Jurnal Eksplorasi dan Produksi Migas
Volume 4, No. 2, Juli 2026
ISSN 3025-4426

IDENTIFIKASI KANDIDAT RESERVOIR LOW RESISTIVITY LOW CONTRAST MENGGUNAKAN MODEL ARCHIE DAN SIMANDOUX

Brilyan Rizki Ramadhan[1], Arif Rahutama[1*], Sulistiyono[2]
[1]Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jl. Gajah Mada 38, Cepu, Jawa Tengah, 58315, Indonesia
[2]Teknologi Geologi, Politeknik Energi dan Pertambangan Bandung, Jl. Jend. Sudirman No. 623, Bandung, Jawa Barat, Indonesia
**E-mail*: arif.rahutama@esdm.go.id

ABSTRAK

Reservoir dengan resistivitas rendah dan kontras rendah terhadap zona air (*low resistivity low contrast*, LRLC) berpotensi terlewat dalam interpretasi log konvensional. Penelitian ini mengidentifikasi interval kandidat reservoir LRLC pada dua sumur log publik di North Slope, Alaska, yaitu Walakpa-2 (WA2, batupasir bersih) dan Lisburne-1 (LI1, litologi campuran chert-serpih-batugamping), serta membandingkan model saturasi air Archie dan Simandoux. Volume shale dihitung dari indeks gamma ray dengan koreksi Larionov, porositas efektif dari porositas densitas-neutron yang terkoreksi shale, dan resistivitas air formasi dari Pickett plot. Pada zona target WA2 (volume shale rata-rata 3,9%) dan LI1 (18,2%), saturasi air (Sw) rata-rata masih tinggi (di atas 0,84) dan *net pay* sangat kecil, yaitu 0 ft pada WA2 serta 0,5 ft (Archie) dan 1,0 ft (Simandoux) dari 85 ft pada LI1. *Net pay* seluruh interval analisis (1,5 ft pada WA2; 4,0–5,5 ft pada LI1) sebagian besar berada di luar zona target. Analisis sensitivitas menunjukkan *net pay* seluruh interval LI1 berubah dari 2,5 hingga 27,0 ft akibat variasi m, n, Rw, dan *cutoff* Sw, sehingga selisih kedua model tidak stabil. Hasil ini bersifat indikatif berbasis log tanpa validasi *core*, *drill stem test*, atau uji produksi, sehingga bukan konfirmasi keberadaan hidrokarbon.

Kata kunci: Archie, *Low resistivity low contrast*, Saturasi air, Simandoux, Volume shale

ABSTRACT

Reservoirs with low resistivity and low contrast against water-bearing zones (LRLC) can be overlooked in conventional log interpretation. This study identifies candidate LRLC intervals in two public wells from the North Slope, Alaska: Walakpa-2 (WA2, clean sandstone) and Lisburne-1 (LI1, mixed chert-shale-limestone lithology), and compares the Archie and Simandoux water saturation models. Shale volume was derived from the gamma-ray index with the Larionov correction, effective porosity from shale-corrected density-neutron porosity, and formation water resistivity from a Pickett plot. In the target zones of WA2 (mean shale volume 3.9%) and LI1 (18.2%), mean water saturation (Sw) remains high (above 0.84) and net pay is very small: 0 ft in WA2, and 0.5 ft (Archie) and 1.0 ft (Simandoux) out of 85 ft in LI1. Net pay over the full analysed interval (1.5 ft in WA2; 4.0-5.5 ft in LI1) lies mostly outside the target zones. Sensitivity analysis shows that full-interval net pay in LI1 varies from 2.5 to 27.0 ft with changes in m, n, Rw, and the Sw cutoff, so the difference between the two models is unstable. The results are indicative, log-based, and lack core, drill stem test, or production validation; they are not a confirmation of hydrocarbons.

Keywords: Archie, Low resistivity low contrast, Simandoux, Volume shale, Water saturation

1. PENDAHULUAN

Evaluasi formasi berbasis log sumur merupakan metode utama dalam menentukan keberadaan dan kualitas reservoir hidrokabon secara kuantitatif. Interpretasi konvensional umumnya mengandalkan kontras resistivitas yang tegas antara zona hidrokarbon dan zona air untuk menentukan batas *pay zone*. Namun, pada kondisi tertentu, reservoir yang sesungguhnya mengandung hidrokarbon dapat menunjukkan resistivitas yang rendah dan tidak menunjukkan kontras yang jelas terhadap zona air di sekitarnya, sebuah fenomena yang dikenal sebagai LRLC [1], [2]. Reservoir bertipe LRLC berisiko tinggi terlewat atau salah diinterpretasikan sebagai zona non-produktif apabila hanya mengandalkan *cutoff* resistivitas konvensional, sehingga berpotensi menyebabkan hilangnya cadangan hidrokarbon yang sebenarnya dapat diproduksikan.

Fenomena LRLC dapat disebabkan oleh berbagai faktor yang saling berkaitan, meliputi faktor geologi, petrofisika, mineralogi, dan fluida reservoir. Dari sisi petrofisika, keberadaan mikroporositas dan luas permukaan butir yang besar menyebabkan saturasi air *irreducible* yang tinggi meskipun reservoir mengandung hidrokarbon, sebagaimana diamati pada reservoir karbonat mikroporous di Cekungan Rub Al Khali [3]. Dari sisi mineralogi, keberadaan mineral konduktif seperti pirit serta mineral lempung tertentu dapat menurunkan resistivitas terukur secara signifikan tanpa mencerminkan peningkatan saturasi air yang sesungguhnya, sebagaimana didokumentasikan pada zona minyak resistivitas rendah di Sudan [4]. Dari sisi geologi, redefinisi *cutoff* resistivitas dari log konvensional diperlukan pada reservoir dengan laminasi atau heterogenitas litologi di bawah resolusi vertikal alat log, seperti pada Formasi Enping, Cekungan Pearl River Mouth, Tiongkok Selatan [5]. Selain itu, air formasi yang bersifat lebih tawar dari perkiraan turut memperkecil kontras resistivitas antara zona hidrokarbon dan zona air, sebagaimana dilaporkan pada reservoir minyak kontras rendah di Lapangan Daqing, Tiongkok [6].

Berbagai studi kasus di dunia telah mendokumentasikan keberadaan reservoir LRLC pada berbagai tatanan geologi. Pada reservoir gas dangkal di Tiongkok, mekanisme genesis lapisan gas berkontras rendah dievaluasi melalui pendekatan logging terintegrasi [7]. Metode inversi radial berbasis kombinasi *nuclear magnetic resonance* dan resistivitas turut dikembangkan untuk aplikasi pada reservoir berkontras rendah [8]. Sementara itu, karakterisasi reservoir dan penentuan *rock type* pada Formasi Abu Madi, Delta Nil, Mesir, menunjukkan kompleksitas litologi yang berkontribusi pada karakter resistivitas rendah pada zona gas [9]. Studi-studi ini menunjukkan bahwa reservoir LRLC merupakan tantangan global dalam evaluasi formasi, bukan kasus regional yang terisolasi.

Salah satu pendekatan untuk mengatasi tantangan LRLC adalah penggunaan model saturasi air yang lebih representatif dibandingkan dengan model Archie konvensional, yang mengasumsikan batuan bersifat bersih tanpa kontribusi konduktivitas dari mineral lempung [10]. Estimasi resistivitas air formasi yang akurat, misalnya melalui pendekatan Pickett plot pada studi karakterisasi reservoir gas di Delta Nil [11], turut menjadi prasyarat penting sebelum model saturasi air diterapkan. Penentuan *cutoff net pay* yang terintegrasi dengan parameter petrofisika turut dikembangkan pada reservoir batupasir ketat di Cekungan Ordos, Tiongkok [12]. Meskipun demikian, perbandingan sistematis antara model Archie dan model *shaly-sand* seperti Simandoux pada data log aktual dengan variasi kandungan shale yang berbeda masih perlu terus dilakukan untuk menilai signifikansi praktis dari perbedaan keduanya terhadap estimasi *net pay*, sebagaimana pernah diteliti pada reservoir *shaly sand* di Delta Niger, Nigeria [13].

Rumusan masalah penelitian ini adalah seberapa besar perbedaan estimasi saturasi air dan *net pay* antara model Archie dan Simandoux pada dua sumur dengan kandungan shale berbeda, dan seberapa sensitif hasil tersebut terhadap parameter m, n, Rw, dan *cutoff* Sw.

Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi karakteristik interval yang berpotensi

LRLC (kandidat reservoir LRLC) pada dua sumur log publik dengan litologi berbeda. Kedua untuk menerapkan alur kerja analisis petrofisika meliputi volume shale, porositas efektif, dan estimasi resistivitas air formasi. Ketiga untuk membandingkan performa model saturasi air Archie dan Simandoux serta dampaknya terhadap estimasi *net pay* pada kedua sumur tersebut. Keempat untuk menguji sensitivitas hasil terhadap parameter m, n, Rw, dan *cutoff* Sw. Perbandingan dilakukan pada dua sumur dengan karakter litologi kontras, yaitu sumur dengan batupasir bersih dan sumur dengan litologi campuran berkadar shale lebih tinggi, untuk mengevaluasi apakah perbedaan hasil antara model Archie dan Simandoux menjadi lebih nyata pada formasi dengan kandungan shale yang lebih tinggi.

2. METODE

A. Data Penelitian

Data yang digunakan pada penelitian ini merupakan data log sumur publik (*open-source*) dari wilayah North Slope, Alaska, Amerika Serikat, yang diperoleh dari arsip *Alaska Oil and Gas Conservation Commission* (AOGCC) dalam format Log ASCII Standard (LAS) [14]. Sumur pertama, Walakpa-2 (UWI 50-023-20019), selanjutnya disebut WA2, menembus Formasi Kingak Shale dengan kurva yang tersedia meliputi *Spontaneous Potential* (SP), *Gamma Ray* (GR), Caliper (CALI), resistivitas *Micro Spherically Focused Log* (MSFL), *Laterolog Deep* dan *Shallow* (LLD, LLS), *Bulk Density* (RHOB), *Neutron Porosity* (NPHI), dan *Sonic Transit Time* (DT), pada interval 98–4360 ft dengan resolusi 0,5 ft.

Sumur kedua, Lisburne-1 (UWI 50-137-20003), selanjutnya disebut LI1, memiliki kedalaman total 17.100 ft dengan kurva GR, SP, CALI, resistivitas *Induction Log* (ILM, ILD) pada interval dangkal-menengah dan Laterolog (LLD, LLS) pada interval dalam, RHOB, NPHI, dan DT. Berdasarkan data stratigrafi resmi *United States Geological Survey* (USGS) *Professional Paper* 1599 untuk sumur ini [15], zona target (3452,5–3537,5 ft) berada pada Formasi Otuk, Etivluk Group berumur Trias-Jura, yang tersusun atas litologi campuran chert, serpih, batulanau, dengan lensa batugamping bersilika. Formasi Lisburne Group yang menjadi asal nama sumur ini ditemukan lebih dalam (7550–17100 ft) akibat pengulangan stratigrafi oleh sesar naik dan menunjukkan resistivitas sangat tinggi yang tidak mencerminkan karakter LRLC, sehingga tidak dianalisis. Kompleksitas litologi Formasi Otuk konsisten dengan karakter LRLC yang umumnya dijumpai pada formasi dengan heterogenitas mineralogi, sebagaimana diamati pada evaluasi volume shale dan porositas efektif di Delta Niger, Nigeria, dengan metode Larionov dan Archie [16]. Seluruh kedalaman merupakan Measured Depth (MD) sesuai berkas LAS asli. Rt diambil dari kurva LLD pada WA2, sedangkan pada LI1 dari kurva ILD dan, bila kosong, dari LLD. Kurva CALI WA2 di zona analisis berkisar 8,1–8,6 in (mata bor 8,5 in), sedangkan pada LI1 hampir konstan di sekitar 20,7 in pada 3400–3600 ft, jauh di atas ukuran mata bor 17,5 in, yang mengindikasikan lubang bor membesar (*washout*) atau kaliper mencapai batas bukaan maksimum; koreksi lubang bor tidak diterapkan sehingga kualitas RHOB, NPHI, dan resistivitas LI1 perlu dipandang dengan hati-hati.

B. Alur Kerja Analisis

Alur kerja analisis petrofisika yang diterapkan meliputi tahapan berikut secara berurutan: (1) *quality control* data log dan penanganan nilai null; (2) perhitungan volume shale; (3) perhitungan porositas densitas, neutron, dan porositas efektif terkoreksi shale; (4) estimasi resistivitas air formasi melalui pendekatan Pickett plot; (5) perhitungan saturasi air dengan model Archie dan Simandoux; dan (6) penentuan *net pay* berdasarkan *cutoff* parameter reservoir. Seluruh perhitungan dilakukan menggunakan bahasa pemrograman Python dengan pustaka lasio untuk pembacaan berkas LAS serta pandas, numpy, dan matplotlib untuk pengolahan data dan visualisasi, mengikuti pendekatan *computational petrophysics* yang transparan dan dapat direproduksi. Diagram alur kerja analisis ini disajikan pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alur Kerja Analisis Petrofisika

C. Volume Shale

Indeks gamma ray (IGR) dihitung menggunakan Pers. (1) [17]:

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

dengan GRmin dan GRmax masing-masing diambil dari persentil ke-3 dan ke-97 pada interval analisis untuk menghindari pengaruh nilai ekstrem. Mengingat kedua formasi tergolong batuan pra-Tersier, koreksi non-linear Larionov untuk batuan tua [17] diterapkan untuk mengonversi IGR menjadi volume shale (Vsh), sebagaimana Pers. (2) [17]:

$$Vsh = 0{,}33(2^{2 \cdot IGR} - 1) \quad (2)$$

D. Porositas Efektif

Porositas densitas (φD) dihitung dari log RHOB menggunakan Pers. (3):

$$\varphi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3)$$

dengan densitas matriks (ρma) sebesar 2,65 g/cc (sandstone) untuk Walakpa-2 dan 2,71 g/cc (limestone) untuk Lisburne-1, nilai yang ditentukan melalui crossplot neutron-densitas pada masing-masing sumur, serta densitas fluida filtrat lumpur (ρf) 1,05 g/cc dan 1,0 g/cc secara berurutan. Porositas neutron (φN) diperoleh langsung dari log NPHI, dan porositas total (φT) merupakan rata-rata φD dan φN. Porositas efektif (φE) diperoleh melalui koreksi shale menggunakan Pers. (4):

$$\varphi_E = \varphi_T - Vsh \cdot \varphi_{T,sh} \quad (4)$$

dengan φT,sh adalah porositas total pada titik referensi serpih murni di masing-masing sumur.

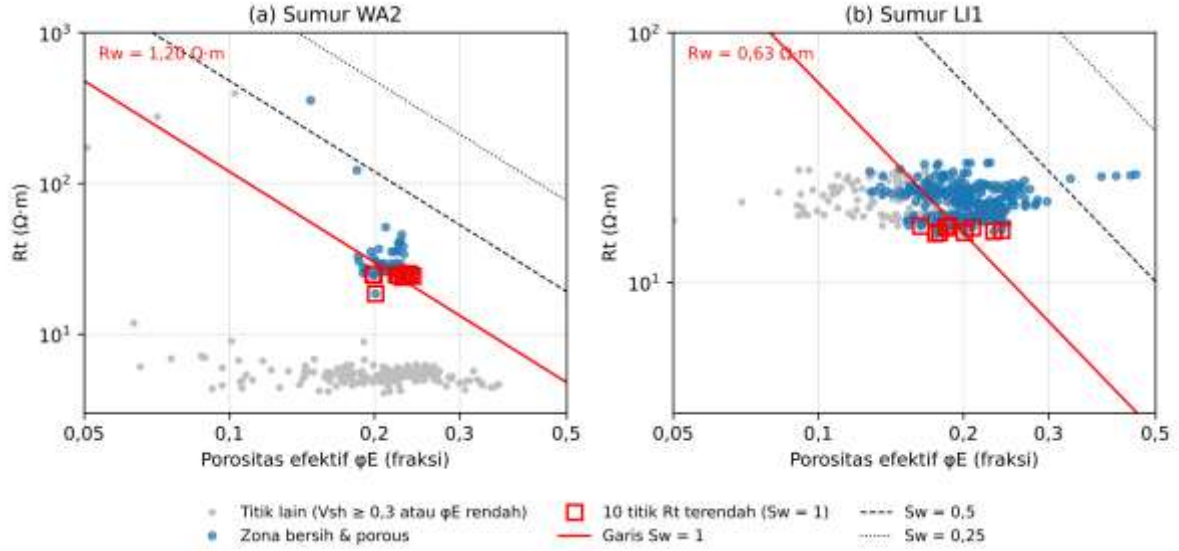
E. Estimasi Resistivitas Air Formasi (Rw)

Nilai Rw diestimasi menggunakan pendekatan Pickett plot [18], yaitu memplot resistivitas (Rt) terhadap porositas efektif pada skala logaritmik (Gambar 2) untuk titik data pada zona bersih (Vsh < 0,3) dan porous dengan resistivitas terendah, yang diasumsikan bersaturasi air 100%. Batas porositas efektif untuk zona porous ditetapkan φE > 0,12 pada WA2 dan φE > 0,10 pada LI1, menyesuaikan sebaran porositas masing-masing sumur. Pemilihan titik resistivitas terendah mengikuti logika Pickett plot, yaitu bahwa pada zona bersih dan berporositas baik titik-titik tersebut paling mendekati kondisi tersaturasi air sehingga Rt mendekati resistivitas zona basah (Ro).

Jumlah titik ditetapkan sepuluh (setara 5 ft pada resolusi 0,5 ft) agar estimasi tidak ditentukan oleh satu titik tunggal. Uji sensitivitas terhadap jumlah titik menunjukkan Rw stabil pada 10–20 titik (WA2 1,20–1,22 ohm.m; LI1 0,63 ohm.m), sedangkan pada 1–5 titik hasilnya tidak stabil (LI1 0,48–0,68 ohm.m dengan net pay Archie 2,5–15,5 ft), sehingga sepuluh titik dipilih sebagai jumlah paling sedikit yang sudah menstabilkan estimasi. Asumsi ini belum tentu sepenuhnya terpenuhi pada interval kandidat LRLC; apabila titik terpilih sebenarnya mengandung hidrokarbon, Rw akan terestimasi terlalu besar dan Sw cenderung terestimasi terlalu tinggi. Dengan demikian Rw yang diperoleh merupakan estimasi awal yang berpengaruh langsung terhadap Sw dan *net pay*. Nilai Rw dihitung dari rata-rata sepuluh titik data tersebut menggunakan Pers. (5) [18] dengan asumsi Sw = 1:

$$Rw = \frac{Rt \cdot \varphi_E{}^m}{a} \quad (5)$$

dengan konstanta Archie a = 1 dan m = 2. Melalui pendekatan ini diperoleh Rw sebesar 1,20 ohm.m untuk Walakpa-2 dan 0,63 ohm.m untuk Lisburne-1, yang masing-masing diterapkan secara konsisten pada kedua model saturasi air di sumur yang bersangkutan. Nilai a = 1, m = 2, dan n = 2 digunakan sebagai asumsi awal yang lazim untuk batupasir terkonsolidasi karena tidak tersedia data *core* (analisis kelistrikan batuan) untuk kalibrasi pada kedua sumur. Nilai tersebut belum tentu mewakili litologi campuran pada LI1, sehingga Sw dan *net pay* yang dilaporkan sensitif terhadap pilihan parameter ini. Sepuluh titik terpilih berada pada kedalaman 2603–2629,5 ft di WA2 dan 3497,5–3506 ft di LI1 (Gambar 2), yaitu di dalam zona target itu sendiri, sehingga Sw di sekitar titik-titik tersebut mendekati 1 secara konstruksi dan Sw zona target cenderung terestimasi tinggi. Sebagai pembanding, Rw dari titik bersih di luar zona target dibahas pada Bagian 3.D.



Gambar 2. Pickett Plot (Rt terhadap φE) pada Interval Analisis: (a) WA2, (b) LI1

F. Saturasi Air (Sw)

Model Archie [19] dihitung menggunakan Pers. (6) [19]:

$$Sw = \left[\frac{a \cdot Rw}{\varphi_E{}^m \cdot Rt}\right]^{\frac{1}{n}} \quad (6)$$

dengan n = 2 (eksponen saturasi).

Model Archie pada dasarnya dikembangkan untuk formasi bersih (*clean sand*) tanpa kontribusi konduktivitas dari mineral lempung, sehingga penerapannya pada formasi dengan kandungan shale signifikan berpotensi menyimpang dari kondisi sesungguhnya. Model Simandoux [20] dikembangkan khusus untuk mengakomodasi kondisi tersebut dengan menambahkan suku konduktivitas shale ke dalam persamaan, sehingga secara teoretis lebih sesuai diterapkan pada formasi *shaly sand* seperti yang dijumpai pada kedua sumur penelitian ini, terutama LI1. Kedua model diterapkan secara bersamaan pada penelitian ini untuk menguji apakah perbedaan keduanya bersifat signifikan secara praktis atau dapat diabaikan, dengan menyelesaikan persamaan kuadrat pada Pers. (7) [20]:

$$\frac{\varphi_E{}^m}{a \cdot Rw} Sw^2 + \frac{Vsh}{Rsh} \cdot Sw - \frac{1}{Rt} = 0 \quad (7)$$

dengan Rsh adalah resistivitas rata-rata pada zona serpih murni di masing-masing sumur (11,32 ohm.m untuk Walakpa-2 dan 16,99 ohm.m untuk Lisburne-1). Pers. (7) memuat eksponen saturasi n = 2 secara implisit, sehingga variasi n pada analisis sensitivitas hanya berpengaruh pada model Archie.

G. Penentuan Net Pay

Penentuan *net pay* menggunakan *cutoff* konvensional untuk reservoir klastik, yaitu

Vsh ≤ 0,4, φE ≥ 0,10, dan Sw ≤ 0,6 [12]. *Cutoff* Sw 0,6 dipilih sebagai batas praktis yang umum diterapkan pada evaluasi *net pay* reservoir konvensional. *Cutoff* yang identik diterapkan pada Sw Archie maupun Simandoux, dan satu set *cutoff* dipakai untuk kedua sumur secara sengaja agar perbedaan hasil dapat dikaitkan dengan model saturasi air, bukan kriteria. Ketebalan *net pay* dihitung sebagai jumlah interval yang memenuhi ketiga kriteria secara bersamaan, dikalikan resolusi data (0,5 ft). Namun, *cutoff* konvensional ini belum tentu optimal untuk litologi campuran chert-serpih-batugamping pada LI1, dan tanpa kalibrasi *core* atau uji produksi, *net pay* yang dilaporkan dibaca sebagai hasil skrining berbasis log. *Net pay* dilaporkan pada zona target (28,5 ft pada WA2 dan 85 ft pada LI1) sebagai angka utama, dan seluruh interval analisis (140 ft dan 200 ft) sebagai pembanding.

H. Pendekatan Studi Kasus Dua Sumur

Penelitian ini menggunakan pendekatan studi kasus pada dua sumur dengan karakter litologi kontras sebagai *proof-of-concept* untuk mengevaluasi sensitivitas model saturasi air terhadap variasi kandungan shale, bukan sebagai representasi populasi sumur secara regional. Terdapat dua tingkat data: seluruh interval analisis (n=281 titik untuk WA2 pada 2560–2700 ft; n=401 untuk LI1 pada 3400–3600 ft) dan subset zona target yang menjadi fokus perbandingan (n=58 untuk WA2 pada 2604–2632,5 ft; n=171 untuk LI1 pada 3452,5–3537,5 ft). Nilai Vsh, φE, Rw, dan Sw rata-rata pada Tabel 1 dihitung pada zona target, sedangkan ketebalan *net pay* pada Tabel 2 dilaporkan pada zona target dan seluruh interval analisis (140 ft untuk WA2 dan 200 ft untuk LI1).

I. Analisis Sensitivitas

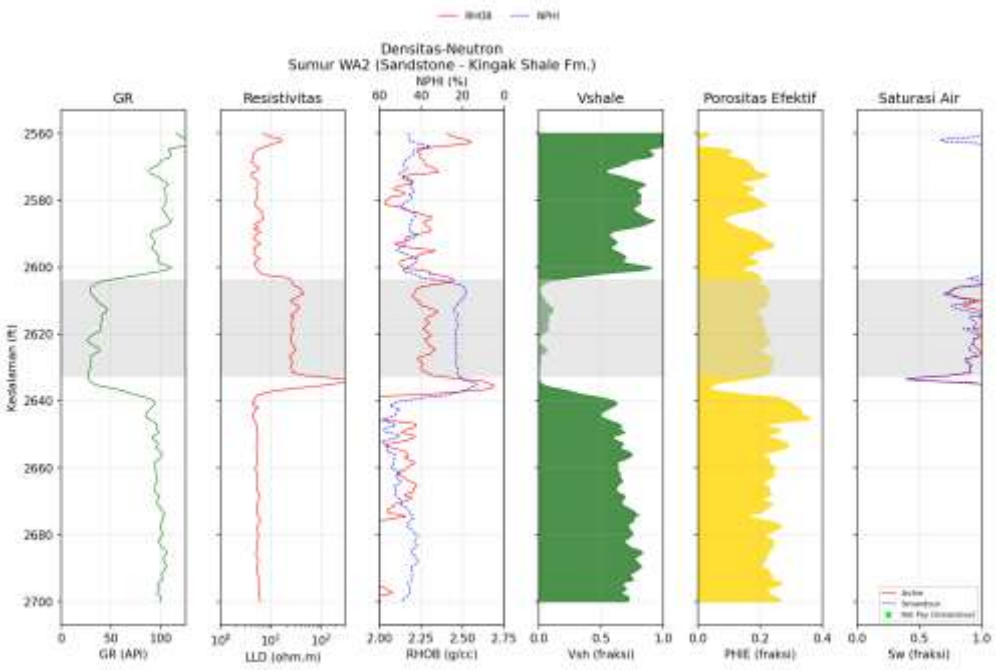
Untuk menilai ketahanan hasil, parameter divariasikan satu persatu terhadap skenario dasar: eksponen sementasi m = 1,8 dan 2,2 (Rw dihitung ulang dari titik Pickett yang sama dengan m tersebut); eksponen saturasi n = 1,8 dan 2,2 (hanya memengaruhi model Archie karena Pers. (7) memakai n = 2); Rw ±20% dari nilai estimasi; dan *cutoff* Sw sebesar 0,5 dan 0,7. Satu skenario gabungan (m = n = 1,8 dan Rw −20%) ditambahkan sebagai kasus ekstrem. Langkah lainnya tidak diubah. *Net pay* dihitung pada zona target dan pada seluruh interval analisis.

3. PEMBAHASAN

Perlu ditegaskan di awal bahwa meskipun Sw rata-rata pada kedua interval target tergolong tinggi (di atas 0,84) dan ketebalan *net pay* relatif tipis, interval target dipilih bukan untuk mengklaim reservoir berkualitas ekonomi tinggi, melainkan untuk mengevaluasi sensitivitas model saturasi air pada litologi yang berpotensi LRLC. Identifikasi *net pay* dilakukan secara *point-by-point* pada resolusi 0,5 ft, sehingga titik tipis ber-Sw rendah tetap dapat memenuhi *cutoff* meskipun rata-rata Sw interval tinggi.

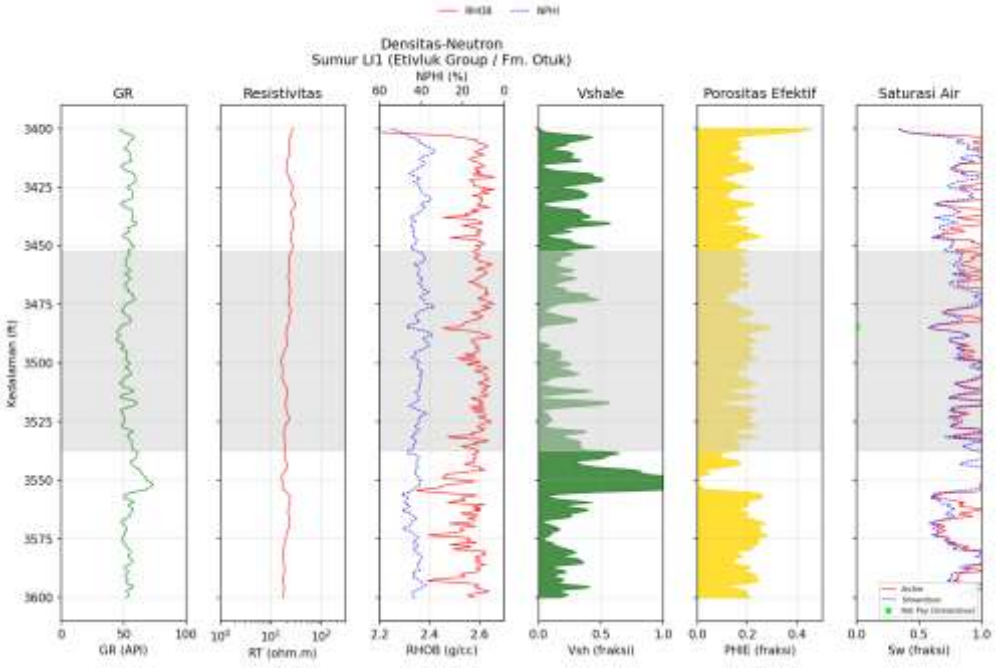
A. Karakteristik Log dan Identifikasi Zona Target

Gambar 3 menunjukkan penampang log komposit Sumur WA2 pada interval 2560–2700 ft. Zona target teridentifikasi pada kedalaman 2604–2632,5 ft, ditandai penurunan GR signifikan (25,8–46,3 API), peningkatan resistivitas, dan pemisahan minimal antara kurva densitas dan neutron yang mengindikasikan batupasir bersih dengan kandungan shale rendah. Tepat di bawah dasar zona target (sekitar 2633–2635 ft) terdapat lonjakan resistivitas tajam (hingga lebih dari 300 ohm.m) disertai kenaikan RHOB dan penurunan NPHI, yang mengindikasikan lapisan ketat (kemungkinan tersementasi) dan bukan pasir berpori.



Gambar 3. Penampang Log Komposit Sumur WA2 pada Interval 2560–2700 ft

Gambar 4 menunjukkan penampang log komposit Sumur LI1 pada interval 3400–3600 ft. Berbeda dengan WA2, sumur ini menunjukkan karakter log yang jauh lebih landai (flat), dengan GR bergerak pada kisaran sedang (45–75 API) tanpa penurunan tajam ke nilai bersih, serta resistivitas yang sempit rentangnya (15–30 ohm.m) tanpa lonjakan mencolok. Karakter inilah yang menjadi dasar identifikasi zona 3452,5–3537,5 ft sebagai kandidat reservoir LRLC, karena tidak menunjukkan kontras tegas yang biasa digunakan untuk membedakan zona hidrokarbon dari zona air pada interpretasi konvensional.



Gambar 4. Penampang Log Komposit Sumur LI1 pada Interval 3400–3600 ft

Tanpa data *core*, *drill stem test* (DST), atau uji produksi, klasifikasi zona LI1 sebagai kandidat reservoir LRLC bersifat indikatif berdasarkan pola log, bukan konfirmasi independen adanya hidrokarbon. Indikasi awal didasarkan pada tiga hal: porositas efektif yang relatif baik (rata-rata 18,6%, sebanding dengan WA2), resistivitas menengah tanpa kontras tegas terhadap zona di sekitarnya, dan penurunan Sw setelah koreksi shale dengan Simandoux dibandingkan dengan Archie (indikator pendukung saja, karena Simandoux pada formasi *shaly* memang umumnya menghasilkan Sw lebih rendah). Kombinasi ini konsisten dengan karakter LRLC pada literatur, namun validasi independen tetap diperlukan.

Secara hipotetis, karakter resistivitas rendah Formasi Otuk dapat dijelaskan oleh litologinya (chert, serpih, batulanau, lensa batugamping bersilika). Serpih yang berselang-seling pada skala di bawah resolusi vertikal alat log berpotensi menciptakan jalur konduksi tambahan yang menurunkan resistivitas bulk tanpa peningkatan saturasi air yang sesungguhnya [5]. Mineral konduktif non-lempung seperti pirit hanya merupakan kemungkinan tambahan karena belum ada bukti mineralogi; konfirmasinya memerlukan data seperti X-ray diffraction atau log *Photoelectric Factor* (PEF) yang tidak tersedia.

B. Parameter Petrofisika pada Interval Target

Tabel 1 merangkum parameter petrofisika hasil perhitungan pada interval target masing-masing sumur. Volume shale rata-rata pada WA2 (3,9%) jauh lebih rendah dibandingkan dengan LI1 (18,2%), konsisten dengan karakter log GR yang diamati pada Gambar 3 dan Gambar 4. Porositas efektif kedua sumur relatif sebanding (21,7% pada WA2 dan 18,6% pada LI1), keduanya tergolong porositas baik hingga sangat baik, sehingga perbedaan hasil saturasi air antar model yang akan dibahas selanjutnya lebih mencerminkan pengaruh kandungan shale dibandingkan perbedaan kualitas ruang pori.

Tabel 1. Parameter Petrofisika pada Interval Target

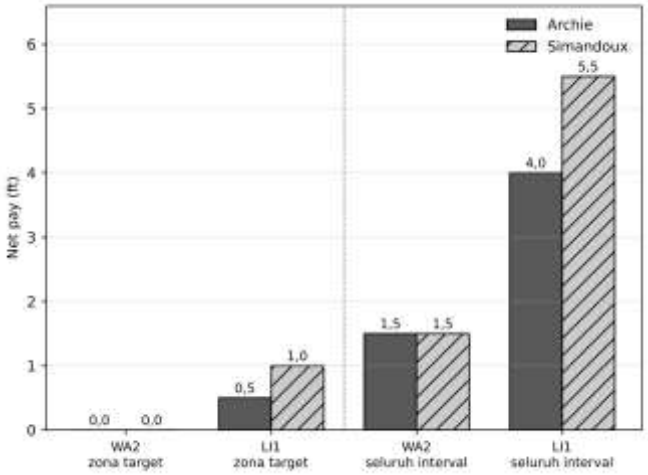
Parameter	WA2 (2604–2632,5 ft)	LI1 (3452,5–3537,5 ft)
Formasi	Kingak Shale (batupasir)	Etivluk Group (Fm. Otuk)
Vsh rata-rata (fraksi)	0,039	0,182
PHIE rata-rata (fraksi)	0,217	0,186
Rw (ohm.m)	1,20	0,63
Sw Archie rata-rata	0,927	0,901
Sw Simandoux rata-rata	0,892	0,847
Selisih Sw rata-rata	0,034	0,054

C. Dampak terhadap Estimasi Net Pay

Tabel 2 dan Gambar 5 membandingkan *net pay* kedua model dengan *cutoff* identik pada zona target dan seluruh interval analisis. Pada zona target, WA2 tidak menghasilkan *net pay* (0 ft dari 28,5 ft); pada LI1, Archie menghasilkan 0,5 ft dan Simandoux 1,0 ft dari 85 ft (0,6% dan 1,2%), selisih satu titik data. *Net pay* seluruh interval lebih besar (1,5 ft dari 140 ft pada WA2; 4,0 dan 5,5 ft dari 200 ft pada LI1) tetapi sebagian besar berada di luar zona target. Pada WA2, 1,5 ft tersebut terletak pada 2633–2634 ft, tepat di bawah dasar zona target, pada lapisan beresistivitas sangat tinggi (120–400 ohm.m) yang lebih mengindikasikan lapisan ketat daripada pasir bersih. Pada LI1, sebagian besar titik *net pay* berada di ujung atas jendela analisis (3400–3402,5 ft). Dengan demikian, berdasarkan model yang digunakan, interval target secara umum masih didominasi air dan potensi pay yang teridentifikasi sangat terbatas.

Tabel 2. Perbandingan Net Pay Model Archie dan Simandoux pada Zona Target dan Seluruh Interval Analisis

Sumur	Cakupan	Tebal (ft)	Net Pay Archie (ft)	Net Pay Simandoux (ft)	Selisih (ft)
WA2	Zona target	28,5	0,0	0,0	0,0
LI1	Zona target	85,0	0,5	1,0	0,5
WA2	Seluruh interval	140	1,5	1,5	0,0
LI1	Seluruh interval	200	4,0	5,5	1,5



Gambar 5. Perbandingan Net Pay Model Archie dan Simandoux pada Zona Target dan Seluruh Interval Analisis

Selisih *net pay* antara kedua model pada LI1 sangat kecil, yaitu 0,5 ft pada zona target (satu titik data) dan 1,5 ft pada seluruh interval (tiga titik data), dari dua sumur saja. Selisih ini dibaca sebagai indikasi sensitivitas terhadap pilihan model saturasi air, bukan bukti bahwa salah satu model lebih benar; tanpa data *core*, DST, atau produksi. Penelitian ini tidak dapat memastikan model mana yang lebih mendekati kondisi reservoir sesungguhnya. Pada skenario dasar, Archie menghasilkan estimasi *net pay* yang lebih konservatif dibandingkan Simandoux.

D. Analisis Sensitivitas

Tabel 3 merangkum sensitivitas *net pay* terhadap parameter petrofisika. Pada WA2, *net pay* zona target tetap 0,0 ft pada hampir seluruh skenario dan hanya mencapai 0,5 ft (Simandoux) pada *cutoff* Sw 0,7, sedangkan *net pay* seluruh interval berkisar 0,5–2,0 ft. Pada LI1, hasil jauh lebih sensitif: *net pay* seluruh interval berkisar 2,5–18,0 ft (Archie) dan 2,5–27,0 ft (Simandoux), sedangkan *net pay* zona target berkisar 0,0–3,0 ft (Archie) dan 0,0–4,0 ft (Simandoux). Penurunan Rw sebesar 20% atau kenaikan *cutoff* Sw ke 0,7 menaikkan *net pay* seluruh interval LI1 beberapa kali lipat (Archie 13,5 dan 17,5 ft; Simandoux 19,5 dan 27,0 ft), sedangkan kenaikan Rw sebesar 20% atau *cutoff* Sw 0,5 menurunkannya (2,5–3,0 ft). Arah selisih Archie–Simandoux pun tidak stabil: pada n = 1,8, Archie menghasilkan *net pay* seluruh interval LI1 (7,5 ft) lebih besar daripada Simandoux (5,5 ft). Sw rata-rata zona target berkisar 0,77–0,97 pada seluruh skenario, sehingga kesimpulannya adalah bahwa zona target yang didominasi air relatif tahan terhadap variasi parameter, sedangkan ketebalan *net pay* yang sangat tipis sangat bergantung pada pilihan parameter. Sebagai pembanding terhadap asumsi Rw, estimasi Rw pada LI1 dari titik bersih di luar zona target (0,76 ohm·m) menghasilkan Sw rata-rata zona target 0,95 (Archie) dan 0,91 (Simandoux) dengan *net*

pay zona target 0 ft; pada WA2 hanya tersedia empat titik bersih di luar zona target sehingga pembanding serupa tidak dapat dibuat.

Tabel 3. Sensitivitas Net Pay (ft, Archie / Simandoux) terhadap Parameter Petrofisika

Skenario	WA2 zona target	WA2 seluruh interval	LI1 zona target	LI1 seluruh interval
Dasar (m = 2; n = 2; Rw dasar; cutoff Sw 0,6)	0,0 / 0,0	1,5 / 1,5	0,5 / 1,0	4,0 / 5,5
m = 1,8	0,0 / 0,0	1,5 / 1,5	0,0 / 0,0	2,5 / 3,5
m = 2,2	0,0 / 0,0	1,5 / 1,5	1,5 / 1,5	6,0 / 8,5
n = 1,8 (hanya Archie)	0,0 / 0,0	1,5 / 1,5	1,5 / 1,0	7,5 / 5,5
n = 2,2 (hanya Archie)	0,0 / 0,0	1,5 / 1,5	0,0 / 1,0	2,5 / 5,5
Rw −20%	0,0 / 0,0	1,5 / 1,5	2,0 / 2,5	13,5 / 19,5
Rw +20%	0,0 / 0,0	1,5 / 1,5	0,0 / 0,0	2,5 / 3,0
cutoff Sw = 0,5	0,0 / 0,0	0,5 / 0,5	0,0 / 0,0	2,5 / 2,5
cutoff Sw = 0,7	0,0 / 0,5	1,5 / 2,0	3,0 / 4,0	17,5 / 27,0
m = n = 1,8; Rw −20%	0,0 / 0,0	1,5 / 1,5	3,0 / 2,5	18,0 / 17,0

E. Keterbatasan Penelitian

Penelitian ini memiliki beberapa keterbatasan. Pertama, Vsh berbasis gamma ray kurang optimal pada litologi campuran seperti Formasi Otuk yang mengandung chert dan mineral radioaktif non-lempung. Kedua, tanpa data *core*, *drill stem test* (DST), atau uji produksi, *net pay* yang dihasilkan bersifat estimasi berbasis log dan memerlukan validasi lanjutan. Ketiga, hanya model Archie dan Simandoux yang dibandingkan, tanpa model *shaly sand* lain seperti Indonesia, *Dual Water*, atau Waxman-Smits. Keempat, analisis sensitivitas memvariasikan parameter satu per satu (ditambah satu skenario gabungan) pada rentang terbatas, dan belum mencakup *cutoff* Vsh dan φE. Kelima, Rw dari Pickett plot bergantung pada asumsi bahwa titik resistivitas terendah tersaturasi air 100%, dan titik terpilih berada di dalam zona target sehingga Sw zona target cenderung terestimasi tinggi. Keenam, kaliper LI1 pada 3400–3600 ft hampir konstan di sekitar 20,7 in, jauh di atas ukuran mata bor 17,5 in, yang mengindikasikan *washout* atau kaliper mencapai batas bukaan maksimum; koreksi lubang bor tidak diterapkan sehingga RHOB, NPHI, dan resistivitas LI1 dapat bias. Ketujuh, *cutoff* konvensional yang sama digunakan untuk dua litologi berbeda, dan *net pay* seluruh interval sebagian besar berada di luar zona target.

4. SIMPULAN

Penelitian ini mengidentifikasi interval yang berpotensi LRLC (kandidat reservoir LRLC) pada Sumur LI1 (Formasi Otuk, Etivluk Group), yang ditandai resistivitas relatif rendah dan kandungan shale lebih tinggi (Vsh rata-rata 18,2%) dibandingkan Sumur WA2 (Formasi Kingak Shale, Vsh rata-rata 3,9%) yang menunjukkan kontras resistivitas lebih tegas. Pada zona target, Sw rata-rata kedua sumur masih tinggi (di atas 0,84) dan *net pay* sangat kecil: 0 ft pada WA2 serta 0,5 ft (Archie) dan 1,0 ft (Simandoux) dari 85 ft pada LI1; *net pay* seluruh interval (1,5 ft pada WA2; 4,0–5,5 ft pada LI1) sebagian besar berada di luar zona target. Selisih Archie–Simandoux pada LI1 hanya 0,5 ft di zona target dan 1,5 ft pada seluruh interval, dan analisis sensitivitas menunjukkan selisih ini, terlebih ketebalan *net pay* itu sendiri, berubah besar terhadap variasi m, n, Rw, dan *cutoff* Sw. Perbedaan kedua model cenderung lebih terlihat pada formasi berkandungan shale lebih tinggi, namun dengan dua sumur dan litologi berbeda, indikasi ini bersifat awal dan belum dapat digeneralisasi.

Meskipun demikian, tanpa data *core*, *drill stem test* (DST), maupun uji produksi, penelitian ini belum dapat memastikan model saturasi air yang paling merepresentasikan

kondisi reservoir sesungguhnya. Penelitian lanjutan dengan kalibrasi data *core*, validasi data produksi, dan perbandingan model saturasi air lain (Indonesia, *Dual Water*, Waxman-Smits) diperlukan untuk mengurangi ketidakpastian, disertai koreksi lubang bor pada LI1 dan penentuan Rw dari sumber independen, misalnya data air formasi atau log SP.

DAFTAR PUSTAKA

[1] M. A. Khalifa, B. S. Nabawy, M. F. Abu-Hashish, A. W. Al-Shareif, dan N. M. Hassan, "Identification of the low resistivity-low contrast (LRLC) gas-bearing pay zones in shaly sand reservoirs using acoustic data: a case study from the Messinian Abu Madi formation, onshore Nile Delta, Egypt," J. Pet. Explor. Prod. Technol., vol. 14, no. 11, pp. 2973–2993, 2024, doi: 10.1007/s13202-024-01864-x.

[2] I. O. Bankole, R. Nachiappan, Y. B. Pramudyo, R. Reddy, K. I. Al Marzouqi, M. Alsalami, M. Alzeyoudi, A. Ojha, M. F. Fathalla, M. A. Baslaib, dan M. Amer, "Reducing water saturation uncertainties in a low resistivity pay carbonate reservoir," presented at ADIPEC, Abu Dhabi, UAE, Oct. 2023, Paper SPE-216012-MS, doi: 10.2118/216012-MS.

[3] Y. Wang, Y. Sun, S. Yang, S. Wu, H. Liu, M. Tong, dan H. Lyu, "Saturation evaluation of microporous low resistivity carbonate oil pays in Rub Al Khali Basin in the Middle East," Pet. Explor. Dev., vol. 49, no. 1, pp. 94–106, 2022.

[4] L. Chunmei, W. Furong, Z. Dianguang, P. Cai, G. Hongxi, dan L. Jie, "Logging-based assessment of low-resistivity oil zones: a case study from Sudan," Energy Geosci., vol. 4, p. 100079, 2023.

[5] C. Liu, Z. Wang, Z. Gu, Q. Hu, K. Zhou, dan Q. Liang, "Resistivity cutoff of low-resistivity and low-contrast pays in sandstone reservoirs from conventional well logs: a case of Paleogene Enping Formation in A-Oilfield, Pearl River Mouth Basin, South China Sea," Open Geosci., vol. 15, no. 1, pp. 32–48, 2023.

[6] J. Fu, G. Wang, dan Z. Xiao, "Petrophysical analysis of low-contrast oil reservoirs with low porosity and low formation-water salinity in SaPu Intercalation of Longxi Area, Daqing Oilfield, China," Appl. Sci., vol. 14, no. 8, p. 3210, 2024.

[7] R. Huang, L. Xiao, W. Zhang, R. Shi, X. Liu, dan N. Wu, "Genesis mechanism and logging evaluation methods for low-resistivity contrast gas-bearing layers in shallow gas reservoirs," Processes, vol. 13, no. 9, p. 2695, 2025.

[8] W. Xie, Q. Yin, Y. Li, X. Dai, J. Zeng, dan P. Zhang, "Radial inversion method of oil saturation using combined nuclear magnetic resonance and resistivity logging for application to low-resistivity-contrast reservoirs," Front. Earth Sci., vol. 13, Art. no. 1657687, 2025, doi: 10.3389/feart.2025.1657687.

[9] A. W. Al-Shareif, M. A. Khalifa, B. S. Nabawy, M. F. Abu-Hashish, dan N. M. Hassan, "Rock typing and reservoir characterization of the Messinian Abu Madi Formation in the onshore South Abu El Naga Gas Field, Nile Delta, Egypt," Sci. Rep., vol. 15, Art. no. 15926, 2025, doi: 10.1038/s41598-025-97780-z.

[10] O. A. Prayoga, S. A. Diria, B. Wicaksono, J. Setyoko, A. Wibowo, E. Wijaksono, Sulistyono, M. Momen, dan I. Zulmi, "Integrated analysis for reservoir characterization of low resistivity glauconitic shaly sand reservoir of Miocene Ngrayong Sandstone: implication for saturation modelling at low contrast hydrocarbon pay zone," in Proc. 2nd SPWLA Asia Pacific Technical Symposium, Indonesia, Nov. 2018.

[11] S. Anwar, H. EL Kadi, M. Reda, dan T. Mostafa, "Reservoir characterization and rock typing of the gas-bearing El Wastani Formation, Simian Field, offshore Nile Delta," Sci. Rep., vol. 15, Art. no. 44414, 2025, doi: 10.1038/s41598-025-31825-1.

[12] L. Li, J. Yu, T. Huang, L. Tang, D. Wei, M. Li, dan X. Nie, "Integrated net pay cut-off evaluation workflow for tight sandstone reservoirs: a case study of the Linxing gas field, Ordos Basin," Front. Earth Sci., vol. 13, Art. no. 1488079, 2025, doi: 10.3389/feart.2025.1488079.

[13] L. Adeoti, A. A. Ojo, O. B. Olatinsu, O. O. Fasakin, dan O. Y. Adesanya, "Comparative analysis of hydrocarbon potential in shaly sand reservoirs using Archie and Simandoux models: a case study of 'X' field, Niger Delta, Nigeria," Ife J. Sci., vol. 17, pp. 15–29, 2015.

[14] Alaska Oil and Gas Conservation Commission (AOGCC), "Well Logs and Well Records," AOGCC. https://www.aogcc.alaska.gov/. Diakses: 8 September 2026.
[15] U.S. Geological Survey, "Vitrinite reflectance and hydrocarbon data for Lisburne No. 1 well, North Slope, Alaska," U.S. Geological Survey Professional Paper 1599, Plate 19-38, Reston, VA, USA.
[16] M. U. Aka, J. C. Ibuot, dan F. N. Okeke, "Evaluation of shale volume and effective porosity using Larionov and Archie equations from wire-line logs, Niger Delta Nigeria," Int. J. Adv. Appl. Sci. (IJAAS), vol. 8, no. 4, pp. 257–263, 2019, doi: 10.11591/ijaas.v8.i4.pp257-263.
[17] V. V. Larionov, Borehole Radiometry. Moscow, Russia: Nedra, 1969.
[18] G. R. Pickett, "A review of current techniques for determination of water saturation from logs," J. Pet. Technol., vol. 18, no. 11, pp. 1425–1433, 1966.
[19] G. E. Archie, "The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics," Trans. AIME, vol. 146, pp. 54–62, 1942.
[20] P. Simandoux, "Dielectric measurements in porous media and application to shaly formations," Rev. Inst. Fr. Pét., Suppl. Issue, pp. 193–215, 1963.

Daftar Simbol

GR	=	Gamma ray terukur (API)	φT	=	Porositas total
GRmin	=	Nilai gamma ray minimum, acuan clean sand	φE	=	Porositas efektif
GRmax	=	Nilai gamma ray maksimum, acuan shale	φT,sh	=	Porositas total pada zona referensi shale
IGR	=	Gamma ray index	Rt	=	Resistivitas formasi terukur (ohm.m)
Vsh	=	Volume shale	Rw	=	Resistivitas air formasi (ohm.m)
ρma	=	Densitas matriks batuan (g/cc)	Rsh	=	Resistivitas shale (ohm.m)
ρb (RHOB)	=	Densitas bulk terukur (g/cc)	a	=	Konstanta tortuositas (Archie)
ρf	=	Densitas fluida (g/cc)	m	=	Eksponen sementasi (Archie)
φD	=	Porositas densitas	n	=	Eksponen saturasi (Archie)
φN	=	Porositas neutron	Sw	=	Saturasi air