

**PETROFISIKA UNTUK KARAKTERISASI RESERVOIR DAN IDENTIFIKASI
ZONA HIDROKARBON FORMASI LAKAT (SIHAPAS GROUP) DI LAPANGAN X,
CEKUNGAN SUMATRA TENGAH**

Fahrul Alfiandi^{1*}, Febriwan Mohamad¹, Abdurrokhim¹, Yuyun Yuniardi¹

¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Jatinangor

*Email Korespodensi: fahrul20001@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Lapangan “X” merupakan salah satu lapangan potensi minyak dan gas bumi yang terletak di Cekungan Sumatra Tengah, Provinsi Riau. Penelitian ini dilakukan menggunakan analisis kualitatif dan kuantitatif untuk mengetahui fasies dan lingkungan pengendapan, mengetahui sifat fisik reservoir menggunakan perhitungan parameter petrofisika. Penentuan fasies dan lingkungan pengendapan dilakukan melalui analisis data batuan inti sumur FA_03 dengan kedalaman 111 ft dengan pendekatan analisis elektrofases. Hasil analisis menunjukkan bahwa fasies yang berkembang pada Lapangan “X”, yaitu Fasies *Serrated Dominated Shale*, *Fasies Coarsening Shally – Sandstone A*, *Fasies Fining Shally – Sandstone*, *Fasies Coarsening Shally – Sandstone B*, dan *Fasies Serrated Dominated Sandstone* yang berkembang di seluruh sumur. Asosiasi Fasies yang berkembang pada Lapangan “X”, yaitu *Fluvial Channel Fill*, *Crevasse Splay*, dan *Floodplain* dengan lingkungan pengendapan *fluvial meandering river*. Adapun, hasil analisis petrofisika pada Lapangan “X” didapatkan Fasies *Fining Shally – Sandstone* sebagai nilai *net pay* yang terbesar.

Kata Kunci : Formasi Lakat, *Well Log*, Petrofisika, Fasies, Lingkungan Pengendapan.

ABSTRACT

*The “X” Field is one of the potential fields located in the Central Sumatra Basin, Riau Province. The research was conducted using both qualitative and quantitative analyses to determine the facies and depotional envorinments, physical properties of the reservoir, and calculate petrophysical parameter. Facies and depotional environment determination were performed using data core from well FA_03, which serves as the key well with a depth of 111 ft, calibrated through an electrofacies analyses. The result of lithofacies, the “X” Field contains five developed facies: *Serrated Dominated Shale Facies*, *Coarsening Shally – Sandstone A Facies*, *Fining Shally – Sandstone Facies*. *Coarsening Shally – Sandstone B Facies*, and *Serrated Dominated Sandstone Facies*, which are distributed across all study wells. The facies associations developed in the study area consist of three types: *Fluvial Channel Fill*, *Crevasse Splay*, and *Floodplain* within a *fluvial meandering river* depositional environment. Meanwhile, the petrophysical analyses results in the “X” Field indicate that *Fining Shally – Sandstone Facies* has the largest net pay value.*

Keyword: *Formasi Lakat, Well Log, Petrophysics, Facies, Depositional Environment.*

PENDAHULUAN

Indonesia merupakan salah satu negara yang memiliki banyak cekungan sedimen yang berpotensi menghasilkan cadangan hidrokarbon dalam industri minyak dan gas bumi. Cekungan Sumatra Tengah merupakan salah satu cekungan dengan potensi menyimpan Cadangan hidrokarbon yang terletak di wilayah utara Sumatra Tengah yang mencakup Provinsi Riau, bagian selatan Sumatra Utara, serta sebagian wilayah Provinsi Jambi. Reservoir yang berada di Cekungan Sumatra Tengah terdapat pada Formasi Batupasir Menggala, Formasi Bangko, Formasi Duri, Formasi Lakat, dan Formasi Tualang. Untuk menentukan reservoir yang memiliki hidrokarbon yang berkualitas, diperlukan mengkaji aspek – aspek yang dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif dengan menganalisis karakteristik reservoir dan dianalisis melalui pendekatan perhitungan parameter petrofisika. Kegiatan ini dilakukan dengan menggunakan hasil data log sumur, data batuan inti, dan data lainnya sehingga didapatkan keterangan dan nilai penyebaran petrofisika, menentukan fasies dan lingkungan pengendapan sehingga dapat diketahui penentuan zona pada fasies yang memiliki akumulasi hidrokarbon yang baik dan berkualitas.

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi Regional

Cekungan Sumatra Tengah terletak di busur belakang Pulau Sumatra, diantara Cekungan Sumatra Utara dan Cekungan Sumatra Selatan (**Gambar 1**). Cekungan Sumatra Tengah pada bagian barat dan barat daya dibatasi oleh Bukit Barisan, pada bagian Tenggara dibatasi oleh Dataran Tinggi Kampar – Tigapuluh, pada bagian timur dibatasi oleh Semenanjung Malaysia, pada bagian utara dibatasi oleh Busur Asahan, pada bagian timur laut dibatasi oleh Paparan Sunda, dan pada bagian selatan belum diketahui jelas batasnya (Heidrick & Aulia, 1993). Cekungan Sumatra Tengah terbentuk akibat adanya

proses subduksi Lempeng Samudra Hindia dengan Lempeng Daratan Asia (Mertosono dan Nayoan, 1974). Cekungan Sumatra Tengah merupakan salah satu rangkaian *rift basin* yang berada pada cekungan belakang busur (*back arc basin*) dan berkembang memanjang pada tepi barat dan selatan Paparan Sunda yang terletak di barat daya Asia Tenggara.

Stratigrafi Regional

Proses sedimentasi di Cekungan Sumatra Tengah dimulai pada awal Tersier (Palogen), setelah pembentukan cekungan *half-graben* yang telah berlangsung sejak zaman Kapur hingga Awal Tersier. Stratigrafi regional Cekungan Sumatra Tengah menurut De Coster (1974) membagi beberapa unit stratigrafi berdasarkan hubungan waktu serta jenis litologinya dari yang tertua hingga termuda, yaitu Basement Pra-tercier, Formasi Kelesa, Formasi Lakat, Formasi Tualang, Formasi Telisa, Formasi Binio, Formasi Korinci, dan Formasi Nilo (**Gambar 2**).

Tektonik Regional

Struktur geologi yang terbentuk di Cekungan Sumatra Tengah umumnya memiliki orientasi utara – selatan dan berumur lebih tua (Pre-tercier – Paleogen), serta struktur yang berorientasi barat-laut – tenggara berumur Neogen (De Coster, 1974; Mertosono & Nayoan, 1974). Heidrick & Aulia (1993) membagi perkembangan evolusi tektonik geologi pada Cekungan Sumatra Tengah menjadi empat fase tektonik, yaitu fase tektonik F0, F1, F2, dan F3 (**Gambar 3**). Pada fase F0 (Deformasi Pra-tercier) terdiri dari lempeng samudera dan lempeng benua yang memiliki batuan dasar yang dangkal. Pada fase F1 (Rifting Eosen – Oligosen) membentuk suatu sistem rekahan transtensional yang memanjang ke arah selatan mulai dari China bagian selatan ke Thailand, Malaysia, Sumatra hingga ke Kalimantan Selatan (Heidrick & Aulia, 1993). Pada fase F2 (*Sagging*) terjadi penurunan cekungan regional dan dimulai

transgresi pada Miosen Awal – Miosen Tengah). Pada fase F3 (Kompresi) terjadinya kompresi yang menyebabkan pembalikan struktur pada Miosen Akhir – Resen.

Petroleum System Cekungan Sumatra Tengah

Batuan induk Cekungan Sumatra Tengah berasal pada Formasi *Brown Shale* yang tersebar di *Graben* Balam dan *Graben* Aman pada Oligosen Awal (Heidrick & Aulia, 1993). Batuan reservoir pada Cekungan Sumatra Tengah dapat ditemukan pada Kelompok Sihapas dengan endapan batuan sedimen *post-rift* yang meliputi Formasi Lakat, Tualang, Menggala, Bangko, Bekasap, dan Duri (Heidrick & Aulia, 1993).

Log Sumur

Log sumur merupakan metode yang digunakan untuk memperoleh data bawah permukaan dengan memasukkan alat ukur ke dalam lubang bor yang bertujuan untuk mengevaluasi formasi dan mengidentifikasi karakteristik batuan di bawah permukaan (Schlumberger, 1958). Terdapat beberapa jenis log sebagai berikut:

1. Log Caliper

Log *caliper* merupakan alat yang digunakan untuk pengukuran ukuran lubang dan bentuknya. Dapat digunakan untuk menghitung volume lubang bor dalam kegiatan casing nantinya.

2. Log Gamma Ray

Log *gamma ray* merupakan suatu pengukuran terhadap kandungan radioaktivitas alam dari suatu formasi di bawah permukaan, berasal dari tiga unsur radioaktif, yaitu Uranium-U, Thorium-Th, dan Potassium-K. Log ini digunakan untuk penentuan korelasi zona (Asquith, 1982) dengan satuan API (American Petroleum Institute).

3. Log Resistivitas

Log resistivitas merupakan pengukuran dari sifat resistivitas formasi

yang didasarkan atas kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang bergantung kepada sifat atau karakteristik batuan diantaranya porositas, salinitas, dan jenis batuan. Satuan dari resistivitas adalah ohm-meter.

4. Log Densitas

Log densitas merupakan log yang menunjukkan *bulk density* pada formasi. Log ini dapat digunakan untuk menentukan litologi formasi, mendeteksi *gas-bearing-zone*, dan menentukan besaran porositas dengan mengetahui densitas matriks dan densitas fluidanya (Rider, 2002).

5. Log Neutron

Log neutron merupakan suatu log porositas yang mengukur konsentrasi ion hidrogen dalam formasi (Asquith, 1982). Log ini dapat digunakan untuk mengukur porositas dan sebagai pembeda antara gas dan hidrokarbon.

ANALISIS PETROFISIKA

1. Analisis Kualitatif

Analisis ini digunakan untuk menentukan karakteristik batuan reservoir dengan memanfaatkan data log sumur. Hal ini bertujuan untuk mengidentifikasi zona reservoir, jenis litologi, marker stratigrafi, dan analisis fasies dan lingkungan pengendapan, serta mengkorelasikan data sumur berdasarkan stratigrafi maupun struktur. Menurut Harsono (1997), metode ini digunakan untuk mengidentifikasi lapisan yang mengandung hidrokarbon, menentukan jenis hidrokarbon dan litologi, serta sebagai acuan dalam melakukan korelasi antara sumur – sumur yang berdekatan.

2. Analisis Kuantitatif

Analisis kuantitatif merupakan analisis log sumur yang dilakukan dengan rumus perhitungan berupa kandungan serpih (V_{sh}), porositas (ϕ), dan saturasi air (S_w).

a) Kandungan Serpih

Kandungan serpih merupakan persentase dari kandungan serpih yang ada dalam suatu batuan. Dalam petrofisika,

kandungan serpih sangat penting, terutama pada lapisan *shally sand*, karena serpih dapat mempengaruhi penilaian produktivitas suatu lapisan reservoir (Wijaya, 2014). Perhitungan kandungan serpih dapat dilakukan melalui beberapa persamaan sebagai berikut:

Persamaan Linear (1982)

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

Persamaan Clavier (1971)

$$V_{sh} = 1,7 \sqrt{3,38 - (I_{GR} + 0,7)^2}$$

Persamaan Stieber (1970)

$$V_{sh} = \frac{I_{GR}}{3 - 2(I_{GR})}$$

Persamaan Larionov Tersier (1969)

$$V_{sh} = 0,083(2^{(2I_{GR})} - 1)$$

b) Porositas (ϕ)

Menurut Harsono (1997), porositas merupakan bagian dari volume keseluruhan batuan yang terdiri dari ruang berpori dan tidak terisi oleh material padat. Porositas penting untuk diketahui karena menunjukkan seberapa besar ruang dalam batuan yang dapat diisi oleh cairan atau gas, dinyatakan sebagai persentase dari total volume yang tersedia. Nilai porositas dapat dihitung dengan menggunakan log densitas, log neutron, dan log sonik. Perhitungan nilai porositas dapat dilakukan dengan persamaan sebagai berikut:

Persamaan Neutron

$$\phi_{N_{corr}} = ((1,02 \times NPHI) + 0,0425) - (NPHI_{sh} \times v_{sh})$$

Persamaan Densitas

$$\phi_{D_{corr}} = \left(\frac{RHO_{Bma} - RHO_B}{RHO_{Bma} - RHO_{Bfl}} \right) - (RHO_{Bsh} \times v_{sh})$$

Persamaan Neutron-Densitas

$$\phi_e = \frac{\phi_D \times \phi_{Nsh} - \phi_N \times \phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}}$$

c) Saturasi Air

Menurut Crain, E.R. (2012), saturasi air merupakan volume pori batuan yang diisi oleh air formasi, atau dengan kata lain, merupakan perbandingan antara volume cairan dengan volume ruang pori. Saturasi air perlu diketahui untuk mengetahui apakah fraksi volume dalam ruang pori terisi oleh minyak atau gas atau air. Pada reservoir yang seluruh pori – porinya terisi oleh air tanpa adanya kandungan hidrokarbon, nilai S_w dari formasi tersebut adalah 1,0 atau 100%. Data saturasi air biasanya dinyatakan dalam satuan persen (Crain, E.R., 2012). Adabeberapa pendekatan yang dapat digunakan untuk menghitung nilai saturasi air, antara lain:

Persamaan Archie (1941)

$$S_w = n \sqrt{\frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t}}$$

Persamaan Indonesia (1971)

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

Persamaan Simandoux (1963)

$$S_w = \frac{0,4 \cdot R_w}{\phi_e^2} \left[\sqrt{\frac{5 \cdot \phi_e^2}{R_w \cdot R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right]$$

Persamaan Archie digunakan untuk menghitung saturasi air pada formasi *clean sand*, yaitu reservoir yang terdiri dari dominasi batupasir tanpa adanya kandungan serpih. Sementara itu, persamaan Simandoux dan Indonesia digunakan untuk menghitung saturasi air pada formasi *shaly sand*, yaitu reservoir yang terdiri dari litologi batupasir dan serpih.

METODE PENELITIAN

Metode penelitian ini dilakukan dengan menggunakan perhitungan petrofisika secara kualitatif dan kuantitatif. Analisis

dilakukan dengan menggunakan log sumur yang didukung oleh data batuan inti berupa data *sidewall core* pada sumur PRM_03 sebagai sumur kunci. Analisis kualitatif bertujuan untuk mengidentifikasi jenis litologi dan zona reservoir berdasarkan pengamatan langsung terhadap bentuk log sumur, serta analisis elektrofases. Sementara itu, analisis kuantitatif bertujuan untuk menghitung parameter petrofisika, seperti kandungan serpih, porositas, dan saturasi air yang didapat dari hasil pengukuran log sumur. Penentuan nilai cut off atau penggal dilakukan untuk memperoleh nilai *net pay* reservoir setelah mengetahui nilai – nilai parameter petrofisika. Selanjutnya, hasil analisis kualitatif dan kuantitatif dikalibrasikan untuk mengidentifikasi zona hidrokarbon yang berpotensi.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian ini dilakukan pada satu sumur penelitian, yaitu sumur FA_03 sebagai sumur kunci. Analisis kualitatif dilakukan terlebih dahulu untuk mengetahui fasies dan lingkungan pengendapan dan analisis kuantitatif untuk perhitungan parameter petrofisika (kandungan serpih, porositas, dan saturasi air) pada Formasi Lakat.

Fasies

a) Litofasies

Analisis litofasies pada daerah penelitian dilakukan dengan menginterpretasikan data log sumur dengan data pendukung lainnya, seperti data batuan inti (*sidewall core*), untuk mengidentifikasi jenis litologi dan karakteristiknya. Data *sidewall core* yang digunakan berasal dari sumur FA_03 dengan panjang 111 ft (**Tabel 1**). Analisis ini bertujuan untuk mendeskripsikan litologi secara langsung berdasarkan karakteristik komposisi, fisika, dan kimia yang mampu membedakan litologi satu dengan litologi lainnya yang mencakup ciri – ciri seperti warna, tekstur, struktur sedimen, bentuk butir, dan lainnya. Litofasies pada Formasi Lakat

dikelompokkan menjadi lima fasies, yaitu *Serrated Dominated Shale*, *Coarsening Shally – Sandstone A*, *Fining Shally – Sandstone*, *Coarsening Shally – Sandstone B*, dan *Serrated Dominated Sandstone*.

b) Elektrofases

Analisis elektrofases dilakukan menggunakan data log *gamma ray*. Analisis elektrofases dilakukan pada sumur FA_03 sebagai sumur kunci. Berdasarkan hasil analisis pola log *gamma ray* pada Formasi Lakat dengan pendekatan klasifikasi Kendall (2003), didapatkan pola elektrofases *serrated*, *funnel*, dan *bell*. Berdasarkan hasil analisis pada pola log *gamma ray* pada Formasi Lakat, terdapat lima elektrofases yang teridentifikasi, yaitu *serrated – funnel – bell – funnel – serrated*.

Lingkungan Pengendapan

Interpretasi lingkungan pengendapan dilakukan berdasarkan analisis kualitatif dengan melakukan pendekatan analisis elektrofases dan litofasies pada sumur yang nantinya menghasilkan asosiasi fasies pada daerah penelitian. Berdasarkan asosiasi fasies menurut Nichols (2009) dalam Azalia,R. (2023), fasies yang dijumpai pada Formasi Lakat di Lapangan “X” terendapkan pada lingkungan pengendapan fluvial berupa *meandering river* atau sungai berkelok. Asosiasi fasies di daerah penelitian diinterpretasikan sebagai *floodplain*, *crevasse splay*, dan fluvial *channel fill*. Material *bedload* dan *suspended load* terbawa di sepanjang *channel*, membentuk pola *serrated*. Perubahan arus sungai yang kuat dan lemah yang terendapkan di *channel* menyebabkan litologi yang heterogen. Ketika debit air sungai meningkat dan melebihi kapasitas *channel*, material tersebut meluap keluar dari dinding *channel* dan membentuk tanggul, yang disebut sebagai *crevasse splay*. Sementara itu, air banjir yang membawa material halus berupa *suspended load* meluap ke area *floodplain* karena penurunan energi arus.

Perhitungan Parameter Petrofisika

a) Kandungan Serpih (Vsh)

Perhitungan kandungan serpih dilakukan menggunakan metode linear pada Formasi Lakat dengan menghitung log gamma ray nilai indeks *gamma ray* minimum dan maksimum. Metode ini memberikan nilai kandungan serpih yang paling optimis karena hasil perhitungannya sesuai dengan indeks *gamma ray*. Berdasarkan nilai rata – rata setiap fasies pada sumur FA_03 meliputi *Serrated Dominated Shale* bernilai 60.3%, *Coarsening Shally – Sandstone A* bernilai 62.5%, *Fining Shally – Sandstone* bernilai 50.8%, *Coarsening Shally – Sandstone B* bernilai 82.5%, dan *Serrated Dominated Sandstone* bernilai 51.2%. Persebaran nilai kandungan serpih pada setiap fasies memiliki karakter yang hampir sama. *Fasies Fining Shally – Sandstone* memiliki nilai kandungan serpih yang lebih kecil dibandingkan dengan yang lain.

b) Porositas

Perhitungan porositas dilakukan menggunakan metode Densitas pada Formasi Lakat. Kemudian, hasil analisis porositas dikategorikan berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1980). Berdasarkan nilai rata – rata setiap fasies pada sumur FA_03 meliputi *Serrated Dominated Shale* bernilai 7.8%, *Coarsening Shally – Sandstone A* bernilai 8%, *Fining Shally – Sandstone* bernilai 10.2%, *Coarsening Shally – Sandstone B* bernilai 4%, dan *Serrated Dominated Sandstone* bernilai 6%. *Fasies Fining Shally – Sandstone* memiliki nilai porositas yang lebih besar dibandingkan dengan yang lain dengan kategori “cukup”.

c) Saturasi Air

Perhitungan saturasi air dilakukan menggunakan metode Simandoux pada Formasi Lakat. Faktor penting yang digunakan dalam perhitungan saturasi air meliputi faktor turtuositas (a), eksponen sementasi (m), eksponen saturasi (n),

resistivitas air (R_w), dan resistivitas serpih (R_{t_sh}). Besarnya nilai – nilai tersebut didapatkan dari data *special core analysis* (SCAL). Metode Simandoux digunakan pada penelitian ini karena sudah sesuai pembacaan kehadiran hidrokarbon pada litologi serpih dengan nilai porositas yang tinggi. Berdasarkan nilai rata – rata setiap fasies pada sumur FA_03 meliputi *Serrated Dominated Shale* bernilai 66.1%, *Coarsening Shally – Sandstone A* bernilai 78.1%, *Fining Shally – Sandstone* bernilai 59.5%, *Coarsening Shally – Sandstone B* bernilai 99.3%, dan *Serrated Dominated Sandstone* bernilai 96.1%. *Fasies Fining Shally – Sandstone* memiliki nilai saturasi air yang lebih kecil dibandingkan dengan yang lain.

d) Nilai Penggal

Nilai penggal dilakukan pada parameter petrofisika yang bertujuan sebagai ambang batas setiap parameter petrofisika sehingga dapat dibedakan batuan reservoir dan yang bukan reservoir. Nilai penggal pada kandungan serpih sebesar ≤ 0.57 , porositas sebesar ≥ 0.091 , dan saturasi air sebesar ≤ 0.75 (**Gambar 4**)

e) Lumping

Lumping dilakukan untuk menentukan nilai net sand, net reservoir, dan net pay di daerah penelitian. Perhitungan ini menggunakan nilai penggal yang telah ditentukan sebelumnya. Hasil lumping kemudian disesuaikan dengan pembagian fasies untuk mengidentifikasi fasies yang memiliki nilai *net pay* terbaik.

f) Kontak Fluida

Penentuan ini dilakukan untuk memisahkan antara zona air dan zona hidrokarbon (minyak atau gas). Penentuan ini dilakukan untuk pengembangan reservoir yang berguna untuk mengoptimalkan produksi hidrokarbon di suatu lapangan. Pada daerah penelitian, penentuan kontak fluida berada diantara *Fasies Fining Shally – Sandstone* dengan *Coarsening Shally – Sandstone B*.

Reservoir yang berada di bawah kontak ini dianggap sebagai 100% air.

Penentuan Zona Hidrokarbon

Perhitungan kuantitatif berdasarkan parameter – parameter petrofisika dilakukan evaluasi pada setiap fasies untuk mengetahui perbandingan nilai yang memiliki ketebalan *net pay* yang paling besar. Dapat disimpulkan bahwa Fasies *Fining Shally – Sandstone* merupakan zona hidrokarbon terbaik, karena memiliki nilai kandungan serpih yang lebih rendah, nilai porositas yang lebih tinggi, dan nilai saturasi air yang lebih rendah dibandingkan dengan fasies lainnya.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis fasies dan petrofisika sumur FA_03, yang sudah dilakukan di Lapangan “X”, maka dapat disimpulkan bahwa:

- a) Berdasarkan analisis batuan ini pada sumur FA_03, teridentifikasi lima fasies, yaitu Fasies *Serrated Dominated Shale*, Fasies *Coarsening Shally – Sandstone A*, Fasies *Fining Shally – Sandstone*, Fasies *Coarsening Shally – Sandstone B*, dan Fasies *Serrated Dominated Sandstone*. Hal tersebut ditentukan berdasarkan data batuan inti yang dikalibrasikan dengan pola – pola log *gamma ray* berdasarkan Kendall (2003). Lingkungan pengendapan yang berkembang berada di *meandering river* atau sungai berkelok dengan asosiasi fasies, yaitu *Fluvial Channel Fill*, *Crevasse Splay*, dan *Floodplain*.
- b) Analisis perhitungan parameter petrofisika yang dilakukan berupa penentuan kandungan serpih dengan menggunakan metode Linear, porositas dengan metode Densitas, dan saturasi air dengan metode Simandox pada daerah penelitian yang menunjukkan nilai beragam untuk setiap fasiesnya. Nilai penggal untuk masing – masing parameter petrofisika tersebut adalah 0.557 untuk kandungan serpih, 0.091

untuk porositas efektif, dan 0.75 untuk saturasi air.

- c) Zona hidrokarbon yang baik dengan nilai *net pay* yang paling besar berada pada Fasies *Fining Shally – Sandstone* dengan asosiasi *Fluvial Channel Fill* dalam interval AF_3 dengan karakteristik nilai kandungan serpih lebih kecil dibandingkan dengan yang lainnya, nilai porositas lebih besar dibandingkan dengan yang lainnya, dan nilai saturasi air yang lebih kecil dibandingkan dengan yang lainnya.

UCAPAN TERIMA KASIH

Puji syukur kepada Tuhan yang Maha Esa penelitian ini telah diselesaikan. Penulis mengucapkan terima kasih kepada perusahaan terkait dan pihak dosen yang telah memberikan izin untuk menerbitkan penelitian ini. Terimakasih kepada dosen Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran yang telah membimbing penulis dalam pengerjaan penelitian ini.

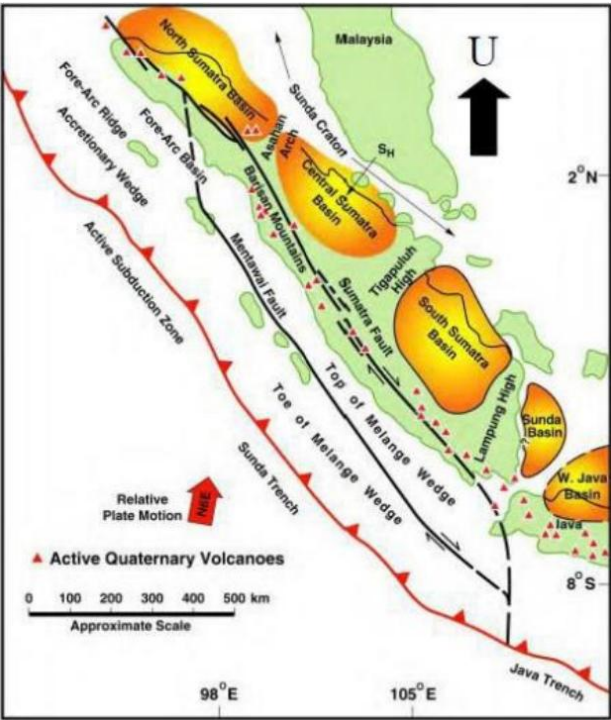
DAFTAR PUSTAKA

- Adim, H. (2003). Korelasi antara Faktor Sementasi (m) dan Eksponen Saturasi (n) Batuan Reservoir Migas di Indonesia. *Lembaran publikasi minyak dan gas bumi*, 37(1), 31-43.
- Al-Hakim, A. F. F., & Rizal, Y. (2021). Fasies Sedimentasi dan Elemen Arsitektur Formasi Citalang di Desa Sidamukti, Majalengka, Provinsi Jawa Barat. *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, 22(3), 177-188.
- Anisa, V. S., Mardiana, U., Mohamad, F., & Widyasari, A. (2022). ZONA PROSPEK RESERVOIR HIDROKARBON BERDASARKAN DATA WELL LOG DI LAPANGAN “CK” FORMASI BATURAJA CEKUNGAN SUMATERA SELATAN. *Geoscience Journal*, 6(2), 760-779.
- Asquith, G., and D. Krygowski, 2004, Basic Relationships of Well Log

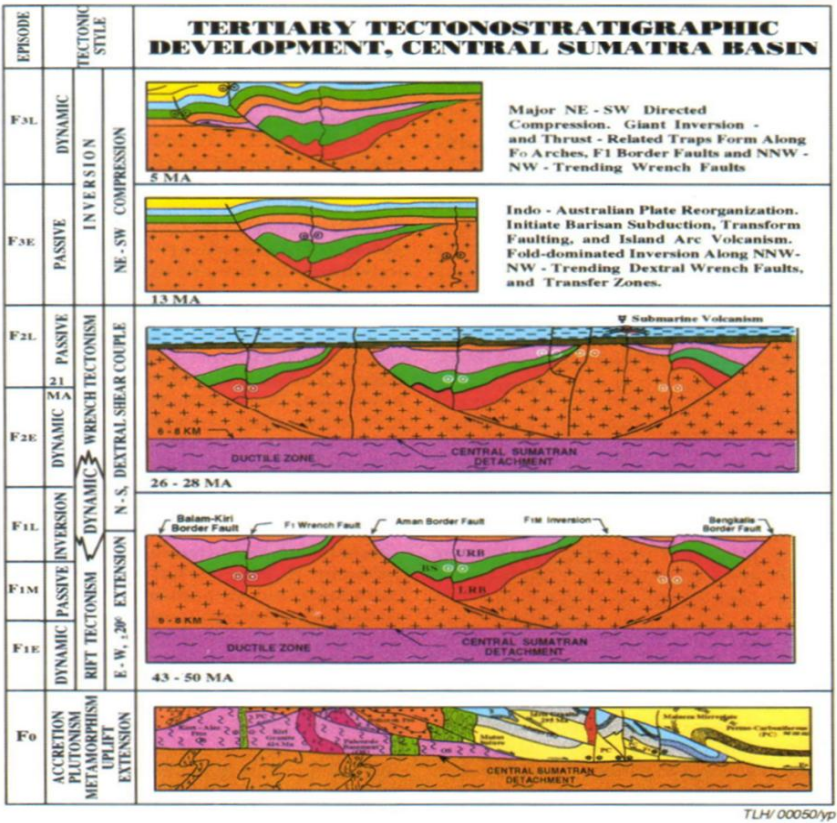
- Interpretation, in G. Asquith and D. Krygowski, Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration 16, p. 1–20.
- Asquith, G., and D. Krygowski, 2004, Spontaneous Potential, in G. Asquith and D. Krygowski, Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration 16, p. 21–30.
- Aulia, A. S., Gani, R. M. G., Firmansyah, Y., & Zainal, R. M. (2021). Evaluasi Formasi Menggunakan Analisis Petrofisika Pada Formasi Tuban Lapangan “Sy” Cekungan Jawa Timur Utara. *Geoscience Journal*, 5(2), 161-171.
- Azalia, R. R., & Abdurrokhim, Y. F. (2022). EVALUASI FORMASI DI LAPANGAN “RA” PADA FORMASI LAKAT, CEKUNGAN SUMATERA TENGAH. *Geoscience Journal*, 6(6), 1243-1252.
- Camyra, F., Nurdijat, Y. F., & Ganjar, R. M. (2022). Perbandingan Nilai Saturasi Air Pada Zona Reservoir Batupasir Serpihan (Shaly Sand) Dengan Pendekatan Model Indonesia dan Model Simandoux, Studi Kasus Di Cekungan Sumatera Selatan. *Geoscience Journal*, 6(1), 698-704.
- Fauziah, R. N., Wirasatia, D., Ilmi, N. N., Adhiperdana, B. G., & Sunardi, E. (2022). KARAKTERISTIK BATUAN INDUK BERDASARKAN ANALISIS GEOKIMIA DAN SEJARAH PEMENDAMAN DI LAPANGAN “RNF” CEKUNGAN SUMATRA UTARA. *Geoscience Journal*, 6(4), 1006-1015.
- Fauzi, R., Muhtadin, M. Z., Pradana, S. A., Salam, L. A., Vhepeng, A., Aryani, S., & Nurhadi, N. (2018, January). PENENTUAN LINGKUNGAN PENGENDAPAN BATUBARA DI DAERAH BATU BESAUNG KECAMATAN SAMARINDA UTARA KOTA SAMARINDA PROVINSI KALIMANTAN TIMUR. In *Seminar Nasional Rekayasa Tropis 2023* (Vol. 1, No. 1, pp. 70-75).
- Hartono, S., Ramadhan, G., & Firmansyah, Y. (2018). ANALISIS FASIES FORMASI CITALANG, KABUPATEN SUMEDANG, JAWA BARAT. *Geoscience Journal*, 2(1), 74-81.
- Heryanto, R., & Hermiyanto, H. (2006). Potensi batuan sumber (source rock) hidrokarbon di Pegunungan Tigapuluh, Sumatera Tengah. *Indonesian Journal on Geoscience*, 1(1), 37-48.
- Heryanto, R. (2006). Perbandingan karakteristik lingkungan pengendapan, batuan sumber, dan diagenesis Formasi Lakat di lereng timur laut dengan Formasi Talangakar di tenggara Pegunungan Tigapuluh, Jambi. *Indonesian Journal on Geoscience*, 1(4), 173-184.
- Irmaya, A. I. (2017). Penentuan Sumur Pengembangan Lapangan Minyak dengan Analisa Petrofisik dan Jari-Jari Pengurusan Studi Kasus: Lapangan Hanania, Lapisan Lima, Formasi Air Benakat Cekungan Sumatra Selatan. *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, 1(1), 14-25.
- Irawan, D., Utama, W., & Parafianto, T. (2009). Analisis Data Well Log (Porositas, Saturasi Air, dan Permeabilitas) untuk menentukan Zona Hidrokarbon, Studi Kasus: Lapangan” ITS” Daerah Cekungan Jawa Barat Utara. *Jurnal Fisika dan Aplikasinya*, 5(1), 090109-1.
- Kurnio, H., Darlan, Y. (2009). Lingkungan Pengendapan Sedimen Perangkap Gas Biogenik Di Delta Sungai Kapuas Kalimantan Barat. *Jurnal Geologi Kelautan*, 7(2), 230333.
- Maulida, K., Putri, S. H., Adhiperdana, B. G., & Sunardi, E. (2023).

- IDENTIFIKASI KARAKTERISTIK RESERVOIR UNTUK PENENTUAN ZONA PROSPEK MELALUI ANALISIS PETROFISIKA PADA FORMASI TUALANG, LAPANGAN “KHF”, CEKUNGAN SUMATRA TENGAH. *Geoscience Journal*, 7(1), 1079-1094.
- Mawaddah, M., Mardiana, U., & Yuniardi, Y. (2018). PERSEBARAN FASIES BATUGAMPING FORMASI LOWER BATURAJA DI LAPANGAN “X” CEKUNGAN SUNDA DENGAN PENDEKATAN BATUAN INTI DAN ELEKTROFASIES. *Geoscience Journal*, 2(6), 519-533.
- Moruk, C. P. M., Setiati, R., & Ristawati, A. (2020). Penentuan Volume Shale, Porositas, Resistivitas Air Formasi dan Saturasi Air Pada Lapisan P Lapangan C. *PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 9(3), 105-111.
- Muhamadsyah, F., & Haryanto, I. (2008). Geologi Dan Analisis Tektonik Daerah Kampar Sumatra Tengah. *Bulletin of Scientific Contribution*, 6, 73-81.
- 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 Geology*, 15(2), 139-150.
- Putri, S. A. H., Mardiana, U., Mohammad, F., & Junalia, R. (2022). SIFAT FISIK BATUAN RESERVOIR BATUPASIR FORMASI “MERAK” BAGIAN ATAS, LAPANGAN “ARUNA”, CEKUNGAN SUMATRA TENGAH, BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA. *Geoscience Journal*, 6(6), 1267-1284.
- Pratama, M. A. P., Abdurrokhim, Y. F., & Gani, R. M. G. (2021). FASIES DAN LINGKUNGAN PENGENDAPAN BATUPASIR FORMASI AIR BENAKAT PADA LAPANGAN “GPS”, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN. *Geoscience Journal*, 5(6), 581-586.
- Pratama, A. K., Mardiana, U., Mohamad, F., & Syaripudin, E. A. (2018). Penentuan Zona Hidrokarbon Formasi Menggala Lapangan “A” Cekungan Sumatera Tengah Berdasarkan Analisis Petrofisika. *Geoscience Journal*, 2(4), 252-258.
- Ramadhan, M. N. D., Syafri, I., Mohamad, F., & Alfadli, K. ANALISIS PETROFISIKA DALAM PENENTUAN ZONA HIDROKARBON FORMASI TALANG AKAR LAPANGAN “DR” CEKUNGAN SUMATERA SELATAN BERDASARKAN DATA BATUAN INTI DAN DATA SUMUR. *Padjajaran Geoscience Journal*, 3(1), 78-85.
- Sembiring, F., Mardiana, U., Firmansyah, Y., & Pramudito, D. (2022). EVALUASI FORMASI DI LAPANGAN FS PADA FORMASI BATURAJA CEKUNGAN SUMATRA SELATAN BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA. *Geoscience Journal*, 6(3), 846-854.
- Sephiana, S. E., Karyanto, K., & Sinambela, R. Z. (2023). ANALISIS PETROFISIKA DALAM MENGIDENTIFIKASI ZONA POTENSI HIDROKARBON PADA FORMASI TUALANG DAN LAKAT. *JGE (Jurnal Geofisika Eksplorasi)*, 9(3), 165-183.
- Siahaan, M., Helmi, F., Firmansyah, Y., & Natasia, N. (2018). Fasies Dan Lingkungan Pengendapan Lapangan “Ms”, Formasi Talang Akar, Cekungan Sumatera Selatan, Berdasarkan Data Log Sumur, Biostratigrafi Dan Salinitas Air Formasi. *Geoscience journal*, 2(2), 145-154.

- Syaeful, H., & Muhammad, A. G. (2017). Interpretasi Lingkungan Pengendapan Formasi Batuan Menggunakan Analisis Elektrofases di Lokasi Tapak Puspiptek Serpong. *Eksplorium: Buletin Pusat Teknologi Bahan Galian Nuklir*, 38(1), 29-42.
- Tejakusuma, I. G. (2005). Geologi Lingkungan Estuaria. *Alami: Jurnal Teknologi Reduksi Risiko Bencana*, 10(3), 195-192.
- Widhiyatmoko, M., Putri, N. I., Zajuli, M. H. H., Iskandar, Y., Siallaga, I. R., Gumilar, I. S., & Nurdiana, I. (2022). Petrofisika dan Pemodelan untuk Evaluasi Potensi Hidrokarbon Serpih Formasi Kelesa, Cekungan Sumatra Tengah. *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, 23(4), 205-215.



Gambar 1. Fisiografi regional Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick & Aulia, 1993)



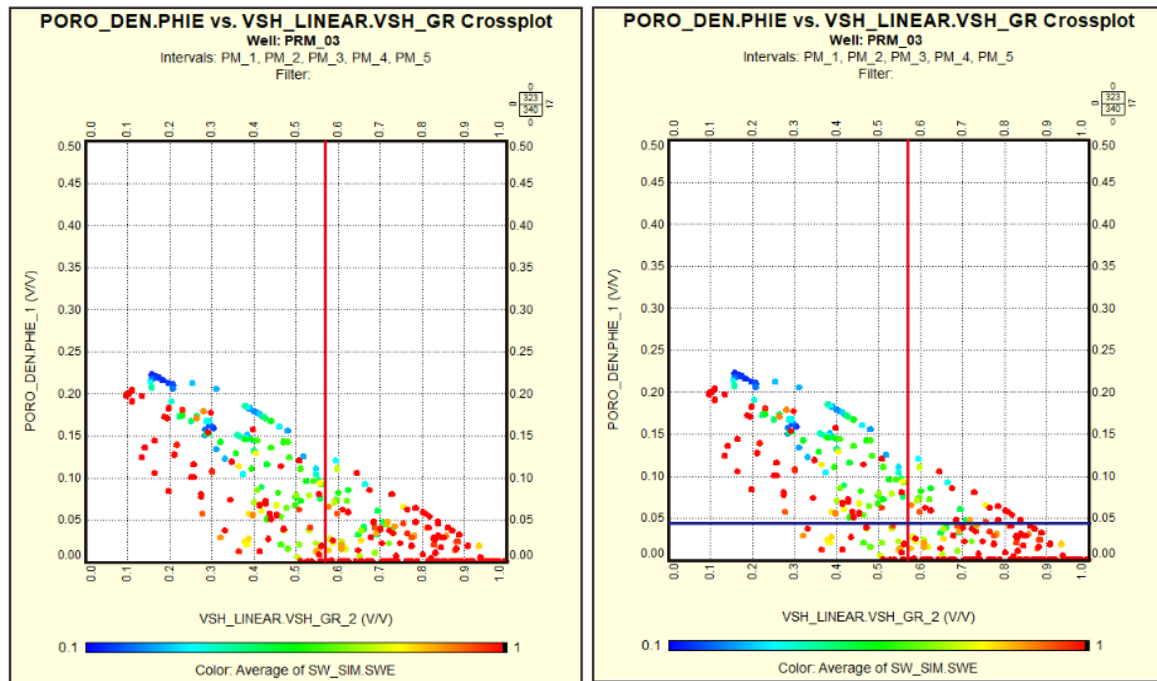
Gambar 2. Perkembangan Episode Tektonik Tersier Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick & Aulia, 1993)

CENTRAL SUMATRA BASIN, DEVELOPMENT OF STRATIGRAPHIC TERMINOLOGY									
APPROXIMATE AGE		MUSPER 1937 VAN BEMMELEN 1949	DE COSTER 1974 (STANVAC)	MERTOSONO & NAYOAN 1974 (PT CALTEX)	CAMERON <i>et al.</i> 1983	PRAPTONO <i>et al.</i> 1989			
TERTIARY	QUATERNARY	PLEISTOCENE							
		PLIOCENE							
	NEOGENE	EARLY	Upper Palembang Beds	Nilo Formation	Minas Formation	Minas Formation	Minas Formation		
		LATE	Middle Palembang Beds	Korinci Formation	Petani Formation	Petani Formation	Petani Formation		
		MIDDLE	Lower Palembang Beds	Binio Formation					
		EARLY	Telisa Beds	Telisa Formation	Telisa Formation	Telisa Formation	Telisa Formation		
		MIOCENE	LATE	Mica Sandstone Formation	Tualang Formation	Duri Fm	Sihapas Formation (with several members)	Sihapas Formation	
				Lakat Formation	Bekasap Fm	Transition Formation			
				Menggala Formation	Menggala Formation				
		PALEOGENE	EARLY	Mica Quartz Breccia	Kelisa Formation	Pematang Formation	Pematang Formation	Pematang Formation	
EOCENE									

Gambar 3. Stratigrafi Umum Cekungan Sumatra Tengah (Barber, Crow, & Milsom, 2005)

Tabel 1. Litofasies sumur FA_03 (sumur kunci)

Well: PRM_03				Litologi	Pola Log GR (Kendal, 2003)	Stacking Pattern	Deskripsi	Fasies
DEPTH FEET	TVD METERS 1-240	WIRE GR. NORM. 1	WIRE RHOB. 1					
					Serrated	↑	Terdapat litologi batupasir dengan dominasi serpihan dengan ukuran butir sedang sampai lempung, warna cokelat kehitaman, bentuk butir menyudut sampai membundar tanggung. Nilai Log GR berkisar 40 - 138 GAPI.	Fasies Serrated Dominated Shale
					Funnel	↖	Terdapat litologi batupasir dan serpihan dengan ukuran butir sedang sampai lempung, warna cokelat kehitaman, bentuk butir menyudut sampai membundar tanggung. Nilai Log GR berkisar 64 - 115 GAPI.	Fasies Coarsening Shally - Sandstone A
4000	1225				Bell	↗	Terdapat litologi batupasir dan serpihan dengan ukuran butir sedang sampai lempung, warna cokelat kehitaman, bentuk butir menyudut tanggung sampai membundar tanggung, sortasi menengah. Terdapat juga litologi berupa organic shale. Nilai Log GR berkisar 40 - 138	Fasies Fining Shally - Sandstone
4050					Funnel	↖	Terdapat litologi batupasir dan serpihan dengan ukuran butir sedang sampai lempung, warna abu - cokelat kehitaman. Nilai Log GR berkisar 40 - 138 GAPI.	Fasies Coarsening Shally - Sandstone B
4100	1250				Serrated	↑	Terdapat litologi serpih dominasi batupasir dengan ukuran butir sangat kasar sampai lempung, warna abu kehitaman, bentuk butir menyudut tanggung - membundar tanggung, sortasi menengah. Nilai Log GR berkisar 33 - 156 GAPI.	Fasies Serrated Dominated Sandstone



Gambar 4. Nilai penggal parameter petrofisika (kiri) kandungan serpih (kanan) porositas