

**PENENTUAN KARAKTERISTIK RESERVOIR DENGAN PENDEKATAN
PETROFISIKA PADA LAPANGAN “X”, FORMASI TALANG AKAR, INTERVAL
GITA, CEKUNGAN ASRI**

Muhammad Erfanda Jiantaka Ramadhan*, Ildrem Syafri¹, Muhammad Kurniawan Alfadli¹,
Dwandari Ralanarko¹

¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Jatinangor

*Email Korespondensi: erfandajr@gmail.com

ABSTRAK

Penelitian dilakukan pada Lapangan “X” Cekungan Asri pada Formasi Talang Akar, Interval Gita sebagai zona prospek hidrokarbon. Penelitian dilakukan terhadap lima sumur dengan menggunakan data log sumur, batuan inti, dan lumpur pemboran. Berdasarkan data *core* litofasies yang berkembang pada daerah penelitian adalah F1 (*Claystone*), S1 (*Fine Sandstone*), F2 (*Claystone*), S2 (*Medium to Very Fine Sandstone*), S3 (*Sandstone - Siltstone*), S4 (*Medium to Fine Sandstone*), dan F3 (*Claystone*), serta memiliki elektrofasis *cylindrical*, *symmetrical*, dan *serrated*. Berdasarkan model fasies [Davis Jr & Dalrymple \(2011\)](#), Asosiasi fasies yang berkembang pada daerah penelitian adalah *sand bar*, *sand flat*, *mixed flat*, dan *mud flat* yang merupakan lingkungan pengendapan *estuary*. Adapun, berdasarkan perhitungan petrofisika pada Lapangan “X” didapatkan hasil bahwa asosiasi fasies *sand flat* yang memiliki *volume shale* yang paling rendah dengan menggunakan persamaan linear Asquith & Gibson (1982), yaitu kisaran 0.132 – 0.233, sedangkan nilai porositas tinggi dengan pendekatan porositas neutron-densitas Bateman-Konen, yaitu kisaran 0.270 – 0.300 dan memiliki nilai saturasi air paling rendah dengan Persamaan Indonesia (1971), yaitu kisaran 0.170 – 0.233.

Kata Kunci: Cekungan Asri, Formasi Talang Akar, Fasies, Analisis Petrofisika

ABSTRACT

The research was conducted in the “X” Field of the Asri Basin in the Talang Akar Formation, Gita Interval as a hydrocarbon prospect zone. The research was conducted on five wells using well log data, core rocks, and drilling mud. Based on the core data, the lithofacies that developed in the research area are F1 (Claystone), S1 (Fine Sandstone), F2 (Claystone), S2 (Medium to Very Fine Sandstone), S3 (Sandstone - Siltstone), S4 (Medium to Very Fine Sandstone), and F3 (Claystone), and have cylindrical, symmetrical, and serrated electrofacies. Based on the Davis Jr & Dalrymple (2011) facies model, the facies associations that developed in the research area are sand bar, sand flat, mixed flat, and mud flat which are estuary depositional environments. Therefore, based on petrophysical calculations in Field “X”, the results obtained are that the sand flat facies association has the lowest shale volume using the Asquith & Gibson (1982) linear equation, namely in the range of 0.132 - 0.233, while the high porosity value with the Bateman-Konen neutron-density porosity approach, namely in the range of 0.270 - 0.300 and has the lowest water saturation value with the Indonesian Equation (1971), namely in the range of 0.170 - 0.233.

Keywords: Asri Basin, Talang Akar Formation, Facies, Petrophysical Analysis

1. PENDAHULUAN

Cekungan Asri merupakan cekungan yang memiliki karakteristik yang unik. Salah satu aspek uniknya adalah Cekungan Asri didominasi oleh perangkap struktural serta kombinasi antara perangkap stratigrafi dan struktural (Young, dkk., 1991). Perangkap-perangkap ini berperan penting dalam akumulasi hidrokarbon tersebut, menjadikan Cekungan Asri sebagai area yang kaya akan potensi sumber daya energi. Hal ini menjadi karakteristik khas yang membedakan Cekungan Asri dari wilayah geologis lainnya. Tidak hanya itu, Cekungan Asri terkhusus pada Formasi Talang Akar, Interval Gita juga menampilkan jenis kerogen yang dominan menghasilkan minyak tanpa adanya gas (Ginting, dkk., 2019). Keberadaan jenis kerogen ini menciptakan suatu potensi ekonomis yang signifikan, mengingat minyak tanpa gas seringkali lebih bernilai dalam industri energi. Zona ini menjadi titik fokus utama dalam eksplorasi dan eksploitasi sumber daya hidrokarbon di dalam cekungan tersebut.

Adapun untuk memahami karakteristik batuan reservoir secara mendalam, perlu dilakukannya penelitian analisis petrofisika dan analisis fasies. Analisis ini tidak hanya bertujuan untuk mengenali sifat dasar batuan, tetapi juga untuk mengidentifikasi fasies dan lingkungan pengendapannya. Melalui pemahaman yang mendalam tentang fasies dan proses sedimentasi, penelitian ini bertujuan untuk menentukan zona yang paling berpotensi untuk akumulasi hidrokarbon, dikenal sebagai *Interest Zone*, dalam formasi tersebut. Dengan demikian, penelitian ini memberikan kontribusi penting dalam eksplorasi dan pengembangan reservoir

hidrokarbon, dengan menargetkan area-area yang memiliki peluang terbaik untuk penyimpanan dan produksi hidrokarbon yang efisien.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional

Cekungan Asri yang memiliki luas sekitar 3500 km² ini, secara geografis berada pada bagian utara dibatasi oleh Paparan Sunda, pada bagian timur dibatasi oleh Cekungan Biliton dan Busur Karimun Jawa, sedangkan pada bagian selatan dibatasi oleh Cekungan Jawa barat, serta pada bagian barat dibatasi oleh tinggian Lampung (Gambar 2.1). Cekungan ini terbentuk pada Paleosen hingga Pleistosen dengan ketebalan sedimen maksimum mencapai 4876,8 m (Sukanto dkk., 1998).

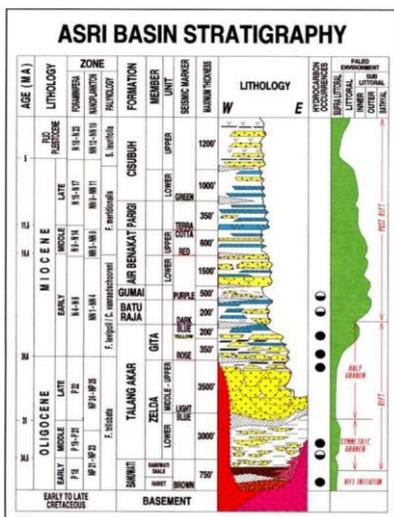


Gambar 2. 1 Lokasi Cekungan Asri

Pada Cekungan Asri terdapat gaya ekstensional intrakratonik yang menyebabkan cekungan Asri merupakan cekungan busur belakang merupakan bagian dari sistem *half-graben rift* (Sukanto dkk., 1998). Secara umum sistem sedimentasi dan jenis struktur pada Cekungan Asri ini dipengaruhi oleh tiga periode tektonik yang utama, yaitu:

1. *Rift Initiation* atau awal terjadinya *rifting* (pra-Oligosen – Oligosen Awal),
2. *Syn Rift* atau selama pembentukan *rift* (Oligosen Awal – Oligosen Akhir),
3. *Post Rift* atau setelah pembentukan *rift* (Miosen Akhir – Pleistosen).

Kolom Stratigrafi Cekungan Asri yang diungkapkan oleh Sukanto dkk. (1998) (Gambar 2.2). Batuan dasar merupakan jenis batuan Pra-Tersier yang terdiri dari batuan beku (granit/granodiorit yang berkomposisi asam) sampai batuan metamorf tingkat rendah, seperti sekis, marmar, dan kuarsit. Formasi Banuwati terbentuk pada Oligosen Awal yang memiliki endapan *shale* hitam dari lakustrin sebagai endapan awal dari sistem pengendapan Cekungan Asri dan merupakan kontak antara *shale* lakustrin dan klastik Banuwati. Formasi Talang Akar sendiri terbagi menjadi dua anggota, yaitu: Anggota Zelda terbentuk pada Oligosen Tengah hingga Akhir tersusun oleh batupasir halus, *siltstone*, *mudstone* yang tebal, dan dijumpai lapisan tipis batubara yang diendapkan lingkungan di luar danau dangkal fluvial-delta. Kemudian Anggota Gita terbentuk pada periode post rift pada kala Miosen Awal yang tersusun dari endapan *mudstone transgressive*, *shale*, dan batubara serta batupasir *channel estuarine* yang memiliki lingkungan pengendapan supratidal-intertidal. Formasi Baturaja terbentuk pada Miosen Awal yang memiliki beberapa litologi penyusun, seperti batugamping dan batulempung secara berlapis dengan bagian bawahnya mempunyai porositas yang baik.



Gambar 2. 2 Kolom Stratigrafi Cekungan Asri (Sukanto, dkk., 1998)

2.2 Well Log

Well logging adalah suatu metode untuk mengukur parameter fisika dalam lubang bor yang bervariasi terhadap dengan kedalaman sumur. Hasil dari metode ini, yaitu dapat mengetahui karakteristik dari reservoir, seperti porositas, saturasi air, dan permeabilitas.

1. Log Gamma Ray

Log gamma ray adalah log sumur yang mengukur radiasi gamma alami yang berasal dari suatu formasi. Radiasi gamma berasal dari isotop kalium-40, thorium, dan uranium. *Log gamma ray* merupakan log pasif, artinya log tersebut tidak memancarkan sinar gamma apapun, melainkan mendeteksi keberadaan unsur radioaktif yang ditemukan secara alami dalam formasi bawah tanah tertentu. *Log gamma ray* dapat digunakan untuk mengidentifikasi litologi dan menghubungkannya.

2. Log Resistivitas (Log Tahanan Jenis)

Log resistivitas adalah jenis log sumur yang mengukur kemampuan batuan dalam menahan aliran listrik dan berskala dalam ohm-meter. Log resistivitas digunakan untuk mengetahui porositas, litologi, saturasi air, dan keberadaan hidrokarbon. Pada umumnya, batuan reservoir memiliki resistivitas yang tinggi. Namun, resistivitas batuan lebih tergantung pada fluida yang mengisi pori batuan. Jika reservoir terisi minyak atau gas, maka resistivitas akan tinggi dan jika terisi air formasi atau *water-based mud filtrate*, maka resistivitas akan rendah.

3. Log Akustik (*Sonic Log*)

Log akustik adalah jenis log sumur yang mengukur kecepatan gelombang suara dalam suatu formasi. Alat tersebut memancarkan gelombang suara ke dalam formasi dan mengukur waktu yang diperlukan gelombang tersebut untuk melewati formasi dan kembali ke alat. Log

akustik digunakan untuk menentukan porositas, litologi, dan keberadaan rekahan

4. Log Neutron

Log neutron adalah jenis log sumur yang mengukur jumlah hidrogen dalam suatu formasi dalam bentuk gas, padat, atau cair. Log neutron digunakan untuk menilai porositas di zona reservoir potensial. Log neutron termasuk log radioaktif dengan memancarkan neutron ke dalam formasi batuan.

5. Log Densitas

Log densitas merupakan log yang digunakan untuk menentukan porositas dengan mengukur density bulk batuan serta dapat juga digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air. Alat pencatatan densitas biasanya menggunakan sumber Cesium-137 untuk memancarkan sinar gamma. Umumnya log densitas digunakan bersamaan dengan log neutron. Log densitas memberikan informasi tentang litologi, porositas, dan saturasi fluida formasi.

6. Log Kaliper

Log kaliper adalah alat pencatatan sumur yang menyediakan pengukuran terus menerus terhadap ukuran dan bentuk lubang bor sepanjang kedalamannya. Log kaliper digunakan untuk mengidentifikasi pencucian, keruntuhan, atau pembengkakan serpih di lubang bor, yang dapat mempengaruhi hasil log sumur lainnya.

7. Log Spontaneous Potential (SP)

Log SP adalah jenis log yang digunakan untuk mengukur perbedaan tegangan listrik searah (DC) dalam bentuk milivolt antara potensial alami yang terjadi karena pergerakan elektroda yang bergerak naik turun di dalam lubang bor dengan elektroda yang ditempatkan di permukaan (Asquith & Krygowski, 2004). Log ini juga digunakan untuk mengukur diameter sebenarnya dari lubang bor dengan tujuan perencanaan dan penyeyaman, serta dapat

menunjukkan lapisan yang dapat dilewati oleh fluida dan lapisan yang tidak dapat dilewati oleh fluida.

2.3 Analisis Petrofisika

1. Analisis Kualitatif

Interpretasi kualitatif bertujuan untuk mengenali lapisan batuan yang mengandung cadangan, mengidentifikasi lapisan yang berpotensi mengandung hidrokarbon, dan memberikan estimasi tentang jenis hidrokarbon yang mungkin ada di dalamnya. Untuk menilai jenis litologi, informasi dapat diperoleh dari log GR atau log SP. Sementara untuk mengidentifikasi jenis fluida dalam formasi, apakah itu air, minyak, atau gas, kita dapat merujuk pada log resistivitas dan kombinasi log densitas-neutron. Untuk membedakan antara keberadaan gas atau minyak dalam formasi, kita bisa melihat pada data gabungan log neutron-densitas.

2. Analisis Kuantitatif

Analisis kuantitatif pada umumnya digunakan untuk menganalisa parameter fisik batuan berupa volume serpih (V_{sh}), porositas (ϕ), dan saturasi air (S_w).

a. Volume Serpih (V_{sh})

Dalam interpretasi formasi yang mengandung *shale*, perlu dilakukan perhitungan *volume shale* karena nilai ini dapat terpengaruh oleh hasil perhitungan pada karakteristik fisik batuan, seperti penurunan porositas efektif, pengurangan permeabilitas, dan perubahan resistivitas tegangan. Kandungan serpih dapat ditentukan dengan log *gamma ray*. Volume serpih akan sesuai dengan nilai indeks *gamma ray* karena respon log *gamma ray* berbanding lurus dengan volume serpih. Untuk menghitung *volume shale*, yaitu dengan menggunakan persamaan linear Asquith & Gibson (1982).

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots \dots \dots (2.1)$$

b. Porositas (ϕ)

Porositas dalam sebuah medium merujuk pada sebagian dari ruang dalam batuan yang tidak diisi oleh materi padat. Pada saat ingin mengestimasi porositas, informasi dapat diperoleh dari berbagai jenis log, termasuk log densitas, log neutron, log *sonic*, dan juga data gabungan dari log-log tersebut. Porositas sendiri adalah perbandingan volume pori dalam batuan terhadap volume totalnya. Dalam karakterisasi reservoir perlu diketahui bahwa terdapat dua jenis porositas, yaitu porositas total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE).

Porositas total dalam Asquith & Krygowsky (2004).

$$\Phi = \frac{\text{Volume pori total}}{\text{Volume total batuan}} \dots\dots\dots (2.2)$$

Porositas efektif dalam Glover (2000)

$$\text{PHIE} = \text{PHIT} \times (1 - V_{sh}) \dots\dots\dots (2.3)$$

Terdapat beberapa metode dalam menghitung porositas efektif, yaitu dengan menggunakan log neutron, densitas, neutron-densitas, dan *sonic*.

Porositas efektif menggunakan log neutron dalam Glover (2000)

$$\phi_{Ne} = \phi (HI_{mf} \times S_{Xo} + HI_{hc} (1 - S_{Xo})) \dots\dots\dots (2.4)$$

Porositas efektif menggunakan log densitas dalam Asquith & Krygowsky (2004)

$$\phi = \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \right) - V_{shale} \times \rho_{bshale} \dots\dots\dots (2.5)$$

Porositas efektif menggunakan log neutron-densitas Bateman-Konen

$$\phi_e = \frac{\Phi D \times \Phi N_{sh} - \Phi N \times \Phi D_{sh}}{\Phi N_{sh} - \Phi D_{sh}} \dots\dots\dots (2.6)$$

Porositas efektif menggunakan log sonic persamaan (Wyllie et al., 1958)

$$\phi_e = \frac{\Phi D \times \Phi N_{sh} - \Phi N \times \Phi D_{sh}}{\Phi N_{sh} - \Phi D_{sh}} \dots\dots\dots (2.6)$$

c. Saturasi air (S_w)

Saturasi air atau tingkat kejenuhan air adalah perbandingan antara volume cairan yang ada di dalam ruang pori dengan volume total porositas batuan (Harsono, 1997). Dalam industri minyak dan gas, tingkat kejenuhan air digunakan untuk menentukan sejauh mana ruang pori dalam batuan terisi oleh minyak, gas, atau air. Semakin kecil nilai tingkat kejenuhan air dalam batuan, semakin banyak ruang pori yang diisi oleh fluida hidrokarbon (minyak atau gas). Bagian dari ruang pori yang berisi air disebut tingkat kejenuhan air dan disimbolkan sebagai S_w . Sementara bagian lain dari pori yang berisi hidrokarbon disebut tingkat kejenuhan hidrokarbon, yang setara dengan $(1 - S_w)$. Jika sebuah formasi tidak mengandung hidrokarbon, maka nilai S_w adalah 1,0 atau 100%. Terdapat beberapa persamaan dalam menentukan nilai S_w :

Persamaan Simandoux (1963)

$$S_w = \frac{0.4 \times R_w}{\phi^2} \left[\sqrt{\frac{5 \cdot \phi^2}{R_w \cdot Rt} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}}} - \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (2.8)$$

Persamaan Indonesia (1971)

$$S_w = \left(\frac{\sqrt{\frac{1}{Rt}}}{\left(\frac{V_{sh}(1-0.5)}{\sqrt{R_{sh}}} \right) + \frac{m}{\sqrt{a \times R_w}}} \right)^{\frac{2}{n}} \dots\dots\dots (2.9)$$

Metode Persamaan Simandoux (1963) ini perhitungan kandungan serpih mulai diperhatikan dan dilakukan pada formasi yang mempunyai salinitas air yang tinggi (*saline water*). Metode Persamaan Indonesia (1971) juga memperhatikan kehadiran kandungan serpih dan dilakukan pada formasi yang mengandung salinitas air yang rendah. Dimana kandungan shale berkisar 30%-70% yang sering ada pada lapangan minyak di Indonesia (Poupon & Leveaux, 1971).

3. METODE PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan adalah analisis kualitatif dan kuantitatif untuk mengevaluasi fasies dan lingkungan pengendapan, serta perhitungan petrofisika.

Data yang diperoleh dan diproses meliputi data *well log*, data *core*, data *mud log*, dan data pendukung lainnya.

Diawali dengan penentuan fasies, diperlukan analisis litofasies dan elektrofases. Analisis litofasies dengan melihat kesamaan karakteristik batuan, seperti warna, ukuran butir, atau struktur sedimen yang muncul (Nichols, 2009). Sedangkan analisis elektrofases diidentifikasi dengan memeriksa pola kurva *gamma ray* yang disesuaikan dengan klasifikasi pola kurva *gamma ray* yang diperkenalkan Kendall (2003).

Kemudian melakukan interpretasi log sumur dan evaluasi parameter petrofisika, beberapa perhitungan dilakukan, termasuk analisis *volume shale* (Vsh), analisis porositas, dan analisis saturasi air (Sw).. Kemudian, melakukan penentuan *cut-off* sehingga mendapatkan *pay summary* hingga melakukan perbandingan dengan analisis fasies agar dapat mengetahui hubungan lingkungan pengendapan dengan hasil analisis petrofisika.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian dilakukan di lapangan "X" pada Cekungan Asri yang tersusun oleh Formasi Talang Akar, Interval Gita. Penelitian ini difokuskan terhadap lima sumur, yaitu ME-01, ME-02, ME-03, ME-04, dan ME-05, dengan fokus pada analisis litofasies, elektrofases, asosiasi fasies, serta lingkungan pengendapan. Selain itu, dilakukan perhitungan parameter petrofisika seperti volume serpih, porositas, dan saturasi air untuk menentukan karakteristik reservoir hidrokarbon.

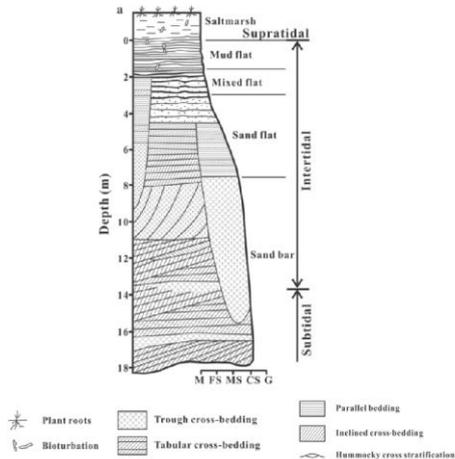
Analisis Fasies dan Lingkungan Pengendapan

Penentuan dari analisis litofasies ini dilakukan dengan mengkorelasikan data mudlog, *special core analysis* (SCAL), dan

sidewall core sehingga dapat mengetahui komposisi pembeda dalam menentukan jenis litologi pada sumur penelitian. Kemudian dari analisis litofasies tersebut dapat membantu dalam penentuan analisis elektrofases. Analisis elektrofases dilakukan pada penelitian dengan mengamati pola *gamma ray* yang disesuaikan dengan klasifikasi Kendall (2003). Litofasies yang berkembang pada daerah penelitian adalah F1 (*Claystone*), S1 (*Fine Sandstone*), F2 (*Claystone*), S2 (*Medium to Very Fine Sandstone*), S3 (*Sandstone - Siltstone*), S4 (*Medium to Fine Sandstone*), dan F3 (*Claystone*), serta memiliki elektrofases *cylindrical*, *symmetrical*, dan *serrated*.

Dari analisis litofasies, elektrofases, struktur sedimen, dan biostratigrafi, daerah penelitian berada pada lingkungan pengendapan tide-dominated-estuary dan asosiasi fasies yang berkembang berdasarkan model fasies Davis Jr & Dalrymple (2011) (Gambar 2.3) pada daerah penelitian adalah sand bar, sand flat, mixed flat, dan mud flat. Hal ini dibuktikan pada daerah penelitian terdapat struktur sedimen cross-bedding pada asosiasi fasies sand bar yang mengindikasikan pengendapan yang dipengaruhi oleh tidal (Boggs, S 2006). Hal ini juga dibuktikan pada analisis biostratigrafi pada sumur kunci yaitu, sumur ME-01 bahwa pada daerah penelitian terdapat palinomorf yang diakui sebagai indikator yang sensitif terhadap proses dan lokasi sedimentasi (Traverse, 1988). Palinomorf ini berupa fosil polen dan spora yang dapat menentukan untuk menentukan umur relatif dan interpretasi lingkungan pengendapan, terutama di wilayah transisi dan daratan. Pada analisis biostratigrafi, terdapat kehadiran palinomorf berupa *Casuarina* pada kedalaman 3134 ft dan *Meyeripollis naharkotensis* pada kedalaman 3222 ft.

Berdasarkan kehadiran palinomorf tersebut mencirikan lingkungan tidal (litoral)



Gambar 4. 1 Model fasies *tide-dominated-estuary* oleh Davis Jr & Dalrymple (2011)

Zona Reservoir

Analisis parameter petrofisika dilakukan pada lapangan “X” terdiri dari 5 sumur, yaitu ME-01, ME-02, ME-03, ME-04, ME-05. Sumur ME-01 merupakan *key well* sebagai penentuan dalam perhitungan parameter petrofisika. Pada analisis ini juga terbagi menjadi beberapa zona. Zona tersebut merupakan zona reservoir yang diakaitkan dengan zona fasies pengendapan yang berkembang pada daerah penelitian. Zona yang berpotensi dalam menyimpan hidrokarbon (Tabel 4.1)

Tabel 4. 1 Zona reservoir lapangan "X"

Sumur	Fasies	Zona Reservoir	Interval (ft)
ME-01	Mixed flat	Zona 1	3140 - 3209
	Sand flat	Zona 2	3209 - 3266
	Sand bar	Zona 3	3266 - 3315
ME-02	Mud flat	Zona 1	3588 - 3752
	Mixed flat	Zona 2	3752 – 3800
ME-03	Mud flat	Zona 1	3389 - 3495
	Sand flat	Zona 2	3495 - 3596
	Mud flat	Zona 3	3596 - 3646
ME-04	Mixed flat	Zona 1	3458 - 3508
	Sand flat	Zona 2	3508 - 3561
	Mixed flat	Zona 3	3561 - 3600
ME-05	Mud flat	Zona 1	4357 - 4461
	Sand flat	Zona 2	4461 - 4560
	Mud flat	Zona 3	4560 - 4664

Perhitungan Volume Shale (Vsh)

Volume shale ini menunjukkan berapa banyak shale yang terkandung dalam suatu batuan pada interval tertentu. Perhitungan volume shale dilakukan dengan menggunakan pola log gamma ray yang telah dikoreksi sebelumnya. Metode yang digunakan pada perhitungan volume shale ini adalah metode linear. Metode ini memberikan nilai volume serpih yang paling stabil dibandingkan dengan metode lainnya dan memiliki nilai volume shale yang sama dengan nilai indeks gamma ray. Perhitungan dilakukan dengan menentukan nilai maksimum GR (GR maks) yang merepresentasikan interval clay dan nilai minimum GR (GR min) yang merepresentasikan interval clean sandstone.



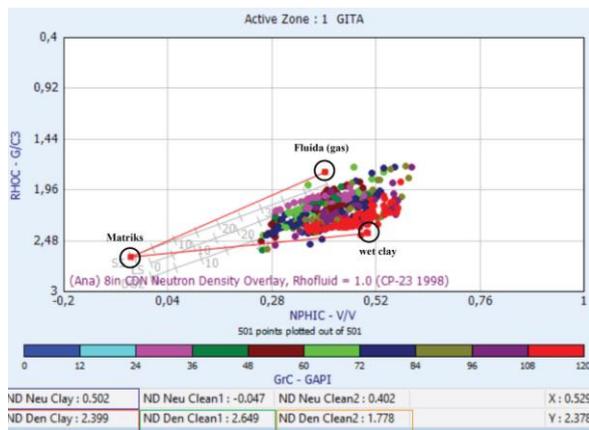
Gambar 4. 2 Histogram *gamma ray* sumur ME-01

Dari hasil histogram *gamma ray* pada perhitungan volume shale didapatkan nilai GR max sebesar 136.4425 dan nilai GR min sebesar 27.7259 (Gambar 4.2). Hasil perhitungan volume shale dengan metode linear berdasarkan persamaan Asquith (1982) pada setiap sumur ditunjukkan pada Tabel 4.2.

Perhitungan Porositas

Perhitungan porositas dilakukan dengan menggunakan data RHOB dan NPHI. Perhitungan porositas diawali dengan melakukan *crossplot* Nphi-Rhob

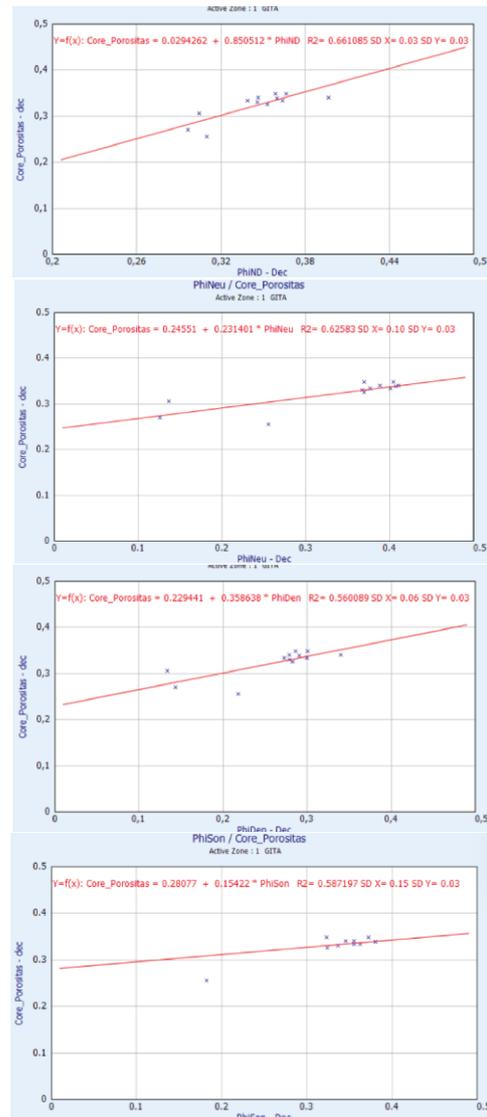
dalam penentuan ΦN_{sh} (*neutron porosity of shale*), ΦD_{sh} (*density porosity of shale*), ρ_{ma} (matriks densitas), dan ρ_{fl} (fluida densitas) didapatkan dengan meletakkan titik matrix pada titik *sandstone line* dengan memperhatikan litologi utama pada formasi daerah penelitian yaitu batupasir, titik fluida pada titik zona gas, dan titik *wet clay* pada zona lempung sehingga didapatkan nilai ΦN_{sh} (*neutron porosity of shale*) sebesar 2.399 dan ΦD_{sh} (*density porosity of shale*) sebesar 0.502, ρ_{ma} (matriks densitas) sebesar 2.649, dan ρ_{fl} (fluida densitas) sebesar 1.778 (Gambar 4.3).



Gambar 4. 3 Crossplot Nphi-Rhob penentuan ΦN_{sh} , ΦD_{sh} , ρ_{ma} , dan ρ_{fl}

Kemudian, metode yang digunakan pada perhitungan porositas ini, yaitu menggunakan metode porositas densitas-neutron. Kemudian membandingkan grafik *trendline* dengan memasukkan kedua data yaitu *core porosity* dan *porosity* dari metode yang ingin dibandingkan. Metode porositas yang digunakan dipilih yang pendekatan dengan data *core*, yaitu dengan nilai R^2 (koefisien korelasi) yang lebih mendekati satu (Wijanarko, 2021). Pada penelitian ini dilakukan perbandingan metode porositas, yaitu ϕ_{iND} (porositas *neutron-density*), ϕ_{iNeu} (porositas *neutron*), ϕ_{iDen}

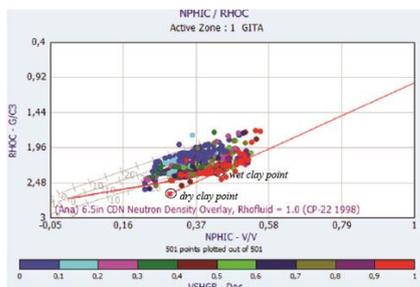
(porositas *density*), dan ϕ_{iSon} (porositas *sonic*) yang tercantum pada Gambar 4.4.



Gambar 4. 4 Perbandingan core penyusun dengan beberapa metode porositas

Hasil perbandingan tersebut perbandingan *core porosity* dengan metode porositas neutron-density (ϕ_{iND}) yang memiliki nilai R^2 mendekati satu dibandingkan dengan metode lain dengan nilai R^2 sebesar 0.661085. Melakukan *crossplot* RHOB dan NPHI untuk menentukan *wet clay point* dan *dry clay point* yang akan digunakan untuk menentukan total porositas dari *clay* (Gambar 4.5). Total porositas *clay* nanti akan digunakan untuk memisahkan porositas efektif (PHIE) dari total porositas (PHIT). *Wet clay point* didapatkan pada

titik *Grmax* yang mengandung volume shale paling besar (Mauladika, 2018). *Dry clay point* merupakan mineral lempung yang dominan penyusun litologi yang didapatkan pada data XRD.



Gambar 4. 5 Crossplot Nphi-Rhob penentuan *wet clay point* dan *dry clay point*

Hasil dari *crossplot* tersebut, didapat nilai *wet clay point* sebesar 2.33 g/cm³. Kemudian, pada data XRD menunjukkan bahwa kaolinite dominan pada interval penelitian, sehingga nilai dari *dry clay point* yang merupakan densitas kaolinite sebesar 2.65 g/cm³.

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, maka didapatkan hasil nilai rata-rata porositas efektif pada setiap sumur berdasarkan klasifikasi Koeseomadinata (1980) yang tercantum pada Tabel 4.2.

Perhitungan Saturasi Air (Sw)

Dalam perhitungan saturasi air, diperlukan penentuan nilai *tortuosity factor* (a), *cementation factor* (m), *saturation exponent* (n), resistivitas air (Rw), dan temperatur resistivitas air (Rw temp). Nilai-nilai tersebut didapatkan pada data *Special Core Analysis* (SCAL). Pada data SCAL menyatakan bahwa nilai a (*tortuosity factor*) adalah 1, nilai m (faktor sementasi) adalah 1.88, nilai n (konstanta saturasi) adalah 1.87. Pada data *water analysis report*, didapatkan nilai Rw sebesar 0.208 dan nilai Rw temp 125 deg F dengan kandungan konsentrasi klorida sebesar 10.459 mg/L. Metode yang digunakan dalam perhitungan saturasi air ini

menggunakan metode persamaan Indonesia (1971). Hal ini disebabkan pada daerah penelitian memiliki karakteristik *shaly-sand formation* dan memiliki salinitas yang rendah.

Melakukan *crossplot* *Vshale* (Vwcl) dan LLD untuk mendapatkan nilai resistivitas shale (Rsh) dengan menempatkan pada area *Vshale* tinggi dan LLD rendah. Area ini merupakan kumpulnya titik-titik zona yang didominasi oleh lempung sehingga didapatkan nilai resistivitas *shale* (Rsh) sebesar 1.83515 dinyatakan pada Gambar 4.6.



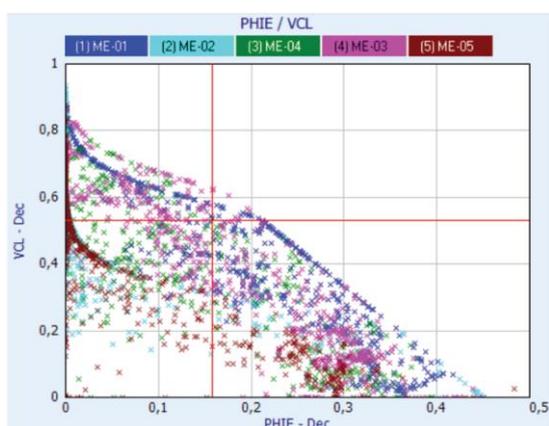
Gambar 4. 6 Crossplot *Vshale* (Vwcl) dan LLD dalam penentuan resistivitas *shale* (Rsh)

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, maka didapatkan hasil nilai rata-rata saturasi air (Sw) pada setiap sumur (Tabel 4.2).

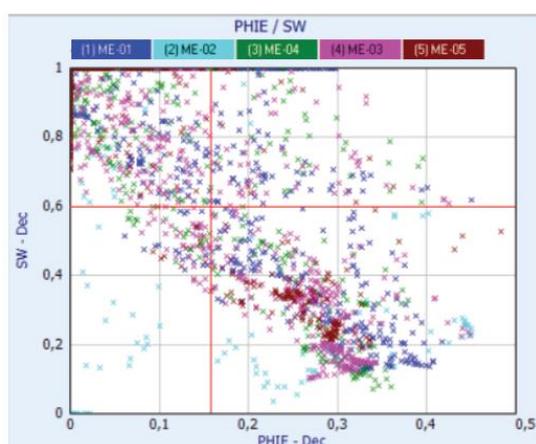
Cut-off

Cut-off merupakan nilai ambang batas dalam penentuan karakteristik reservoir. Nilai *cut-off* ditentukan dengan *crossplot*. *Crossplot* porositas [ditunjukkan pada sumbu X](#) dan volume shale [pada sumbu Y](#) untuk menentukan nilai *cut-off* kedua tersebut (Gambar 4.7). *Crossplot* porositas [ditunjukkan pada sumbu X](#) dan saturasi air (Sw) [pada sumbu Y](#) untuk menentukan *cut-off* kedua tersebut (Gambar 4.8). Penentuan batas nilai *cut-off volume shale* didapatkan dengan membandingkan sebaran data

volume shale pada tiap sumur. Penentuan batas nilai *cut-off* porositas berdasarkan data *drill stem test* (DST). Pada data tersebut berisi bahwa pada interval 3288 – 3298 ft mengandung hidrokarbon sehingga pada data tersebut sebagai referensi dalam penentuan nilai *cut-off*, sedangkan penentuan batas nilai *cut-off* saturasi air bertentangan dengan batas nilai *cut-off* yang didapatkan pada data *drill stem test* (DST) (Mashaba & Altermann, 2015). Maka dari itu, didapatkan hasil *cut-off volume shale* (VCL) diperoleh sebesar ≤ 0.531 , *cut-off* porositas (PHIE) sebesar ≥ 0.15 , *cut-off* saturasi air (SW) sebesar ≤ 0.6 .



Gambar 4. 7 Penentuan nilai *cut-off* porositas efektif (PHIE) dan *volume shale* (VCL)



Gambar 4. 8 Penentuan nilai *cut-off* porositas efektif (PHIE) dan saturasi air (SW)

Hubungan antara Fasies dengan Analisis Petrofisika pada Zona Reservoir

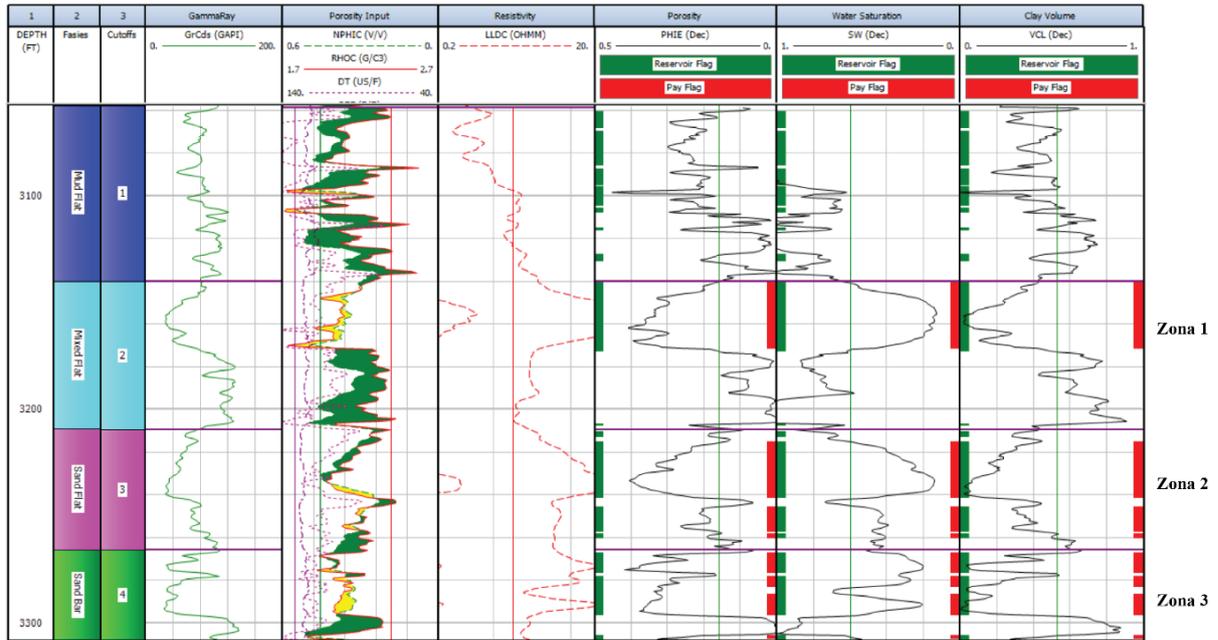
Setelah melakukan perhitungan parameter petrofisika, kemudian melakukan hubungan analisis petrofisika dengan karakteristik fasies yang berkembang pada tiap sumur. Berikut hasil hubungan tersebut (Tabel 4.2):

- Asosiasi fasies *sand bar* memiliki karakter fasies F3 (*Claystone*) dan S4 (*Medium to Fine Sandstone*) dengan rata-rata nilai *volume shale* sebesar 0.349, rata-rata nilai porositas efektif sebesar 0.317 yang termasuk dalam klasifikasi istimewa menurut Koesomadinata (1978), adapun rata-rata nilai saturasi sebesar air 0.190.
- Asosiasi fasies *sand flat* memiliki karakter fasies S2 (*Medium to Very Fine Sandstone*) dan S3 (*Sandstone – Siltstone*) dengan rentang rata-rata nilai *volume shale* sebesar 0.132 – 0.233, rata-rata nilai porositas efektif sebesar 0.270 – 0.300 yang termasuk dalam klasifikasi istimewa menurut Koesomadinata (1978), adapun rata-rata nilai saturasi sebesar air 0.170 – 0.233.
- Asosiasi fasies *mixed flat* memiliki karakter fasies F2 (*Claystone*) dan S1 (*Fine Sandstone*) dengan rentang rata-rata nilai *volume shale* sebesar 0.161 – 0.338, rata-rata nilai porositas efektif sebesar 0.228 – 0.317 yang termasuk dalam klasifikasi sangat baik – istimewa menurut Koesomadinata (1978), adapun rata-rata nilai saturasi sebesar air 0.115 – 0.408.
- Asosiasi fasies *mud flat* memiliki karakter fasies F1 (*Claystone*) dengan rentang rata-rata nilai *volume shale* sebesar 0.197 – 0.349, rata-rata nilai porositas efektif sebesar 0.237 – 0.349 yang termasuk dalam klasifikasi sangat baik – istimewa menurut Koesomadinata (1978), adapun rata-rata nilai saturasi sebesar air 0.197 – 0.391.

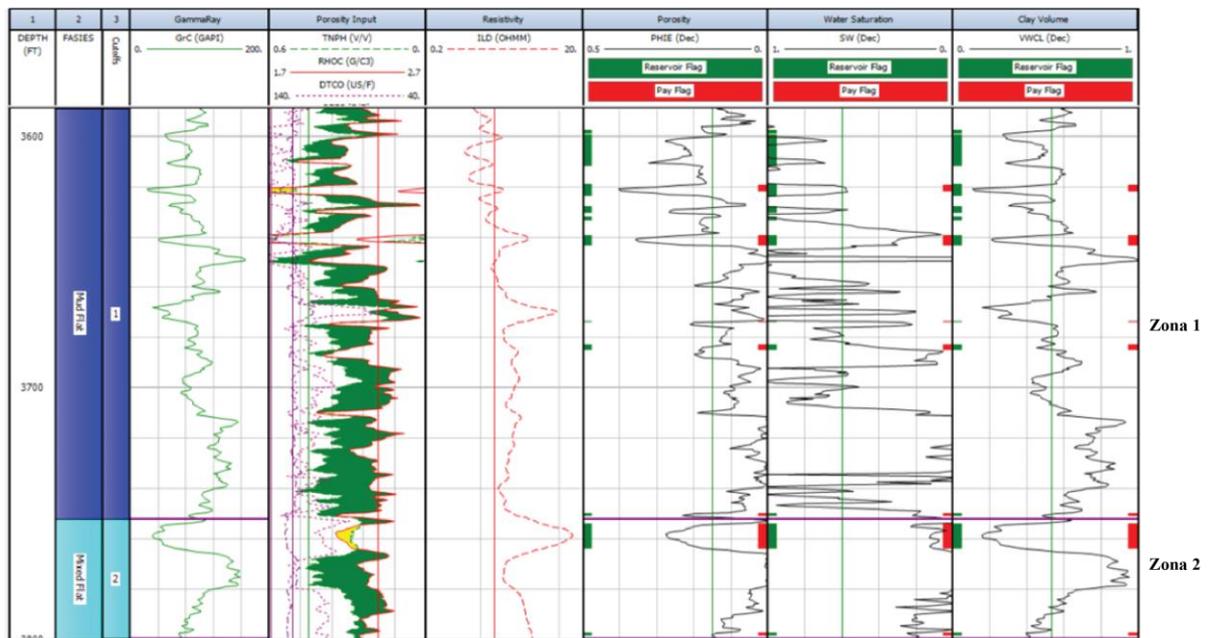
Tabel 4. 2 Karakteristik Reservoir Lapangan "X"

Sumur	Fasies	Zona Reservoir	Net Pay	Interval (ft)	Vsh	Porositas	Klasifikasi Koesoemadinata (1978)	Sw
ME-01	Mixed flat	Zona 1	69	3140 - 3209	0.193	0.312	Istimewa	0.241
	Sand flat	Zona 2	57	3209 - 3266	0.233	0.270	Istimewa	0.233
	Sand bar	Zona 3	43	3266 - 3315	0.190	0.317	Istimewa	0.190
ME-02	Mud flat	Zona 1	10.5	3588 - 3752	0.349	0.280	Istimewa	0.349
	Mixed flat	Zona 2	10	3752 - 3800	0.242	0.228	Sangat baik	0.115
ME-03	Mud flat	Zona 1	10.5	3389 - 3495	0.304	0.269	Istimewa	0.391
	Sand flat	Zona 2	73.5	3495 - 3596	0.189	0.286	Istimewa	0.207
	Mud flat	Zona 3	32.5	3596 - 3646	0.265	0.291	Istimewa	0.346
ME-04	Mixed flat	Zona 1	16.75	3458 - 3508	0.338	0.275	Istimewa	0.408
	Sand flat	Zona 2	30.75	3508 - 3561	0.132	0.3	Istimewa	0.170
	Mixed flat	Zona 3	13	3561 - 3600	0.161	0.269	Istimewa	0.260
ME-05	Mud flat	Zona 1	104	4357 - 4461	0.197	0.349	Istimewa	0.197
	Sand flat	Zona 2	99	4461 - 4560	0.183	0.285	Istimewa	0.183
	Mud flat	Zona 3	104	4560 - 4664	0.257	0.237	Sangat baik	0.257

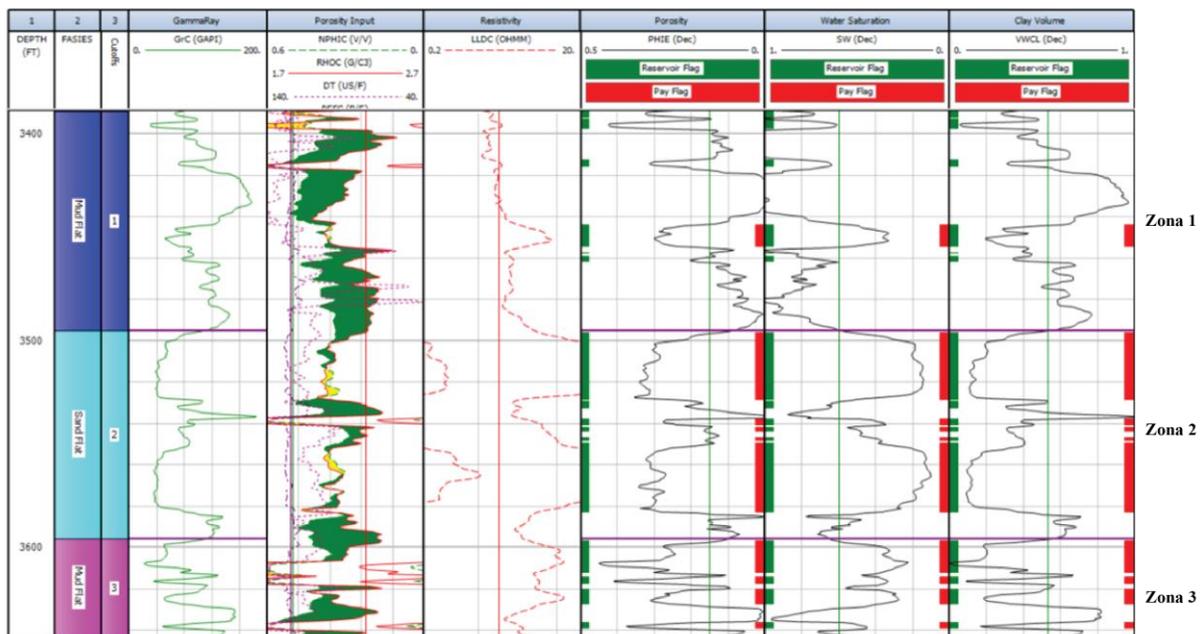
Penentuan Karakteristik Reservoir Dengan Pendekatan Petrofisika Pada Lapangan "X", Formasi Talang Akar, Interval Gita, Cekungan Asri(Erfanda)



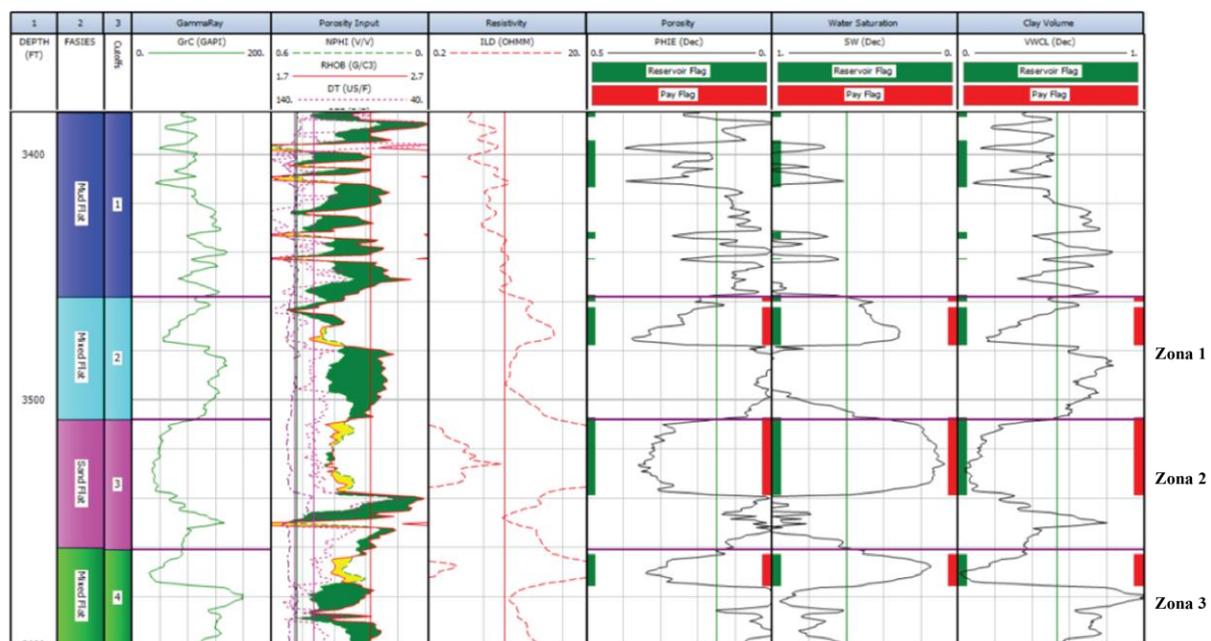
Gambar 4. 9 Zona Reservoir sumur ME-01



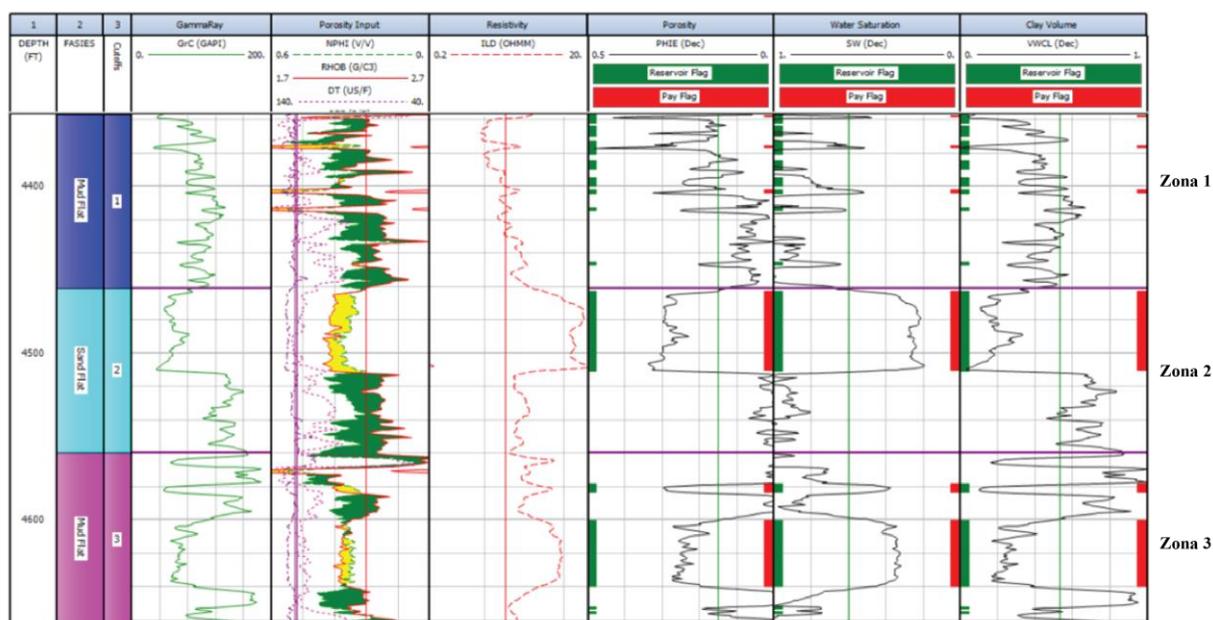
Gambar 4. 10 Zona Reservoir sumur ME-02



Gambar 4. 11 Zona Reservoir sumur ME-03



Gambar 4. 12 Zona Reservoir sumur ME-04



Gambar 4. 13 Zona Reservoir sumur ME-04

5. KESIMPULAN

Berdasarkan analisis fasies dan petrofisika yang telah dilakukan maka, disimpulkan:

- Terdapat tujuh litofasies yang berkembang pada daerah penelitian, yaitu F1 (*Claystone*), S1 (*Fine Sandstone*), F2 (*Claystone*), S2 (*Medium to Very Fine Sandstone*), S3 (*Sandstone - Siltstone*), S4 (*Medium to Fine Sandstone*), dan F3 (*Claystone*), serta tiga pola elektrofisies yang berkembang pada daerah penelitian, yaitu: *cylindrical*, *symmetrical*, dan *serrated*.
- Asosiasi fasies yang berkembang pada daerah penelitian, yaitu *sand bar*, *sand flat*, *mixed flat*, dan *mud flat* yang merupakan lingkungan pengendapan *tide-dominated-estuary*.
- Reservoir yang paling baik merupakan pada asosiasi fasies *sand flat*. Hal ini disebabkan karena pada asosiasi fasies ini memiliki *net pay* yang tebal. Pada asosiasi fasies ini juga memiliki *volume shale* yang paling rendah, nilai

porositas efektif yang termasuk ke dalam kategori istimewa berdasarkan klasifikasi kualitas porositas koesoemadinata (1978), dan nilai saturasi air yang paling rendah dibandingkan dengan fasies lainnya.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G.B. 1982. *Basic Well log Analysis for Geologists*. Oklahoma: AAPG, Methods in Exploration Series.
- Asquith, G. B., Krygowski, D., & Gibson, C. R. 2004. *Basic well log analysis* (Vol. 16). Tulsa: American Association of Petroleum Geologists.
- Boggs, S., 2006. *Principles of sedimentology and stratigraphy* (Vol. 662). Upper Saddle River, NJ: Pearson Prentice Hall.
- Davis Jr & Dalrymple, 2011. *Principles of tidal sedimentology*. Springer Science & Business Media

- Drahovzal, J. A., Harris, D. C., Wickstrom, L. H., Walker, D., Baranoski, M. T., Keith, B., & Furer, L. C. 1992. *The east continent rift basin: a new discovery*. Ohio. Division of Geological Survey.
- Ginting, D.P., Sunardi, E., Sendjaja, Y.A., Ilmi, N.N. and Irfree, B., 2019. Potensi Batuan Induk Anggota Zeldia Dan Gita, Formasi Talang Akar, Cekungan Asri Berdasarkan Analisis Geokima. *Geoscience Journal*, 3(2), pp.95-101.
- Glover, P. 2000. *Petrophysics MSc course notes*. University of Leeds, UK.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services. Jakarta
- Kendall, C., & Pomar, L. (2003). System Tract Bounding Surfaces, Lithofacies, Geometric Hierarchies and Stacking Patterns: Keys To Shallow Watercarbonate Interpretation. *AAPG Bulletin*.
- Koesoemadinata, R.P. 1978. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: ITB
- Magoon, L. B., & Dow, W. G. 1991. *The petroleum system-from source to trap*. AAPG Bulletin (American Association of Petroleum Geologists);(United States), 75(CONF-910403-).
- Mashaba, V. and Altermann, W., 2015. Calculation of water saturation in low resistivity gas reservoirs and pay-zones of the Cretaceous Grudja Formation, onshore Mozambique basin. *Marine and Petroleum Geology*, 67, pp.249-261.
- Mauladika, A. I. (2018). ANALISIS SIFAT PETROFISIKA BATUAN MENGGUNAKAN METODE MULTIMINERAL PROBABILISTIK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR PADA SUMUR A-1 DAN A-2 LAPANGAN X, CEKUNGAN BONAPARTE.
- Nichols, G. 2009. *Sedimentology and stratigraphy*. John Wiley & Sons.
- Osayande, O.W. and Okengwu, K.O., 2017. *Lithofacies analysis and depositional environments of the waz fields, Niger Delta, Nigeria*. *Int J Eng Sci*, 6(10), pp.1-9.
- Prihantini, A. 2020. *Analisis Petroleum System dan Risiko Geologi Di Lapisan TAF 3.2 Lapangan AP Kompleks Formasi Cibulakan Bawah Sub Cekungan Jatibarang Pada Dalamannya*. *Jurnal Migasian*, 4(2), 51-62.
- Purba, L. R. 2017. *Estimasi kandungan serpih (Vsh), porositas efektif (ϕ_e) dan saturasi air (S_w) untuk menghitung cadangan hidrokarbon pada reservoir limestone Lapangan "PRB" di Sumatera Selatan menggunakan data log dan petrofisika*.
- Ralanarko, D., et al. 2020. *Seismic Expression of Paleogene Talangakar Formation - Asri & Sunda Basin, Java Sea, Indonesia*. *Berita Sedimentologi*, 21-43.
- Ralanarko, D., et al. 2021. *Asosiasi Fasies & Rekonstruksi Paleogeografi Pada Zona Transisi Formasi*

- Talangakar, Cekungan Asri, Lepas Pantai Blok Tenggara Sumatra, Indonesia. Jurnal Geologi Kelautan Vol.19 No.2, 85-95.*
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition.* Scotland: Rider-French Consulting Ltd
- Rohmana, R.C., Atmoko, W., Sastra, M.M. and Setyo, R.P., 2022. *Evaluasi Properti Reservoir menggunakan Analisis Petrofisika pada Formasi Gabus, Cekungan Natuna Barat, Lapangan "Leuser".* PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan, 11(3), pp.94-108.
- Schön, J.H., 2015. *Physical properties of rocks: fundamentals and principles of petrophysics.* Elsevier.
- Serra, O. 1984. *Fundamental of Well-Log Interpretation.* New York: Elsevier
- Sukanto, J., F, Nunuk., Aldrich, J.B., Rinehart, G.P., Mirchell, J., 1998. *Petroleum System of the Asri Basin, Java Sea, Indonesia.* Proceeding IPA 26th Annual Convention, Jakarta, 291-312.
- Traverse, A.1988. *Paleopalynology.* xxiii + 600 pp. Boston, London, Sydney, Wellington: Unwin Hyman
- Wijanarko, G. H. (2021). *ANALISIS PERHITUNGAN SATURASI AIR DENGAN METODE SIMANDOUX DAN INDONESIA PADA LAPISAN M LAPANGAN N.* *Jurnal Eksakta Kebumihan*, 2(3), 274-283.