

ANALISIS TEKANAN PORI DAN IN-SITU STRESS DI SUMUR JELMUSIBAK-1, SORAI-1, TUYU-1, dan MENDUNG-1 DI CEKUNGAN KUTEI

Natania Putri^{1*}, Yuyun Yuniardi¹, Muhammad Kurniawan Alfadli¹, Sena W. Reksalegora¹
¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung

*Korespondensi: natania20001@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Prediksi tekanan pori formasi merupakan langkah yang krusial dalam proses pengeboran, yaitu untuk menentukan berat lumpur atau *mud weight* yang berfungsi untuk desain casing lubang sumur dan mencegah terjadinya *kick* atau *loss*. Prediksi tekanan pori formasi ini dilakukan dengan memanfaatkan data *log sonic* melalui pendekatan Eaton dan ekuivalen kedalaman untuk estimasi kurva *Normal Compaction Trend (NCT)*. Perhitungan prediksi tekanan pori menggunakan data *log sonic* melalui pendekatan Eaton pada sumur Jelmusibak-1, Sorai-1, Tuyu-1, dan Mendung-1 menghasilkan *top overpressure* pada kedalaman secara berurutan secara berurutan yaitu 3011.997486 ft, 2723.742163 ft, 5025.857101 ft, dan 2936.827559 ft pada kedalaman secara berurutan 1373.820871 psi, 1246.748066 psi, 2353 psi, dan 1400.036577 psi. Adapun penyebab *overpressure* dari keempat sumur tersebut disebabkan oleh proses *loading*. In-situ stress yang dominan berdasarkan data sumur Tuyu-1 berupa $SH_{max} > S_v > SH_{min}$ atau $S_v > SH_{max} > SH_{min}$ dan menandakan antara rezim sesar normal atau sesar strike-slip.

Kata kunci : Prediksi Tekanan Pori, Data *Well-Log*, Metode Eaton, *Normal Compaction Trend*, *Overpressure*, *Loading*

ABSTRACT

Pore pressure prediction is a critical step in the drilling process. Its primary objective is to determine the appropriate mud weight, which plays a vital role in wellbore casing design and preventing kick or loss incidents. To achieve this, pore pressure is estimated by utilizing sonic log data through the Eaton approach and the equivalent depth method for estimating the Normal Compaction Trend (NCT) curve. Applying this method to wells Jelmusibak-1, Sorai-1, Tuyu-1, and Mendung-1 revealed the Top Overpressure are at depths of 3011.99 ft (1373.82 psi), 2723.74 ft (1246.75 psi), 5025.86 ft (2353 psi), and 2936.83 ft (1400.04 psi). Analysis suggests that loading mechanism is the primary cause of overpressure in all four wells. Based on data from the Tuyu-1 well, the dominant in-situ stress configuration is $SH_{max} > S_v > SH_{min}$ or $S_v > SH_{max} > SH_{min}$, indicating a normal fault or strike-slip fault regime.

Keywords : Pore Pressure Prediction, Well-Log Data, Eaton's Method, Normal Compaction Trend, Overpressure, Loading

PENDAHULUAN

Evaluasi tekanan formasi merupakan hal yang sangat krusial dalam kegiatan eksplorasi hingga pengembangan lapangan minyak dan gas bumi. Informasi mengenai tekanan formasi berguna dalam perencanaan pengeboran seperti perancangan casing, menentukan berat lumpur, serta prediksi adanya zona *overpressure* (Abdullah, 2009). Tekanan pori perlu dilakukan secara akurat agar tindakan preventif dapat dilakukan demi kesuksesan dan keselamatan proses eksplorasi dan pemboran minyak dan gas bumi. Berdasarkan nilainya, tekanan pori dibagi menjadi 2 jenis, yaitu tekanan normal (hidrostatik) dan tekanan abnormal (*overpressure* dan *under pressure*). Tekanan *overpressure* dapat mengakibatkan berbagai permasalahan yang dapat mengganggu proses pemboran seperti *pipe stuck*, *kick*, hingga *blowout*.

Penelitian ini dilakukan pada sumur eksplorasi yaitu sumur Jelmusibak-1, Sorai-1, Tuyu-1, dan Mendung-1, Cekungan Kutai Kalimantan Timur, di mana wilayah cekungan tersebut terdiri dari endapan sedimen tersier yang mencerminkan fase-fase transgresi dan regresi laut. Cekungan Kutai ini merupakan salah satu cekungan yang ada di Indonesia yang menjadi penyumbang hidrokarbon terbesar. Daerah penelitian terletak di sebelah utara *Adang Fault* yang memiliki orientasi barat laut–tenggara. Sesar besar ini merupakan sesar mendatar (*strike-slip*

fault) yang memotong Pulau Kalimantan dan memisahkan Cekungan Kutai dan Barito di daratan Kalimantan.

Adapun tujuan dari penelitian ini, yaitu untuk mengetahui karakteristik tekanan pori serta in-situ di Cekungan Kutei berdasarkan hasil analisis sumur Jelmusibak-1, Sorai-1, Tuyu-1, dan Mendung-1. Prediksi tekanan pori pada penelitian ini menggunakan metode yang dikembangkan oleh Eaton. Metode ini membutuhkan data pengukuran geofisika seperti data kecepatan seismik dan data log sumur.

DATA & METODOLOGI

Data

Terdapat beberapa jenis data yang akan digunakan dalam pengolahan data serta analisis *pore pressure* dan *in-situ stress* pada penelitian ini, antara lain Data Geologi, *Well log*, *Direct Pressure Measurement*, serta *Indirect Pressure Measurement*. Data geologi terdiri dari kajian struktur, stratigrafi, serta paleontologi. *Data well log* terdiri *Gamma Ray (GR)*, *Neutron (NPHI)*, *Density (RHOB)*, *Resistivity (ILD)*, dan *Sonic (DT)*. Data *direct measurement* yang terdiri dari LOT, FIT, DST, dan RFT. Adapun data *indirect measurement* yang terdiri dari WK, GWD, MWD, dan MW.

| Nama Sumur | Data Geologi | | | Well Log | | | | | Direct Measurement | | | | Indirect Measurement | | | |
|-------------|------------------|-------------|--------------|----------|------|------|-----|----|--------------------|-----|-----|-----|----------------------|-----|-----|----|
| | Struktur Geologi | Stratigrafi | Paleontologi | GR | NPHI | RHOB | ILD | DT | LOT | FIT | DST | RFT | WK | GWD | MWD | MW |
| Jelmsibak-1 | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | √ |
| Sorai-1 | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | √ |
| Tuyu-1 | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | √ |
| Mendung-1 | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | √ |

Gambar 1. Ketersediaan Data yang akan digunakan dalam penelitian

Keterangan :

- LOT : Leak Off Test (psi)
- FIT : Formation Integrity Test (Psi)
- RFT: Repeat Formation Test (psi)
- DST: Drill Stem Test (psi)
- WK : Well Kick (psi)
- LC : Loss Circulation (psi)
- MW: Mudweight (psi)
- GWD: Gas While Drilling
- MWD : Measurement While Drilling

- GR : Gamma Ray (API)
- ILD : Deep Induction Log (Ohmm)
- RHOB: Density Log (g/cc)
- DT : Sonic Log (Us/f)

Metodologi

A. Rincian Kegiatan

1) Tahap Persiapan

Penelitian dimulai dengan tahap persiapan, yang mencakup proses pengumpulan data terkait dengan tema tugas akhir yang akan dilakukan dengan bekerja sama dengan *independent consultant* terkait. Data yang telah terkumpul kemudian harus dilaporkan dalam bentuk perizinan kepada Kementerian Sumber Daya Mineral untuk memperoleh validasi dan izin resmi sebelum melanjutkan ke tahap analisis data lebih lanjut.

1. Tahap Pengolahan dan Analisis Data

Penelitian ini melibatkan analisis dalam dua bidang utama, yaitu analisis geologi berdasarkan laporan geologi dan analisis pengeboran berdasarkan laporan pengeboran. Pada analisis geologi, beberapa aspek yang akan diteliti mencakup stratigrafi, struktur geologi, dan data penunjang lainnya. Selanjutnya, analisis pengeboran melibatkan rangkaian aspek seperti *mudweight summary*, *casing*, *Leak-off Test*, *direct measurement (RFT)*, dan laporan harian pengeboran sebagai catatan data lapangan saat proses pengeboran berlangsung. Data yang diperlukan akan dikumpulkan dan diolah menggunakan *Microsoft Excel*.

2. Tahap Penyusunan Laporan

Pada tahap ini, penelitian diakhiri dengan penyusunan laporan yang terstruktur berdasarkan hasil analisis data dan diskusi yang dilakukan dengan dosen pembimbing selama pelaksanaan penelitian.

3. Prosedur Kerja

- Studi literatur
- Pengumpulan data *density* serta *direct* dan *indirect pressure measurement*
- Penentuan principal stress
- Plotting *Vertical Stress Gradient*, *Shmin*, dan *SHhmax*
- Pemisahan *sand-shale*
- Penentuan *Normal Compaction Trend*
- Prediksi *pore pressure*
- Plotting *sonic-density*
- Plotting *pore pressure gradient*
- Penentuan profil tekanan pori, mekanisme *overpressure*, dan *in-situ stress* beserta *stress regime*
- Penarikan kesimpulan dan penulisan laporan

B. Target Hasil Penelitian

- Diagram *pressure-depth*
- Identifikasi *in-situ stress (Vertical Stress (Sv), Maximum Horizontal Stress (Shmax), dan Minimum Horizontal Stress (Shmin)* beserta *stress regime* (rezim sesar) dari keempat sumur.

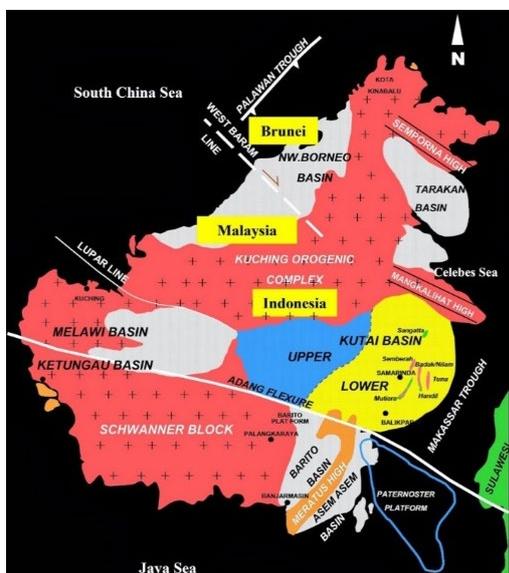
Geologi Regional

Secara regional, daerah penelitian merupakan bagian dari Cekungan Kutai, tepatnya di bagian barat daya Cekungan Kutai. Cekungan Kutai memiliki luas area sekitar 165.000 km dan serta ketebalan sedimen sekitar 12.000-14.000 meter. Secara tektonik, struktur, dan stratigrafi, cekungan ini dibatasi oleh :

1. Utara: Cekungan Tarakan dan punggungan Mangkalihat yang merupakan suatu daerah tinggian batuan dasar berumur Oligosen
2. Timur: Delta Mahakam
3. Tenggara: Paparan Paternoster, Cekungan Asem-Asem, dan gugusan punggungan Meratus

4. Selatan: Cekungan Barito dan Sesar Adang, yang terjadi pada Zaman Miosen Tengah
5. Barat: Tinggian Kuching (pegunungan Kalimantan Tengah) yang berumur Pra-Tersier.

6. Formasi Pamaluan (Tomp)
7. Formasi Berai (Tomb)
8. Formasi Tuyu (Toty)
9. Formasi Telakai (Tetk)
10. Formasi Tanjung (Tet)
11. Formasi Kuaro (Tek)
12. Formasi Pintap (Ksp)



Gambar 2. Kondisi geologi Cekungan Kutai secara regional (Andang Bachtiar, 2006)

Cekungan Kutai terbentuk akibat pengaruh interaksi tiga lempeng tektonik (Eurasia, India-Australia, dan Pasifik) dan berkaitan dengan aktivitas tektonik ekstensi di sepanjang Selat Makassar pada kala Oligosen Tengah (Moss & lainnya). Bagian timur dicirikan oleh serangkaian antiklin dan sinklin berarah timur laut-barat daya (NE-SW). Dua zona sesar utama berarah barat laut-tenggara (NW-SE) membatasi cekungan ini, yaitu Zona Sesar Sangkulirang di bagian utara dan Zona Sesar Adang di bagian selatan.

Tatanan stratigrafi pada daerah penelitian di cekungan Kutai berdasarkan Peta Geologi Regional lembar Balikpapan yang diurutkan dari muda ke tua adalah sebagai berikut :

1. Aluvial (Qa)
2. Formasi Kampungbaru (Tpkb)
3. Formasi Balikpapan (Tmbp)
4. Formasi Pulaubalang (Tmpb)
5. Formasi Warukin (Tmw)

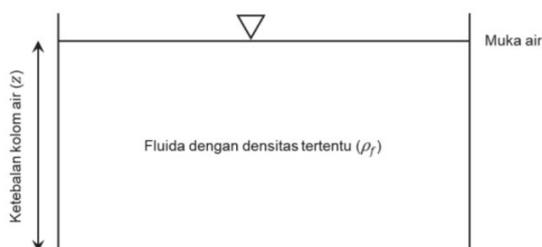
Berdasarkan gabungan dari sebagian Peta Geologi Regional Lembar Longiram dan Balikpapan, sumur Jelmusibak-1, Sorai-1, Tuyu-1, dan Mendung-1 secara berurutan berada pada Formasi Tuyu, Formasi Telakai, dan Formasi Balikpapan. Sumur Jelmusibak-1 dan sumur Tuyu-1 sama-sama berada pada Formasi Tuyu. Menurut peta geologi regional, pada daerah sekitar keempat sumur juga terdapat struktur berupa antiklin-antiklin.

Data Log

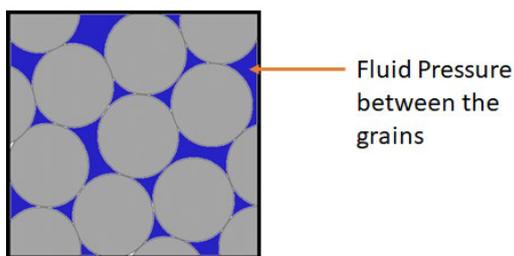
- a. *Gamma Ray (GR)* : mengukur tingkat radioaktivitas alami suatu tubuh batuan. Berfungsi untuk mengidentifikasi lapisan permeabel (*sandstone*) dan tidak permeabel (*shale*) berdasarkan sifat radioaktif, menghasilkan kolom stratigrafi sumur, mengukur ketebalan lapisan batuan, dan melakukan korelasi antar sumur.
- b. *Resistivity (ILD/LLD)* : merekam sifat kelistrikan fluida. Berfungsi untuk menentukan zona hidrokarbon dan zona air, mengindikasikan zona permeabel.
- c. *Neutron (NPHI) & Density (RHOB)* : mengetahui kadar hidrogen dan densitas batuan. Gabungan kedua log berfungsi untuk menentukan zona porositas, menentukan zona reservoir.
- d. *Sonic (DT)* : mengukur waktu tempuh gelombang akustik di dalam formasi batuan pada jarak tertentu yang mencerminkan porositas batuan. Berfungsi untuk menentukan kecepatan gelombang akustik, menentukan porositas batuan, identifikasi jenis batuan, evaluasi kekompakan batuan, deteksi zona fraktur dan rekahan, menentukan *Normal Compaction Trend*.

Konsep Tekanan/Tegasan

- a. Tekanan Hidrostatik (Ph) : tekanan yang dihasilkan oleh berat suatu kolom fluida yang statis. Tekanan hidrostatik timbul dari fluida alami yang terperangkap dalam pori-pori batuan.



Gambar 3. Ilustrasi tekanan hidrostatik yang berada di antara butiran sedimen



Gambar 4. Ilustrasi kolom air untuk menghitung tekanan hidrostatik (Ramdhan, 2022)

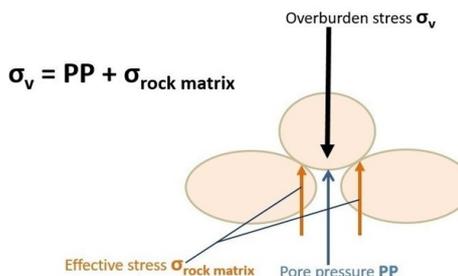
Tekanan hidrostatik dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut :

$$Ph = \rho g h$$

Dimana :

- Ph : tekanan hidrostatik (Psi)
- h : tinggi kolom fluida (m atau feet),
- ρ : densitas fluida (gr/cm^3), dan
- g : percepatan gravitasi (m/s^2).

- b. Tegasan Vertikal/Tekanan Overburden (SV) : tekanan disebabkan oleh bahan yang menutupi formasi geologis, yang berupa penjumlahan tekanan yang diakibatkan oleh matriks-matriks batuan maupun fluida yang ada di dalamnya pada suatu kedalaman tertentu.



Gambar 5. Ilustrasi dari tegasan overburden dan tegasan efektif/effective stress (Chris Fletcher, 2022)

Tegasan vertikal (S_v) dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$S_v = g \int \rho_b z \, dz \approx \rho_b g z$$

Dimana :

- S_v : tegasan vertikal / vertical stress
- ρ_b : densitas bulk batuan (gr/cm^3)
- g : percepatan gravitasi (m/s^2), dan
- z : kedalaman kolom fluida

- c. Tegasan Horizontal Minimum (Sh_{min}) : tekanan yang diperlukan untuk menyebabkan batuan mulai pecah. Nilai Sh_{min} dapat diperkirakan berdasarkan data pembacaan *Leak-Off Test (LOT)* dan *Formation Integrity Test (FIT)* pada sumur (Zoback, 2007).
- d. Tegasan Horizontal Maksimum (SH_{max}) : tekanan yang mengakibatkan batuan pecah atau hancur secara keseluruhan. Nilai SH_{max} dapat diprediksi berdasarkan *Open-hole Hydraulic Fracture Tests* tetapi hal tersebut jarang dilakukan.
- e. Kondisi Tegasan Bawah Permukaan
Gaya atau tegasan-tegasan yang bekerja terhadap batuan atau formasi disebut sebagai *principal stress*. Konsep *principal stress* dalam geomekanika membantu memahami sistem sesar pada formasi batuan dengan menganalisis nilai dan arah tegasan yang bekerja. Hal ini penting untuk berbagai aplikasi, seperti

eksplorasi minyak dan gas bumi. Tegangan terbagi menjadi 3 kategori:

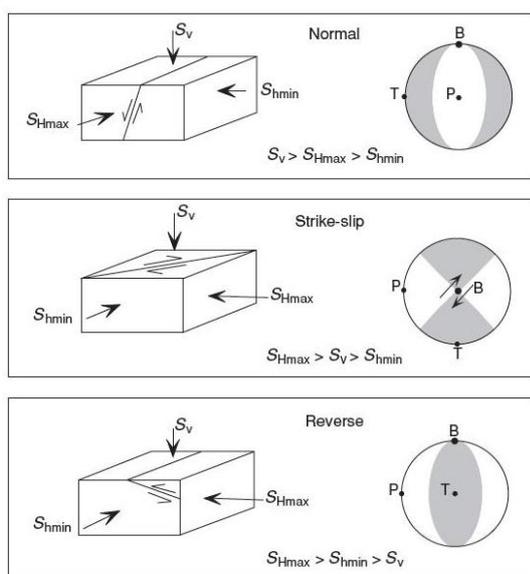
- Tegangan maksimum (σ_1): Tekanan terbesar yang bekerja pada batuan.
- Tegangan menengah (σ_2): Tekanan menengah yang bekerja pada batuan.
- Tegangan minimum (σ_3): Tekanan terkecil yang bekerja pada batuan.

Berdasarkan arah bekerjanya, tegangan terbagi menjadi :

- Tegangan vertikal (S_v): Tegangan yang bekerja dari atas ke bawah.
- Tegangan horizontal maksimum (S_{Hmax}): Tegangan horizontal terbesar.
- Tegangan horizontal minimum (S_{Hmin}): Tegangan horizontal terkecil.

Konfigurasi Sistem Sesar:

- *Normal fault*: Terbentuk saat $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$.
- *Strike-slip fault*: Terbentuk saat $\sigma_1 > \sigma_3 > \sigma_2$.
- *Reverse fault*: Terbentuk saat $\sigma_3 > \sigma_2 > \sigma_1$.



Gambar 6. Konsep tentang arah tegangan yang bekerja pada sebuah sistem sesar (Anderson, 1951)

Metode Pengukuran Tekanan Pori

A. Metode Pengukuran Langsung

Pengukuran tekanan pori yang akurat sangat penting untuk berbagai aplikasi geologi dan teknik. *DST* dan pengujian *wireline* merupakan dua metode utama untuk mengukur tekanan pori secara langsung, dengan masing-masing memiliki kelebihan dan kekurangannya.

- Pengujian Produksi Formasi (*DST*), memiliki karakteristik sebagai berikut :
 - Mengisolasi interval sumur bor dan mengukur aliran fluida ke dalam lubang bor.
 - Memberikan informasi terkait produktivitas formasi.
 - Pengukuran tekanan pori yang cukup akurat karena dilakukan dalam periode waktu yang lama.
- Pengujian Formasi Wireline (*MWD Wireline Formation Tester*), memiliki karakteristik sebagai berikut :
 - Lebih umum dan fleksibel dibandingkan *DST*.
 - Menghasilkan berbagai jenis pengukuran tekanan dalam satu operasi.
 - Ideal untuk mendeteksi perubahan tekanan formasi.

B. Metode Pengukuran Tidak Langsung

Perhitungan tekanan pori secara tidak langsung dapat dilakukan dengan memprediksi nilainya melalui perhitungan *mud weight*. *Mud weight* digunakan untuk menjaga dan mengimbangi tekanan formasi, dan mengetahui nilai tekanan pori sangat penting dalam tahap pengeboran.

Tekanan pori lebih tinggi dari *mud weight* dapat menyebabkan "*blow up*", yaitu semburan fluida formasi ke dalam lubang bor. Sedangkan tekanan pori lebih rendah dari *mud weight* dapat menyebabkan "*loss circulation*", yaitu hilangnya fluida pengeboran ke dalam formasi.

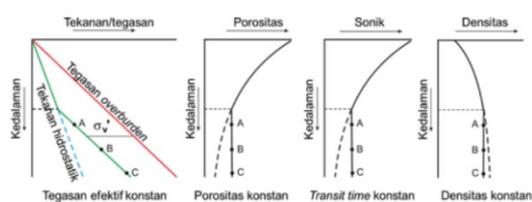
Oleh karena itu, nilai *mud weight* dapat diinterpretasikan sebagai perkiraan tekanan pori. Prediksi tekanan pori menjadi kunci untuk menentukan komponen *mud weight* yang sesuai dengan kebutuhan pada sumur.

Penyebab Terjadi Overpressure

1. Loading/Disequilibrium Compaction

Disequilibrium compaction adalah fenomena di mana tekanan overpressure terbentuk akibat ketidakseimbangan antara laju kompaksi vertikal akibat pembebanan gravitasi dan laju keluarnya fluida dari batuan. Hal ini terjadi pada proses sedimentasi yang cepat dan masif, terutama pada transisi dari lingkungan batupasir ke lingkungan *shale*.

Kondisi ini disebut "ketidakseimbangan kompaksi" karena laju kompaksi tidak mampu mengimbangi kecepatan fluida untuk keluar. Akibatnya, tekanan pori meningkat dan melampaui tekanan *overburden*, menghasilkan *overpressure*. Setelah mencapai titik *top overpressure*, gradien tekanan efektif menjadi sejajar dengan tekanan *overburden*. Mekanisme *loading* tidak menyebabkan penurunan tekanan efektif.



Gambar 7. Respons wireline log yang ideal terhadap overpressure akibat mekanisme loading (Ramdhan, 2017)

2. Non-loading

Proses *unloading* terjadi ketika material matriks batuan formasi diubah menjadi fluida. Hal ini menyebabkan tekanan yang sebelumnya dihasilkan dari kontak antar butir batuan berpindah ke fluida, sehingga meningkatkan tekanan pori. Mekanisme *unloading* dapat dipicu

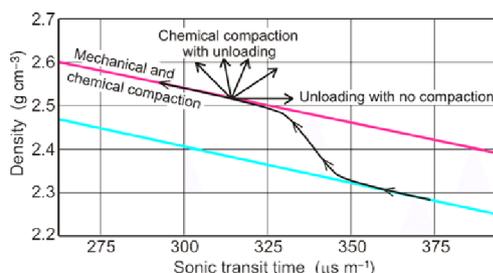
oleh beberapa faktor geologi, seperti:

- Transformasi *smectite* - *illite* pada pembentukan mineral clay.
- Pembentukan hidrokarbon.
- Perpindahan lateral atau vertikal batuan.

Berbeda dengan mekanisme loading, unloading menyebabkan penurunan tekanan efektif. Salah satu faktor yang menyebabkan unloading adalah diagenesis mineral lempung, yang terdiri dari tiga tahap:

- Eodiagenesis (sebelum pengendapan batuan): Proses: pemadatan mekanis, sementasi kalsit, pembentukan kaolinit dan smektit, pelarutan mineral tidak stabil.
- Mesodiagenesis (selama pengendapan): Proses: pemadatan kimiawi, sementasi kalsit pertumbuhan kuarsa, pembentukan klorit, dickite, dan illit.
- Telodiagenesis (setelah batuan terekspos): Proses: pengendapan kaolinit minor, pelarutan feldspar, pengaruh kecil pada sifat reservoir.

Informasi tentang diagenesis dapat diperoleh dari *cross-plot* log sonik dan densitas dalam analisis *well log*. Analisis ini membantu memahami sejarah geologi batuan dan menunjukkan mekanisme *unloading* yang dapat meningkatkan tekanan pori. Analisis mekanisme *overpressure* dilakukan dengan melihat *clay diagenesis* atau perubahan mineral (*smectite* menjadi *illite*) yang menandakan mekanisme bukan *loading* (*unloading*). Pada diagram *cross-plot sonic-density*, garis *smectite trend* dan *illite trend* menunjukkan pembentukan *smectite* dan *illite* pada nilai densitas dan sonik tertentu, sedangkan titik-titik dengan warna yang berbeda-beda menunjukkan *plot* data *smectite* dan *illite* pada masing-masing kedalaman dari masing-masing sumur.



Gambar 8. Tren kompaksi mudstone pada cross plot sonic-density berdasarkan hasil yang diperoleh oleh Dutta (2002) di Teluk Meksiko. Kedua garis lurus sejajar di bawah dan atas adalah secara berurutan merupakan trend batu lempung yang kaya smectite dan kaya illite. Tanda panah ke arah atas (illite) menunjukkan trend yang mungkin terjadi pada mudstone yang mengalami perubahan mineral dari smectite menjadi illite.

3. Tektonik

Prinsip yang sama dengan beban vertikal juga berlaku untuk beban horizontal yang disebabkan oleh gaya tektonik. Pada rezim tektonik kompresi, tekanan pori di reservoir dapat meningkat akibat tekanan lateral/horizontal dari pergerakan litosfer.

Saat sedimen mengalami beban horizontal, mereka akan berusaha untuk kompaksi ke segala arah, termasuk horizontal. Namun, jika air dalam sedimen tidak dapat keluar, proses kompaksi akan terhambat dan tekanan pori akan meningkat. Hal ini dapat menyebabkan kondisi *overpressure*, sama seperti pada mekanisme beban vertikal.

HASIL & PEMBAHASAN

Kondisi Geologi Permukaan

1. Sumur Jelmusibak-1

- Stratigrafi: Formasi Tuyu (Oligosen Awal), Formasi Karau (Eosen Awal - Tengah), dan Formasi Bongan (Eosen Akhir - Oligosen Akhir).
- Struktur: Antiklin ganda dengan arah timur laut - barat daya, dengan patahan

melintang di batas timur laut dan barat daya.

2. Sumur Sorai-1:

- Stratigrafi: Formasi Tanjung (Eosen neritic).
- Struktur: Antiklin ganda yang patah dengan arah timur laut - barat daya, sedikit asimetris ke barat laut.

3. Sumur Tuyu-1:

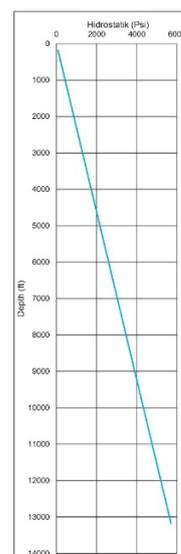
- Stratigrafi: Formasi Tuyu (Oligosen), Formasi Pamaluan, dan Formasi Bebulu (Miosen Awal).
- Struktur: Antiklin Tuyu.

4. Sumur Mendung-1:

- Stratigrafi: Formasi Balikpapan (Miosen fluviomarin).
- Struktur: Antiklin kecil di dalam sinklin yang luas, terbentuk akibat tekanan pada bagian dangkal sikuen sedimen.

Tekanan Hidrostatik

Tekanan Hidrostatik merupakan tekanan yang berasal dari fluida formasi. Cekungan Kutai memiliki gradien hidrostatik sebesar 0,433 psi/ft (Ramdhan, 2017). Nilai tersebut digunakan pada keempat sumur, yaitu sumur Jelmusibak-1, Mendung-1, Tuyu-1, dan Sorai-1. Kurva gradien tekanan hidrostatik dapat disajikan sebagai berikut.

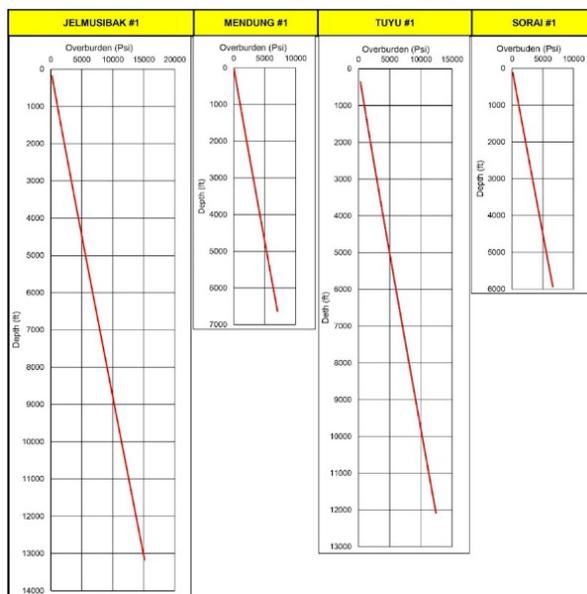


Gambar 9. Grafik gradien tekanan hidrostatik pada sumur Jelmusibak-1, Sorai-1, Tuyu-1, dan Mendung-1

Vertical Stress/Tekanan Overburden (Sv)

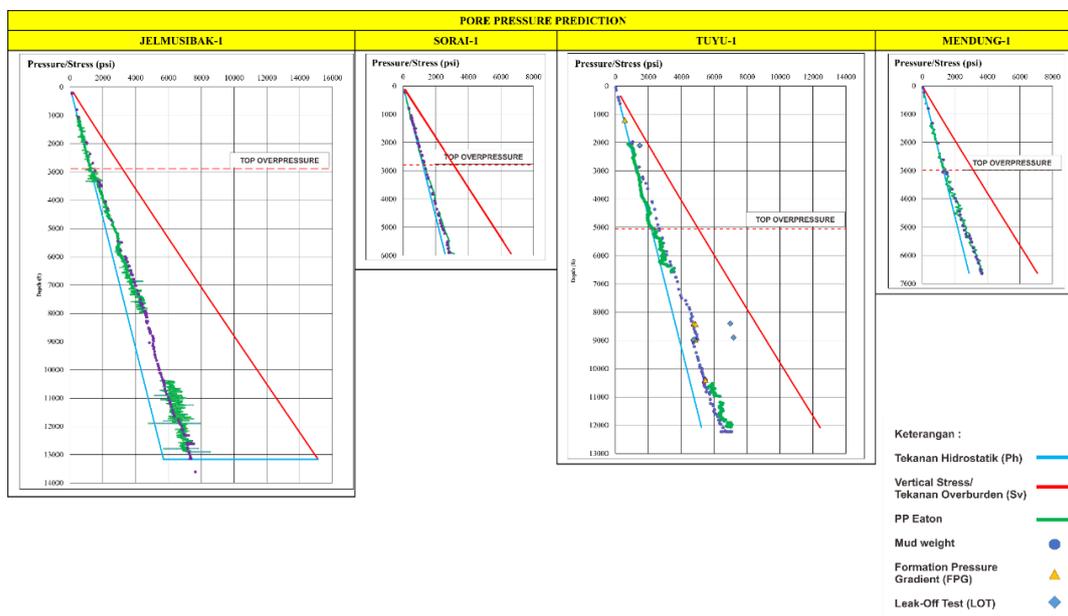
Pada penelitian ini, gradien tekanan overburden ditentukan dengan

menggunakan *trend vertical stress* pada masing-masing titik dengan litologi shale. Gradien tekanan *overburden* yang didapatkan adalah sebagai berikut.



Gambar 10. Grafik gradien tekanan hidrostatik pada keempat sumur.

Prediksi Tekanan Pori Eaton (PP Eaton)



Gambar 11. Grafik gradien Tekanan Pori keempat sumur dengan pendekatan Eaton

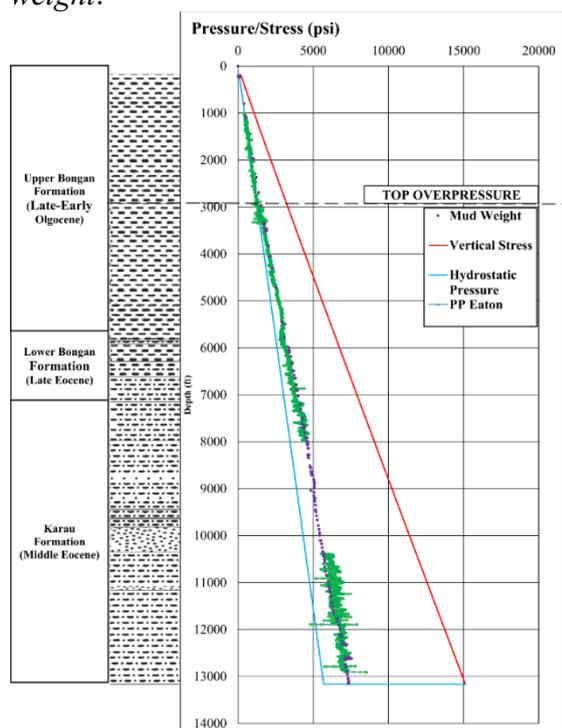
Zona Overpressure dan Eksponen Eaton

1. Sumur Jelmusibak-1

Berdasarkan hasil prediksi tekanan pori menggunakan metode Eaton, zona

overpressure di sumur Jelmusibak-1 dimulai pada kedalaman 3011.997486 ft dengan besar tekanan 1373.820871 psi dan litologi *shale* di Formasi Bongan bagian atas yang berumur *Late-Early Oligocene*

Berdasarkan hasil prediksi tekanan pori menggunakan metode Eaton dengan pangkat 0.6 dan dengan log sonik diperoleh besar tekanan pori psi pada kedalaman 3011.997486 ft (*top overpressure*), yang dimana nilai tersebut sudah sangat mendekati nilai *mud weight*. Secara keseluruhan, nilai prediksi tekanan pori metode Eaton yang menggunakan pangkat 0.6 ini sudah mendekati dengan nilai *mud weight*.



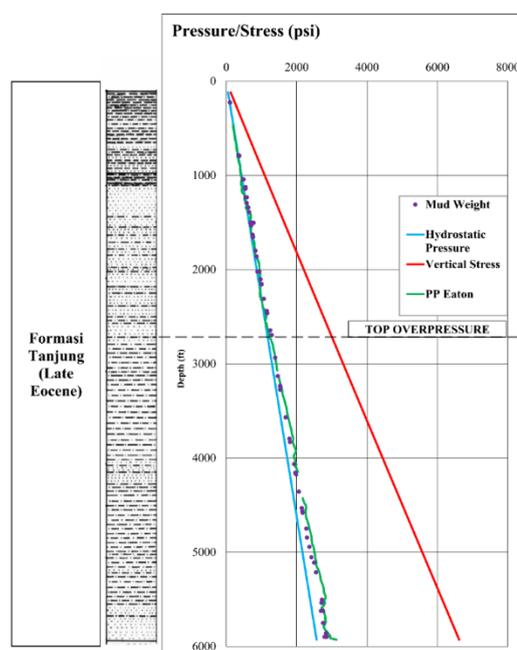
Gambar 12. Grafik Tekanan Pori pada sumur Jelmusibak-1

2. Sumur Sorai-1

Berdasarkan hasil prediksi tekanan pori menggunakan metode Eaton yang dikalibrasikan atau disesuaikan dengan berat lumpur, terlihat bahwa sumur Sorai-1 memiliki *zona overpressure* pada kedalaman sekitar 2723.742163 ft dengan nilai tekanan pori sebesar 1246.748066 psi. *Zona overpressure* ini terletak pada Formasi Tanjung yang berumur Late Eocene yang berada dekat kontak antara litologi *sandstone* dan *siltstone*.

Berdasarkan hasil perhitungan dan analisis menggunakan metode Eaton pangkat 0.3. Adapun tekanan pori pada

kedalaman 5899 ft sebesar 2852.7564 psi, yang dimana sudah mendekati nilai *mud weight*. Hasil prediksi tekanan pori menggunakan metode Eaton dengan pangkat 0.3 ini sudah mendekati nilai *mud weight* sehingga dapat digunakan untuk menentukan *mud weight* dalam pengeboran.



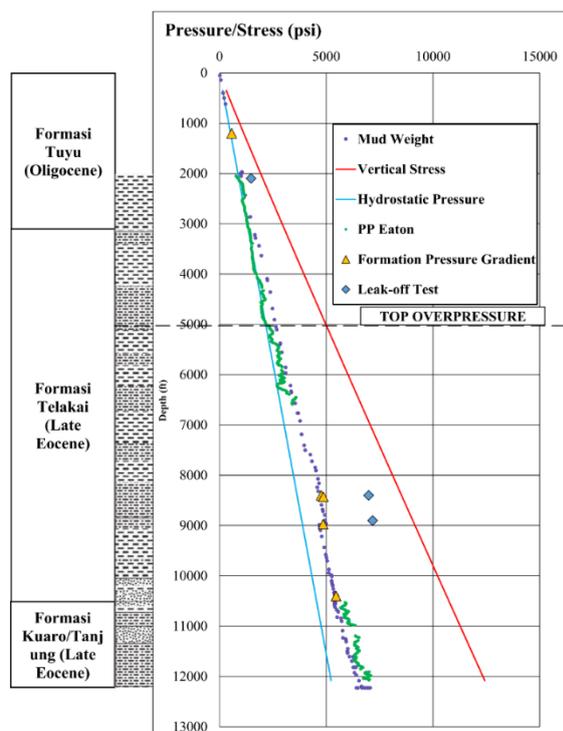
Gambar 13. Grafik Tekanan Pori pada sumur Sorai-1

3. Sumur Tuyu-1

Hasil prediksi tekanan pori menggunakan metode Eaton pada sumur Tuyu-1 menunjukkan bahwa *zona overpressure* yang ditandai dengan kenaikan berat lumpur berada pada kedalaman sekitar 5025.857101 ft dengan tekanan pori sebesar 2353 psi. Kedalaman ini terletak pada Formasi Telakai yang berumur *Late Eocene* dan litologinya berupa *siltstone*.

Prediksi tekanan pori menggunakan metode Eaton dilakukan menggunakan pangkat 0.8 dan log sonik. Dari prediksi tersebut didapat nilai tekanan pori pada *zona overpressure* sebesar 2353 psi pada kedalaman 5025.857101 ft. Nilai tersebut

hampir mendekati nilai *mud weight* maupun hasil pengukuran langsung. Berdasarkan nilai pengukuran tersebut, hasil prediksi tekanan pori menggunakan metode Eaton dengan pangkat 0.8 ini sudah mendekati nilai *mud weight* sehingga dapat digunakan untuk menentukan *mud weight* dalam pengeboran.



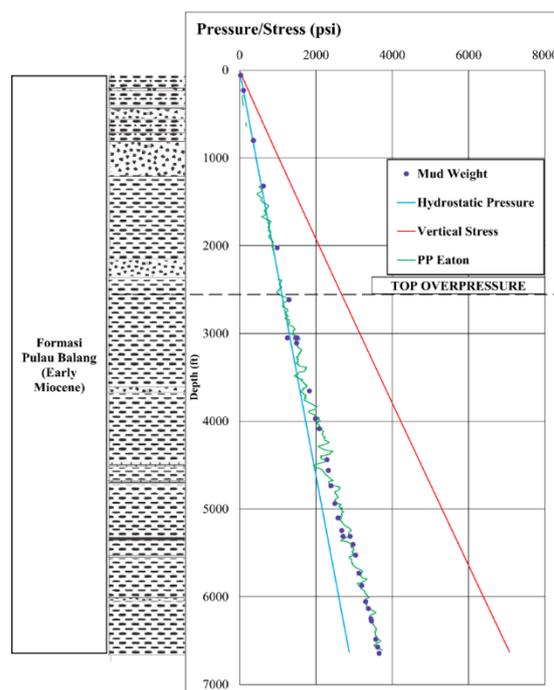
Gambar 14. Grafik Tekanan Pori pada sumur Tuyu-1

4. Sumur Mendung-1

Pada Sumur Mendung-1, hasil prediksi tekanan pori menggunakan metode Eaton menunjukkan bahwa zona overpressure dimulai pada kedalaman sekitar 2936.827559 ft pada ekuivalen Formasi Pulau Balang yang berumur *Early Miocene*. Litologi pada zona ini berupa *mudstone*. Hal tersebut ditandai dengan adanya deviasi antara berat lumpur yang digunakan dengan kurva Eaton.

Hasil prediksi tekanan pori menggunakan metode Eaton yang menggunakan pangkat 0.6 dan dengan log sonik menunjukkan nilai tekanan pori 1400.036577 psi pada kedalaman

2936.827559 ft, yang dimana nilai tersebut sudah sangat mendekati nilai *mud weight*. Adapun nilai tekanan pori pada kedalaman sekitar 6610 ft yang mendekati *true depth* dari sumur Mendung-1 sebesar 3768.35 psi. Nilai tersebut hampir mendekati nilai *mud weight* pada *range* kedalaman tersebut. Pada kedalaman 6645 ft, nilai *mud weight* sebesar 3654.7 psi. Secara keseluruhan, nilai prediksi tekanan pori metode Eaton yang menggunakan pangkat 0.6 ini sudah mendekati dengan nilai *mud weight*.



Gambar 15. Grafik Tekanan Pori pada sumur Mendung-1

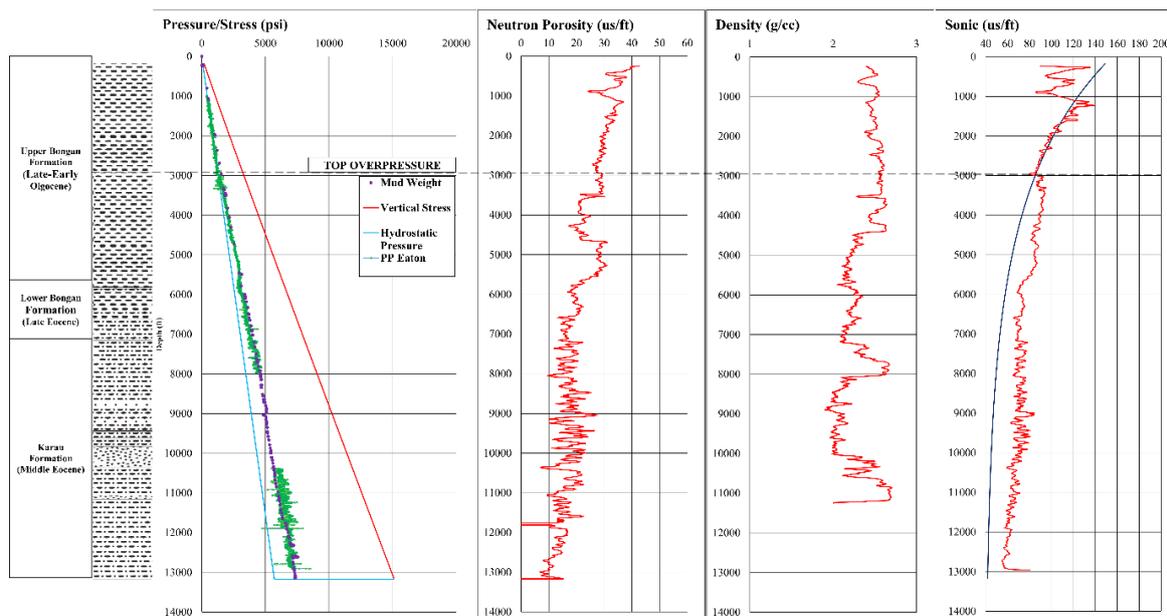
Identifikasi Mekanisme *Overpressure*

1. Sumur Jelmusibak-1

Berdasarkan kriteria Ramdhan, pola respon *wireline log* pada Sumur Jelmusibak-1 menunjukkan karakteristik mekanisme loading. Hal ini dibuktikan oleh beberapa indikator, seperti nilai Tegasan efektif/tegasan efektif/effective stress/tegasan efektif/effective stress/tegasan efektif/effective stress yang konstan, tidak berkurang. Log sonik menunjukkan defleksi ke kanan, menyimpang dari tren kompaksi normal

(NCT) setelah mencapai kedalaman *top overpressure*. Log sonik menunjukkan defleksi ke kanan dan konstan setelah *top overpressure*, menunjukkan kompaksi di bagian bawah formasi. Log densitas dan *neutron* menunjukkan kondisi porositas lapisan batuan. Log *neutron* menunjukkan pola yang cenderung konstan setelah *top overpressure*. Log densitas menunjukkan

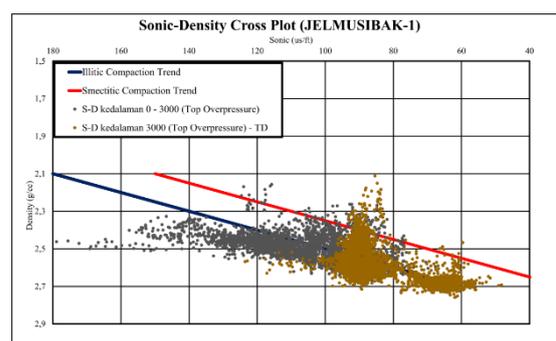
tren ke arah kanan dan cenderung konstan setelah *top overpressure*. Namun, nilai Tegasan efektif/*effective stress* mengalami kenaikan. Kondisi ini menunjukkan kompaksi terjadi secara tidak sempurna karena tegasan efektif/*effective stress* masih mengalami pengurangan setelah mencapai *top overpressure*.



Gambar 16. Profil Tekanan/Stress dan respon log neutron, densitas, dan sonik pada sumur Jelmusibak-1

Berdasarkan diagram *cross plot smectite-illite*, mineral *illite* memang sudah terbentuk dari kedalaman 0 ft hingga 1000 ft atau dari sekitar *surface*. Keberadaan mineral *illite* terus ada di semua kedalaman sampai 12000 ft dan seterusnya. Dimulai dari kedalaman 4000 ft – 5000 ft justru mulai terdapat kemunculan mineral *smectite*. *Smectite* mulai terbentuk dari kisaran kedalaman 4000 ft hingga TD sumur atau sekitar 12000 ft. Secara keseluruhan, keadaan tersebut tidak menunjukkan adanya perubahan mineral *smectite* menjadi *illite* yang akan menyebabkan *overpressure* dengan mekanisme *unloading*. Berdasarkan hal tersebut, dapat disimpulkan bahwa mekanisme *overpressure* pada sumur Jelmusibak-1 bukanlah karena *unloading*

(*clay diagenesis*).



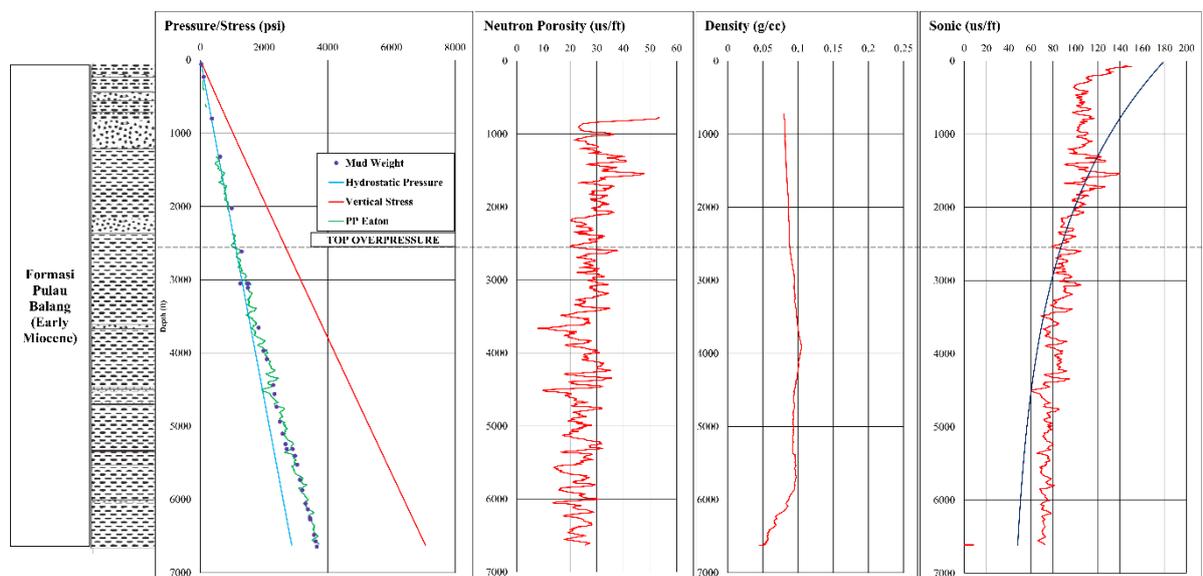
Gambar 17. *Cross plot sonic-density* yang menandakan keberadaan mineral *smectite* dan *illite* pada sumur Jelmusibak-1 dan digunakan untuk menentukan penyebab *overpressure*

2. Sumur Mendung-1

Pola respon *wireline log* pada Sumur

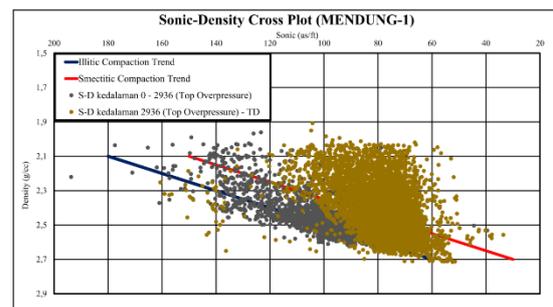
Mendung-1 menunjukkan karakteristik mekanisme *loading* yang ditunjukkan oleh nilai tegasan efektif/*effective stress* yang tidak mengalami penurunan dan bahkan cenderung mengalami peningkatan. Kondisi ini menunjukkan kompaksi terjadi secara tidak sempurna karena tegasan efektif/*effective stress* masih mengalami pengurangan setelah mencapai *top overpressure*. Log densitas dan *neutron* juga menunjukkan peningkatan dan

berubah menjadi konstan setelah melewati kedalaman *top overpressure*. Hal tersebut menunjukkan fluida yang terjebak akibat mekanisme *loading* setelah mencapai kedalaman *top overpressure*. Adapun log sonik yang mengalami defleksi ke arah kanan yang kemudian mengalami penyimpangan terhadap tren kompaksi normal (*NCT*) setelah melewati kedalaman *top overpressure*.



Gambar 18. Profil Tekanan/Stress dan respon log neutron, densitas, dan sonik pada sumur Mendung-1

Diagram *cross plot smectite-illite* menunjukkan bahwa mineral *illite* sudah ditemukan keberadaannya dari awal pengukuran atau disekitar *surface* hingga *top overpressure*. Mineral *illite* tetap ditemukan keberadaannya di semua kedalaman, yaitu sampai 12000 ft dan seterusnya. Mulai dari *top overpressure* hingga seterusnya keberadaan mineral *smectite* banyak ditemukan. Pada sumur ini tidak terjadi perubahan mineral *smectite* menjadi *illite* yang menyebabkan *overpressure* dengan mekanisme *unloading*. Oleh karena itu, dapat mekanisme *overpressure* pada sumur Mendung-1 bukanlah karena *unloading (clay diagenesis)*.



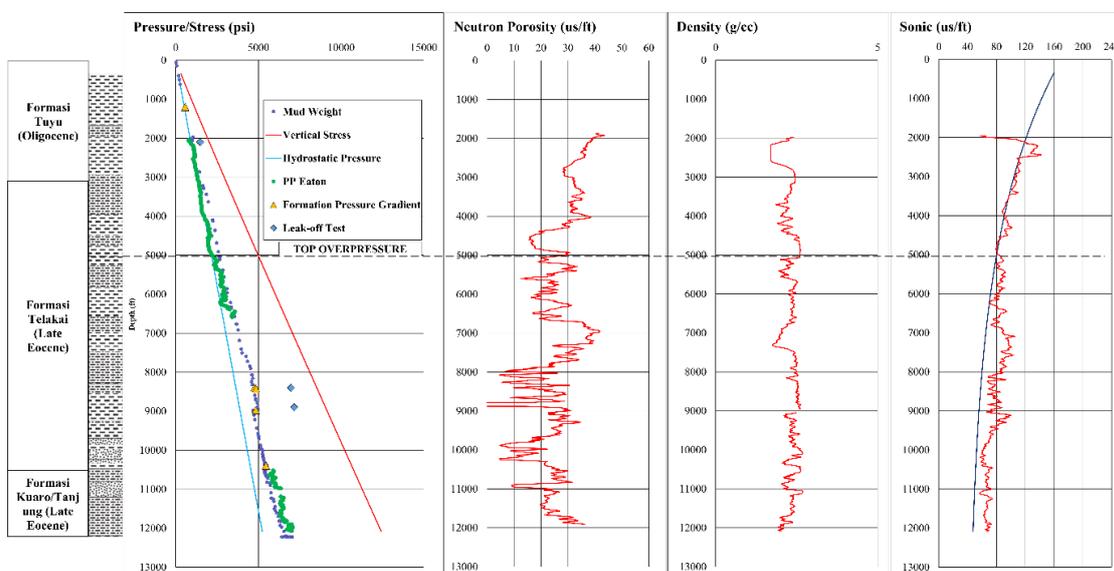
Gambar 19. Cross plot sonic-density yang menandakan keberadaan mineral smectite dan illite pada sumur Mendung-1 dan digunakan untuk menentukan penyebab *overpressure*

3. Sumur Tuyu-1

Berdasarkan hasil pengamatan pola atau *trend wireline log* yang terlihat pada

gambar di atas, Sumur Tuyu-1 mengalami mekanisme *overpressure* berupa loading. Hal ini ditunjukkan oleh nilai tegasan efektif/*effective stress* yang cenderung konstan atau justru bertambah seiring dengan bertambahnya kedalaman. Kondisi ini menunjukkan kompaksi terjadi secara tidak sempurna karena tegasan efektif/*effective stress* masih mengalami pengurangan setelah mencapai *top overpressure*. Log densitas tidak membuktikan mekanisme *loading* karena

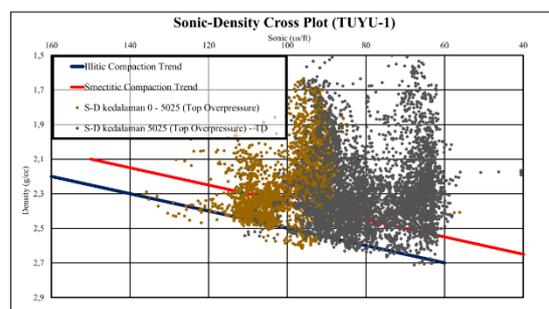
pola yang terlihat tidak menunjukkan adanya deviasi (konstan hingga *True Depth*). Log neutron atau porositas menunjukkan pembelokan ke arah kiri sebelum mencapai *top overpressure* dan tidak menunjukkan *trend* apapun setelah mencapai *top overpressure*. Sama halnya seperti sumur lainnya, pada Sumur Tuyu-1 log sonik menunjukkan defleksi ke kanan yang kemudian diikuti dengan pola yang konstan setelah mencapai kedalaman *top overpressure*.



Gambar 20. Profil Tekanan/Stress dan respon log neutron, densitas, dan sonik pada sumur Tuyu-1

Diagram *cross plot smectite-illite* menunjukkan bahwa mineral *illite* sudah ditemukan keberadaannya dari kedalaman yang dangkal atau sekitar 3000 ft. Data dari kedalaman 0 ft atau *surface* hingga 3000 ft tidak tersedia karena *error*. Mineral *illite* tetap ditemukan keberadaannya di semua kedalaman, yaitu sampai 12000 ft dan seterusnya. Kondisi yang sama dengan sumur Jelmusibak-1 juga terjadi pada sumur ini lagi, yaitu dimulai dari kedalaman 4000 ft – 5000 ft justru mulai terdapat mineral *smectite*. *Smectite* mulai terbentuk dari kisaran kedalaman 4000 ft hingga *TD* sumur atau sekitar 12000 ft. Kondisi ini tidak menunjukkan adanya perubahan mineral *smectite* menjadi *illite*

yang akan menyebabkan *overpressure* dengan mekanisme *unloading*. Oleh karena itu, dapat mekanisme *overpressure* pada sumur Tuyu-1 bukanlah karena *unloading (clay diagenesis)*.



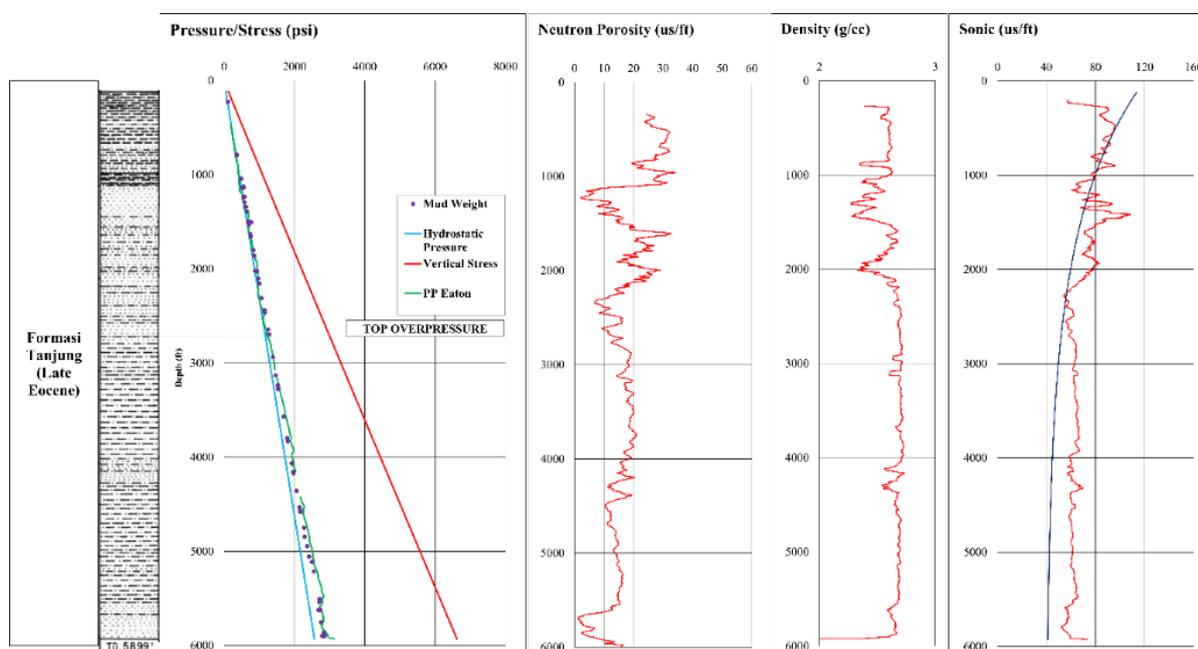
Gambar 21. Cross plot sonic-density yang menandakan keberadaan mineral *smectite* dan *illite* pada sumur Tuyu-1 dan

digunakan untuk menentukan penyebab *overpressure*

4. Sumur Sorai-1

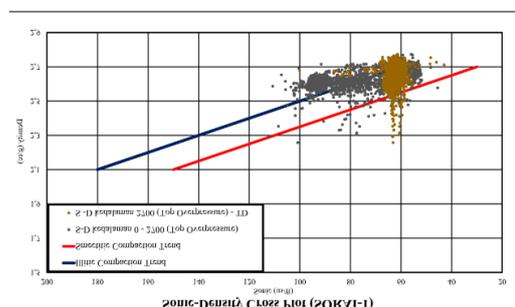
Pada sumur Sorai-1, respon *wireline log* cenderung menunjukkan mekanisme *overpressure* berupa *loading*. Hal ini dibuktikan dengan nilai efektif stress yang cenderung konstan dan bahkan cenderung meningkat seiring dengan bertambahnya kedalaman. Kondisi ini menunjukkan kompaksi terjadi secara tidak sempurna karena tegasan efektif/*effective stress* masih mengalami pengurangan setelah mencapai

top overpressure. Nilai gradien *pore pressure* lebih kecil dibandingkan gradien *overburden/vertical stress*, hal ini sesuai dengan prinsip mekanisme *loading*. Log densitas dan *neutron* tidak membuktikan mekanisme *loading* karena tidak terdapat deviasi sama sekali (konstan seiring bertambahnya kedalaman). Log sonik menunjukkan defleksi ke arah kanan yang kemudian diikuti dengan pola konstan setelah mencapai kedalaman *top overpressure*, yang dimana kondisi tersebut membuktikan mekanisme *loading*.



Gambar 22. Profil Tekanan/Stress dan respon log neutron, densitas, dan sonik pada sumur Sorai-1.

Pernyataan tersebut diperkuat dengan hasil analisis perubahan mineral dari *smectite* menjadi *illite*. Pada diagram *cross plot smectite-illite*, terlihat bahwa dari *surface* hingga TD sumur, mineral *illite* memang sudah terbentuk dari kedalaman 0 ft hingga 1000 ft. Keberadaan mineral *illite* terus ada di semua kedalaman sampai 6630 ft dan tidak menunjukkan perubahan dari *smectite* menjadi *illite*. Dapat disimpulkan bahwa mekanisme *overpressure* pada sumur Sorai-1 bukanlah karena *unloading (clay diagenesis)*.

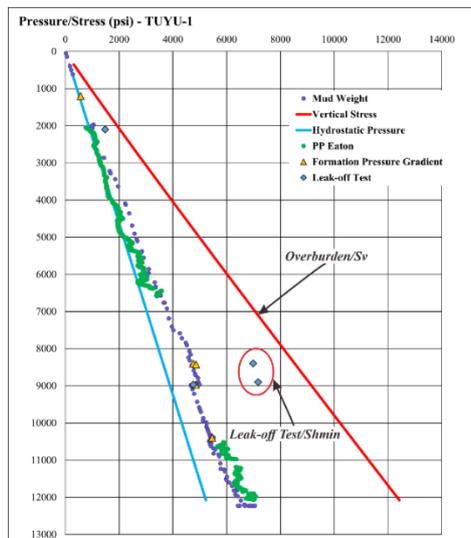


Gambar 23. *Cross plot sonic-density* yang menandakan keberadaan mineral *smectite* dan *illite* pada sumur Sorai-1 dan digunakan untuk menentukan penyebab *overpressure*

Identifikasi Stress Regime

Dari keempat sumur yang diteliti, hanya sumur Tuyu-1 lah yang memiliki data pengukuran tekanan langsung (*direct pressure measurement*) berupa LOT (*Leak-Off Test*). Nilai LOT atau *Leak-Off Test* sama dengan nilai *Minimum Horizontal Stress*. Nilai *minimum horizontal stress* (*Shmin*) pada sumur Tuyu-1 lebih kecil daripada *vertical stress* (*Sv*), sedangkan nilai *maximum horizontal stress*nya

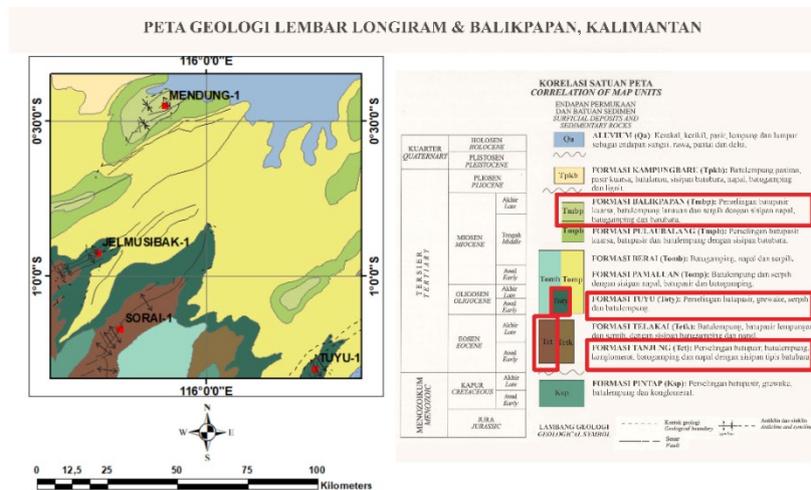
(*SHmax*) tidak diketahui. Nilai *maximum horizontal stress* (*SHmax*) tidak diketahui apakah lebih besar atau lebih kecil daripada *vertical stress* (*Sv*). Dari pernyataan tersebut dapat disimpulkan bahwa sumur Tuyu-1 memiliki *stress regime* antara sesar normal (*normal fault*) atau sesar geser (*strike-slip fault*) karena memiliki dua kemungkinan, yaitu nilai $SHmax > Sv > Shmin$ atau $Sv > SHmax > Shmin$, seperti yang dapat dilihat pada diagram *pressure vs depth* berikut ini.



Gambar 24. Profil Tekanan Pori serta pengukuran tekanan langsung berupa Leak-off Test dan Formation Pressure Gradient

Sedangkan berdasarkan peta geologi, hanya terlihat bahwa Sumur Tuyu-1 berada pada area yang memiliki struktur berupa

rangkainan antiklin, dan tidak menunjukkan keberadaan sesar.



Gambar 25. Sebagian Peta Geologi Lembar Balikpapan. Berdasarkan peta geologi regional, letak Sumur Tuyu-1 berada di daerah rangkainan antiklin

Rezim sesar di satu daerah penelitian tidak bisa diinterpretasikan karena beberapa hal. Data *direct pressure measurement* yang digunakan untuk interpretasi rezim sesar hanya terdapat di satu sumur. Jarak sumur Tuyu-1 dengan sumur terdekat lainnya, yaitu sumur Sorai-1 yaitu sekitar 70.8 km. Data interpretasi geologi hasil survei geologi yang dilakukan pun tidak cukup untuk menarik kesimpulan rezim sesar yang ada.

UCAPAN TERIMA KASIH

Terimakasih kepada Pusdatin ESDM yang telah memberikan kesempatan kepada penulis serta mengizinkan penggunaan data pada penelitian ini.

KESIMPULAN

1. Eksponensial Eaton untuk sumur Jelmusibak-2, Sorai-1, Tuyu-1, dan Mendung-1 yang didapat menggunakan metode “*cheating with Eaton*” dari log *sonic* secara berurutan yaitu 0.6, 0.3, 0.8, dan 0.6.
2. Pembagian zona tekanan formasi dari sumur Jelmusibak-1, Sorai-1, Tuyu-1, dan Mendung-1 berdasarkan hasil perhitungan menggunakan pendekatan *Eaton* adalah sebagai berikut.

Tabel 1. Pembagian zona tekanan formasi

| Nama Sumur | <i>Hydrostatic</i> | <i>Overpressured</i> |
|--------------|-------------------------|----------------------|
| Jelmusibak-1 | 180 ft – 3011.997486 ft | 3011.997486 ft – TD |
| Sorai-1 | 120 ft – 2723.742163 ft | 2723.742163 ft – TD |
| Tuyu-1 | 350 ft – 5025.857101 ft | 5025.857101 ft – TD |
| Mendung-1 | 20 ft – 2936.827559 ft | 2936.827559 ft – TD |

3. Besar tekanan pori pada kedalaman dimulainya *overpressure* pada sumur Jelmusibak-1, Sorai-1, Tuyu-1, dan Mendung-1 berdasarkan hasil perhitungan menggunakan pendekatan *Eaton* secara berurutan yaitu 1373.820871 psi, 1246.748066 psi, 2353 psi, dan 1400.036577 psi.
4. Berdasarkan data pengukuran tekanan langsung (*direct pressure measurement*) pada sumur Tuyu-1, diperoleh rezim sesar atau *stress regime* yaitu antara

sesar normal (*normal fault*) atau sesar *strike-slip* (*strike-slip fault*). Rezim sesar tidak dapat dipastikan karena kurang lengkapnya data.

5. Rezim sesar di seluruh daerah penelitian tidak dapat diketahui karena jarak sumur Tuyu-1 dengan sumur terdekat lainnya (sumur Sorai-1) yaitu sekitar 70.8 km. Data geologi hasil survey geologi pun tidak cukup untuk menarik kesimpulan rezim sesar yang ada.
6. Berdasarkan identifikasi trend atau bentuk kurva data *pressure*, data log *porosity*, *density*, dan *sonic*, diperoleh mekanisme *overpressure* dari keempat sumur yaitu mekanisme *loading*.

DAFTAR PUSTAKA

- Argakoesoemah, R. m. (2017). MIDDLE EOCENE PALAEOGEOGRAPHY OF THE GREATER MAKASSAR STRAIT REGION, INDONESIA: A REVIEW OF EOCENE SOURCE ROCK DISTRIBUTION. *PROCEEDINGS, INDONESIAN PETROLEUM ASSOCIATION Forty-First Annual Convention & Exhibition, May 2017*.
- Bachtiar, A. *et al.* (2013) The Tertiary Paleogeography Of The Kutai Basin And Its Unexplored Hydrocarbon Plays, *Proc. Indon Petrol. Assoc., 37th Ann. Conv*
- Budiman, M. A., Warnana, D. D., & Syaifuddin, F. (2017). Kajian dan Komparasi Teoritis Metode Prediksi Tekanan Pori: Metode Eaton dan Metode Bower. *JURNAL TEKNIK ITS*, 6(2), B187-B190.
- Eaton, B.A. 1975. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. SPE. Paper No, 5544, 11 hal.
- F, M., Bahri., A. S., & Widodo, A. (2017). Prediksi Tekanan Pori Menggunakan Metode Kompresibilitas di Reservoir Karbonat, Studi Kasus : Lapangan MZ. *JURNAL TEKNIK ITS*, 6(2), B209-B214.
- Flemings, P.B. (2021). Pore Pressure

- Prediction in Mudrocks, in *A Concise Guide to Geopressure: Origin, Prediction, and Applications*. Cambridge University Press, pp. 103–122.
- Gholamreza Mesri, Karl Terzaghi, and Ralph Brazelton. 1996. *Soil Mechanics in Engineering Practice*. New York: Wiley.
- Glover, P. W. J. 2000. *Petrophysics*. Department of Geology and Petroleum Geology, University of Aberdeen, UK.
- Gluyas, J.G. and Swarbrick, R.E. (2021) *Petroleum geoscience*. Chichester: Wiley Blackwell.
- Gurning, J. C. H., & Ramdhan, A. M. (2017). METODE SEISMIC PORE PRESSURE UNTUK PENYEBARAN TEKANAN LUAP DI BLOK ARU, CEKUNGAN SUMATRA UTARA. *BULLETIN OF GEOLOGY*, 1(2).
- Hidayat, S. and Umar, I., 1994, Peta Geologi Lembar Balikpapan Kalimantan, GRDC, Bandung.
- Juriansyah, M.M. 2016. *Prediksi Tekanan Pori dan Tekanan Luap Menggunakan Log Talikawat dan Kecepatan Interval Seismik pada Cekungan Jawa Timur*. Tesis Pasca Sarjana Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumihan ITB : tidak diterbitkan.
- Rafik Baouche, Souvik Sen, Ahmed E Radwan, and Ahmed Abd. 2023. In Situ Stress Determination Based on Acoustic Image Logs and Borehole Measurements in the In-Adaoui and Bourarhat Hydrocarbon Fields, Eastern Algeria. *Energies* 16 (10): 4079–79. <https://doi.org/10.3390/en16104079>.
- Ramdhan, A. M. (2010). OVERPRESSURE AND COMPACTION IN THE LOWER KUTAI BASIN, INDONESIA. *Thesis, Durham : Durham University*.
- Ramdhan, A. M., & Goultly, N. (2010). Overpressure-generating mechanisms in the Peciko Field, Lower Kutai Basin, Indonesia. *Petroleum Geoscience*.
- Ramdhan, A.M. (2021) ‘In situ stress and stress regime in the onshore part of the Northeast Java Basin’, *Scientific Contributions Oil and Gas*, 44(2), pp. 95–105.
- Suliantara, P, D. F., Isnawati, & S, T. (2010). REMOTE SENSING GEOLOGY OF SOUTH UPPER KUTEI BASIN, EAST KALIMANTAN BASED ON PALSAR IMAGERY. *PROCEEDINGS PIT IAGI LOMBOK 2010 The 39th IAGI Annual Convention and Exhibition*.
- Suwarna, N. and Apani, T., 1994, Peta Geologi Lembar Longiram Kalimantan, GRDC, Bandung.
- Syaputra, M. R., Mulyatno, B. S., Karyanto, K., & Herdiana, Y. (2017). PEMODELAN PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN METODE EATON’S BERDASARKAN DATA INTERVAL VELOCITY. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 16-29.