

**EVALUASI KANDIDAT RESERVOIR PADA INTERVAL BATUPASIR LAPANGAN
"SF", CEKUNGAN SUMATERA TENGAH****Halomoan Stefanopaulus Samosir¹, Reza Mohammad Ganjar Gani¹, Yusi Firmansyah¹**¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran*Korespondensi : halomoan19001@mail.unpad.ac.id**ABSTRAK**

Lapangan "SF" berlokasi di Cekungan Sumatera Tengah dan secara fisiografis terletak pada Kiri Graben, yang menempati wilayah selatan dari blok cekungan. Reservoir utama pada lapangan ini berada di interval Formasi Bekasap, disebabkan zonanya terbentuk ketika pengaruh sedimentasi dari dataran tinggi Perisai Malaya bernilai maksimum. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui kandidat reservoir yang paling produktif di Lapangan "SF", sehingga dapat dijadikan sebagai dasar acuan untuk pengelolaan dan optimalisasi lapangan lebih lanjut. Penelitian ini menggunakan 11 data log sumur dan 1 data batuan inti pada interval kedalaman 4916 - 5005 kaki, di sumur SF-03. Data batuan inti berupa *Routine Core Analysis* (RCAL) dan digunakan untuk memverifikasi perhitungan petrofisika yang dilakukan. Analisis yang dilakukan pada penelitian ini mencakup analisis fasies dan analisis petrofisika. Analisis fasies dilakukan melalui pendekatan interpretasi elektrofases, sementara itu analisis petrofisika dikalkulasi dengan Metode *Sandstone Porosity Workflow* (SSPW). Hasil dari analisis fasies menunjukkan bahwa pada interval Bekasap di area penelitian terdapat 4 fasies pengendapan, yaitu: *Tidal Channel*, *Tidal Mud Flat*, *Tidal Sand Bars*, dan *Tidal Sand Flat*, dengan lingkungan pengendapannya berupa estuarin dominasi pasang-surut. Sementara itu, hasil perhitungan petrofisika menunjukkan bahwa zona produktif di Lapangan "SF" memiliki kandungan serpih berkisar antara 11% - 45%, porositas efektif berkisar antara 12% - 30%, permeabilitas berkisar antara 11.5 - 4764.93 *milidarcy*, saturasi air berkisar antara 33% - 74%, dan *net pay* berkisar antara 1.5 - 91 kaki. Berdasarkan kedua analisis tersebut, penelitian ini menunjukkan adanya potensi hidrokarbon di Lapangan "SF", yang tersebar pada fasies *Tidal Channel* dan *Tidal Sand Flat*, dengan kandidat reservoir paling produktifnya berada di fasies *Tidal Channel*.
Kata Kunci : *Cekungan Sumatera Tengah, Fasies, Analisis Petrofisika.*

ABSTRACT

"SF" Field is located in the Central Sumatra Basin and is physiographically located on the Kiri Graben, which occupies the southern region of the basin block. The main reservoir in this field is in the Bekasap Formation interval, because the zone was formed when the influence of sedimentation from the upland Malayan Shield was maximum. This study aims to determine the most productive reservoir candidate in the "SF" Field, so that it can be used as a reference basis for further field management and optimization. This study used 11 well log data and 1 core rock data at depth intervals of 4916 - 5005 feet, in well SF-03. Core rock data is in the form of *Routine Core Analysis* (RCAL) and is used to verify the petrophysical calculations performed. The analysis carried out in this study includes facies analysis and petrophysical analysis. Facies analysis was carried out using the electrofacies interpretation approach, while petrophysical analysis was calculated using the *Sandstone Porosity Workflow* (SSPW) Method. The results of the facies analysis show that at the Bekasap interval in the study area there are 4 depositional facies, namely: *Tidal Channel*, *Tidal Mud Flat*, *Tidal Sand Bars*, and *Tidal Sand Flat*, with the depositional environment in the form of tide-dominated estuaries. Meanwhile, the results of petrophysics calculations show that the pay zone in the "SF" Field has a volume of shale ranging from 11% - 45%, effective porosity ranging from 12% - 30%, permeability ranging from 11.5 - 4764.93 *milidarcy*, water saturation ranging from 33% - 74%, and net pay ranges from 1.5 - 91 feet. Based on these two analyses, this study shows that there is potential for hydrocarbons in the "SF" Field, which is spread over the *Tidal Channel* and *Tidal Sand Flat* facies, with the most productive candidate reservoir being in the *Tidal Channel* facies.

Keywords : *Central Sumatra Basin, Facies, Petrophysical Analysis.*

PENDAHULUAN

Cekungan Sumatera Tengah dikenal sebagai cekungan matang, dan memiliki potensi hidrokarbon yang signifikan, dengan keberadaan *light oil* dan *heavy oil* yang melimpah. *Proven & favorable reservoir* pada cekungan ini salah satunya berasal dari Formasi Bekasap, disebabkan reservoir pada formasi ini cenderung memiliki ketebalan yang besar, sehingga memungkinkan akumulasi hidrokarbon dalam jumlah substansial.

Salah satu lapangan minyak di Cekungan Sumatera Tengah adalah Lapangan “SF”. Lapangan ini adalah *primary field* yang masih diproduksi dengan *pumping method*, dan belum menerapkan teknik *Enhanced Oil Recovery* (EOR). Sedangkan apabila mengacu pada publikasi Barkah, *et al.* (2006), Formasi Bekasap yang menjadi reservoir utama pada Lapangan “SF” memiliki potensi untuk menerapkan EOR berupa injeksi air (*waterflood*).

Berkesinambungan dengan program ketahanan energi dari KESDM, PT. Pertamina Hulu Rokan memiliki target ambisius untuk dapat mencapai produksi minyak sebesar 1 juta barel per hari pada tahun 2030. Demi mencapai tujuan tersebut, perusahaan bekerjasama dengan penulis untuk terlibat dalam proyek studi ulang terhadap kualitas reservoir di lapangan lama, yang masih berpotensi untuk diproduksi. Dengan analisis petrofisika yang dilakukan, dapat diperoleh informasi nilai kandungan serpih, porositas, permeabilitas, dan saturasi air, yang berguna dalam menentukan definisi *net pay* dari reservoir. Melalui identifikasi *net pay*, dapat diketahui kandidat reservoir

terbaik, yang dapat dijadikan sebagai dasar dalam pertimbangan lebih lanjut untuk mengoptimalkan desain sumur, serta menentukan rancangan strategi ekstraksi dan metode produksi yang tepat, terkhususnya *waterflood*. Hal-hal tersebut akan berdampak untuk mengurangi risiko kegagalan pemboran, terutama dalam zona reservoir dengan kualitas rendah dan dapat menghemat waktu serta biaya dalam upaya pengembangan lapangan.

TINJAUAN PUSTAKA

Geologi Cekungan Sumatera Tengah

Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan busur belakang dan adalah rangkaian *rift basin* yang terbentuk akibat subduksi yang terjadi pada Lempeng India terhadap *Sundaland*. Karakteristik tektonik di Cekungan Sumatera Tengah ditandai dengan blok-blok patahan dengan orientasi penjajaran Utara-Selatan, dan membentuk rangkaian *horst* dan *graben*.

Secara kinematika dan geometri, Heidrick & Aulia (1993), telah membagi fase tektonik di Cekungan Sumatera Tengah menjadi 4 episode tektonik utama, yaitu:

(i) Episode tektonik F0 berlangsung pada Pra-Tersier, di mana terbentuk batuan dasar dari Cekungan Sumatera Tengah. Pada fase ini, berkembang struktur geologi berupa sesar vertikal, *high angle normal*, dan *high angle reverse* yang berorientasi NW-SE dan N-S. Selain itu, terbentuk pula *graben*, *half-graben*, dan tinggian yang menjadi pembatas di Cekungan Sumatera Tengah.

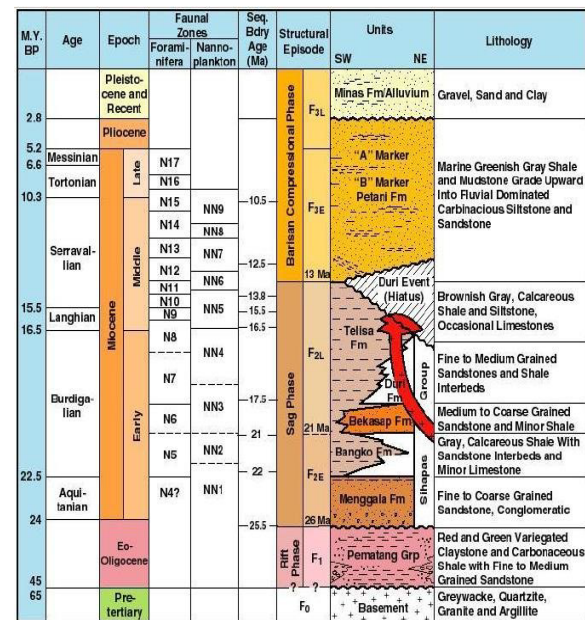
(ii) Episode tektonik F1 dikenal pula sebagai fase *rifting*, dan berlangsung selama Eosen-Oligosen. *Rifting* mengakibatkan pembukaan *graben* dan *trough* yang menunjukkan terjadinya proses pemekaran. Awal fase ini dicirikan oleh deformasi *brittle* akibat sesar normal dengan gaya tarik berorientasi W-E (Heidrick & Aulia, 1993). Terjadi kenaikan muka air laut dan *thermal subsidence* pada akhir episode ini, yang mengakibatkan perbesaran ruang akomodasi sehingga menambah rangkaian sedimentasi transgresif.

(iii) Episode tektonik F2 berlangsung antara Miosen Awal-Miosen Tengah dan dikenal sebagai fase *sagging* (F2E) dan fase *wrenching* (F2L). Pada episode ini, terjadi penurunan/pelengkungan pada cekungan secara transgresif, pembentukan zona rekahan, dan *dextral wrenching*. Pada fase *sagging*, Cekungan Sumatera Tengah relatif tidak mengalami perubahan struktur secara signifikan. Kondisi ini dikenal pula sebagai *structural quiescence*. Peristiwa ini berlangsung hingga akhir pengendapan reservoir dari Kelompok Sihapas. Sementara itu, fase *wrenching* didominasi oleh struktur berupa sesar mendatar (*dextral wrenching*) dengan arah orientasi dominannya N-S, yang menghasilkan keterbentukan *half graben*, *pull-apart graben*, *flower structure*, dan *growth structure*. Fase ini berlangsung hingga munculnya aktivitas tektonik Bukit Barisan.

(iv) Episode tektonik F3 berlangsung dari Miosen Tengah-Resen dan dikenal sebagai fase kompresi, di mana kompresi menyebabkan terbentuknya struktur inversi. Struktur inversi ini akan menghasilkan

kemunculan berbagai jebakan struktural untuk akumulasi hidrokarbon.

Adapun urutan stratigrafi utama di Cekungan Sumatera Tengah adalah batuan dasar berumur Pra-Tersier, Kelompok Pematang berumur Paleogen Atas, Kelompok Sihapas berumur Miosen Bawah, Formasi Petani berumur Miosen Tengah-Pliosen, dan Formasi Minas berumur Kuartar.



Gambar 1. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick & Aulia, 1993)

Geologi Lapangan "SF"

Apabila dilihat secara *outline graben*, maka Lapangan "SF" berada di sebelah selatan dari Kiri Graben, yang secara geometri membentuk suatu *classic half-graben*. Struktur pada Lapangan "SF", sebagian besar berupa kompresional yang terdapat di bagian *flexure* dari graben ini dan kemungkinan menunjukkan zona akomodasi (Williams & Eubank, 1995). Struktur

kompresional ini diperkirakan terbentuk selama *compressional phase* saat periode deformasi F3 terjadi, yang nantinya akan membentuk jebakan hidrokarbon pada Lapangan “SF” berupa *faulted anticline* (IPA, 2006).

Berdasarkan studi sebelumnya oleh Fardiansyah, *et al.* (2017), pengendapan pada *Upper Sihapas Group* di Lapangan “SF” dibagi menjadi 2. Selama 22-21 Ma, pengendapan di wilayah selatan dikendalikan oleh sistem drainase dari *upland Malayan Shield (southern feeder)*. Saluran dari *feeder* ini merupakan saluran utama yang memberikan suplai sedimen ke Lapangan “SF”, yang menyebabkan terbentuknya endapan batupasir pada wilayah selatan mencapai 200-400 kaki. Selama 21-17.5 Ma, terjadi transgresi yang menyebabkan sedimentasi di wilayah selatan cenderung menjadi *marine-dominated*. Kondisi ini menyebabkan ketebalan bersih batupasir menjadi tipis dan akan menghasilkan reservoir dengan kualitas yang relatif rendah. Hasil analisis salinitas air formasi menunjukkan interval penelitian terendapkan pada lingkungan air payau (*estuarine*), dengan dominasi pasang surut.

Karakterisasi Reservoir

Karakterisasi reservoir merupakan ilmu dan praktik interpretasi terhadap pengukuran beberapa lubang sumur, untuk dapat merancang deskripsi terpadu dari properti suatu reservoir. Salah satu metode dalam melakukan karakterisasi reservoir adalah melalui analisis petrofisika. Analisis

petrofisika dilakukan melalui 2 tahap, yaitu analisis kualitatif dan analisis kuantitatif.

a. Analisis Kualitatif

Analisis kualitatif merupakan tahapan yang memiliki tujuan untuk menentukan sifat fisik dari lapisan reservoir berdasarkan pembacaan data log sumur. Untuk menentukan jenis litologi, akan digunakan log *Gamma-Ray*, di mana nilai *Gamma-Ray* yang rendah akan menunjukkan lapisan batupasir. Penentuan zona reservoir yang baik, dapat dilihat melalui log *Gamma-Ray* dan log resistivitas. Zona reservoir pada umumnya terdapat di lapisan batupasir (nilai GR yang rendah), dan memiliki nilai resistivitas yang tinggi, disebabkan oleh sifat resistor hidrokarbon yang terkandung di dalamnya. Untuk mengetahui jenis dari hidrokarbon akan digunakan log NPHI dan log RHOB.

b. Analisis Kuantitatif

1. Kandungan Serpih

Kandungan serpih (V_{sh}) adalah derajat volume yang menyatakan perbandingan banyaknya volume serpih terhadap volume total dalam suatu formasi. Penghitungan terhadap indeks *gamma-ray* (I_{GR}) merupakan langkah awal yang dibutuhkan untuk melakukan determinasi terhadap kandungan serpih dari pembacaan log *Gamma-Ray*. Dalam persamaan ini, besaran indeks *gamma-ray* dianggap sama dengan kandungan serpih, sehingga menghasilkan persamaan sebagai berikut:

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{sand}}{GR_{shale} - GR_{sand}}$$

Keterangan:

Vsh = *Volume of shale*

GRlog = Pembacaan *gamma-ray* di log

GRshale= *Gamma-Ray* pada garis serpih

GRsand = *Gamma-Ray* pada garis pasir

2. Porositas

Porositas merupakan perbandingan besar volume pori/rongga kosong pada reservoir, dan digunakan untuk merefleksikan kapasitas fluida yang tersimpan di dalam reservoir. Porositas yang akan dihitung pada penelitian ini mencakup Porositas Total (PHIT), Porositas Efektif (PHIE), dan Porositas *Free Fluid* (PHIFF). Porositas total adalah volume pori-pori yang tidak diisi padatan, dan diisi oleh fluida, dan dibagi dengan volume total batuan (Crain, 1986). Sementara itu, porositas efektif merupakan volume antarpori yang saling berhubungan dan mengakibatkan batuan dapat meloloskan fluida. Porositas efektif akan dipengaruhi oleh *capillary bound water*, yang merupakan air yang terikat dengan lapisan kapiler. Porositas *free fluid* adalah porositas yang terisi oleh fluida bebas yang dapat bergerak. Dalam menghitung porositas, terdapat beberapa metode yang dapat digunakan, yaitu Metode *Sandstone Porosity Workflow*, Metode Multimin, dan Metode Densitas-Porositas.

3. Permeabilitas

Permeabilitas adalah nilai kemampuan dari suatu batuan untuk dapat meloloskan substansi fluida. Permeabilitas dapat dihitung menggunakan beberapa metode pendekatan, yaitu *single linear regression*, *multiple linear regression*, *binning*, dan *neural network*. Pada metode

multiple linear regression, pengukuran akan menggunakan lebih dari satu variabel.

4. Saturasi Air

Saturasi air adalah volume pori pada batuan reservoir, yang diisi oleh kandungan air formasi. Terdapat dua tipe saturasi air yang akan dilakukan perhitungan, yaitu *Irreducible water saturation* (SWIRR) dan saturasi air berdasarkan resistivitas (*current water saturation*). *Irreducible water saturation* merupakan fraksi air yang mencakup *clay bound water* dan air yang tertahan di pori-pori akibat gaya kapiler. Saturasi air berdasarkan resistivitas, dapat merepresentasikan kondisi sebenarnya sumur pada saat dilakukan pemboran. Terdapat beberapa persamaan yang dapat digunakan dalam pengukuran saturasi air, yaitu Metode Archie, Metode Simandoux, Metode *Dual Water*, dan Metode Indonesia.

DATA & METODE PENELITIAN

Secara garis besar, terdapat 2 jenis data yang akan digunakan dalam penelitian ini, yaitu data yang telah diolah berupa data RCAL, dan data mentah berupa data log sumur pada 11 titik. Tahap penelitian yang dilakukan, yaitu:

- (i) Tahap persiapan berupa studi literatur.
- (ii) Tahap pengumpulan data.
- (iii) Tahap pengolahan data yang dapat dibagi lagi secara terperinci menjadi penentuan *marker sand-to-sand*, analisis fasies, pengolahan data log sumur, dan perhitungan petrofisika.
- (iv) Tahap penyusunan laporan.

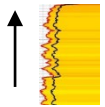
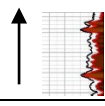
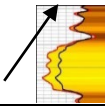
HASIL & PEMBAHASAN

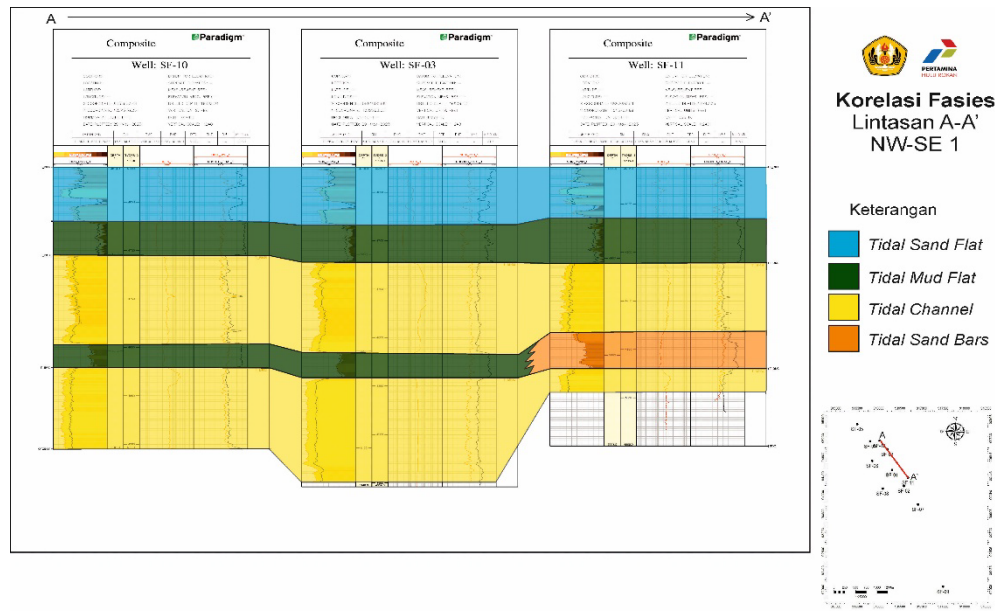
Fasies dan Lingkungan Pengendapan

Penentuan fasies pada penelitian kali ini akan menggunakan pendekatan terhadap interpretasi *signature* dari kurva log *Gamma-Ray*. Interpretasi ini dilakukan dengan mempertimbangkan interpretasi interval *marker sand-to-sand* yang telah dibuat. Berdasarkan model pola log Kendall (2003) dan penentuan fasies oleh Allen (1993), maka diperoleh karakteristik pola elektrofases sebagai berikut:

1. Pola *Bell shaped* dengan ciri batupasir yang menghalus ke atas, dan bersisipan dengan *shale* sehingga menunjukkan *Tidal Sand Flat*.
2. Pola *Serrated* dengan ciri litologinya berupa blok-blok serpih, sehingga menunjukkan fasies *Tidal Mud Flat*, dikarenakan *Tidal Mud Flat* umumnya didominasi oleh litologi dengan ukuran butir yang halus, misalkan seperti *shale* atau *siltstone*.
3. Pola *Cylindrical* dengan cirinya berupa blok-blok batupasir dengan ketebalan yang signifikan, sehingga menunjukkan fasies *Tidal Channel*.
4. Pola *Funnel shaped* dengan ciri lapisan *shale* yang mengkasar ke atas menuju batupasir, dan batupasirnya semakin menebal ke atas sehingga menunjukkan fasies *Tidal Sand Bars*.

Tabel 1. Interpretasi Fasies Berdasarkan Pola Log

Pola Log	Elektrofases (Kendall, 2003)	Interpretasi Fasies (Allen, 1993)	Lingkungan Pengendapan
	<i>Cylindrical</i>	<i>Tidal Channel</i>	<i>Tide Dominated Estuary</i>
	<i>Serrated</i>	<i>Tidal Mud Flat</i>	
	<i>Bell</i>	<i>Tidal Sand Flat</i>	
	<i>Funnel</i>	<i>Tidal Sand Bars</i>	



Gambar 2. Korelasi Fasies Tegak Lurus Arah Pengendapan Cekungan (*Strike Oriented Section*)

Analisis Data Log Sumur

Normalisasi Log *Gamma-Ray*

Normalisasi log *Gamma-Ray* perlu dilakukan karena proses akuisisi data dilakukan oleh beberapa perusahaan dan peralatan *logging* yang berbeda, sehingga terdapat perbedaan standar dalam distribusi log *Gamma-Ray*. Proses normalisasi dapat dilakukan dengan menyamakan masing-masing nilai persentil 3 (P3) dan persentil 97 (97) dari seluruh log *Gamma-Ray*. Sumur yang akan dijadikan acuan adalah sumur-sumur yang memiliki nilai P3 dan P97 yang berdekatan. Pada penelitian kali ini, terdapat 5 sumur yang dijadikan sebagai sumur

referensi, yaitu sumur SF-03, SF-04, SF-06, SF-07, dan SF-08. Setelah memperoleh nilai P3 dan P97, maka nilai tersebut dijadikan harga P3 dan P97 untuk semua sumur di area penelitian. Untuk menyeragamkan nilai P3 dan P97 dapat digunakan persamaan:

$$GR\ Norm = ((GR - GRP3) \times \left(\frac{GRP97Ref - GRP3Ref}{GRP97 - GRP3} \right)) + GRP3Ref$$

Keterangan :

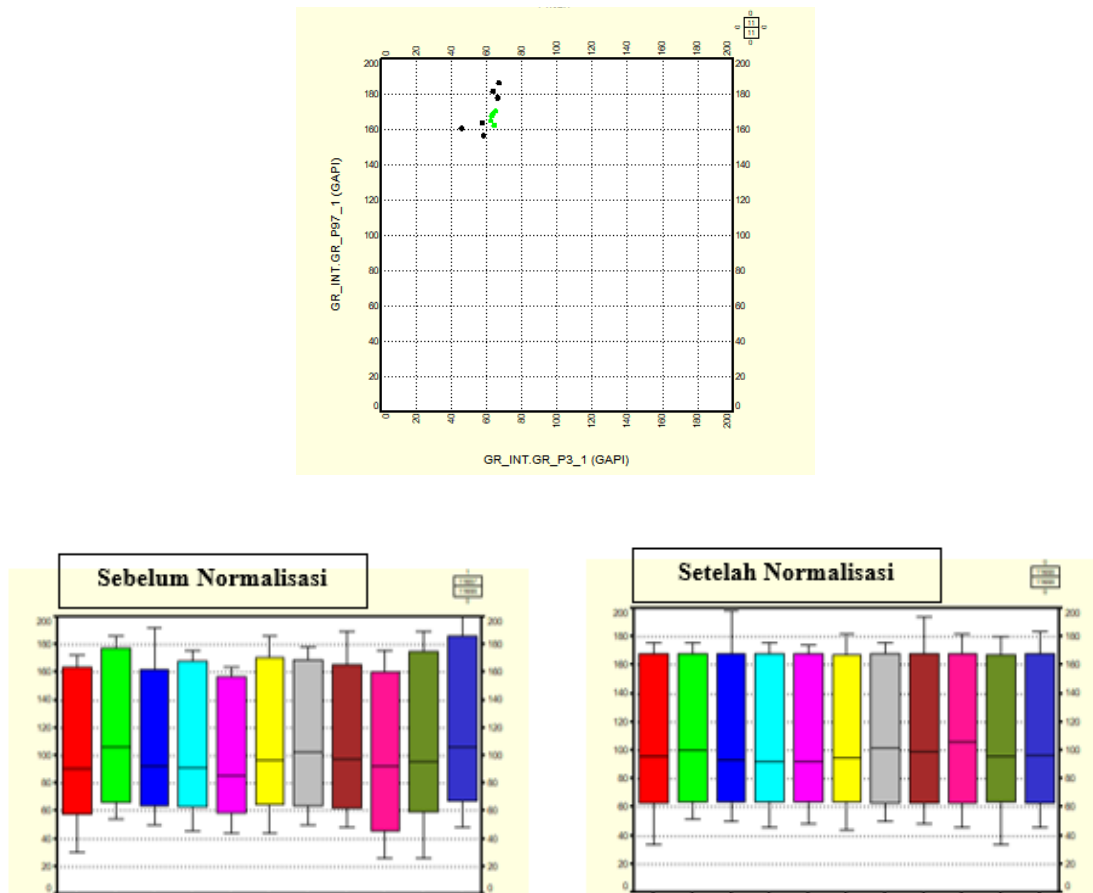
GR = *Gamma-Ray* pada log

GRP3 = Nilai P3 pada sumur target

GRP97 = Nilai P97 pada sumur target

GRP3Ref = Nilai P3 pada sumur referensi

GRP97Ref = Nilai P97 pada sumur referensi



Gambar 4. Distribusi Nilai pada Sumur Referensi (atas) dan Hasil Normalisasi (bawah)

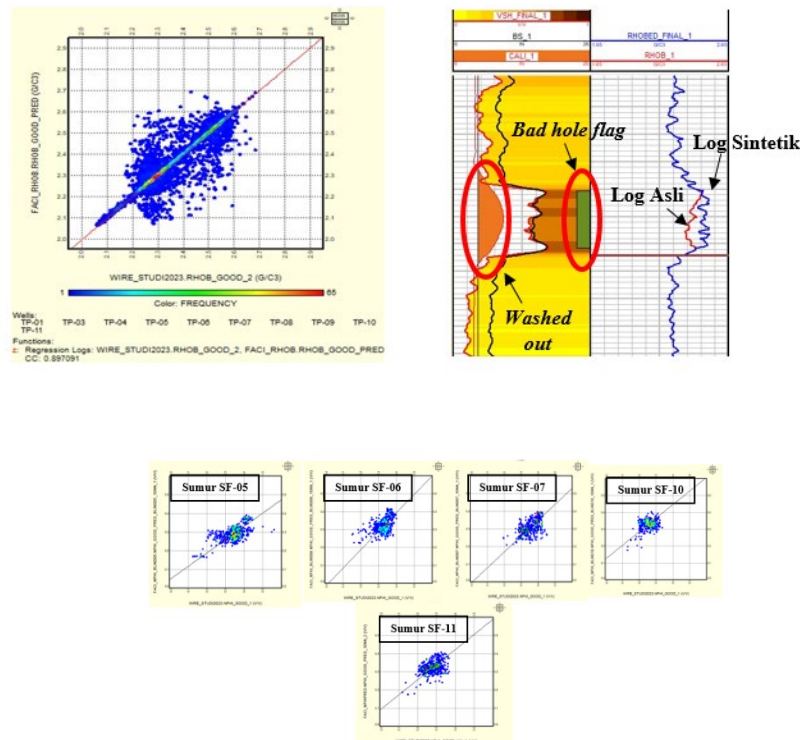
Sebelum dilakukan normalisasi, distribusi nilai *Gamma-Ray* di lapangan penelitian memiliki rentang yang acak dari 27 - 203 GAPI. Setelah proses normalisasi selesai, persebaran nilainya menjadi lebih teratur dengan rentang nilai 42 - 198 GAPI.

Log Editing

Tahap ini merupakan tahapan di mana dilakukan pengeditan terhadap log Densitas dan pembuatan log Neutron sintetis. Metode yang digunakan dalam koreksi log pada penelitian ini adalah dengan menggantikan log pada interval *bad hole* dengan kurva Densitas sintetis. Koreksi tidak dilakukan di semua zona, melainkan hanya pada zona

dengan nilai *Vshale* tinggi dan selisih log Kaliper dengan ukuran mata bor lebih dari 2 inci.

Pembuatan log sintetis Neutron dapat dilakukan dengan pendekatan algoritma *K-Nearest Neighbors* (KNN). Karena nantinya sumur-sumur yang tidak memiliki data log Neutron akan mengikuti hasil log sintetis yang telah dibuat, maka perlu dilakukan adanya *blind test* yang bertujuan untuk mengetahui kualitas sebenarnya dari log sintetis yang nanti dihasilkan. Hasil *blind test* menunjukkan nilai log Neutron sintetis terbaik terdapat di sumur SF-05.



Gambar 5. Hasil Log Sintetik Densitas (atas) dan *Blind Test* Log Neutron (bawah)

Analisis Kuantitatif Reservoir

Kandungan Serpih

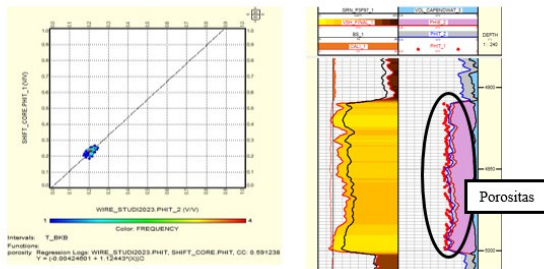
Pada penelitian ini, penghitungan kandungan serpih akan menggunakan Metode Linear. Metode linear dilakukan dengan menghitung nilai dari Indeks *Gamma-Ray*. Pada metode ini, Indeks *Gamma-Ray* dianggap sama dengan besar kandungan serpih. Untuk mendapatkan nilai dari GR_{sand} dan GR_{shale} , dapat dilihat melalui *cross-plot* antara separasi log Neutron-Densitas, dan log *Gamma-Ray* ternormalisasi. Hasil dari persebaran data ini, kemudian akan dibandingkan dengan persebaran histogram nilai *Gamma-Ray*. Berdasarkan hasil tersebut, dapat diketahui

bahwa nilai dari GR_{sand} adalah 40 GAPI dan nilai GR_{shale} adalah 178 GAPI.

Porositas

Pada penelitian ini, perhitungan nilai porositas akan menggunakan Metode SSPW (*Sandstone Porosity Workflow*). Metode SSPW dijalankan dengan persebaran data *cross-plot* antara NPHI dan RHOB, dan secara garis besar terdiri 3 titik, yaitu fluida (pori), matriks pasir, dan *shale*. Hasil perhitungan porositas, kemudian divalidasi ke data analisis porositas dari batuan inti. Validasi ini dapat kita lihat dengan membuat persebaran data dalam bentuk *cross-plot* antara PHIT log dengan nilai PHIT dari batuan inti. Hasil perhitungan

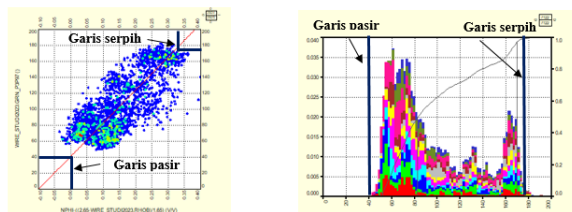
porositas, menunjukkan korelasi yang baik, dengan nilai koefisien korelasi sebesar 59% sehingga hasilnya cukup akurat.



Gambar 7. Validasi Perhitungan Porositas

Permeabilitas

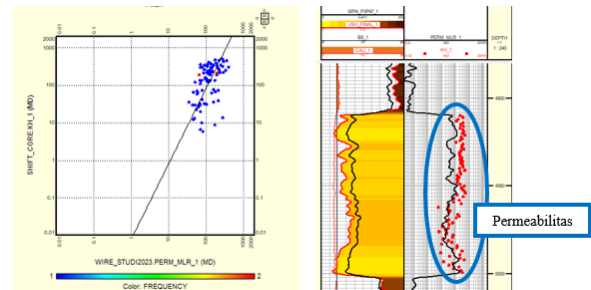
Permeabilitas pada penelitian ini akan dihitung menggunakan Metode *Multiple Linear Regression*. Metode ini dilakukan berdasarkan korelasi antara permeabilitas dari data batuan inti, dengan nilai perhitungan V_{shale} dan PHIE. Korelasi ini dapat digambarkan melalui persamaan linear,



Gambar 6. Penentuan Nilai Garis Pasir dan Garis Serpih

di mana variabelnya adalah V_{shale} dan PHIE, sedangkan *dependent log*-nya adalah permeabilitas data batuan inti. Adapun untuk hasil dari perhitungan permeabilitas ini, dapat divalidasi dengan pengukuran permeabilitas dari data batuan inti. Sama seperti validasi porositas, maka validasi hasil permeabilitas dapat dilakukan melalui persebaran data dalam bentuk *cross-plot* antara permeabilitas log dengan permeabilitas batuan inti. Pada perhitungan

permeabilitas ini, didapatkan nilai koefisien korelasi sebesar 49%.

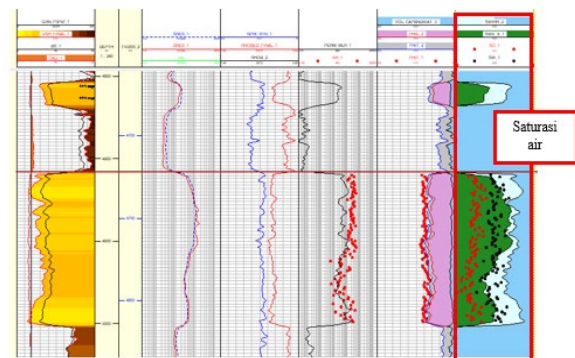


Gambar 8. Validasi Perhitungan Permeabilitas

Saturasi Air

Saturasi air yang diukur pada penelitian ini mencakup *Irreducible water saturation* (SWIRR) dan saturasi air berdasarkan resistivitas. Untuk menghitung SWIRR dapat digunakan persamaan sebagai berikut:

$$SWIRR = \frac{\text{Clay Bound water} + \text{Capillary Bound water}}{\text{Total Porosity}}$$



Gambar 9. Hasil Saturasi Air

Untuk menghitung saturasi air berdasarkan resistivitas digunakan Persamaan Simandoux, dikarenakan formasi di daerah penelitian terdapat zona litologi *shaly sand*. Adapun rumus dari Persamaan Simandoux dapat digambarkan sebagai berikut:

$$S_w = \left\{ \frac{0.4 \times R_w}{(\Phi)^m} \times \left[\sqrt{\frac{5 \times (\Phi)^m}{a \times R_w \times R_t}} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) - \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \right] \right\}$$

Keterangan :

S_w = Saturasi air

R_{sh} = Resistivitas serpih

R_w = Resistivitas air

V_{sh} = *Volume of shale*

R_t = Temperatur R_w

m = Faktor sementasi

a = Konstanta *tortuosity*

Φ = Porositas efektif

Berdasarkan rumus di atas, maka agar dapat dilakukan perhitungan saturasi air, terlebih dulu ditentukan nilai resistivitas air dan resistivitas serpihnya.

Untuk menentukan nilai resistivitas air, akan dilakukan di setiap lapisan reservoir, dan nilai tersebut akan diaplikasikan ke semua sumur, pada interval reservoir yang sama. Pada penelitian ini, didapatkan nilai 0.66 ohmm pada lapisan BKA dengan temperatur 276.6 F, nilai 1.06 ohmm pada lapisan BKB dengan temperatur 278.8 F, 2.72 ohmm pada lapisan BKC dengan temperatur 282.3 F, nilai 3.92 ohmm pada lapisan BKC2 dengan temperatur 281.5, dan nilai 4.07 ohmm pada lapisan BKC3 dengan temperatur 283 F.

Untuk mendapatkan nilai dari resistivitas serpih, dibuat persebaran data D_{RES} , dengan bentuk histogram. Nilai mean atau modus dari histogram tersebut, dapat dijadikan sebagai nilai dari resistivitas serpih. Berdasarkan data histogram tersebut, didapatkan nilai resistivitas serpih sebesar 3.32 ohmm pada lapisan BKA, 6.88 ohmm pada lapisan BKB, 8.33 pada lapisan BKC, dan 11.21 pada lapisan BKC2 dan BKC3.

Cut-Off & Lumping

Nilai *cut-off* diperlukan untuk dapat menetapkan ambang batas dalam analisis petrofisika, berdasarkan beberapa parameter. Adapun beberapa parameter yang dimaksud adalah kandungan serpih (V_{sh}), porositas (Φ), dan saturasi air (S_w). Ketiga parameter inilah yang nantinya akan ditentukan nilai *cut-off*-nya.

Nilai *cut-off* V_{shale} didapatkan melalui *cross-plot* antara V_{shale} dengan PHIFF. *Cut-off* V_{shale} diperoleh pada titik persebaran data, di mana nilai V_{shale} berada pada titik PHIFF dengan nilai sama dengan 0.

Nilai *cut-off* porositas didapatkan melalui *cross-plot* antara V_{shale} dengan PHIE. *Cut-off* porositas diperoleh pada titik nilai V_{shale} dan arah tren persebaran data saling berpotongan.

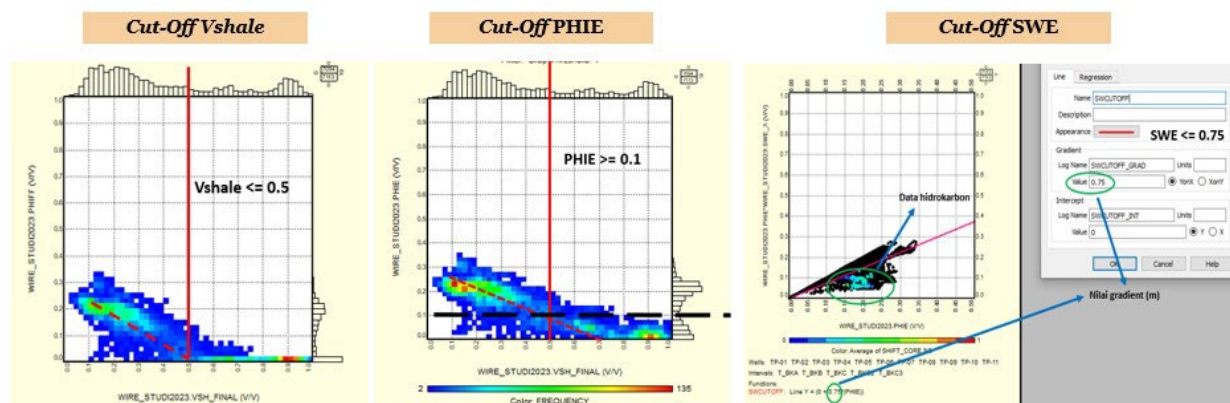
Nilai *cut-off* saturasi air, ditentukan melalui *cross-plot* antara $PHIE \times SWE$ dengan SWE. Kemudian, data saturasi minyak pada *core* dapat dipilih sebagai *colour* untuk persebaran datanya. Nilai *cut-off* saturasi air diperoleh dengan melihat nilai gradien dari persamaan linear persebaran data tersebut. Data yang berada di bawah garis linear merupakan data hidrokarbon, sehingga nilai gradiennya dapat dijadikan sebagai nilai *cut-off* S_w .

Berdasarkan penentuan di atas, maka didapatkan hasil *cut-off* V_{shale} dengan nilai ≤ 0.5 , porositas dengan nilai ≥ 0.1 , dan saturasi air dengan nilai ≤ 0.75 .

Setelah mendapatkan nilai *cut-off* maka dilakukan tahap *lumping* guna mendapatkan zona *net sand*, *net reservoir*,

dan *net pay*. *Net sand* adalah tebal lapisan batuan yang memiliki nilai kandungan serpih lebih kecil dibandingkan harga *cut-off*-nya. *Net reservoir* adalah tebal lapisan *net sand* yang memiliki nilai porositas lebih besar

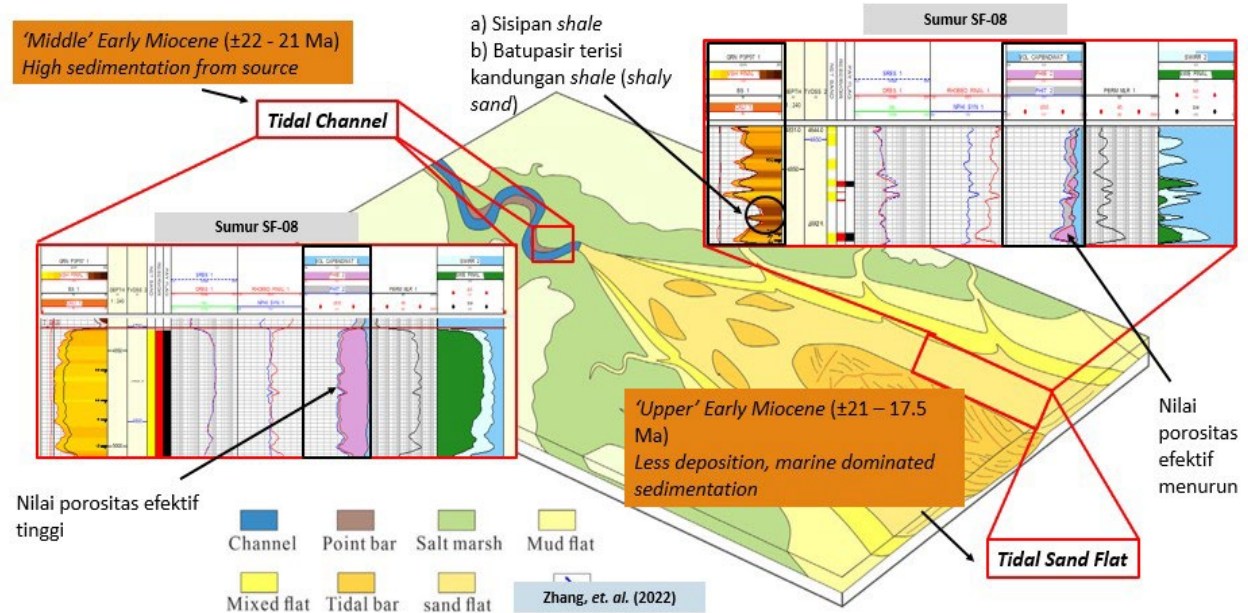
daripada *cut-off*. Sementara itu, *net pay* adalah tebal lapisan *net reservoir* dengan nilai saturasi air di bawah nilai *cut-off*. Pada tahap ini juga akan didapatkan nilai *net, net to gross, Vshale*, porositas, dan saturasi air.



Gambar 10. Penentuan Nilai *Cut-Off*

Tabel 2. Tabulasi Data Hasil *Lumping*

Sumur	Interval	Top (Depth)	Bottom (Depth)	Gross	Reservoir					Pay				
					NetRes	Net to Gross	VSH	PHIE	S'w	NetPay	Net to Gross	VSH	PHIE	S'w
SF-01	BAKA	4774	4865.5	91.75	16	0.17	0.37	0.17	0.82	4.5	0.05	0.36	0.2	0.65
	BKB	4866	4973.5	108	84.5	0.78	0.24	0.22	0.39	79.5	0.74	0.23	0.22	0.36
	BKC	4974	5079.5	106	106	1	0.14	0.22	0.72	40.5	0.38	0.13	0.24	0.48
SF-02	BAKA	4790	4899.5	109.75	3.5	0.09	0.35	0.16	0.67	8.5	0.08	0.34	0.16	0.66
	BKB	4900	4999.5	100	66	0.66	0.28	0.19	0.39	57	0.57	0.25	0.2	0.33
	BKC	5000	5124.5	125	118	0.94	0.14	0.21	0.88	19.5	0.16	0.11	0.23	0.54
SF-03	BAKA	4810	4907.5	97.75	20	0.2	0.36	0.15	0.67	14	0.14	0.35	0.17	0.63
	BKB	4908	5026.5	119	92.5	0.78	0.27	0.18	0.46	91	0.76	0.27	0.19	0.45
	BKC	5027	5139.5	113	107	0.95	0.13	0.2	0.97	0	0	-	-	-
SF-04	BAKA	4812	4902.5	90.75	18	0.2	0.36	0.15	0.69	12.5	0.14	0.34	0.16	0.64
	BKB	4903	5019.5	117	87	0.74	0.29	0.17	0.43	86.5	0.74	0.29	0.17	0.43
	BKC	5020	5124.5	105	98.5	0.94	0.15	0.2	0.92	8.5	0.08	0.19	0.2	0.57
SF-05	BAKA	4858	4956.5	98.75	22	0.22	0.31	0.18	0.82	3.5	0.04	0.31	0.19	0.74
	BKB	4957	5080.5	124	97	0.78	0.28	0.19	0.67	54	0.44	0.28	0.2	0.55
	BKC	5081	5250.5	169.25	154.25	0.91	0.22	0.19	0.87	16.75	0.1	0.37	0.16	0.64
SF-06	BAKA	4833	4929.5	96.75	10	0.1	0.37	0.16	0.88	0	0	-	-	-
	BKB	4930	5042.5	113	89	0.79	0.29	0.21	0.46	89	0.79	0.29	0.21	0.46
	BKC	5043	5139.5	97	95.5	0.98	0.17	0.22	0.9	0	0	-	-	-
SF-07	BAKA	4860	4995.5	135.75	18.5	0.14	0.37	0.16	0.81	5.5	0.04	0.45	0.18	0.73
	BKB	4996	5083.5	88	45	0.51	0.37	0.16	0.86	8.5	0.1	0.22	0.24	0.71
	BKC	5084	5099.5	16	14	0.88	0.16	0.2	0.98	0	0	-	-	-
SF-08	BAKA	4831	4937.5	106.75	7.5	0.07	0.4	0.15	0.7	6.5	0.06	0.4	0.16	0.67
	BKB	4938	5041.5	104	71.5	0.69	0.28	0.25	0.4	66	0.63	0.27	0.26	0.38
	BKC	5042	5133.5	92	90	0.98	0.18	0.29	0.78	26.5	0.29	0.18	0.3	0.73
SF-09	BAKA	4678	4827.5	149.75	22.5	0.15	0.21	0.19	0.72	16.5	0.11	0.23	0.19	0.65
	BKB	4828	4892.5	65	26	0.4	0.45	0.12	0.89	1.5	0.02	0.39	0.12	0.73
	BKC	4893	5021.5	129	122.5	0.95	0.21	0.21	0.94	0	0	-	-	-
	BKC2	5022	5092.5	71	64.5	0.91	0.1	0.23	1	0	0	-	-	-
	BKC3	5093	5199.5	107	105	0.98	0.15	0.19	0.96	0	0	-	-	-
SF-10	BAKA	4810	4900.5	90.75	26.5	0.29	0.3	0.18	0.78	6.5	0.07	0.19	0.21	0.48
	BKB	4901	5016.5	116	86	0.74	0.31	0.19	0.75	39.5	0.34	0.29	0.2	0.68
	BKC	5017	5100.5	84	83	0.99	0.2	0.2	0.76	18.5	0.22	0.22	0.22	0.4
SF-11	BAKA	4806	4904.5	98.75	15.5	0.16	0.32	0.18	0.83	1.5	0.02	0.19	0.22	0.7
	BKB	4905	5013.5	109	80	0.73	0.28	0.21	0.54	69.5	0.64	0.26	0.22	0.5
	BKC	5014	5093.5	80	24.5	0.31	0.23	0.2	0.76	11.5	0.14	0.19	0.22	0.63



Gambar 11. Hasil Perhitungan Petrofisika Sumur SF-08 dan Keterkaitannya dengan Sejarah Sedimentasi.

Reservoir Lapangan “SF”

Reservoir yang dapat memproduksi hidrokarbon (*pay zones*) di Lapangan “SF” tersebar pada fasies *Tidal Channel* dan *Tidal Sand Flat*. Akan tetapi, reservoir dengan kualitas terbaik tersebar pada fasies *Tidal Channel*. Hal ini disebabkan fasies *Tidal Channel* terbentuk pada saat Cekungan Sumatera Tengah mengalami pengisian sedimen dari *uplands Malayan Shield*, sehingga energi pengendapannya cenderung tinggi dan dapat menghasilkan ketebalan zona produktif reservoir yang besar. Sementara itu, fasies *Tidal Sand Flat* terbentuk ketika transgresi berlanjut sehingga proses sedimentasinya dominan dipengaruhi oleh *marine fill*. Hal ini mengakibatkan keterbentukan sisipan *shale* dan terisinya batupasir oleh kandungan *shale*. Kandungan *shale* mengisi pori pada batuan, sehingga nilai porositas efektifnya relatif mengalami penurunan.

KESIMPULAN

Berdasarkan pengolahan data, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Pada interval penelitian terdapat 4 fasies yaitu *Tidal Channel*, *Tidal Mud Flat*, *Tidal Sand Bars*, dan *Tidal Sand Flat*, yang terbentuk pada lingkungan pengendapan *Tide Dominated Estuarine*.
2. Nilai properti reservoir pada *pay zones* di Lapangan “SF” adalah *volume of shale* berkisar antara 11% - 45%, porositas efektif berkisar antara 12% - 30%, permeabilitas berkisar antara 11.5 – 4764.93 *milidarcy*, dan saturasi air berkisar antara 33% - 74%.
3. Zona potensi hidrokarbon di Lapangan “SF” berada pada zona dengan asosiasi fasies di *Tidal Channel* dan *Tidal Sand Flat*, dengan zona paling produktifnya berada pada fasies *Tidal Channel*.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada PT. Pertamina Hulu Rokan, secara khusus untuk Mas Erry Mastoadji dan Mas Ilham Barustan yang telah mengizinkan serta membantu publikasi penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

Asquith, G. and, Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis, 2nd Edition*. Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists.

Barkah, R. R. R., Jacobs, G. W., Sitorus, J. H. H., Sutanto, S. M. 2006. Reservoir Characterization and Modelling of Bekasap Formation for Waterflood Optimization and Field Development, Case Study Pungut Field, Central Sumatra. *AAPG International Conference and Exhibition*. Perth: AAPG.

Bemmelen, R. W. 1949. *The Geology of Indonesia, Vol 1A*. The Hague: Government Printing Office.

Dalrymple, R., Zaitlin, B., Boyd, R. 1992. Estuarine Facies Model: Conceptual Basic and Stratigraphic Implications. *Journal of Sedimentary Petrology*, Vol. 62 (pp.1130 -1146).

Doust, H., and Noble, R. N., 2007. Petroleum systems of Indonesia. *Journal in Marine and Petroleum Geology* (pp. 109-113). Amsterdam: Elsevier.

Dwiyono, I. F., and Winardi, S. 2014. Kompilasi Metode Water Saturation dalam Evaluasi Formasi. *Prosiding Seminar Nasional Kebumihan Ke-7*

(pp. 424-428). Yogyakarta: Universitas Gadjah Mada.

Eubank, R. T., and Makki, A., C. 1981. Structural geology of the Central Sumatra back-arc basin. *Proceedings Indonesian Petroleum Association, 10th Annual Convention* (pp. 153-196). Jakarta: Indonesian Petroleum Association.

Fardiansyah, I., Finaldhi, E., Graha, S., Harris, M., I., S., Susianto, I. 2017. Early Miocene Paleogeography of Central Sumatra Basin : Impact On Reservoir Quality and Distribution of the Upper Sihapas Group, Rokan Block. *Proceedings Indonesian Petroleum Association, 41st Annual Convention*. Jakarta: Indonesian Petroleum Association

Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Services.

Heidrick, T., L., and Aulia, K. 1993. A structural and tectonic model of the coastal plains block, Central Sumatra Basin, Indonesia. *Proceedings Indonesian Petroleum Association, 22nd Annual Convention* (pp. 285-317). Jakarta: Indonesian Petroleum Association.

IBS. 2006. *Indonesia Basin Summaries (IBS)*. Jakarta: PT. Patra Nusa Data – Indonesia Metadata Base (Inameta) Series.

IPA. 2006. *Indonesia, Oil and Gas Fields Atlas: Vol 2: Central Sumatera*.

- Julikah, Rahmat, G., Wiranatanegara, M., B. 2021. Subsurface Geological Evaluation of the Central Sumatera Basin in Relation to the Presence of Heavy Oil. Scientific Contribution Oil & Gas, Vol 44 No. 1. Jakarta : LEMIGAS.
- Koesoemadinata. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Mertosono, S., and Nayoan, G., A., S. 1974. The tertiary basinal area of Central Sumatra. *Proceedings Indonesian Petroleum Association, 3rd Annual Convention* (pp. 63-76). Jakarta: Indonesian Petroleum Association..
- Williams, H., H., and Eubank, R., T. 1995. *Hydrocarbon habitat in the rift graben of Central Sumatra Basin, Indonesia, Volume 80, Issue 1* (pp. 331-342). London: Geological Society Special Publication.
- Wongsosantiko, A. 1976. Lower Miocene Duri Formation Sands Central Sumatra Basin. *Proceedings Indonesia Petroleum Association 5th Annual Conference and Exhibition*. Jakarta: Indonesia Petroleum Association.