



ANALISIS DAN INTERPRETASI DATA SUMURAN UNTUK ESTIMASI CADANGAN PADA SUMUR EXPLORASI DI BLOK DJS CEKUNGAN BOGOR

Dea Jessica Sima¹, Gerry Sasanti Nirmala¹, Edi Untoro¹

¹Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jl. Gajah Mada 38, Cepu

*E-mail: deajessica12@gmail.com

ABSTRAK

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis sifat petrofisika dan mengevaluasi potensi hidrokarbon pada sumur eksplorasi yaitu JTNGR-1B yang dibor pada periode 1989–1999. Evaluasi dilakukan berdasarkan data log sumur dan interpretasi zona prospek menggunakan perangkat lunak yang divalidasi dengan data laporan akhir. Sumur JTNGR-1B menunjukkan nilai volume shale rata-rata sebesar 0,4032 GAPI, porositas total (PHIT) 0,215%, porositas efektif (PHIE) 0,1846%, dan saturasi hidrokarbon sebesar 0,4195%. Interpretasi menunjukkan bahwa sumur JTNGR-1B mengandung hidrokarbon berupa minyak. Identifikasi zona prospek dilakukan melalui penentuan *cut-off* dan evaluasi parameter *net pay* serta *net to gross*. Hasilnya, terdapat tiga zona prospektif pada JTNGR-1B yaitu Parigi, Upper Cibulakan, dan Lower Cibulakan. Estimasi cadangan dengan metode volumetrik menghasilkan total *Original Oil in Place* (OOIP) sebesar 97.902.270,08 STB.

Kata kunci: Analisis petrofisika, Data log sumur, Potensi hidrokarbon, Metode volumetrik, Interpretasi zona prospek.

ABSTRACT

This study aims to analyze petrophysical properties and evaluate hydrocarbon potential in two exploration wells, namely JTNGR-1B, which was drilled between 1989 and 1999. The evaluation was based on well log data and interpretation of prospective zones using software validated with final report data. Well JTNGR-1B showed an average shale volume of 0.4032 GAPI, total porosity (PHIT) of 0.215%, effective porosity (PHIE) of 0.1846%, and hydrocarbon saturation of 0.4195%. Interpretation indicates that the JTNGR-1B well contains hydrocarbons in the form of oil. Prospect zones were identified by determining cut-off values and evaluating net pay and net-to-gross parameters. The results reveal three prospective zones in JTNGR-1B: Parigi, Upper Cibulakan, and Lower Cibulakan. Reserve estimation using the volumetric method yielded a total Original Oil in Place (OOIP) of 97,902,270.08 barrels.

Keywords: Hydrocarbon potential, Petrophysical analysis, Prospect zone interpretation, Well logging data, Volumetric method.

1. PENDAHULUAN

Meskipun terdapat banyak tantangan transisi energi, minyak dan gas tetap diharapkan akan menjadi bagian terpenting dalam bagian energi global, terkhususnya pada negara-negara berkembang yang membutuhkan tam-

bahan energi dalam jumlah yang cukup besar untuk mendukung pembangunan. Namun seiring waktu permintaan masyarakat dunia terhadap minyak dan gas bumi semakin meningkat. Sementara itu, produksi minyak dan gas bumi yang mengalami penurunan produksi dari waktu ke waktu yang menyebabkan sum-

ber daya minyak dan gas bumi yang semakin menipis. Meskipun banyak energi baru terbarukan yang ditemukan untuk menggantikan minyak dan gas bumi namun sampai saat ini dari sisi kualitas dan kuantitas minyak dan gas bumi masih tetap menjadi sumber daya yang belum dapat tergantikan. Maka dari itu, industri minyak dan gas bumi dituntut untuk memberikan yang terbaik agar dapat menjawab kebutuhan pasar, salah satu cara atau upaya yang dilakukan agar tetap dapat memproduksi minyak dan gas bumi adalah dengan cara mengembangkan lapangan produksi.

Suatu batuan harus memiliki beberapa karakteristik, seperti kandungan shale, porositas, faktor formasi, penentuan resistivitas formasi air, saturasi air dan permeabilitas batuan dengan rongga-rongga yang saling berhubungan agar dikenal sebagai batuan reservoir [1]. Untuk mengetahui karakteristik suatu batuan reservoir maka salah satunya adalah analisis petrofisika [2]. Analisis petrofisika ini merupakan teknik penting untuk mengevaluasi formasi dengan menggunakan hasil rekam data yang baik (*well logging*). Analisis ini menunjukkan zona produktif, kandungan hidrokarbon, karakteristik fisik batuan reservoir dan penyebaran hidrokarbon pada lapisan [1]. Beberapa parameter utama petrofisik yang dianalisis meliputi porositas, permeabilitas, kejenuhan air, dan resistivitas [3].

2. METODE

Estimasi jumlah cadangan pada suatu lapangan sangat dibutuhkan untuk pengembangan lapangan dan meningkatkan produktivitas cadangan minyak dan gas bumi pada lapangan migas. Penelitian ini dilakukan untuk menghitung cadangan hidrokarbon dengan metode volumetrik, seperti yang pernah dilakukan dalam analisa penelitian lain [4,5].

Perhitungan cadangan hidrokarbon terdiri dari perhitungan cadangan minyak (*Original Oil In Place*/OOIP) dan gas (*Original Gas In Place*/OGIP). Berdasarkan ketersediaan data, maka analisa pada penelitian ini hanya mencakup perhitungan cadangan mula-mula hidrokarbon pada kandidat reservoir berdasarkan persamaan OOIP dan OGIP [5].

$$OOIP = \frac{7758 \times Vb \times \phi \times (1-Sw) \times \left(\frac{N}{G}\right)}{Boi} \quad (1)$$

$$OGIP = \frac{43560 \times Vb \times \phi \times (1-Sw) \times (N/G)}{Bgi} \quad (2)$$

A. Volume Shale

Volume *shale* mengacu pada persentase kandungan serpih dalam reservoir. *Shale* memiliki tingkat radioaktivitas yang lebih tinggi dibandingkan dengan batupasir atau karbonat, sehingga rekaman gamma ray digunakan untuk menghitung volume *shale* dalam reservoir. Kehadiran serpihan dalam batuan sedimen dapat menyebabkan kesalahan interpretasi rekaman ketika menggunakan rumus untuk batuan bersih. [6].

$$IGR = \frac{GR \text{ Log}-GR \text{ Min}}{GR \text{ Max}-GR \text{ Min}} \quad (3)$$

$$Vsh = IGR = \frac{GR \text{ Log}-GR \text{ Min}}{GR \text{ Max}-GR \text{ Min}} \quad (4)$$

B. Porositas

Porositas adalah rasio antara volume pori-pori dengan volume total batuan. Pori-pori primer adalah pori dalam matriks batuan, sementara pori sekunder mencakup rekahan (*fracture*), rongga (*vug*), dan lainnya. Secara umum, porositas yang terukur baik melalui analisis laboratorium maupun rekaman, adalah porositas efektif, karena terdapat pori terisolasi yang tidak berpengaruh pada produktivitas reservoir. Berdasarkan sifat batuan reservoir, porositas dibagi menjadi dua jenis, yaitu porositas efektif dan porositas absolut.

Porositas efektif adalah perbandingan volume pori yang saling terhubung dengan volume batuan total yang dapat mengalirkan fluida, sementara porositas absolut adalah rasio volume pori total, baik yang terhubung maupun tidak, terhadap volume batuan total. Berdasarkan klasifikasi georekamani, porositas dibagi menjadi dua kategori, yaitu porositas primer dan porositas sekunder [7].

$$\phi_t = \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} - \rho_{fl} - Vsh \times \rho_{ma} - \frac{PHIT}{sh \rho_{ma}} - \rho_{fl} \quad (5)$$

$$\phi_e = \phi_t(1 - V_{sh}) \quad (6)$$

C. Saturasi

Saturasi air (S_w) merupakan persentase pori batuan yang terisi oleh fluida air formasi. Saturasi air ditunjukkan dalam fraksi desimal atau persentase dan akan bernilai 1 atau 100% jika seluruh pori dalam batuan terisi oleh fluida air formasi. Pada perbandingan saturasi air, air yang menempel pada permukaan serpih tidak dibutuhkan dalam perhitungan. Oleh karena itu, perlu dilakukan koreksi terhadap volume serpih sebelum dilakukan perhitungan saturasi air. Persamaan yang digunakan untuk perhitungan saturasi air adalah sebagai berikut [7]:

$$S_{W_{Archie}} = \left(\frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t} \right)^{(1/n)} \quad (7)$$

$$S_w = \left(\frac{0.4 \times R_w}{\phi^2} \right) \left[\sqrt{\left(\frac{V_{shale}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{5 \times \phi^2}{R_1 \times R_w}} - \frac{V_{shale}}{R_{sh}} \right] \quad (8)$$

$$S_{W_{Indonesia}} = \left\{ \frac{\sqrt{\frac{1}{R_t}}}{\left(\frac{V_{sh}(1-0.5V_{sh})}{\sqrt{R_{sh}}} \right) + \sqrt{\frac{\phi_e^m}{a \cdot R_w}}} \right\} \quad (9)$$

3. PEMBAHASAN

Sumur Blok DJS (Cekungan Bogor) merupakan sumur yang berstatus masih dalam tahap eksplorasi. Namun beberapa sumur yang terdapat pada Blok DJS ini menunjukkan bahwa terdapat zona produktif dengan sumber daya hidrokarbon, salah satunya adalah sumur JTNGR-1B.

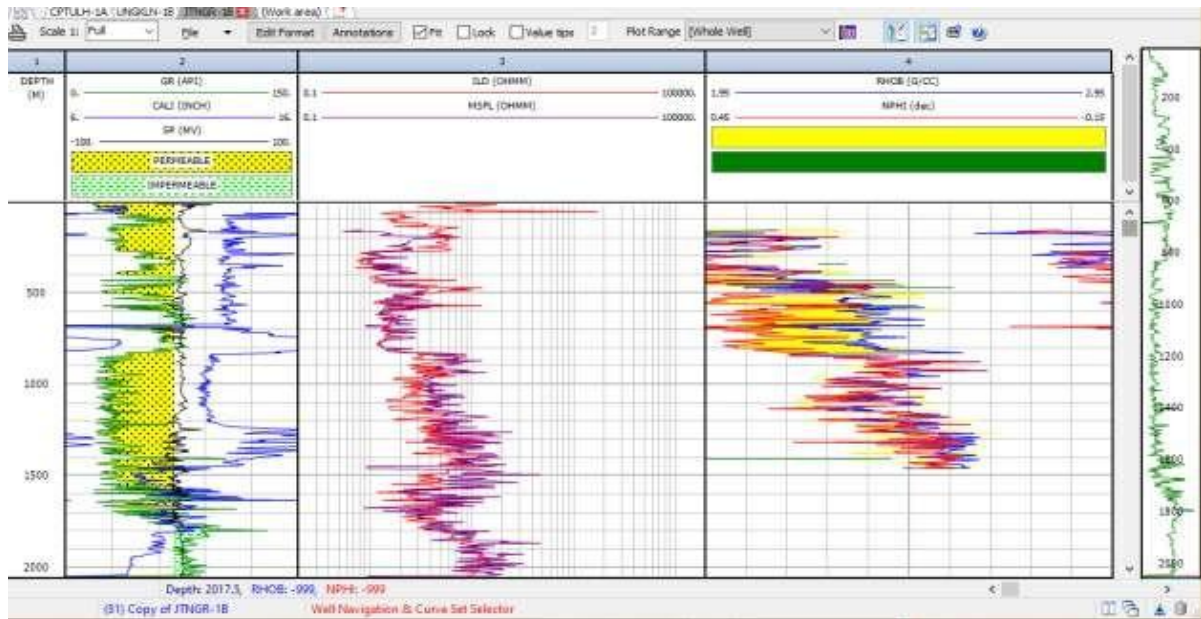
A. Analisis Petrofisika

Analisis kualitatif pada penelitian ini menggunakan data sumuran untuk kemudian diolah menggunakan *software interactive petrophysic* dan *Microsoft excel*. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan zona permeabel menggunakan log gamma ray, pada pembacaan log gamma ray ini dapat diketahui la-

pisan yang terdapat pada sumur tersebut dengan melihat arah log. Ketika arah log defleksi ke kiri maka nilainya akan menunjukkan lapisan non-shale (*Permeable*). Lapisan ini diisi oleh batu pasir atau karbonat dan untuk pembacaan log *gamma ray* dengan defleksi ke kanan menunjukkan bahwa lapisan ini merupakan lapisan shale (*Impermeable*).

Menentukan zona hidrokarbon menggunakan log resistivitas yaitu LLD, LLS dan MSFL), pada zona yang terdapat hidrokarbon ditunjukkan dengan pembacaan resistivitas yang tinggi dilihat dari arah log yang defleksi ke kanan. Ketika arah log menunjukkan arah defleksi ke kiri maka resistivitas dikatakan rendah dan disebut zona air. Dalam menentukan jenis fluida pada reservoir dapat diketahui dari log densitas (RHOB) dan log neutron (NPHI). Hasil interpretasi data logging secara kuantitatif menggunakan *software interactive petrophysic*.

Gambar 1 merupakan hasil interpretasi logging secara kuantitatif pada sumur JTN-GR-1B. Pada kurva log gamma ray yang ditunjukkan pada track pertama, defleksi ke kiri pada hasil pembacaan sumur ditunjukkan dengan warna kuning yang merupakan lapisan non-shale yang bersifat *permeable*. Sedangkan defleksi ke kanan yang ditunjukkan dengan warna hijau merupakan lapisan shale yang bersifat *impermeable*. Untuk track kedua merupakan hasil interpretasi log resistivitas yaitu log LLD, ILD, MSFL, hasil pembacaan pada log resistivitas yang besar terlihat pada sumur JTNGR-1B menandakan adanya hidrokarbon dengan jenis lithologi batuan *sandstone*. Pada track ketiga merupakan pembacaan log densitas (RHOB) dan log neutron (NPHI), terdapat zona hidrokarbon yang ditandai dengan adanya *crossover* pada sumur dan hasil interpretasi bahwa *shading* kuning menunjukkan reservoir, sedangkan *shading* hijau merupakan non-reservoir [8,9].

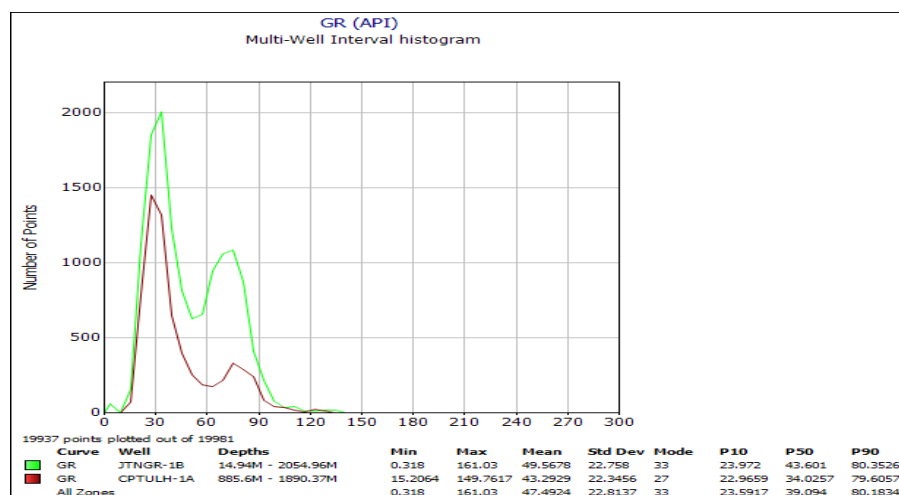


Gambar 1. Hasil interpretasi *logging* secara kuantitatif pada sumur JTNGR-1B

B. Normalisasi *Gamma Ray*

Sebelum melakukan analisis pada perhitungan *V_{shale}*, porositas, dan saturasi air yang harus dilakukan terlebih dahulu yaitu menormalisasi *gamma ray*. Normalisasi dilakukan menggunakan satu sumur sebagai sumur acuan dengan syarat sumur tersebut harus bagus, kondisi lubang bor bagus dan log *gamma ray* paling tinggi [10].

Sumbu X Nilai *Gamma Ray* (API) berkaitan dengan kandungan *shale*. Sumbu Y menunjukkan jumlah titik data pada masing-masing nilai GR yang menunjukkan distribusi frekuensi nilai GR. Tujuan dari menormalisasi *gamma ray* adalah untuk menyamakan skala antar data agar lebih mudah di bandingkan secara visual sehingga perbandingan antar sumur lebih akurat. Hasil dari normalisasi *gamma ray* terlihat pada **Gambar 2**.



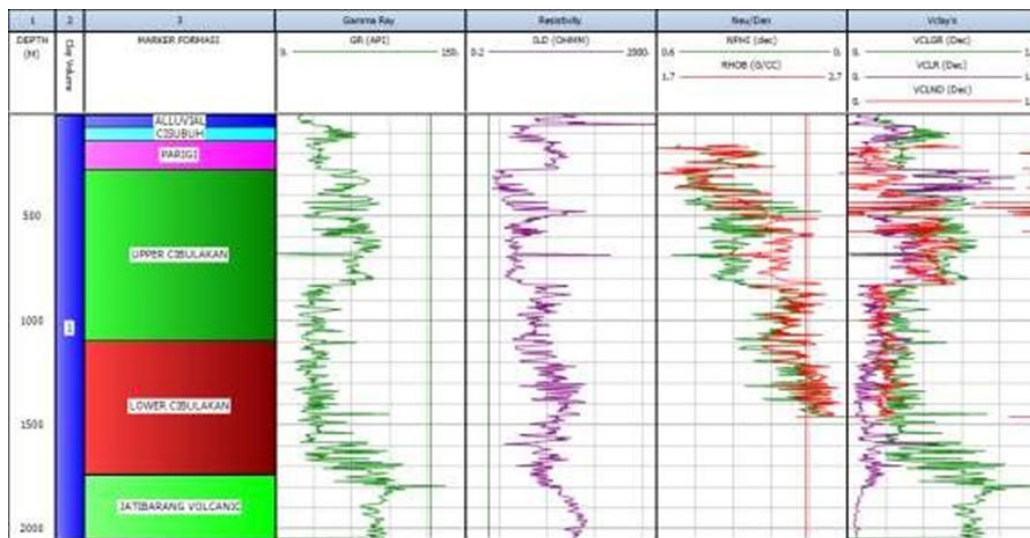
Gambar 2. Hasil Normalisasi Gamma Ray

C. Perhitungan volume shale

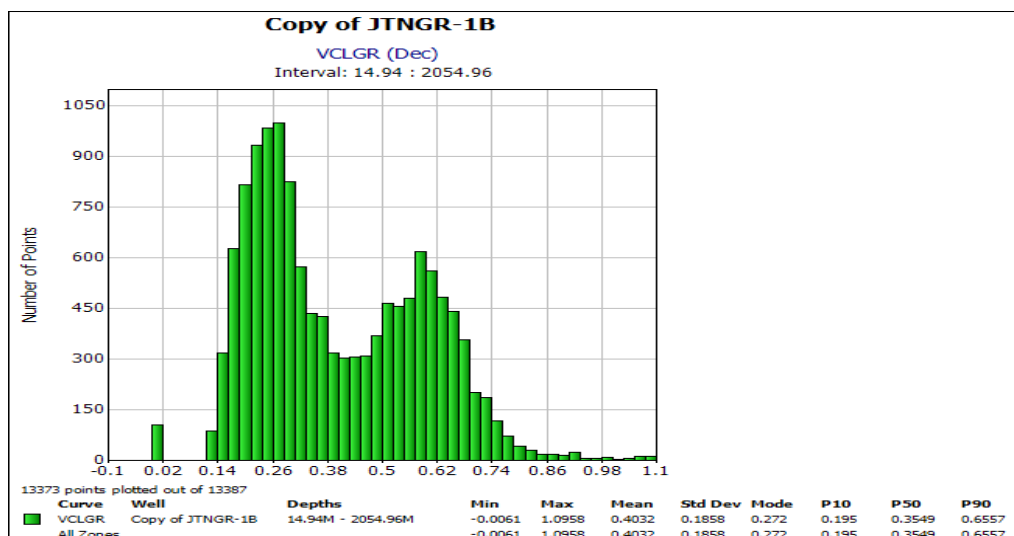
Volume *shale* dapat diketahui dari pembacaan log gamma ray. Pembacaan dan perhitungan pada volume shale ini dilakukan dari kedalaman 15.2 - 2050.00 m pada sumur JTNGR- 1B. Hasil interpretasi volume shale ditunjukkan pada **Gambar 3**. Pada kedalaman tersebut diketahui GR_{max} 161.03 GAPI dan GR_{min} 0.318 GAPI, sehingga $GR_{rata-rata}$ didapatkan sebesar 0.4032 GAPI. Pembacaan volume *shale* yang pertama dilihat terlebih dahulu pada data logging apakah hasil yang di

tunjukkan bagus atau tidak. Jika dilihat dari data logging tampak bahwa gammay ray bernilai rendah dan resistivitas tinggi serta terlihat adanya *crossover*.

Kemudian setelah dilakukan interpretasi data logging untuk memvalidasi data logging maka di lihat dari histogram volume shale seperti pada **Gambar 4**, yang menunjukkan hasil dari data logging sudah terlihat baik ditunjukkan dari data yang dihasilkan pada histogram volume shale pada sumur JTNG-1B.



Gambar 3. Hasil Interpretasi *Logging* volume shale sumur JTNGR-1B

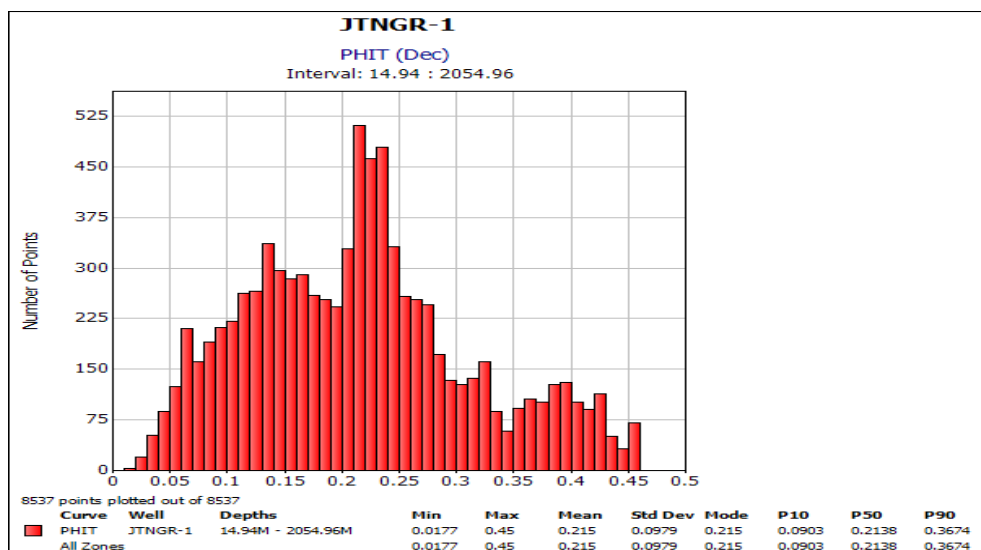


Gambar 4. Histogram volume shale JTNGR-1B

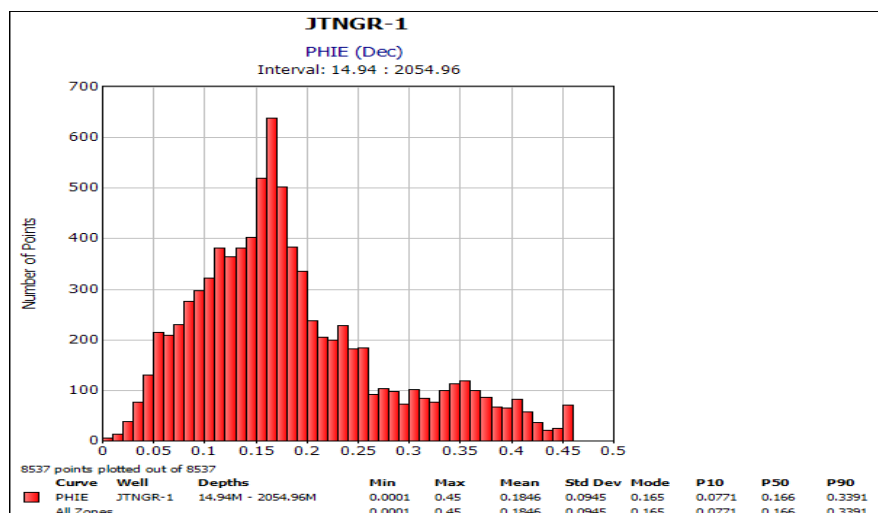
D. Perhitungan porositas

Pada perhitungan porositas ini dapat ditentukan dari *log density* (RHOB) dan *log neutron* (NPHI). Pada penelitian ini akan dilakukan perhitungan porositas total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE) berdasarkan histogram pada **Gambar 5** dan **Gambar 6**. Pada sumur JTNGR-1B memiliki hasil minimal PHIT 0.0177 poin, maksimal 0.45 poin serta rata-rata 0.215 poin. PHIE minimal 0.0001 poin, maksimal 0.45 poin dan rata-rata sebesar 0.1846 poin. Sumbu X

adalah nilai Gamma Ray (API) berkaitan dengan kandungan *shale* dan Sumbu Y adalah jumlah titik data (poin) pada masing-masing nilai GR yang menunjukkan distribusi frekuensi nilai GR. Data porositas sumur ini menunjukkan porositas total dan porositas efektif seperti dipaparkan pada **Tabel 1**. Tujuan dari mengetahui porositas dari kedua sumur tersebut untuk membantu menilai kualitas reservoir, menghitung volume fluida, serta memetakan zona produktif secara efisien.



Gambar 5. Histogram porositas total (PHIT) dari sumur JTNGR-1B



Gambar 6. Histogram porositas efektif (PHIE) dari sumur JTNGR-1B

Tabel 1. Nilai kualitas porositas reservoir (koesoemadinata,1980)

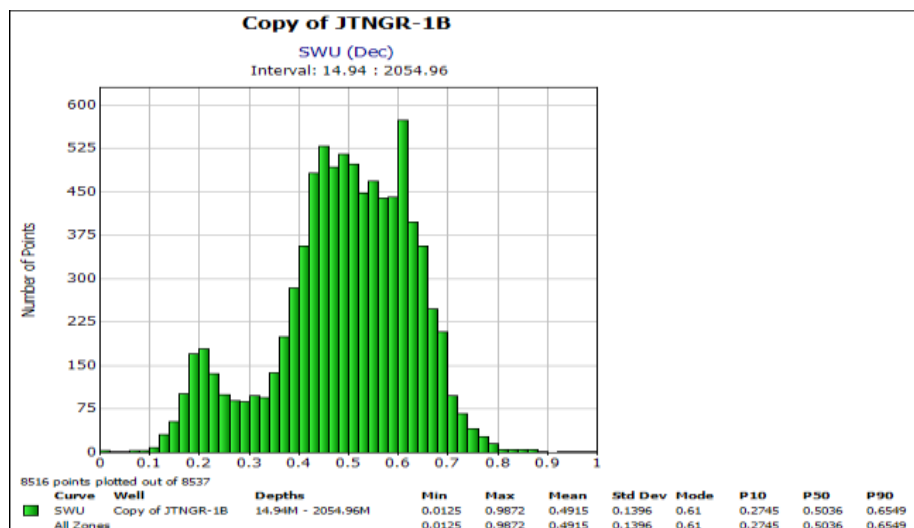
NILAI POROSITAS	SKALA
0 – 5%	Diabaikan (<i>negligible</i>)
5 – 10%	Buruk (<i>poor</i>)
10 – 15%	Cukup (<i>fair</i>)
15 – 20%	Baik (<i>good</i>)
20 – 25%	Sangat Baik (<i>very good</i>)
>25%	Istimewa (<i>excellent</i>)

E. Perhitungan saturasi

Pada perhitungan dan pembacaan saturasi ini bisa dilihat resistivitas dari *log Late-olog* (LLD, LLS) dan *Induction* (ILD, SFL). Perhitungan ini dilakukan agar dapat di ketahui seberapa banyak presentase kandungan air dalam pori-pori batuan, selain itu saturasi air merupakan salah satu pembacaan yang akan dipakai untuk perhitungan estimasi cadangan pada sumur tersebut.

Setelah dilakukan interpretasi logging pada saturasi air maka di dapat histogram pada sumur JTNGR -1B seperti ditunjukkan

pada **Gambar 7**, tampak bahwa minimal saturasi air sebesar 0.0125 poin dan maksimal sebesar 0.9872 poin. Nilai saturasi air rata-rata sebesar 0.4195 poin. Jika dilihat hasil saturasi air sumur ini terlihat bahwa saturasi air terbilang bagus dikarenakan dilihat dari rata-rata yang di dihasilkan saturasi air sumur sangat kecil pada histogram. Sumbu X Nilai Gamma Ray (API) berkaitan dengan kandungan *shale* dan Sumbu Y adalah jumlah titik data (poin) pada masing-masing nilai GR yang menunjukkan distribusi frekuensi nilai GR.

**Gambar 7. Histogram saturasi air dari sumur JTNGR-1B**

F. Cut Off

Analisis *cut off* bertujuan untuk memisahkan lapisan yang mengandung hidrokarbon dari lapisan non-produktif sehingga dapat di ketahui zona mana saja yang terind-

kasi hidrokarbon dan cocok untuk dijadikan zona produktif, kemudian agar dapat dilakukan perhitungan estimasi cadangan lebih akurat. Tanpa pembacaan *cut off* bisa terjadi overestimasi cadangan yaitu ikut terhitung-

nya zona non-produktif yang menyebabkan perhitungan estimasi hidrokarbon yang tidak tepat.

Terlihat pada Tabel 2 bahwa sumur JTNGR-1B memiliki 6 formasi yang terindikasi memiliki potensi yang bisa dijadikan

sebagai zona produktif namun hasil *cut off* ini belum bisa memastikan apakah zona tersebut cukup produktif, maka dari itu dibutuhkan data *net pay* dan *net to gross* sebagai validasi sekaligus sebagai data dukung perhitungan estimasi cadangan.

Tabel 2. Hasil *Cut Off* dari Sumur JTNGR-1B

NO	ZONE NAME	TOP	BOTTOM	MIN. HEIGHT	PHI/PHIE	SW/SWU	VCL/VSHGR
1	ALLUVIAL	15.2	72.39	0	≥ 0.1	≤ 0.693	≤ 0.5
2	CISUBUH	72.39	134.42	0	≥ 0.1	≤ 0.693	≤ 0.5
3	PARIGI	134.42	280.42	0	≥ 0.1	≤ 0.693	≤ 0.5
4	UPPER CIBULAKAN	280.42	1090.27	0	≥ 0.1	≤ 0.693	≤ 0.5
5	LOWER CIBULAKAN	1090.27	1740.71	0	≥ 0.1	≤ 0.693	≤ 0.5
6	JATIBARANG VOLCANIC	1740.71	2050.00	0	≥ 0.1	≤ 0.693	≤ 0.5

G. *Net Pay* dan *Net to Gross*

Setelah dilakukan perhitungan petrofisik yaitu besarnya volume *shale*, porositas dan saturasi air, selanjutnya ditentukan *net pay* dan *net to gross*. *Net pay* merupakan ketebalan zona reservoir yang asumsikan mengandung hidrokarbon, sebelum melakukan *net pay* terlebih dahulu harus ditentukan besarnya *cuff off* parameter reservoir (volume shale, porositas dan saturasi air).

Gross merupakan ketebalan dari seluruh zona reservoir dengan nilai parameter rata-rata yang telah dihitung sebelumnya berbeda dengan *net pay* merupakan ketebalan reservoir yang asumsikan mengandung hidrokarbon maka nilai ini didapatkan dengan mengeliminasi parameter yang dinggap tidak memenuhi *cut off* yang telah ditentukan sebelumnya pada masing-masing zona. Jika diketahui besarnya *gross* dan *net pay* maka dapat dihitung besarnya *net to gross* dari masing-masing zona. *Net to gross* ini adalah perbandingan antara *net pay* dan *gross* reservoir, semakin besar *net to gross* yang didapatkan maka semakin besar nilai *intial oil in place*

dan *intitial gas in place* didapatkan. Dari hasil perhitungan per zona dari sumur JTNGR-1B di dapat untuk zona Parigi didapat *net to gross* 79.6%, zona *Upper* Cibulakan didapat *net to gross* 59.1%, zona *Lower* Cibulakan didapat *net to gross* sebesar 41,8%.

Perhitungan OOIP pada sumur JTNGR-1B menggunakan metode volumetrik dengan menggunakan Pers. (1) yang mana digunakan untuk menghitung estimasi cadangan dari hidrokarbon berupa oil. Apabila diketahui *Volume Bulk* 36.747 Acre-feet dan *B_{oi}* sebesar 1.488 STB/bbls, maka didapatkan OOIP Parigi 42527.32089 STB, OOIP *Upper* Cibulakan 14463.48423 STB, dan OOIP *Lower* Cibulakan 7436.026951 STB. Perhitungan OOIP *all zone* sebesar 11158.47933 STB.

Setelah mendapatkan OOIP dari masing-masing zona dan juga OOIP *all zone*, untuk menghitung OOIP total maka dijumlahkan antara OOIP masing-masing zona dan OOIP *all zone*, maka didapatkan hasil OOIP dari sumur JTNGR-1B ini sebesar 53685.80 STB untuk zona Parigi, 25621.96 STB untuk zona *Upper* Cibulakan dan 18594.51 STB untuk

zona *Lower* Cibulakan. Maka jika di total keseluruhan maka pada sumur JTNGR-1B ini memiliki cadangan sebesar 97902.27 STB.

4. SIMPULAN

Melalui interpretasi data sumuran untuk menentukan zona produktif dan perhitungan cadangan menggunakan metode volumetrik pada blok DJS pada cekungan Bogor, didapatkan bahwa Sumur JTNGR-1B memiliki hidrokarbon minyak dengan jenis litologi dominan yaitu *sandstone*. Interpretasi data sumuran yang dilakukan untuk mendapatkan zona prospek menunjukkan bahwa terdapat 6 zona terindikasi menyimpan cadangan kemudian menggunakan eliminasi dari hasil *cut off* didapatkan hasil bahwa terdapat 3 zona yang produktif yaitu zona Parigi dengan OOIP sebesar 53685.80 STB, zona *Upper* Cibulakan dengan OOIP sebesar 25621.96 STB dan zona *Lower* Cibulakan dengan OOIP sebesar 18594.51 STB. Sedangkan total estimasi cadangan pada sumur JTNGR-1B yaitu sebesar 97902.27 STB.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Kusuma, M., Lepong, P., & Arifullah, E. (2023). Studi Karakteristik Reservoir Berdasarkan Data Petrofisika (Studi Kasus: Lapangan “X” Cekungan Sumatera Selatan). *Jurnal Geosains Kutai Basin*, 6(1), 2615–5176.
- [2] Pratama, A. K., & Dkk. (2018). Penentuan Zona Hidrokarbon Formasi Menggala Lapangan “A” Cekungan Sumatera Tengah Berdasarkan Analisis Petrofisik. *Padjajaran Geoscience Journal*, 2(4).
- [3] Asquith, G.B. and Gibson, C.R. (1982). *Basic Well Log Analysis for Geologists*. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Tulsa.
- [4] Praktinyo, S., Dewanto, O., Haerudin, N. (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* Vol 3 no 1.
- [5] Lamba, L., Iyan, H., Herutomo, D., Ilmi, N., Sunardi, E. (2021). *Geologi Bawah Permukaan Dan Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Dengan Metode Volumetrik Berdasarkan Interpretasi Data Seismik 2d Daerah Cekungan Tanimbar*. Vol. 5, No. 4, Agustus, i-ISSN: 2597-4033.
- [6] Aulia, M. R., Putranton, T. T., & Setyawan, R. (2020). Karakteristik Reservoir Berdasarkan Analisis Petrofisik Pada Formasi Baturaja, Lapangan Aulia, Cekungan Jawa Barat Utara. *Jurnal Geosains Dan Teknologi*, 3(1).
- [7] Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Porosity and Permeability. Petrophysics (Fourth Edition)*, 67-186. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803188-9.00003-6>
- [8] Lyaka, A. and Mulibo, G. (2018) Petrophysical Analysis of the Mpapai Well Logs in the East Pande Exploration Block, Southern Coast of Tanzania: Geological Implication on the Hydrocarbon Potential. *Open Journal of Geology*, 8, 781-802. doi: 10.4236/ojg.2018.88046.
- [9] Mheluka, J. and Mulibo, G. (2018). Petrophysical Analysis of the Mpera Well in the Exploration Block 7, Offshore Tanzania: Implication on Hydrocarbon Reservoir Rock Potential. *Open Journal of Geology*, 8, 803-818. doi: 10.4236/ojg.2018.88047.
- [10] Xu, Chicheng, Bayer, W. Sebastian, Wunderle, Marcus, and Abhishek Bansal. (2016). Normalizing Gamma-Ray Logs Acquired from a Mixture of Vertical and Horizontal Wells in the Haynesville Shale. *Petrophysics* 57 (2016): 638–643.

Daftar Simbol

<i>OOIP</i>	=	Original Oil in Place
<i>OGIP</i>	=	Original Gas in Place
<i>V_b</i>	=	Volume Bulk
Φ	=	Porositas
<i>S_w</i>	=	Saturasi Air
<i>N/G</i>	=	Net Sand to Gross
<i>B_{gi}</i>	=	Gas formation volume factor
<i>B_{oi}</i>	=	Oil formation volume factor
7758	=	Faktor konversi acre.ft ke barrels
43560	=	Faktor koenversi dari acre.ft ke cubic.ft
GR Log	=	<i>Gamma Ray Log</i>
GR Min	=	<i>Gamma Ray Minimum</i>
GR Max	=	<i>Gamma Ray Maksimum</i>
Φ_t	=	Porositas Total
Φ_e	=	Porositas Efektif
<i>V_{sh}</i>	=	Volume Shale
ρ_{log}	=	Nilai Densitas Pada <i>Log</i>
ρ_{ma}	=	Nilai Densitas Matriks
ρ_{fl}	=	Nilai Densitas Fluida
PHITsh	=	Porositas Total <i>Shale</i>
<i>R_t</i>	=	Resistivitas
<i>R_w</i>	=	Resistivitas air
<i>a</i>	=	Faktor tortuosity
<i>m</i>	=	Faktor sementasi