



**PREDIKSI TEKANAN PORI DAN *IN-SITU STRESS* PADA 4 SUMUR EKSPLORASI
DI CEKUNGAN KUTAI, KALIMANTAN TIMUR**

Ihda Shifa Farhana^{1*}, Yusi Firmansyah¹, Undang Mardiana¹, Sena Warman Reksalegora¹

¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung

*Korespondensi: ihda20001@mail.unpad.ac.id

ABSTRACT

Penelitian dilakukan pada 4 sumur eksplorasi yang terletak di Cekungan Kutai Bawah, Kalimantan Timur. Stratigrafi daerah penelitian disusun oleh Formasi Tuyu berumur Oligosen Awal-Akhir, Formasi Pamaluan berumur Miosen Awal, dan Fornasi Balikpapan berumur Miosen Awal-Tengah. Tujuan Penelitian ini adalah untuk mengetahui karakteristik tekanan pori, kondisi *in-situ stress*, dan persebaran tekanan pori dan *in-situ stress* pada daerah penelitian. Pengolahan data dilakukan pada empat sumur (Belonak-1, Tengin-1, Saka Kanan-1, dan Loa Haur-1) dengan menggunakan data berupa *wireline logs* dan laporan akhir pengeboran. Prediksi tekanan pori menggunakan Metode Eaton.

Berdasarkan analisis, prediksi tekanan pori daerah penelitian memiliki nilai eksponensial Eaton berkisar 0,7-1,4. Seluruh sumur mulai memasuki kenaikan tekanan pori (overpressure) pada kedalaman, umur, dan formasi yang berbeda-beda yang disebabkan oleh mekanisme loading. Analisis kondisi *in-situ stress* hanya dilakukan pada tiga sumur di bagian tenggara dan menunjukkan indikasi sesar normal dan sesar naik.

Kata kunci : Cekungan Kutai Bawah, Tekanan Pori, *Insitu Stress*, Metode Eaton, *Overpressure*

ABSTRACT

Research was conducted on four exploration wells located in the Lower Kutai Basin, East Kalimantan. The stratigraphy of the research area comprises the Tuyu Formation from the Early to Late Oligocene, the Pamaluan Formation from the Early Miocene, and the Balikpapan Formation from the Early to Middle Miocene. The purposes of this research is to determine the characteristics of pore pressure, in-situ stress conditions, and the distribution of pore pressure and in-situ stress in the research area. The data processing were performed in four wells (Belonak-1, Tengin-1, Saka Kanan-1, and Loa Haur-1) by using wireline logs and final drilling reports. Pore pressure prediction was carried out using the Eaton Method.

Based on the analysis, the predicted pore pressure in the research area has an Eaton exponent ranging from 0.7 to 1.4. All wells begin to experience an increase in pore pressure (overpressure) at different depths, ages, and formations due to the loading mechanism. In-situ stress condition analysis was conducted on three wells in the southeastern part and indicating the presence of normal and thrust faults

Keywords : Lower Kutai Basin, Pore Pressure, *In-situ Stress*, Eaton Method, *Overpressure*

PENDAHULUAN

Prediksi tekanan pori dari suatu formasi menjadi hal yang krusial dan memegang presentase 27% dan kestabilan lubang bor 17% dalam menentukan keberhasilan dari proses pengeboran (Dodson, 2011 dalam Syaputra et al., 2017). Prediksi dan analisis tekanan pori yang akurat sangat dibutuhkan demi mengoptimalkan proses pengeboran seperti estimasi berat lumpur, perencanaan *design casing*, dan mitigasi terhadap bencana pengeboran (*pipe stuck*, *kick*, hingga *blow out*) serta dapat menekan biaya dalam operasional pengeboran. Penentuan *insitu stress* dengan analisa dan interpretasi rezim tegasan sangat diperlukan untuk mengurani risiko dan studi kestabilan sumur pemboran (Prianda & Alfons K, 2018).

Tekanan pori dapat diprediksi dengan metode eaton menggunakan data sumur berupa log sonic, selanjutnya menggunakan metode analisis kecepatan terhadap kedalaman dengan acuan normal compaction trend (NCT) (Van Ruth et al., 2002 dalam Muflich, 2016. Metode Eaton mengestimasi tegasan efektif yang selanjutnya tekanan pori dihitung menggunakan persamaan Terzaghi (Ramdhan, 2017). Prediksi *insitu stress* didapatkan dari cross plot antara S_v , (tekanan overburden), SH_{max} , dan Sh_{min} (*leak off test/LOT*) yang didapatkan dari data pemboran.

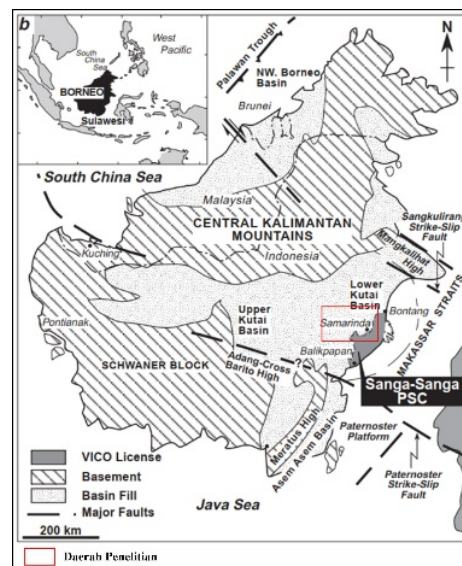
Empat Sumur Eksplorasi berada di Cekungan Kutai Bawah pada formasi dari tua ke muda, yaitu Formasi Tuyu, Pamaluan, dan Balikpapan. Sumur Belonak-1 dan Tengin-1 mulai dibor pada Formasi Pamaluan, sedangkan Sumur Saka Kanan-1 dan Loa Haur-1 pada Formasi Balikpapan. Pembora keempat sumur dihentikan sebelum mencapai target

dikarenakan adanya tekanan tinggi, kurangnya hidrokarbon yang ekonomis, dan kurangnya potensi reservoir.

TINJAUAN PUSTAKA

Geologi Regional

Daerah penelitian berada di Cekungan Kutai, cekungan sedimen tersier terbesar (165.000 km²) dan terdalam (12.000-14.000 m) di Indonesia (Satyana et al., 1999). Terbagi menjadi bagian atas dan bawah, daerah penelitian terletak di bagian bawah yang terbentuk akibat proses tektonik dan sedimentasi pada zaman Neogen. Cekungan ini dibatasi oleh *Central Kalimantan Mountains* di barat dan utara, Tinggian Mangkalihat di utara-timur laut, *Paternoster Platform*, *Asem-Asem Basin*, dan *Meratus High* di selatan, serta Blok Schwaner di barat daya.

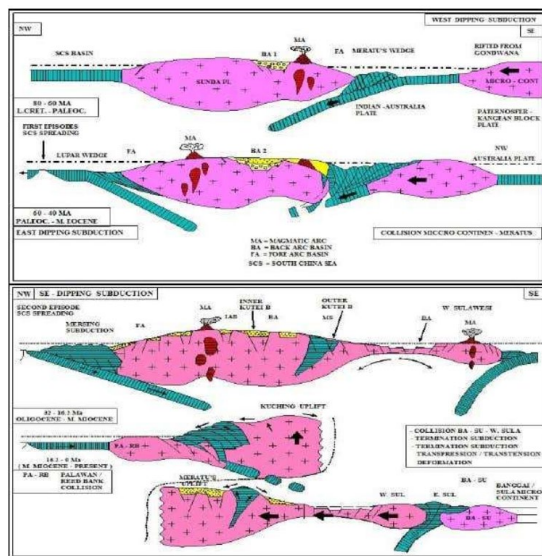


Gambar 1. Batas Cekungan Kutai (McClay et al., 2000)

A. Tatanan Tektonik Regional

Cekungan Kutai, awalnya *back arc basin* (Eosen-Oligosen Akhir) dan kini *foreland basin*. Memiliki batuan dasar yang terbentuk dari amalgamasi berbagai lempeng selama Kapur (Nawawi et al., 1996). *Rifting* pada Eosen Tengah menghasilkan *syn-rift half graben* (Cloke et al., 1997). Pada Eosen Akhir-Oligosen Awal, terjadi *sag phase* dan pengendapan

post-rift (Moss & Chambers, 1999). Pengangkatan Tinggian Kuching pada Oligosen Akhir memisahkan Cekungan Kutai dari Cekungan Barito dan Tarakan (Cloke et al., 1997). Pada Miosen Awal, terjadi tektonik inversi akibat koalisi Lempeng Benua Mikro Luconia dan Sunda, memicu pengendapan delta besar-besaran (Allen & Chambers, 1998). Tektonik kompresional Plio-Pleistosen dikontrol oleh Sesar Adang dan Mangkalihat (Pertamina BPPKA, 1997).



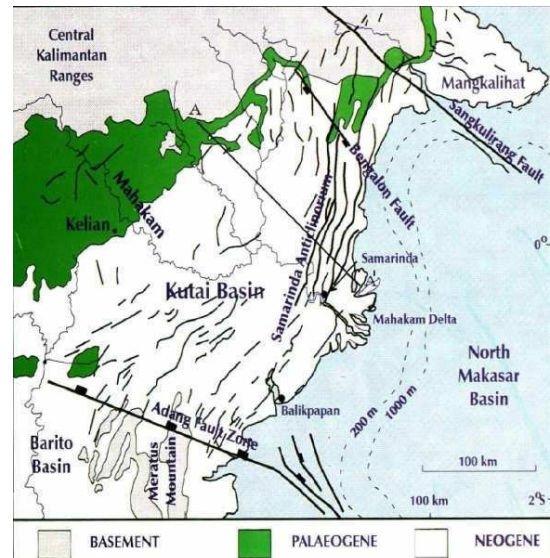
Gambar 2. Rekonstruksi penampang NW-SE Cekungan Kutai dari umur Kapur Akhir hingga Resen (modifikasi dari Pertamina BPPKA, 1997 dalam Bakhtiar, 2022)

B. Struktur Geologi dan Sedimentasi Cekungan

Beberapa cekungan di Asia Tenggara, termasuk Cekungan Kutai, membentuk *half graben* akibat fase ekstensional selama Eosen yang disebabkan oleh tumbukan Lempeng Benua Asia dengan Lempeng India. Struktur umum di Cekungan Kutai meliputi sesar-sesar anjakan, kompleks antiklin dan sesar normal yang memotong sedimen Miosen Tengah (Allen & Chambers, 1998; Chambers et al., 2004).

Proses sedimentasi di Cekungan Kutai dipengaruhi oleh evolusi tektonik dan struktur. Dari Eosen Akhir hingga

Oligosen, sedimen transgresi mengisi cekungan, diikuti oleh sekuen regresif pada Miosen Awal yang membentuk Delta Mahakam. Pada Mio-Pliosen, inversi kedua akibat tabrakan Lempeng Sula-Banggai dengan Sulawesi menghasilkan struktur utama yang mengontrol sub Cekungan Kutai bagian bawah (*Lower Kutai Basin*).



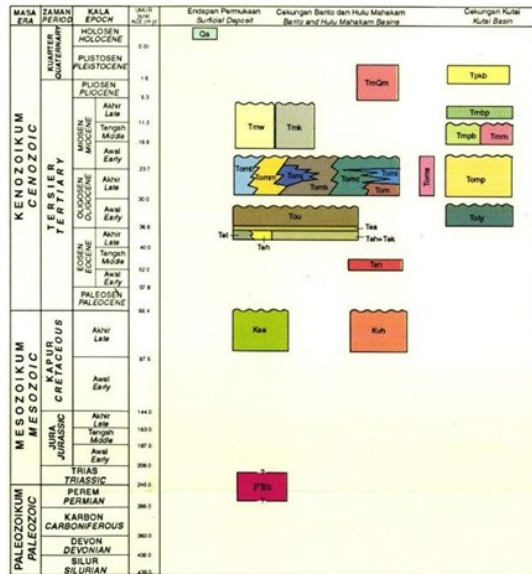
Gambar 3. Struktur Geologi Regional Cekungan Kutai (Allen & Chambers, 1998).

C. Stratigrafi Regional Cekungan Kutai

Cekungan Kutai terdiri dari Formasi Tuyu, Pamaluan, Pulau Balang, Meliat, Balikpapan, dan Kampung Baru. Daerah penelitian mencakup Formasi Tuyu, Pamaluan, dan Balikpapan.

1. Formasi Tuyu (Toty): Diendapkan pada Oligosen, terdiri dari napal, batulempung, dan batugamping, dengan ketebalan sekitar 2000 m di lingkungan laut terbuka.
2. Formasi Pamaluan (Tomp): Diendapkan pada Miosen Awal hingga Akhir, terdiri dari batulempung, serpih, batugamping, batulanau, dan batupasir kuarsa, dengan ketebalan sekitar 2500 m di lingkungan delta hingga laut dalam.
3. Formasi Balikpapan (Tmbp): Diendapkan pada Miosen Tengah hingga Akhir, terdiri dari batupasir kuarsa, batulempung, batulanau, serpih, dan batubara, dengan ketebalan 1000 - 1500

m di lingkungan delta plain hingga delta front.



Gambar 4. Stratigrafi Cekungan Kutai (S. Supriatna dkk, 1995 dalam Pujianto, 2022).

Data Wireline Log

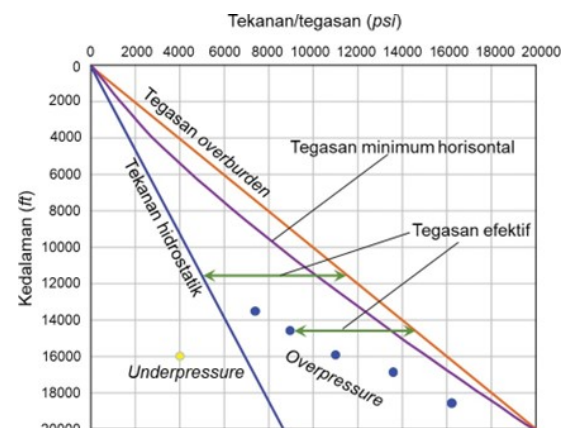
Interpretasi data wireline log dapat mengidentifikasi perubahan porositas terhadap kedalaman sumur, membantu mengungkap karakteristik normal atau abnormal tekanan pori, terutama di zona yang didominasi shale (Mouchet & Mitchell, 1989).

- Log Gamma Ray : mengukur persentase unsur radioaktif dalam batuan, membedakan litologi batulempung (nilai GR tinggi) dari batupasir (nilai GR rendah). Cut-off nilai GR digunakan untuk memisahkan litologi batulempung dalam penentuan tekanan pori.
- Log Resistivitas : mengukur resistensi batuan terhadap aliran listrik. Pada kondisi normal, resistivitas meningkat dengan kedalaman karena berkurangnya porositas. Defleksi resistivitas rendah menunjukkan kondisi abnormal.
- Log Densitas (RHOB) : menunjukkan massa jenis batuan terhadap kedalaman. Normalnya, densitas meningkat seiring bertambahnya kedalaman. Tren densitas rendah menunjukkan batuan gagal terkompaksi sempurna, menunjukkan kondisi abnormal.

- Log Sonik (DT) : mengukur waktu transit gelombang suara vertikal. Pada kondisi normal, waktu transit berkurang dengan kedalaman karena penurunan porositas. Log sonik juga digunakan untuk merekonstruksi *normal compaction trend* (NCT) dan menganalisis kompaksi batulempung serta kondisi abnormal.
- Log Caliper : mengukur diameter dan bentuk lubang bor dan membantu memastikan kualitas data *wireline log*. Data *wireline log* yang bagus diperoleh dari lubang bor yang tidak gerowong, dengan nilai caliper kurang dari bitsize.

Konsep Tekanan/Tegasan

Tekanan dan tegasan merupakan terjemahan dari istilah *pressure* dan *stress*. Tekanan digunakan untuk fluida tanpa *shear-strength*, sedangkan tegasan berlaku untuk benda padat. Keduanya memiliki satuan SI yang sama, yaitu Pascal (N/m²).



Gambar 5. Grafik Tekanan-Tegangan Di Bawah Permukaan (Ramdhan, 2022).

- a) Tekanan Hidrostatik
Tekanan Hidrostatik atau tekanan pori normal adalah tekanan zat cair pada kedalaman tertentu, dipengaruhi oleh ketinggian cairan, massa jenis, dan gravitasi. Rumusnya adalah $P = \rho \times g \times h$.
- b) Tekanan Vertikal/Overburden (S_v)
Tegasan overburden adalah tegasan dari material sedimen di atas formasi, termasuk fluida dalam pori-pori batuan. Rumusnya adalah $\sigma = \rho \times g \times z$.

- c) Tegasan Horizontal Minimum/ Fracture Pressure (Sh_{min})
Fracture pressure adalah batas maksimum kekuatan batuan sebelum pecah. Tegasan horizontal minimum diukur dengan LOT dan FIT, harus lebih kecil dari tekanan overburden dan lebih besar dari tekanan pori.
- d) Tegasan Horizontal Maximum (SH_{max})
Tegasan horizontal maksimum tegak lurus dengan tegasan horizontal minimum dan digunakan untuk *fracturing* pada reservoir *tight*.
- e) Tekanan Pori
Tekanan pori adalah tekanan fluida dalam ruang pori batuan, dipengaruhi oleh kedalaman reservoir. Tekanan pori dapat berkisar antara tekanan hidrostatik dan tegasan overburden.
- f) Tegasan Efektif
Menurut Terzaghi (1925), tegasan efektif adalah tegasan yang bersama tekanan pori menahan tegasan overburden, rumusnya: $\sigma = P + \sigma'$.
- g) Hubungan Antara Porositas
Semakin dalam batulempung, semakin besar tegasan overburden dan semakin kecil porositas, yang meningkatkan tegasan efektif. Porositas berkurang sesuai *normal compaction trend* (NCT).
- h) Kondisi Tegasan Bawah Permukaan
Menurut Anderson (1905), ada tiga rezim patahan berdasarkan tegasan utama:
 1. **Sesar Normal:** $\sigma_v > \sigma_{hmax} > \sigma_{hmin}$.
 2. **Sesar Mendatar:** $\sigma_{hmax} > \sigma_v > \sigma_{hmin}$.
 3. **Sesar Naik:** $\sigma_{hmax} > \sigma_{hmin} > \sigma_v$.

Metode Pengukuran Tekanan Pori

Tekanan pori dapat diukur langsung atau tidak langsung menggunakan parameter-parameter pengeboran. Beberapa sumber data tekanan pori diantaranya :

- A. Metode Pengukuran Tekanan Langsung
 1. *Wireline Formation Tester* (RFT, FMT, MDT)
Alat ini memiliki tingkat kepercayaan tertinggi. RFT menggunakan *quartz gauge* dengan

akurasi 15 psi, sementara MDT menggunakan *combinable quartz gauge* dengan akurasi 2,5 psi. Proses pengukuran melibatkan *drawdown-pretest* dan *pressure build-up* untuk mendapatkan tekanan formasi yang konstan.

2. Formation Integrity Test (FIT)

Pengujian ini memastikan formasi sekitar sumur dapat menahan tekanan fluida pemboran. FIT mirip dengan *Leak Off Test* (LOT) tetapi dilakukan setelah pemasangan casing.

3. Drill Stem Test (DST)

Uji ini mengukur produktivitas sumur dan parameter tekanan pori, permeabilitas, serta kimia air. Proses pengukuran melibatkan *perforasi*, *drawdown-pretest*, dan *pressure build-up*. Data tekanan pertama disebut *initial shut-in pressure* (ISIP) dan data terakhir disebut *final shut-in pressure* (FSIP).

B. Metode Pengukuran Tekanan Tidak Langsung

1. Well or Pressure Kick

Kick terjadi ketika fluida formasi masuk ke dalam lubang bor karena tekanan formasi lebih besar daripada tekanan lumpur.

2. Gas While Drilling (GWD)

Gas yang diukur secara *real-time* oleh gas *chromatograph*, termasuk gas dari formasi, gas terkontaminasi, dan gas daur ulang. *Differential pressure* dapat digunakan untuk mendeteksi kondisi tekanan pori dari data GWD.

3. Measurement While Drilling (MWD) dan Logging While Drilling (LWD)

Data log seperti gamma-ray, resistivitas, sonic, dan densitas diambil selama pengeboran.

4. Vertical Seismic Profiling (VSP)

Metode ini mendapatkan data kecepatan batuan sebelum pengeboran untuk mengantisipasi lapisan penting seperti batugamping berpori tinggi.

5. Mudweight (MW)

Berat lumpur pengeboran memberikan tekanan di lubang bor

yang dihitung dengan formula $P_{mud} = \rho_{mud} \times g \times h_{mud}$.

Tekanan total di lubang bor adalah kombinasi dari tekanan lumpur statis dan tekanan pompa sisa, disebut *equivalent circulating density* (ECD).

6. Drilling Exponent (*D' Exponent*)

Anomali perubahan kecepatan pengeboran dapat menunjukkan zona overpressure. Drilling exponent (*d*) digunakan untuk menormalisasi parameter pengeboran.

Metode Prediksi Tekanan Pori

Estimasi tekanan pori dilakukan pada batulempung yang elastis. Metode umum termasuk Equivalent Depth, Bowers, dan Eaton. Dalam tugas akhir ini, digunakan Metode Eaton (1975) yang mengestimasi tekanan pori melalui *well log sonic*.

Penyebab Terjadinya Overpressure

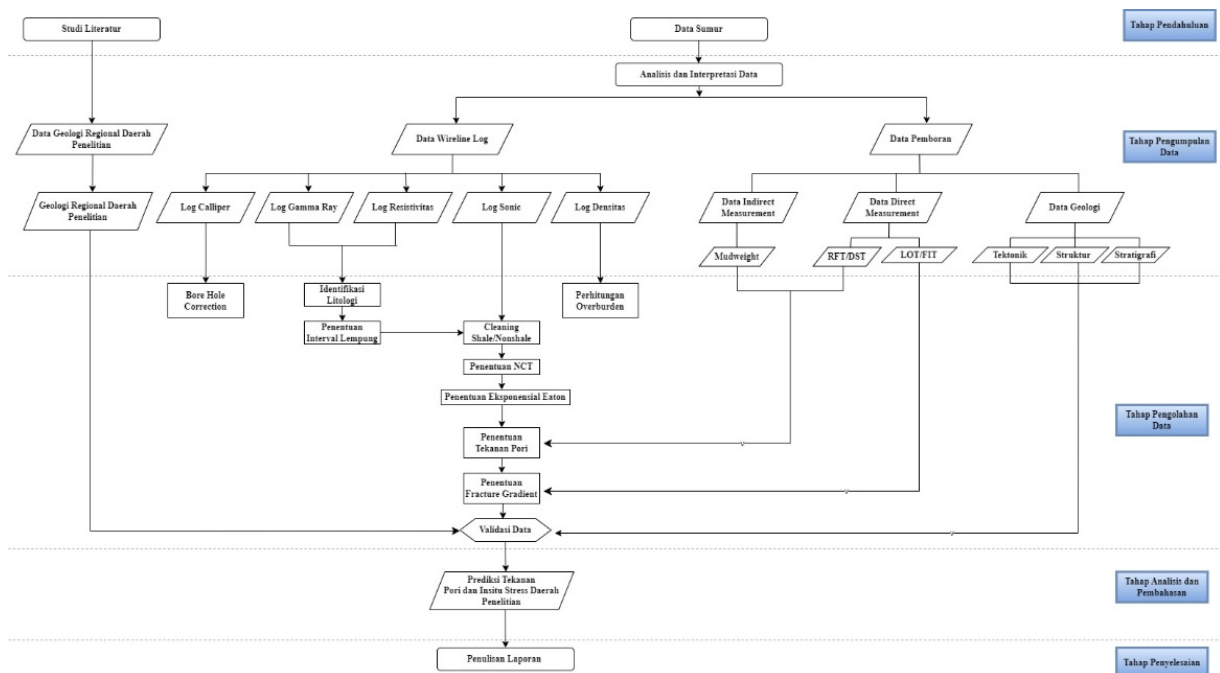
Overpressure bisa disebabkan oleh penambahan tegasan (*loading*) atau penurunan tegasan efektif (*unloading*), serta mekanisme lain seperti resapan air meteorik, *buoyancy* hidrokarbon,

aquathermal pressuring, dan aliran osmosis.

- **Loading – Disequilibrium Compaction**
Overpressure terjadi saat fluida dalam pori terjebak, mempertahankan tekanan efektif meskipun ada penimbunan sedimen baru.
- **Unloading – Ekspansi Fluida**
Overpressure melalui unloading bisa terjadi dengan diagenesis mineral lempung (smektit ke illite) dan transformasi kerogen menjadi hidrokarbon.
- **Tectonic Compression**
Aktivitas tektonik dapat menyebabkan peningkatan tekanan pori karena pori batuan yang terjebak.

METODE

Penelitian yang dilakukan pada empat sumur eksplorasi di Cekungan Kutai, Kalimantan Timur: Belonak-1, Tengin-1, Saka Kanan-1, dan Loa Haur-1, menggunakan data *wireline log* dan laporan akhir pengeboran pada pengolahan datanya dan dimaksudkan untuk mengidentifikasi karakteristik tekanan pori, kondisi *insitu stress*, dan persebaran tekanan pori dan *insitu stress*.

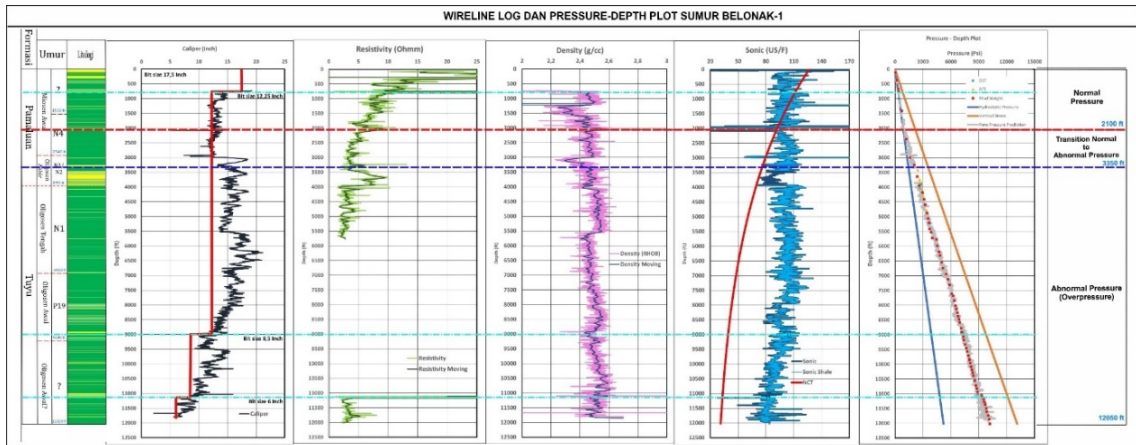


Gambar 6. Alur Kerja Penelitian

HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Sumur Belonak-1

Analisis Data Sumur

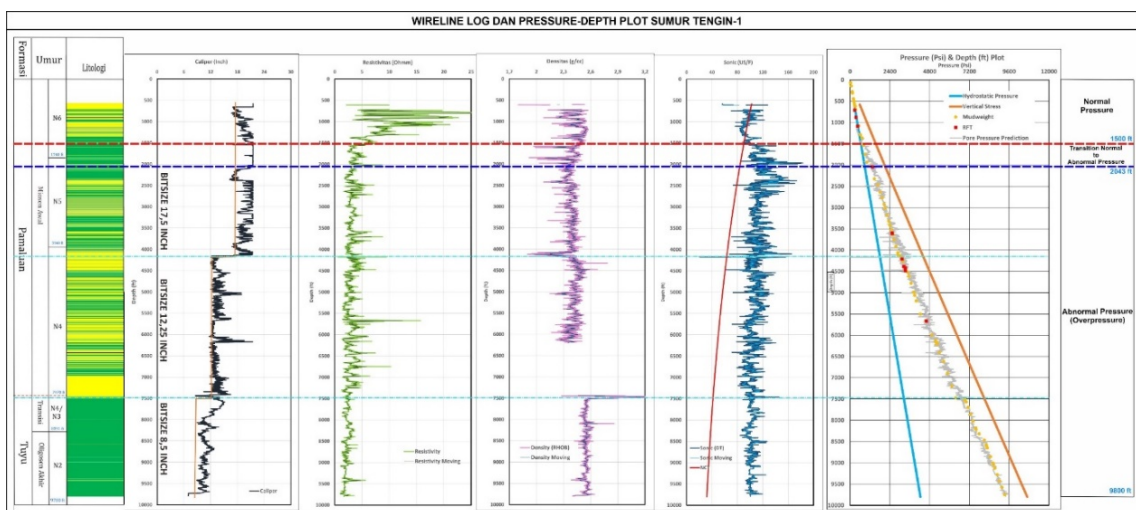


Gambar 7. Wireline log dan Pressure-Depth Plot Sumur Belonak-1

Sumur Belonak-1 dibor pada Formasi Pamaluan (Miosen Tengah) hingga kedalaman 12.050 ft pada Formasi Tuyu (Oligosen Awal). Pemboran dihentikan karena tidak ekonomis, hanya menemukan air dan sedikit gas CO₂. Berdasarkan laporan akhir pemboran, Formasi Pamaluan terdiri dari batupasir dan batulanau dengan indikasi gas, sedangkan Formasi Tuyu didominasi serpih dan batulanau dengan sedikit batupasir. Litologi dan gamma ray menunjukkan lingkungan pengendapan laut dangkal ke transisi. Analisis wireline log pada kedalaman 0-12.050 ft menunjukkan variasi kompaksi dari normal ke abnormal

pada kedalaman tertentu. Data resistivitas, densitas, dan sonik menunjukkan pola kompaksi abnormal mulai kedalaman 2.100 ft. Prediksi tekanan pori menggunakan metode Eaton dengan eksponensial 0,95 mengidentifikasi zona overpressure dari 3.350 ft hingga 12.020 ft. Perubahan smektit ke illit bukan penyebab utama overpressure, yang lebih dipengaruhi mekanisme loading. Estimasi tegasan insitu tidak lengkap karena ketiadaan data Shmin dan SHmax di Sumur Belonak-1.

B. Sumur Tengin-1



Gambar 8. Wireline log dan Pressure-Depth Plot Sumur Tengin-1

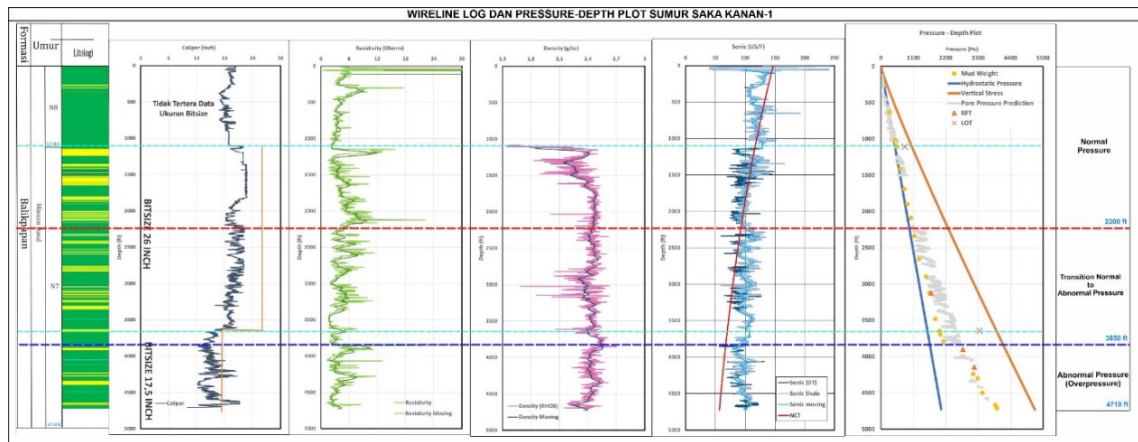
Sumur Tengin-1 dibor mencapai kedalaman 9.793 ft dan ditutup karena

kurangnya hidrokarbon ekonomis. Sumur ini berada di Formasi Pamaluan (Miosen

Awal) hingga Formasi Tuyu (Oligosen Akhir) dan dihentikan karena formasi lebih tua dari perkiraan, overpressure dangkal pada 1370 ft, dan potensi reservoir rendah. Berdasarkan interpretasi log gamma ray, resistivitas, dan laporan akhir pemboran, Formasi Pamaluan (permukaan hingga 7470 ft) terdiri dari batupasir, batulanau, serpih, dan batubara, sedangkan Formasi Tuyu (7470 ft hingga 9780 ft) dominan serpih dan batupasir tipis. Analisis wireline log menunjukkan pola kompaksi normal hingga kedalaman 1.500 ft dan pola

abnormal setelahnya. Tekanan pori diprediksi menggunakan Metode Eaton (eksponensial 1,4), mengidentifikasi zona overpressure dari 2.043 ft hingga TD. Overpressure disebabkan oleh mekanisme loading. Estimasi *insitu stress* terbatas tanpa data S_{hmin} dan S_{Hmax} , namun analisis sumur tetangga menunjukkan kemungkinan rezim tegasan sesar mendatar atau sesar normal.

C. Sumur Saka Kanan-1

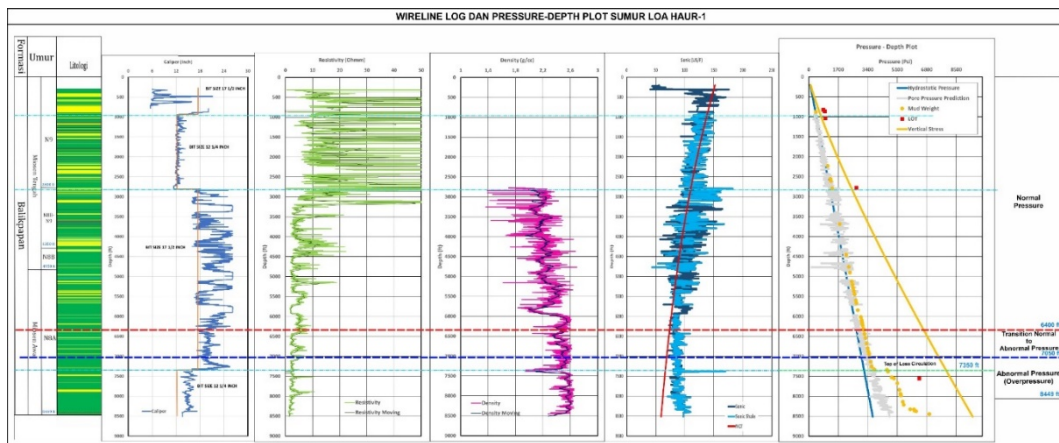


Gambar 9. Wireline log dan Pressure-Depth Plot Sumur Saka Kanan-1

Sumur Saka Kanan-1 dibor hingga kedalaman 4710 ft dan ditutup karena tekanan tinggi serta potensi reservoir rendah. Pemboran melewati Formasi Balikpapan (Miosen Awal) yang terdiri dari batulempung, batulanau, batupasir, batugamping, dan coal, diendapkan pada lingkungan outer shelf to upper bathyal (0-1110 ft), inner neritic (1110-4170 ft), dan inner shelf to marginal marine (4170-4710 ft). Pengukuran *wireline logs* dilakukan dari 10 ft hingga 4710 ft menunjukkan litologi shale pada kedalaman 2200 ft dan 3850 ft dengan nilai resistivitas bervariasi antara 2-20 ohmm, densitas 1,5-2,6 gr/cc, sonic 50-200 us/ft, dan caliper ukuran bitsize 26 inch dan 17,5 inch yang menunjukkan kondisi lubang sumur baik dari 1107 ft hingga 4710 ft. Tekanan pori dihitung menggunakan

RFT dan mudweight dengan eksponensial Eaton (1,3), menunjukkan zona hidrostatik (0-2200 ft) dengan tekanan sesuai dengan tekanan hidrostatik, zona transisi (2200-3850 ft) dengan peningkatan tekanan hingga 847 psi lebih tinggi dari tekanan hidrostatik, dan zona overpressure (3850 ft hingga TD) dengan peningkatan tekanan hingga 1577 psi lebih tinggi dari tekanan hidrostatik, disebabkan oleh mekanisme loading, bukan perubahan smektit ke illit. Tegasan *insitu* dihitung menggunakan nilai S_v , S_{hmin} , dan S_{Hmax} , menunjukkan dua kemungkinan rezim tegasan: sesar normal ($S_v > S_{Hmax} > S_{hmin}$) atau sesar mendatar ($S_{Hmax} > S_v > S_{hmin}$).

D. Sumur Loa Haur-1



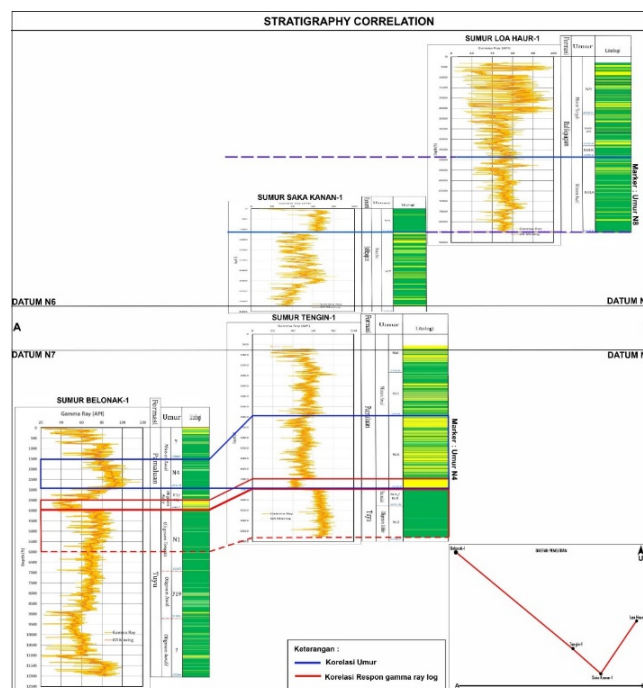
Gambar 10. Wireline log dan Pressure-Depth Plot Sumur Loa Haur-1

Sumur Loa Haur-1 dibor hingga kedalaman 8449 ft tanpa mencapai reservoir N7 karena tekanan tinggi. Sumur ini ditutup pada 27 Juli 1994, dengan tiga kali pemasangan casing: 30 inch pada 867 ft, 20 inch pada 2794 ft, dan 13 3/8 inch pada 7375 ft. Formasi Balikpapan, tempat sumur dibor, memiliki litologi batulempung, serpih, batulanau, batupasir, batugamping, dan batubara dari Miosen Tengah hingga Awal. Log gamma ray dan resistivitas menunjukkan pola normal hingga kedalaman 7050 ft dan pola kompaksi abnormal setelahnya. Nilai densitas dan sonik menunjukkan pola kompaksi abnormal pada kedalaman lebih dari 6400 ft. Tekanan pori dihitung dengan

Metode Eaton (eksponensial 0,7) menunjukkan zona hidrostatik hingga 6400 ft, zona transisi hingga 7050 ft dengan peningkatan tekanan 136 psi, dan zona overpressure hingga TD dengan peningkatan tekanan 240 psi. Tekanan abnormal disebabkan oleh mekanisme loadin. *In situ stress* menunjukkan dua kemungkinan rezim tegasan di Formasi Balikpapan bagian bawah (sesar normal atau mendatar) dan satu kemungkinan sesar naik di bagian atas.

Korelasi Sumur Daerah Penelitian

A. Korelasi Stratigrafi

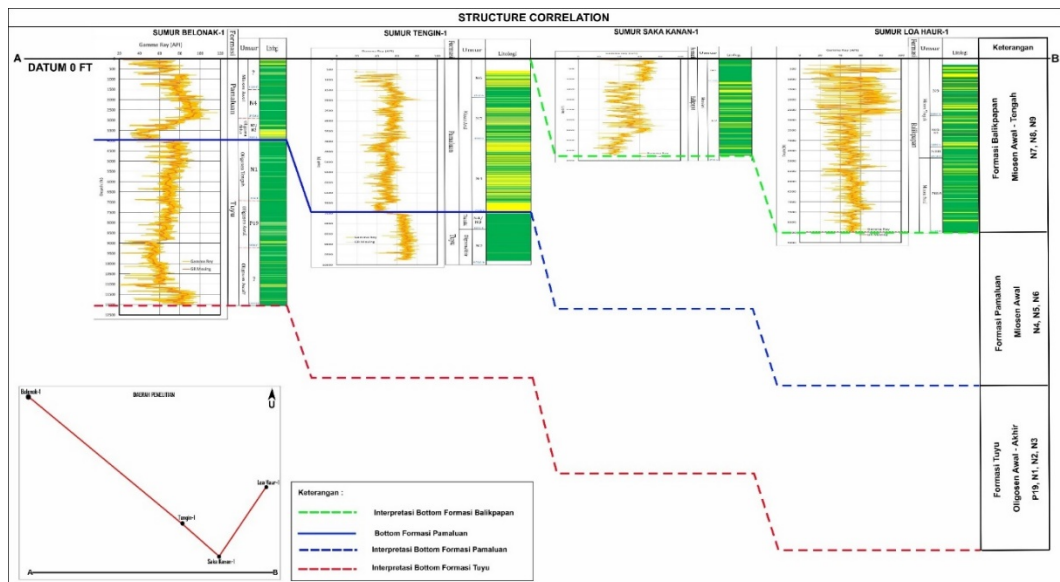


Gambar 11. Korelasi Stratigrafi keempat sumur pada daerah penelitian

Analisis wireline log dan laporan pengeboran dari empat sumur (Belonak-1, Tengin-1, Saka Kanan-1, Loa Haur-1) digunakan untuk melakukan korelasi stratigrafi dan struktur. Korelasi stratigrafi dimulai dari Sumur Belonak-1 di barat laut hingga Sumur Loa Haur-1 di tenggara. Sumur Belonak-1 dan Tengin-1 dibor di

Formasi Pamaluan (Miosen Awal), sedangkan Sumur Saka Kanan-1 dan Loa Haur-1 di Formasi Balikpapan (Miosen Awal hingga Miosen Tengah). Stratigrafi menunjukkan bahwa formasi di barat laut lebih tua dibanding di tenggara.

B. Korelasi Struktur

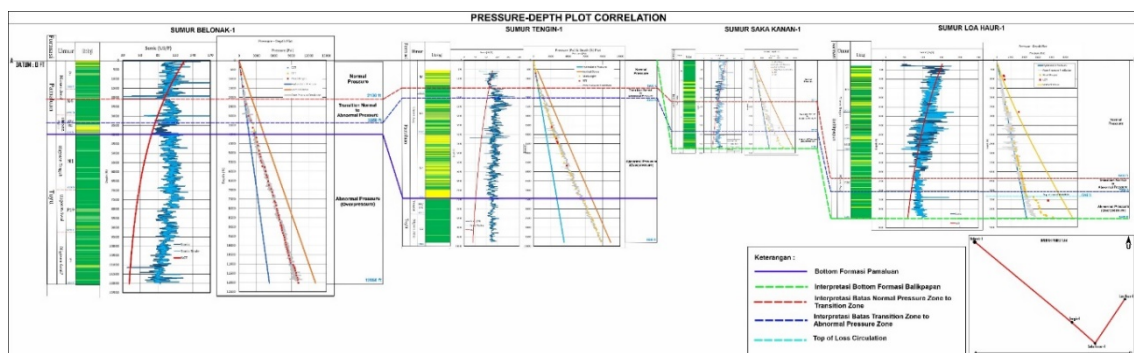


Gambar 12. Korelasi struktur keempat sumur pada daerah penelitian

Korelasi struktur dilakukan untuk memahami kondisi bawah permukaan setelah adanya tektonik. Menggunakan datum 0 ft TVD, korelasi menunjukkan keempat sumur berada dalam Formasi Tuwu (Oligosen Awal – Akhir), Formasi Pamaluan (Miosen Awal), dan Formasi

Balikpapan (Miosen Awal-Tengah). Daerah penelitian dipengaruhi oleh gaya kompresi barat laut-tenggara, membentuk rangkaian antiklin.

C. Korelasi Tekanan dan Tegangan



Gambar 13. Urutan korelasi pressure-depth plot keempat sumur daerah penelitian berdasarkan posisi strukturnya

Analisis menunjukkan bahwa keempat sumur berada di zona overpressure, terutama di daratan cekungan Kutai,

Kalimantan Timur. Overpressure terjadi di Formasi Pamaluan (Miosen Awal) pada Sumur Belonak-1 dan Tengin-1, dan di

Formasi Balikpapan pada Sumur Saka Kanan-1 dan Loa Haur-1. Perbedaan top overpressure disebabkan oleh pengangkatan dan erosi yang menghilangkan Formasi Balikpapan.

Analisis Persebaran Tekanan Pori dan Tegasan Insitu

Korelasi stratigrafi, struktur, dan tekanan-tegasan menunjukkan bahwa tekanan pori meningkat dari barat laut ke tenggara dengan overpressure terjadi pada litologi shale (Miosen Awal). Kondisi *in-situ stress* mengindikasikan adanya sesar normal dan sesar naik di bagian tenggara daerah penelitian.

Implikasi kegiatan terhadap eksplorasi migas

Zona overpressure dangkal di bagian barat laut daerah penelitian memerlukan kehati-hatian dalam eksplorasi migas untuk menghindari *well kick* atau *blowout*. Indikasi sesar normal dan sesar naik pada bagian Tenggara daerah penelitian membantu memperhitungkan stabilitas formasi, penting untuk mengantisipasi masalah seperti rekahan atau keruntuhan batuan. Analisis *in-situ stress* membantu perencanaan pemboran dan desain sumur eksplorasi yang lebih matang.

UCAPAN TERIMA KASIH

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

. KESIMPULAN

- **Karakteristik Tekanan Pori:** Eksponensial Eaton pada daerah penelitian berkisar 0,7 – 1,4 Psi dengan zona Hydrostatic, Transition, dan Overpressure. Overpressure terjadi pada kedalaman dan formasi berbeda, disebabkan oleh mekanisme loading.
- **Kondisi In-situ Stress:** Hasil analisis LOT (leak off test) sebagai Shmin terhadap stress vertikal (Sv) menunjukkan bahwa kondisi in-situ

stress hanya dapat diukur pada tiga sumur di bagian Tenggara daerah penelitian (Tengin-1, Saka Kanan-1, dan Loa Haur-1). Wilayah ini terbagi menjadi dua blok: blok bawah (Sumur Belonak-1, Saka Kanan-1, dan bagian bawah Loa Haur-1) yang cenderung mengalami sesar normal, dan blok atas (bagian atas Loa Haur-1) yang cenderung mengalami sesar naik. Sesar-sesar ini kemungkinan besar disebabkan oleh aktivitas tektonik setelah pembentukan cekungan, yaitu setelah Miosen Akhir (Tektonik Plio-Plistosen).

- **Persebaran Tekanan Pori dan Tegasan Insitu:** Berdasarkan korelasi stratigrafi, struktur, dan tekanan-tegasan, ditemukan bahwa tekanan pori mulai meningkat (overpressure) sejak Miosen Awal dengan litologi serpih. Persebaran ini bergerak dari barat laut menuju tenggara, menunjukkan peningkatan tekanan pori pada umur yang semakin muda (dari Miosen Awal bagian awal ke Miosen Awal bagian akhir) dengan formasi yang semakin muda pula (dari Formasi Pamaluan menuju Formasi Balikpapan). Persebaran in-situ stress dapat diukur hanya pada bagian Tenggara daerah penelitian, menunjukkan sesar normal pada blok bawah dan sesar naik pada blok atas.

DAFTAR PUSTAKA

- Allen, G. P., & Chambers, J. L. C. (1998). *Sedimentation in the Modern and Miocene Mahakam Delta*. Indonesian Petroleum Association.
- Anderson, E. M. (1905). The dynamics of faulting. *Transactions of the Edinburgh Geological Society*, 8(3), 387–402. <https://doi.org/10.1144/transed.8.3.387>
- Bakhtiar, H. (2022). *Karakteristik dan Mekanisme Overpressure Daerah Kutai dan Sekitarnya, Cekungan Kutai Bawah, Kalimantan Timur, PT.Pertamina Hulu Sangasanga*. Universitas Padjadjaran.
- Biantoro E, Muritno, B. P., & Mamuaya, J. M. B. (1992). Inversion Faults as Major Structural Control in Northern Part of The Kutai Basin. *Proceedings Indonesian Petroleum Association, 21st Annual*

- Convention*, 45–68.
- Chambers, J. L. C., Carter, I., Cloke, I. R., Craig, J., Moss, S. J., & Paterson, D. W. (2004). Thin-skinned and Thick-skinned CLOKE, I. R., MOSS, S. J., & CRAIG, J. (1997). The influence of basement reactivation on the extensional and inversional history of the Kutai Basin, East Kalimantan, SE Asia. *Journal of the Geological Society*, 154(1), 157–161. <https://doi.org/10.1144/gsjgs.154.1.0157>
- Eaton, B. A. (1975, September 28). The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/5544-MS>
- Juriansyah, M. M. (2016). *Prediksi Tekanan Pori dan Tekanan Luap Menggunakan Log Talikawat dan Kecepatan Interval Seismik Pada Cekungan Jawa Timur*. Institut Teknologi Bandung.
- McClay, K., Dooley, T., Ferguson, A., & Poblet, J. (2000). Tectonic Evolution of the Sanga Sanga Block, Mahakam Delta, Kalimantan, Indonesia. *AAPG Bulletin*, 84(6), 765–786.
- Moss, S. J., & Chambers, J. L. C. (1999). Depositional Modelling and Facies Architecture of Rift and Inversion in the Kutai Basin, Kalimantan, Indonesia. *Indonesian Petroleum Association, Proceeding 27th Annual Convention*.
- Mouchet, J. P., & Mitchell, A. (1989). *Abnormal Pressure While Drilling: Origins-Prediction-Detection-Evaluation*. Elf Aquitaine.
- Muflich, L. (2016). *Prediksi Tekanan Pori Dan Identifikasi Zona Geopressure Menggunakan Markov Chain Monte Carlo*. Institut Teknologi Sepuluh November.
- Nawawi, A., Anwar, S., Heriyanto, N., Abdullah, M., Mertani, B., & Kohar, A. (1996). *Petroleum Geology of Indonesia Basins: Principles, Methods, and Application*. Pertamina BPPKA (Foreign Contractors Ventures Development Inversion-Related Thrusting— A Structural Model for the Kutai Basin, Kalimantan, Indonesia. *AAPG Memoir*, 614–634.
- Body).
- Prianda, S., & Alfons K, D. (2018). Analisa In-Situ Stress dan Regim Tegasan Dalam Analisis Geomekanik Untuk Penentuan Lebar Mud Weigh Window yang Aman dan Studi Awal Perkehan Hidrolik Serta Drilling Assessment pada Suatu Formasi. *Proceeding, Seminar Nasional Kebumihan Ke-11 : Perspektif Ilmu Kebumihan Dalam Kajian Bencana Geologi Di Indonesia*, 470–480.
- Pujianto, R. (2022). *Evaluasi Keberhasilan Reklamasi Area Stockpile dan Disposal Pt. Berkat Bumi Persada, Kabupaten Barito Utara, Provinsi Kalimantan Tengah*. Institut Teknologi Nasional Yogyakarta.
- Ramdhan, A. M. (2017). The Importance Of Geological And Hydrogeological Knowledge In Justifying Pore Pressure Prediction: The Case Study Of The Peciko Field, Lower Kutai Basin. *Scientific Contributions Oil & Gas*, 40(2), 53–68.
- Ramdhan, A. M. (2022). *Analisis dan Prediksi Overpressure di Cekungan Sedimen* (1st ed.). ITB Press.
- Satyana, A. H., Nugroho, D., & Surantoko, I. (1999). Tectonic controls on the hydrocarbon habitats of the Barito, Kutei, and Tarakan Basins, Eastern Kalimantan, Indonesia: major dissimilarities in adjoining basins. *Journal of Asian Earth Sciences* 17 , 99–122.
- Syaputra, M. R., Mulyatno, B. S., Karyanto, & Herdiana, Y. (2017). Pemodelan Prediksi Tekanan Pori Menggunakan Metode Eaton's Berdasarkan Data Interval Velocity Pada Lapangan Hidrokarbon “Ertiga”, Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(1), 1–14.