

ANALISIS PETROFISIKA UNTUK MENENTUKAN *OIL-WATER CONTACT* PADA FORMASI TALANGAKAR, LAPANGAN “FBT”, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN

Febrina Bunga T¹, Ordas Dewanto², Karyanto³, Rahmat C. Wibowo⁴, Andika Widyasari⁵

^{1,2,3,4} Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung
Jl. Prof. Dr. Sumantri Brojonegoro No.1, Bandar Lampung 35145

⁵ PT Medco E&P Indonesia
The Energy Building, SCBD Lot 11A Jl. Jend. Sudirman, Jakarta 12190

Corresponding author: febrinabungat@gmail.com

Manuscript received: June 21, 2018; revised: August 10, 2018;

Approved: November 12, 2018; available online: March 1, 2019

Abstrak - Dalam melakukan analisis petrofisika, terdapat banyak metode pada setiap propertinya. Oleh karena itu, perlu ditentukan metode yang tepat pada setiap properti petrofisika yang cocok untuk diaplikasikan pada lapangan penelitian agar tidak terjadi penyimpangan pada saat interpretasi. Properti petrofisika terdiri dari *volume shale*, porositas, saturasi air, dll. Penelitian ini menggunakan enam data sumur yaitu FBT01, FBT02, FBT03, FBT04, FBT05, dan FBT06 juga dibantu dengan data *core* yang terdapat pada FBT03. Data *core* dijadikan acuan dalam analisis petrofisika karena dianggap telah mewakili atau sudah mendekati kondisi reservoir yang sebenarnya pada lapangan. Daerah yang digunakan pada penelitian ini terletak pada Formasi Talang Akar, Lapangan “FBT”, Cekungan Sumatra Selatan. Untuk *volume shale*, metode yang paling sesuai dengan kondisi Lapangan “FBT” merupakan metode *gamma ray-neutron-density* karena cocok dengan *photo core* dan litologi. Lalu untuk porositas efektif, metode yang paling sesuai dengan kondisi Lapangan “FBT” merupakan metode *neutron-density-sonic* karena mendekati data *core*. *Oil-water contact* ini nantinya berguna untuk menentukan cadangan hidrokarbon. Didapatkan *oil-water contact* pada kedalaman 2277.5 feet pada FBT01, 2226.5 feet pada FBT02, 2312.5 feet pada FBT03, 2331 feet pada FBT04, 2296 feet pada FBT05, dan 2283.5 feet pada FBT06. Perbedaan kedalaman *oil-water contact* pada Formasi Talangakar, Lapangan FBT disebabkan karena adanya suatu struktur dibawah permukaan.

Abstract - In conducting petrophysics analysis, there are many methods on each property. Therefore, it is necessary to determine the exact method on each petrophysical property suitable for application in the field of research in order to avoid irregularities at the time of interpretation. The petrophysical property consists of volume shale, porosity, water saturation, etc. This research used six well data named FBT01, FBT02, FBT03, FBT04, FBT05, and FBT06 and also assisted with core data contained in FBT03. Core data used as a reference in petrophysical analysis because it was considered to have represented or closed to the actual reservoir conditions in the field. The area in this research was in Talangakar Formation, "FBT" Field, South Sumatra Basin. The most suited volume shale method for “FBT” field condition was gamma ray-neutron-density method by seeing its photo core and lithology. As for the effective porosity, the most suited method for the field was neutron-density-sonic method by its core. Oil-water contact was useful to determine the hydrocarbon reserves. Oil-water contact was obtained at a depth of 2277.5 feet on FBT01, 2226.5 feet on FBT02, 2312.5 feet on FBT03, 2331 feet on FBT04, 2296 feet on FBT05, and 2283.5 feet on FBT06. The oil-water contact depth differences at Talangakar formation in FBT field caused by structure in subsurface.

Keywords: petrophysical property, oil-water contact, core, petrophysical analysis.

How to cite this article:

Tarigan, F. B., Dewanto, O., Karyanto, Wibowo, R.C., dan Widyasari, A. 2019. Analisis Petrofisika Untuk Menentukan Oil-Water Contact Pada Formasi Talangakar, Lapangan “FBT”, Cekungan Sumatra Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 5 (1) p.15-29. doi: 10.23960/jge.v5i1.20

1. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Petrofisika merupakan suatu cabang ilmu dari geofisika yang mempelajari sifat fisik dari suatu batuan. Analisis petrofisika sangat penting untuk mengetahui kualitas dan karakterisasi batuan reservoir berdasarkan sifat fisiknya yang berupa kandungan lempung, porositas, dan saturasi air. Sifat fisik tersebut dikenal dengan istilah properti petrofisika. Dalam melakukan analisis petrofisika dibutuhkan suatu input utama berupa data log yang akan memberikan informasi secara vertikal mengenai sifat fisis dari batuan pada formasi tersebut. Terkadang diperlukan juga data *core* (contoh batuan dari sumur bor) untuk referensi dari hasil analisis petrofisika. Untuk dapat menganalisis petrofisika, diharuskan memahami dasar-dasar teori *well logging*.

Terdapat banyak metode untuk menentukan setiap properti petrofisika. Oleh karena itu, penelitian ini sangat penting dilakukan untuk mengetahui setiap metode pada properti petrofisika yang cocok untuk diaplikasikan pada lapangan penelitian. Pengolahan dari penelitian ini juga akan menghasilkan gambaran batas kontak fluida yang nantinya bisa digunakan untuk menghitung cadangan hidrokarbon.

1.2. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan metode pada setiap properti petrofisika yang sesuai pada Lapangan "FBT" berdasarkan data log dan data *core*.
2. Menentukan nilai properti petrofisika pada Lapangan "FBT".
3. Menentukan *oil-water contact* berdasarkan properti petrofisika pada Lapangan "FBT".

2. TINJAUAN PUSTAKA

Daerah penelitian berada di Cekungan Sumatra Selatan. Cekungan ini berarah Barat Laut-Tenggara. Cekungan ini dibatasi oleh Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat daya, Paparan Sunda di sebelah timur laut, Tinggian Lampung di sebelah tenggara, serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah barat laut. Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur (*back-arc basin*) yang berkembang sepanjang tepi barat dan selatan Paparan Sunda. Tektonik cekungan Sumatera dipengaruhi oleh pergerakan konvergen antara Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Paparan Sunda (Heidrick dan Aulia, 1993). Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi 4 Sub-Cekungan yakni: Sub-Cekungan Jambi, Sub-Cekungan Palembang Utara, Sub-Cekungan Palembang Tengah dan Sub-Cekungan Palembang Selatan (Bishop, 2001) yang ditunjukkan pada **Gambar 1**. Daerah penelitian ini merupakan Sub-Cekungan Palembang Selatan.

Berdasarkan stratigrafi daerah penelitian, Potensi *source rock* terdapat pada *shale* dalam formasi lemat, talangakar, dan gumai. Sedangkan untuk potensi reservoir terdapat pada *sandstone* dalam formasi lemat, talangakar dan juga pada karbonat dalam formasi baturaja. Dan untuk *seal* terdapat pada *shale* dalam formasi talangakar, gumai, airbenakat, dan muaraenim. Stratigrafi daerah penelitian ditunjukkan pada **Gambar 2**.

3. TEORI DASAR

3.1. Konsep Dasar *Well Logging*

Well Logging merupakan metode pengukuran parameter-parameter fisika, dalam lubang bor, yang bervariasi terhadap kedalaman sumur.

3.2. Jenis-jenis Kurva Logging

3.2.1. Log Gamma Ray (GR)

Log *Gamma Ray* merupakan salah satu log yang mengukur radioaktif yang dipancarkan dari batuan seperti, Uranium (U) dengan nomor atom 92, Thorium (Th) dengan nomor atom 90, dan Potassium (K) dengan nomor atom 19.

Kegunaan dari log GR ini adalah untuk mengidentifikasi litologi (*permeable* dan *impermeable*), menghitung kandungan serpih (*Vsh*), *depth control*, dan korelasi antar sumur. *Gamma Ray log* dinyatakan dalam satuan API (*American Petroleum Institute*). Alat yang digunakan umumnya ada dua yaitu, *Standard Gamma Ray Tool* (SGT) dan *Natural Gamma Ray Spectrometry Tool* (NGT).

3.2.2. Log Resistivity

Log resistivitas mencerminkan batuan dan fluida yang terkandung di dalam pori-porinya. Terdapat tiga zona pada log resistivitas, yaitu:

1. *Flushed Zone*
Zona yang paling dekat dengan lubang bor serta terisi oleh air filtrat lumpur yang mendesak komposisi semula
2. *Transition Zone*
Zona ini ditempati oleh campuran dari air filtrat lumpur dengan komposisi semula.
3. *Uninvaded Zone*
Zona yang paling jauh dari lubang bor, serta seluruh pori-pori batuan terisi oleh komposisi semula.

3.2.3. Log Neutron

Menurut Schlumberger (1958), log neutron berguna untuk penentuan besarnya porositas batuan. Prinsip dasar dari alat ini adalah memancarkan neutron secara terus menerus dan konstan pada lapisan. Partikel-partikel neutron memancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material-material dari formasi tersebut. Akibatnya neutron kehilangan energi, besar kecilnya energi yang hilang tergantung dari perbedaan massa neutron dengan massa material pembentuk batuan/formasi (Doveton, 1986).

Hilangnya energi yang paling besar adalah bila neutron bertumbukan dengan suatu atom yang mempunyai massa yang sama atau hampir sama, seperti halnya atom hidrogen.

3.2.4. Log Densitas

Log densitas merupakan kurva yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gram/cm³. Prinsip dasar dari log ini adalah menembakkan sinar gamma ke dalam formasi, dimana sinar gamma ini dapat dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi. Banyaknya energi sinar gamma yang hilang menunjukkan densitas elektron di dalam formasi.

3.2.5. Log Sonic

Log sonik adalah log yang menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan/dipancarkan ke dalam formasi sehingga pantulan suara yang kembali diterima oleh *receiver*. Besar atau kecilnya Δt yang melalui suatu formasi tergantung dari jenis batuan, sifat elastisitas batuan, kandungan fluida, porositas dan tekanan formasi.

3.2.6. Log Caliper

Manfaat utama dari log caliper adalah untuk mengetahui diameter lubang bor yang selanjutnya berguna untuk perhitungan *volume* lubang bor pada kegiatan penyemenan.

3.3. Data Inti (Core)

Pengertian *Core* adalah sampel atau contoh batuan yang diambil dari bawah permukaan.

3.4. Petrofisika

Proses pengerjaan analisis petrofisika adalah menghasilkan data-data yang diperlukan untuk proses analisis geologi lebih lanjut. Untuk memberikan hasil analisis dengan tingkat akurasi yang lebih baik, metoda interpretasi dan perhitungan dikontrol oleh data *core* seperti *Routine Core Analysis (RCAL)* dan *Special Core Analysis*

(SCAL), analisis air formasi, serta data-data tes yang pernah dilakukan.

3.4.1. Volume Shale (Vsh)

Volume shale atau yang dikenal sebagai *Vshale* merupakan persentasi atau desimal fraction dari shale pada sebuah volume batuan. Terdapat beberapa perhitungan yang bisa digunakan untuk menghitung kandungan shale dalam suatu batuan, yaitu:

1. Linear

$$Vsh = IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

2. Clavier

$$Vsh = 1.7\sqrt{3.38 - (IGR + 0.7)^2} \quad (2)$$

3. Stieber

$$Vsh = \frac{IGR}{3 - 2IGR} \quad (3)$$

4. Larionov Tertiary

$$Vsh = 0.083 (2^{(3.7 IGR)} - 1) \quad (4)$$

5. Larionov Old Rocks

$$Vsh = 0.33 (2^{(2 IGR)} - 1) \quad (5)$$

Dimana:

- IGR = indeks gamma ray
- GR_{log} = gamma ray pada log
- GR_{min} = gamma ray minimum
- GR_{max} = gamma ray maksimum

6. Neutron-Density

$$Vsh = \frac{(X1 - X0)}{(X2 - X0)} \quad (6)$$

Dimana,

- $X0$ = $NPHI_{ma}$
- $X1$ = $NPHI + M1 \times (RHOB_{ma} - RHOB)$
- $X2$ = $NPHI_{sh} + M1 \times (RHOB_{ma} - RHOB_{sh})$

$$M1 = \frac{NPHI_{fl} - NPHI_{ma}}{RHOB_{fl} - RHOB_{ma}} \quad (7)$$

Dimana:

- $NPHI$ = porositas pada log
- $NPHI_{ma}$ = porositas matriks batuan
- $NPHI_{sh}$ = nilai porositas batuan serpih
- $NPHI_{fl}$ = nilai porositas fluida
- $RHOB$ = densitas pada log
- $RHOB_{ma}$ = densitas matriks batuan
- $RHOB_{sh}$ = densitas batuan serpih
- $RHOB_{fl}$ = densitas fluida

7. GRND (Gamma Ray-Neutron Density)

$$Vsh = \frac{Vsh_{GR} + Vsh_{ND}}{2} \quad (8)$$

3.4.2. Porositas

Porositas adalah bagian dari volume total batuan yang berpori dan tidak terisi oleh benda padat (Harsono, 1997). Porositas yang menjadi target penelitian adalah porositas efektif atau porositas total yang telah dikurangi oleh faktor kandungan lempung. Terdapat beberapa metode dalam menghitung porositas efektif, yaitu:

1. Densitas

$$\phi_{Dcorr} = \phi_D - (RHOB_{sh} \times Vsh) \quad (9)$$

Dengan,

$$\phi_D = \frac{RHOB_{ma} - RHOB}{RHOB_{ma} - RHOB_{fl}} \quad (10)$$

Dimana,

- Vsh = volume shale
- $RHOB$ = densitas pada log
- $RHOB_{ma}$ = densitas matriks batuan
- $RHOB_{sh}$ = densitas batuan serpih
- $RHOB_{fl}$ = densitas fluida

2. Neutron-Densitas

$$\phi_{ND} = \sqrt{\frac{(\phi_{Ncorr})^2 + (\phi_{Dcorr})^2}{2}} \quad (11)$$

Dengan,

$$\phi_{Ncorr} = ((1.02 \times NPHI) + 0.0425) - (NPHI_{sh} \times Vsh)$$

Dimana,

- Vsh = volume shale
- $NPHI$ = porositas pada log
- $NPHI_{sh}$ = porositas batuan serpih

3. Sonic

$$\phi_{Scorr} = \frac{DT - DT_{ma}}{DT_{fl} - DT_{ma}} \times \frac{1}{DT_{sh}} \quad (12)$$

Dimana,

- DT = transite time pada log
- DT_{ma} = transite time matriks batuan
- DT_{sh} = transite time batuan serpih
- DT_{fl} = transite time fluida (air = 200)

4. Neutron-Densitas-Sonic

$$\phi_{NDS} = \frac{\phi_{ND} + \phi_{Scorr}}{2} \quad (13)$$

3.4.3. Saturasi Air

Saturasi air adalah bagian ruang pori yang terisi air atau volume pori batuan yang terisi oleh air. Ada beberapa metode saturasi air yang digunakan sesuai dengan kondisi lingkungan pengendapan, kandungan

lempung dan litologi target reservoir antara lain:

1. Archie

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t}} \quad (14)$$

Dimana,

Φ = porositas efektif

R_t = true resistivity

R_w = resistivitas air formasi

a = faktor turtosity

m = eksponen sementasi

n = eksponen saturasi

2. Simandoux

$$S_w = \frac{0.4 \times R_w}{\phi^2} \left[-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + 5 \left(\frac{\phi^2}{R_t \times R_w}\right)} \right] \quad (15)$$

Dimana,

Φ = porositas efektif

R_t = true resistivity

R_w = resistivitas air formasi

V_{sh} = volume shale

R_{sh} = resistivitas batuan serpih

3. Indonesia

$$S_w = \left[\frac{\sqrt{\frac{1}{R_t}}}{\frac{V_{sh}(1-0.5 V_{sh})}{\sqrt{R_{sh}}} + \sqrt{\frac{\phi^m}{a \times R_w}}} \right]^{\frac{2}{n}} \quad (16)$$

Dimana,

Φ = porositas efektif

R_t = true resistivity

R_w = resistivitas air formasi

V_{sh} = volume shale

R_{sh} = resistivitas batuan serpih

a = faktor turtosity

m = eksponen sementasi

n = eksponen saturasi

3.4.4. Oil-Water Contact

Batas antara zona minyak dan zona air atau zona gas dan zona air, masing-masing disebut sebagai Water-Oil Contact (WOC). Penentuan atau perkiraan batas (contact) dapat dilakukan dengan menggunakan data atau kombinasi data yang ada berikut ini:

1. Data hasil interpretasi log (log resistivitas dan log neutron-densitas)

2. Data RFT (Repeat Formastion Tester), yaitu data gradien tekanan statik
3. Data analisa fluida reservoir, terutama sifat-sifat fisiknya
4. Data analisa batuan inti

4. METODOLOGI PENELITIAN

Adapun alat dan bahan yang digunakan pada penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Data Log (Gamma Ray, Caliper, Bit Size, SP, Resistivitas, Neutron, Densitas, DRHO, Sonic, PEF)
2. Data Laboratorium (Photo Core, Perforasi, Analisis Air, SCAL, RCAL)
3. Data Suhu
4. Marker Geologi
5. Litologi daerah penelitian
6. Software dan Hardware

5. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Evaluasi Volume Shale

Pada penelitian ini, parameter-parameter petrofisika akan ditentukan dari sumur FBT03 yang merupakan key well.

Selanjutnya semua metode perhitungan vsh dibandingkan lalu dicocokkan dengan litologi dan data core untuk menentukan salah satu metode vshale yang tepat untuk kondisi lapangan FBT. Untuk memudahkan dalam membandingkan metode pada vshale ada dua hal yang perlu diperhatikan, pertama lapisan sand dan kedua lapisan shale.

Untuk lapisan sand pada kedalaman 2280-2315 feet (Gambar 3), metode Vshale Gamma Ray Clavier, Gamma Ray Stieber, dan Gamma Ray Larionov menunjukkan lapisan yang terlalu sandy untuk Lapangan FBT. Lalu, pada metode Gamma Ray-Neutron-Density menunjukkan kurva yang terlalu shaly jika dibandingkan dengan litologi. Selanjutnya untuk metode Gamma Ray Linear terlihat sesuai untuk kondisi lapangan FBT.

Lalu selanjutnya lapisan *shale* pada kedalaman 2345-2360 *feet*, metode *Vshale Gamma Ray Linear*, *Gamma Ray Clavier*, *Gamma Ray Stieber*, dan *Gamma Ray Larionov* menunjukkan lapisan yang terlalu *shaly*. Lalu untuk metode *Gamma Ray Neutron-Density* terlihat sesuai untuk kondisi lapangan FBT. Jadi, metode *Gamma Ray Clavier*, *Gamma Ray Stieber*, dan *Gamma Ray Larionov* dapat di eliminasi karena tidak sesuai dengan litologi.

Lalu selanjutnya perhatikan metode *Gamma Ray Linear* dan metode *Neutron-Density*. Pada bagian *sand* metode *vshale* yang sesuai dengan kondisi lapangan adalah metode *Gamma Ray Linear*, sedangkan pada bagian *shale* metode *vshale* yang sesuai dengan kondisi lapangan adalah metode *Gamma Ray Neutron-Density*. Jadi, ada satu alternatif yaitu menggabungkan antara metode *Gamma Ray Linear* dengan metode *Neutron-Density*. Jika kita perhatikan metode *Gamma Ray-Neutron-Density*. Pada lapisan *sand* maupun *shale*, kurva log menunjukkan hasil presentasi yang sama dengan litologi.

Lalu selanjutnya disesuaikan juga dengan *photo core* untuk mengkonfirmasi bahwa metode *Gamma Ray-Neutron-Density* merupakan metode yang sesuai untuk menghitung *vshale* pada lapangan FBT. Pertama, perlu dilakukan *core depth matching* untuk menyesuaikan kedalaman data log dengan data *core* (**Gambar 4**). Pada data *core* 1 dilakukan *shifting* sebesar 1 *feet*, lalu pada data *core* 2 sebesar 14 *feet*, dan pada data *core* 3 sebesar 9.5 *feet*.

Pada **Gambar 5** dan **Gambar 6** terdapat *photo core* dan *photo core* dibawah sinar UV dan juga terdapat kurva log *vshale Gamma Ray-Neutron-Density*. Pada data *core* 1 dengan kedalaman 2240 *feet* pada data log, antara *photo core* dan kurva log sama-sama menunjukkan 100% *shale*. Lalu pada kedalaman 2263 *feet* pada data log, antara *photo core* dan kurva log sama-sama menunjukkan batuan *sand* dengan sedikit pengotor.

Pada data *core* 3 dengan kedalaman 2294.25 *feet* pada data log, antara *photo core* dan kurva log sama-sama menunjukkan

batuan *sand*. Lalu pada kedalaman 2298 *feet* pada data log, antara *photo core* dan kurva log sama-sama menunjukkan batuan *shale*. Jadi, dapat disimpulkan bahwa perhitungan *vshale* metode *Gamma ray-Neutron-Density* merupakan metode yang paling sesuai dengan kondisi lapangan FBT.

Setelah dilakukan pengolahan dan perhitungan untuk menentukan nilai kandungan *shale* yang terdapat di dalam batuan dengan menggunakan metode *vshale* yang sesuai dengan kondisi lapangan FBT yaitu metode *Gamma Ray-Neutron-Density* maka dihasilkan nilai *vshale* pada **Tabel 1**.

5.2. Evaluasi Porositas Efektif

Untuk menentukan porositas efektif diperlukan beberapa parameter *shale* (NPHI *shale*, RHOB *shale*, dan DT *shale*), sebagai salah satu penyebab terhalangnya aliran fluida. Parameter tersebut dapat dilihat pada **Gambar 7** dan **Gambar 8**.

Selanjutnya semua metode perhitungan porositas efektif dibandingkan lalu dicocokkan dengan data *core* untuk menentukan salah satu metode porositas efektif yang tepat untuk kondisi lapangan FBT.

Gambar 9 merupakan kurva hasil perhitungan metode porositas efektif. Perhatikan porositas efektif *Neutron-Density* dan *Sonic*, kedua porositas ini memiliki nilai kurva yang jauh berbeda dengan nilai data *core* sehingga kedua porositas ini dapat dikatakan tidak sesuai dengan kondisi lapangan FBT. Lalu untuk metode *Density* sudah mendekati nilai *core* namun diantara kedalaman 2240-2280 *feet* porositasnya terlalu tinggi karena idealnya, nilai porositas tidak melebihi 40%. Lalu untuk porositas efektif *Neutron-Density-Sonic*, nilai porositas ini tidak terlampaui tinggi dan hampir mendekati nilai *core*. Sehingga, dapat disimpulkan bahwa metode ini cocok untuk diaplikasikan pada lapangan FBT.

Setelah dilakukan pengolahan dan perhitungan untuk menentukan nilai porositas efektif pada suatu batuan dengan menggunakan metode porositas efektif yang sesuai dengan kondisi lapangan FBT yaitu

metode *Neutron-Density-Sonic* maka dihasilkan nilai porositas efektif pada Tabel 2.

5.2 Evaluasi Saturasi Air

Dalam penelitian ini saturasi air memegang peranan penting guna menentukan *oil water contact*. Untuk menghitung saturasi diperlukan beberapa parameter yaitu resistivitas *shale* yang dapat dilihat pada **Gambar 10**, resistivitas air formasi (R_w) menggunakan *Chart Schlumberger* dengan inputan salinitas dan suhu formasi yang bisa dilihat pada Gambar 12, dan data petrofisika yang terdiri dari faktor *turtuosity* (a) dengan nilai 1, eksponen sementasi (m) dengan nilai 1.99, dan eksponen saturasi (n) dengan nilai 2.02 yang didapat dari laboratorium.

Gambar 10 merupakan hasil perhitungan saturasi. Terdapat tiga metode yang akan dibandingkan yaitu metode *Archie*, *Simandoux*, dan Indonesia. Bulatan hitam dengan sedikit warna putih pada gambar melambangkan *oil show*. Perbedaan tiga metode ini terlihat jelas pada kedalaman 2210 *feet*-2225 *feet*. Pada kedalaman tersebut, terdapat *oil show* akan tetapi pada *Archie* menunjukkan nilai saturasi ≥ 1 yang artinya bahwa lapisan tersebut merupakan 100% air dan pada *Simandoux* pun walaupun memiliki nilai saturasi tetapi masih terlalu tinggi yang menunjukkan bahwa lapisan tersebut dominan air. Sedangkan Saturasi Indonesia memiliki nilai saturasi yang lebih optimis. Sehingga dapat disimpulkan bahwa metode saturasi air yang sesuai dengan lapangan FBT adalah Metode Indonesia.

Setelah dilakukan pengolahan dan perhitungan untuk menentukan nilai saturasi air pada suatu batuan dengan menggunakan metode saturasi air yang sesuai dengan kondisi lapangan FBT yaitu metode Indonesia maka dihasilkan nilai pada Tabel 3.

5.3 Evaluasi Oil-Water Contact

Setelah dilakukan metode-metode pada properti petrofisika yang sesuai dengan

kondisi lapangan FBT, baru dapat ditentukan *oil-water contact*.

Pada **Gambar 11** menunjukkan OWC pada Lapangan FBT. Umumnya OWC memiliki nilai yang sama, namun pada Lapangan FBT setiap sumur memiliki nilai berbeda. Hal ini dapat disebabkan karena adanya sebuah struktur dibawah permukaan seperti patahan. Dan jika diperhatikan, sumur FBT Pada sumur FBT03, FBT04, dan FBT06 ditemukan lebih dari satu OWC karena adanya beberapa *sand* yang berbeda fasies dalam satu formasi.

6. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Dari kegiatan tugas akhir serta penelitian yang telah dilakukan dilakukan maka dapat disimpulkan bahwa:

1. Pada lapangan FBT, metode yang paling sesuai merupakan metode - *gamma ray-neutron-density* untuk - *volume of shale* (V_{sh}) karena cocok dengan *photo core* dan litologi, lalu metode *neutron-density-sonic* untuk porositas efektif (PHIE) karena mendekati data *core*, dan metode indonesia untuk saturasi air (S_w) karena sesuai dengan *oil shows*.
2. V_{sh} pada FBT01, FBT02, FBT03, FBT04, FBT05, dan FBT06 berturut-turut sebesar 0.6042, 0.5289, 0.4306, 0.5541, 0.5544, dan 0.5593. Lalu untuk Phie pada FBT01, FBT02, FBT03, FBT04, FBT05, dan FBT06 berturut-turut sebesar 0.1864, 0.1733, 0.2005, 0.2048, 0.1872, dan 0.1676. Dan untuk S_w pada FBT01, FBT02, FBT03, FBT04, FBT05, dan FBT06 berturut-turut sebesar 0.7364, 0.6849, 0.6805, 0.6522, 0.5789, dan 0.6854.
3. OWC pada sumur FBT01 terdapat pada kedalaman 2277.5 *feet*, FBT02 pada kedalaman 2226.5 *feet*, FBT03 terdapat pada kedalaman 2312.5 *feet*, FBT04 pada kedalaman 2331 *feet*, FBT05 pada kedalaman 2296 *feet*, dan FBT06 pada kedalaman 2283.5 *feet*.

4. Pada sumur FBT03, FBT04, dan FBT06 ditemukan lebih dari satu OWC karena adanya beberapa *sand* yang berbeda fasies dalam satu formasi.

6.2 Saran

Berdasarkan pembahasan pada penelitian yang penulis lakukan pada tugas akhir, maka penulis menyarankan agar dilakukan korelasi yang lebih detail di setiap *sand* pada formasi.

DAFTAR PUSTAKA

- Argakoesoemah, R.M.I., Raharja, M., Winardhi, S., Tarigan, R., Maksun, T.F., dan Aimar, A., 2005. *Telisa Shallow Marine Sandstone As An Emerging Exploration Target in Palembang High, South Sumatra Basin. Proceedings Indonesian Petroleum Association, 30th Annual Convention, Jakarta.*
- Bishop, M.G. 2001. *South Sumatra Basin Province, Indonesia.* USGS.
- Chevron. 2006. *Petroleum Geology of Central Sumatra Basins, Riau.* Tidak dipublikasikan.
- Chevron. 2016. *Chapter 4-Log Measurements, Formation Evaluation Fundamentals, Riau.* Tidak dipublikasikan.
- Coster, G.L. 1974. *The Geology of Central and South Sumatra Basin. Proceeding Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention, Jakarta.*
- Doveton, J. H. 1986. *Log Analysis of Subsurface Geology.* John Wiley and Sons. Inc., USA.
- Fauzia, S. dan Triwibowo, B. 2015. Analisis dan Integrasi Data Log, Data *Scal*, Data *Core*, Data Uji Sumur, serta Data Produksi Untuk Mengetahui Harga *Cut-Off* Petrofisika dan Kontak Minyak-Air Lapangan Kejora (Cekungan Jawa Timur Utara). *Jurnal Ilmu Kebumihan Teknologi Mineral, Vol.1, No. 1, Yogyakarta.*
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log.* Schlumberger Oilfield Service.
- Heidrick, T.L. dan Aulia, K. 1993. A structural and Tectonic Model of The Coastal Plain Block, Central Sumatera Basin, Indonesia. *Proceeding Indonesian Petroleum Assosiation 22th Annual Convention, Vol. 1, Jakarta.*
- Irawan, D. dan Utama, W. 2009. Analisis Data Well Log (Porositas, Saturasi, dan Permeabilitas) untuk Menentukan Zona Hidrokarbon, Studi Kasus: Lapangan “ITS” Daerah Cekungan Jawa Barat Utara. *Jurnal Fisika dan Aplikasinya. Vol. 5, No.1, Surabaya.*
- Kamal, A., Argakoesoemah, R.M.I., dan Solichin. 2005. A Proposed Basin-Scale Lithostratigraphy for South Sumatra Basin. *IAGI Special Publication of Sumatra Stratigraphy Workshop, Riau.*
- Medco. 2017. *Introduction to Formation Evaluation, Jakarta.* Tidak dipublikasikan.
- Medco. 2017. *Report of South Sumatra Basin Study, Jakarta.* Tidak dipublikasikan.
- Pertamina-Beicip. 1985. *Hydrocarbon potential of western Indonesia, Jakarta.*
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs.* Caithness, Scotland.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs.* Second Edition, Scotland, Rider-French Consulting Ltd.

Rosyidan, C., Satiawati, L., dan Satiyawira, B. 2015. Analisis Fisika Minyak (Petrophysics) dari Data Log Konvensional untuk Menghitung Sw Berbagai Metode. *Proceeding Seminar Nasional Fisika, Vol. 4*, Jakarta.

Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles/Application*. Seventh Printing, Texas.

Setyowiyoto, J. dan Samsuri, H. 2006. Analisis *Oil-Water Contact* dan Estimasi Saturasi Hidrokarbon Berdasarkan Data *Well Logging*. *Regional Postgraduate Conference on Engineering and Science*, Johore.

LAMPIRAN

Tabel 1. Vshale Lapangan FBT

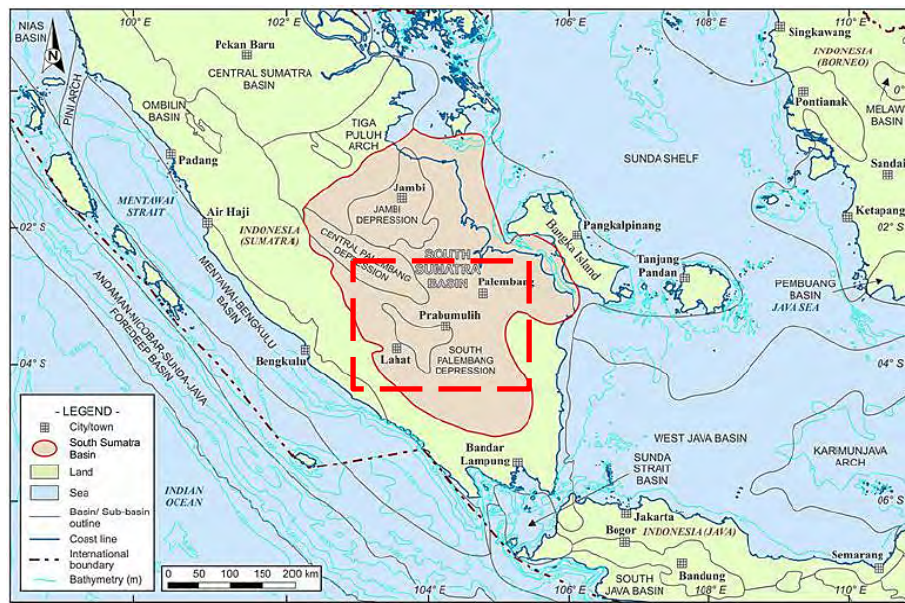
Well	Depth	VSH
FBT01	2180 feet-2278 feet	0.6042
FBT02	2087 feet-2262 feet	0.5289
FBT03	2225 feet-2378 feet	0.4306
FBT04	2243 feet-2386 feet	0.5541
FBT05	2188 feet-2300 feet	0.5544
FBT06	2196 feet-2287 feet	0.5993

Tabel 3. Saturasi Air Lapangan FBT

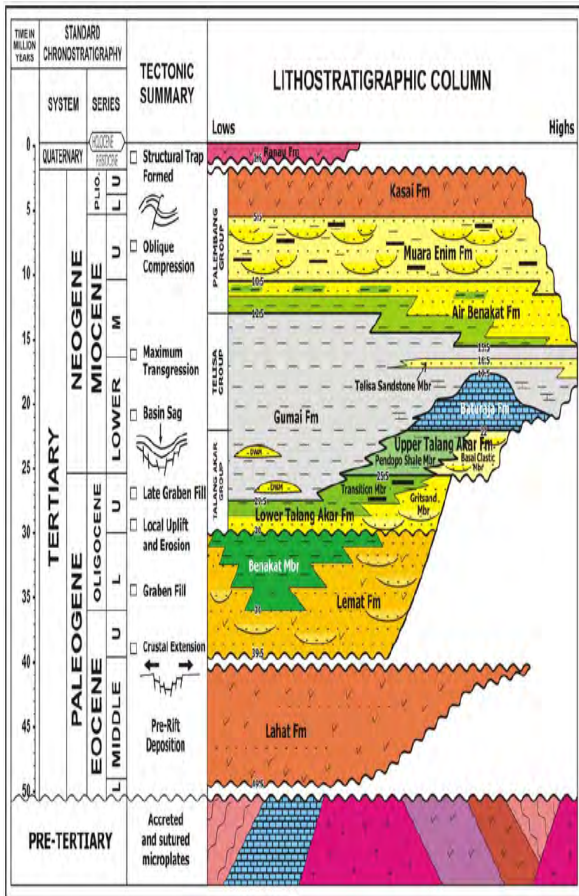
Well	Depth	SW
FBT01	2180 feet-2278 feet	0.7364
FBT02	2087 feet-2262 feet	0.6849
FBT03	2225 feet-2378 feet	0.6805
FBT04	2243 feet-2386 feet	0.6522
FBT05	2188 feet-2300 feet	0.5789
FBT06	2196 feet-2287 feet	0.6854

Tabel 2. Porositas Efektif Lapangan FBT

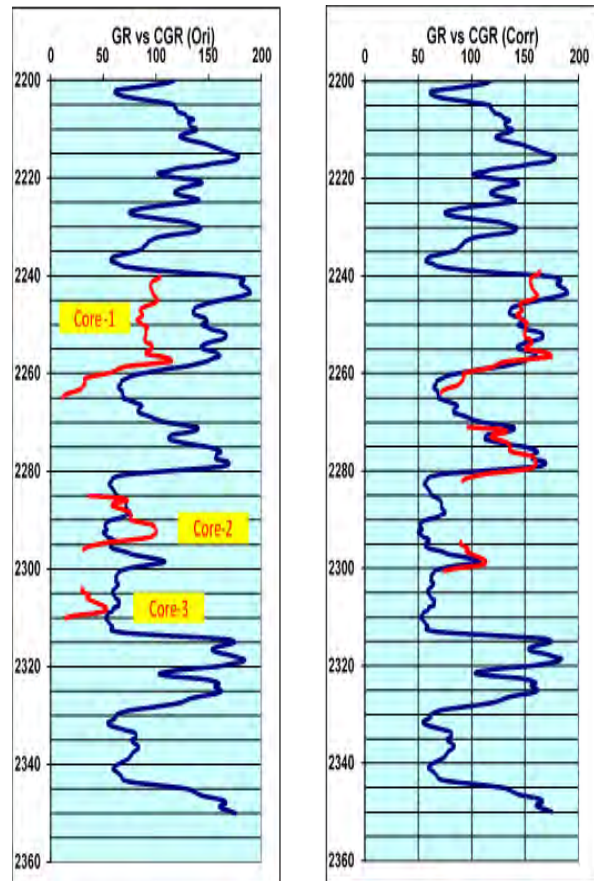
Well	Depth	PHIE
FBT01	2180 feet-2278 feet	0.1864
FBT02	2087 feet-2262 feet	0.1733
FBT03	2225 feet-2378 feet	0.2005
FBT04	2243 feet-2386 feet	0.2048
FBT05	2188 feet-2300 feet	0.1872
FBT06	2196 feet-2287 feet	0.1676



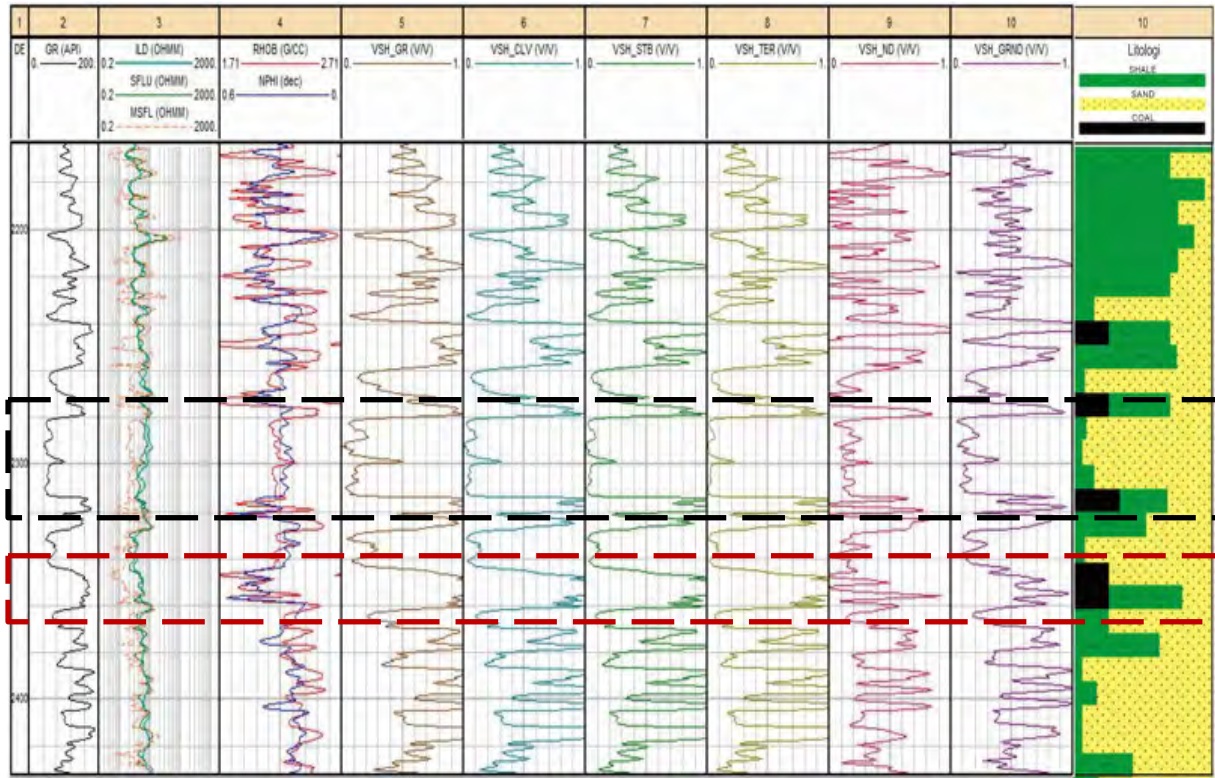
Gambar 1. Pembagian Sub-Cekungan Sumatera Selatan (Medco, 2017)



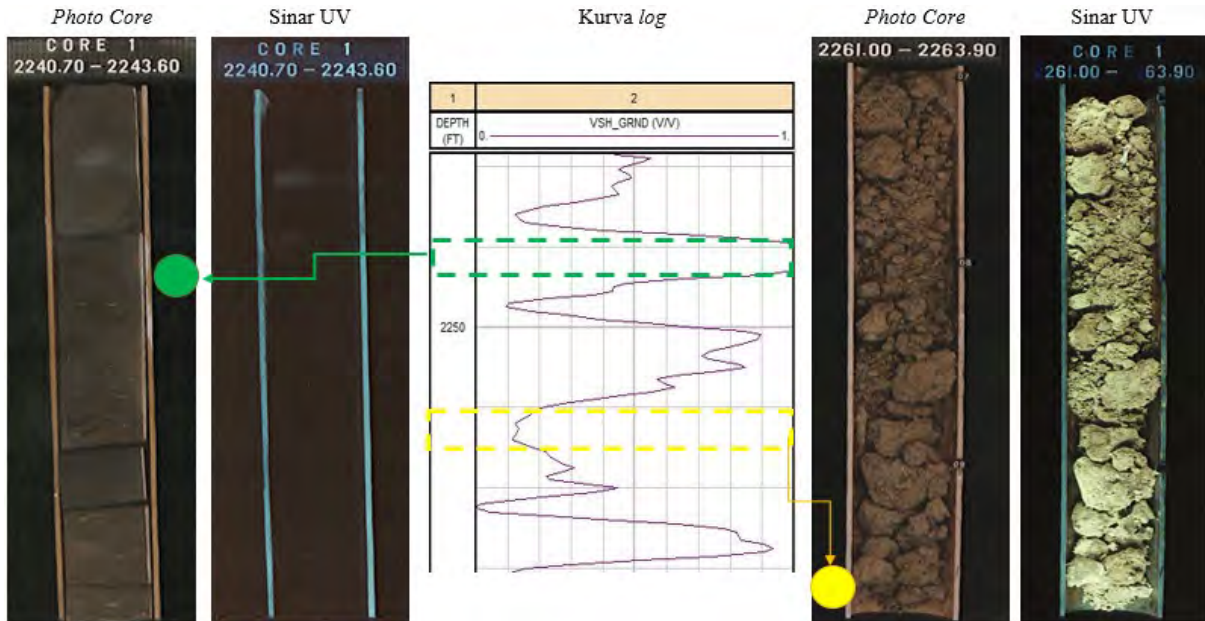
Gambar 2. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah (Kamal, dkk, 2005)



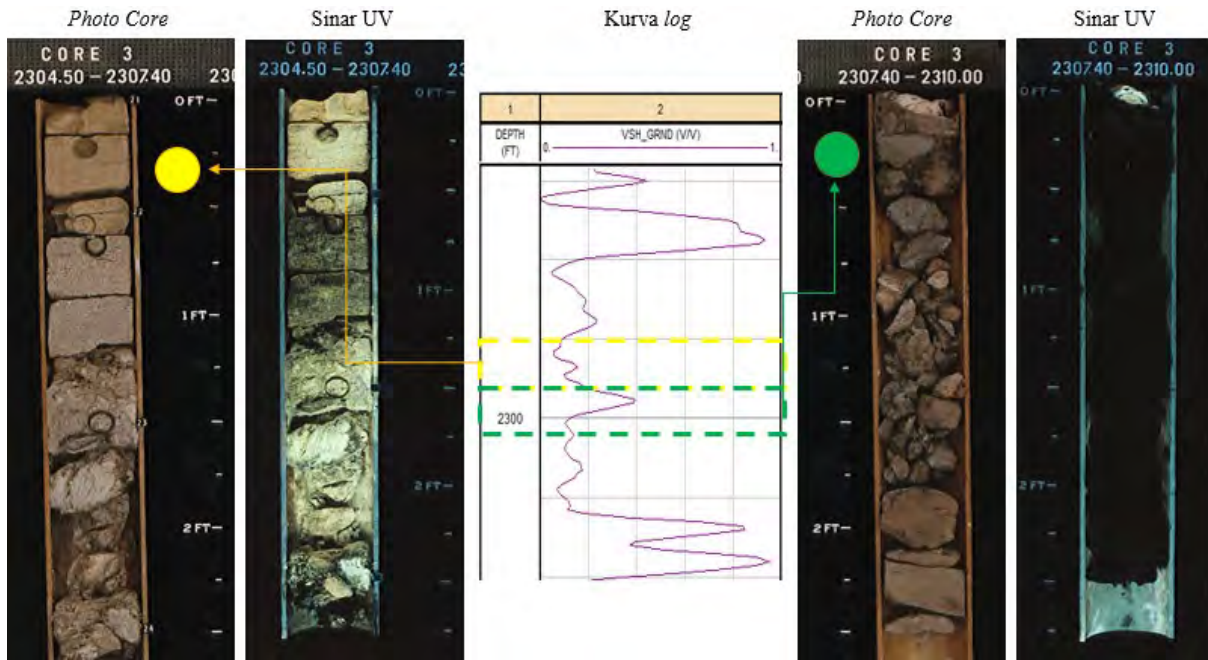
Gambar 3. Core Depth Matching



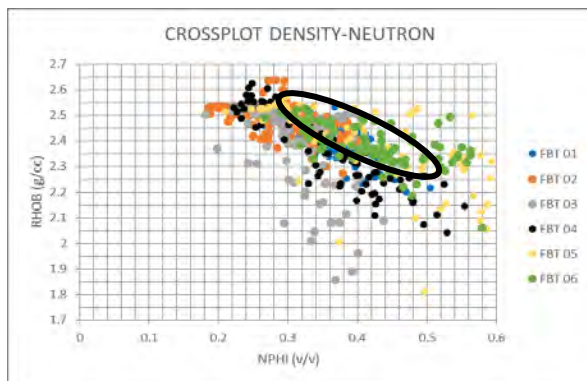
Gambar 4. Penentuan Metode Volume Shale



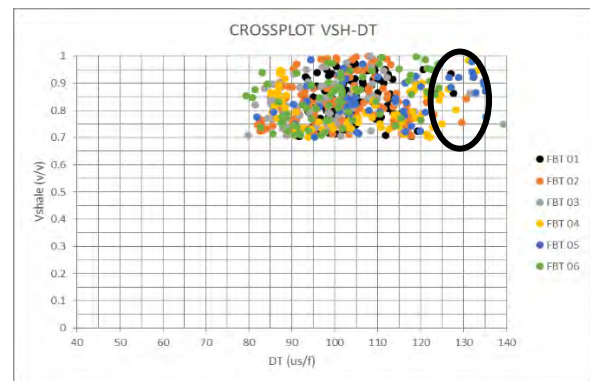
Gambar 5. Data Core 1



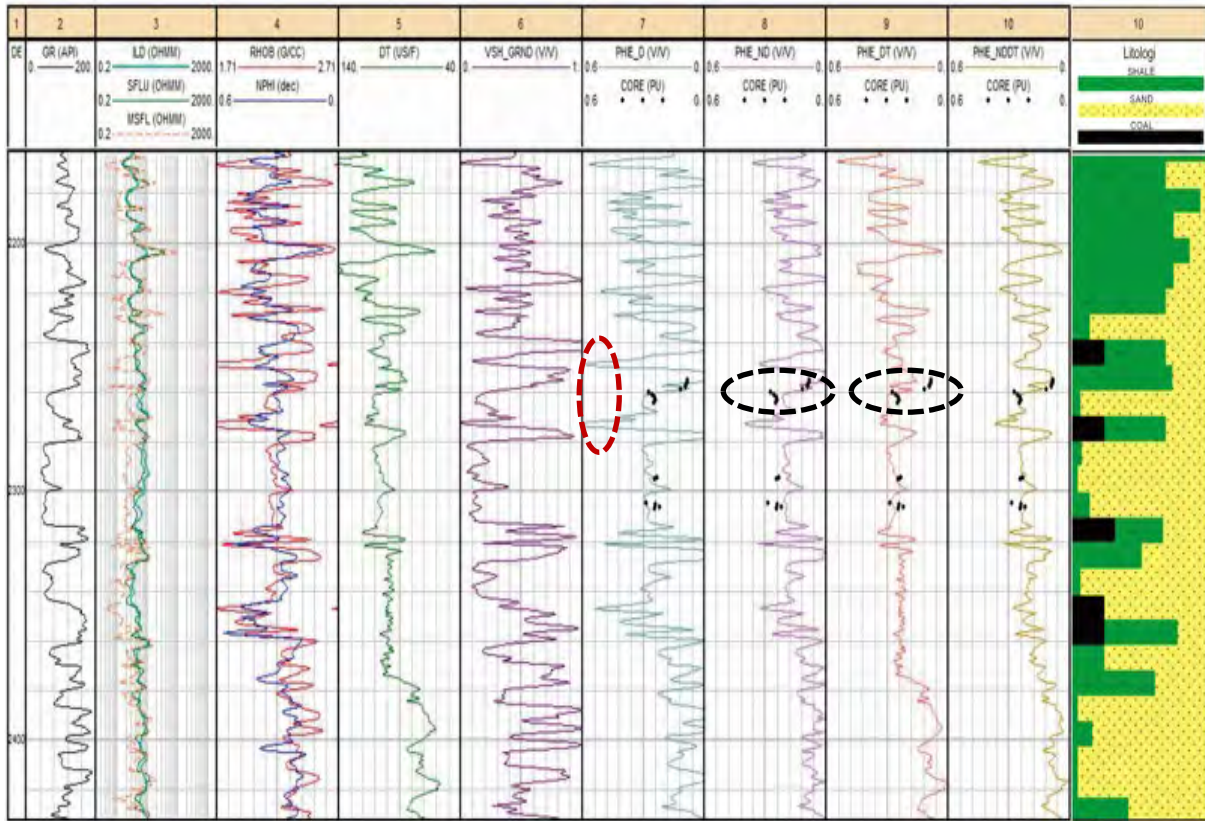
Gambar 6. Data Core 3



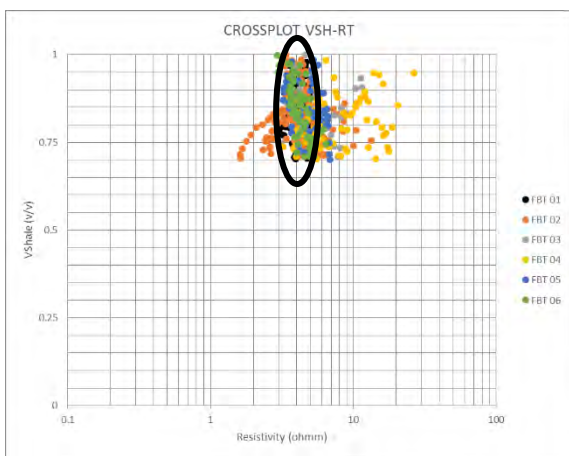
Gambar 7. NPHI Shale dan RHOBI Shale



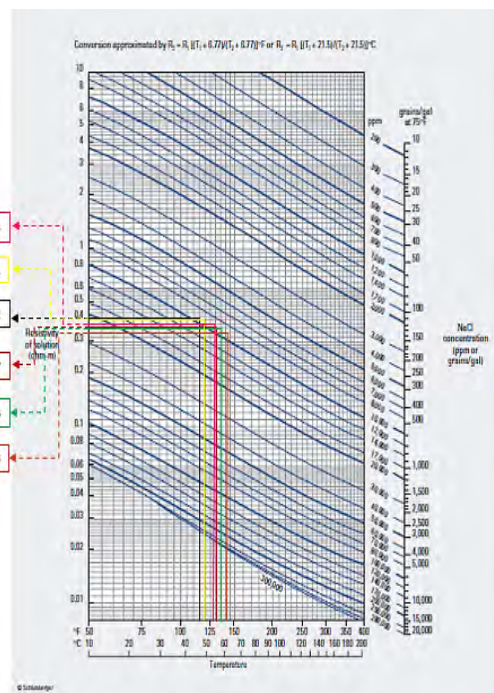
Gambar 8. DT Shale



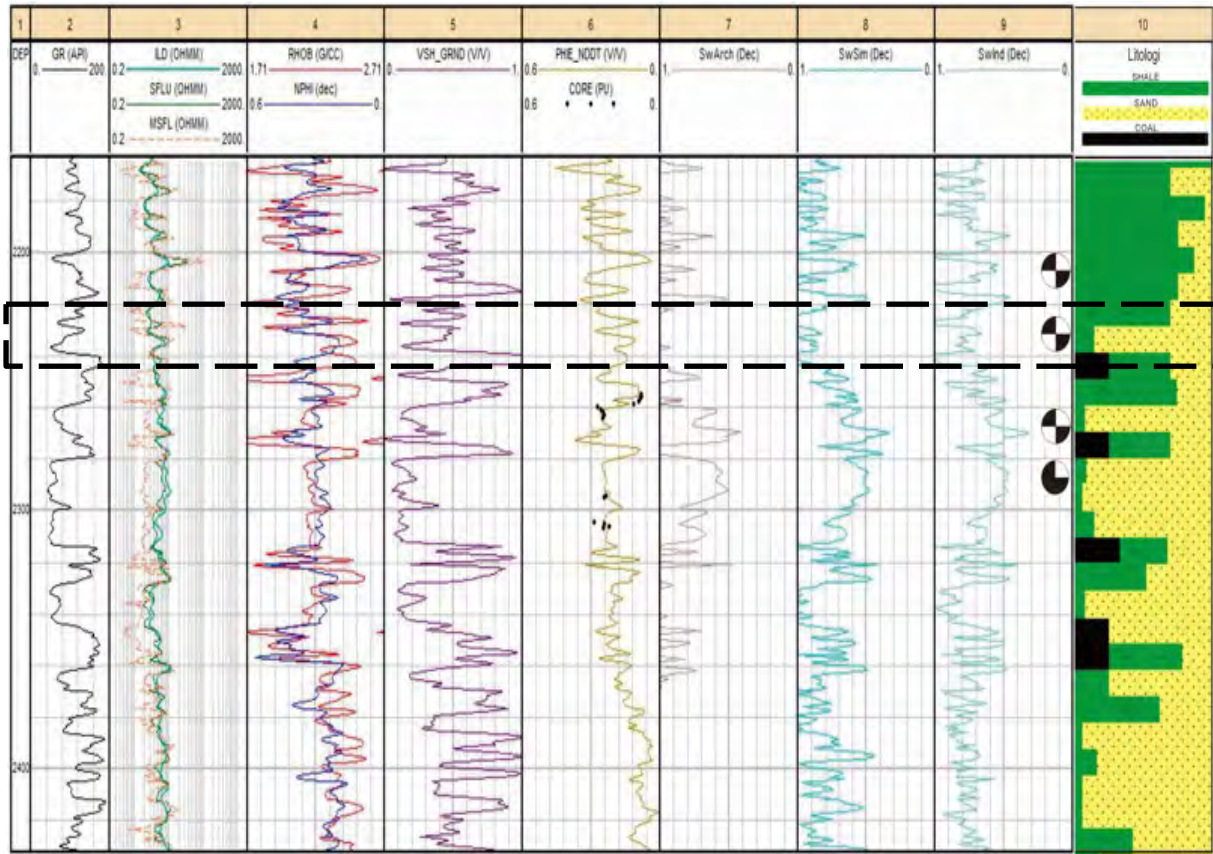
Gambar 9. Penentuan Metode Porositas Efektif



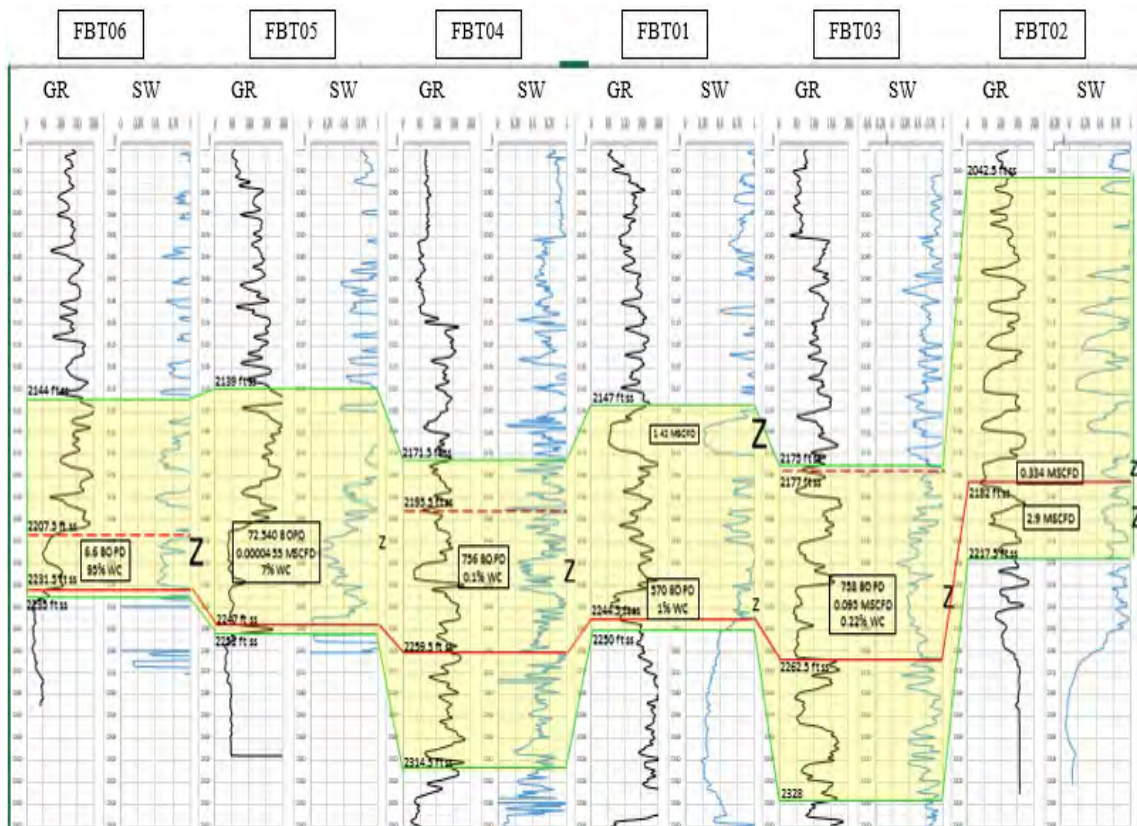
Gambar 10. Resistivitas Shale



Gambar 11. Penentuan Nilai R_w Menggunakan Chart Schlumberger



Gambar 12. Penentuan Metode Saturasi Air



Gambar 13. Korelasi Formasi Lapangan FBT