



Bulletin of Scientific Contribution GEOLOGY

Fakultas Teknik Geologi
UNIVERSITAS PADJADJARAN

homepage: <http://jurnal.unpad.ac.id/bsc>
p-ISSN: 1693-4873; e-ISSN: 2541-514X



Volume XX, No.XX
Bulan 20XX

KARAKTERISTIK RESERVOIR DAN ASOSIASI FASIES PADA BATUPASIR BERUMUR MIOSEN AWAL, LAPANGAN "ARUTALA", CEKUNGAN SUMATRA TENGAH

Dias Dwi Aprilia^{1*}, Ildrem Syafri¹, Nanda Natasia¹, Rezalita Junalia², Febrina Ari Restuti²

¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran

²Pertamina Hulu Rokan

*Korespondensi: diasdwiaprilia@gmail.com

ABSTRACT

Early Miocene Sandstone is one of the major hydrocarbon reservoirs in the Central Sumatra Basin, deposited within a tide-dominated deltaic system and characterized by significant heterogeneity resulting from facies variations. This study aims to identify lithofacies, determine depositional facies, and evaluate the petrophysical characteristics of the Early Miocene sandstone in the "Arutala" Field. The analysis was conducted using data from 15 wells, including gamma ray, resistivity, density, and neutron logs, as well as core, sidewall core (SWC), and stratigraphic marker data. Lithofacies and depositional facies were interpreted through the integration of gamma ray log patterns, density-neutron responses, and electrofacies analysis, while petrophysical evaluation included the calculation of shale volume (Vsh), effective porosity (PHIE), water saturation (Sw), and permeability. The results indicate that the Early Miocene sandstone consists of four main lithofacies: Interbedded Shale (SHI), Interbedded Shale and Sandstone (SHSI), Massive Sandstone (MS), and Fining Upward Sandstone to Shale (FSSH), which were interpreted as tidal mud flat, tidal mixed flat, and distributary channel deposits within a tide-dominated deltaic system. Petrophysical analysis shows Vsh values ranging from 0.13 to 1.00 v/v, with variations in PHIE, Sw, and permeability reflecting reservoir heterogeneity. Based on cut-off criteria of $Vsh \leq 0.68$, $PHIE \geq 0.10$, and $Sw \leq 0.80$, a total net pay thickness of 20 ft was identified. The MS facies exhibits average values of 35.3% Vsh, 21.6% PHIE, and 68.1% Sw, with a net pay thickness of 8.5 ft, while the FSSH facies shows average values of 27.2% Vsh, 21.0% PHIE, and 75.5% Sw, with a net pay thickness of 11.5 ft. Both facies are interpreted as distributary channel deposits and represent the best reservoir quality within the study area. In contrast, the SHI facies deposited in a tidal mud flat setting exhibits relatively poor reservoir quality due to its high shale content, whereas the SHSI facies deposited in a tidal mixed flat environment displays more variable reservoir properties. These findings indicate that reservoir distribution and quality within the Early Miocene sandstone are strongly controlled by depositional facies variations, with distributary channel deposits constituting the most prospective reservoir zones for hydrocarbon development.

Keywords: Early Miocene, petrophysics, lithofacies, depositional facies, distributary channel, hydrocarbon reservoir.

ABSTRAK

Batupasir berumur Miosen Awal merupakan salah satu reservoir hidrokarbon penting di Cekungan Sumatra Tengah yang berkembang dalam sistem delta yang dipengaruhi oleh proses pasang-surut dan memiliki tingkat heterogenitas yang tinggi akibat variasi fasies pengendapan. Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi litofasies, menentukan fasies pengendapan, serta mengevaluasi karakteristik petrofisika reservoir interval batupasir berumur Miosen Awal pada Lapangan "Arutala". Analisis dilakukan menggunakan data 15 sumur, yang terdiri atas log gamma ray, resistivitas, densitas, neutron, data *core*, *sidewall core* (SWC), dan marker stratigrafi. Interpretasi litofasies dan fasies pengendapan dilakukan melalui integrasi pola log gamma ray, log densitas-neutron, dan elektrofisies, sedangkan evaluasi petrofisika meliputi perhitungan *volume shale* (Vsh), porositas efektif (PHIE), saturasi air (Sw), dan permeabilitas. Hasil penelitian menunjukkan bahwa Batupasir berumur Miosen Awal tersusun atas empat litofasies utama, yaitu *Interbedded Shale* (SHI), *Interbedded Shale and Sandstone* (SHSI), *Massive Sandstone* (MS), dan *Fining Upward Sandstone to Shale*

(FSSH), yang diinterpretasikan sebagai endapan *tidal mud flat*, *tidal mixed flat*, dan *distributary channel* dalam sistem delta yang dipengaruhi proses pasang-surut. Nilai Vsh berkisar antara 0,13–1,00 v/v dengan variasi nilai PHIE, Sw, dan permeabilitas yang mencerminkan heterogenitas reservoir. Berdasarkan kriteria *cut-off* berupa $Vsh \leq 0,68$, $PHIE \geq 0,10$, dan $Sw \leq 0,80$, diperoleh total *net pay* sebesar 20 ft. Fasies MS memiliki rata-rata Vsh 35,3%, PHIE 21,6%, dan Sw 68,1% dengan *net pay* 8,5 ft, sedangkan fasies FSSH memiliki rata-rata Vsh 27,2%, PHIE 21,0%, dan Sw 75,5% dengan *net pay* 11,5 ft. Kedua fasies tersebut diinterpretasikan sebagai endapan *distributary channel* dan menunjukkan kualitas reservoir terbaik dibandingkan fasies lainnya. Sebaliknya, fasies SHI pada lingkungan *tidal mud flat* memiliki kualitas reservoir yang relatif rendah akibat dominasi material halus dan tingginya kandungan serpih, sementara fasies SHSI pada lingkungan *tidal mixed flat* menunjukkan kualitas reservoir yang lebih bervariasi. Hasil penelitian menunjukkan bahwa distribusi dan kualitas reservoir pada Batupasir berumur Miosen Awal dikontrol oleh variasi fasies pengendapan, dengan endapan *distributary channel* dalam sistem delta yang dipengaruhi pasang-surut berkembang sebagai zona reservoir utama yang prospektif untuk pengembangan hidrokarbon.

Kata Kunci: Batupasir, petrofisika, litofasies, fasies pengendapan, *distributary channel*, reservoir.

PENDAHULUAN

Lapangan "Arutala" merupakan salah satu lapangan minyak dan gas bumi di Cekungan Sumatera Tengah dengan target reservoir salah satunya pada interval batupasir berumur Miosen Awal yang termasuk dalam Kelompok Sihapas. Interval tersebut tersusun atas batupasir dengan sisipan serpih dan batulanau yang diendapkan pada lingkungan *fluvio-deltaic* (Yulihanto dkk., 1995). Variasi lingkungan pengendapan tersebut menghasilkan heterogenitas fasies yang berpengaruh terhadap distribusi sifat petrofisika reservoir, seperti porositas dan permeabilitas (Doust & Noble, 2008).

Penelitian terdahulu pada reservoir Kelompok Sihapas di Cekungan Sumatera Tengah menunjukkan bahwa karakteristik reservoir berkaitan erat dengan variasi fasies dan lingkungan pengendapan. Natasia dkk. (2017) mengidentifikasi asosiasi fasies pada Formasi Menggala dan menginterpretasikan perkembangannya pada lingkungan delta plain hingga delta front. Penelitian yang lebih baru pada Formasi Menggala di Lapangan "Mangga Selasih" mengintegrasikan litofasies, elektrofases, parameter petrofisika, dan fasies pengendapan untuk menghubungkan kualitas reservoir dengan elemen fasies (Putri dkk., 2025). Pendekatan tersebut menunjukkan pentingnya integrasi karakteristik petrofisika dan fasies dalam evaluasi heterogenitas reservoir pada Cekungan Sumatera Tengah.

Karakterisasi reservoir umumnya dilakukan melalui analisis petrofisika menggunakan data log sumur untuk menentukan litologi, porositas, dan saturasi fluida (Asquith & Krygowski, 2004). Namun, pada reservoir *fluvio-deltaic* yang heterogen, analisis petrofisika secara mandiri sering kali belum mampu menggambarkan distribusi fasies secara optimal. Oleh karena itu, diperlukan integrasi dengan analisis elektrofases untuk

mengelompokkan batuan berdasarkan kesamaan respons log dan menginterpretasikan lingkungan pengendapan (Rider & Kennedy, 2011). Penelitian ini bertujuan mengidentifikasi litofasies dan elektrofases serta mengevaluasi kualitas reservoir pada batupasir berumur Miosen Awal di Lapangan "Arutala". Hasil penelitian diharapkan dapat meningkatkan pemahaman mengenai distribusi fasies dan kualitas reservoir sebagai dasar dalam kegiatan eksplorasi dan pengembangan hidrokarbon.

TINJAUAN PUSTAKA

Kondisi Geologi Lapangan "Arutala"

Lapangan "Arutala" terletak di Cekungan Sumatera Tengah dan secara struktural berada pada wilayah Aman Graben. Aman Graben merupakan salah satu depresi struktural utama yang terbentuk selama fase ekstensional Eosen–Oligosen dan berperan penting dalam mengontrol perkembangan cekungan serta distribusi sedimen. Menurut Williams dan Eubank (1995), Aman Graben tersusun atas dua kompartemen utama berorientasi utara–selatan yang dihubungkan oleh zona akomodasi berarah barat laut–tenggara. Pada bagian selatan, orientasi graben berubah menjadi barat laut–tenggara akibat pengaruh zona akomodasi.

Secara stratigrafi, urutan batuan di Cekungan Sumatera Tengah dari tua ke muda terdiri atas *basement*, Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Petani, dan Formasi Minas (Eubank & Makki, 1981). Kelompok Pematang diendapkan pada lingkungan lakustrin hingga fluvial selama Eosen–Oligosen dan berperan sebagai batuan induk utama hidrokarbon. Di atasnya diendapkan Kelompok Sihapas secara tidak selaras pada Miosen Awal–Tengah yang merupakan reservoir utama hidrokarbon di cekungan ini.

Batupasir berumur Miosen Awal ini merupakan salah satu unit penyusun Kelompok Sihapas yang tersusun atas perselingan batupasir, serpih, dan batulanau. Interval ini diendapkan pada lingkungan delta hingga laut dangkal yang didominasi oleh proses pasang surut (*tide-dominated delta*) selama Miosen Awal-Tengah (Fardiansyah, 2017). Secara regional, Batupasir ini berkembang luas di Aman Graben dan daerah sekitarnya, serta berasosiasi dengan formasi yang berumur lebih muda sebagai bagian dari sistem pengendapan deltaik Kelompok Sihapas. Batupasir berumur miosen ini berperan sebagai reservoir utama hidrokarbon, sedangkan lapisan serpih yang menyertainya bertindak sebagai *regional seal* dalam sistem petroleum Cekungan Sumatra Tengah.

Parameter Petrofisika

Karakterisasi petrofisika reservoir didasarkan pada parameter *volume shale* (V_{sh}), porositas (Φ), saturasi air (S_w), serta permeabilitas (k) yang digunakan untuk mengevaluasi kualitas reservoir.

Volume Shale

Volume shale (V_{sh}) digunakan untuk menentukan proporsi *shale* dalam batuan (Asquith & Gibson, 1982). Kandungan *shale* berperan dalam mengontrol karakteristik reservoir karena dapat menurunkan porositas efektif dan permeabilitas serta mempengaruhi nilai resistivitas batuan.

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Persamaan 1 Volume Shale Metode Linear Gamma Ray

GR log = Gamma Ray Log Response (v/v)
GR min = Clean Sand Gamma Ray Log (v/v)
GR max = Shale Gamma Ray Log (v/v)

Porositas

Porositas (Φ) merupakan perbandingan antara volume ruang pori terhadap volume total batuan yang menunjukkan kapasitas batuan dalam menyimpan fluida. Harsono (1997) menyatakan bahwa porositas merupakan bagian dari volume total batuan yang tidak terisi material padat. Perhitungan porositas menggunakan log densitas menghasilkan nilai porositas total (PHIT). Perhitungan porositas total dilakukan menggunakan persamaan *density porosity* berdasarkan hubungan antara densitas bulk batuan, densitas matriks, dan densitas fluida (Schlumberger, 1989).

$$PHIT(\phi_D) = \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}}$$

Persamaan 2 Porositas Total metode Density Porosity

ρ_{ma} = Densitas matriks (g/c^3)

ρ_{log} = Densitas log (g/c^3)

ρ_{fl} = Densitas fluida (g/c^3)

$$PHIE = PHIT - VOL_{SH} * \phi_{WSH}$$

Persamaan 3 Porositas Efektif

PHIT = Porositas Total (v/v)

VOL SH = Shale Volume (v/v)

ϕ_{WSH} = Porositas Wet Shale (v/v)

$$PHIFF = PHIT - VSH * \phi_{SHD}$$

Persamaan 4 Porositas Free Fluid

PHIT = Porositas Total (v/v)

VSH = Volume Shale (v/v)

ϕ_{SHD} = Porositas Densitas Shale (v/v)

Saturasi Air

Saturasi air (S_w) merupakan fraksi volume pori yang terisi oleh air formasi terhadap total volume pori batuan reservoir (Asquith, 1982). Pada penelitian ini, nilai S_w dihitung menggunakan metode Simandoux yang umum diterapkan pada reservoir *shaly sand* karena mempertimbangkan pengaruh kandungan serpih terhadap respon resistivitas batuan.

$$SW = \frac{0.4 \times R_w}{\phi^2} \left[\sqrt{\frac{5\phi^2}{R_w R_t} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} - \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2} \right]$$

Persamaan 3 Saturasi Air Metode Simandoux

SW = Saturasi air (v/v)

R_w = Resistivitas air formasi (ohm.m)

R_t = Resistivitas total formasi (ohm.m)

R_{sh} = Resistivitas shale (ohm.m)

V_{sh} = Volume shale (v/v)

ϕ = Porositas Efektif (v/v)

Permeabilitas

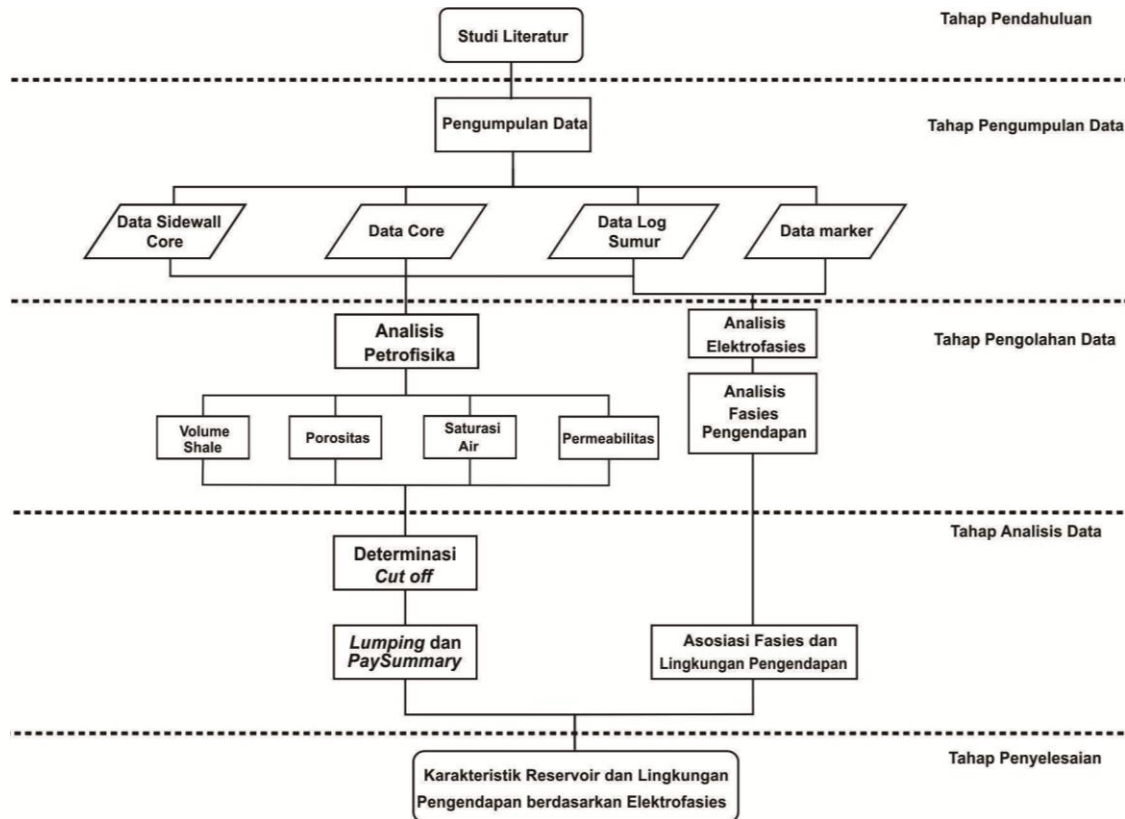
Permeabilitas (k) adalah parameter petrofisika yang menggambarkan kemampuan batuan reservoir dalam meloloskan fluida melalui sistem pori yang terkoneksi. Nilai permeabilitas dipengaruhi oleh ukuran, bentuk, dan tingkat keterhubungan pori dalam batuan (Koesoemadinata, 1980). Nilai permeabilitas dalam penelitian ini menggunakan metode *Multiple Linear Regression* (MLR). Metode ini mengestimasi permeabilitas berdasarkan hubungan linear antara permeabilitas batuan inti dengan volume serpih (V_{Shale}) dan porositas efektif (PHIE). Pada model yang dibangun, V_{Shale} dan PHIE berperan sebagai variabel bebas, sedangkan permeabilitas batuan inti menjadi variabel terikat.

METODE PENELITIAN

Metode yang digunakan pada penelitian ini adalah analisis kualitatif dan kuantitatif terhadap data sekunder yang diperoleh dari perusahaan, meliputi 15 sumur yang dilengkapi dengan data log sumur, 4 data core, 12 data sidewall core (SWC), dan marker formasi. Analisis kualitatif digunakan untuk mengidentifikasi litologi, litofasies, elektrofases, dan fasies pengendapan

berdasarkan respons log *gamma ray* (GR), log densitas-neutron (RHOB-NPHI), serta pola elektrofases. Analisis kuantitatif dilakukan untuk menentukan parameter petrofisika berupa *volume shale* (Vsh), porositas (Φ), saturasi air (S_w), dan permeabilitas (k). Volume shale dihitung menggunakan metode linear, porositas menggunakan metode *density porosity*,

saturasi air menggunakan persamaan Simandoux, sedangkan permeabilitas ditentukan berdasarkan hubungan empiris dengan data core. Hasil evaluasi petrofisika selanjutnya digunakan untuk mengidentifikasi zona reservoir dan mengkorelasikan karakteristik reservoir dengan elektrofases serta fasis pengendapan.



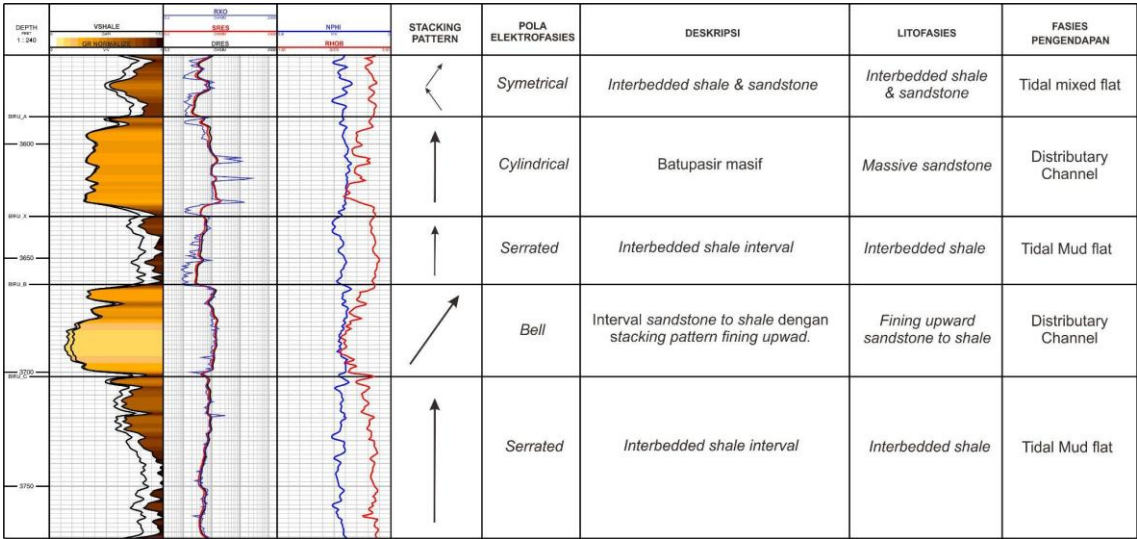
Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

HASIL PENELITIAN

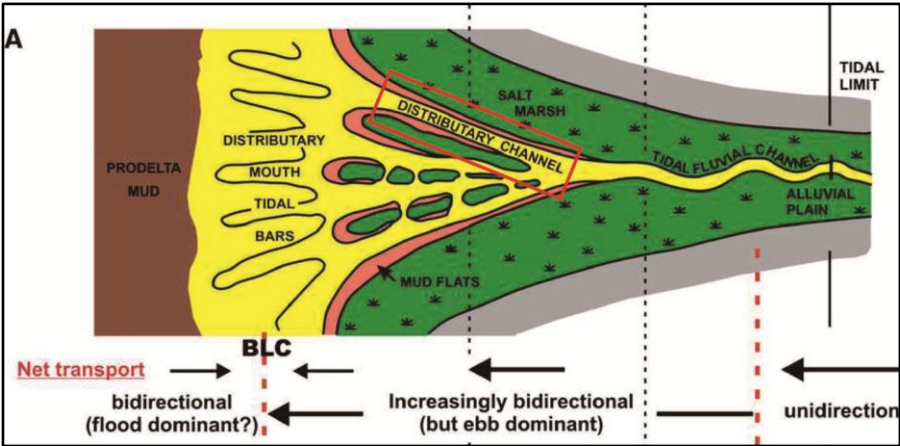
Fasies Pengendapan

Analisis fasies dan lingkungan pengendapan dilakukan melalui integrasi data well log, meliputi log *gamma ray* (GR) dan densitas-neutron (RHOB-NPHI), serta pola elektrofases pada sumur analisis. Data log petrofisika digunakan untuk mengidentifikasi karakteristik litologi, sedangkan pola elektrofases digunakan untuk menginterpretasikan motif dan suksesi pengendapan. Interpretasi fasies pengendapan mengacu pada model suksesi dan terminologi lingkungan delta yang didominasi pasang-surut (*tide-dominated*

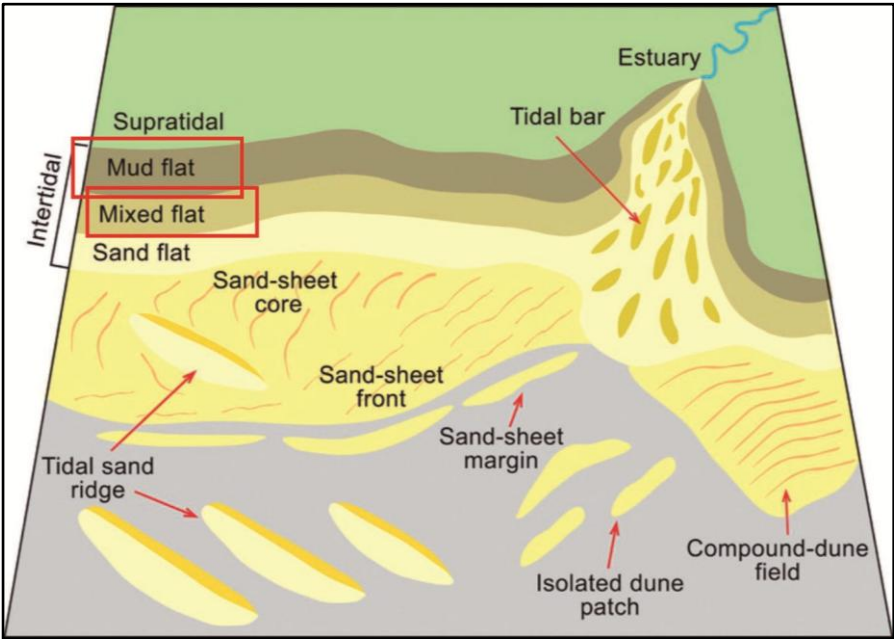
depositional system) menurut Dalrymple dan Choi (2007) (**Gambar 3**), serta karakteristik lingkungan transisi menurut Desjardins (2012) (**Gambar 4**). Interpretasi tersebut kemudian dibandingkan dengan penelitian terdahulu pada Kelompok Sihapas di Cekungan Sumatra Tengah. Natasia dkk. (2017) mengidentifikasi perkembangan asosiasi fasies pada Formasi Menggala yang berkaitan dengan lingkungan *delta plain* hingga *delta front*, sehingga menjadi pembanding regional terhadap interpretasi fasies pada penelitian ini. Hasil interpretasi fasies pengendapan pada interval penelitian ditunjukkan pada **Gambar 2**.



Gambar 2. Fasies Pengendapan pada interval penelitian



Gambar 3. Peta fasies skematik pada sistem delta yang didominasi pasang-surut (Dalrymple & Choi, 2007)



Gambar 4. Lingkungan sedimentasi dan distribusi sand body pada lingkungan transisi yang didominasi proses pasang-surut (Desjardins, 2012)

Keterangan:  = Hasil penelitian (*tributary channel, mud flat dan mixed flat*)

Fasies *Interbedded Shale (SHI)* - *Tidal Mud Flat*

Fasies SHI (*Interbedded Shale*) dicirikan oleh dominasi batuserpih dengan sisipan tipis batupasir, yang menunjukkan dominasi material berbutir halus. Respons log RHOB-NPHI memperlihatkan separasi yang relatif lebar seiring meningkatnya kandungan serpih, sedangkan nilai gamma ray umumnya tinggi dengan pola elektrofases *serrated*. Pola tersebut menunjukkan adanya variasi litologi secara vertikal yang mencerminkan perubahan relatif kandungan material halus dan pasir tipis (Rider & Kennedy, 2011). Dominasi batuserpih menunjukkan kondisi pengendapan dengan energi relatif rendah, sedangkan sisipan batupasir menunjukkan adanya suplai sedimen berbutir lebih kasar secara periodik. Kombinasi karakteristik litologi dan pola elektrofases tersebut mendukung interpretasi interval sebagai *tidal mud flat*, yaitu lingkungan intertidal yang didominasi oleh endapan serpih dalam sistem yang dipengaruhi oleh proses pasang-surut (Dalrymple & Choi, 2007).

Fasies *Interbedded Shale and Sandstone (SHSI)* - *Tidal Mixed Flat*

Fasies SHSI (*Interbedded Shale and Sandstone*) dicirikan oleh perselingan batupasir dan batuserpih dengan proporsi yang relatif lebih seimbang, sehingga menghasilkan karakter heterolitik yang lebih jelas dibandingkan fasies SHI. Respons log RHOB-NPHI memperlihatkan variasi separasi yang mengikuti perubahan litologi, sedangkan nilai gamma ray menunjukkan fluktuasi dengan pola elektrofases *symmetrical*. Pola tersebut mencerminkan perubahan relatif kandungan pasir dan serpih secara berulang dalam interval pengendapan (Rider & Kennedy, 2011). Kehadiran batupasir dan batuserpih dalam proporsi yang relatif seimbang menunjukkan perubahan kondisi pengendapan antara fase dengan suplai material pasir yang lebih tinggi dan fase dominasi pengendapan material halus. Kombinasi karakteristik litologi dan pola elektrofases tersebut mendukung interpretasi interval sebagai *tidal mixed flat*, yaitu lingkungan intertidal yang dicirikan oleh keberadaan endapan pasir dan serpih secara berselingan dalam sistem yang dipengaruhi oleh proses pasang-surut (Dalrymple & Choi, 2007).

Fasies *Massive Sandstone (MS)* - *Distributary Channel*

Fasies MS (*Massive Sandstone*) dicirikan oleh dominasi batupasir masif dan kandungan

serpih yang relatif rendah. Respons log RHOB-NPHI menunjukkan separasi yang cenderung menyempit, sedangkan nilai gamma ray relatif rendah dan memperlihatkan pola elektrofases *cylindrical*. Pola tersebut mengindikasikan pengendapan yang berlangsung secara relatif seragam dengan sedikit perubahan ukuran butir maupun kandungan serpih sepanjang interval (Rider & Kennedy, 2011). Dominasi batupasir dan rendahnya kandungan material halus menunjukkan karakter endapan yang relatif lebih bersih dibandingkan fasies lainnya. Kombinasi karakteristik litologi dan pola elektrofases mendukung interpretasi interval tersebut sebagai *tributary channel* dalam sistem delta yang dipengaruhi oleh proses pasang-surut (Dalrymple & Choi, 2007).

Fasies *Fining Upward Sandstone to Shale (FSSH)* - *Distributary Channel*

Fasies FSSH (*Fining Upward Sandstone to Shale*) dicirikan oleh perubahan litologi dari batupasir pada bagian bawah menjadi batuserpih pada bagian atas. Respons log RHOB-NPHI menunjukkan separasi yang cenderung melebar ke arah atas seiring meningkatnya kandungan serpih, sedangkan nilai gamma ray memperlihatkan pola elektrofases *bell*. Pola tersebut mencerminkan kecenderungan menghalus ke atas (*fining upward*), yang menunjukkan penurunan energi pengendapan secara bertahap selama proses sedimentasi (Rider & Kennedy, 2011). Perubahan dari endapan pasir menuju serpih mengindikasikan berkurangnya kemampuan arus dalam mengangkut sedimen berukuran kasar sehingga material yang lebih halus mulai terakumulasi. Kombinasi karakteristik litologi dan respons log tersebut mendukung interpretasi bahwa interval ini terdapat pada lingkungan *tributary channel* dalam sistem delta yang didominasi pasang-surut (*tide-dominated deltaic system*).

Analisis Petrofisika

Parameter petrofisika digunakan untuk mengidentifikasi kualitas reservoir serta persebaran zona prospektif pada daerah penelitian. Penggunaan parameter petrofisika untuk menentukan kualitas dan prospek reservoir juga telah diterapkan pada penelitian terdahulu di Cekungan Sumatra. Yuniardi dkk. (2022) menggunakan data well log untuk mengevaluasi karakteristik reservoir dan membedakan zona hidrokarbon berdasarkan variasi porositas dan saturasi air. Pendekatan tersebut menjadi

pembandingan dalam evaluasi Vsh, PHIE, Sw, dan permeabilitas pada penelitian ini.

Volume Shale

Hasil perhitungan menunjukkan bahwa nilai *volume shale* (Vsh) pada daerah penelitian berada pada rentang 0,13–1,00 v/v. Rata-rata nilai Vsh untuk masing-masing interval top marker disajikan pada **Tabel 1**.

Tabel 1. Rata-rata Vshale pada Setiap Marker

Top Marker	VSH (%)
Biru	74.6
Biru A	44.9
Biru X	91
Biru B	32.6
Biru C	84.2

Berdasarkan **Tabel 1**, rata-rata nilai Vsh terendah terdapat pada interval Biru B sebesar 32,6%, sedangkan nilai tertinggi terdapat pada interval Biru X sebesar 91,0%. Interval Biru B menunjukkan kandungan serpih yang relatif rendah sehingga mengindikasikan karakter batuan yang lebih bersih dibandingkan interval lainnya. Sebaliknya, tingginya nilai Vsh pada interval Biru X menunjukkan dominasi material serpih. Variasi kandungan serpih tersebut dapat memengaruhi kualitas reservoir, terutama terhadap kapasitas penyimpanan dan kemampuan batuan dalam mengalirkan fluida.

Porositas

Nilai porositas efektif (PHIE) pada sumur penelitian berkisar antara 0–27,3%, dengan rata-rata nilai porositas yang berbeda pada setiap interval top marker. Berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1980), kualitas porositas reservoir pada daerah penelitian bervariasi dari kategori diabaikan hingga sangat baik yang mencerminkan perbedaan kapasitas penyimpanan fluida antar zona reservoir.

Tabel 2. Rata-rata PHIE pada Setiap Marker

Top Marker	PHIE (%)	Klasifikasi
Biru	2,0	Diabaikan
Biru A	13,2	Cukup
Biru X	0	Diabaikan
Biru B	18,0	Baik
Biru C	5,0	Diabaikan

Berdasarkan **Tabel 2**, interval Biru B memiliki rata-rata PHIE tertinggi sebesar 18,0% dan termasuk dalam kategori baik. Nilai PHIE terendah terdapat pada interval Biru X sebesar 0% yang termasuk kategori diabaikan. Interval Biru A memiliki rata-rata PHIE sebesar 13,2% dan termasuk kategori cukup, sedangkan interval Biru dan Biru C masing-masing sebesar 2,0% dan 5,0% termasuk kategori diabaikan. Hasil tersebut menunjukkan bahwa interval Biru B memiliki

kapasitas penyimpanan fluida yang relatif lebih baik dibandingkan interval lainnya.

Saturasi Air

Nilai saturasi air (Sw) pada sumur penelitian berkisar antara 64–100%, dengan variasi nilai rata-rata yang berbeda pada setiap interval top marker. Perbedaan nilai saturasi air tersebut mencerminkan distribusi fluida dalam batuan reservoir, di mana interval dengan nilai Sw rendah mengindikasikan dominasi hidrokarbon, sedangkan nilai Sw yang tinggi menunjukkan dominasi air formasi.

Tabel 3. Rata-rata Saturasi Air pada Setiap Marker

Top Marker	SW (%)
Biru	99
Biru A	91
Biru X	100
Biru B	86
Biru C	98

Berdasarkan **Tabel 3**, interval Biru B memiliki rata-rata Sw terendah sebesar 86%, sedangkan interval Biru X memiliki nilai tertinggi sebesar 100%. Nilai Sw yang relatif lebih rendah pada Biru B menunjukkan proporsi air yang lebih rendah dibandingkan interval lainnya. Namun, nilai rata-rata Sw pada Biru B masih berada di atas kriteria *cut-off* $Sw \leq 0,80$ yang digunakan dalam penelitian ini. Kondisi tersebut menunjukkan bahwa nilai rata-rata pada suatu interval marker tidak secara langsung merepresentasikan karakteristik zona *net pay*, karena nilai rata-rata mencakup keseluruhan interval, termasuk bagian yang tidak memenuhi kriteria *cut-off*. Zona *net pay* ditentukan berdasarkan nilai petrofisika pada interval yang memenuhi seluruh kriteria *cut-off* secara simultan.

Permeabilitas

Nilai permeabilitas (k) pada sumur penelitian menunjukkan variasi yang signifikan dengan rentang nilai berkisar antara 0.172–2858 mD, dengan rata-rata yang berbeda pada setiap interval top marker. Perbedaan nilai permeabilitas tersebut mencerminkan kemampuan batuan dalam meloloskan fluida melalui konektivitas pori yang saling terhubung.

Tabel 4. Rata-rata Permeabilitas pada Setiap Marker

Top Marker	Permeabilitas (mD)
Biru	1,4
Biru A	99,5
Biru X	0,6
Biru B	455,4
Biru C	3,2

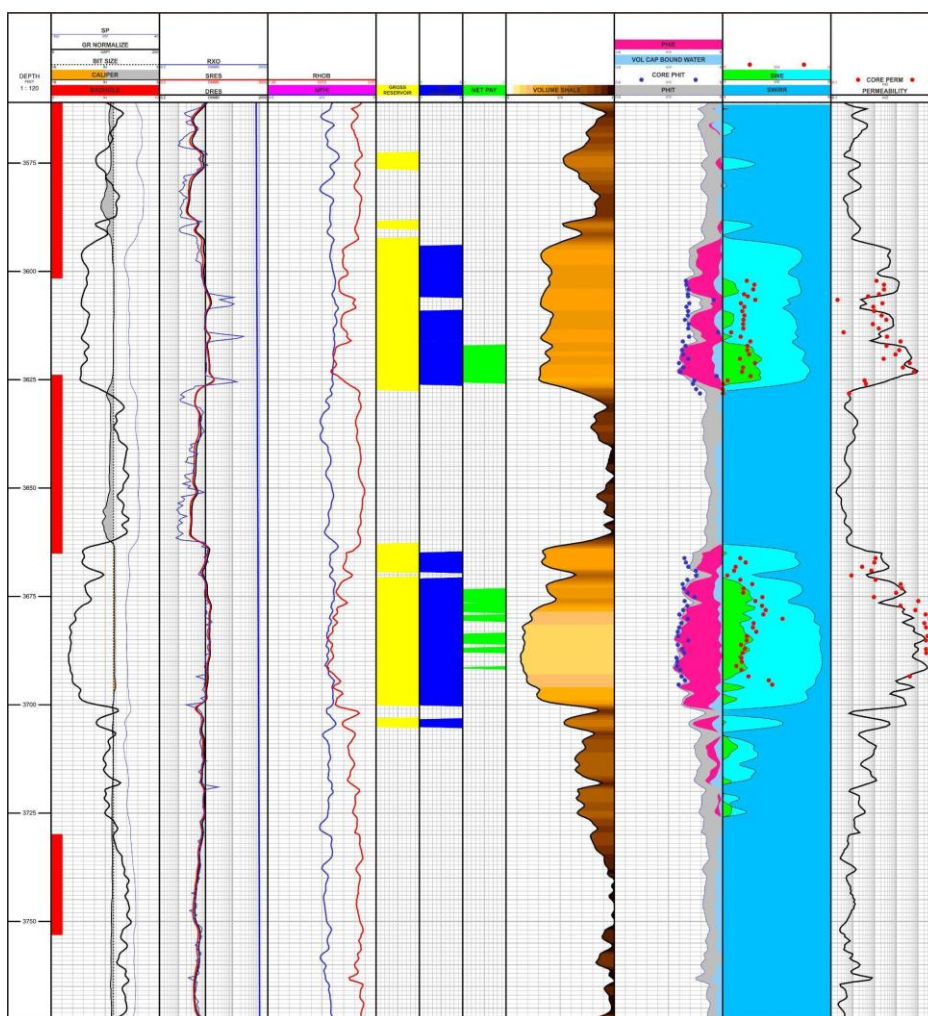
Berdasarkan Tabel 4, rata-rata permeabilitas tertinggi terdapat pada interval Biru B sebesar 455,4 mD, sedangkan nilai terendah terdapat pada interval Biru X sebesar 0,6 mD. Tingginya permeabilitas pada interval Biru B menunjukkan kemampuan batuan yang relatif lebih baik dalam mengalirkan fluida, sedangkan rendahnya permeabilitas pada Biru X menunjukkan kemampuan aliran fluida yang lebih terbatas. Secara keseluruhan, interval Biru B menunjukkan karakteristik reservoir yang relatif paling baik berdasarkan kombinasi nilai Vsh yang rendah, PHIE yang tinggi, Sw yang relatif rendah, dan permeabilitas yang tinggi.

Determinasi Cut off dan Lumping

Penentuan cut-off dilakukan untuk membedakan interval reservoir dan non-reservoir berdasarkan parameter volume shale (Vsh), porositas efektif (PHIE), dan saturasi air (Sw). Pendekatan penentuan zona reservoir berdasarkan parameter petrofisika juga digunakan dalam penelitian

Ibrahim dkk. (2023) menggunakan analisis petrofisika berbasis data well log dan core untuk menentukan zona produktif reservoir berdasarkan karakteristik petrofisika dan fasies. Pada penelitian ini, penentuan zona reservoir dilakukan menggunakan kombinasi *cut-off* Vsh, PHIE, dan Sw yang selanjutnya diintegrasikan melalui proses *lumping* untuk menentukan net pay. Kriteria *cut-off* yang digunakan pada penelitian ini yaitu $Vsh \leq 0,68$, $PHIE \geq 0,10$, dan $Sw \leq 0,8$. Interval yang memenuhi seluruh kriteria tersebut diklasifikasikan sebagai zona net pay, sedangkan interval yang tidak memenuhi kriteria dianggap sebagai non-reservoir.

Hasil *lumping* menunjukkan bahwa hanya interval tertentu yang berkontribusi terhadap pembentukan *net pay*, dengan total ketebalan *net pay* sebesar 20 ft. Hasil perhitungan petrofisika dan identifikasi interval yang memenuhi kriteria *cut-off* pada Sumur-15 Lapangan "Arutala" ditunjukkan pada **Gambar 5**.



Gambar 5. Hasil Perhitungan Petrofisika pada Sumur-15 Lapangan "Arutala"

Berdasarkan korelasi hasil *lumping* dengan interpretasi fasies pengendapan, interval BIRU_A diinterpretasikan dengan fasies *Massive Sandstone* (MS), sedangkan interval BIRU_B diinterpretasikan dengan fasies *Fining Upward Sandstone to Shale* (FSSH). Kedua interval tersebut merupakan zona *net*

pay yang berasosiasi dengan *distributary channel* dalam sistem delta yang dipengaruhi oleh proses pasang-surut. Interval yang ditandai dengan warna kuning pada **Tabel 5** menunjukkan zona *pay*, sedangkan interval yang tidak memenuhi kriteria *cut-off* tidak diperhitungkan dalam penentuan *net pay*.

Tabel 5. Tabulasi Hasil Lumping pada Sumur Penelitian

Marker	Top	Bot	Gross	Net	Net To Gross	PHIE (%)	SW (%)	PERM (mD)	VSH (%)	Total Net
BIRU	3561	3588	27	0	0	-	-	-	-	
BIRU_A	3588	3631	43.65	8.5	0.195	0.216	68.1	383.4	35.3	
BIRU_X	3631	3661	29.84	0	0	-	-	-	-	20
BIRU_B	3661	3740	79.08	11.5	0.145	0.21	75.5	611	27.2	
BIRU_C	3740	3772	32.23	0	0	-	-	-	-	

Hubungan Parameter Petrofisika terhadap Fasies Lapangan "Arutala"

Hasil *cut-off* menunjukkan bahwa zona *net pay* berkembang pada interval yang didominasi batupasir, terutama pada fasies *Massive Sandstone* (MS) dan *Fining Upward Sandstone to Shale* (FSSH). Pada interval yang memenuhi seluruh kriteria *cut-off*, fasies MS menunjukkan rata-rata Vsh 35,3%, PHIE 21,6%, Sw 68,1%, dan permeabilitas 383,4 mD dengan *net pay* 8,5 ft, sedangkan fasies FSSH menunjukkan rata-rata Vsh 27,2%, PHIE 21,0%, Sw 75,5%, dan permeabilitas 611 mD dengan *net pay* 11,5 ft. Karakteristik tersebut menunjukkan bahwa interval MS dan FSSH yang memenuhi kriteria *cut-off* memiliki kualitas reservoir yang lebih baik dibandingkan interval yang didominasi serpih.

Sebaliknya, fasies *Interbedded Shale* (SHI) yang diinterpretasikan sebagai *tidal mud flat* umumnya tidak memenuhi kriteria *cut-off* akibat tingginya kandungan serpih dan rendahnya kualitas reservoir. Fasies *Interbedded Shale and Sandstone* (SHSI) yang diinterpretasikan sebagai lingkungan *tidal mixed flat* menunjukkan kualitas reservoir yang lebih bervariasi karena tersusun oleh perselingan pasir dan serpih. Hasil tersebut menunjukkan bahwa distribusi kualitas reservoir pada batupasir berumur Miosen Awal berkaitan dengan variasi fasies

pengendapan, dengan *distributary channel* dalam sistem delta yang dipengaruhi pasang-surut cenderung menghasilkan interval reservoir yang lebih baik dibandingkan lingkungan *tidal flat* yang didominasi sedimen halus.

KESIMPULAN

Lapangan "Arutala" tersusun atas empat litofasies utama, yaitu *Interbedded Shale* (SHI), *Interbedded Shale and Sandstone* (SHSI), *Massive Sandstone* (MS), dan *Fining Upward Sandstone to Shale* (FSSH) yang diinterpretasikan terendapkan pada lingkungan *tidal mud flat*, *tidal mixed flat*, dan *distributary channel* dalam sistem delta yang didominasi pasang-surut (*tide-dominated deltaic system*). Kedua fasies yang berasosiasi dengan lingkungan *distributary channel* tersebut menunjukkan kualitas reservoir terbaik. Evaluasi petrofisika menunjukkan variasi nilai Vsh, PHIE, SW, dan permeabilitas yang mencerminkan heterogenitas reservoir. Berdasarkan kriteria *cut-off* ($Vsh \leq 0,68$, $PHIE \geq 0,10$, dan $SW \leq 0,80$), diperoleh total net pay sebesar 20 ft. Fasies MS memiliki rata-rata Vsh 35%, PHIE 21%, Sw 68%, dan net pay 8,5 ft, sedangkan fasies FSSH memiliki rata-rata Vsh 27%, PHIE 21%, Sw 75%, dan net pay 11,5 ft. Kedua fasies yang berasosiasi dengan lingkungan *distributary channel* tersebut menunjukkan

kualitas reservoir terbaik. Sebaliknya, fasies SHI pada lingkungan tidal *mud flat* memiliki kualitas reservoir yang rendah akibat dominasi serpih, sementara fasies SHSI pada lingkungan *tidal mixed flat* menunjukkan kualitas reservoir yang lebih bervariasi. Hasil penelitian menunjukkan bahwa distribusi dan kualitas reservoir batupasir Miosen Awal dikontrol oleh variasi fasies pengendapan dalam sistem delta yang didominasi pasang-surut, dengan fasies *tributary channel* berkembang sebagai zona reservoir paling prospektif.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada PT. Pertamina Hulu Rokan atas dukungan berupa pemberian izin penggunaan data yang digunakan dalam penelitian ini.

REFERENSI

- Asquith, G.B., 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma.
- Asquith, G., Krygowski, D., 2004. *Basic Well Log Analysis*, 2nd ed. AAPG Methods in Exploration 16. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma. <https://doi.org/10.1306/Mth16823>.
- Dalrymple, R.W., Choi, K., 2007. Morphologic and facies trends through the fluvial-marine transition in tide-dominated depositional systems: a schematic framework for environmental and sequence-stratigraphic interpretation. *Earth-Science Reviews* 81 (3-4), 135-174. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2006.10.002>.
- Desjardins, P.R., 2012. *Sedimentary Environments and Sand-Body Distribution in Tide-Dominated Shallow-Marine Settings*. Shell International Exploration and Production B.V., The Hague.
- Eubank, R.T., Makki, A.C., 1981. Structural geology of the Central Sumatra back-arc basin. In: *Proceedings of the 10th Annual Convention, Indonesian Petroleum Association*, Jakarta, pp. 153-196.
- Fardiansyah, I., Finaldhi, E., Graha, S., Harris, M.I.S., Susianto, A., 2017. Early Miocene paleogeography of Central Sumatra Basin: impact on reservoir quality and distribution of the Upper Sihapas Group, Rokan Block. In: *Proceedings of the 41st Annual Convention and Exhibition, Indonesian Petroleum Association*. <https://doi.org/10.29118/IPA.50.17.577>.
- Harsono, A., 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services, Jakarta.
- Ibrahim, F.M., Mardiana, U., Mohammad, F., Saputro, J., Alfadli, M.K., 2023. Zona produktif reservoir hidrokarbon berdasarkan analisis petrofisika probabilitas pada Formasi Baturaja, di Lapangan FM, Cekungan Sumatera Selatan, menggunakan data well log dan core. *Bulletin of Scientific Contribution* 21 (1), 1-10. <https://doi.org/10.24198/bsc.v21i1.45329>
- Koesoemadinata, R.P., 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Natasia, N., Syafri, I., Alfadli, M.K., Arfiansyah, K., 2017. Analisis fasies reservoir A Formasi Menggala di Lapangan Barumun Tengah, Cekungan Sumatra Tengah. *Bulletin of Scientific Contribution* 15 (2), 139-150.
- Putri, S.A., Abdurrokhim, Mohammad, F., Indarto, Y.B., 2025. Rock typing dan asosiasi fasies Formasi Menggala, Lapangan "Mangga Selasih", Cekungan Sumatra Tengah. *Bulletin of Scientific Contribution* 23 (2), 75-86. <https://doi.org/10.24198/bsc.v23i2.64322>.
- Rider, M., Kennedy, M., 2011. *The Geological Interpretation of Well Logs*, 3rd ed. Rider-French Consulting Ltd., Sutherland, Scotland.
- Williams, H.H., Eubank, R.T., 1995. Hydrocarbon habitat in the rift graben of the Central Sumatra Basin, Indonesia. In: Lambiase, J.J. (Ed.), *Hydrocarbon Habitat in Rift Basins*. Geological Society, London, Special Publications 80, 331-371. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1995.080.01.16>
- Yulihanto, B., Wiyanto, B., Sunardi, E., 1995. Sequence stratigraphy of the Sihapas Group, Central Sumatra Basin, Indonesia. In: *Proceedings of the 24th Annual Convention, Indonesian Petroleum Association*, Jakarta, pp. 275-290.
- Yuniardi, Y., Mardiana, U., Mohammad, F., Nur, A.A., Alfadli, M.K., Mutaqin, D.Z., 2022. Determinasi karakteristik reservoir Formasi Talang Akar berdasarkan data well log dan seismik Sub-Cekungan Palembang Selatan, Cekungan Sumatera Selatan. *Bulletin of Scientific Contribution* 20 (3), 143-154.