

EVALUASI PETROFISIKA TERINTEGRASI DENGAN *SOFTWARE* PETROFISIKA PADA FORMASI DAKOTA SANDSTONE LAPANGAN SV

Rio Yanuarta¹, Akhmad Sofyan^{1,2*}

¹Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jl. Gajah Mada No.38, Mentul, Karangboyo, Kec. Cepu, Kabupaten Blora, Jawa Tengah 58315, Indonesia,

²Department of Geology, Faculty of Earth Science, University of Szeged, 13 Dugonics Square, 6720 Szeged

*E-mail: akhmads@esdm.go.id

ABSTRAK

Karakterisasi reservoir yang tepat sangat penting untuk meningkatkan efisiensi eksplorasi dan produksi hidrokarbon. Penelitian ini menggunakan analisis data well logging secara kualitatif dan kuantitatif dengan bantuan software petrofisika berbasis *log analyst* untuk mengevaluasi sifat-sifat petrofisika dan mengidentifikasi zona produktif pada Formasi Dakota Sandstone di Lapangan SV. Analisis kualitatif berhasil mengidentifikasi dua zona reservoir potensial pada kedalaman 112 ft dan 372 ft berdasarkan pembacaan gamma ray, resistivitas, densitas, dan neutron porosity. Hasil perhitungan kuantitatif menunjukkan Zona 1 memiliki kandungan shale 42.7%, porositas efektif 22.6%, saturasi air 57.1%, dan saturasi minyak yang dapat diproduksi 27%, yang mengindikasikan zona ini memiliki prospek terbaik. Zona 2 dengan kandungan shale yang tinggi (70.7%) menunjukkan kualitas reservoir sedang dengan porositas efektif 20.4% dan saturasi air 63.4%. Pendekatan terintegrasi ini memberikan karakterisasi reservoir yang lengkap dengan total net pay 13 ft dari interval produktif 14,7 ft (rasio net-to-gross 88.5%), atau 4% dari total ketebalan Dakota Formation. petrofisika berbasis log analyst terbukti efektif sebagai alat evaluasi formasi yang menyediakan visualisasi interaktif dan perhitungan parameter petrofisika yang akurat untuk mendukung pengambilan keputusan dalam pengembangan lapangan hidrokarbon.

Kata kunci: petrofisika, *well logging*, karakterisasi reservoir, *Log analyst*, Dakota Sandstone

1. PENDAHULUAN

Industri minyak dan gas menghadapi tantangan dalam mengidentifikasi dan mengkarakterisasi reservoir hidrokarbon secara akurat. *Well logging* atau pencatatan sumur telah menjadi metode utama dalam eksplorasi dan produksi sejak diperkenalkan oleh *Schlumberger* bersaudara pada tahun 1927. Metode ini memberikan informasi yang kontinu mengenai sifat fisik batuan dan fluida di sepanjang lubang sumur untuk mengidentifikasi jenis batuan, menentukan porositas, saturasi fluida, dan estimasi cadangan [1], [2]

Perkembangan teknologi komputer telah mengubah cara evaluasi formasi dari metode manual menjadi pendekatan digital yang terintegrasi. Penggunaan perangkat lunak (*software*) khusus seperti *software* petrofisika berbasis *log analyst* memungkinkan analisis data yang lebih cepat dan akurat dalam menginterpretasi data multi-sumur, membuat grafik silang, dan menghitung parameter reservoir secara *real-time* [3]. *Software* ini membantu para ahli geosains untuk melakukan kontrol kualitas data, perhitungan parameter petrofisika, penentuan batas *cut-off*, dan penjumlahan dalam alur kerja yang sistematis.

Formasi *Dakota Sandstone* merupakan target eksplorasi yang penting di berbagai cekungan sedimen Amerika Utara dan dikenal sebagai reservoir konvensional dengan karakteristik petrofisika yang bervariasi tergantung pada lingkungan pengendapan dan proses diagenesa [4].

Penelitian yang dilakukan ini, mengidentifikasi adanya heterogenitas yang signifikan terkait dengan pengendapan *fluvial-deltaic* dengan nilai porositas 10-30% dan permeabilitas 0.1-1000 md [5].

Archie [6] menetapkan hubungan fundamental antara resistivitas, porositas, dan saturasi air yang menjadi dasar interpretasi *log* kuantitatif. Kemudian *Simandoux* [7] dan *Poupon-Leveaux* [8] mengembangkan persamaan untuk formasi yang mengandung *shale*, mengakui bahwa konduktivitas *clay* mempengaruhi pembacaan resistivitas. Dalam konteks analisis reservoir, pemahaman tentang distribusi fluida dan properti batuan sangat penting untuk optimasi produksi, seperti yang telah diaplikasikan dalam berbagai studi reservoir *geothermal* dan hidrokarbon [9], [10], [11]

Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi jenis batuan dan zona reservoir potensial melalui analisis kualitatif data *well logging*, menghitung parameter petrofisika utama menggunakan *software* petrofisika berbasis *log analyst*, menentukan zona produktif berdasarkan parameter *cut-off*, dan mengevaluasi efektivitas *software* petrofisika berbasis *log analyst* sebagai alat integrasi dalam evaluasi formasi. Hasil penelitian diharapkan dapat memberikan metodologi sistematis untuk evaluasi petrofisika dan dasar pengambilan keputusan dalam pengembangan lapangan.

2. METODE PENELITIAN

A. Data dan Lokasi Penelitian

Penelitian ini menggunakan data *well logging* dari satu sumur eksplorasi yang menembus *Dakota Sandstone Formation* di Sumur Kansas Lapangan SV. Data yang digunakan meliputi *gamma ray*, *spontaneous potential*, *log resistivitas (deep, medium, shallow)*, densitas, neutron porosity, dan *caliper log*. Berdasarkan data stratigrafik yang ditampilkan pada Tabel 1, *Dakota Sandstone Formation* terletak pada kedalaman 82-410 ft dengan ketebalan total 328 ft, yang berada di bawah *Graneros Shale Formation* dan di atas *Kiowa Shale Formation*.

B. Kontrol Kualitas dan Alur Kerja Analisis

Kontrol kualitas data dilakukan secara menyeluruh meliputi analisis *caliper* untuk mengidentifikasi zona *washout*, koreksi lingkungan seperti *borehole*, *temperature*, dan *mudcake*, pengecekan konsistensi antar kurva, dan validasi silang antara *density* dan *neutron porosity*. Alur kerja analisis menggunakan *software* petrofisika berbasis *log analyst* yang ditunjukkan pada Gambar 3 dan Gambar 4 mengikuti tahapan berikut yaitu persiapan *database* dan *import data*, kontrol kualitas data dan koreksi lingkungan, analisis kualitatif untuk identifikasi jenis batuan dan zona *reservoir*, analisis kuantitatif meliputi perhitungan volume *shale*, porositas, dan saturasi, analisis *cut-off* dan penentuan *net pay*, serta penjumlahan *reservoir* dan perhitungan volumetrik [12]

C. Perhitungan Parameter Petrofisika

Volume *shale* dihitung menggunakan metode *Larionov* untuk batuan terkonsolidasi dengan *gamma ray index* dan persamaan

$$V_{shale} = 0.33 \times [2^{(2 \times IGR)} - 1] \quad (1)$$

Menggunakan:

$GR_{MIN} = 25$ API

$GR_{MAX} = 120$ API

Porositas efektif ditentukan dari rata-rata *density* dan *neutron porosity* setelah dilakukan koreksi *shale* dengan menggunakan densitas *matriks* 2.65 g/cm³ untuk *sandstone* dan densitas fluida 1.0 g/cm³.

Untuk Saturasi air dihitung menggunakan persamaan *Archie* untuk formasi yang bersih dengan parameter $a=1.0$, $m=2.0$, $n=2.0$, dan persamaan *Simandoux* untuk *shaly sandstone*. Resistivitas air formasi diestimasi sebesar 0.05 ohm-m berdasarkan nilai regional *Dakota Formation*. Parameter *cut-off* ditetapkan sebagai berikut yaitu $V_{sh} < 50\%$, porositas efektif $> 15\%$, dan $S_w < 70\%$ untuk menentukan *net pay*. Pendekatan ini sejalan dengan metodologi analisis yang telah diaplikasikan dalam berbagai studi karakterisasi *reservoir* [9], [13].

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Stratigrafik Interval Sumur

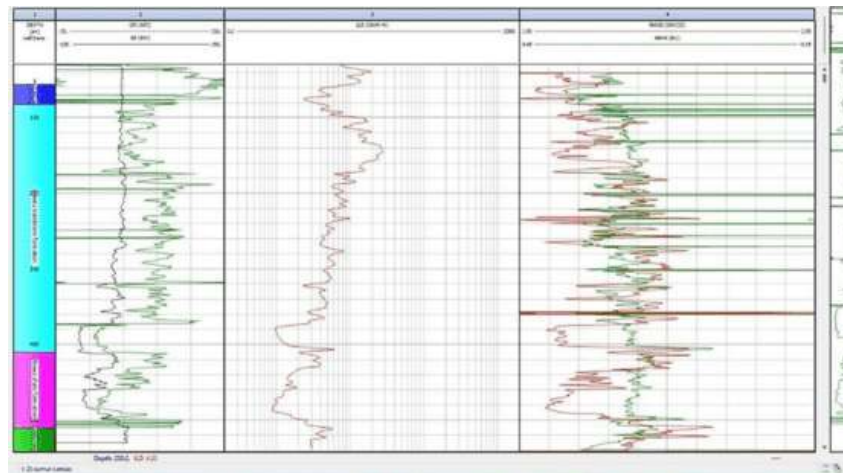
Tabel 1 menampilkan ringkasan stratigrafik dari sumur yang dianalisis. *Dakota Sandstone Formation* menempati interval 82-410 ft dengan *gross thickness* 328 ft dan *net thickness* 310.8 ft, memberikan rasio *net-to-gross* sebesar 0.947 yang mengindikasikan kandungan *non-shale* yang dominan. Formasi ini dibatasi oleh *Graneros Shale* di atasnya (56-82 ft) dan *Kiowa Shale* di bawahnya (410-511 ft). Rasio *net-to-gross* yang tinggi pada *Dakota Formation* secara keseluruhan tidak mencerminkan kualitas *reservoir*, karena hanya menunjukkan proporsi *non-shale*, bukan zona produktif. Zona produktif yang sebenarnya hanya terdapat pada interval yang terbatas seperti ditunjukkan pada analisis selanjutnya.

Tabel 1. Ringkasan stratigrafik sumur menampilkan formasi, kedalaman *top* dan *bottom*, ketebalan *gross* dan *net*, serta rasio *net-to-gross* untuk identifikasi *non-shale interval*.

No	Zone Name	Top (ft)	Bottom (ft)	Gross (ft)	Net (ft)	Top (ft)
1	Ganeros Shale Formation	56	82	26	23.8	0.913
2	Dakota Sandstone Formation	82	410	328	310.8	0.947
3	Kiowa Shale Formation	410	511	101	93.5	0.926
4	Salt Plain Formation	511	520	9	96	1.000
5	Greenhorn Limestone Formation	520	524	22	-	-

B. Identifikasi Jenis Batuan dan Zona *Reservoir*

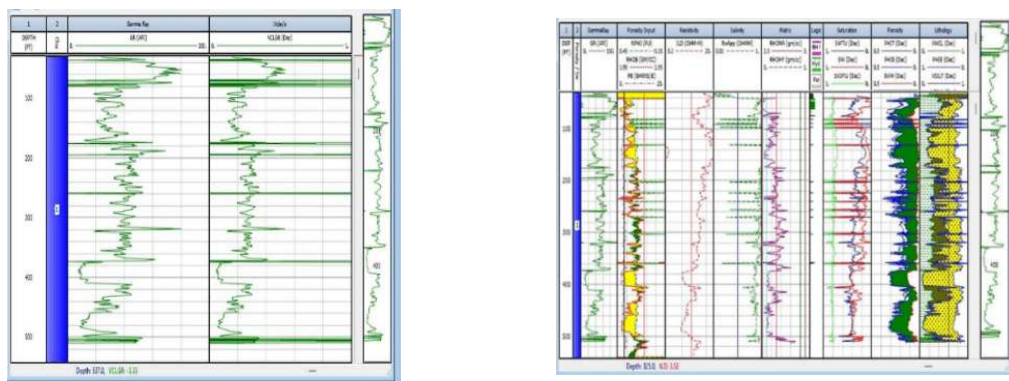
Analisis kualitatif dari *composite log* yang ditampilkan pada Gambar 1 menunjukkan adanya variasi yang signifikan dalam pembacaan *gamma ray* dan resistivitas di sepanjang *Dakota Sandstone Formation*. Berdasarkan analisis terintegrasi dari *gamma ray*, *spontaneous potential*, dan *density-neutron logs* seperti terlihat pada Gambar 1, jenis batuan utama dapat diklasifikasikan sebagai *sandstone* dengan nilai *gamma ray* < 60 API dan defleksi *spontaneous potential* negatif, *shaly sandstone/siltstone* dengan *gamma ray* 60-90 API, dan *shale/mudstone* dengan *gamma ray* > 90 API.



Gambar 1. Composite Log Sumur SV Menampilkan Track Gamma Ray, Spontaneous Potential, Resistivity, Density, dan Neutron dengan Zona Reservoir 1 dan 2.

Dua zona *reservoir* potensial berhasil diidentifikasi berdasarkan karakteristik log yang berbeda seperti terlihat pada kotak merah di Gambar 1.1. Zona 1 pada kedalaman 112-125 ft dengan ketebalan 13 ft merupakan *clean-to-slightly shaly sandstone* dengan resistivitas sedang hingga tinggi dan pembacaan *gamma ray* rendah, yang mengindikasikan kandungan *shale* yang terbatas dan saturasi hidrokarbon yang signifikan. Zona 2 pada kedalaman 372-385 ft dengan ketebalan 13 ft adalah *shaly sandstone* dengan kandungan *shale* yang lebih tinggi, terlihat dari pembacaan *gamma ray* yang meningkat dan resistivitas yang lebih rendah. Interpretasi kontak fluida mengindikasikan *oil-water contact* berada pada kedalaman sekitar 390-400 ft berdasarkan penurunan resistivitas yang tajam dan transisi saturasi yang terlihat pada log resistivitas di Gambar 1.1.

C. Porosity and Water Saturation



Gambar 2. Track Hasil Perhitungan Parameter Petrofisika Kuantitatif: Volume Shale (V_{sh}), Porositas Efektif Efektif (Φ_e), Saturasi Air (S_w), dan Saturasi Minyak (S_o) pada Sumur SV.

Hasil perhitungan volume shale yang ditampilkan pada *track* (V_{sh}) di Gambar 3 menunjukkan bahwa Zona 1 memiliki (V_{sh}) 42.7% yang tergolong *slightly shaly sandstone*, sementara Zona 2 dengan (V_{sh}) 70.7% termasuk *highly shaly sandstone*. Nilai porositas efektif yang terlihat pada track porositas di Gambar 3 menunjukkan angka yang baik di kedua zona

yaitu Zona 1 sebesar 22.6% dan Zona 2 sebesar 20.4%, yang mengindikasikan sejarah deposisi dan diagenesa yang serupa meskipun terdapat perbedaan kandungan *shale*. *Formation factor* berkisar antara 20.1-24.0, dengan nilai tertinggi pada Zona 2 yang mencerminkan porositas yang lebih rendah dan sistem pori yang lebih berliku-liku akibat kandungan *shale* yang tinggi.

Perhitungan saturasi air yang ditampilkan pada track (S_w) di Gambar 3 menggunakan persamaan *Archie* untuk Zona 1 dan persamaan *Simandoux* untuk Zona 2 yang memiliki kandungan *shale* tinggi, menghasilkan nilai berikut yaitu Zona 1 dengan (S_w) 57.1% dan (S_o) 42.9%, serta Zona 2 dengan (S_w) 63.4% dan (S_o) 36.6%. Saturasi pada zona *flushed* dari *shallow resistivity* menunjukkan adanya minyak yang dapat bergerak atau *movable oil* yaitu Zona 1 sebesar 27% dan Zona 2 sebesar 26%, seperti ditampilkan pada Gambar 5. Tabel 2 menampilkan ringkasan lengkap parameter petrofisika untuk kedua zona *reservoir* yang telah diidentifikasi.

Tabel 2. Ringkasan Parameter Pretrofisika zona *reservoir* menampilkan kedalaman, ketebalan, volume, *shale*, porositas efektif, saturasi air, saturasi minyak, dan *moveable oil* untuk Zona 1 dan Zona 2.

Zona	Kedalaman (ft)	Ketebalan (ft)	Vsh (%)	Φ_e (%)	S_w (%)	S_o (%)	Movable Oil (%)
1	112-125	13	42.7	22.6	57.1	42.9	27
2	372-385	13	70.7	20.4	63.4	36.6	26

D. Analisa *Cut-off* dan Penentuan *Net pay*

Berdasarkan parameter *cut-off* yang telah ditetapkan yaitu (V_{sh}) < 50%, (Φ_e) > 15%, (S_w) < 70%, maka Zona 1 memenuhi semua kriteria dengan status *net pay* sepanjang 13 ft, yang menunjukkan kualitas *reservoir* terbaik seperti ditampilkan dengan kode warna hijau pada Gambar 4. Zona 2 tidak memenuhi batas *cut-off shale* karena 70.7% > 50%, sehingga diklasifikasikan sebagai zona *non-pay* meskipun masih menunjukkan saturasi minyak yang wajar, terlihat dengan kode warna merah pada Gambar 3



Gambar 3. Hasil Aplikasi *Cut-off* Parameter Petrofisika dengan Identifikasi Zona *Pay* (Hijau) dan *Non-Pay* (Merah serta *Summary Bar* pada Sumur X.

Total net pay untuk interval produktif *Dakota Formation* adalah 13 ft dari *gross interval* produktif 14,7 ft, memberikan rasio *net-to-gross* 88.5% untuk interval produktif. Namun, jika dibandingkan dengan total ketebalan *Dakota Formation* (328 ft), maka *net pay* hanya

merupakan 4% dari total formasi, yang mencerminkan heterogenitas yang sangat tinggi dari sistem deposisi *fluvial-deltaic* dengan badan-badan *sandstone channel* yang terisolasi dan diselingi oleh interval *shale* yang dominan.

Tabel 3. Pay Summary menampilkan distribusi *net pay* berdasarkan parameter *cut-off* dengan rincian kedalaman, ketebalan, rasio *net-to-gross*, sifat petrofisika rata-rata untuk interval produktif dan total formasi.

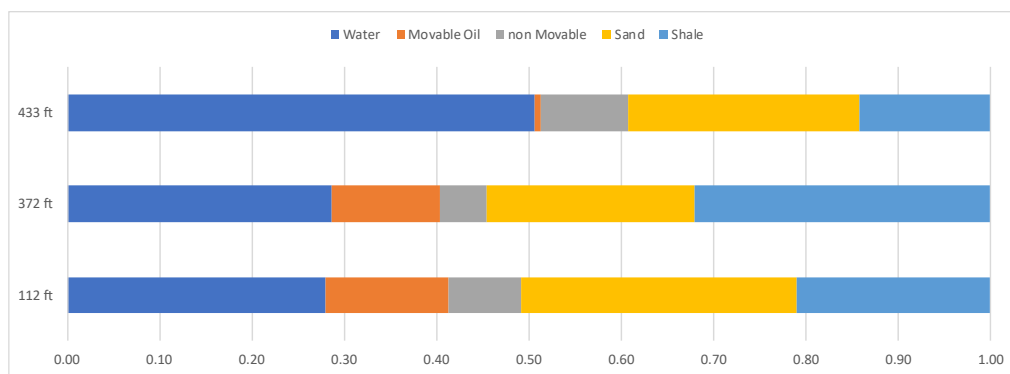
Interval	Top (ft)	Bottom (ft)	Gross (ft)	Net (ft)	N/G	Avg Vsh	Avg Φ_e	Avg Sw	Status
Zona 1	112	125	13	13	1	0.427	0.226	0.571	Pay
Zona 2	372	385	13	0	0	0.707	0.204	0.634	Non-pay
Productive Interval	112	385	14.7	13	0.885	0.427	0.226	0.571	-
Total Dakota Formation	82	410	328	13	0.04	-	-	-	-

Tabel 3 menampilkan ringkasan *pay summary* yang menunjukkan distribusi *net pay* dalam interval *Dakota Formation*, dengan pemisahan yang jelas antara interval produktif dan total formasi. Sifat-sifat *reservoir* rata-rata dari zona *net pay* menunjukkan volume *shale* 42.7%, porositas efektif 22.6%, saturasi air 57.1%, dan saturasi minyak 42.9%. Volume pori hidrokarbon per unit area untuk Zona 1 adalah 2.23 acre-ft/acre berdasarkan perhitungan dari *net pay thickness*, porositas, dan saturasi hidrokarbon.

E. Karakterisasi Zona Reservoir

Zona 1 pada kedalaman 112-125 ft merupakan target produksi utama dengan karakteristik petrofisika yang sangat baik seperti terlihat pada kotak hijau di Gambar 2 dan kurva terkalkulasi di Gambar 3. Zona ini memiliki kandungan *shale* yang moderat yaitu 42.7%, porositas efektif yang baik yaitu 22.6%, saturasi minyak yang signifikan yaitu 42.9%, dan *movable oil* 27% yang mengindikasikan kemampuan produksi yang baik. Jenis batuan berupa *clean-to-slightly shaly sandstone* diinterpretasikan sebagai endapan *channel-fill* dengan kualitas *reservoir* yang baik, terlihat dari pola *blocky* pada kurva *gamma ray* dan separation yang jelas antara resistivitas *deep* dan *shallow* yang mengindikasikan invasi yang dalam. Perkiraan permeabilitas menggunakan korelasi Timur adalah 0.6 md, yang merupakan nilai tipikal untuk *sandstone* berukuran butir halus hingga sedang dengan kandungan *shale* yang sedikit. Potensi produksi tinggi dengan rekomendasi untuk melakukan *perforasi* pada seluruh interval *gross* 13 ft, mempertimbangkan *matrix acidizing* untuk meningkatkan permeabilitas *near-wellbore*, dan memasang *artificial lift* segera setelah *completion* mengingat permeabilitas yang relatif rendah.

Zona 2 pada kedalaman 372-385 ft merupakan zona marginal dengan kandungan *shale* yang sangat tinggi yaitu 70.7% yang melebihi batas *cut-off* umum, terlihat dari pembacaan *gamma ray* yang tinggi pada Gambar 2, namun masih mempertahankan porositas yang moderat yaitu 20.4% dan saturasi minyak yaitu 36.6%. Saturasi air yang tinggi yaitu 63.4% kemungkinan mencerminkan adanya *clay-bound water* dan kedekatan dengan *oil-water contact* yang diinterpretasikan berada pada kedalaman 390-400 ft. Kualitas *reservoir* tergolong sedang-ke-buruk dengan estimasi permeabilitas 0.4 md, lebih rendah dari Zona 1 yang konsisten dengan kandungan *shale* yang lebih tinggi.



Gambar 4. Grafik Distribusi Saturasi Fluida Menampilkan Proporsi *Water*, *Movable Oil*, *Non-Movable oil*, *Sand*, dan *Shale* untuk Zona 1 (112 ft) dan Zona 2 (372 ft)

Grafik distribusi saturasi fluida pada Gambar 5 menunjukkan perbandingan komposisi fluida antara kedua zona dalam bentuk *horizontal bar chart*. Untuk Zona 1 (bar bawah pada kedalaman 112 ft), terlihat *proporsi water* (biru) sekitar 57%, *movable oil* (oranye) 27%, *non-movable oil* (abu-abu) 16%, *sand* (kuning) 57%, dan *shale* (hijau) 43%. Untuk Zona 2 (bar atas pada kedalaman 372 ft), terlihat *proporsi water* (biru) sekitar 63%, *movable oil* (oranye) 26%, *non-movable oil* (abu-abu) 11%, *sand* (kuning) 29%, dan *shale* (hijau) 71%. Visualisasi ini dengan jelas menunjukkan bahwa Zona 1 memiliki kualitas *reservoir* yang lebih baik dengan kandungan *sand* yang lebih tinggi dan *shale* yang lebih rendah dibandingkan Zona 2.

F. Distribusi Saturasi Fluida

Gambar 4 menampilkan grafik distribusi saturasi fluida untuk kedua zona yang memberikan visualisasi komposisi *water*, *movable oil*, *non-movable oil*, *sand*, dan *shale* dalam bentuk *stacked horizontal bar chart*. Zona 1 pada kedalaman 112 ft (ditampilkan pada bar bagian bawah) menunjukkan distribusi sebagai berikut yaitu saturasi air 57.1% yang moderat dalam warna biru, *movable oil* 27% dalam warna oranye yang menunjukkan kemampuan produksi baik, *non-movable oil* 16% dalam warna abu-abu sebagai saturasi residual, dan fraksi *sand* 57.3% dalam warna kuning dengan *shale* 42.7% dalam warna hijau yang mengindikasikan *slightly shaly sandstone*. Zona 2 pada kedalaman 372 ft (ditampilkan pada bar bagian atas) memiliki saturasi air 63.4% yang tinggi dalam warna biru, *movable oil* 26% dalam warna oranye dengan mobilitas wajar, *non-movable oil* 11% dalam warna abu-abu yang lebih rendah, dan fraksi *sand* 29.3% dalam warna kuning dengan *shale* 70.7% dalam warna hijau yang mencerminkan kandungan *clay* yang signifikan dan mengindikasikan *highly shaly sandstone*.

Visualisasi distribusi fluida vertikal pada Gambar 5 mendemonstrasikan perbedaan yang jelas dalam kualitas *reservoir* antara kedua zona, dimana Zona 1 memiliki proporsi *sand* yang lebih tinggi dan *shale* yang lebih rendah, yang berkorelasi dengan kemampuan produksi yang lebih baik. *Segregasi* gravitasi normal terlihat dimana minyak berada pada zona yang lebih dangkal (Zona 1) dengan saturasi yang lebih tinggi, sementara Zona 2 yang lebih dalam dan dekat dengan *oil-water contact* menunjukkan saturasi air yang lebih tinggi. Integrasi data saturasi dengan porositas dan volume *shale* yang ditampilkan pada *track-track* terpisah di Gambar 3 memberikan gambaran lengkap mengenai heterogenitas *reservoir* yang sangat penting untuk desain *completion* dan optimasi produksi [14]

G. Estimasi Volumetrik dan Implikasi Ekonomi

Estimasi volume hidrokarbon awal per *acre-foot* berdasarkan Zona 1 sebagai *pay zone* utama menunjukkan original *oil in place* sebesar 8,150 STB/acre, dengan asumsi *formation*

volume factor $Bo = 1.2$ RB/STB. Perhitungan ini menggunakan formula $OOIP = 7758 \times h \times \Phi \times (1-Sw) / Bo$, dimana h adalah *net pay thickness* 13 ft, porositas efektif 22.6%, dan saturasi minyak 42.9%. Validasi perhitungan: $OOIP = 7758 \times 13 \times 0.226 \times 0.429 / 1.2 = 8,191$ STB/acre, yang dibulatkan menjadi 8,150 STB/acre.

Cadangan yang dapat diproduksi dengan *recovery factor* 25% untuk *reservoir solution-gas drive* dengan permeabilitas rendah menghasilkan *estimated ultimate recovery* sebesar 2,040 STB/acre, diperoleh dari $8,150 \times 0.25 = 2,037.5$ STB/acre. Kelayakan ekonomi dengan asumsi 40-acre drilling spacing memberikan potensi per sumur sebesar 81,600 STB ($2,040 \times 40 = 81,600$ STB), yang menunjukkan ekonomi sumur *marginal* hingga moderat yang sangat tergantung pada biaya operasi, harga minyak, permeabilitas aktual, kontinuitas *lateral sand*, dan efisiensi *recovery*.

Strategi pengembangan yang direkomendasikan meliputi tahap jangka pendek dengan *completion* hanya Zona 1 untuk uji produksi awal dengan monitoring performa seperti *water cut*, tekanan, dan laju produksi untuk validasi parameter *reservoir*, tahap jangka menengah dengan evaluasi perforasi selektif pada *sub-interval* paling bersih di Zona 2 jika Zona 1 berkinerja dengan baik dan harga minyak mendukung, serta tahap jangka panjang dengan *infill drilling* yang menargetkan badan *channel sand* tambahan secara *lateral* berdasarkan korelasi seismik dan *well-to-well* untuk memetakan kontinuitas *reservoir*.

Penilaian ketidakpastian mengindikasikan bahwa rentang ketidakpastian parameter meliputi porositas efektif $\pm 2\%$ yang dapat mempengaruhi OOIP $\pm 9\%$, saturasi air $\pm 10\%$ yang dapat mempengaruhi OOIP $\pm 15\%$, permeabilitas ± 1 orde *magnitude* yang sangat mempengaruhi laju produksi dan *recovery factor*, dan *original oil in place* $\pm 30\%$ dari kombinasi ketidakpastian berbagai parameter. Ketidakpastian ini memerlukan validasi dengan analisis *core* untuk properti batuan yang akurat, formation testing untuk pengukuran langsung tekanan, permeabilitas, dan resistivitas air formasi, serta data produksi awal untuk kalibrasi model petrofisika.

Gambar 4 menunjukkan hasil *final* dari *software* petrofisika berbasis *log analysis* yang menampilkan track-track terkalkulasi termasuk volume *shale* dengan skala 0-100%, porositas efektif dengan skala 0-30%, saturasi air dengan skala 0-100%, dan identifikasi zona pay dengan kode warna hijau untuk *net pay* dan merah untuk *non-pay* yang memudahkan interpretasi visual. Track paling kanan menampilkan *summary bar* yang mengintegrasikan semua parameter *cut-off* untuk penentuan zona produktif secara otomatis. Visualisasi terintegrasi ini memungkinkan evaluasi cepat terhadap kualitas *reservoir* sepanjang interval yang dianalisis dan menjadi dasar untuk rekomendasi *completion* dan strategi produksi [15].

4. SIMPULAN

Evaluasi petrofisika terintegrasi menggunakan *software* petrofisika berbasis *log analysis* pada *Formasi Dakota Sandstone* berhasil mengidentifikasi dua zona dengan karakteristik yang berbeda. Zona 1 pada kedalaman 112-125 ft merupakan target utama dengan volume *shale* 42.7%, porositas efektif 22.6%, saturasi minyak 42.9%, dan *movable oil* 27%. Zona 2 pada kedalaman 372-385 ft merupakan zona marginal dengan kandungan *shale* tinggi 70.7% yang tidak memenuhi kriteria *cut-off*. *Total net pay* sebesar 13 ft dari interval produktif 14,7 ft memberikan rasio *net-to-gross* 88.5% untuk interval produktif, atau hanya 4% dari total ketebalan *Dakota Formation* 328 ft, yang mencerminkan heterogenitas yang sangat tinggi dari sistem deposisi *fluvial-deltaic* dengan badan *sandstone channel* yang terisolasi. *software* petrofisika berbasis *log analysis* terbukti efektif sebagai alat yang komprehensif untuk karakterisasi *reservoir*, menyediakan alur kerja sistematis dari kontrol kualitas data hingga perhitungan volumetrik dengan visualisasi interaktif yang meningkatkan efisiensi interpretasi.

Estimasi *original oil in place* sebesar 8,150 STB/acre dan *estimated ultimate recovery* 2,040 STB/acre menunjukkan potensi ekonomi moderat dengan potensi per sumur 81,600 STB pada 40-acre spacing. Keberhasilan pengembangan sangat tergantung pada kontinuitas *lateral sand*, manajemen air yang efektif mengingat saturasi air yang relatif tinggi, dan aplikasi *artificial lift* yang tepat untuk mengatasi permeabilitas rendah. Pekerjaan lanjutan yang diprioritaskan meliputi akuisisi *core* untuk validasi parameter petrofisika dan pengukuran permeabilitas langsung, *formation testing* untuk pengukuran tekanan dan resistivitas air formasi yang akurat, korelasi *multi-sumur* untuk pemetaan penyebaran *areal* badan *sandstone channel*, dan integrasi seismik untuk identifikasi geometri *channel* dan prediksi kualitas *reservoir* di lokasi prospek. Validasi dan reduksi ketidakpastian melalui pekerjaan lanjutan ini sangat penting untuk mengoptimalkan strategi pengembangan lapangan dan meningkatkan tingkat keberhasilan ekonomi.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] G. E. Asquith and D. Krygowski, "Basic Well Log Analysis, 2nd ed. Tulsa," *AAPG Methods in Exploration Series No. 16*, 2004., 2004.
- [2] M. Rider and M. Kennedy, "The Geological Interpretation of Well Logs," 3rd ed. Rider-French Consulting Ltd., 2011., 2011.
- [3] Lloyd's Register, "Interactive Petrophysics v4.6 User Manual. London," *Lloyd's Register*, 2019.
- [4] P. A. Macfarlane, "Aquifer/Aquitard Interfaces Dakota Aquifer, Kansas," *Kansas Geological Survey Open-file Report 93-1*, 1993., 1993.
- [5] et al. R. L. Brenner, "Late Cretaceous Fluvial-Estuarine Deposystems and Paleosols of the Dakota Formation," *AAPG Bulletin*, vol. 65, pp. 2111-2134, 1981., *de Coster, G.L., 1974. The Geology of the Central and South Sumatra Basins. Indonesian Petroleum Association, 3rd Annual Convention IPA Proceedings, Jakarta., 1974.*
- [6] G. E. Archie, "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics," *Transactions of the AIME*, vol. 146, no. 1, pp. 54-62, 1942., 1942.
- [7] P. Simandoux, "Dielectric Measurements on Porous Media," *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, vol. 18, pp. 193-215, 1963., 1963.
- [8] A. Poupon and J. Leveaux, "Evaluation of Water Saturations in Shaly Formations," in *SPWLA 12th Annual Logging Symposium, Dallas, 1971, Paper SPWLA-1971-O.*, 1971.
- [9] S. W. J. S. B. Y. S. and R. N. A. Sofyan, "Determination of Scaling Zone and Scaling Type in Slotted Liner Based on the Fluid Flow Pattern in the Geothermal Well X," *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 13, no. 1, pp. 276-286, 2023., 2023.
- [10] J. S. and A. S. H. A. Sofyan, "Investigation of Zone and Type of Scaling Based on the Fluid Flow Pattern in the Geothermal Well X at the Salak Geothermal Field-Indonesia," *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 14, no. 1, pp. 192-202, 2024., 2024.
- [11] Y. D. G. B. and D. C. D. A. Sofyan, "Analysis Of The Z Well Production Test Using The Horizontal Lip Pressure Method At Pt. Pertamina Geothermal Energy Ulubelu Area," *Indonesian Journal of Energy and Mineral*, vol. 3, no. 1, pp. 40-55, 2023., 2023.
- [12] A. Sofyan, "Scale formation and treatment plan in Indonesian geothermal wells," *Doctoral dissertation, University of Szeged*, 2025, 2025.

Daftar Simbol

Ω	=	Tegangan, m
T_{in}	=	Temperatur masuk, K
$\sigma_{thermal}$	=	Tegangan thermal, Pa
μ	=	Viskositas, Ns/m
ρ	=	Massa jenis, Kg/m ³