

INTEGRASI ANALISIS ELEKTROFASIES DAN SEKUEN STRATIGRAFI DALAM PENENTUAN KUALITAS RESERVOIR LAPANGAN PTR, CEKUNGAN KUTAI, KALIMANTAN TIMUR

Hamriani Ryka¹, Putri Nur Aprilya¹, Efrina Chandra Agusti Putri¹, Jamaluddin¹,
Desianto Payung Battu¹

¹Program Studi Geologi, Sekolah Tinggi Teknologi Migas Balikpapan
e-mail: hamriani@sttmigas.ac.id

Abstrak. Penelitian ini berfokus pada integrasi analisis elektrofases dan sekuen stratigrafi untuk menentukan kualitas reservoir di Lapangan PTR, Cekungan Kutai, Kalimantan Timur. Analisis dilakukan pada tiga sumur (P-1, P-2, dan P-3) dengan pendekatan kualitatif dan kuantitatif yang mengintegrasikan data *wireline log* dan data *cutting*. Berdasarkan analisis elektrofases teridentifikasi tiga pola utama elektrofases yaitu (1) *cylindrical/blocky* yang menunjukkan asosiasi fasies *tributary channel*; (2) pola *funnel* menunjukkan asosiasi fasies *crevasse splay* dan *mouth bar*; dan (3) pola *bell* menunjukkan asosiasi fasies *levee* dan *tidal channel*. Pola-pola tersebut menunjukkan bahwa lingkungan pengendapan di lokasi penelitian berupa *Lower Delta Plain – Delta Front* dengan pengaruh fluvio-deltaik dan pasang surut. Analisis sekuen stratigrafi mengindikasikan keberadaan empat sekuen pengendapan utama (Sekuen 1 hingga Sekuen 4) yang dibatasi oleh lima zona ketidakselarasan (Z1–Z5), serta terdiri atas beberapa unit sistem pengendapan, yaitu *Lowstand System Tract* (LST), *Transgressive System Tract* (TST), dan *Highstand System Tract* (HST). Reservoir utama diidentifikasi sebagai *sand channel* dengan rata-rata porositas efektif sebesar 0,182 v/v dan permeabilitas 26,467 mD (kategori baik), serta *sand bar* dengan porositas efektif 0,177 v/v dan permeabilitas 9,645 mD (kategori cukup). Reservoir *sand channel* diidentifikasi sebagai target utama pengembangan hidrokarbon karena memiliki karakteristik penyimpanan dan kemampuan alir yang lebih baik dibandingkan *sand bar*.

Kata Kunci: cekungan kutai, elektrofases, kualitas reservoir, sekuen stratigrafi, *sand channel*.

Abstract. This research focuses on integrating electrofacies analysis and sequence stratigraphy to determine reservoir quality in the PTR Field, Kutai Basin, East Kalimantan. The study was conducted on three wells, namely P-1, P-2, and P-3, through a qualitative and quantitative approach that integrated wireline log data and cutting data. Based on electrofacies analysis, three main electrofacies patterns were identified: (1) cylindrical/blocky patterns, indicating tributary channel facies associations; (2) funnel patterns, suggesting crevasse splay and mouth bar facies associations; and (3) bell patterns, representing levee and tidal channel facies associations. These patterns collectively indicate that the depositional environment at the research location was a Lower Delta Plain – Delta Front setting with significant fluvio-deltaic and tidal influences. Sequence stratigraphic analysis revealed the presence of four main depositional sequences (Sequence 1 to Sequence 4) bounded by five unconformity zones (Z1–Z5). These sequences are composed of several depositional system tracts, namely the Lowstand System Tract (LST), Transgressive System Tract (TST), and Highstand System Tract (HST). The primary reservoirs were identified as sand channel and sand bar. Sand channel reservoirs exhibited an average effective porosity of 0.182 v/v and a permeability of 26.467 mD (categorized as good), while sand bar reservoirs showed an average effective porosity of 0.177 v/v and a permeability of 9.645 mD (categorized as fair). The sand channel reservoirs are prioritized as the main hydrocarbon development targets, owing to their enhanced petrophysical properties, including higher effective porosity and permeability, compared to the sand bar reservoirs.

Keyword: kutai basin, electrofacies, reservoir quality, sequence stratigraphy, *sand channel*.

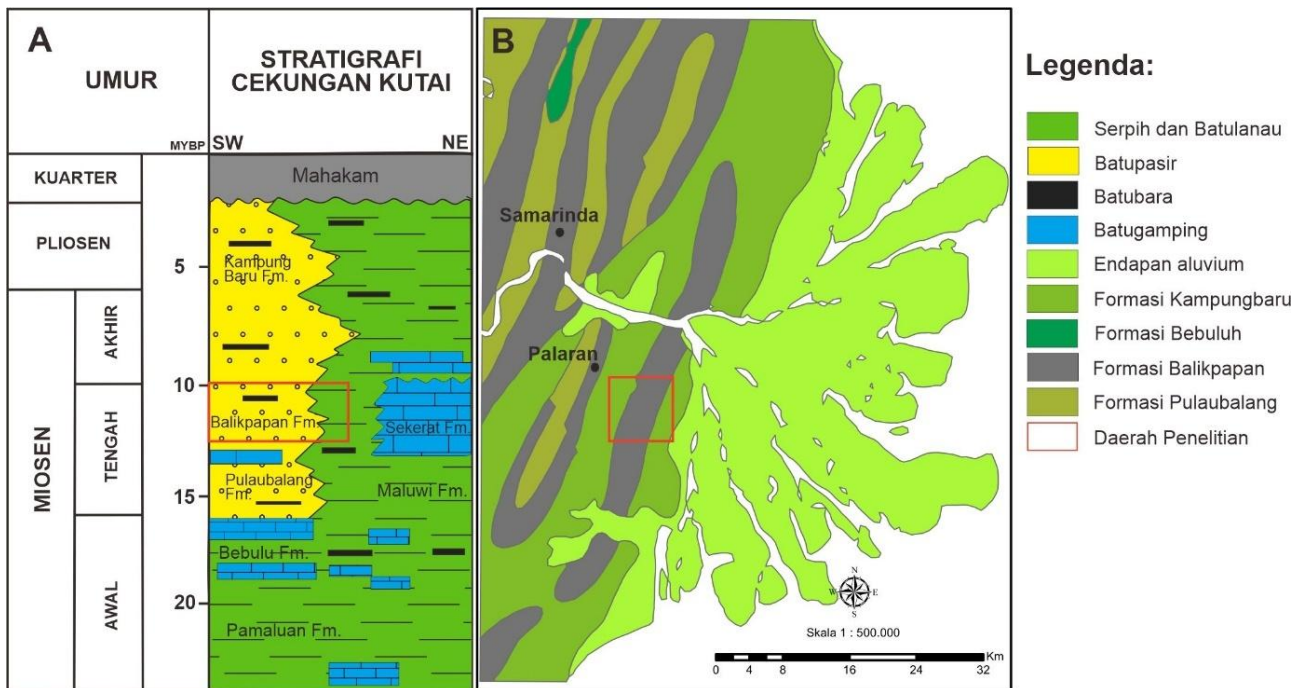
PENDAHULUAN

Lapangan PTR merupakan salah satu wilayah kerja produksi hidrokarbon yang terletak di dalam wilayah Cekungan Kutai, Kalimantan Timur. Cekungan Kutai termasuk salah satu cekungan sedimen terbesar dan paling produktif di Indonesia (Paterson et al., 1997). Wilayah ini telah lama menjadi fokus eksplorasi dan pengembangan hidrokarbon karena potensi stratigrafi dan sistem pengendapannya yang kompleks terutama pada sistem delta Mahakam (Bates, 1996; Bachtiar dkk, 2013; Cibaj et al., 2014). Namun, kompleksitas geologi tersebut sekaligus menimbulkan tantangan utama, yaitu keterbatasan pemahaman tentang distribusi fasies dan kualitas reservoir pada skala lapangan tertentu, khususnya di Lapangan PTR. Tantangan ini menjadi

penting untuk diatasi karena pemahaman yang kurang tepat dapat berdampak langsung pada keberhasilan eksplorasi dan pengembangan zona prospektif.

Dalam kegiatan eksplorasi dan pengembangan lapangan migas, keberhasilan identifikasi zona prospektif sangat bergantung pada pemahaman menyeluruh terhadap karakteristik reservoir. Salah satu pendekatan yang semakin banyak digunakan adalah analisis elektrofases, yakni metode berbasis data log sumur yang dapat menginterpretasi litologi, fasies, dan lingkungan pengendapan melalui pola respons log seperti *gamma ray* (GR) (Jamaluddin dkk.,2023; Jamaluddin dkk., 2024a). Pendekatan ini memungkinkan klasifikasi fasies dan pemetaan reservoir secara tidak langsung namun efisien. Selain itu, sekuen stratigrafi memiliki peran penting dalam memahami kontrol perubahan muka air laut relatif dan siklus pengendapan yang membentuk arsitektur stratigrafi serta penyebaran reservoir (Ramdhan dan Goulty, 2011; Jamaluddin et al.,2024b). Dengan mengintegrasikan pendekatan elektrofases dan sekuen stratigrafi, diperoleh pemahaman yang lebih komprehensif mengenai distribusi spasial dan kualitas reservoir, termasuk identifikasi zona prospektif.

Studi terdahulu lebih banyak difokuskan pada lapangan berskala besar di wilayah Mahakam Delta, sementara dokumentasi ilmiah yang membahas integrasi kedua analisis ini di lapangan seperti PTR belum tersedia secara komprehensif. Padahal, kondisi geologi lokal seperti heterogenitas litologi, variasi fasies, dan dinamika muka air laut di Lapangan PTR memerlukan pendekatan yang disesuaikan untuk memahami distribusi dan kualitas reservoir secara lebih akurat. Selain itu, sebagian besar penelitian elektrofases di Indonesia masih menggunakan model global atau regional yang belum divalidasi dengan data lokal sehingga belum mampu menjelaskan karakter unik dari Formasi Balikpapan di wilayah studi ini. Studi terdahulu umumnya difokuskan pada lapangan berskala besar di wilayah Mahakam Delta, sementara integrasi analisis elektrofases dan sekuen stratigrafi secara spesifik untuk Lapangan PTR belum terdokumentasi secara memadai. Padahal, kondisi geologi lokal seperti heterogenitas litologi, variasi fasies, dan dinamika muka air laut memerlukan pendekatan yang disesuaikan agar distribusi dan kualitas reservoir dapat dipahami secara lebih akurat. Sebagian besar penelitian elektrofases di Indonesia juga masih mengandalkan model global atau regional yang belum tervalidasi dengan data lokal, sehingga tidak sepenuhnya merepresentasikan karakter unik Formasi Balikpapan di wilayah studi ini. Ketidadaan kerangka sekuen stratigrafi detail berbasis data log sumur pada interval Formasi Balikpapan di PTR semakin membatasi korelasi stratigrafi antar sumur dan identifikasi zona prospektif.

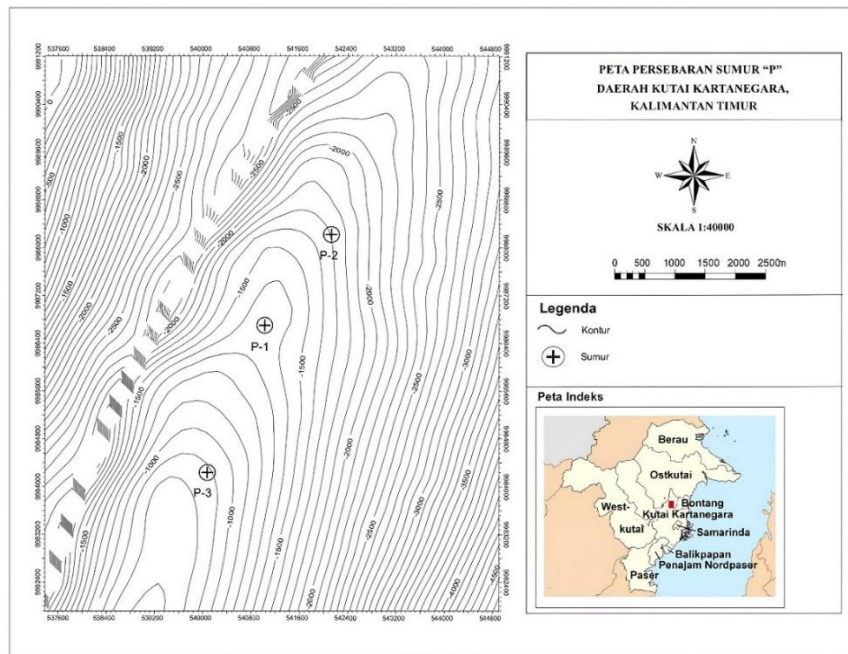


Gambar 1. (a) Kolom stratigrafi Cekungan Kutai Bawah menunjukkan urutan lapisan batuan dari tertua hingga termuda (modifikasi dari Permana et al., 2018; Jamaluddin et al., 2024b); (b) Peta geologi daerah penelitian (modifikasi dari Jamaluddin dkk., 2025).

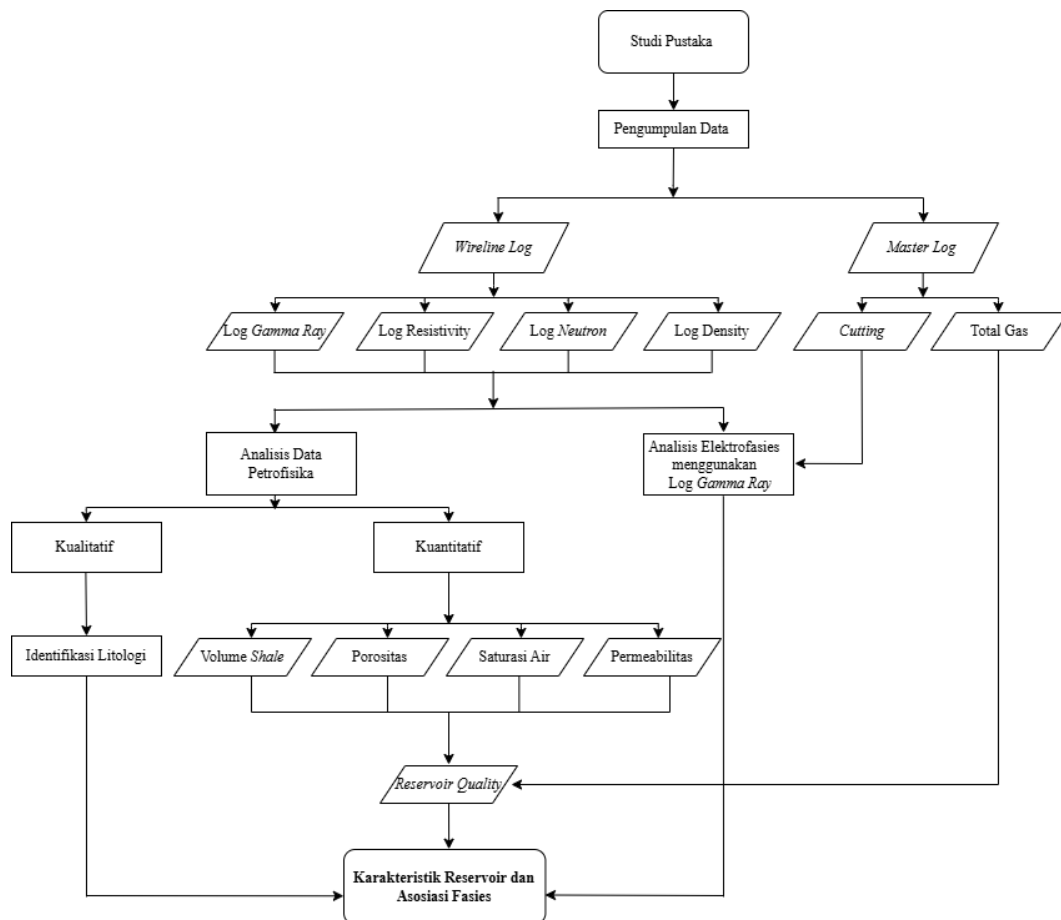
Secara stratigrafi, daerah penelitian berada pada Formasi Balikpapan yang memiliki ketebalan bervariasi antara ± 800 meter hingga 1500 meter, dan berdasarkan korelasi regional diperkirakan berumur Miosen Tengah hingga Miosen Akhir. Secara litologi, Formasi Balikpapan tersusun atas perulangan fasies batupasir, batulanau, serpih, serta sisipan lapisan batubara yang bervariasi ketebalannya. Batupasir umumnya berwarna abu-abu kecoklatan, berukuran butir halus hingga sedang, bersifat massif hingga berlapis silang dan menunjukkan struktur sedimen *planar* hingga *trough cross-bedding* yang mengindikasikan adanya pengendapan dalam lingkungan fluvial hingga deltaik (McClay et al., 2000; Battu dkk, 2023). Batulanau dan serpih berwarna abu-abu hingga hitam keabu-abuan bersifat lunak dan mudah hancur, serta menunjukkan perlapisan sejajar halus. Keberadaan batubara dalam formasi ini menunjukkan bahwa pada masa pengendapan terjadi kondisi lingkungan yang mendukung akumulasi bahan organik dalam skala signifikan (Nugroho dkk., 2016). Interpretasi lingkungan pengendapan menunjukkan bahwa Formasi Balikpapan diendapkan dalam sistem deltaik hingga laut dangkal, di mana proses sedimentasi dikontrol oleh interaksi antara sistem fluvial, pasang surut, dan laut. Pada kondisi tersebut, terutama di lingkungan *delta plain* dan *interdistributary bay* yang bersifat anoksik memungkinkan terjadi proses penggabungan dan pembatubaraan (Dwiantoro dan Sundoyo, 2018).

METODOLOGI

Penelitian ini menggunakan data dari tiga sumur, yaitu sumur P-1, P-2, dan P-3 (Gambar 2), yang terletak dalam area penelitian seluas kurang lebih 66,6 km². Jarak antara sumur P-3 dan P-1 adalah sekitar 2,5 km, sedangkan jarak antara sumur P-1 dan P-2 sekitar 1,7 km. Ketiga sumur tersebut dilengkapi dengan data *wireline log* yang terdiri atas log *gamma ray* (GR), log resistivitas (RT), log densitas (RHOB), dan log neutron (NPHI). Selain itu, digunakan pula data *cutting* berupa *master log* sebagai data tambahan untuk mendukung interpretasi litologi dan lingkungan pengendapan.



Gambar 1. Peta sumur daerah penelitian.



Gambar 3. Diagram alir penelitian.

Analisis Kualitatif Litologi dan Fasies

Tahap awal penelitian dilakukan dengan analisis kualitatif untuk mengidentifikasi litologi dan asosiasi fasies. Interpretasi litologi dilakukan dengan mengintegrasikan data log GR, RHOB, NPHI, dan RT. Batuan dengan nilai GR rendah dan densitas rendah diinterpretasi sebagai batupasir, sedangkan nilai GR tinggi dikaitkan dengan batulempung atau serpih. Karakterisasi ini kemudian dikombinasikan dengan data cutting (master log) untuk menafsirkan lingkungan pengendapan secara visual. Asosiasi fasies kemudian diklasifikasikan berdasarkan ciri-ciri log yang khas, seperti bentuk kurva, nilai ambang (*cut-off*), dan pola respon vertikal, untuk mengidentifikasi fasies fluvial, *delta front*, *tributary channel*, *mouth bar*, dan *prodelta*. Analisis elektrofases dilakukan secara khusus dengan menggunakan kombinasi log *gamma ray* dan parameter densitas serta porositas untuk membedakan asosiasi elektrofases yang mencerminkan perubahan lingkungan pengendapan. Hasil interpretasi elektrofases digunakan sebagai dasar dalam penyusunan kerangka sekuen stratigrafi.

Analisis Sekuen Stratigrafi

Stratigrafi sekuen diinterpretasi dengan mengamati pola stacking dari log *gamma ray* dan mengidentifikasi permukaan penting seperti *sequence boundary* (SB), *transgressive surface* (TS), dan *maximum flooding surface* (MFS). Unit sekuen kemudian dibagi ke dalam sistem trek, yaitu *Lowstand Systems Tract* (LST), *Transgressive Systems Tract* (TST), dan *Highstand Systems Tract* (HST), yang selanjutnya dikaitkan dengan asosiasi fasies hasil analisis elektrofases.

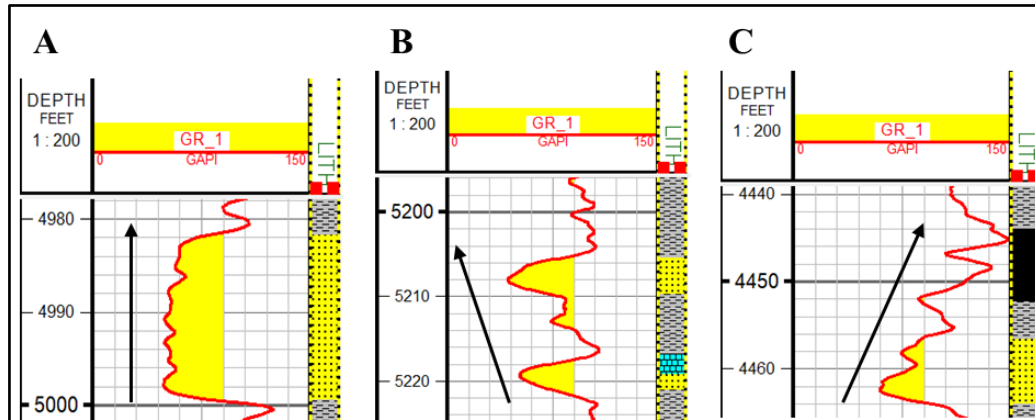
Analisis Kuantitatif Karakteristik Reservoir

Setelah analisis kualitatif dilakukan, tahapan selanjutnya adalah analisis kuantitatif untuk menentukan parameter fisis batuan yang memengaruhi kualitas reservoir. Parameter yang dihitung meliputi volume shale (V_{sh}), porositas (ϕ), saturasi air (S_w) menggunakan metode Indonesia, dan permeabilitas (k) menggunakan persamaan Timur.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Penentuan Elektrofases

Analisis elektrofases yang komprehensif berdasarkan interpretasi bentuk kurva log *Gamma Ray* (GR) dan deskripsi litologi pada sumur P-1, P-2, dan P-3 mengindikasikan adanya variasi signifikan dalam lingkungan pengendapan di area penelitian. Temuan ini merefleksikan perubahan kondisi energi dan dinamika transportasi sedimen yang sangat kompleks dalam sistem deltaik. Kehadiran bentuk kurva *cylindrical*, *funnel*, dan *bell-shaped* secara bersamaan dalam catatan log GR menjadi indikator kuat bahwa zona ini telah mengalami episode progradasi, retrogradasi, serta migrasi dan abandonment saluran yang berulang (Gambar 4).



Gambar 4. Kurva log gamma ray (GR) dari tiga sumur yang menunjukkan pola; (a) *cylindrical*; (b) *funnel shape*; dan (c) *Bell shaped*.

Berdasarkan gambar 4, pola elektrofases *cylindrical* mengindikasikan energi pengendapan yang relatif tinggi dan konstan selama proses pengendapan. Pola log ini diinterpretasikan sebagai fasies *Distributary channel*. Berdasarkan deskripsi litologi, *distributay channel* memiliki karakteristik sedimen yaitu batupasir, abu-abu sedang – abu-abu terang, ukuran butir sangat halus – halus, terpilah sedang – terpilah baik, semen silika, tidak terdapat kalsium karbonat. Pola elektrofases *funnel* ini menandakan bahwa ukuran butir yang terdapat pada lapisan ini bergradasi dari bagian bawah yang relatif halus dan semakin berukuran sedang di atasnya. Pola seperti ini dapat diinterpretasikan pengendapan yang mempengaruhi endapan pola elektrofases seperti ini diendapkan pada energi yang semakin keatas energinya akan semakin tinggi. Pola seperti ini diinterpretasikan sebagai fasies *Crevasse splay*, dan *mouth bar*. *Mouth bar* memiliki karakteristik sedimen yaitu batupasir, abu-abu gelap – coklat keabu-abuan, mudah hancur, ukuran butir pasir sedang, membundar tanggung – membundar, terpilah sedang – terpilah baik, matriks dengan semen *agrillaceous – siliceous*, terdapat material karbonat. Pola elektrofases *bell shaped* ini menandakan ukuran butir yang semakin menghalus keatas, mencerminkan energi pengendapan semakin berkurang kearah atas. Pola ini mempunyai ukuran butir pasir sedang hingga pasir kasar dengan pola menghalus keatas sebagai fasies *levee*, dan *tidal channel*. *Tidal channel* memiliki karakteristik sedimen yaitu batupasir abu – abu gelap – abu-abu, mudah hancur, ukuran butir sedang, membundar tanggung – membundar, terpilah sedang – terpilah baik, matriks dengan semen *agrillaceous – siliceous* dan terdapat material karbonat.

Pada ketiga sumur (gambar 5), pola *cylindrical* (atau *blocky*) secara konsisten merepresentasikan pengendapan dalam sistem *distributary channel* yang menunjukkan bahwa terdapat aliran saluran aktif yang membawa sedimen berbutir kasar dengan energi tinggi, umumnya berupa pasir. Fasies ini dicirikan oleh nilai GR yang relatif rendah dan seragam yang menandakan dominasi material klastik kasar dengan sedikit kandungan lempung. Kehadiran fasies ini sangat signifikan karena umumnya berperan sebagai zona reservoir utama dalam sistem deltaik. Kemunculan pola *bell-shaped* diinterpretasikan sebagai hasil pengendapan pada *levee* dan *tidal channel*. Kurva GR ini umumnya menunjukkan tren meningkat secara gradual dari bawah ke atas mencerminkan penurunan energi pengendapan dari aliran utama ke lingkungan yang lebih tenang seperti tanggul alami atau saluran pasang surut. Endapan ini umumnya berbutir halus dengan kandungan lempung yang lebih tinggi dibandingkan *distributary channel*, sehingga fasies ini berpotensi sebagai zona *baffle* atau semi-penyekat dalam sistem reservoir. Perbedaan vertikal dalam asosiasi fasies ini menunjukkan adanya evolusi lingkungan pengendapan dari fase fluvial-dominan menuju fase transisional laut. Adanya *intertonguing* antar-fasies juga menunjukkan bahwa sistem pengendapan tidak bersifat linier, tetapi sangat dipengaruhi oleh fluktuasi muka air laut (*relative sea level change*), migrasi saluran distributari, dan pasang surut.

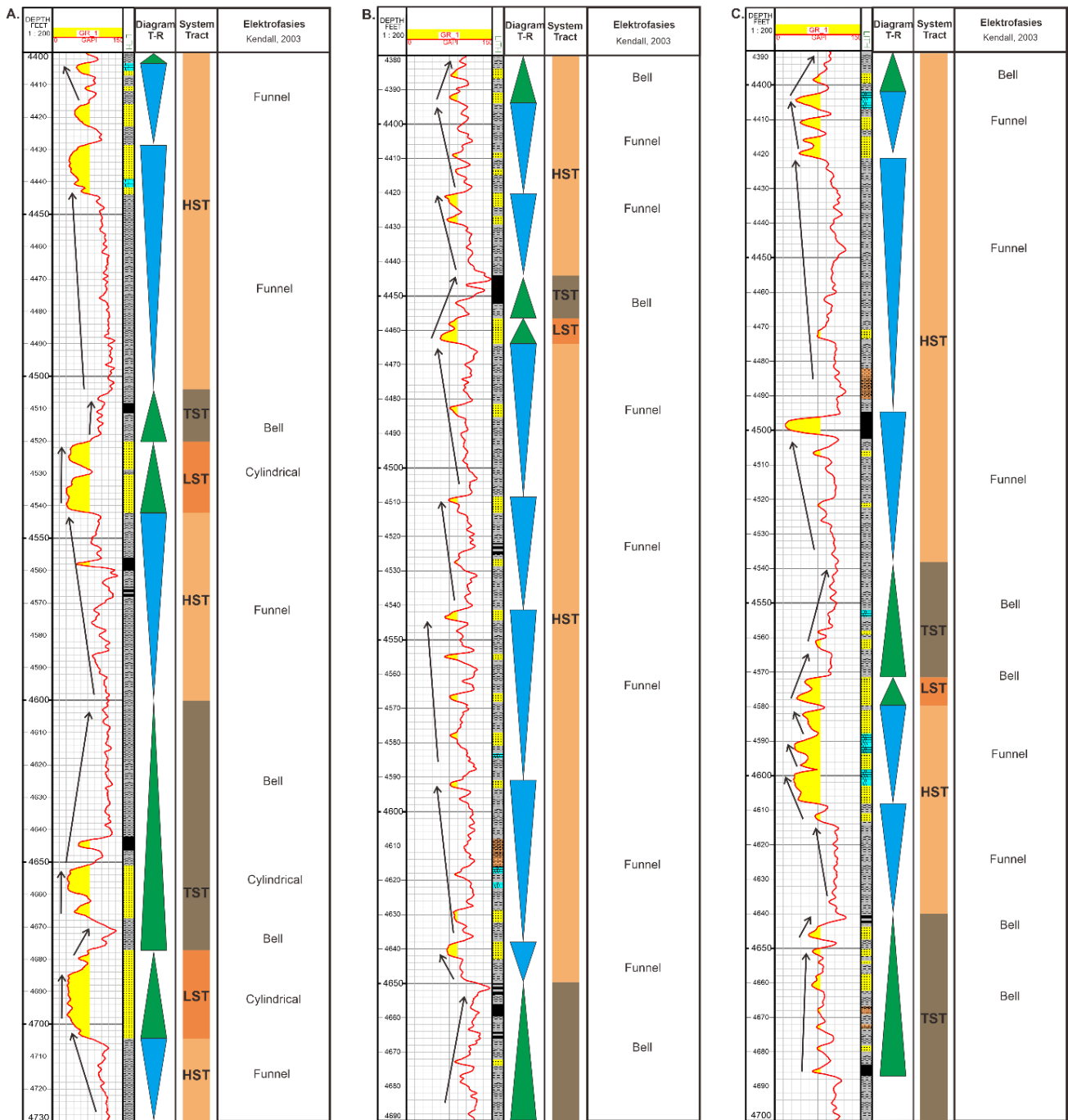
Korelasi Stratigrafi

Penampang korelasi stratigrafi sumur P-1, P-2, dan P-3 menunjukkan pembagian stratigrafi yang jelas ke dalam empat satuan sekuen yang dipisahkan oleh empat *Sequence Boundary* (SB-1 hingga SB-4). Setiap sekuen mencerminkan satu siklus pengendapan lengkap yang terdiri atas tiga sistem tracts utama: *Lowstand Systems Tract* (LST), *Transgressive Systems Tract* (TST), dan *Highstand Systems Tract* (HST) (Gambar 6).

a. Sikuen 1 (SB 1)

Sikuen 1 terdapat pada zona 2 yang terdiri dari LST (*Lower System Tract*), TST (*Transgressive System Tract*) dan HST (*Highstand System Tract*). LST yang dicirikan dengan pola kurva log GR yaitu yaitu *coarsening upward* yang ditandai oleh perubahan litologi dari *shale* ke *cylindrical/blocky sand*. Bagian bawah LST dibatasi oleh HST yang dimana dibawah LST tersebut sebagai *Sequence Boundary* (SB 1) bagian atas LST terdapat TST sehingga batas tersebut sebagai *Transgressive Surface* (TS) yang ditandai oleh perubahan log dari *sand* ke *shale* yang berbentuk kurva log *bell*. Asosiasi fasies pengendapan LST adalah *tributary channel* pada *lower delta plain*. *Tributary channel* pada LST memiliki deskripsi yaitu batupasir berwarna abu-abu muda, ukuran butir sangat halus – halus, terpilah sedang – terpilah baik, semen silika, tidak mengandung kalsium karbonat.

TST dicirikan oleh pola kurva log GR *fining upward* yang ditandai oleh perubahan litologi dari *sand* ke *shale*. Bagian bawah TST dibatasi oleh LST sehingga batas tersebut sebagai *Transgressive Surface* (TS) yang ditandai dari perubahan log dari *sand* ke *shale* dan pada bagian atas TST dibatasi oleh HST sehingga batas tersebut sebagai *Maximum Flooding Surface* (MFS) yang ditunjukkan dengan pola log *maximum shale*. Fasies pengendapan yang terdapat pada TST adalah *levee* pada *lower delta plain*. HST dicirikan oleh pola kurva log GR *coarsening upward* yang ditandai oleh perubahan litologi dari *shale* ke *sand*. Bagian bawah HST dibatasi oleh TST sehingga batas tersebut sebagai *Maximum Flooding Surface* (MFS) yang ditunjukkan dengan pola log *maximum shale*, bagian atas HST dibatasi oleh LST sehingga batas tersebut sebagai *Sequence Boundary 2* (SB 2) yang ditandai oleh perubahan dari litologi *shale* ke *cylindrical sand*. Asosiasi fasies pengendapan yang terdapat pada HST Zona 2 adalah *crevasse splay* pada *lower delta plain* dan *mouth bar* pada *delta front*. *Crevasse splay* pada HST memiliki deskripsi yaitu batulanau, abu-abu sedang, abu-abu gelap secara lokal, kekerasan sedang – keras, *sub blocky – blocky*, bergradasi menjadi batupasir sangat halus, terdapat material karbonat.



Gambar 5. Hasil analisis elektrofases pada masing-masing sumur; (a) P-1; (b) P-2; dan (c) P-3.

b. Sikuen 2 (SB 2)

Sikuen 2 terdapat pada zona 3 yang terdiri dari LST (*Lowstand System Tract*), TST (*Transgressive System Tract*) dan HST (*Highstand System Tract*). LST yang dicirikan dengan pola kurva log GR yaitu *coarsening upward* yang ditandai oleh perubahan litologi dari *shale* ke *cylindrical sand*. Bagian bawah LST dibatasi oleh HST yang dimana dibawah LST tersebut sebagai *Sequence Boundary 2* (SB 2) pada bagian bawah *cylindrical sand*, bagian atas LST terdapat TST sehingga batas tersebut sebagai *Transgressive Surface* (TS) yang ditandai oleh perubahan log dari *sand* ke *shale* yang berbentuk kurva log *bell*. Asosiasi fasies pengendapan LST adalah *distributary channel* pada *lower delta plain*. *Distributary channel* pada LST memiliki deksripsi yaitu batupasir

berwarna abu-abu sedang – abu-abu muda, ukuran butir sangat halus – halus, terpilah sedang – terpilah baik, semen silika, tidak mengandung kalsium karbonat.

TST dicirikan oleh pola kurva log GR *fining upward* yang ditandai oleh perubahan litologi dari *sand* ke *shale*. Bagian bawah TST dibatasi oleh LST sehingga batas tersebut sebagai *Transgressive Surface* (TS) yang ditandai dari perubahan log dari *sand* ke *shale* dan pada bagian atas TST dibatasi oleh HST sehingga batas tersebut sebagai *Maximum Flooding Surface* (MFS) yang ditunjukkan dengan pola log *maximum shale*. Asosiasi fasies pengendapan yang terdapat pada TST adalah *levee*, *tidal channel* pada *lower delta plain* dan terdapat serpih pada *delta front* yang memiliki deskripsi yaitu serpih, abu-abu gelap – abu-abu, kekerasan sedang – keras, *sub blocky* – *sub platy*, terdapat material karbonat.

HST dicirikan oleh pola kurva log GR *coarsening upward* yang ditandai oleh perubahan litologi dari *shale* ke *sand*. Bagian bawah HST dibatasi oleh TST sehingga batas tersebut sebagai *Maximum Flooding Surface* (MFS) yang ditunjukkan dengan pola log *maximum shale*, bagian atas HST dibatasi oleh LST sehingga batas tersebut sebagai *Sequence Boundary 3* (SB 3) yang ditandai oleh perubahan dari litologi *shale* ke *cylindrical sand*. Asosiasi fasies pengendapan yang terdapat pada HST adalah *crevasse splay*, *tidal channel* pada *lower delta plain* dan *mouth bar* pada *delta front*. *Mouth bar* pada HST terdapat batugamping, coklat muda – coklat, kekerasan sedang – sangat keras, *wackstone* – *packstone*.

c. Sikuen 3 (SB 3)

Sekuen 3 terdapat pada zona 4 yang terdiri dari LST (*Lowstand System Tract*), TST (*Transgressive System Tract*) dan HST (*Highstand System Tract*). LST yang dicirikan dengan pola kurva log GR yaitu *coarsening upward* yang ditandai oleh perubahan litologi dari *shale* ke *cylindrical sand*. Bagian bawah LST dibatasi oleh HST yang dimana dibawah LST tersebut sebagai *Sequence Boundary 3* (SB 3) pada bagian bawah *cylindrical sand*, bagian atas LST terdapat TST sehingga batas tersebut sebagai *Transgressive Surface* (TS) yang ditandai oleh perubahan log dari *sand* ke *shale* yang berbentuk kurva log *bell*. Asosiasi fasies pengendapan LST adalah *tributary channel* pada *lower delta plain*. *Distributary channel* pada LST memiliki deksripsi yaitu batupasir, abu-abu sedang – abu-abu muda, rapuh, ukuran butir halus, terpilah sedang – terpilah baik, semen silika, tidak terdapat kalsium karbonat.

TST dicirikan oleh pola kurva log GR *fining upward* yang ditandai oleh perubahan litologi dari *sand* ke *shale*. Bagian bawah TST dibatasi oleh LST sehingga batas tersebut sebagai *Transgressive Surface* (TS) yang ditandai dari perubahan log dari *sand* ke *shale* dan pada bagian atas TST dibatasi oleh HST sehingga batas tersebut sebagai *Maximum Flooding Surface* (MFS) yang ditunjukkan dengan pola log *maximum shale*. Asosiasi fasies pengendapan yang terdapat pada TST adalah *levee* dan *tidal channel* pada *lower delta plain*. *tidal channel* pada TST memiliki deksripsi yaitu batupasir abu-abu tua – abu-abu, rapuh, ukuran butir halus, membundar tanggung – membundar, terpilah sedang – terpilah baik, semen matriks *argillaceous* – *siliceous*, terdapat material karbonat. Pada *levee* terdapat *shale*, abu-abu gelap – abu-abu, kekerasan sedang – keras, *sub blocky* – *sub platy*, material karbonat, tidak terdapat kalsium karbonat.

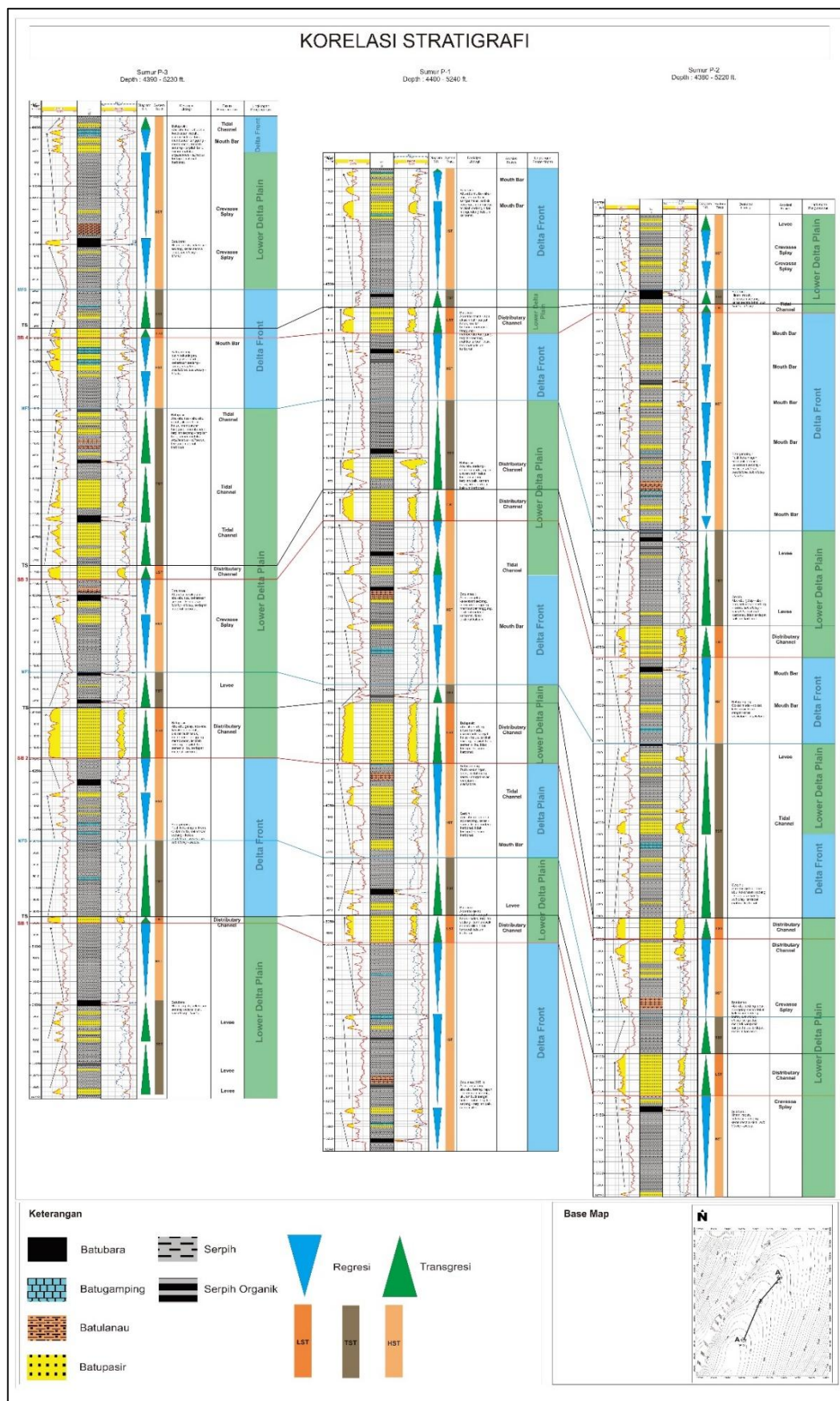
HST dicirikan oleh pola kurva log GR *coarsening upward* yang ditandai oleh perubahan litologi dari *shale* ke *sand*. Bagian bawah HST dibatasi oleh TST sehingga batas tersebut sebagai *Maximum Flooding Surface* (MFS) yang ditunjukkan dengan pola log *maximum shale*, bagian atas HST dibatasi oleh LST sehingga batas tersebut sebagai *Sequence Boundary 4* (SB 4) yang ditandai oleh perubahan dari litologi *shale* ke *cylindrical sand*. Asosiasi fasies pengendapan yang terdapat pada HST adalah *mouth bar* pada *delta front*. *Mouth bar* pada HST terdapat batugamping, putih kekuningan, krem, coklat muda, kekerasan sedang – keras, *mudstone* – *wackstone*, *sub blocky* – *blocky*.

d. Sikuen 4 (SB 4)

Sekuen 4 terdapat pada zona 5 yang terdiri dari LST (*Lowstand System Tract*), TST (*Transgressive System Tract*) dan HST (*Highstand System Tract*). LST yang dicirikan dengan pola kurva log GR yaitu *coarsening upward* yang ditandai oleh perubahan litologi dari *shale* ke *cylindrical sand*. Bagian bawah LST dibatasi oleh HST yang dimana dibawah LST tersebut sebagai *Sequence Boundary 4* (SB 4) pada bagian bawah *cylindrical sand* sumur P-1 dan *bell sand* pada sumur P-2, dan P-3, bagian atas LST terdapat TST sehingga batas tersebut sebagai *Transgressive Surface* (TS) yang ditandai oleh perubahan log dari *sand* ke *shale* yang berbentuk kurva log *bell*. Asosiasi fasies pengendapan LST adalah *tributary channel*, *tidal channel* pada *lower delta plain*, dan *mouth bar* pada *delta front*. *Distributary channel* pada LST memiliki deskripsi yaitu batupasir, abu-abu muda – abu-abu, ukuran butir sangat halus, sedikit berlanau, menyudut tanggung – membundar tanggung, terpilah sedang, matriks karbon, tidak terdapat kalsium karbonat.

TST dicirikan oleh pola kurva log GR *fining upward* yang ditandai oleh perubahan litologi dari *sand* ke *shale*. Bagian bawah TST dibatasi oleh LST sehingga batas tersebut sebagai *Transgressive Surface* (TS) yang ditandai dari perubahan log dari *sand* ke *shale* dan pada bagian atas TST dibatasi oleh HST sehingga batas tersebut sebagai *Maximum Flooding Surface* (MFS) yang ditunjukkan dengan pola log *maximum shale*. Asosiasi fasies pengendapan yang terdapat pada TST adalah *mouth bar* pada *delta front*.

HST dicirikan oleh pola kurva log GR *coarsening upward* yang ditandai oleh perubahan litologi dari *shale* ke *sand*. Bagian bawah HST dibatasi oleh TST sehingga batas tersebut sebagai *Maximum Flooding Surface* (MFS) yang ditunjukkan dengan pola log *maximum shale*. Asosiasi fasies pengendapan yang terdapat pada HST adalah *crevasse splay*, *levee* pada *lower delta plain* dan *tidal channel*, *mouth bar* pada *delta front*. *Mouth bar* pada HST memiliki deskripsi yaitu batupasir, abu-abu muda – abu-abu, ukuran butir sangat halus, sedikit berlanau, membundar, terpilah sedang, tidak mengandung kalsium karbonat.



Gambar 6. Hasil korelasi stratigrafi pada daerah penelitian.

Karakteristik Reservoir

Sumur P-1 menunjukkan karakteristik reservoir yang cukup bervariasi dalam sistem pengendapan deltaik. Nilai Volume Shale (V_{sh}) pada sumur ini berkisar antara 0,000 hingga 0,434 v/v yang menunjukkan adanya perbedaan komposisi litologi dari batuan yang bersih (*clean sand*) hingga yang kaya akan lempung (*shaly sand*). Rentang nilai ini mencerminkan variasi lingkungan pengendapan dan tingkat energi deposisi yang memengaruhi distribusi partikel halus. Porositas efektif (PHIE) berada pada kisaran 0,118 hingga 0,277 v/v yang menurut klasifikasi Koeseomadinata (1980) termasuk dalam kategori cukup hingga istimewa. Hal ini menunjukkan bahwa kemampuan batuan dalam menyimpan fluida cukup baik, terutama pada interval batupasir bersih yang berkaitan dengan fasies berenergi tinggi. Saturasi air (S_w) pada sumur P-1 berkisar antara 0,515 hingga 0,998 v/v menunjukkan dominasi air formasi, sementara nilai S_w yang lebih rendah mengindikasikan potensi kehadiran hidrokarbon pada beberapa interval terutama yang dikontrol oleh fasies *distributary channel* dan *mouth bar*. Permeabilitas sumur ini sangat bervariasi, antara 0,942 hingga 210,821 mD menunjukkan kualitas reservoir dari ketat hingga sangat baik (tabel 1). Interval dengan nilai permeabilitas tinggi didominasi oleh batupasir bersih yang memiliki konektivitas pori yang baik. Dengan demikian, sumur P-1 memiliki potensi reservoir yang baik, terutama pada interval yang diendapkan dalam lingkungan *mouth bar* dan *distributary channel* dengan nilai porositas tinggi dan permeabilitas yang mendukung pergerakan fluida.

Tabel 1. Summary Karakteristik Reservoir Sumur P-1

Zona	Top (ft)	Bottom (ft)	Fasies	Tebal (m)	V_{sh} (v/v)	PHIE (v/v)	S_w (v/v)	Perm. (mD)	Fluida
Z5	4404.86	4407.40	Mouth Bar	0.76	0.357	0.128	0.925	2.120	Water
	4410.18	4411.80	Mouth Bar	0.49	0.434	0.119	0.839	1.125	Water
	4415.74	4422.28	Mouth Bar	1.96	0.236	0.210	0.880	14.276	Water
	4428.64	4439.75	Mouth Bar	3.33	0.096	0.245	0.958	22.075	Water
	4442.07	4443.86	Mouth Bar	0.54	0.354	0.169	0.849	5.522	Water
	4520.54	4528.29	Distributary Channel	2.33	0.110	0.254	0.955	26.031	Water
	4530.38	4541.55	Distributary Channel	3.35	0.048	0.277	0.949	36.196	Water
Z4	4650.75	4667.36	Distributary Channel	4.98	0.205	0.210	0.515	210.821	HC
	4681.36	4704.22	Distributary Channel	6.86	0.105	0.256	0.976	26.147	Water
Z3	4744.44	4750.23	Tidal Channel	1.74	0.250	0.168	0.820	12.506	HC
	4771.58	4774.30	Mouth Bar	0.82	0.354	0.127	0.897	1.397	Water
	4793.92	4797.51	Mouth Bar	1.08	0.305	0.162	0.839	4.537	Water
	4860.70	4912.73	Distributary Channel	15.61	0.073	0.262	0.853	35.068	Water
Z2	4934.02	4949.88	Tidal Channel	4.76	0.151	0.183	0.978	7.618	Water
	4979.97	4987.50	Mouth Bar	2.26	0.350	0.118	0.906	0.942	Water
	5034.02	5039.69	Levee	1.70	0.206	0.202	0.981	9.781	HC
	5044.44	5067.70	Distributary Channel	6.98	0.123	0.230	0.998	16.259	HC
Z1	5206.25	5209.49	Delta Front	0.97	0.000	0.174	0.876	7.611	HC
	5218.86	5221.18	Delta Front	0.70	0.005	0.189	0.927	8.652	Water

Sumur P-2 memiliki karakteristik reservoir yang sangat heterogen di berbagai zona dan asosiasi fasies pengendapan, meskipun mengindikasikan seluruh interval yang dianalisis didominasi oleh air. Analisis properti batuan menunjukkan variasi signifikan pada volume shale (V_{sh}) yang berkisar dari nilai sangat rendah (0,016 v/v di zona Z1, *Crevasse Splay*) hingga sangat tinggi (0,564 v/v di zona Z3, *Tidal Channel*). Variasi ini menyebabkan banyak formasi dikategorikan sebagai *shaly* menurut klasifikasi Koeseomadinata, namun keberadaan lapisan *Clean* dengan V_{sh} yang sangat minim (misalnya 0,027 v/v pada *Distributary Channel* di Z4) mengindikasikan potensi batuan reservoir yang sangat baik dari segi kandungan lempungnya. Dalam hal kapasitas penyimpanan fluida, porositas efektif (PHIE) Sumur P-2 juga menunjukkan rentang mulai dari 0,093 v/v (Zona Z3, *Tidal Channel*) yang dikategorikan buruk, hingga mencapai 0,284 v/v (Zona Z3, *Distributary*

Channel) yang tergolong istimewa. Lapisan-lapisan dengan porositas sangat baik hingga istimewa terutama pada fasies *Distributary Channel* mengindikasikan kapasitas penyimpanan fluida yang optimal. Meskipun demikian, data saturasi air (SW) yang berkisar antara 0,181 v/v hingga 1,000 v/v disertai dengan konsistennya indikasi *water* di seluruh interval menunjukkan bahwa reservoir ini tidak menampung hidrokarbon dalam jumlah komersial, meskipun secara intrinsik mampu menyimpan fluida. Nilai permeabilitas juga sangat bervariasi mulai terendah pada 0,531 mD (Zona Z3, *Tidal Channel*) yang termasuk kategori ketat, sedangkan nilai tertinggi mencapai 34,883 mD (Zona Z3, *Distributary Channel*) yang diklasifikasikan sebagai baik. Banyak fasies seperti *Levee* dan *Crevasse Splay* menunjukkan permeabilitas rendah yang dapat membatasi produktivitas. Sebaliknya, fasies *Distributary Channel* secara konsisten menunjukkan permeabilitas yang sangat baik mengindikasikan jalur aliran fluida yang efisien. Secara spesifik, asosiasi fasies pengendapan yang ditemukan di Sumur P-2 – meliputi *Levee*, *Crevasse Splay*, *Tidal Channel*, *Mouth Bar*, dan *Distributary Channel* yang memiliki kontrol kuat terhadap kualitas reservoir. Fasies *Distributary Channel* dominan sebagai fasies dengan properti reservoir terbaik, ditandai dengan *Vsh* yang rendah (*Clean*), *PHIE* dengan kategori istimewa, dan permeabilitas yang baik. Sementara itu, fasies *Mouth Bar* juga menunjukkan kualitas yang umumnya baik, dan fasies *Levee* serta *Crevasse Splay* cenderung memiliki kualitas reservoir yang lebih rendah. Meskipun secara geologis dan petrofisik Sumur P-2 memiliki zona-zona dengan kualitas reservoir yang sangat prospektif, dominasi saturasi air di seluruh interval menunjukkan bahwa hidrokarbon tidak terakumulasi dalam jumlah yang signifikan pada kedalaman yang dianalisis oleh sumur ini.

Tabel 2. Summary Karakteristik Reservoir Sumur P-2

Zona	Top (ft)	Bottom (ft)	Fasies	Tebal (m)	V _{sh} (v/v)	PHIE (v/v)	SW (v/v)	Perm. (mD)	Fluida
Z5	4384.28	4386.59	<i>Levee</i>	0.69	0.264	0.184	0.953	6.966	<i>Water</i>
	4408.35	4409.86	<i>Crevasse Splay</i>	0.45	0.305	0.146	0.907	2.356	<i>Water</i>
	4412.98	4414.95	<i>Crevasse Splay</i>	0.59	0.399	0.139	0.181	2.615	<i>Water</i>
	4419.93	4423.98	<i>Crevasse Splay</i>	1.21	0.140	0.190	0.985	7.160	<i>Water</i>
	4426.52	4429.07	<i>Crevasse Splay</i>	0.76	0.178	0.215	0.988	13.412	<i>Water</i>
	4456.73	4464.02	<i>Tidal Channel</i>	2.19	0.124	0.245	0.983	23.136	<i>Water</i>
Z4	4481.50	4485.09	<i>Mouth Bar</i>	1.08	0.282	0.177	0.968	5.494	<i>Water</i>
	4508.70	4511.71	<i>Mouth Bar</i>	0.90	0.282	0.142	1.000	2.139	<i>Water</i>
	4525.94	4528.84	<i>Mouth Bar</i>	0.87	0.392	0.116	0.990	1.001	<i>Water</i>
	4540.76	4544.69	<i>Mouth Bar</i>	1.18	0.230	0.219	0.966	17.558	<i>Water</i>
	4554.07	4555.81	<i>Mouth Bar</i>	0.52	0.126	0.197	1.000	8.209	<i>Water</i>
	4566.34	4568.31	<i>Mouth Bar</i>	0.59	0.230	0.153	1.000	2.585	<i>Water</i>
	4577.45	4580.81	<i>Mouth Bar</i>	1.01	0.311	0.173	0.997	4.406	<i>Water</i>
	4590.99	4593.07	<i>Mouth Bar</i>	0.62	0.206	0.210	0.996	9.746	<i>Water</i>
	4629.76	4631.15	<i>Mouth Bar</i>	0.42	0.285	0.150	1.000	2.074	<i>Water</i>
	4637.87	4642.84	<i>Mouth Bar</i>	1.49	0.144	0.190	0.997	7.772	<i>Water</i>
	4672.36	4673.86	<i>Levee</i>	0.45	0.418	0.161	0.933	3.988	<i>Water</i>
	4719.69	4721.78	<i>Levee</i>	0.63	0.241	0.158	0.973	3.577	<i>Water</i>
	4734.16	4745.16	<i>Distributary Channel</i>	3.30	0.027	0.262	1.000	27.546	<i>Water</i>
	4746.31	4749.21	<i>Distributary Channel</i>	0.87	0.095	0.232	1.000	17.334	<i>Water</i>
	4750.25	4754.76	<i>Distributary Channel</i>	1.35	0.093	0.210	1.000	9.739	<i>Water</i>
	4755.46	4758.93	<i>Distributary Channel</i>	1.04	0.120	0.240	0.994	20.937	<i>Water</i>
Z3	4773.51	4776.64	<i>Mouth Bar</i>	0.94	0.243	0.224	0.980	18.537	<i>Water</i>
	4800.60	4806.15	<i>Mouth Bar</i>	1.66	0.518	0.115	0.942	0.774	<i>Water</i>
	4840.41	4841.80	<i>Levee</i>	0.42	0.505	0.125	0.876	1.202	<i>Water</i>
	4843.07	4848.28	<i>Levee</i>	1.56	0.341	0.189	0.963	7.399	<i>Water</i>
	4851.41	4852.68	<i>Levee</i>	0.38	0.521	0.106	0.843	0.637	<i>Water</i>
	4858.12	4859.97	<i>Levee</i>	0.56	0.546	0.113	0.815	1.046	<i>Water</i>
	4888.65	4891.80	<i>Tidal Channel</i>	0.95	0.245	0.222	0.932	15.664	<i>Water</i>
	4893.88	4896.89	<i>Tidal Channel</i>	0.90	0.564	0.093	0.799	0.531	<i>Water</i>

Zona	Top (ft)	Bottom (ft)	Fasies	Tebal (m)	V _{sh} (v/v)	PHIE (v/v)	SW (v/v)	Perm. (mD)	Fluida
	4898.63	4909.74	<i>Tidal Channel</i>	3.33	0.143	0.243	0.932	25.822	Water
	4930.46	4933.24	<i>Mouth Bar</i>	0.83	0.492	0.146	0.727	4.443	Water
	4944.00	4946.20	<i>Mouth Bar</i>	0.66	0.359	0.128	0.882	1.357	Water
	4967.61	4969.93	<i>Mouth Bar</i>	0.70	0.528	0.098	0.769	0.869	Water
	4981.62	4999.67	<i>Distributary Channel</i>	5.42	0.055	0.284	0.814	54.683	Water
Z2	5002.91	5018.31	<i>Distributary Channel</i>	4.62	0.154	0.240	0.925	25.530	Water
	5029.76	5031.50	<i>Crevasse Splay</i>	0.52	0.377	0.120	0.928	0.897	Water
	5049.79	5059.16	<i>Crevasse Splay</i>	2.81	0.392	0.144	0.764	3.352	Water
	5092.36	5133.47	<i>Distributary Channel</i>	12.33	0.251	0.198	0.859	14.216	Water
Z1	5136.36	5138.21	<i>Crevasse Splay</i>	0.56	0.016	0.257	0.999	22.383	Water

Sumur P-3 menunjukkan karakteristik reservoir yang bervariasi dengan nilai V_{sh} berkisar antara 0,000 hingga 0,440 v/v yang mengindikasikan adanya lapisan yang sangat bersih (V_{sh} mendekati 0) hingga formasi yang relatif *shaly*, meskipun secara keseluruhan formasi dapat didominasi oleh kandungan shale. Nilai porositas efektif (PHIE) yang baik dengan nilai antara 0,080 hingga 0,263 v/v, yang termasuk dalam kategori cukup hingga istimewa. Namun, data saturasi air (Sw) menunjukkan nilai yang tinggi, berkisar dari 0,685 hingga 1,000 v/v yang mengindikasikan bahwa sebagian besar atau seluruh zona di sumur P-3 terisi oleh air. Nilai permeabilitas sumur P-3 juga sangat heterogen, mulai dari 0,233 mD yang dianggap ketat hingga mencapai 26,653 mD yang dikategorikan baik. Variasi yang signifikan ini menunjukkan adanya jalur migrasi yang sangat terbatas hingga sangat baik di dalam formasi. Keragaman sifat petrofisik ini sangat terkait erat dengan asosiasi fasies pengendapan yang ditemukan di sumur P-3. Fasies-fasies seperti *distributary channel*, *levee*, *crevasse splay*, dan *tidal channel* mengindikasikan lingkungan *lower delta plain*, sementara fasies *mouth bar* menunjukkan lingkungan *delta front*. Keberadaan fasies *channel* biasanya berkorelasi dengan kualitas reservoir yang lebih baik (porositas dan permeabilitas tinggi), namun dengan dominasi saturasi air yang tinggi di seluruh interval, sumur P-3 ini teridentifikasi sebagai formasi yang utamanya mengandung air.

Tabel 3. Summary Karakteristik Reservoir Sumur P-3

Zona	Top (ft)	Bottom (ft)	Fasies	Tebal (m)	V _{Sh} (v/v)	PHIE (v/v)	SW (v/v)	Perm. (mD)	Fluida
Z5	4396.78	4399.21	<i>Tidal Channel</i>	0.73	0.278	0.149	0.950	2.535	Water
	4409.74	4412.63	<i>Mouth Bar</i>	0.87	0.047	0.254	0.961	26.529	Water
	4414.83	4420.74	<i>Mouth Bar</i>	1.77	0.081	0.214	0.992	11.035	Water
	4572.13	4579.19	<i>Mouth Bar</i>	2.12	0.036	0.202	1.000	9.554	Water
Z4	4581.50	4586.13	<i>Mouth Bar</i>	1.39	0.241	0.173	0.940	4.729	Water
	4592.26	4599.67	<i>Mouth Bar</i>	2.22	0.231	0.157	0.859	4.910	Water
	4602.22	4607.77	<i>Mouth Bar</i>	1.67	0.058	0.241	0.980	19.665	Water
	4644.12	4646.66	<i>Tidal Channel</i>	0.76	0.375	0.107	0.805	0.724	Water
	4650.02	4651.99	<i>Tidal Channel</i>	0.59	0.425	0.125	0.739	1.705	Water
	4657.89	4661.13	<i>Tidal Channel</i>	0.97	0.440	0.080	0.795	0.233	Water
	4702.10	4724.67	<i>Tidal Channel</i>	6.77	0.379	0.137	0.761	5.051	Water
	4740.76	4757.19	<i>Tidal Channel</i>	4.93	0.325	0.130	0.895	2.861	Water
	4760.09	4765.30	<i>Tidal Channel</i>	1.56	0.289	0.140	0.921	2.530	Water
	4776.18	4786.36	<i>Distributary Channel</i>	3.05	0.055	0.234	0.990	18.448	Water
	4807.19	4809.39	<i>Crevasse Splay</i>	0.66	0.421	0.100	0.685	0.905	Water
Z3	4817.50	4824.21	<i>Crevasse Splay</i>	2.01	0.352	0.107	0.772	1.081	Water
	4895.85	4938.91	<i>Distributary Channel</i>	12.92	0.091	0.241	0.957	19.572	HC
Z2	4968.65	4972.01	<i>Delta Front</i>	1.01	0.106	0.243	0.935	22.959	HC
	5074.67	5079.76	<i>Distributary Channel</i>	1.53	0.025	0.263	1.000	26.653	Water
Z1	5156.50	5158.12	<i>Levee</i>	0.49	0.070	0.177	0.993	4.478	Water
	5164.02	5166.22	<i>Levee</i>	0.66	0.000	0.207	1.000	8.345	Water

Berdasarkan hasil analisis elektrofases, teridentifikasi berbagai asosiasi fasies pengendapan yang mencakup *tributary channel*, *levee*, *crevasse splay*, *tidal channel*, dan *mouth bar*. Untuk memahami karakteristik reservoir yang berbeda dari asosiasi fasies ini, asosiasi tersebut kemudian dikelompokkan menjadi dua kategori utama yaitu *sand channel* dan *sand bar*. Hasil analisis komparatif terhadap rata-rata properti reservoir menunjukkan perbedaan kualitas yang signifikan antara keduanya. *Sand channel* memiliki volume shale (Vsh) rata-rata 0,196 v/v, yang mengindikasikan kondisi *shaly* namun dengan porositas efektif yang sangat baik (rata-rata 0,205 v/v) dan permeabilitas yang baik (rata-rata 24,724 mD). Di sisi lain, *sand bar* memiliki volume shale yang sedikit lebih tinggi, yaitu 0,245 v/v, dengan porositas efektif rata-rata 0,174 v/v yang tergolong baik, dan permeabilitas rata-rata 8,08 mD yang berada pada kategori cukup. Dari perbandingan ini, dapat disimpulkan bahwa *sand channel* memiliki karakteristik reservoir yang secara kualitatif lebih unggul dibandingkan dengan *sand bar*, terutama dalam hal porositas dan permeabilitas.

Tabel 4. Rata-Rata Reservoir Properties *Sand Channel* dan *Sand Bar*

Fasies	V _{sh} (v/v)	PHIE (v/v)	Perm. (mD)
<i>Sand Channel</i>	0.196	0.205	24.724
<i>Sand Bar</i>	0.245	0.174	8.08

PENUTUP

Simpulan dan Saran

Berdasarkan hasil analisis elektrofases dan petrofisika yang dilakukan pada daerah penelitian, dapat disimpulkan bahwa lingkungan pengendapan utama terdiri atas *Lower Delta Plain* hingga *Delta Front*. Fasies pengendapan pada zona *Lower Delta Plain* terdapat *tributary channel*, *crevasse splay*, *levee*, dan *tidal channel*, sedangkan pada zona *Delta Front* teridentifikasi fasies *mouth bar*. Analisis petrofisika menunjukkan bahwa *sand channel* memiliki kualitas reservoir yang lebih baik dibandingkan dengan *sand bar*. Hal ini ditunjukkan oleh nilai porositas efektif dan permeabilitas yang lebih tinggi pada *sand channel*. Dari kelima zona yang dianalisis, Zona 4 memiliki karakteristik reservoir terbaik, dengan porositas efektif pada *sand bar* sebesar 0,177 v/v (baik) dan permeabilitas 9,645 mD (cukup). Sementara pada *sand channel*, Zona 4 menunjukkan porositas efektif rata-rata 0,182 v/v (baik) dan permeabilitas 26,467 mD (baik). Dengan demikian, Zona 4 khususnya pada fasies *sand channel*, memiliki potensi sebagai zona prospek yang menjanjikan dalam aspek reservoir.

Untuk menunjang hasil penelitian ini dan memperoleh pemahaman yang lebih komprehensif terhadap karakter elektrofases dan kualitas reservoir, disarankan agar dilakukan penelitian lanjutan dengan pendekatan yang lebih detail. Penambahan data SCAL (*Special Core Analysis Laboratory*) sangat penting untuk mendapatkan parameter petrofisika lanjutan seperti tekanan kapiler, kelengasan batuan (*wettability*), dan permeabilitas relatif yang berperan penting dalam evaluasi produktivitas reservoir. Selain itu, pengambilan sampel batuan inti dan analisis laboratorium diperlukan untuk mengkonfirmasi interpretasi fasies dan litologi berdasarkan log sumur. Integrasi data seismik dua atau tiga dimensi juga disarankan guna mengidentifikasi geometri dan kontinuitas fasies secara lateral, serta memahami kontrol struktur geologi terhadap distribusi reservoir. Penelitian lanjutan ini akan sangat berguna dalam menguatkan hasil interpretasi serta meningkatkan akurasi pemodelan geologi dan estimasi potensi hidrokarbon di wilayah penelitian.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis menyampaikan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada Program Studi Geologi, Sekolah Tinggi Teknologi Migas Balikpapan atas dukungan, bimbingan, dan fasilitas yang telah diberikan

selama proses penelitian ini berlangsung. Terima kasih juga disampaikan kepada seluruh dosen dan staf akademik yang telah memberikan arahan, serta kepada rekan-rekan mahasiswa yang turut membantu dalam pengumpulan dan analisis data. Penulis juga menghargai pihak-pihak lain yang tidak dapat disebutkan satu per satu atas kontribusinya dalam kelancaran penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Bachtiar, A., Heru, N.D.W., Azzaino, Z., Utomo, W., Krisyuniyanto, A., Sani, M. (2013), "Surface data re-evaluation, Eocene source rock potential and hydrocarbon seepage, and Eocene sand reservoir prospectivity in West Sangatta, Northern Kutai Basin". *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association*, 37th Annual Convention and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 15–17 Mei 2013.
- Bates, J. A. (1996), "Overpressuring in the Kutei Basin: distribution, origins and implications for the petroleum system", *Proceedings Indonesian Petroleum Association*, 25th Anniversary Convention, 93-115.
- Battu, D.P., Jamaluddin, Ryka, H. (2023). "Studi Asal Sedimen Lempung Kota Balikpapan Berdasarkan Data Geokimia", *Justek: Jurnal Sains dan Teknologi*, Vol. 6, No. 4, hal. 462-469.
- Cibaj, I., Lambert, B., Ashari, U., Giriansyah, B., Schulbaum, L., Imbert, P., Cordelier, dan Philippe (2014). "Sedimentology and Stratigraphic Stacking Patterns of the Peciko Field Main Zone, Lower Kutei Basin, East Kalimantan, Indonesia", *Proceedings Indonesian Petroleum Association*, 38th Annual Convention and Exhibition, May 2014.
- Dwiantoro, M., dan Sundoyo (2018). "Litotipe, Petrografi, dan Komposisi Kimia Batubara Formasi Pulubalang dan Balikpapan sebagai Data Pendukung Potensi Hidrokarbon, Cekungan Kutai, Kalimantan Timur". *Jurnal Teknologi Mineral FT UNMUL*, Vol. 6, No. 1, hal. 1–10. <http://dx.doi.org/10.30872/jtm.v6i1.1383>
- Jamaluddin, Wagreich, M., Gier S, Schöpfer K, Battu D.P. (2023). "Sedimentary Environments and Paleoclimate Control of the Middle Miocene Balikpapan Group, Lower Kutai Basin (Indonesia): Implications for Evaluation of the Hydrocarbon Potential", *Minerals*. Vol. 13; No. 10.
- Jamaluddin, Rahmawati, D., Maria. (2024). "Analisis Lingkungan Pengendapan dan Karakteristik Material Organik Daerah Air Putih, Kota Samarinda, Indonesia", *Jurnal Geosains dan Teknologi*. Vol. 6, No. 3, hal 203-214.
- Jamaluddin, Schöpfer, K., Wagreich, M., Maria, Gier, S., Fathy, D. (2024). "Effect of Depositional Environment and Climate on Organic Matter Enrichment in Sediments of the Upper Miocene—Pliocene Kampungbaru Formation, Lower Kutai Basin, Indonesia", *Geosciences*. Vol 14, No. 164. <https://doi.org/10.3390/geosciences14060164>.
- Jamaluddin, Pratikno, F. A., Taslim, A. I., & Kaunang, I. (2025). "Karakteristik maseral dan peringkat batubara daerah Balikpapan Selatan berdasarkan analisis petrografi organik", *Geosains Kutai Basin*, Vol. 8, No. 1, hal. 10–15.
- McClay, K., Dooley, T., Ferguson, A., dan Poblet, J. (2000). "Tectonic evolution of the Sanga-Sanga Block, Mahakam Delta, Kalimantan, Indonesia", *AAPG Bulletin*, Vol. 84, hal. 765 -786.
- Nugroho, B., Guritno, E., Mustapha, E., Darmawan, W., Subekti, A., Davis, C. (2016), "Post rift oligocene marine source rock, a new petroleum system in Greater Bangkanai, Upper Kutai, Indonesia". *Proceeding International Petroleum Technology Conference*, hal. 1-15.
- Paterson, D.W., Bachtiar, A., Bates, J. A., Moon, J.A., Surdam, R.C., (1997), "Petroleum system of the Kutei Basin, Kalimantan, Indonesia". *Proceedings of Petroleum Systems of SE Asia and Australasia Conference, Indonesian Petroleum Association*, hal. 709–726.
- Permana, A.K., Sendjadja, Y.A., Panggabean, H., dan Fauxely, L. (2018), "Depositional Environment and Source Rocks Potential of the Miocene Organic-Rich Sediments, Balikpapan Formation, East Kutai Sub-Basin, Kalimantan", *Journal of Geology and Mineral Resources*. Vol. 9, No. 3, hal 171-186.
- Ramdhan, A. M. dan Goult, N. R. (2011), "Overpressure and mudrock compaction in the Lower Kutai Basin, Indonesia: A radical reappraisal", *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin* October 2011, 1725-1744.