

ANALISIS PETROFISIKA DALAM MENGIDENTIFIKASI ZONA POTENSI HIDROKARBON PADA FORMASI TUALANG DAN LAKAT

PETROPHYSICS ANALYSIS IN IDENTIFYING HYDROCARBON POTENTIAL ZONES IN THE TUALANG AND LAKAT FORMATIONS

Siska Erna Sephiana^{1*}, Karyanto², Rudy Zefrianto Sinambela³

^{1,2,3}Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung; Jl. Soemantri Brojonegoro No. 1 Bandar Lampung 35145; (0721) 704947

Received: 2023, February 7th

Accepted: 2023, August 16th

Keywords:

Hydrocarbon;
Lakat Formation;
Petrophysical analysis;
Tualang Formation;
Well logging.

Correspondent Email:

siskaerna82@gmail.com

How to cite this article:

Sephiana, S.E., Karyanto, & Sinambela, R.Z. (2023). Analisis Petrofisika Dalam Mengidentifikasi Zona Potensi Hidrokarbon Pada Formasi Tualang dan Lakat. *Jurnal*

Abstrak. *Well logging* dapat digunakan untuk mengidentifikasi zona produktif, membedakan antara minyak, gas, atau air di dalam reservoir, dan memperkirakan cadangan hidrokarbon. Salah satu metode dalam pendekatan parameter karakterisasi *reservoir* yang cukup efektif adalah dengan menggunakan analisis petrofisika. Pada penelitian ini melakukan analisis petrofisika berupa analisis kualitatif serta analisis kuantitatif dengan tujuan untuk mengetahui nilai volume *shale*, *porosity*, dan saturasi air, kemudian menghitung ketebalan *reservoir* berdasarkan nilai *net pay*. Berdasarkan analisis kualitatif didapatkan 2 zona *reservoir* yaitu pada interval kedalaman 1112-1116m dan 1211-1219m. Berdasarkan analisis kuantitatif dihasilkan nilai volume *shale* pada zona *reservoir* A dan B yaitu 17,7 – 26,9% dan 8,5 – 16,6%, kemudian nilai porositas total pada zona *reservoir* A dan B yaitu 16,5 – 22,7% dan 23,1 – 25,9% sedangkan nilai porositas efektif pada zona *reservoir* A dan B yaitu 15 – 20,6% dan 22,6 – 25,7%. Kemudian, untuk nilai saturasi air total pada zona *reservoir* A dan B yaitu 34,4 – 42% dan 28,6 – 36,4%, sedangkan untuk nilai saturasi air efektif pada zona *reservoir* A dan B yaitu 23,1 – 25,9% dan 22,6 – 25,7%. Kemudian didapatkan ketebalan *reservoir* yang berisi hidrokarbon (*netpay*) yaitu sebesar 3,058 m yang berada pada Formasi Tualang. Maka zona *reservoir* yang memiliki prospek hidrokarbon terdapat pada zona *reservoir* A pada Formasi Tualang.

Abstract. *Well logging* can be used to identify productive zones, distinguish between oil, gas or water in a reservoir, and estimate hydrocarbon reserves.

Geofisika Eksplorasi, 09(03), 165-183.

© 2023 JGE (Jurnal Geofisika Eksplorasi). This article is an open-access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY NC)

One method in the reservoir characterization parameter approach that is quite effective is to use petrophysical analysis. In this study, petrophysical analysis was carried out in the form of qualitative analysis and quantitative analysis with the aim of knowing the value of shale volume, porosity, and water saturation, then calculating the thickness of the reservoir based on the netpay value. Based on the qualitative analysis, 2 reservoir zones were found, namely at depth intervals of 1112-1116m and 1211-1219m. Based on the quantitative analysis, the shale volume values in Reservoir Zones A and B are 17.7 – 26.9% and 8.5 - 16.6%, then the Total Porosity values in Reservoir Zones A and B are 16.5 – 22.7% and 23.1 - 25.9% while the effective porosity values in Reservoir Zones A and B are 15 – 20.6 and 22.6 - 25.7%. Then, the total water saturation values in Reservoir Zones A and B are 34.4 – 42% and 28.6 – 36.4%, while the effective water saturation values in Reservoir Zones A and B are 23.1 - 25.9% and 22.6 – 25.7%. Then the thickness of the reservoir containing hydrocarbons (net pay) is obtained, which is 3.058m in the Tualang Formation. So, the reservoir zone that has carbon prospects is located in reservoir zone A in the Tualang Formation.

1. PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi, yang merupakan sumber daya alam yang tersimpan di bawah permukaan, adalah salah satu sumber daya alam yang paling penting untuk menghasilkan energi. Pada suatu cekungan di perut bumi, minyak dan gas bumi tersimpan di dalam pori-pori batuan (Nurwidyanto dkk., 2005). Salah satu cekungan hidrokarbon terbesar di Indonesia, *Central Sumatera Basin* membutuhkan analisis tambahan untuk menemukan parameter karakterisasi *reservoir* dan juga untuk menentukan zona *reservoir* di Cekungan Sumatera Tengah.

Formasi Lakat terletak di lereng timur laut Pegunungan Tigapuluh. Terletak di bagian timur Cekungan Sumatera Tengah. Terletak di Sungai Lakat, kurang lebih 4 km timur laut dari Kampung Sungaikaar (Djamas, 1979). Formasi Lakat sendiri paling banyak ditemukan di daerah sayap graben Paleogen. Mereka jarang ditemukan pada tinggian batuan dasar atau pada struktur yang terbentuk di awal, yang memungkinkan terbentuknya perangkat stratigrafi di cekungan ini. Tualang sendiri adalah *reservoir* utama karena tumbuh di hampir semua wilayah *Central Sumatera Basin*.

Setelah channel pasang surut dan endapan laut marjinal berhubungan dengan sistem delta besar yang berkembang dari bagian paling timur Paparan Sunda ke arah barat menuju cekungan ini, unit ini ditempatkan di lingkungan delta (Heidrick & Aulia, 1993).

Analisis petrofisika adalah salah satu metode yang cukup efektif dalam pendekatan parameter karakterisasi *reservoir*. Analisis ini menggunakan metode yang ada dalam ilmu geologi dan fisika batuan dengan melihat atau menganalisis keadaan geologi daerah penelitian bersama dengan sifat batuan yang ada (Tarigan dkk., 2019; Tiab & Donaldson, 2015).

Untuk mengetahui sifat-sifat fisis batuan, analisis petrofisika dilakukan dengan pengeboran yang disebut dengan baik pada sumur-sumur di wilayah penelitian (Darling, 2005). Analisis petrofisika dapat dilakukan dengan dua cara yaitu yang pertama dilakukan analisis kualitatif dan kemudian analisis kuantitatif (Yunafrison, 2018). Analisis kualitatif adalah *quality control* dan interpretasi secara *quicklook analysis*, sedangkan analisis kuantitatif adalah penentuan sifat fisik batuan yang mengedepankan perhitungan petrofisika dengan menggunakan batuan *software* seperti

Paradigm Geolog v7 dalam mengolah data sumur digital (LAS/ASCII).

Sifat fisis batuan yang digunakan untuk menggambarkan litologi bawah permukaan juga dapat menunjukkan sifat dan karakteristik gelombang penalaran yang ada di batuan bawah permukaan. Sifat fisis ini termasuk penalaran gelombang P (V_p), penalaran gelombang S (V_s), dan densitas (ρ). Sifat-sifat ini terkait dengan sifat batuan, seperti nilai porositas, permeabilitas, dan saturasi air yang mengisi pori-pori batuan (Jayadi & Sismanto, 2013). Untuk menghitung kandungan reservoir hidrokarbon pada suatu zona target dalam formasi litologi batuan bawah permukaan, parameter fisis batuan ini digunakan (Darling, 2005). Penelitian ini bertujuan untuk melakukan perhitungan parameter petrofisika berupa volume *shale*, porositas dan saturasi air serta melakukan perhitungan ketebalan *reservoir* yang mengandung hidrokarbon pada Formasi Tualang dan Lakat.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Well Logging

Well Logging adalah metode untuk mengukur besaran fisik batuan terhadap kedalaman lubang bor. Tujuan dari logging lubang adalah untuk mengumpulkan data litologi, porositas, resistivitas, dan kejenuhan hidrokarbon. Tujuan utama penggunaan log ini adalah untuk menentukan zona dan memperkirakan jumlah minyak dan gas bumi yang ada dalam *reservoir* (Harsono, 1997). Hasil pengukuran atau pencatatan *wireline logging* disajikan dalam kurva log vertikal yang sebanding dengan kedalamannya dengan skala tertentu sesuai kebutuhan pemakai (Mastoadji, 2007).

Menurut Rider (1996), Karena masing-masing sumur memiliki tujuan dan fungsi yang berbeda, setiap sumur akan memiliki data log yang berbeda sesuai dengan keinginan interpreter. Jenis log termasuk log caliper, log SP, resistivitas, densitas, neutron, dan log *sonic*.

Dengan menggunakan hasil perekaman alat survei sebagai sumber informasi utama, interpretasi data log dapat digunakan untuk mendukung upaya evaluasi formasi. Proses interpretasi dapat kualitatif atau kuantitatif (Dewanto, 2009).

2.2. Analisis Petrofisika

Pada dasarnya, petrofisika adalah studi tentang sifat fisik batuan. Analisis petrofisika digunakan untuk mengetahui zona produktif, kedalaman, dan ketebalan reservoir, jenis fluida, dan estimasi cadangan hidrokarbon (Asquith, 2004). Analisis kualitatif pada data petrofisika digunakan untuk mengidentifikasi litologi batuan, akumulasi hidrokarbon pada interval kedalaman, dan jenis fluida yang ditemukan pada batuan reservoir (Rohmana, 2022).

2.2.1. Volume Shale

Volume shale (v_{sh}) menunjukkan seberapa banyak *shale* atau *clay* yang ada dalam suatu batuan. Hal ini dipengaruhi oleh sifat batuan karena *shale* dan *clay* menghambat aliran fluida (Ulum, 2018). Untuk mengetahui berapa banyak *shale* yang ada di suatu *reservoir*, Anda dapat menggunakan log gamma ray dan mempertimbangkan formasi yang masih mengandung *shale*. Jumlah *shale* pada suatu formasi atau reservoir dapat mempengaruhi sifat atau kualitasnya, seperti menurunkan porositas efektif, permeabilitas, dan resistivitas. Menghitung indeks *gamma ray* adalah salah satu metode linear yang dapat digunakan untuk menghitung parameter *volume shale* (Asquith, 2004).

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

Keterangan:

V_{sh} = Volume serpih (v/v)

GR_{log} = *Gamma ray* formasi

GR_{min} = *Gamma ray log* minimum (GAPI)

GR_{max} = *Gamma ray log* maksimum (GAPI)

2.2.2. Porositas

Evaluasi porositas pada *log* densitas dan neutron melibatkan dua tahap koreksi. Pertama, koreksi kandungan lempung. Kedua, koreksi pengaruh hidrokarbonnya (Irmaya dkk., 2022). Porositas, juga dikenal sebagai rongga yang dimiliki oleh suatu batuan, adalah perbandingan antara volume batuan yang terisi oleh fluida dibandingkan dengan volume batuan secara keseluruhan. Porositas suatu batuan biasanya terdiri dari porositas total dan efektif. Porositas total menunjukkan porositas keseluruhan batuan, baik yang terisi fluida maupun air kapur terikat, sedangkan porositas efektif tidak termasuk *clay bound water*.

Setelah itu menghitung nilai porositas total dan efektif dengan Metode Bateman Konen (1997) dalam Asquith dan Krygowski (2004) pada *software*.

$$\phi_t = \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{f1}} - Vsh * \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{f1}} \quad (2)$$

$$\phi_e = \phi_t (1 - Vsh) \quad (3)$$

Keterangan:

ϕ_t = Porositas Total

ϕ_e = Porositas Efektif

ρ_{ma} = Nilai densitas matriks batuan

ρ_{log} = Nilai densitas fluida

$PHIT_{SH}$ = Densitas serpih

2.2.3. Saturasi Air (S_w)

Saturasi air (S_w) adalah bagian dari ruang pori yang diisi air. Saturasi hidrokarbon (Sh) adalah bagian yang tersisa dari ruang pori yang terisi minyak atau gas. Menurut asumsi umum, selama perubahan geologis, reservoir pertama kali terisi air. Kemudian, minyak dan gas berpindah ke formasi berpori di tempat lain, menggantikan air pada ruang pori yang lebih besar. Walau bagaimanapun, saturasi air (S_w), yang menunjukkan bahwa air yang tertinggal karena tegangan permukaan butiran, kontak butiran, dan celah-celah yang sangat kecil, menunjukkan bahwa hidrokarbon pindahan ini tidak dapat menggantikan semua air. Ketika formasi dibuat, air sisa tidak akan mengalir.

Porositas, ukuran pori, dan sifat dasar butiran matriks memengaruhi besarnya saturasi air sisa ini (Adim, 1998).

Untuk mengetahui volume sumber daya atau cadangan minyak dan gas (migas) dalam batuan *reservoir* atau lapangan migas tertentu, sangat penting untuk mempertimbangkan porositas batuan dan saturasi fluida di dalamnya (Rahman, 2022). Nilai R_w , atau resistivitas air, diperlukan untuk perhitungan saturasi air (S_w). Nilai R_w ditentukan dengan metode Pickett plot, yang *crossplot* antara porositas efektif (PHIE) dan *log* resistivitas (LLD). Sebelum ini, area yang dianggap sebagai zona air di *highlight*. Setelah itu, tanda tersebut akan ditampilkan secara otomatis di *crossplot*. untuk nilai a (turtoisitas), m (faktor sementasi), dan n (eksponen saturasi) yang diperoleh dari laporan penyelesaian. Pada situasi ini, persamaan Archie (persamaan 4) digunakan untuk menghitung saturasi air karena formasi Lakat dianggap bersih, dan persamaan Simandoux (persamaan 6) digunakan untuk menghitung saturasi air yang memiliki kadar salinitas air yang tinggi (Abdurrahman, 2018).

$$SWT = \frac{n \sqrt{a R_w}}{\sqrt{\phi^m R_t}} \quad (4)$$

$$SWE = 1 - SWT \quad (5)$$

$$S_w = \frac{a R_w}{\phi^2} \left[\sqrt{\frac{5 \phi e^2}{R_w R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (6)$$

Keterangan:

a = Faktor Turtoisitas,

m = Faktor sementasi

n = Eksponen saturasi

ϕ_t = Porositas total

ϕ_e = Porositas efektif (v/v)

Φ = Porositas

R_w = Resistivitas air formasi (Ωm)

R_t = Resistivitas formasi sebenarnya (Ωm)

R_{sh} = *Resisitvity Shale* (Ωm)

SWE = Saturasi air efektif (v/v)

SWT = Saturasi air total (v/v)

V_{sh} = *Volume Shale*

2.2.4. Lumping

Untuk mendapatkan nilai parameter petrofisika, lumping menggunakan nilai *cut-off* porositas, *volume shale*, dan saturasi air. Nilai *cut-off* porositas dan *volume shale* dapat dihitung dengan membuat *crossplot* antara porositas dan *Vshale*, dengan titik plot warna yang paling jauh menunjukkan zona *cut-off* pada sumbu y dan *cut-off Vshale* pada sumbu x.

Dengan menggunakan *crossplot* antara SWE pada sumbu x dan PHIE pada sumbu y, zona prospek ditunjukkan, nilai PHIE disesuaikan dengan hasil *cut-off* porositas, dan titik plot warna yang paling jauh menunjukkan *cut-off* saturasi air. Setelah menentukan nilai *cut-off*, perhitungan *Pay Summary* dilakukan untuk menentukan *reservoir* mana yang memiliki kualitas yang baik dan tebal yang bernilai ekonomis (*net pay*). Perhitungan ini menggunakan sebagian parameter untuk memverifikasi isi hidrokarbon pada formasi sasaran yang terdiri dari nilai kotor (*gross*) dari litologi batuan. Dengan memperoleh nilai *cut-off* dari masing-masing parameter, nilai bersih (*net pay*) dari formasi tersebut diperoleh (Abduh dkk., 2020).

3. METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan pada Formasi Tualang dan Lakat pada Cekungan Sumatera Tengah dengan menggunakan data sekunder berupa data sumur A1 beserta data pelengkap lainnya seperti data *mudlog*, *well header*, dan data *marker* di mana pengolahan dilakukan menggunakan *software Geolog v7*.

Di mana tahap pengolahan data dilakukan dengan beberapa tahapan yaitu *loading data* yang merupakan proses memasukkan data-data ke dalam *software*, kemudian *depth reference* di mana untuk penentuan kedalaman pengukuran berdasarkan *Measured Depth* (MD), *True Vertical Depth* (TVD), atau *True Vertical Depth Sub-sea* (TVDSS). Selanjutnya, *badhole flag* adalah langkah berikutnya untuk mengetahui kondisi lubang bor saat pengukuran dilakukan.

Untuk melakukan ini, *badhole flag* harus dibuat berdasarkan informasi *bitsize* dan *log caliper*. Pada Formasi Tualang dan Lakat ini tidak terdapat batubara atau *coal* maka prosedur *coal flag* diabaikan. Kemudian tahap pra-kalkulasi, yang sangat penting dilakukan karena melaluinya nilai tekanan, suhu, dan sifat air formasi dapat dihitung. Perhitungan ini didasarkan pada penghitungan gradien tekanan dan suhu yang diinterpolasi. Selanjutnya adalah melakukan koreksi lingkungan terhadap data *log* yang rentan pada kondisi lingkungan lubang bor. Ini perlu dilakukan karena kondisi lubang bor setiap formasi, fase pengambilan data, dan jenis perangkat log yang berbeda dari jenis ke jenis. Pada penelitian ini, data *log GR*, *NPHI*, dan *RHOB* dikoreksi berdasarkan prinsip perhitungan *Schlumberger Chart*. Tahap berikutnya adalah zonasi dan parameter *picking*; zonasi dilakukan berdasarkan data geologi *marker*, dan parameter *picking* dihitung dengan membuat *diagram ternary* untuk menghitung nilai tanah basah pada sumur. Selanjutnya, perhitungan parameter petrofisika dilakukan, yang mencakup menghitung *volume shale*, porositas, dan saturasi air. Tahap terakhir, lumping, dilakukan untuk menghitung nilai parameter petrofisika berdasarkan nilai *cut-off* porositas, *volume shale*, dan saturasi air. *Cut-off* porositas dan *volume shale* dapat ditentukan berdasarkan *crossplot* antara porositas dan *Vshale* dengan dilakukan *highlight* zona prospek dengan cara melihat *trend* persebarannya. Titik plot warna yang paling jauh menunjukkan zona *cut-off* di mana *cut-off* porositas bernilai pada sumbu y dan *cut-off Vshale* pada sumbu x. Untuk *cut-off* saturasi air menggunakan *crossplot* antara SWE pada sumbu x dan PHIE pada sumbu y. Di mana daerah yang di *highlight* adalah zona prospek kemudian nilai PHIE disesuaikan dengan hasil *cut-off* porositas dan titik plot warna yang paling jauh menunjukkan *cut-off* saturasi air. Setelah nilai *cut off* ditentukan maka kemudian melakukan perhitungan *pay*

summary untuk menentukan reservoir mana yang memiliki kualitas yang baik dan tebal yang bernilai ekonomis (*net pay*). Ini dilakukan dengan menghitung sebagian parameter untuk validasi isi hidrokarbon pada suatu formasi sasaran yang meliputi nilai kotor (*gross*) dari litologi batuan. Dengan memperoleh nilai *cut-off* dari tiap parameter, diperoleh nilai bersih (*net pay*) yang mampu menunjukkan besar ketebalan *reservoir* daripada nilai kotornya (Abduh dkk., 2020).

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Depth Reference

Gambar 1 menunjukkan hasil referensi kedalaman berdasarkan *input* TD (*Total Depth*) dari *top* ke *bottom*, kemiringan sumur dan nilai KB *elevation*. Dalam evaluasi *log*, langkah ini digunakan untuk menghitung nilai TVD (*true vertical depth*) maupun TVDSS (*True Vertical Depth Subsea*), ini dilakukan karena tidak semua sumur berjenis vertikal, ada juga jenis sumur miring/deviasi. Sehingga, perhitungan kedalaman secara vertikal sangat dibutuhkan.

4.2. Badhole Flag

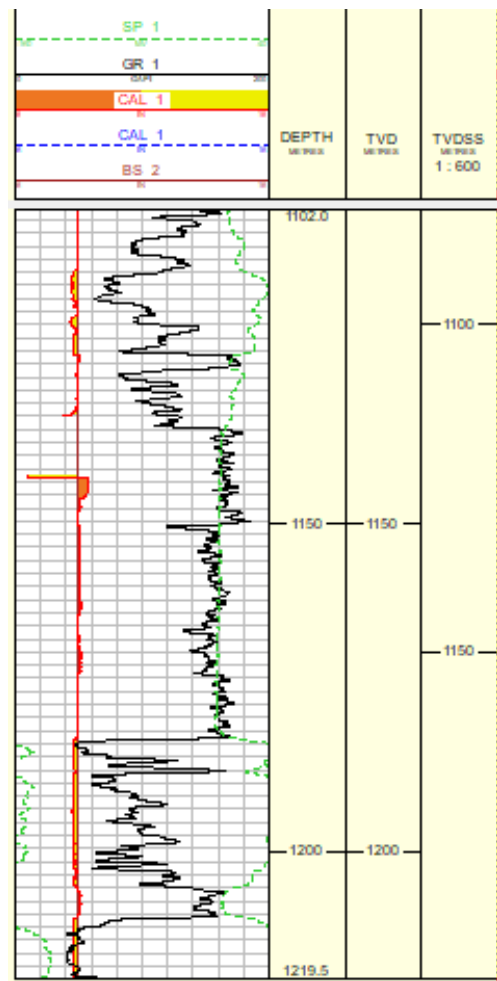
Proses evaluasi lubang sumur dilakukan dengan mengidentifikasi kualitas *Log Caliper* berdasarkan *rugosity* pada ukuran *bitsize*. Pentingnya melakukan kalkulasi *badhole flag* yakni karena perlu mengetahui kualitas atau kondisi dari suatu lubang bor. Hasil dari *badhole flag* dapat dilihat pada **Gambar 2**. Formula yang digunakan untuk memperoleh hasil dari **Gambar 2** adalah sebagai berikut (Lemigas, 2022):

$$ifc(abs(cali_1 < (0,8 * bitsize.bs_1)) | (cali_1 > (1,25 * bitsize.bs_1)), 1, 0) \quad (7)$$

Keterangan:

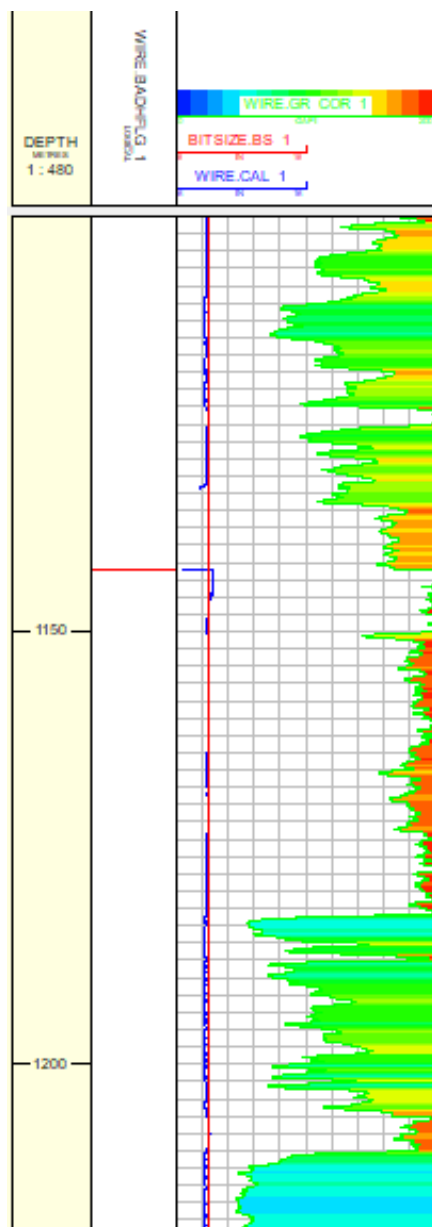
Cali = Log Caliper

Bitsize.bs = Log bitsize



Gambar 1. Hasil referensi kedalaman.

Formula tersebut menjelaskan bahwa lubang bor akan diidentifikasi sebagai *badhole* jika nilainya lebih besar dari ukuran *bitsize*, jika kondisi lubang bor baik, maka nilainya akan sama dengan ukuran *bitsize*. Kondisi diameter lubang bor lebih besar dari *bitsize* akan menyebabkan terjadinya penggerowongan dan menyebabkan pembacaan pada *Log GR* akan lebih kecil dari kondisi sesungguhnya. Sedangkan, jika diameter lubang bor kecil dari *bitsize* akan menyebabkan pembacaan nilai *GR* lebih besar dari sesungguhnya, maka dari itu proses koreksi lingkungan terhadap *log-log* sumur harus dilakukan.



Gambar 2. *Badhole flag* pada Formasi Tualang dan Lakat.

4.3. Pre-calculation

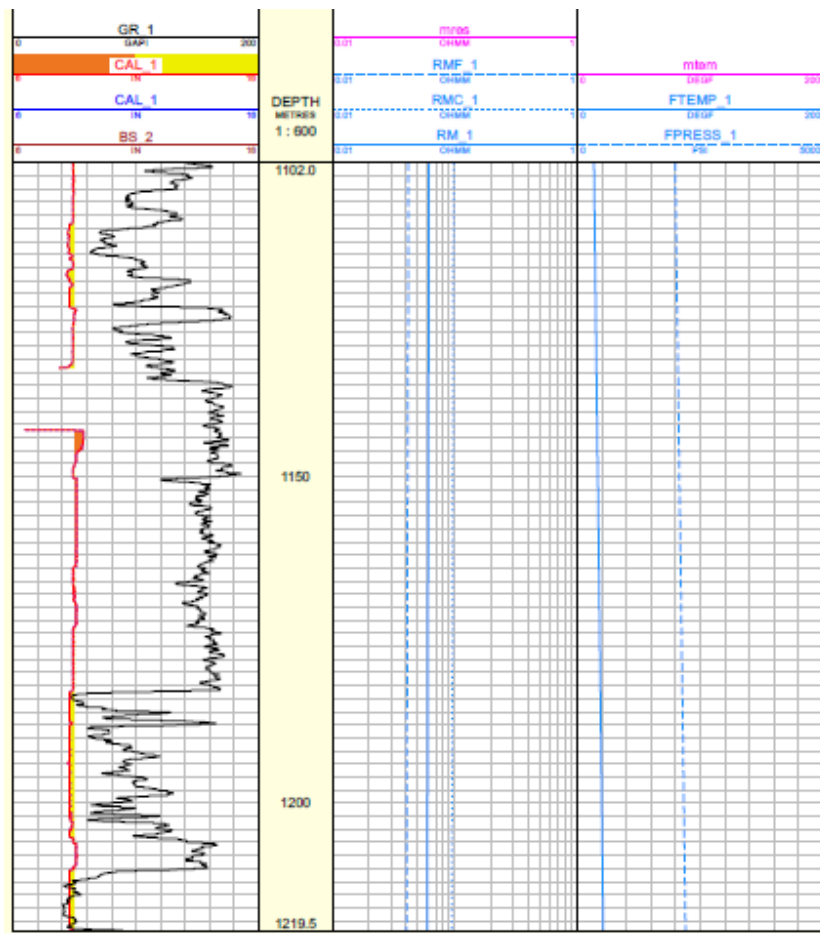
Pre-calculation dilakukan untuk perhitungan nilai suhu formasi, tekanan formasi dan perhitungan *mud properties*. Prinsip dari perhitungan ini menggunakan prinsip *gradient temperature* dengan menggunakan masukan nilai *bitsize*, TVD, BHT

(*Borehole Temperature*), *mud type*, *mud weight*, *mud properties* dan *temperature*. Hasil kurva *log* dari proses *pre-calculation* dapat dilihat pada **Gambar 3**. Dari hasil perhitungan *pre-calculation* diperoleh nilai temperatur formasi berkisar antara 106 - 223°F, tekanan formasi 364 - 2285 psi, nilai temperatur dan tekanan pada sumur penelitian menunjukkan nilai yang semakin tinggi seiring bertambahnya kedalaman.

4.4. Koreksi Lingkungan (*Env Corr*)

Koreksi lingkungan dilakukan untuk meminimalisasi pengaruh lingkungan sekitar lubang bor pada *log* pengukuran, koreksi lingkungan juga dilakukan mengingat bahwa tiap *log* memiliki kondisi yang berbeda dikarenakan fase pengambilan data yang berbeda-beda. Koreksi *log* pada penelitian ini dilakukan pada *Log GR*, *Log NPHI*, *Log RHOB* menggunakan prinsip perhitungan *Schlumberger chart*.

Terdapat beberapa hal yang diperhitungkan pada saat melakukan koreksi *Log GR* yakni *borehole*, *tool position*, *tool size*, densitas fluida. Di mana dijelaskan sebelumnya bahwa diameter lubang bor akan berpengaruh pada pembacaan *Log GR*, maka dari itu koreksi *Log GR* perlu dilakukan. Posisi alat (*tool size*) juga akan berpengaruh pada pembacaan *log*, pada *Log GR* posisi alat ada yang berupa *eccenter* dan *center*, posisi yang dipakai pada alat *log* ini adalah *center* sehingga idealnya GR koreksi yang diperoleh harus lebih besar dari *log* pengukuran. Hal lain yang diperhitungkan dalam koreksi lingkungan adalah jenis alat *logging*, alat *logging* akan mempengaruhi pembacaan *gamma ray*. Hasil kurva *Log GR* koreksi lebih kecil dibanding yang belum terkoreksi dapat dilihat pada **Gambar 4**.

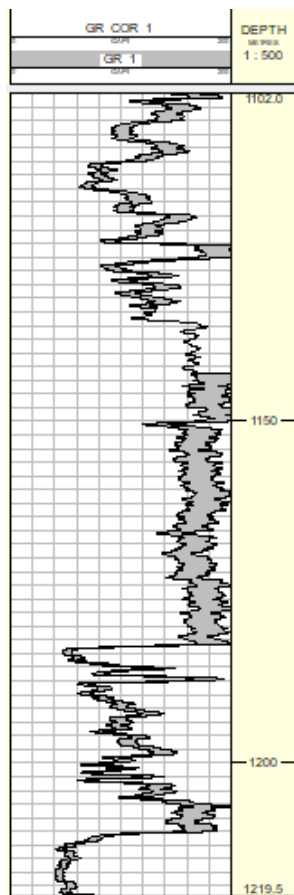


Gambar 3. Hasil *pre-calculation*.

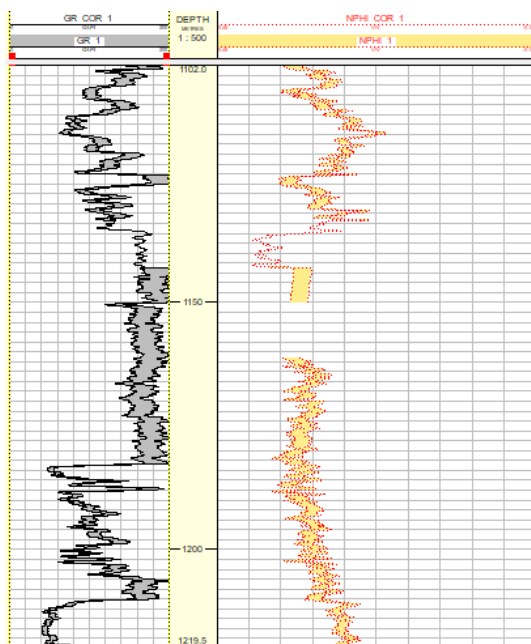
Hal yang diperhitungkan dalam koreksi Log NPHI adalah salinitas lumpur, *mudcake*, *mudweight*, posisi alat, suhu formasi dan formasi hidrostatik. Jenis lumpur akan berpengaruh pada pembacaan Log NPHI, hal ini karena pembacaan *log* pada tipe lumpur *salt water muds* akan menaikkan harga salinitas dan karena bersifat asin, sehingga akan menggambarkan nilai radioaktif yang tinggi dan nilai hidrogen indeks yang tinggi, meskipun pada kondisi sebenarnya tidak seperti itu, sehingga diperlukan koreksi NPHI. Di mana dapat dilihat bahwa hasil kurva log NPHI koreksi lebih kecil dibanding belum terkoreksi yang terdapat pada **Gambar 5**.

Koreksi ini dilakukan untuk menghilangkan pengaruh *borehole fluid*, *drilling density* yang mengakibatkan kesalahan dalam pembacaan. Biasanya untuk melihat data yang telah

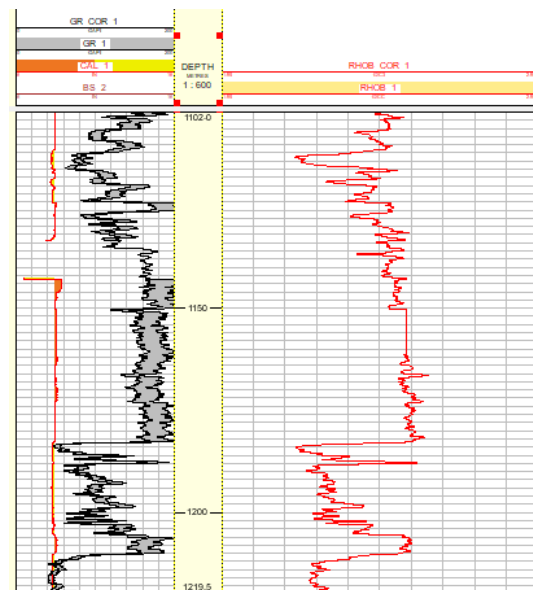
terkoreksi dengan baik atau belum, data *log* RHOB koreksi dilakukan *plotting* dengan data nilai *volume shale/clay*. Idealnya data yang memiliki nilai RHOB tinggi akan ditunjukkan dengan nilai *volume shale/clay* yang tinggi pula, hal ini karena litologi *shale/clay* memiliki nilai GR yang tinggi dan porositas yang tinggi atau densitas matriks tinggi. Sedangkan pada litologi batuan pasir akan menunjukkan nilai GR rendah dengan kandungan *volume shale* yang rendah pula. Di mana hasil koreksi Log RHOB tidak jauh berbeda dari yang belum terkoreksi dapat dilihat pada **Gambar 6**.



Gambar 4. Hasil koreksi log gamma ray.



Gambar 5. Hasil koreksi log neutron.



Gambar 6. Hasil koreksi log density.

4.5. Quicklook Interpretation

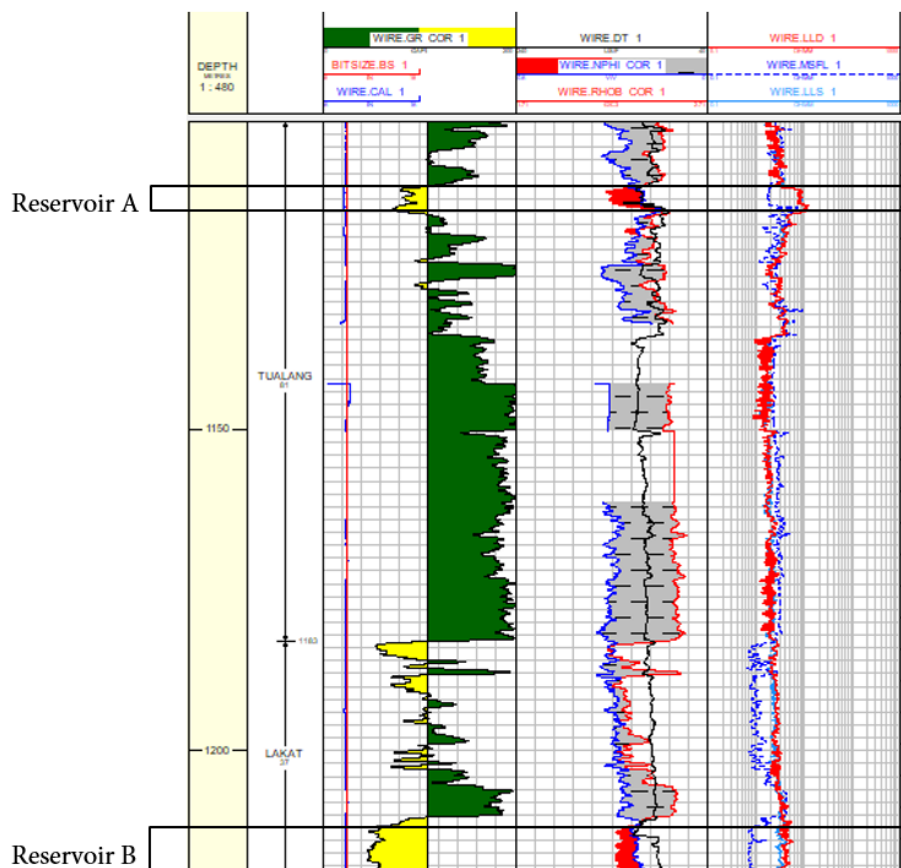
Analisis kualitatif dilakukan dengan data berupa Gamma Ray untuk menentukan batas-batas zona batuan yang akan dianalisis sifat fisiknya (Camyra dkk., 2022). Metode *Quicklook* ini digunakan untuk melihat gambaran awal berdasarkan data log dengan cara yang cepat dan menyeluruh. Metode ini penting dilakukan karena dapat memudahkan untuk analisis berikutnya. Informasi yang diperoleh dari metode ini diantaranya jenis Batuan, batuan *permeable* atau tidak *permeable*, serta kemungkinan isi batuan *permeable* tersebut dengan mengidentifikasi karakteristik bentuk dan defleksi kurva log. Kurva dengan *cross-over* pada zona *permeable* mengindikasikan reservoir hidrokarbon (Pratiknyo dkk., 2017).

Berdasarkan hasil *Quicklook* yang dilakukan pada Formasi Tualang dan Lakat, didapatkan kesimpulan di mana zona yang kemungkinan memiliki area *reservoir* yang *porous* yaitu terletak pada kedalaman 1112-1116 m, dan 1211-1219 m. Di mana dilihat dari **Gambar 7**, secara umum pada interval kedalaman tersebut didominasi nilai *gamma ray* yang relatif rendah dibanding interval kedalaman dibawahnya. Artinya ketika suatu batuan yang termasuk

kategori *non-shale* akan memiliki nilai kurva *log gamma ray* yang relatif rendah. Sedangkan untuk nilai kurva *gamma ray* yang tinggi akan dimiliki oleh batuan *shale* atau lempung. Untuk mencari *reservoir* yang berprospek, umumnya litologi *shale* atau lempung akan selalu dihindari. Oleh karena itu, pada interval 1112-1116 m dan 1211-1219 m diindikasikan sebagai zona *reservoir*. Selain itu, melihat *cross over* antara *log densitas* dan *log neutron* juga dapat digunakan untuk melihat keberadaan batuan *reservoir*. Zona-zona interval kedalaman yang memiliki nilai *gamma ray* rendah, umumnya akan menunjukkan adanya *cross over log neutron* dan densitas. Hasil *cross over* ditunjukkan oleh warna merah pada **Gambar 7**.

Hasil *cross over* antara *log neutron* dan densitas, dapat memberikan informasi fluida yang ada didalamnya dengan bantuan *log*

resistivitas. *Cross over* ini terjadi ketika nilai kurva porositas *log neutron* yang lebih kecil dari pada kurva *log densitas* dan membentuk separasi. Semakin besar separasi maka kemungkinan *reservoir* akan terisi oleh gas. Sedangkan untuk separasi yang kecil bisa jadi *reservoir* akan berisi oleh air. Oleh karena itu perlu mempertimbangkan bantuan *log resistivitas*, di mana semakin besar nilai resistivitas maka kemungkinan *reservoir* terisi oleh hidrokarbon, sedangkan jika nilai resistivitas yang rendah kemungkinan jika *reservoir* terisi oleh air (Malinda, 2018). Jika dilihat pada **Gambar 7** di mana pada interval 1112-1116 m dan 1211-1219 m memiliki *cross over* dan memiliki separasi yang cukup besar. Sehingga, kesimpulan awal pada Interval kedalaman tersebut memiliki *reservoir* berisi dominan gas.



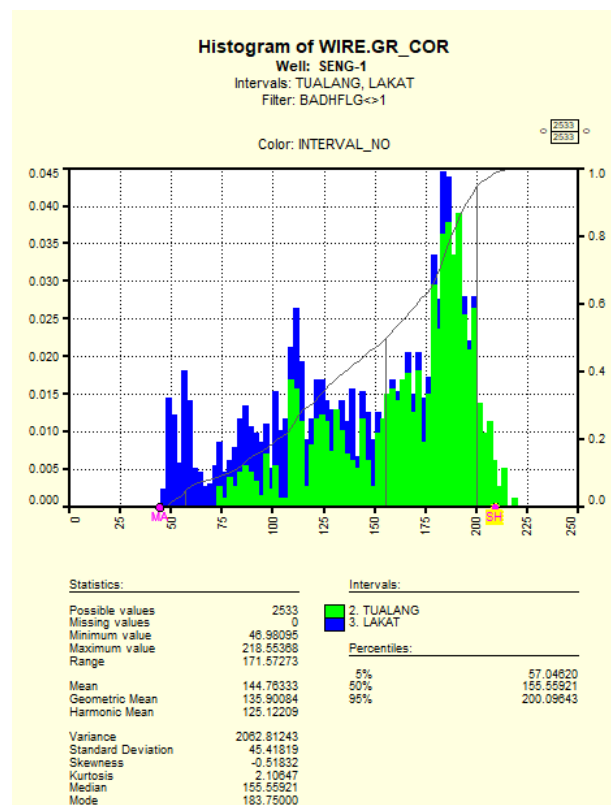
Gambar 7. Grafik *triple combo*.

4.6. Parameter Picking

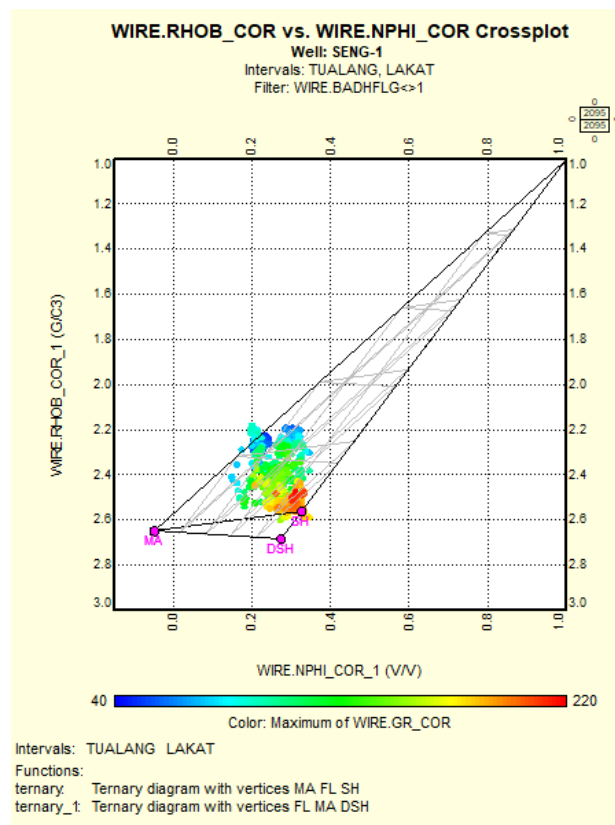
Dalam hal analisis *Volume Shale* dibutuhkan untuk membedakan mana batuan *shale* maupun *non-shale* ataupun batulempung. Dalam hal ini ketika suatu batuan mengandung nilai *volume shale* yang tinggi, maka batuan tersebut merupakan batuan *shale*. *Reservoir* yang baik adalah *reservoir* yang mengandung nilai *shale* yang rendah atau bahkan tidak ada. Dalam hal ini untuk menghitung *volume shale* ada beberapa parameter dan metode yang dibutuhkan. Untuk metode perhitungan *Volume Shale* yang digunakan yaitu metode Linear (Persamaan 1), di mana menggunakan parameter *log gamma ray*.

Untuk parameter *picking* yang digunakan pada penentuan porositas adalah penggunaan *crossplot* antara *log* densitas dan neutron. Metode yang digunakan adalah Bateman-Konen untuk meminimalisir kesalahan relatif dalam penentuan porositas dari *log* densitas

akibat terpengaruh kandungan *shale*. Prinsip perhitungan dalam parameter *picking* menggunakan prinsip diagram ternary, di mana terdapat 3 komponen utama *quartz (matrix)*, *shale* dan fluida (porositas). Untuk litologi *shale* pada terbagi menjadi 2 yaitu *wet shale* dan *dry shale*, di mana untuk nilai *dry shale* dilihat berdasarkan informasi mineralogi lempung yang terdapat pada litologi sumur. Pada sumur A1 diketahui bahwa mineral lempung adalah *kaolinite* dengan nilai *Dry density* yaitu 2,684 g/cc (Deer dkk., 1966). Pada parameter *picking* untuk porositas ini menggunakan *crossplot* densitas-neutron (**Gambar 9**) dengan nilai matriks batuan berupa batupasir dengan densitas yaitu 2,648 g/cc dan matriks fluida berupa *fresh water* yaitu 1 g/cc (Schlumberger, 1972) dan densitas *shale* ditandai pada daerah *shale* yang ditanda dengan warna merah di mana respons *gamma ray* yang tinggi.



Gambar 8. Histogram *gamma ray*.



Gambar 9. Crossplot kurva densitas dan neutron.

Tabel 1. Parameter *picking volume shale*.

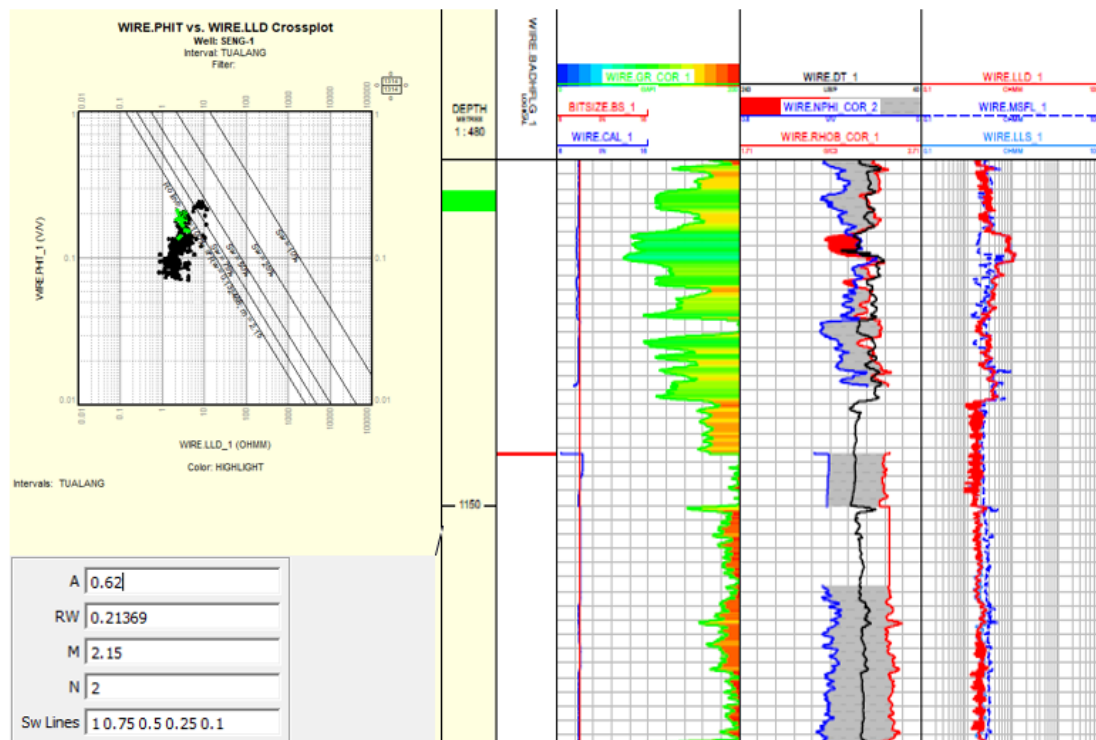
Zona	Matriks	Shale
Tualang, Lakat	44,054	209

Tabel 2. Parameter *picking porositas*.

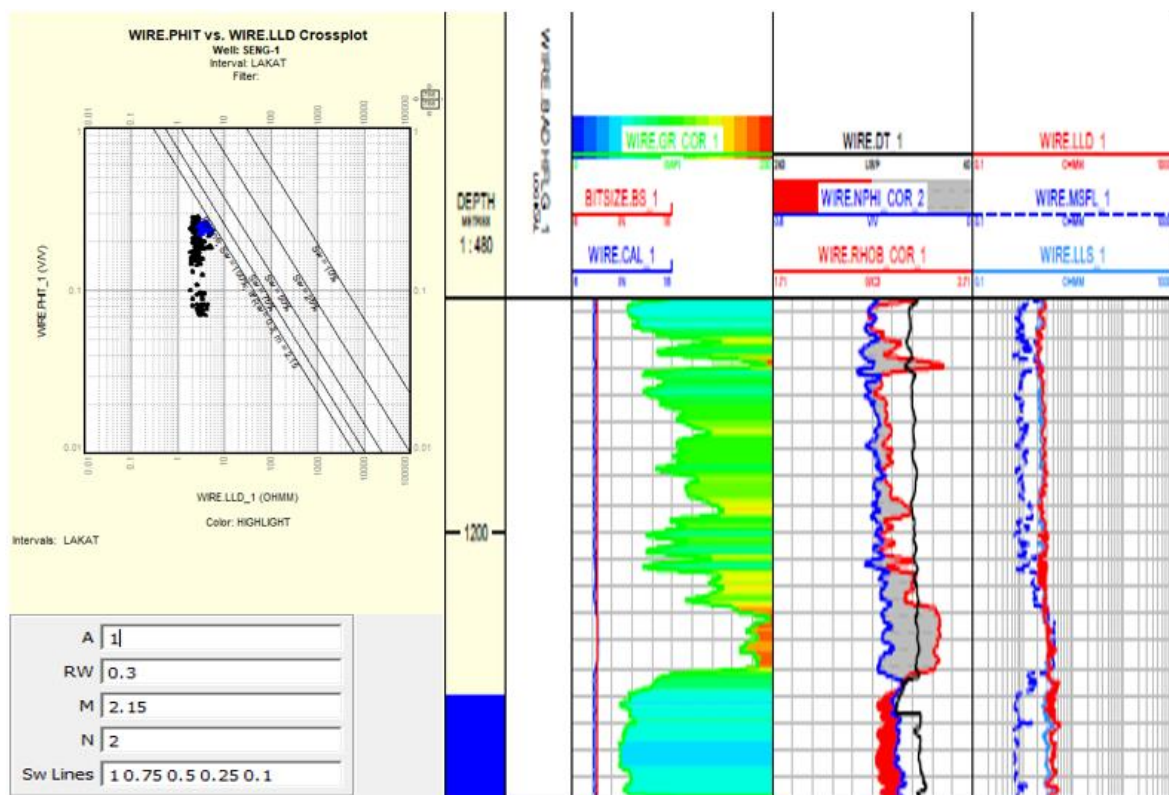
	Matriks	Wet Shale	Dry Shale	Fluida
Densitas	2,648	2,562	2,684	1
Neutron	-0,05	0,325	0,273	1

Untuk perhitungan saturasi air menggunakan persamaan Archie, Karena pada formasi Lakat memiliki litologi yang *clean* dan tidak bersifat *shally* sehingga menggunakan persamaan Archie. Sedangkan untuk formasi Tualang menggunakan persamaan Simandoux karena memiliki litologi yang bersifat *shally*. Untuk menghitung saturasi air diperlukan beberapa parameter yaitu a , m , n , dan R_w . Untuk nilai a (turtoisitas), m (faktor sementasi) dan n (eksponen saturasi) yang didapatkan dari

data *completion report*. Sedangkan R_w (*Resistivity Water*) dihitung menggunakan metode *pickett plot* pada Gambar 10 dan Gambar 11. Sebelumnya, untuk melakukan perhitungan R_w maka harus mampu mengidentifikasi keberadaan *water bearing*. Syarat lain dalam melakukan *Pickett plot* yakni berada pada zona Log GR rendah dan menunjukkan litologi pasir dengan resistivitas <10 Ohmmeter.



Gambar 10. Pickett plot pada Formasi Tualang.



Gambar 11. Pickett plot pada Formasi Lakat.

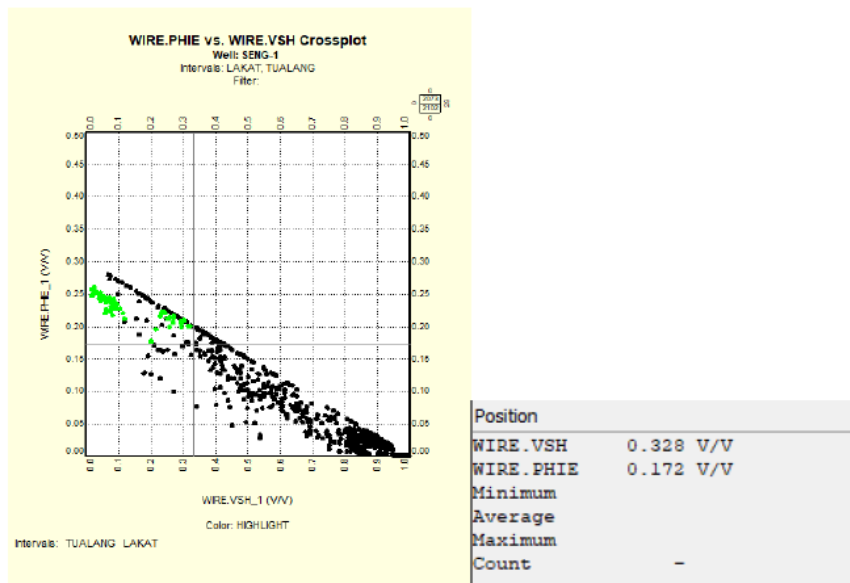
Tabel 3. Parameter *picking* saturasi air (S_w).

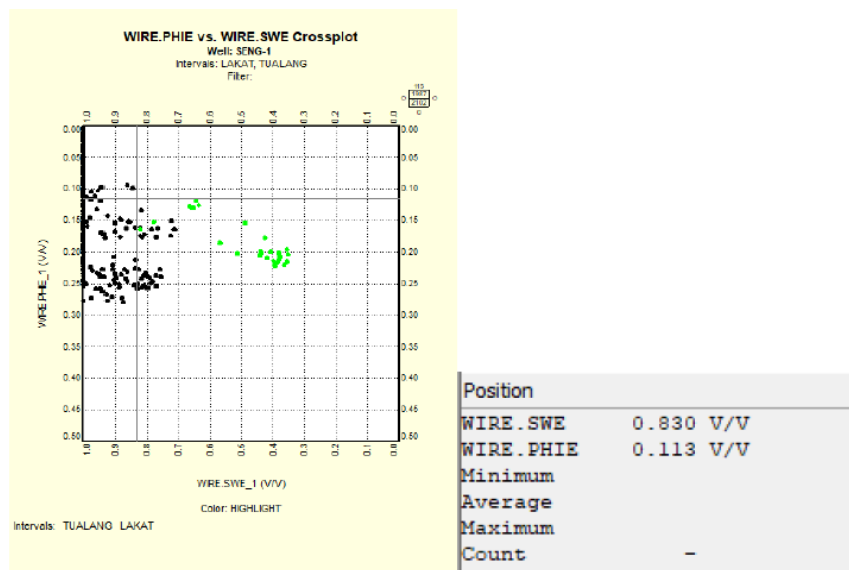
Formasi	a	m	n	Rw
Tualang	0,62	2,15	2	0,213
Lakat	1,00	2,15	2	0,300

4.7. Evaluasi Formasi

Tujuan utama dari evaluasi formasi adalah mengidentifikasi *reservoir*, memperkirakan cadangan dan perolehan hidrokarbon (Firdaus, 2022). Berdasarkan hasil perhitungan volume *shale* menggunakan metode linear didapatkan kurva seperti pada **Gambar 12**. Untuk Formasi Tualang memiliki nilai volume *shale* yang relatif tinggi. Sedangkan untuk Formasi Lakat memiliki nilai volume *shale* yang relatif rendah. Selanjutnya, zona dengan nilai *volume shale* di

reservoir memiliki nilai kandungan *shale* yang rendah karena *shale* adalah pengotor yang tidak diharapkan. Oleh karena itu, semakin tinggi nilai volume pengotornya, semakin buruk kualitas *reservoir*, dan sebaliknya, semakin tinggi nilai volume pengotornya, semakin baik kualitas *reservoir*. Sampai saat ini, proses evaluasi pembentukan *reservoir* dan penentuan kualitasnya sangat bergantung pada evaluasi kuantitatif dari analisis petrofisika (Fatta, 2018).

**Gambar 12.** Penentuan *cut-off Vshale* dan porositas.

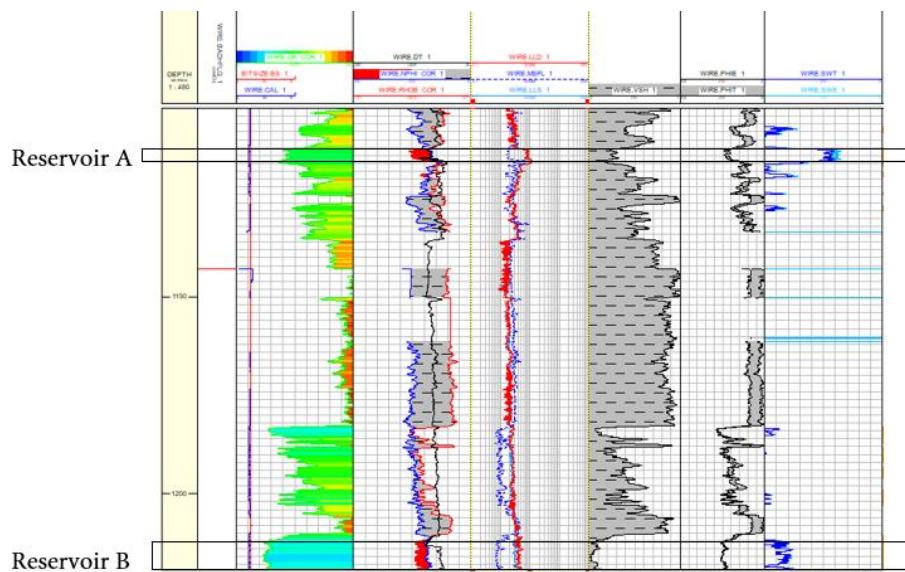


Gambar 13. Penentuan *cut-off* saturasi air.

Pada perhitungan porositas digunakan *log* densitas dan *log* neutron, *log* tersebut umumnya sering digunakan untuk melakukan perhitungan porositas pada batuan karena *log* densitas sensitif terhadap mineral berat, sedangkan *log* neutron sensitif terhadap mineral lempung. Kedua data *log* tersebut dapat menunjukkan adanya zona *permeable*, sehingga sangat cocok digunakan untuk menentukan porositas yang terkandung di dalam batuan. Kemudian perhitungan porositas efektif, yakni porositas yang berkontribusi terhadap laju fluida dalam *reservoir*. Dari hasil perhitungan Porositas Total dan Porositas Efektif dengan menggunakan persamaan 2 dan 3 pada Zona *Reservoir A* dan Zona *Reservoir B* memiliki nilai yang beragam, dalam hal ini ada beberapa faktor yang mempengaruhi yaitu ukuran butir, sementasi, kompaksi, dan distribusi penyusun batumannya. Berdasarkan parameter porositas dan kualitas berdasarkan Koesoemadinata (1978) pada Zona *Reservoir A* dan Zona

Reservoir B memiliki kualitas baik – istimewa. Yang diartikan bahwa masing-masing zona *reservoir* memiliki kualitas yang baik dalam menampung fluida.

Saturasi air ini berfungsi untuk membedakan jenis fluida yang ada pada *reservoir*. Hal ini menjadi penting karena umumnya untuk mencari nilai keekonomisan maka *reservoir* dengan isi hidrokarbon menjadi target utama. Berdasarkan hasil perhitungan *Sw* dengan menggunakan Persamaan 5 dan 7 (**Gambar 14**) didapatkan nilai *Sw* yang relatif rendah berada pada Zona *Reservoir A* sedangkan untuk Zona *Reservoir B* memiliki nilai *Sw* yang relatif tinggi. Yang artinya zona *reservoir A* diindikasikan mengandung hidrokarbon. Untuk menambah kepercayaan dan validasi jenis fluida pada zona *reservoir A*, digunakan pula data *mudlog*. Pada *mudlog* menunjukkan bahwa pada Zona *Reservoir A* memiliki nilai gas yang tinggi.



Gambar 14. Hasil perhitungan V_{sh} , porositas, dan Sw .

4.8. Penentuan Cut-off dan Lumping

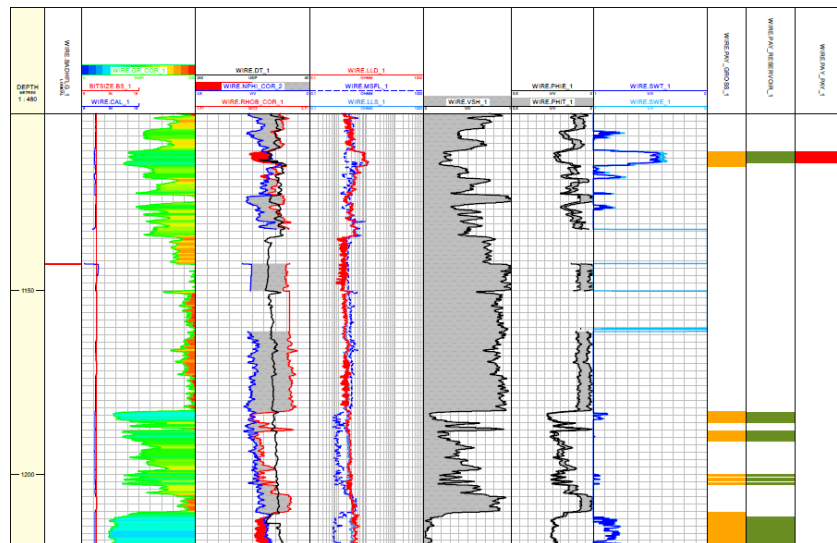
Tujuan penentuan *cut-off* pada lapisan dengan data produksi adalah untuk membuat pedoman atau kontrol besaran *cut-off* yang menunjukkan bahwa dengan batasan porositas minimum, lapisan tersebut menunjukkan aliran hidrokarbon. Aliran hidrokarbon dipengaruhi oleh tekanan, porositas, dan permeabilitas (Irmaya, 2018). Nilai kumulatif dari jumlah parameter tertentu pada setiap sampling dikalikan dengan nilai interval sampling yang dipengaruhi oleh nilai penggal atau *cut-off* dihitung melalui lumping. Dengan melakukan proses *cut-off* tersebut diharapkan didapat interval nilai yang menunjukkan prospek dan tidaknya dalam suatu zona atau target formasi yang ingin dievaluasi. Dalam hal ini, berikut nilai parameter yang digunakan beserta nilai *cut-off* pada **Tabel 4**.

Tabel 4. Parameter dan nilai *cut-off*.

Parameter	Nilai Cut-off
Volume Shale	$\leq 0,328$
Porositas	$\geq 0,172$
Saturasi Air	$\leq 0,830$

Sedangkan untuk lumping yang digunakan yaitu lumping *Net gross*, *Net Reservoir*, dan *Net Pay*. Nilai *Net pay* merupakan nilai lumping yang paling prospek karena mempertimbangkan seluruh parameter *cut-off* yang digunakan. Untuk parameter yang digunakan dalam lumping *net pay* adalah saturasi air, *volume shale* dan porositas dengan masing-masing nilai *cut-off*. *Cut-off* porositas dan *volume shale* dapat ditentukan berdasarkan *crossplot* antara porositas dan V_{shale} dengan dilakukan *highlight* zona prospek dengan cara melihat tren persebarannya. Titik plot warna yang paling jauh menunjukkan zona *cut-off* di mana *cut-off* porositas bernilai pada sumbu y dan *cut-off* V_{shale} pada sumbu x (**Gambar 12**). Untuk *cut-off* saturasi air menggunakan *crossplot* antara SWE pada sumbu x dan PHIE pada sumbu y. Di mana daerah yang di *highlight* adalah zona prospek kemudian nilai PHIE disesuaikan dengan hasil *cut-off* porositas dan titik plot warna yang paling jauh menunjukkan *cut-off* saturasi air (**Gambar 13**).

Berdasarkan hasil perhitungan *pay summary* pada Formasi Tualang dan Lakat dapat disimpulkan bahwasanya total *net pay* yaitu sekitar 3,058 m dan terletak pada Formasi Tualang yaitu pada Zona *Reservoir A*.



Gambar 15. Hasil perhitungan *pay summary*.

5. KESIMPULAN

Adapun kesimpulan pada penelitian ini di mana Berdasarkan analisis kualitatif didapatkan zona target *reservoir* pada Formasi Tualang dan Lakat yaitu terdapat 2 zona target *reservoir* yaitu pada rentang kedalaman 1112-1116 m dan 1211-1219 m. Kemudian, berdasarkan analisis kuantitatif dihasilkan nilai volume *shale* pada Zona *Reservoir* A dan B yaitu 17,7 – 26,9% dan 8,5 – 16,6%, kemudian nilai Porositas Total pada Zona *Reservoir* A dan B yaitu 16,5 – 22,7% dan 23,1 – 25,9% sedangkan nilai porositas efektif pada Zona *Reservoir* A dan B yaitu 15 – 20,6 dan 22,6 – 25,7%. Kemudian, untuk nilai saturasi air total pada Zona *Reservoir* A dan B yaitu 34,4 - 42% dan 28,6 – 36,4%, Sedangkan untuk nilai saturasi air efektif pada Zona *Reservoir* A dan B yaitu 23,1 – 25,9 v/v dan 22,6 – 25,7%.

Berdasarkan hasil perhitungan *pay summary* maka didapatkan nilai ketebalan *reservoir* yang mengandung hidrokarbon yaitu sebesar 3,058m yang terletak pada Formasi Tualang yaitu pada Zona *Reservoir* A dengan interval kedalaman 1112-1116m. Sehingga, zona *reservoir* yang memiliki prospek hidrokarbon terdapat pada zona *reservoir* A pada Formasi Tualang.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada seluruh pihak yang telah memberikan arahan dan masukan terhadap penelitian dan penulisan ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Abduh, M., Jayadi, H., Atmoko, W., & Meidji, I. U. (2020). Analisis Petrofisika Untuk Penentuan Zona Prospek Reservoir Hidrokarbon Di Lapangan "X" Cekungan Banggai. *Konstan-Jurnal Fisika Dan Pendidikan Fisika*, 5(1), 1-9.
- Abdurrahman, M. (2018). Analisis Potensi Hidrokarbon dan Perhitungan Cadangan Oil Current Lapisan M1 dan M2 pada Formasi W Sumur AP# 1 Lapangan Lirik. *Jurnal Mineral, Energi, dan Lingkungan*, 2(1), 38-49.
- Adim, H. (1998). *Sifat Fisis Media Berpori*. Fakultas Teknologi Mineral. Universitas Trisakti: Jakarta.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis: Second Edition*. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG): Oklahoma.
- Camyra, F., Nurdrajat, 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.

- Darling, T. (2005). *Well Logging and Formation Evaluation*. Elsevier.
- Deer, D.A., Howie, R.A., dan Zussman, J. (1966). *An Introduction to the Rock Forming Minerals*, Longman Scientific & Technical, Essex, England.
- Dewanto, O. (2009). *Well Logging*. Universitas Lampung, Lampung. Vol. 6
- Djamas, J. (1979). *Stratigrafi Tersier Cekungan Sumatera Tengah, Cekungan Sumatera Selatan dan Cekungan Bengkulu*. Unpublished Report, Pertamina UEP - II, Plaju, Arsip Pertamina.
- Fatta, A.A., Islam, M.S., & Farhaduzzaman, M. (2018). Petrophysical Analysis of Sylhet Gas Field Using Well Logs and Associated Data from Well Sylhet #, Bangladesh. *International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering (IJPPE)*, Vol 4 (1), 2018, p.55-69. DOI: <http://dx.doi.org/10.20431/2454-7980.0401007>.
- Firdaus, M. (2022). Analisis Petrofisik menggunakan data well logs di cekungan Manui, Sulawesi. *Jurnal Sumberdaya Bumi Berkelanjutan (SEMITAN)*, 1(1), 332-343.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services. Jakarta.
- Heidrick, T.L & Aulia, K. (1993). A structural and Tectonic Model of The Coastal Plain Block, Central Sumatera Basin, Indonesia. *Indonesian Petroleum Association, Proceeding 22th Annual Convention*. Jakarta. Vol. 1, p. 285-316.
- Irmaya, A. I. (2018). Penentuan Sumur Pengembangan Lapangan Minyak dengan Analisa Petrofisik dan Jari-Jari Pengurasan Studi Kasus: Lapangan Hanania, Lapisan Lima, Formasi Air Benakat Cekungan Sumatra Selatan. *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, 1(1), 14-25.
- Irmaya, A.I., Rahmad, B., Kristanto, S., & Buntoro, A. (2022). Perhitungan dan Analisa Petrofisik Lapangan Betung, Formasi Air Bekanat, Cekungan Jambi- Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Sumberdaya Bumi Berkelanjutan (SEMITAN)*, 1(1), 68-80.
- Koesoemadinata, R.P. (1978). *Geologi Minyak Dan Gas Bumi*. Institut Teknologi Bandung: Bandung.
- Malinda A.D., Dewanto, O., & Karyanto. (2018). Analisis Petrofisika Dalam Penentuan Zona Prospek Dan Estimasi Cadangan Hidrokarbon Pada Sumur DMA-01 Dan DMA-04 Lapisan-9 Formasi "DMA" Cekungan "X". *Skripsi*. Teknik Geofisika Universitas Lampung. Lampung.
- Mastoadji, E.K. (2007). *Basic Well Log Interpretation*, Handout of AAPG SC UNDIP Course.
- Nurwidyanto, M.I., Novianti, I., & Widodo, S. (2005). Estimasi Hubungan Porositas dan Permeabilitas pada Batupasir (Study Kasus Formasi Kerek, Ledok, Selorejo) 4. *Berkala Fisika*. 8(3), 87-90.
- Pratiknyo, S., Dewanto, O., Haerudin, N., & Sulistiyono. (2017). Estimasi Cadangan Migas Berdasarkan Analisis Petrofisika dan Interpretasi Seismik pada Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat di Lapangan "RF" Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. 3(1), 71-84. <http://dx.doi.org/10.23960/jge.v3i1.1079>.
- Rahman, A. (2022). Routine Core Analysis (RCAL) Untuk Menentukan Porositas, Permeabilitas, dan Saturasi Pada Batupasir (Sandstone). *Jurnal Indonesia Sosial Teknologi*, 3(11), 1248-1259.
- Rider, M. (1996). *The Geological Interpretation of Well Logs (2nd edition)*. Malta: Whittles Publishing.
- Rohmana, R. C., Atmoko, W., Sastra, M. M., & Setyo, R. P. (2022). Evaluasi Properti Reservoir Menggunakan Analisis Petrofisika Pada Formasi Gabus, Cekungan Natuna Barat, Lapangan "Leuser". *Petro: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 11(3), 94-108.
- Schlumberger. (1972). *Schlumberger Log Interpretation Volume I*. Schlumberger Well Services. USA.
- Schlumberger. (1989). *Log Interpretation Principles/Application*. Schlumberger Educational Services. Texas.
- Tarigan, F., Dewanto, O., Karyanto, Wibowo, R.C., & Widyasari, A. (2019). Analisis Petrofisika Untuk Menentukan Oil-Water Contact Pada Formasi Talangakar, Lapangan "FBT", Cekungan Sumatera Selatan. *JGE (Jurnal Geofisika Eksplorasi)*, 5(1), 15-29.
- Tiab, D., & Donaldson, E.C. (2015). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Gulf Professional Publishing.
- Ulum, Y. N., Hastuti, E. W. D., & Herlina, W. (2018). Studi Evaluasi Data Logging Dan Sifat Petrofisika Untuk Menentukan Zona Hidrokarbon Pada

- Lapisan Batu Pasir Formasi Duri Lapangan Balam South, Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, 2(3), 102284.
- Widada, S., Said, S., Hendaryono, H., & Listriyanto, L. (2018). Potensi Shale Hydrocarbon Formasi Brown Shale, Cekungan Sumatera Tengah Berdasarkan Data Log Mekanik. *Jurnal Offshore*. Vol.2 No.1. ISSN.
- Yunafrison, A. (2018). *Analisis Petrofisika Reservoir Batupasir Formasi Air Benakat, Berdasarkan Data Log, Pada Lapangan "PT", Sumatera Selatan*.