *Pengaruh Intensitas dan Tipe Alterasi Terhadap Porositas Sekunder Pada Batuan Basement Pra-Tersier Berdasarkan Kajian Petrologis Dari Sumur JSB-3, JSB-4, dan JSB-6, Sub-Cekungan Jambi, Sumatera Selatan*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.