



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



ROCK TYPING DAN ASOSIASI FASIES FORMASI MENGGALA, LAPANGAN “MANGGA SELASIH”, CEKUNGAN SUMATRA TENGAH

Shiva Alimadana Putri^{1*}, Abdurrokhim¹, Febriwan Mohamad¹, Yohanes Bosko Indrarto²

¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran

²Pertamina Hulu Rokan

*Korespondensi: shiva21001@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Lapangan “Mangga Selasih” adalah lapangan penghasil hidrokarbon dari reservoir silisiklastik yang terletak di Cekungan Sumatra Tengah. Penelitian ini berfokus pada reservoir Formasi Menggala. Penelitian dilakukan menggunakan metode kualitatif dalam penentuan litofasies, elektrofases, dan fasies pengendapan, lalu analisis kuantitatif dalam penentuan karakteristik petrofisika dan *rock type* (RT). Tujuan penelitian ini adalah mengasosiasikan karakteristik petrofisika batuan dengan RT dan fasies pengendapan untuk karakterisasi reservoir dan memperkuat hubungan antara data petrofisika serta pemahaman geologi. Penelitian ini dilakukan pada 15 data sumur dengan 15 data log sumur, 3 data *core*, 12 data *side wall core* (SWC), dan data *marker* dengan sumur MS-05 sebagai sumur analisis. Berdasarkan analisis RT metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU) dengan parameter *Flow Zone Indicator* (FZI), yaitu rata-rata volume ruang yang dimiliki oleh suatu batuan reservoir yang dapat mengalirkan fluida melalui hubungan nilai porositas dan permeabilitas, Formasi Menggala memiliki 4 jenis RT dengan urutan terbaik ke terburuk, yaitu RT 1 bernilai FZI 19,64–22,75; RT 2 bernilai FZI 11,78–18,37; RT 3 bernilai FZI 6,1–11,26; dan RT 4 bernilai FZI 3,01–5,52. Formasi Menggala didominasi oleh RT 2 dengan nilai *volume shale* 0,01–0,5; PHIE 0,12–0,27 V/V; permeabilitas 773–5.263 mD. Formasi ini tersusun atas litologi *sandstone*, *shally sandstone*, *sandy shale*, dan *shale*. Pola elektrofases teridentifikasi mencakup *cylindrical* berasosiasi dominan dengan RT 1 dan 2 di elemen fasies *channel*, sedangkan *funnel*, *bell*, dan *symmetrical* berasosiasi dominan dengan RT 3 dan 4 di elemen fasies *floodplain* dan *tidal flat*. Lingkungan pengendapan diinterpretasikan pada terestrial–transisi, yaitu elemen fasies *fluvial channel*, *mid channel bar*, dan *floodplain* membentuk asosiasi fasies fluvial serta elemen fasies *estuary tidal channel*, *mixed flat*, dan *mud flat* yang membentuk asosiasi fasies estuari dominan pasang surut. Reservoir terbaik pada Formasi Menggala berjenis RT 1 berasosiasi dengan elemen fasies *fluvial channel* dengan litologi *very coarse sandstone*.

Kata Kunci: Petrofisika, *Rock Type*, Litofasies, Elektrofases, Fasies

ABSTRACT

The “Mangga Selasih” Field is a hydrocarbon-producing siliciclastic reservoir located in the Central Sumatra Basin. This study focuses on the Menggala Formation reservoir. The study is conducted using qualitative analysis to define lithofacies, electrofacies, and facies, followed by quantitative analysis to determine petrophysical properties and rock type (RT). The objective is to correlate petrophysical characteristics with RT and depositional facies in order to improve reservoir characterization and strengthen the relationship between petrophysical data and geological understanding. This study is conducted on 15 wells including 15 well log, 3 cores, 12 side wall cores (SWC), and formation markers; well MS-05 is the key well for analysis. Rock typing is carried out with the Hydraulic Flow Unit (HFU) method using the Flow Zone Indicator (FZI), which expresses the average pore-throat size controlling fluid flow as a function of porosity and permeability. Four RTs were identified in the Menggala Formation, ranked from best to poorest quality: RT 1 with FZI values ranging from 19.64 to 22.75; RT 2 from 11.78 to 18.37; RT 3 from 6.10 to 11.26; and RT 4 from 3.01 to 5.52. RT 2 is the most dominant RT, characterized by shale volume ranging from 0.01 to 0.5, effective porosity (PHIE) from 0.12 to 0.27 V/V, and permeability from 773 to 5263 mD. The Menggala Formation consists of sandstone, shaly sandstone, sandy shale, and shale. Electrofacies patterns identified include cylindrical, which are predominantly associated with RT 1 and RT 2 in channel facies elements,

while funnel, bell, and symmetrical are mainly associated with RT 3 and RT 4 in floodplain and tidal flat facies elements. The depositional environment is interpreted as ranging from terrestrial to transitional, with fluvial channel, mid-channel bar, and floodplain elements forming a fluvial facies association, while estuarine tidal channel, mixed flat, and mud flat elements form a tide-dominated estuarine facies association. The best reservoir quality in the Menggala Formation is represented by RT 1, which is associated with the fluvial channel element and composed of very coarse-grained sandstone.

Keywords: Petrophysics, Rock Type, Lithofacies, Electrofacies, Facies

PENDAHULUAN

Lapangan "Mangga Selasih" adalah lapangan minyak dan gas bumi yang terletak di Cekungan Sumatra Tengah dan termasuk cekungan sedimen Paleogen dengan tingkat produktivitas tinggi, khususnya pada Formasi Menggala. Berdasarkan penelitian terdahulu oleh Harviyanti Putri (2023), Formasi Menggala tersusun atas litologi batupasir sangat kasar sampai batulempung, terendapkan pada lingkungan *fluvio-deltaic* (Eubank & Makki, 1981). Penulis berpendapat bahwa karakteristik batuan tersebut menunjukkan tingkat heterogenitas yang tinggi secara tekstur dan sifat petrofisika, seperti porositas dan permeabilitas, sebagaimana penelitian Andriyani & Winardi (2023). Dalam konteks prediksi perilaku aliran fluida pada batuan reservoir, pemahaman akurat terkait *rock type* (RT) berdasarkan hubungan porositas dan permeabilitas menjadi penting.

RT bertujuan untuk mengelompokkan batuan reservoir yang memiliki kesamaan dalam proses diagenesis dan lingkungan pengendapan (Riza, 2010). Pada reservoir di Formasi Menggala yang bersifat heterogen, keberadaan lempung dalam matriks batuan atau sebagai lapisan dapat mempengaruhi kualitas reservoir (Asquith & Krygowski, 2004).

Lebih lanjut, RT berasosiasi erat dengan fasies pengendapan (Tavakoli, 2018). Setiap lingkungan pengendapan menghasilkan beberapa fasies dengan ciri sedimentologis yang khas. Oleh karena itu, karakteristik petrofisika batuan yang diasosiasikan dengan RT dan fasies pengendapan dapat meningkatkan kualitas karakterisasi reservoir dan memperkuat hubungan antara data petrofisika serta pemahaman geologi

TINJAUAN PUSTAKA

Geologi Lapangan "Mangga Selasih"

Lapangan "Mangga Selasih" terletak di Cekungan Sumatra Tengah, tepatnya di wilayah Graben Balam yang memiliki struktur penutupan relatif kecil dan telah dibor sebanyak 15 sumur. Graben Balam memiliki pola *en-echelon* dari Graben Rangau yang memanjang ke selatan, berasosiasi dengan tinggian basement dan zona akomodasi yang kompleks secara sesar. Berdasarkan Williams

& Eubank (1995), graben ini berorientasi barat laut – tenggara dan melengkung ke arah utara-selatan di bagian selatan, diduga terbentuk akibat sesar oblik dan pergerakan transform berorientasi timur laut – barat daya yang membentuk geometri *half graben*.

Menurut Eubank & Makki (1981), urutan stratigrafi utama di Cekungan Sumatra Tengah dari yang tertua hingga termuda, yaitu *basement*, Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Petani, dan Formasi Minas. Kelompok Pematang sebagai batuan induk diendapkan di lingkungan lakustrin dan fluvial pada Eosen-Oligosen, lalu diikuti secara tidak selaras oleh Kelompok Sihapas sebagai reservoir utama yang terendapkan secara transgresif di lingkungan fluvio-deltaik pada Miosen Awal-Tengah. Kelompok Sihapas mencerminkan sistem delta dan sungai menganyam (Eubank & Makki, 1981). Unit ini mencakup Formasi Menggala hingga Formasi Telisa. Di Lapangan "Mangga Selasih", Formasi Menggala menjadi zona reservoir utama dengan kualitas reservoir tergolong baik hingga sangat baik, terutama pada batupasir dalam fasies *fluvial point bar* dan *deltaic distributary bars*, yang umumnya menunjukkan porositas tinggi dan pola log *blocky* (Williams & Eubank, 1995). Kemudian, Formasi Petani dan Minas terendapkan secara tidak selaras secara regresif.

Parameter Petrofisika

Parameter petrofisika mencakup *volume shale* (Vsh), porositas (Φ), saturasi air (SW), dan permeabilitas (k).

Volume Shale (Asquith and Gibosn, 1982)

$$Vsh = \frac{GR \log - GR \min}{GR \max - GR \min}$$

Persamaan 1 Volume Shale Metode Linear

GR log = Respon log gamma ray (v/v)

GR min = GR Log batupasir murni (v/v)

GR max = GR log shale (v/v)

Porositas (Asquith & Krygowski, 2004)

$$PHIE = \frac{\rho_{ma} - \rho}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} - Vsh \cdot \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}}$$

Persamaan 2 Porositas Efektif Metode Densitas

ρ_{ma} = Densitas matriks

ρ_{sh} = Densitas shale

ρ_{fl} = Densitas fluida
 ρ = Densitas log
 V_{SH} = Volume shale
 $PHIT = PHIE + V_{sh} \times PHIT_{SH}$ dengan
 $PHIT_{SH} = \frac{RHO_{DSH} - RHO_{SH}}{RHO_{DSH} - RHO_W}$
Persamaan 3 Porositas Total Metode Porositas Densitas
 $PHIT$ = Porositas total
 $PHIE$ = Porositas efektif
 V_{sh} = Volume shale
 $PHIT_{SH}$ = Volume clay bound water
 RHO_{DSH} = Densitas dry shale (2,71)
 RHO_{SH} = Densitas shale
 RHO_W = Densitas water (1)

Saturasi Air (Schlumberger, 1989)

$$\frac{1}{Rt} = \frac{\phi^2 Sw^2}{a Rw (1 - V_{sh})} + \frac{V_{sh} Sw}{Rsh}$$

Persamaan 4 Saturasi Air Metode Total Shale

Sw = Saturasi air formasi
 Rw = Resistivitas air formasi
 Rt = Resistivitas formasi
 Rsh = Resistivitas Shale
 a = Koefisien litologi (batupasir = 0,65)

Permeabilitas

$$K = C (\Phi^a)$$

Persamaan 5 Permeabilitas Metode Rock Typing

Rock Typing

Rock typing adalah suatu kegiatan yang bertujuan untuk mengelompokkan fasies-fasies batuan yang terdapat dalam suatu sumur menjadi beberapa RT berdasarkan hubungan porositas dan permeabilitas batuan tersebut (Opuwari, 2022). Metode yang paling umum digunakan dalam rock typing adalah metode Hydraulic Flow Units (HFU). HFU menyatakan nilai rata-rata dari volume ruang yang dimiliki oleh suatu batuan reservoir yang dapat mengalirkan fluida (Amaefule et al., 1993). Parameter dalam metode ini meliputi normalized porosity index (NPI / ϕz), reservoir quality index (RQI), flow zone indicator (FZI), dan Cumulative Distribution Function FZI (CDF FZI) (Amrullah, 2019).

Normalized Porosity Index (NPI / ϕz)

$$\phi z = \frac{\phi}{(1 - \phi)}$$

Persamaan 6 Normalized Porosity Index

ϕ = Porositas (V/V)

Reservoir Quality Index (RQI)

$$RQI = 0,0314 \times \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

Persamaan 7 Reservoir Quality Index

k = Permeabilitas (mD)

Flow Zone Indicator (FZI)

$$FZI = \frac{RQI}{\phi z}$$

Persamaan 8 Flow Zone Indicator

Cumulative Distribution Function FZI (CDF FZI)

Urutkan nilai FZI dari terkecil ke terbesar: $FZI_1, FZI_2, FZI_3, FZI_n$.

$$CDF FZI = FZI_1 + FZI_2 + FZI_3 + \dots FZI_n$$

Persamaan 9 CDF FZI

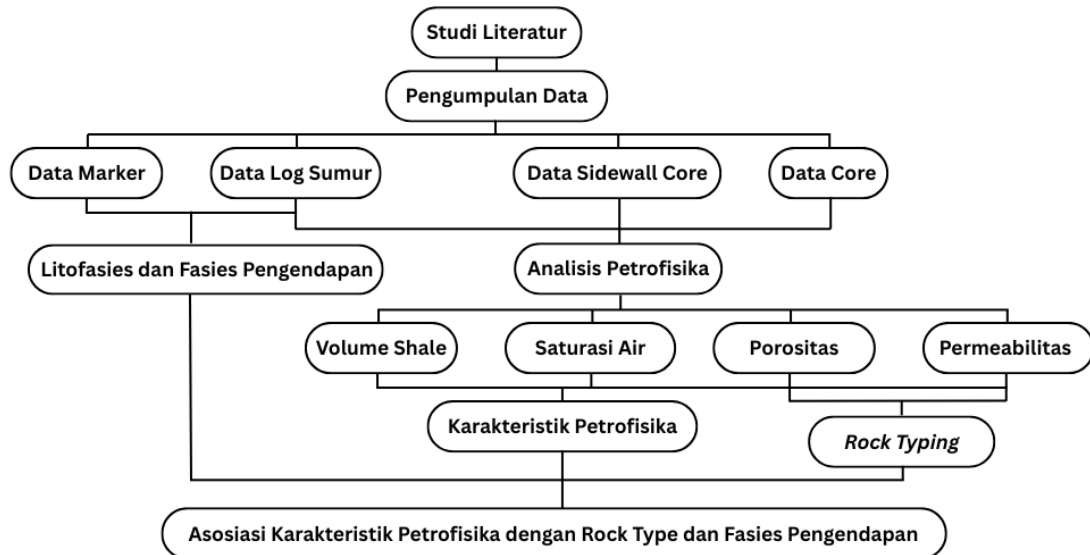
Discrete Rock Type (DRT)

$$DRT = \text{Round} (2 \ln(FZI)) + 10,6$$

Persamaan 10 Discrete Rock type

METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan metode analisis kualitatif dan kuantitatif pada 15 sumur dengan 15 log sumur, 3 core, 12 data *sidewall core* (SWC), dan *marker* formasi (**Gambar 1**). Analisis kualitatif bertujuan untuk mengetahui jenis litologi, litofasies, elektrofases, dan fasies menggunakan data log sumur dan data *marker*. Analisis ini menggunakan pendekatan pola log gamma ray (GR), log RHOB-NPHI, dan pola elektrofases. Kemudian analisis kuantitatif bertujuan untuk mengetahui nilai sifat petrofisika reservoir menggunakan data log sumur, data *core*, data SWC, dan data *marker*. Hasil analisis kuantitatif digunakan sebagai dasar metode deterministik dalam menentukan volume shale dengan metode linear, porositas dengan metode porosity-density, saturasi air dengan metode total shale, permeabilitas dengan metode rock typing, dan rock typing dengan metode HFU. Kemudian, hasil analisis tersebut digunakan dalam mengasosiasikan karakteristik petrofisika batuan dengan RT dan fasies pengendapan.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

HASIL PENELITIAN

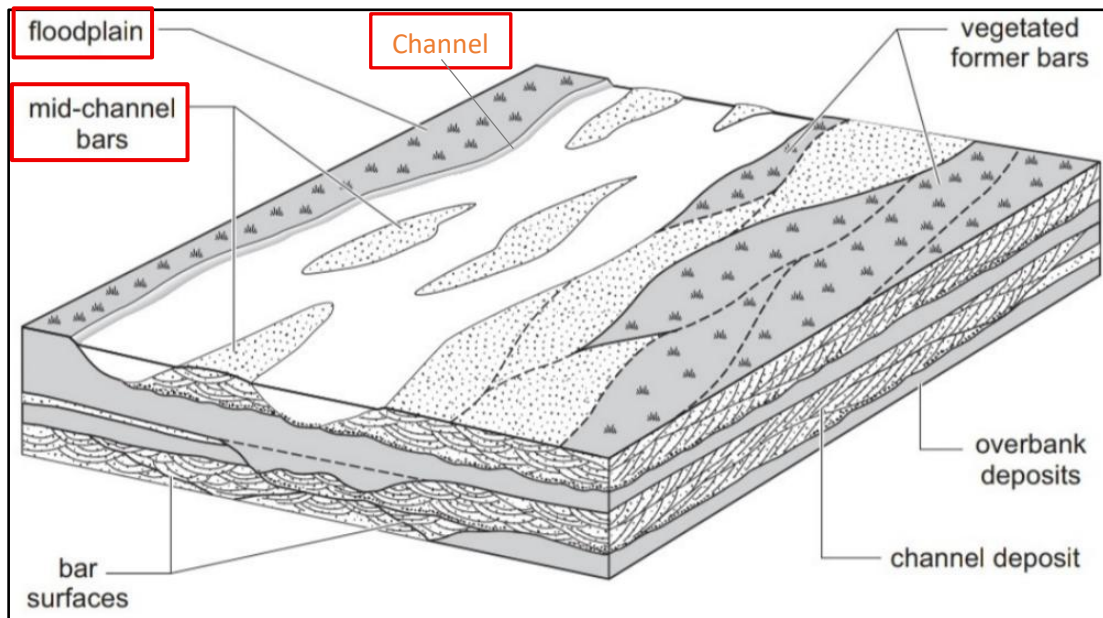
Litofasies dan Fasies Pengendapan Formasi Menggala

Analisis litofasies dan fasies pengendapan dilakukan dengan mengintegrasikan data log petrofisika (GR dan log NPHI-RHOB) dan pola elektrofisika pada sumur analisis (**Gambar 2**). Pendekatan dengan data log petrofisika digunakan untuk mengidentifikasi karakteristik batuan berdasarkan komposisi

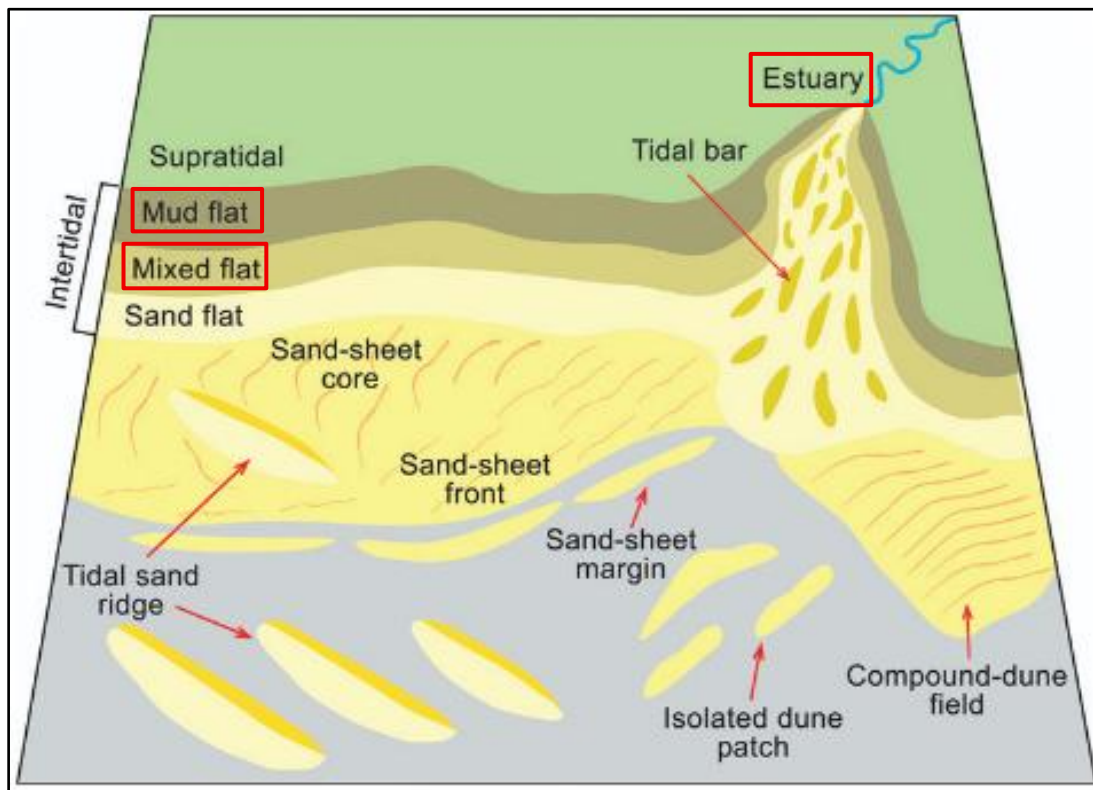
dan tekstur litologi. Selanjutnya, pendekatan dengan pola elektrofisika bertujuan untuk menginterpretasi proses dan fasies pengendapan. Interpretasi fasies pengendapan pada penelitian ini dilakukan dengan model suksesi serta terminologi lingkungan pengendapan fluvial oleh Nichols (2009) (**Gambar 3**) dan lingkungan pengendapan estuari oleh Desjardins (2012) (**Gambar 4**).



Gambar 2. Litofasies, Elektrofisika, dan Fasies Pengendapan Formasi Menggala



Gambar 3. Interpretasi Fasies Pengendapan Fluvial (Nichol, 2009)



Gambar 4. Interpretasi Fasies Pengendapan Estuari Dominasi Pasang Surut (Desjardins, 2012)

Fasies Fining Sandy Shale (FSS) – Mud Flat

Fasies ini berlitologi batulempung pasir dengan ukuran butir pasir sedang-sangat halus bersortasi sedang dengan kandungan *shale*. Litofasies ini menunjukkan karakteristik sedimen yang terbentuk dalam lingkungan energi rendah-menengah. Log RHOB-NPHI menunjukkan separasi yang semakin melebar ke atas seiring meningkatnya nilai GR menandakan

peningkatan kandungan *shale*. Nilai GR 89–167 GAPI dengan pola menghalus ke atas (*bell*) mengindikasikan proses regresi pada lingkungan pasang surut, yang umum diasosiasikan dengan fasies *intertidal* (Dalrymple et al., 1992). Kombinasi parameter tersebut mendukung interpretasi bahwa interval ini terendapkan dalam *mud flat* pada zona pasang tinggi.

Fasies Coarsening Shally Sand Interbedded Sandstone (CSIS) – Mixed Flat

Fasies ini berlitologi perselingan batupasir lempungan dan batulempung. Batupasir lempungan memiliki ukuran butir pasir kasar-sedang bersortasi sedang dengan kandungan *shale*. Litologi batupasir lempungan menunjukkan karakteristik sedimen yang terbentuk dalam lingkungan energi sedang, sedangkan batulempung menunjukkan energi rendah. Log RHOB-NPHI menunjukkan separasi yang menyempit seiring menurunnya nilai GR dan melebar seiring meningkatnya nilai GR, menandakan perselingan kandungan *shale* yang bervariasi. Nilai GR 80–166 GAPI dengan pola mengasar ke atas (*funnel*) mencerminkan peningkatan energi pengendapan secara bertahap (Rider, 2002). Kombinasi parameter tersebut mendukung interpretasi bahwa interval ini terendapkan dalam *mixed flat* dengan level pasang sedang di mana arus pasang surut cukup kuat untuk mengangkut butiran pasir kasar-sedang yang diselingi periode deposisi suspensi lempung (Dalrymple, 1992).

Fasies Very Coarse Sand Interbedded Shally Sandstone (VCIS) – Estuary Tidal Channel

Fasies ini berlitologi perselingan batupasir sangat kasar dan batupasir lempungan. Batupasir lempungan memiliki ukuran butir pasir sangat kasar-sedang bersortasi baik dengan kandungan *shale*. Litofasies ini menunjukkan karakteristik sedimen yang terbentuk dalam lingkungan energi tinggi. Log RHOB-NPHI menunjukkan separasi yang menyempit sampai saling menempel menandakan zona berporositas tinggi dengan kandungan *shale* rendah. Nilai GR 43–125 GAPI dengan pola *blocky (cylindrical)* mencerminkan pengendapan relatif seragam dengan energi tinggi yang konstan (Rider, 2002). Adapun, Interval 3740–3830 *ft* didominasi oleh batupasir lempungan, sedangkan interval 3830–3907 *ft* didominasi oleh batulempung. Kondisi ini menunjukkan aliran pasang surut dalam saluran terbuka akibat fluktuasi arus pasang surut (Dalrymple et al., 1992; Reinson, 1992). Kombinasi parameter tersebut mendukung interpretasi bahwa interval ini terendapkan dalam *Estuary Tidal Channel*.

Coarsening Shally Sandstone (CSS) – Floodplain

Fasies ini berlitologi batupasir lempungan. Batupasir lempungan memiliki ukuran butir pasir sedang-halus bersortasi baik dengan kandungan *shale*. Log RHOB-NPHI menunjukkan separasi yang menyempit seiring menurunnya nilai GR. Nilai GR 106–

193 GAPI dengan pola mengasar ke atas (*funnel*) mencerminkan peningkatan energi pengendapan (Rider, 2002). Kombinasi parameter tersebut mendukung interpretasi bahwa interval ini terendapkan dalam *floodplain* yang berkembang saat sistem fluvial mulai mengalami penurunan muka air dan membawa sedimen berbutir lebih kasar ke area yang sebelumnya tergenang.

Fasies Very Coarse Sand Interbedded Fining Shally Sandstone (VCIFS) – Mid Channel Bar

Fasies ini berlitologi perselingan batupasir sangat kasar dengan batupasir lempungan. Batupasir lempungan memiliki ukuran butir pasir sangat kasar-halus bersortasi baik dengan kandungan *shale*. Log RHOB-NPHI menunjukkan separasi yang melebar seiring meningkatnya nilai GR menandakan peningkatan kandungan *shale*. Nilai GR 52–170 GAPI dengan pola menghalus ke atas (*bell*) mencerminkan penurunan energi pengendapan (Rider, 2002). Kombinasi parameter tersebut mendukung interpretasi bahwa interval ini terendapkan dalam *Mid Channel Bar* yang mengalami pelambatan arus secara bertahap di bar Tengah saluran Sungai menganyam (Reinson, 1992 dalam Walker et al., 1992).

Fasies Symmetric Very Coarse Sand Interbedded Shally Sandstone (SVCIS) – Floodplain

Fasies ini berlitologi perselingan batupasir sangat kasar dengan batupasir lempungan. Batupasir lempungan memiliki ukuran butir pasir sangat kasar-halus bersortasi baik dengan kandungan *shale*. Log RHOB-NPHI menunjukkan separasi yang menyempit seiring menurunnya nilai GR dan melebar seiring meningkatnya nilai GR, menandakan perselingan kandungan *shale* yang bervariasi. Nilai GR 57 – 221 GAPI dengan pola simetris (*symmetrical*) mengindikasikan perubahan genangan secara berulang. Kombinasi parameter tersebut mendukung interpretasi bahwa interval ini terendapkan dalam *floodplain* dengan sistem fluvial tidak stabil yang dikontrol oleh intensitas banjir sehingga menghasilkan variasi sedimen (Miall, 2006; Reinson, 1992).

Fasies Very Coarse Sandstone (VCS) – Fluvial Channel

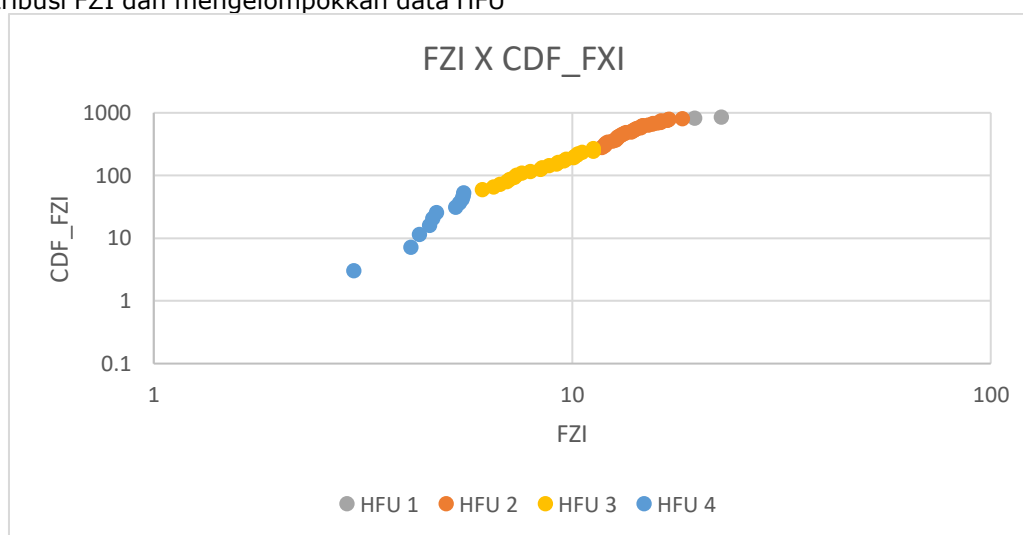
Fasies ini berlitologi batupasir kasar bersortasi baik. Log RHOB-NPHI menunjukkan separasi yang menyempit sampai saling menempel menandakan zona berporositas tinggi dengan kandungan *shale* rendah. Nilai GR 30 – 130 GAPI dengan pola *blocky (cylindrical)* mencerminkan pengendapan relatif seragam dengan energi

tinggi yang konstan (Rider, 2002). Kombinasi parameter tersebut mendukung interpretasi bahwa interval ini terendapkan dalam *Fluvial Channel* dengan arus sungai utama yang kuat dan stabil.

Analisis Rock Typing

Penentuan *rock type* (RT) pada penelitian ini menggunakan dua pendekatan, yaitu kualitatif dan kuantitatif. Pendekatan kualitatif dilakukan dengan membagi kesamaan tren data berdasarkan *crossplot* antara CDF FZI dan FZI (**Gambar 5**). FZI digunakan untuk mengelompokkan batuan ke dalam HFU dengan nilai porositas-permeabilitas yang serupa. CDF FZI menunjukkan distribusi kumulatif nilai FZI yang digunakan untuk melihat sebaran populasi data terhadap nilai FZI. Maka dari itu, *crossplot* ini berguna untuk mengidentifikasi *cluster* data berdasarkan distribusi FZI dan mengelompokkan data HFU

menjadi RT yang memiliki sifat petrofisika seragam dengan menentukan batas-batas perubahan gradien dalam plot antar HFU. Sedangkan pendekatan kuantitatif dilakukan dengan mengelompokkan RT berdasarkan kesamaan hasil perhitungan DRT. Berdasarkan analisis tersebut, Formasi Menggala terbagi menjadi empat jenis RT yang diurutkan dari terbaik ke terburuk adalah RT 1 bernilai FZI 19,64–22,75; RT 2 bernilai FZI 11,78–18,37; RT 3 bernilai FZI 6,1–11,26; dan RT 4 bernilai FZI 3,01–5,52. RT 1–RT 4 menunjukkan penurunan bertahap dalam kualitas reservoir. Hasil analisis petrofisika menunjukkan bahwa masing-masing RT memiliki karakteristik khas yang dapat dikenali dari nilai *volume shale*, porositas, permeabilitas, dan saturasi air yang berbeda-beda (**Tabel 1**). Sebaran RT ini pun dapat dikaitkan dengan litofasies dan fasies pengendapan (**Gambar 6**).



Gambar 5. Penentuan HFU menjadi Rock Type Berdasarkan Cluster Data

Asosiasi Karakteristik Petrofisika, Rock Type, dan fasies Pengendapan Formasi Menggala

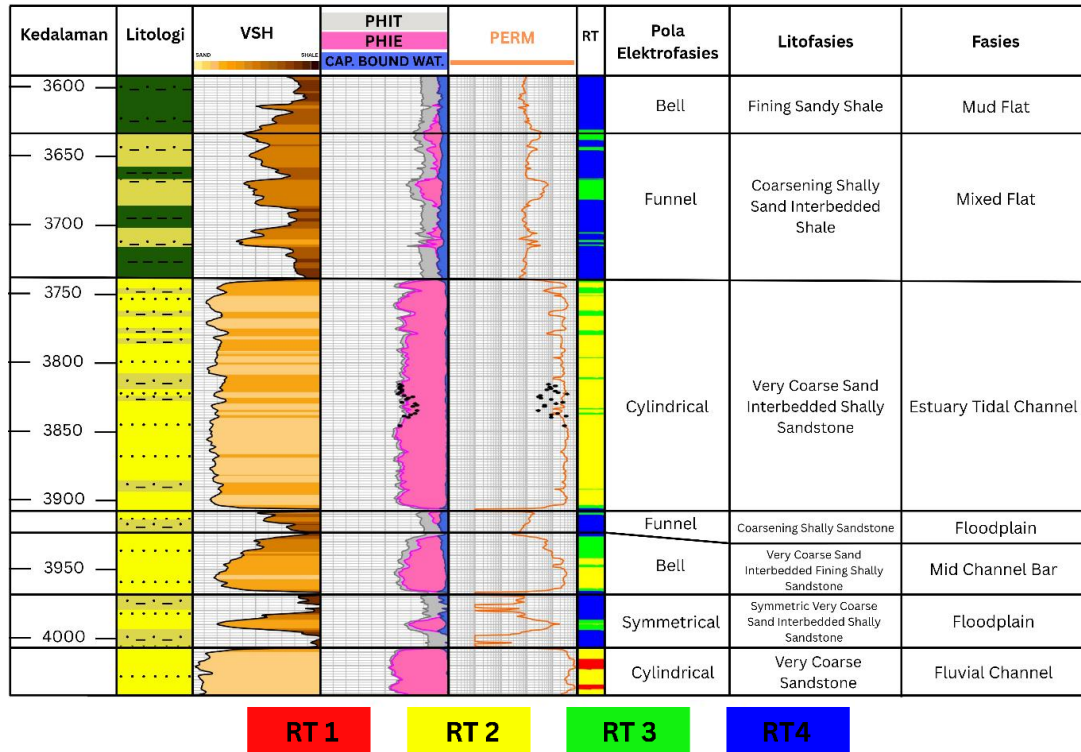
Setiap jenis RT memiliki karakteristik petrofisika dan fasies yang berbeda. RT 1 memiliki nilai *volume shale* rendah serta porositas, permeabilitas, dan FZI tinggi. RT 2 dan berikutnya memiliki nilai *volume shale* semakin tinggi serta porositas, permeabilitas, dan FZI semakin rendah. Nilai petrofisika tersebut selaras dengan fasies pengendapan. Fasies dengan arus pengendapan tinggi memiliki litologi batupasir sangat kasar sampai sedang yang terkelompokkan ke RT 1–RT 2. Sedangkan fasies dengan arus

pengendapan rendah memiliki litologi batupasir halus lempungan sampai batulempung yang terkelompokkan ke RT 3–RT 4.

Penelitian oleh (Harviyanti Putri et al., 2023) terkait karakteristik petrofisika Formasi Menggala memiliki nilai rata-rata Vsh 0,32; PHIE 0,16; PERM 1030; dan SW 0,55. Berdasarkan hasil perhitungan dan analisis RT, Formasi Menggala didominasi oleh RT 2 dengan rentang Vsh 0,05–0,46; PHIE 0,12–0,27; PERM 741–5465; dan SW 0,1–1. Hasil penelitian sebelumnya menyatakan nilai petrofisika yang termasuk dalam rentang nilai petrofisika RT 2.

Tabel 1 Hubungan Karakteristik Petrofisika dan RT

RT	Vsh (V/V)	PHIE (V/V)	PERM (mD)	SW (V/V)
1	0,03-0,13	0,25-0,28	5803-8482	0,9-1
2	0,05-0,46	0,12-0,27	741-5465	0,1-1
3	0,17-0,86	0,04-0,2	26,8-1377	0,17-1
4	0,37-1	0-0,14	0,9-267	0,6-1



Gambar 6. Asosiasi Karakteristik Petrofisika, Rock Type, dan Fasies Pengendapan Formasi Menggala

Rock Type 1

RT 1 adalah tipe batuan terbaik dalam sifat pengaliran fluida di Formasi Menggala. RT ini memiliki nilai Vsh rendah, yaitu 0,03-0,13 V/V. Nilai PHIE tinggi sebesar 0,25-0,28 V/V. Nilai permeabilitas tinggi, yaitu 5803-8482 mD. Nilai SW tinggi, yaitu 0,9-1 V/V. RT ini berasosiasi dengan litologi batupasir sangat kasar yang terendapkan di fasies *fluvial channel*. RT 1 pada penelitian ini hanya merujuk pada kemampuan batuan dalam mengalirkan fluida (hubungan porositas dan permeabilitas) dan tidak mempertimbangkan keberadaan jenis fluida dalam hal reservoir, yaitu hidrokarbon. Hal ini berasosiasi dengan interpretasi fasies pengendapan *fluvial channel* yang memiliki nilai FZI baik, tetapi hanya mengandung *fresh water*, sehingga memiliki nilai saturasi air yang sangat tinggi.

Rock Type 2

RT 2 adalah tipe batuan yang lebih rendah dibandingkan RT 1 dalam sifat pengaliran fluida di Formasi Menggala. RT ini memiliki

nilai Vsh lebih tinggi dari RT 1, yaitu 0,05-0,46 V/V. Nilai PHIE lebih rendah dari RT 1, yaitu 0,12-0,27 V/V. Nilai permeabilitas lebih rendah dari RT 1, yaitu 741-5465 mD. Nilai SW lebih rendah dari RT 1, yaitu 0,1-1 V/V. RT ini berasosiasi dengan litologi batupasir sangat kasar dan batupasir lempungan dengan ukuran butir pasir sangat kasar sampai sedang yang terendapkan di fasies dominasi *estuary tidal channel* dan sebagian pada *mid channel bar* juga *fluvial channel*. Berdasarkan karakteristik petrofisika dan litofasies, RT 2 adalah RT terbaik sebagai reservoir hidrokarbon pada Formasi Menggala, Lapangan "Mangga Selasih".

Rock Type 3

RT 3 adalah tipe batuan yang lebih rendah dibandingkan RT 2 dalam sifat pengaliran fluida di Formasi Menggala. RT ini memiliki nilai Vsh lebih tinggi dari RT 2, yaitu 0,17-0,86 V/V. Nilai PHIE lebih rendah dari RT 2, yaitu 0,04-0,2 V/V. Nilai permeabilitas yang lebih rendah dari RT 2, yaitu 26,8-1377 mD.

Nilai SW lebih tinggi dari RT 1 dan RT 2, yaitu 0,17-1 V/V. RT ini berasosiasi dengan litologi sedikit batupasir sangat kasar dan dominasi batupasir lempungan dengan ukuran butir pasir kasar sampai halus yang terendapkan di fasies dominasi *mixed flat* dan *mid channel bar*.

Rock Type 4

RT 4 adalah tipe batuan kualitas terburuk sebagai reservoir dalam sifat pengaliran fluida di Formasi Menggala. RT ini memiliki nilai Vsh terendah dari RT lainnya, yaitu 0,37-1 V/V. Nilai PHIE terendah dari RT lainnya, yaitu 0-0,14 V/V. Nilai permeabilitas terendah dari RT lainnya, yaitu 0,9-267 mD. Nilai SW tertinggi dari RT lainnya, yaitu 0,6-1 V/V. RT ini berasosiasi dengan litologi batupasir lempungan dengan ukuran butir pasir sedang sampai batupasir lempungan dengan batupasir dominasi berukuran sedang sampai sangat halus, batulempung pasiran dengan ukuran butir pasir sedang sampai sangat halus, dan batulempung yang terendapkan di fasies dominasi *mud flat*, *mixed flat*, dan *floodplain*.

KESIMPULAN

Fasies dan lingkungan pengendapan yang berkembang di Formasi Menggala adalah sebagai berikut. Formasi ini tersusun atas batupasir sangat kasar, batupasir lempungan, batulempung pasiran, dan batulempung. Berdasarkan analisis pola log GR dan log RHOB-NPHI yang diintegrasikan dengan penelitian sebelumnya, elemen fasies yang berkembang di area penelitian terdiri dari *fluvial channel*, *mid channel bar*, dan *floodplain* yang membentuk asosiasi fasies fluvial serta *estuary tidal channel*, *mixed flat*, dan *mud flat* yang membentuk asosiasi fasies estuari dominasi pasang surut. Asosiasi fasies *fluvial - tide dominated estuary* termasuk dalam lingkungan pengendapan terestrial - transisi.

Rock type pada Formasi Menggala berdasarkan hubungan porositas dan permeabilitas (Metode FZI) terbagi menjadi empat dari yang terbaik ke terburuk, yaitu RT 1, RT 2, RT 3, dan RT 4 dengan rentang FZI sebagai berikut. RT 1 memiliki nilai FZI 19,64-22,75; RT 2 memiliki nilai FZI 11,78-18,37; RT 3 memiliki nilai FZI 6,1-11,26; dan RT 4 memiliki nilai 3,01-5,52.

Hubungan karakteristik petrofisika batuan dengan *rock type* dan fasies pengendapan adalah sebagai berikut. RT 1 memiliki nilai Vsh 0,03-0,13 V/V; PHIE 0,25-0,28 V/V; permeabilitas 5803-8482 mD; dan SW 0,9-1 V/V. RT ini berasosiasi dengan litologi batupasir sangat kasar yang terendapkan di fasies *fluvial channel*. RT 2 memiliki nilai Vsh 0,05-0,46 V/V; PHIE 0,12-0,27 V/V;

permeabilitas 741-5465 mD; dan SW 0,1-1 V/V. RT ini berasosiasi dengan litologi batupasir sangat kasar dan batupasir lempungan yang terendapkan di fasies dominasi *estuary tidal channel* dan sebagian pada *mid channel bar* juga *fluvial channel* yang berperan sebagai reservoir hidrokarbon terbaik dan terdominan pada Formasi Menggala. RT 3 memiliki nilai Vsh 0,17-0,86 V/V; PHIE 0,04-0,2 V/V; permeabilitas 26,8-1377 mD; dan SW 0,17-1 V/V. RT ini berasosiasi dengan litologi sedikit batupasir sangat kasar dan dominasi batupasir lempungan yang terendapkan di fasies dominasi *mixed flat* dan *mid channel bar*. RT 4 memiliki nilai Vsh 0,37-1 V/V; PHIE 0-0,14 V/V; permeabilitas 0,9-267 mD; dan SW 0,6-1 V/V. RT ini berasosiasi dengan litologi batupasir lempungan, batulempung pasiran, dan batulempung yang terendapkan di fasies dominasi *mud flat*, *mixed flat*, dan *floodplain*. Hubungan ini menunjukkan bahwa semakin baik RT, maka memiliki nilai *volume shale* yang semakin rendah dan nilai porositas, permeabilitas, dan FZI yang semakin tinggi. Selain itu, fasies dengan energi pengendapan tinggi, yaitu *fluvial channel* dan *estuary tidal channel*, dikelompokkan ke RT 1-2. Sedangkan fasies dengan energi pengendapan rendah dan didominasi aktivitas naik turun muka air & pasang surut, yaitu fasies *floodplain*, *mid channel bar*, *mixed flat*, dan *mud flat*, dikelompokkan ke RT 3-4.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada PT. Pertamina Hulu Rokan telah mengizinkan penulis menggunakan data dalam penelitian ini.

REFERENSI

- Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G., Keelan, D.K., 1993. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells, in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>
- Amrullah, R., Mohammad, R., Gani, G., Firmansyah, Y., Geologi, T., Padjadjaran, U., Lampung, T.K., 2019. KUALITAS RESERVOIR MIOSEN AWAL BERDASARKAN ROCK TYPE DAN LITOFASIES PADA FORMASI TALANG AKAR, CEKUNGAN ASRI Lapangan AM terletak pada Cekungan dengan hidrokarbon telah terproduksi dari arah utara-selatan dan melengkung ke arah mengetahui detail mengenai 182-190.
- Andriyani, D. C., & Winardi, S., 2023. Petrofisika dan Penyebaran Tipe Batuan

- (Rock Type) Formasi Bekasap pada Lapangan AF, Cekungan Sumatra Tengah.
- Asquith, G., & Krygowski, D., 2004. Basic well log analysis (2nd ed.). American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/Mth16823>
- Asquith, G.B., Gibosn, C.R., 1982. Basic Well Log Analysis for Geologists. American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/Mth3425>
- Dalrymple, R.W., 1992. Tidal Deposition Systems. Facies Model. response to sea Lev. Chang. 407.
- Dalrymple, R.W., Zaitlin, B.A., Boyd, R., 1992. Estuarine facies models; conceptual basis and stratigraphic implications. J. Sediment. Res. 62, 1130–1146. <https://doi.org/10.1306/D4267A69-2B26-11D7-8648000102C1865D>
- Desjardins, P.R., Buatois, L.A., Mángano, M.G., 2012. Tidal Flats and Subtidal Sand Bodies. pp. 529–561. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-53813-0.00018-6>
- Eubank, R. T., & Makki, A.C., 1981. Structural geology of the Central Sumatra back-arc basin, in: Proc. Indon Petrol. Assoc., 10th Ann. Conv. Indonesian Petroleum Association (IPA), Jakarta. <https://doi.org/10.29118/IPA.203.153.196>
- Harviyanti Putri, S.A., Mardiana, U., Mohammad, F., Junalia, R., 2023. Sifat Fisis Batuan Reservoir Batupasir Formasi “Merak” Bagian Atas, Lapangan “Aruna”, Cekungan Sumatera Tengah, Berdasarkan Analisis Petrofisis. Padjadjaran Geosci. J. 7.
- Nichols, G., 2009. Sedimentology and Stratigraphy 2nd Edition, Sustainability (Switzerland). Oxford: Wiley-Blackwell.
- Opuwari, M., Afolayan, B., Mohammed, S., Amaechi, P.O., Bareja, Y., Chatterjee, T., 2022. Petrophysical core-based zonation of OW oilfield in the Bredasdorp Basin South Africa. Sci. Rep. 12, 510. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-04447-6>
- Rider, M., 2002. The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition. Rider- French Consulting Ltd. Scotland.
- Riza, M. F., 2010. Rock Typing pada Reservoir Karbonat. Institut Teknologi Bandung Repository.
- Schlumberger Well Services. 1989. Log interpretation: Principles/applications (7th printing). Schlumberger.
- Selley, R.C., 1985. Ancient Sedimentary Environments and Their Subsurface Diagnosis. London, United Kingdom: Unwin Hyman.
- Serra, O., 1984. Fundamentals of Well-Log Interpretation: The acquisition of logging data (Vol. 15A). Elsevier.
- Tavakoli, V., 2018. Rock Typing. pp. 85–99. https://doi.org/10.1007/978-3-319-78027-6_6
- Walker, R.G., James, N.P., Canada, G.A. of, 1992. Facies Models: Response to Sea Level Change, GEOText (St. John’s). Geological Association of Canada.
- Williams, H.H., Eubank, R.T., 1995. Hydrocarbon habitat in the rift graben of the Central Sumatra Basin, Indonesia. Geol. Soc. London, Spec. Publ. 80, 331–371. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1995.080.01.16>

Petrofisika Formasi Menggala Lapangan "Mangga Selasih" Sumur MS-05

