

ANALISIS INTERPRETASI DATA KUALITATIF DAN KUANTITATIF DATA *WELL LOGGING* UNTUK EVALUASI FORMASI PADA SUMUR X LAPANGAN Y

Daffa Pramudita¹, Bambang Yudho Suranta^{1*}, Purnomosidi¹

¹Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi Mineral Akamigas, Blora, Cepu, 58311

*E-mail: yudhosuranta@gmail.com

ABSTRAK

Interpretasi *well log* merupakan tahapan penting dalam evaluasi formasi untuk mengidentifikasi karakteristik batuan reservoir dan menentukan potensi hidrokarbon. Penelitian ini mengintegrasikan analisis kualitatif dan kuantitatif terhadap data Sumur X di Lapangan Y dengan tujuan mengetahui zona produktif dan sifat petrofisika utama. Analisis kualitatif digunakan untuk mengenali litologi, zona permeabel, serta indikasi fluida hidrokarbon melalui respon *log Gamma Ray (GR)*, *Resistivity (Rt)*, *Density (RHOB)*, dan *Neutron (NPHI)*. Selanjutnya, analisis kuantitatif dilakukan untuk menghitung parameter porositas efektif (Φ_e) dan saturasi air (S_w) berdasarkan hasil pengolahan data LAS menggunakan perangkat lunak analisis *well log* dan perhitungan tambahan melalui *spreadsheet*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa interval kedalaman 246–400 ft memiliki nilai porositas efektif antara 0,17–0,42 dan saturasi air antara 0,03–0,28, yang menunjukkan dominasi fluida non-konduktif seperti minyak. Nilai resistivitas yang tinggi dan respon GR yang rendah mengonfirmasi bahwa lapisan tersebut merupakan zona reservoir utama yang berpotensi produktif. Integrasi pendekatan kualitatif dan kuantitatif dalam penelitian ini memberikan hasil interpretasi yang lebih akurat dan komprehensif, serta dapat meningkatkan keandalan evaluasi formasi dalam penentuan potensi hidrokarbon.

Kata kunci: *Well Logging*, Hidrokarbon, Porositas, *Water Saturation*, *Payzone*, *Gammaray*, *Shale*, *Depth*

1. PENDAHULUAN

Well logging merupakan metode pencatatan berkesinambungan terhadap parameter fisik formasi batuan sepanjang lubang bor. Teknik ini memungkinkan ahli geologi dan petrofisika memahami kondisi bawah permukaan tanpa harus mengambil sampel batuan secara langsung. Data hasil *logging* diperoleh dengan cara menurunkan alat ukur (*sonde*) ke dalam sumur, yang kemudian merekam respon batuan terhadap stimulus tertentu seperti arus listrik, radiasi *gamma*, atau gelombang akustik [1]. Tujuan utama *well logging* adalah memperoleh informasi litologi, porositas, resistivitas, dan kejenuhan hidrokarbon. Data ini sangat penting dalam penentuan zona produktif dan estimasi cadangan minyak maupun gas bumi dalam suatu reservoir [2].

Salah satu metode yang umum digunakan adalah *wireline logging*, yaitu pencatatan log dengan cara menurunkan *sonde* ke dalam sumur hingga kedalaman tertentu kemudian menariknya secara konstan dan kontinu. Proses ini dilakukan segera setelah pengeboran selesai. Hasil pengukuran ditampilkan dalam bentuk kurva log dengan sumbu *vertikal* kedalaman dan sumbu *horizontal* berupa respon alat. Kurva log ini menjadi dasar dalam analisis litologi, fluida formasi, serta evaluasi zona reservoir [3].

Jenis log yang umum digunakan antara lain *Gamma Ray Log (GR)* untuk membedakan antara *shale* dan *non-shale*, *Spontaneous Potential Log (SP)* untuk mendeteksi lapisan permeabel, serta *Resistivity Log* untuk menentukan kejenuhan fluida. Selain itu, *Density Log*

(RHOB), *Neutron Log* (NPHI), dan *Sonic Log* (DT) digunakan dalam perhitungan porositas. Kombinasi log tersebut memberikan hasil interpretasi yang lebih akurat terhadap kondisi bawah permukaan [4].

Interpretasi *well log* dapat dilakukan secara kualitatif melalui analisis visual terhadap respon kurva. Misalnya, *crossover* antara *log neutron* dan *density* dapat mengindikasikan adanya hidrokarbon. Nilai rendah dan resistivitas tinggi juga menjadi indikasi zona *permeabel* yang mungkin mengandung minyak atau gas bumi. Analisis kualitatif memberikan gambaran awal terhadap zona prospektif sebelum dilakukan perhitungan kuantitatif [5]. Pendekatan kuantitatif menggunakan perhitungan matematis terhadap parameter petrofisika, seperti porositas, saturasi air (S_w), *formation factor*, serta estimasi *movable* dan *non-movable oil*. Analisis ini bertujuan untuk mendapatkan nilai numerik yang menggambarkan karakteristik fisik batuan dan fluida didalam pori-pori. Data *log resistivity*, *neutron*, *density*, dan *sonic* digunakan secara terpadu untuk menghitung parameter-parameter tersebut. Hasil interpretasi kuantitatif memberikan dasar dalam evaluasi formasi, terutama dalam menentukan zona produktif dan memperkirakan volume hidrokarbon yang dapat diproduksi. Integrasi antara analisis kualitatif dan kuantitatif menghasilkan gambaran yang lebih komprehensif mengenai karakterisasi reservoir [6].

Evaluasi reservoir dilakukan untuk menentukan kualitas dan produktivitas lapisan batuan. Parameter utama yang dievaluasi meliputi porositas efektif, saturasi fluida, dan ketebalan lapisan produktif. Data hasil log sering dikombinasikan dengan data inti (*core data*) dan uji sumur (*well test*) untuk meningkatkan akurasi interpretasi [7]. Analisis ini juga mencakup penentuan zona prospektif dan non-prospektif dengan menggunakan nilai ambang batas (*cut-off*) dari parameter petrofisika. Lapisan dengan porositas tinggi dan saturasi air rendah umumnya dianggap sebagai lapisan pembawa hidrokarbon. Hasil evaluasi reservoir kemudian digunakan untuk memperkirakan cadangan minyak dan gas bumi secara lebih realistis [8]. Untuk mendukung proses interpretasi, diperlukan data hasil logging yang tersimpan dalam format digital standar, yaitu *Log ASCII Standard* (LAS). Format LAS dikembangkan oleh *Canadian Well Logging Society* (CWLS) pada akhir 1980-an untuk memudahkan pertukaran data digital antara perusahaan, peneliti, maupun perangkat lunak analisis [8].

Dalam praktiknya, data LAS menjadi sumber utama dalam analisis kualitatif maupun kuantitatif. Peneliti dapat menampilkan kurva *triple combo log* (*Gamma Ray*, *Resistivity*, *Density*, *Neutron*) serta menghitung parameter petrofisika seperti porositas, saturasi air, hingga estimasi cadangan hidrokarbon [9].

Software berbasis Python digunakan untuk analisis dan visualisasi data *well log* dalam format LAS. Aplikasi ini mendukung *triple combo log* (*Gamma Ray*, *Resistivity*, *Density*, dan *Neutron*) serta perhitungan parameter petrofisika seperti porositas, saturasi air (S_w), dan *formation factor*. Kelebihannya terletak pada akses berbasis web yang ringan dan antarmuka interaktif, sehingga efektif digunakan dalam pembelajaran maupun penelitian interpretasi log [10]. Selain itu, *software* ini juga banyak digunakan di industri perminyakan untuk evaluasi formasi dan karakterisasi reservoir. Dilengkapi dengan fitur lengkap seperti koreksi lingkungan, analisis multi sumur, *crossplot* interaktif, serta penentuan zona produktif (*pay zone*), *software* ini memiliki keunggulan dalam kecepatan pengolahan dan ketelitian analisis, sehingga menjadi standar industri dalam interpretasi *well log* profesional [11].

Berdasarkan kemampuan analisis tersebut, penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi karakteristik lapisan bawah permukaan dan menentukan potensi zona penyimpanan minyak dan gas (reservoir). Data hasil well logging dikumpulkan, diolah, dan dianalisis menggunakan *software* petrofisika untuk mengevaluasi parameter utama seperti porositas dan saturasi air, sehingga diperoleh gambaran yang lebih menyeluruh terhadap kondisi geologi dan petrofisika formasi yang diteliti.

2. METODE

A. Pengumpulan Data

Data dalam format LAS diperoleh dari *Kansas Geological Survey*. Setelah itu dilakukan verifikasi terhadap struktur file untuk memastikan kelengkapan data serta kesesuaian formatnya. File LAS yang telah diverifikasi harus mengandung log utama yang dibutuhkan, yaitu *Gamma Ray*, *Resistivity*, *Density*, dan *Neutron*. Selanjutnya, data tersebut diimpor ke dalam *software* petrofisika untuk proses analisis dan interpretasi lebih lanjut.

B. Analisis Kualitatif

Pada tahap ini kurva *triple combo log* diamati visual untuk mengetahui litologi, zona permeabel, dan memperkirakan hidrokarbon secara visual. Analisis GR digunakan untuk mengetahui batas lapisan *shale* dan *non shale*. *Density* dan *Neutron* kurva dipetakan, *scanned*, dan dikomparasikan, dimana *crossover* akan memunculkan gas.

C. Analisis Kuantitatif

Setelah melakukan identifikasi pada zona prospektif setelah itu lakukan perhitungan parameter petrofisika yang meliputi:

- a. Porositas efektif (**e**) diperoleh dari kombinasi *Log density* dan *Log neutron*

Saturasi air diperoleh dari persamaan *Archie*:

$$S_w^n = \frac{aR_w}{\phi^m R_t} \quad (1)$$

Dengan nilai empiris tetap, yaitu $a = 1$, $m = 2$, dan $n = 2$, metode ini tergolong mudah dan tepat untuk batuan pasir yang bersih. Akan tetapi, tingkat ketelitiannya menurun jika kandungan serpihnya cukup banyak. [12]

- b. Saturasi hidrokarbon (**Sh**) ditentukan melalui persamaan:

$$Sh = 1 - Sw \quad (2)$$

Terlepas dari itu, persamaan *Archie* tidak memperhitungkan dampak shale pada konduktivitas listrik suatu formasi. Oleh karena itu, metode lain yang lebih efektif untuk digunakan, Misalnya metode *Simandoux* dan Metode Indonesia. Kedua metode ini berguna dalam memperbaiki hasil kalkulasi pada formasi yang memiliki kandungan *shale* sedang hingga tinggi. [13]

- c. Metode *Simandoux* dipakai untuk menghitung saturasi air pada formasi yang memiliki kandungan *shale* atau lempung konduktif. Cara ini memperbaiki kekurangan persamaan *Archie* dengan menyertakan efek *shale* pada resistivitas formasi. Persamaannya Adalah :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \frac{(1 - V_{(sh)a})}{\phi^m} \left(\frac{S_w^n}{R_w} \right) \quad (3)$$

Berikutnya, *Indonesian Method* dirancang khusus untuk kondisi formasi tropis yang kaya akan *shale*, seperti yang sering ditemukan di Asia Tenggara. Metode ini mempertimbangkan dua cara arus listrik dapat mengalir, yaitu melalui air formasi dan *shale* itu sendiri. Selain itu, metode ini juga memperhatikan bagaimana porositas (jumlah ruang kosong dalam batuan)

memengaruhi resistivitas (kemampuan batuan untuk menghambat arus listrik). Persamaannya adalah:

$$R_t = \left[\frac{1}{\left(a \cdot \frac{R_w}{\phi^m} \cdot S_w^n \right)} + \frac{V_s^{1.5}}{R_{sh}} \right]^{-1} \quad (4)$$

Metode ini memakai parameter yang sama dengan metode sebelumnya. Kelebihannya adalah kemampuannya menyesuaikan diri dengan kondisi formasi yang kompleks, seperti tingkat kejenuhan air dan kandungan *shale*. Karena itu, metode Indonesia sering dianggap paling cocok untuk wilayah dengan kondisi geologi seperti di Indonesia. [14]

Hasil perhitungan dari ketiga metode tersebut lalu dibandingkan. Tujuannya adalah untuk memastikan nilai saturasi air konsisten dan menentukan metode mana yang paling sesuai dengan kondisi litologi sumur yang diteliti.

D. Evaluasi Reservoir

Dari hasil perhitungan, kita bisa menentukan zona produktif dengan melihat porositas efektif, resistivitas yang tinggi, dan saturasi air yang rendah. Ada nilai batas yang dipakai untuk membedakan lapisan reservoir dan non reservoir. Lapisan yang porositasnya di atas 15% dan saturasi airnya di bawah 50% biasanya dianggap sebagai zona yang berpotensi mengandung hidrokarbon.

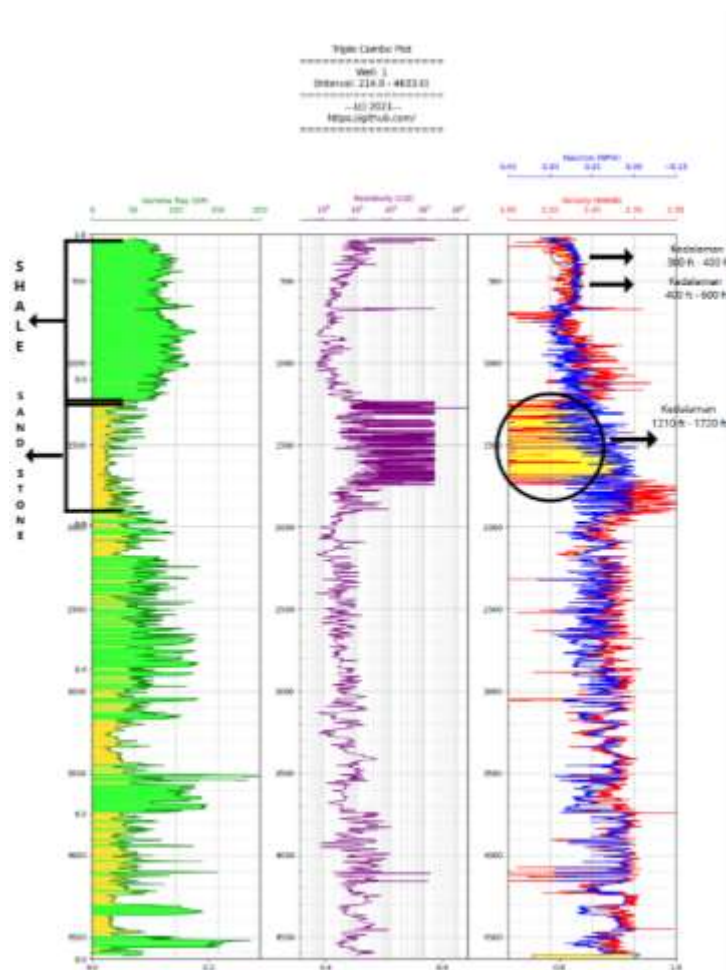
E. Validasi dan Interpretasi akhir

Untuk memastikan tingkat keakuratan hasil interpretasi, data yang telah dianalisis menggunakan *software* pertama dibandingkan dengan hasil perhitungan dari *software* pembanding. Tahapan ini bertujuan untuk menilai konsistensi nilai parameter petrofisika yang diperoleh dari kedua platform analisis. Selanjutnya, dilakukan proses validasi silang (*cross validation*) guna mengidentifikasi serta meminimalkan potensi kesalahan interpretasi yang mungkin timbul akibat gangguan data, efek lingkungan sumur, ataupun variasi alat pencatat.

3. PEMBAHASAN

A. Analisis Kualitatif Menggunakan Software

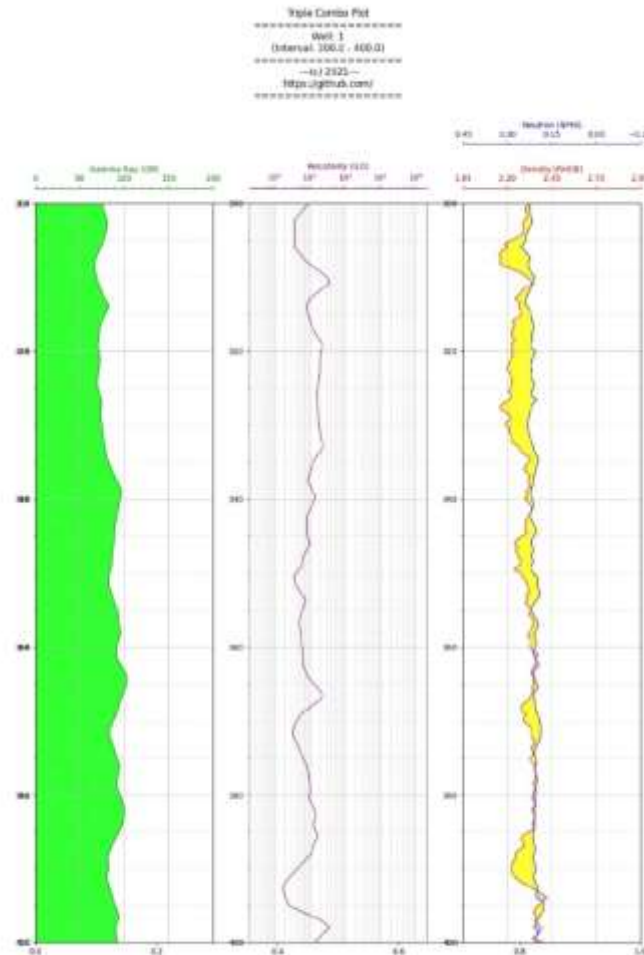
Analisis kualitatif memakai *software* dengan masukan data Log ASCII Standard (LAS) dari sumur X di Lapangan Y Data yang dianalisis yaitu *Gamma Ray* (GR), *Resistivity* (Rt), *Density* (RHOB), dan *Neutron* (NPHI) Tujuan dari tahapan ini adalah mengenali litologi, zona *permeable*, serta tanda keberadaan hidrokarbon dari respons kurva log. Hasil visualisasi ada di *Triple Combo Log* (Gambar 1. *Triple Log Hasil Software*), yang menampilkan variasi nilai GR, Rt, RHOB, dan NPHI sepanjang kedalaman sumur. Plot ini memperlihatkan perubahan nilai GR, Rt, RHOB, dan NPHI di kedalaman 214–4633 ft. Di kurva *Gamma Ray* (GR), warna hijau pekat berarti nilai GR tinggi (>100 API), yang menandakan lapisan *shale*. Warna kuning berarti nilai GR rendah (<75 API), yang mewakili batu pasir atau batu gamping. Perubahan dari hijau ke kuning menandakan transisi dari batuan non reservoir ke batuan reservoir yang mungkin mengandung minyak atau gas.



Gambar 1. Triple Combo Log Hasil Software

Kurva resistivitas (Rt) berwarna ungu menunjukkan kemampuan batuan menahan listrik. Nilai Rt yang tinggi menandakan ada fluida non konduktif seperti minyak atau gas, sedangkan Rt rendah menandakan area yang penuh air. Pada *track Density-Neutron*, kurva merah (RHOB) dan biru (NPHI) dipakai untuk melihat sifat fisik batuan dan jenis fluidanya. *Crossover* antara kedua kurva ini menunjukkan ada gas, karena densitas naik sementara *neutron* turun.

Berikut interpretasi visual yang menunjukkan adanya tiga zona yang mungkin mengandung hidrokarbon pada kedalaman 300–400 ft, 400–600 ft, dan 1210–1720 ft. Zona pertama dan kedua memiliki lapisan batupasir dengan resistivitas tinggi (R_t) antara 25–60 ohm:m dan *Gamma Ray* (GR) rendah, sekitar 45–75 API. Ini menandakan material pasir yang mudah menyerap cairan dan sedikit kandungan *shale*. Kombinasi ini diinterpretasikan sebagai zona minyak karena menunjukkan ciri khas lapisan reservoir dengan fluida non konduktif.



Gambar 2. *Triple Combo Plot* Kedalaman (300-400 ft)

Zona ketiga memiliki nilai GR sedang (sekitar 80–95 API) dan resistivitas lebih tinggi, mencapai 70 ohm·m, serta *crossover effect* yang jelas antara kurva *Density* dan *Neutron*. Pola ini menandakan adanya gas di dalam pori batuan. Kurva *Density* menunjukkan penurunan densitas karena adanya fluida dengan densitas rendah, sedangkan kurva *Neutron* menunjukkan penurunan karena berkurangnya hidrogen dalam gas.

Untuk memperjelas karakteristik lapisan produktif, visualisasi pada kedalaman 300–400 kaki diperbesar (lihat Gambar 2. *Triple Combo Plot* Kedalaman 300–400 ft). Lapisan ini dipilih karena data log menunjukkan respons yang sesuai, seperti nilai *Gamma Ray* (GR) rendah (45–70 API) yang menandakan batupasir, serta resistivitas (R_t) tinggi (25–60 ohm·m) yang menunjukkan adanya minyak. Selain itu, kurva *Density* (RHOB) dan *Neutron* (NPHI) sejajar tanpa

crossover yang berarti, memperkuat dugaan bahwa lapisan ini adalah reservoir minyak yang stabil.

Respon log yang relatif stabil dan bersih dari serpih pada lapisan ini memberikan contoh terbaik untuk menggambarkan pola umum reservoir minyak pada Sumur X. Dua lapisan lain, yaitu 400–600 ft dan 1210–1720 ft, tidak diperbesar karena terlalu tipis (ketebalan efektif $< \pm 20$ ft) dan data log berubah-ubah akibat perubahan jenis batuan yang cepat. Perubahan data log ini menunjukkan bahwa formasi tidak seragam dan ada peralihan antara zona yang mudah dilalui fluida dan zona yang sulit dilalui fluida di sekitarnya..

Oleh karena itu, rentang kedalaman 300–400 ft dijadikan patokan dalam analisis kualitatif karena menunjukkan kondisi *reservoir* yang stabil dan mudah dikenali secara visual. Hasil analisis ini menjadi dasar dalam pemilihan interval kedalaman yang akan ditinjau lebih lanjut pada tahap kuantitatif. Melalui interpretasi kualitatif ini, diperoleh pemahaman awal mengenai persebaran lapisan batuan, sifat permeabilitas, serta indikasi keberadaan fluida hidrokarbon pada sumur tersebut. Akan tetapi, untuk mengetahui secara pasti kemampuan lapisan tersebut dalam menyimpan dan menghantarkan hidrokarbon, diperlukan analisis lanjutan yang bersifat kuantitatif dan terukur. Oleh sebab itu, tahap selanjutnya difokuskan pada perhitungan parameter petrofisika utama yang berguna untuk menilai kualitas reservoir secara numerik dan lebih komprehensif.

B. Analisis Kuantitatif Petrofisika

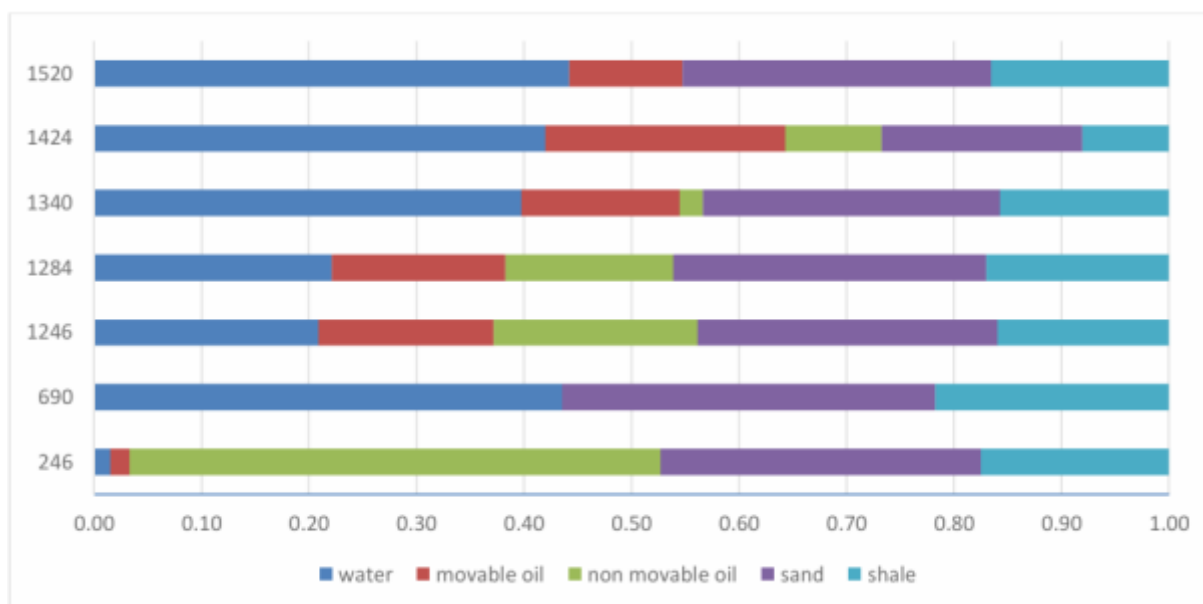
Setelah analisis kualitatif awal, langkah berikutnya adalah analisis kuantitatif untuk mengetahui karakteristik fisik reservoir secara numerik. Analisis ini bertujuan untuk menghitung parameter petrofisika utama seperti: porositas efektif (Φ_e), saturasi air (S_w), saturasi hidrokarbon (S_h), dan volume minyak bergerak. Perhitungan dilakukan dengan perangkat lunak, lalu diperiksa dengan *Microsoft Excel* untuk memastikan hasilnya akurat.

Table 1. Hasil Perhitungan Petrofisika Sumur X menggunakan Excel

<i>Properties</i>	<i>Shale content</i>	PHI_DEN	NPHI_SS	<i>Average (Φ_e)</i>	F	SW	Sxo	<i>S-oil (sh)</i>	<i>Movable</i>	<i>Non-movable</i>
246	33.22	0.240	0.292	0.425	5.53	0.0284	0.0353	0.9716	0.034	0.937
690	49.84	1.516	0.234	0.251	15.87	1.00	1.242	0.0000	0.000	0.000
1246	28.39	0.722	0.189	0.191	27.77	0.372	0.462	0.628	0.290	0.338
1284	31.45	0.632	0.196	0.156	41.66	0.410	0.509	0.590	0.300	0.290
1340	27.69	0.644	0.186	0.165	37.03	0.701	0.871	0.299	0.260	0.039
1424	11.00	0.732	0.013	0.138	52.50	0.573	0.712	0.427	0.304	0.123
1520	3020	0.745	0.183	0.065	236.68	0.807	1.000	0.193	0.193	0.000

Berdasarkan Tabel 1. Hasil Perhitungan Petrofisika Sumur X Menggunakan *Excel*, Terlihat adanya perbedaan nilai porositas, resistivitas, dan saturasi fluida pada beberapa interval kedalaman yang telah diidentifikasi. Zona pada kedalaman 246–400 ft memiliki porositas efektif tertinggi, yaitu 0.425, dan saturasi air terendah, yaitu 0.0284, jika dibandingkan dengan interval lainnya. Dengan nilai $S_h = 0.97$ dan *movable oil* sebesar 0.034, lapisan ini terindikasi sebagai zona minyak yang produktif. Sedangkan pada kedalaman 690 ft, nilai $S_w = 1.00$ menandakan bahwa lapisan tersebut jenuh air dan tidak berpotensi menghasilkan hidrokarbon.

Gambar 3. Grafik Hasil Perhitungan Excel menunjukkan visualisasi hasil perhitungan petrofisika, yang menggambarkan sebaran komponen fluida dan litologi yang dianalisis dengan *Excel*. Grafik batang horizontal ini menggunakan warna untuk membedakan jenis fluida dan batuan pada setiap kedalaman: biru untuk air (S_w), merah untuk minyak yang bergerak, hijau muda untuk minyak yang tidak bergerak, ungu untuk pasir, dan biru muda untuk lempung.



Gambar 3. Grafik Hasil Perhitungan Excel

Gambar 3. Grafik Hasil Perhitungan *Excel* menunjukkan bahwa di kedalaman 246–400 ft, warna merah dan hijau muda yang dominan menandakan lapisan yang punya kandungan minyak tinggi serta porositas yang bagus. Ini sesuai dengan nilai Φ_e yang tinggi dan S_w yang rendah. Sementara itu, di kedalaman 690 kaki, warna biru yang dominan menunjukkan lapisan yang penuh air dan tidak punya potensi. Di kedalaman yang lebih dalam (1246–1520 ft), proporsi warna mulai berubah-ubah. Ini menandakan ada perubahan dalam penyebaran minyak dan air, juga kenaikan kandungan *shale* yang bisa membuat permeabilitas batuan menurun.

Pola sebaran warna pada Gambar 3 memperlihatkan dengan jelas bagaimana fluida tersebar dan kualitas reservoir di tiap kedalaman. Makin banyak warna merah dan hijau, potensi hidrokarbon di lapisan itu makin tinggi. Analisis juga dilakukan untuk melihat hubungan antara porositas efektif (Φ_e) dan saturasi air (S_w) yang ada di Gambar 4 Hubungan Antara Porositas Efektif dan Saturasi Air. Hasil Log ini memperlihatkan hubungan yang berlawanan antara keduanya. Makin tinggi porositas, saturasi air makin rendah. Ini menunjukkan bahwa pori-pori besar di batuan lebih banyak diisi oleh fluida hidrokarbon dari pada air.

Untuk memahami relasi antara parameter petrofisika, analisis dilakukan pada korelasi antara porositas efektif (Φ_e) dan saturasi air (S_w) yang ditunjukkan pada Gambar 4. Hubungan Antara Porositas Efektif dan Saturasi air. Analisis ini dilakukan untuk melihat kecenderungan umum antara kemampuan batuan dalam menyimpan fluida dan kandungan air formasi agar interpretasi perhitungan menjadi lebih baik.

Penelitian juga meninjau kaitan antara porositas efektif (Φ_e) dan saturasi fluida terhadap keadaan reservoir. Kecenderungan ini sejalan dengan analisis kualitatif terdahulu yang menyatakan lapisan 300–400 ft sebagai zona minyak utama. Perbedaan antara hitungan otomatis dari *Software* dan hitungan manual *Excel* kurang dari 5%, menandakan hasil analisis dapat diandalkan. Kesamaan antara kedua cara ini memperkuat kebenaran hitungan dan menjadi dasar analisis lebih lanjut tentang sebaran fluida pada formasi. Secara umum, hasil analisis kuantitatif mendukung penafsiran terdahulu bahwa interval 246–400 ft adalah zona produktif utama di Sumur X, dengan ciri porositas tinggi, saturasi air rendah, dan saturasi hidrokarbon tinggi. Nilai-nilai ini menandakan potensi minyak yang dapat diproduksi dan menunjukkan kualitas reservoir yang baik.

Setelah mendapatkan parameter petrofisika utama, langkah selanjutnya yaitu menilai cara menghitung saturasi air dengan memakai beberapa pendekatan seperti *Archie*, *Simandoux*, dan

Indonesia Method. Tujuannya adalah mendapat hasil yang lebih tepat dalam menggambarkan keadaan fluida dan kejenuhan air pada formasi.



Gambar 4. Hubungan Antara Porositas Efektif dan Saturasi Air

C. Analisis *Water Saturation*

Analisis sebelumnya memperlihatkan bahwa interval 246–400 ft memiliki porositas yang tinggi, resistivitas besar, dan didominasi oleh hidrokarbon. Karena itu, area ini dianggap sebagai zona *reservoir* utama. Akan tetapi, untuk memastikan seberapa banyak lapisan ini berisi fluida formasi dan memvalidasi pembagian air formasi dan hidrokarbon, diperlukan analisis lebih lanjut pada nilai saturasi air. Setelah parameter petrofisika utama didapatkan, tahap berikutnya adalah menentukan cara menghitung saturasi air. Beberapa pendekatan yang bisa dipakai yaitu *Archie*, *Simandoux*, dan *Indonesia Method*. Tujuannya adalah agar hasil yang didapat lebih akurat dalam menggambarkan kondisi fluida dan tingkat kejenuhan air pada formasi. Dengan begitu, interpretasi kondisi *reservoir* juga menjadi lebih tepat.

Analisis kuantitatif saturasi air akan digunakan untuk mencari tahu berapa banyak air formasi yang mengisi pori-pori batuan. Nilai saturasi air (S_w) penting dalam menilai produktivitas *reservoir* karena berbanding terbalik dengan kandungan hidrokarbon. Kalau nilai S_w rendah, kemungkinan besar pori-pori batuan diisi oleh hidrokarbon seperti minyak atau gas.

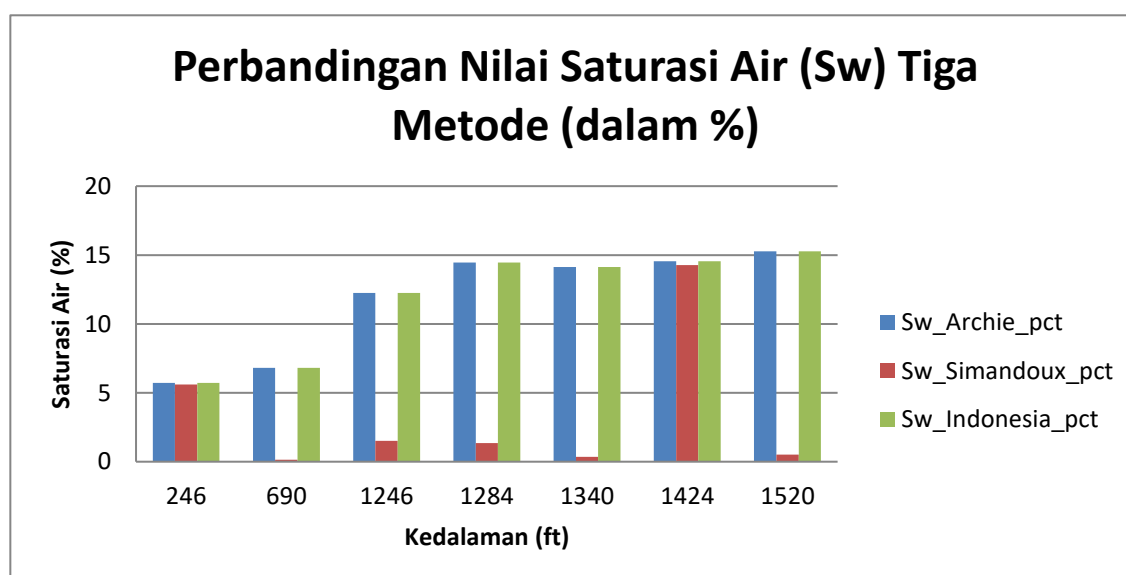
Perhitungan dilakukan pada interval kedalaman 246–1520 ft memakai tiga metode: *Archie*, *Simandoux*, dan *Indonesia Method*. Perhitungan ini mempertimbangkan pengaruh kandungan *shale* (V_{sh}) pada hasil. Parameter yang dipakai meliputi resistivitas total (R_t), resistivitas air formasi (R_w), resistivitas *shale* (R_{sh}), serta nilai porositas efektif (Φ_e). Nilai konstan $a = 1$, $m = 2$, dan $n = 2$ digunakan sesuai standar dalam persamaan *Archie*.

Dari Tabel 2. Hasil Perhitungan 3 Metode Saturasi, terlihat bahwa saturasi air meningkat seiring kedalaman. Pada kedalaman 246–400 ft, nilai S_w paling rendah (sekitar 0.028–0.40), menunjukkan lapisan didominasi oleh fluida hidrokarbon dan resistivitas tinggi. Sebaliknya, di kedalaman (>1200 ft), nilai S_w naik sampai 14–15%, menandakan lapisan dengan permeabilitas rendah dan kandungan air formasi dominan.

Tabel 2. Hasil Perhitungan 3 Metode Saturasi

Zona	Vsh	RT	RW	RSH	a	m	n	Por eff	Swindo	Swmandoux	Swarchie
246	33.22	0.257	0.257	1100	1	2	2	0.1745	5.73	5.604	5.73
690	49.84	0.257	0.257	1.8	1	2	2	0.1466	6.821	0.14	6.821
1246	28.395	0.257	0.257	11.3	1	2	2	0.0816	12.254	1.524	12.254
1284	31.45	0.257	0.257	11	1	2	2	0.0692	14.45	1.35	14.45
1340	27.69	0.257	0.257	2.5	1	2	2	0.0707249	14.139	0.351	14.139
1424	11	0.257	0.257	1100	1	2	2	0.06875655	14.543	14.247	14.543
1520	30.2	0.257	0.257	4	1	2	2	0.065457	15.277	0.514	15.277

Hasil ini cocok dengan kecenderungan porositas efektif (Φ_e), di mana porositas tinggi diikuti saturasi air yang rendah. Hubungan ini memperkuat analisis kualitatif sebelumnya yang menyebutkan interval 300–400 ft sebagai zona reservoir minyak utama. Untuk memperjelas hubungan antar metode, hasil perhitungan ditampilkan dalam grafik batang perbandingan nilai Sw pada setiap kedalaman (Gambar 5. Grafik Perbandingan 3 Metode Perhitungan Saturasi).

**Gambar 5 Grafik Perbandingan 3 Metode Saturasi**

Berdasarkan Gambar 5. Grafik Perbandingan 3 Metode Saturasi, Menampilkan perkembangan saturasi air dari ketiga metode. *Archie* cenderung memberi nilai Sw terendah pada lapisan pasir bersih, yang menandakan lapisan produktif kaya minyak. *Simandoux* menunjukkan nilai lebih tinggi pada lapisan dengan kandungan *shale* yang banyak, karena ia memper-timbangkan efek konduktivitas *shale*. Metode Indonesia memberi nilai Sw yang relatif tinggi pada lapisan dengan *shale* (>30%), yang menandakan sensitivitasnya terhadap perubahan kandungan *shale* (Vsh). Secara umum, hasil ketiga metode menunjukkan hasil yang sama, meski ada sedikit perbedaan karena pengaruh *shale* dan resistivitas formasi. Ini menunjukan pentingnya memakai lebih dari satu metode untuk memastikan interpretasi saturasi air yang akurat pada formasi kompleks.

Dari hasil analisis dan perbandingan, dapat disimpulkan bahwa metode perhitungan *Archie* paling cocok untuk formasi pasir bersih dengan *shale* rendah. *Simandoux* memberikan koreksi yang lebih baik untuk formasi dengan *shale* sedang. Sementara itu, metode Indonesia paling tepat untuk lapisan dengan *shale* tinggi dan litologi kompleks. Ketiga metode ini saling

melengkapi dan memberi gambaran lengkap tentang kondisi fluida formasi. Dengan demikian, interval 246–400 ft bisa dipastikan sebagai zona reservoir paling produktif, yang memiliki saturasi air rendah dan potensi hidrokarbon tinggi.

D. Evaluasi Reservoir

Dari perhitungan saturasi air memakai metode *Archie*, *Simandoux*, dan *Indonesia Method* di bagian sebelumnya, kita bisa melihat bagaimana fluida tersebar di berbagai kedalaman. Hasilnya menunjukkan bahwa porositas efektif (Φ_e) dan saturasi air (S_w) memiliki hubungan terbalik. Artinya, daerah dengan porositas tinggi biasanya punya saturasi air rendah dan kandungan hidrokarbon yang tinggi. Jadi, selanjutnya kita akan menilai kualitas zona yang paling berpotensi jadi reservoir produktif.

Supaya interpretasi lebih kuat, maka di gabungkan analisis dari parameter utama porositas efektif (Φ_e), saturasi air (S_w), dan resistivitas (R_t). Tiga parameter ini dipilih karena mereka mewakili sifat fisik utama dari batuan reservoir, seperti kemampuan menyimpan fluida, kandungan air formasi, dan jenis fluida yang ada di pori-pori batuan. Hasil evaluasi untuk setiap interval kedalaman bisa dilihat di Tabel 3.

Tabel 3. Hasil Evaluasi zona Produktif Sumur X

Kedalaman	Φ_e (Porositas Efektif)	S_w (Saturation Water)	R_t (Resistivitas)	Indikasi zona	Interpretasi
246-400	0.42-0.17	0.03-0.28	Tinggi	Minyak	Zona produktif utama, Porositas tinggi, S_w besar, Resistivitas besar
690-1246	0.25-0.19	0.37-1.00	Sedang	Dominan Air	Lapisan jenuh air, Permeabilitas turun, Porositas sedang
1284-1520	0.15-0.07	0.41-0.80	Rendah-Sedang	Campur	Lapisan <i>shale</i> dominan, Porositas rendah, Hidrokarbon lemah

Analisis Tabel 3. Hasil Evaluasi Zona Produktif Sumur X mengindikasikan bahwa interval 246–400 ft adalah zona reservoir yang paling baik. Porositas efektifnya tinggi sekitar 0.42, yang artinya ruang pori untuk menyimpan fluida cukup besar. Saturasi airnya rendah (0.03–0.28), menunjukkan bahwa pori-pori tersebut didominasi oleh hidrokarbon. Resistivitas tinggi mendukung interpretasi bahwa fluida yang ada adalah minyak atau gas. Sebaliknya, interval 690–1246 ft memiliki porositas yang lebih rendah dan saturasi air yang tinggi hingga 1.00. Ini menandakan lapisan tersebut jenuh air dan tidak berpotensi sebagai reservoir. Lebih dalam lagi, pada interval 1284–1520 ft, porositas mengecil dan resistivitas menurun, yang mengindikasikan keberadaan *shale* yang menghambat pergerakan fluida.

Secara keseluruhan, zona 246–400 ft menjadi lapisan reservoir paling menjanjikan di Sumur X. Keseimbangan antara porositas, resistivitas, dan saturasi air di zona ini, ditambah

indikasi keberadaan hidrokarbon yang kuat, menjadikannya target utama untuk pengembangan lapangan dan perkiraan potensi hidrokarbon di masa depan.

E. Validasi dan Interpretasi akhir

Table 4 Hasil Perhitungan *Cross Validation*

Kedalaman (ft)	Parameter	Excel	Software	Selisih(%)
246 ft	ϕ_e	0.425	0.417	1.88%
	Sw	0.0284	0.0291	2.46%
	Sh	0.9716	0.9709	0.07%
400 ft	ϕ_e	0.170	0.166	2.35%
	Sw	0.284	0.291	2.46%
	Sh	0.716	0.709	0.98%
690 ft	ϕ_e	0.0723	0.0705	2.48%
	Sw	1.000	1.000	0.00%
	Sh	0.000	0.000	0.00%
1246 ft	ϕ_e	0.035	0.034	2.85%
	Sw	0.141	0.147	4.25%
	Sh	0.859	0.853	0.70%

Perbandingan hasil perhitungan antara perangkat lunak dan Excel menunjukkan hasil yang setara. Perbedaan rata-rata parameter petrofisika seperti porositas efektif (Φ_e), saturasi air (Sw), dan saturasi hidrokarbon (Sh) berkisar antara 0–4%. Angka ini masih dapat diterima karena di bawah batas toleransi industri, yaitu di bawah 5%. Pada zona reservoir utama (246–400 ft), nilai Φ_e dan Sw hampir sama antara kedua platform. Ini mendukung interpretasi bahwa lapisan ini memiliki porositas tinggi dan saturasi air rendah. Di sisi lain, pada zona yang jenuh air seperti di kedalaman 690 ft, kedua metode tersebut menghasilkan nilai Sw = 1.0. Hal ini memperkuat indikasi bahwa lapisan tersebut tidak berpotensi. Secara garis besar, validasi silang ini membuktikan bahwa perhitungan petrofisika stabil. Tidak ada perbedaan yang signifikan antara perangkat analisis yang digunakan. Hasil interpretasi dapat diandalkan untuk evaluasi reservoir.

4. SIMPULAN

Setelah menganalisis data well log secara kualitatif dan kuantitatif dengan perangkat lunak beberapa poin penting dapat disimpulkan mengenai karakteristik petrofisika dan potensi hidrokarbon di formasi Sumur X, Lapangan Y adalah analisis kualitatif menunjukkan lapisan batupasir dengan nilai *Gamma Ray* rendah dan Resistivitas tinggi mungkin mengandung hidrokarbon. Kurva *Density* dan *Neutron* yang bersilangan memperkuat dugaan adanya gas atau minyak. Analisis kuantitatif menunjukkan bahwa porositas efektif (Φ_e) dan saturasi air (Sw) berbanding terbalik. Artinya, jika porositas tinggi, saturasi air rendah, dan hidrokarbon dominan dalam pori batuan.

Perbandingan metode perhitungan saturasi air *Archie*, *Simandoux*, dan *Indonesia Method* memberikan hasil yang berbeda, tergantung kondisi formasi. Metode Archie cocok untuk lapisan pasir bersih, *Simandoux* untuk lapisan dengan kandungan *shale* sedang, dan *Indonesia Method* untuk formasi kompleks dengan kandungan *shale* tinggi. Zona reservoir utama berada di interval 246–400 ft, dengan nilai Φ_e tinggi (0.42–0.17), Sw rendah (0.03–0.28), dan Rt tinggi.

Ini berarti minyak mendominasi pori batuan, sedangkan lapisan di bawahnya cenderung tidak produktif atau menjadi lapisan penutup.

Penggunaan perangkat lunak terbukti membantu dalam analisis petrofisika dan interpretasi data log. Kombinasi ini meningkatkan akurasi perhitungan, mempercepat analisis, dan membantu mengidentifikasi zona hidrokarbon yang berpotensi di dalam formasi. Hasil validasi silang antara perangkat lunak dan perhitungan Excel memperlihatkan pola serta nilai parameter petrofisika yang sejalan, terutama pada porositas, resistivitas, dan saturasi air. Selisih kecil yang muncul masih dapat ditoleransi dan tidak memengaruhi interpretasi utama. Keselarasan ini menegaskan bahwa hasil analisis dapat diandalkan, sekaligus mendukung kesimpulan bahwa interval 246–400 ft adalah zona reservoir dengan produktivitas tertinggi.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] W. Pan, “Improving multi-well petrophysical interpretation from well-log data,” *Geophysics*, vol. 88, no. 2, 2023.
- [2] H. Zhang, “Well logs reconstruction of petroleum energy exploration using petrophysical models of porosity, shale content and water saturation,” *Energy Reports*, vol. 10, 2024.
- [3] B. R. Mirghaed, “Enhanced petrophysical evaluation through machine learning in well-logging data,” *Scientific Reports*, vol. 14, 2024.
- [4] H. Xu et al., “Log interpretation of carbonate rocks based on deep learning algorithms,” *Petroleum Exploration and Development*, vol. 51, no. 4, 2024.
- [5] S. Aftab et al., “New interpretation approach of well logging data for geodynamic-influenced formations,” *Journal of Applied Geophysics*, vol. 220, 2023.
- [6] M. Bennis and C. Torres-Verdín, “Petrophysical interpretation of logging-while-drilling measurements in the presence of anisotropy and mud-filtrate invasion,” *Geophysics*, vol. 88, no. 6, 2023.
- [7] S. Ahmed and H. Ali, “Qualitative and quantitative analysis of well log data for reservoir characterization,” *Journal of Energy Resources Technology*, vol. 142, no. 11, 2020.
- [8] A. F. Wicaksono and R. D. Suryanto, “Development of VyatraLog: Python-based application for well log visualization and petrophysical analysis,” *Indonesian Journal of Applied Geoscience*, vol. 9, no. 4, 2023.
- [9] Canadian Well Logging Society (CWLS), *Log ASCII Standard (LAS) Version 3.0 Technical Specification*, Calgary, Canada, 2019.
- [10] J. Zhao, Y. Wang, and X. Liu, “Development of a Python-based software for digital well log analysis and visualization,” *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 12, no. 8, pp. 3051–3064, 2022.
- [11] M. Bennis and C. Torres-Verdín, “Petrophysical interpretation of logging-while-drilling measurements in the presence of anisotropy and mud-filtrate invasion,” *Geophysics*, vol. 88, no. 6, 2023.
- [12] H. S. Al-Rawi, A. Al-Shuhail, and M. Al-Jaberi, “Evaluation of Archie’s equation parameters for carbonate reservoirs using modern logging tools,” *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 11, no. 12, 2021.
- [13] D. Luo, Y. Liu, and L. Zhang, “Application of the Simandoux model for shale-bearing formations in unconventional reservoirs,” *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 99, 2022.
- [14] R. Pratama and A. Nugroho, “Optimization of Indonesia Equation for petrophysical interpretation in shaly sand formations,” *Indonesian Journal of Geoscience*, vol. 10, no. 3, 2023.

Daftar Simbol

ϕ_e	=	Rata-rata Porositas
S_w	=	Saturasi air

n	=	menggambarkan pengaruh saturasi air terhadap resistivitas formasi, biasanya bernilai 2.
a	=	Faktor bentuk yang merepresentasikan jalur aliran listrik di dalam pori batuan, biasanya bernilai 1.
R_w	=	Resistivitas air formasi (ohm·m).
m	=	Parameter yang menggambarkan hubungan antara porositas dan resistivitas batuan, umumnya bernilai 2.
R_t	=	Resistivitas aktual dari lapisan formasi (ohm·m).
V_{sh}	=	<i>Volume of Shale</i> (fraksi kandungan shale/lempung dalam formasi).
R_{sh}	=	<i>Resistivity of Shale</i> (resistivitas lapisan shale (ohm·m))
Sh	=	<i>Hydrocarbon Saturation</i> (kejenuhan hidrokarbon dalam pori batuan.)