

IDENTIFIKASI *NET PAY* DAN ZONA PROSPEKTIF HIDROKARBON BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA LOG

Dimas Ficry^{1*}, Diyah Rosiani¹

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

*E-mail: angkasap465@gmail.com

ABSTRAK

Evaluasi formasi adalah proses krusial untuk menilai potensi hidrokarbon suatu reservoir. Analisis petrofisika dengan memanfaatkan data log sumur dapat menyajikan informasi kualitatif dan kuantitatif mengenai karakteristik fisik batuan seperti porositas, saturasi air, dan kandungan serpih. Penelitian ini bertujuan untuk mengenali daerah prospektif hidrokarbon dan menghitung ketebalan lapisan produktif (*net pay*) pada Sumur Sylvester-1 menggunakan *software*. Metode yang diaplikasikan adalah analisis petrofisika deterministik, mengingat data log yang ada lengkap dan meliputi log *Gamma Ray (GR)*, *Density (RHOB)*, *Neutron (NPHI)*, *Resistivity (ILD)*, serta *Spontaneous Potential (SP)*. Parameter kunci yang diteliti mencakup volume serpih (*Vsh*), porositas (Φ), tingkat saturasi air (*Sw*), dan rasio neto terhadap bruto (*NTG*). Zona produktif ditentukan dengan kriteria cut-off $\Phi \geq 10\%$, $Sw \leq 50\%$, dan $Vsh \leq 35\%$. Hasil analisis menunjukkan dua zona reservoir utama, yaitu Zona 1 (1010–2000.5 ft) dan Zona 2 (2268.5–3864 ft). Zona 1 memiliki nilai PHIE sebesar 0.321, *Sw* sebesar 0.310, dan *Vsh* sebesar 0.035 dengan *NTG* 0.697, sehingga dikategorikan sebagai zona produktif utama (*primary pay zone*). Sedangkan Zona 2 memiliki kualitas reservoir sedang dengan PHIE 0.282 dan *NTG* 0.065. Perbandingan antara hasil perhitungan manual dan keluaran *software* menunjukkan selisih kurang dari 1%, yang menegaskan bahwa metode deterministik pada *software* menghasilkan hasil yang akurat dan konsisten. Secara keseluruhan, interval 1010–2000.5 ft diidentifikasi sebagai zona prospektif utama hidrokarbon dengan kualitas reservoir terbaik.

Kata kunci: Petrofisika, Metode Deterministik, *Net Pay*, Zona Prospektif Hidrokarbon

1. PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi merupakan sumber energi utama yang hingga kini belum sepenuhnya tergantikan oleh energi terbarukan, sehingga eksplorasi dan produksi migas masih menjadi prioritas untuk memenuhi kebutuhan energi nasional dan global [1]. Proses eksplorasi migas memerlukan berbagai disiplin ilmu, salah satunya adalah petrofisika, yang menggabungkan prinsip geologi, fisika batuan, dan geofisika untuk memahami sifat fisis dan kimia batuan reservoir serta fluida yang dikandungnya [2].

Salah satu teknik pokok dari penelitian petrofisika adalah well logging. Well logging merupakan metode pengukuran dibawah tanah menggunakan sensor yang ditaruh didalam lubang bor yang menghasilkan informasi mengenai litologi bahwa terdapat porositas, resistivitas dan saturasi fluida log adalah data log sumur [3]. Log merupakan alat penilaian formasi yang sangat krusial utk menetapkan ciri-ciri reservoir dan mengenali zona potensial hidrokarbon. Log juga dapat digunakan untuk menentukan kedalaman, ketebalan dan jenis cairan dilapisan reservoir, dan memperkirakan cadangan hidrokarbon awal atau initial hydrocarbon in place [1].

Perkembangan teknologi perangkat lunak, telah membuat analisis log lebih akurat, tepat waktu, dan komprehensif dengan memanfaatkan metode deterministik dan probabilistik [4].

Metode deterministik umumnya digunakan saat data log tersedia secara utuh, karena tiap parameter seperti porositas, resistivitas, dan saturasi air dapat diidentifikasi secara langsung oleh pengguna. Di sisi lain, metode probabilistik lebih tepat diterapkan ketika data log terbatas, karena metode ini bergantung pada model statistik yang mampu mengestimasi nilai parameter dengan memperhatikan ketidakpastian data. Kedua pendekatan ini bertujuan serupa, yakni mengukur parameter petrofisika utama seperti volume serpih (V_{sh}), porositas (Φ), saturasi air (S_w), dan net to gross (NTG), yang menjadi acuan dalam mengidentifikasi zona hidrokarbon produktif serta memperkirakan ketebalan net pay [1].

Dalam studi ini digunakan data Sumur Sylvester-1 yang berada di Lapangan Petrack, County Decatur, dengan kedalaman total 3.860 ft dan formasi produktif utamanya Lansing Kansas City. Log data yang dimanfaatkan mencakup Gamma Ray (GR), Resistivity (ILD), Neutron (NPHI), Density (RHOB), dan Spontaneous Potential (SP) yang diproses dengan software untuk menganalisis sifat petrofisika formasi. Analisis ini bertujuan untuk mengevaluasi nilai V_{sh} , Φ , S_w , dan NTG serta mengenali zona yang potensial untuk hidrokarbon dan ketebalan net pay berdasarkan hasil interpretasi log sumur.

Rumusan masalah dari penelitian ini adalah bagaimana hasil analisis petrofisika log Sumur Sylvester-1 menggunakan software dapat digunakan untuk menentukan parameter utama reservoir dan mengidentifikasi zona prospektif hidrokarbon [5]. Tujuan penelitian ini adalah untuk melakukan interpretasi data well log secara kuantitatif guna mengetahui karakteristik petrofisika dan potensi hidrokarbon formasi yang diobservasi [6].

Secara teoritis, petrofisika bertujuan memahami sifat fisis batuan reservoir, meliputi kemampuan batuan menyimpan dan mengalirkan fluida yang ditentukan oleh porositas, permeabilitas, dan saturasi air [7]. Salah satu konsep utama dalam petrofisika adalah net pay, yaitu ketebalan reservoir yang memenuhi batas produktif berdasarkan kriteria porositas, resistivitas, dan saturasi air tertentu. Nilai-nilai batas ini dikenal sebagai *cut-off*, yang berfungsi membedakan zona produktif dari zona non-produktif [1].

Berbagai studi sebelumnya telah menegaskan keberhasilan analisis petrofisika dalam menilai potensi hidrokarbon. Herianto (2018) mengungkapkan bahwa analisis log dapat mendeteksi zona hidrokarbon dalam formasi batupasir di Cekungan Jawa Barat Utara [8]. Pascoal et al. (2025) menggunakan software untuk menganalisa reservoir dengan resistivitas rendah di Kutai Basin dan mendapatkan interpretasi yang tepat tentang area prospektif hidrokarbon [9]. Stadtmüller dan Jarzyna (2023) menegaskan bahwa integrasi data log dan analisis laboratorium meningkatkan akurasi estimasi parameter petrofisika pada batuan karbonat [10].

2. METODE

A. Pendekatan Penelitian

Studi ini menerapkan pendekatan kuantitatif analitik dengan metode analisis petrofisika yang bersifat deterministik. Pendekatan ini merupakan pendekatan yang rasional, karena dibangun atas teori interaksi fisika batuan dengan respon log sumur, serta bersifat empiris, mengingat seluruh analisis berlandaskan pada data lapangan nyata dari hasil logging Sumur Sylvester-1.

Metode deterministik dipilih karena data log yang tersedia lengkap, sehingga parameter petrofisika dapat dihitung secara eksplisit melalui persamaan empiris yang telah terbukti secara ilmiah. Analisis dilakukan secara sistematis mulai dari tahap input data, koreksi log, penentuan parameter dasar, perhitungan petrofisika, hingga identifikasi zona prospektif hidrokarbon.

B. Lokasi dan Data Penelitian

Penelitian dilakukan menggunakan data sekunder dari Sumur Sylvester-1, yang berlokasi di Lapangan Petrack, County Decatur dengan kedalaman total mencapai 3.860 ft. Formasi utama yang dianalisis adalah Lansing–Kansas City, yang diketahui sebagai formasi produktif hidrokarbon.

Tabel 1. Data Engineering

General Well Data			
API :	15-039-21256	County :	Decatur
KID :	1046952921	Permit Date :	Jan -14 -2019
Lease :	Sylvester	Spud Date :	Feb – 01 - 2019
Well :	1	Completion Date :	Feb – 12 - 2019
Original Operator :	BEREXCO LLC	Plugging Date :	-
Current Operator :	BEREXCO LLC	Well Type :	OIL
Field :	Petrack	Status :	Producing
Location :	T4S R27W, Sec. 4 N2 SW SE SW 470 North, 1650 East, from SW Corner	Total Depth :	3860
NAD27 Longitude :	-100.3610779	Elevation :	2682 KB
NAD27 Latitude :	39.7279145	Producing Formation :	LANSING-KANSAS CITY
NAD83 Longitude :	-100.3615	IP Oil (bbl) , IP Water (bbl) , IP Gas (MCF) :	-
NAD83 Latitude :	39.72792 Lat-long from GPS	KDOR code for Oil	147539

Sumur minyak Sylvester Well 1, dengan API 15-039-21256 dan KID 1046952921, berlokasi di County Decatur pada koordinat T4S R27W Section 4 (N2 SW SE SW). Sumur ini dioperasikan oleh BEREXCO LLC sebagai operator awal maupun saat ini. Lokasinya ditetapkan menggunakan koordinat NAD27 (longitude -100.3610779, latitude 39.7279145) dan NAD83 (longitude -100.3615, latitude 39.72792), dengan posisi 470 kaki ke utara dan 1650 kaki ke timur dari sudut barat daya lokasi plot. Izin pemboran dikeluarkan pada 14 Januari 2019, sementara kegiatan spud dilaksanakan pada 1 Februari 2019 dan penyelesaian pemboran tercapai pada 12 Februari 2019. Sumur ini diklasifikasikan sebagai sumur minyak dengan kedalaman total 3860 kaki dan elevasi permukaan sebesar 2682 KB. Berdasarkan catatan operasional, sumur tersebut berada dalam status producing, dengan formasi penghasil utama berasal dari Formasi Lansing–Kansas City yang dikenal sebagai salah satu horizon produktif di wilayah tersebut. Selain itu, informasi teknis tambahan seperti kode minyak KDOR (147539) serta peta interaktif dan akses arsip digital dapat digunakan untuk verifikasi lokasi dan data pendukung lainnya.

Tabel 2. Data Formasi dan Interval Kedalaman Sumur

Formation (source name)	Top	Base	Source	Updated
Anhydrite	2198		Completion Report	Dec – 05 - 2021
Topeka	3365		Completion Report	Dec – 05 - 2021
Lansing-Kansas City	3579	3777	Completion Report	Dec – 05 - 2021

Tabel 2 menyajikan informasi mengenai interval formasi geologi yang ditembus oleh sumur berdasarkan *Completion Report* yang diperbarui pada 5 Desember 2021. Formasi Anhydrite dijumpai mulai pada kedalaman top 2198 kaki. Selanjutnya, formasi Topeka ditemukan pada kedalaman top 3365 kaki. Interval produktif utama berasal dari Formasi Lansing–Kansas City, yang berada pada kedalaman top 3579 kaki dengan base mencapai 3777 kaki. Data top dan base formasi ini memberikan gambaran tentang urutan stratigrafi yang dilalui selama pemboran serta membantu dalam interpretasi zona prospektif yang berpotensi menghasilkan hidrokarbon. Data yang digunakan dalam penelitian ini meliputi Tabel 3.

Tabel 3. Data yang digunakan

Data	Kegunaan
<i>Gamma Ray (GR)</i>	Untuk menentukan kandungan serpih (Vsh) dan litologi
<i>Density (RHOB)</i>	Untuk menghitung porositas batuan
<i>Neutron (NPHI)</i>	Untuk mengidentifikasi fluida dan porositas
<i>Resistivity (ILD)</i>	Untuk menghitung saturasi air (Sw)
<i>Spontaneous Potential (SP)</i>	Untuk mendeteksi batas formasi dan permeabilitas

C. Prosedur Penelitian

Gambar 1 adalah diagram alir penelitian. Langkah-langkah penelitian dilakukan secara berurutan sebagai berikut:

1. Input Data Log
Data LAS hasil logging dimasukkan ke dalam software. Pada tahap ini dilakukan pengecekan kelengkapan kolom log (GR, RHOB, NPHI, ILD, SP).
2. Koreksi dan Kalibrasi Log
Tahap ini mencakup *depth shifting*, *splicing*, dan penghapusan noise. Proses kalibrasi dilakukan agar semua log sejajar terhadap kedalaman sebenarnya
3. Penentuan Nilai Baseline
Menentukan nilai dasar log yang akan digunakan dalam perhitungan, seperti GR_{min}, GR_{max}, R_w (resistivitas air formasi), serta parameter matriks dan fluida (ρ_{ma} dan ρ_f).
4. Perhitungan Parameter Petrofisika
Tahap ini meliputi:
 - Volume serpih (Vsh) dihitung dari log GR menggunakan metode Larionov Tertiary Rocks:

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

$$V_{sh} = 0.083 \times (2^{3.7 \times IGR} - 1) \quad (2)$$

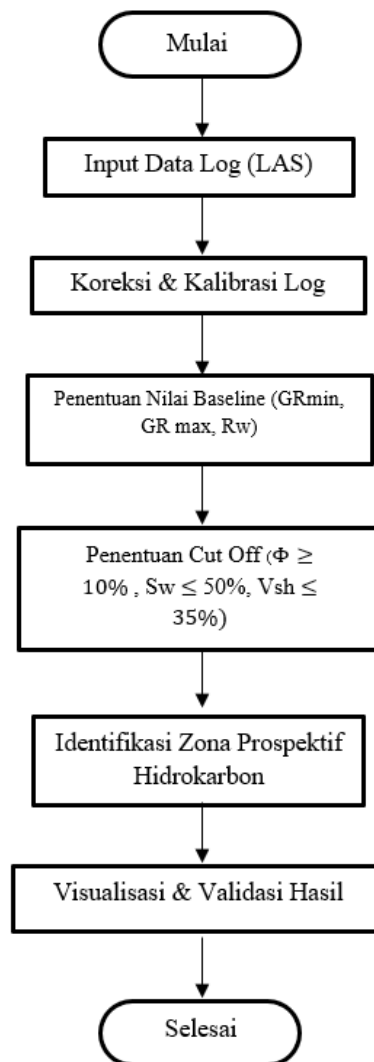
- Porositas (Φ) dihitung menggunakan kombinasi log RHOB–NPHI:

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

- Saturasi Air (S_w) dihitung menggunakan Persamaan Archie

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\Phi^m R_t} \right)^{1/n} \quad (4)$$

- Net to Gross (NTG) dihitung dari perbandingan antara ketebalan lapisan produktif (net pay) dan ketebalan total (gross)



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

5. Penentuan Cut Off

Lapisan dianggap produktif bila memenuhi batas nilai porositas (Φ) $\geq 10\%$, saturasi air (S_w) $\leq 50\%$ dan volume serpih (V_{sh}) $\leq 35\%$

6. Identifikasi Zona Prospektif

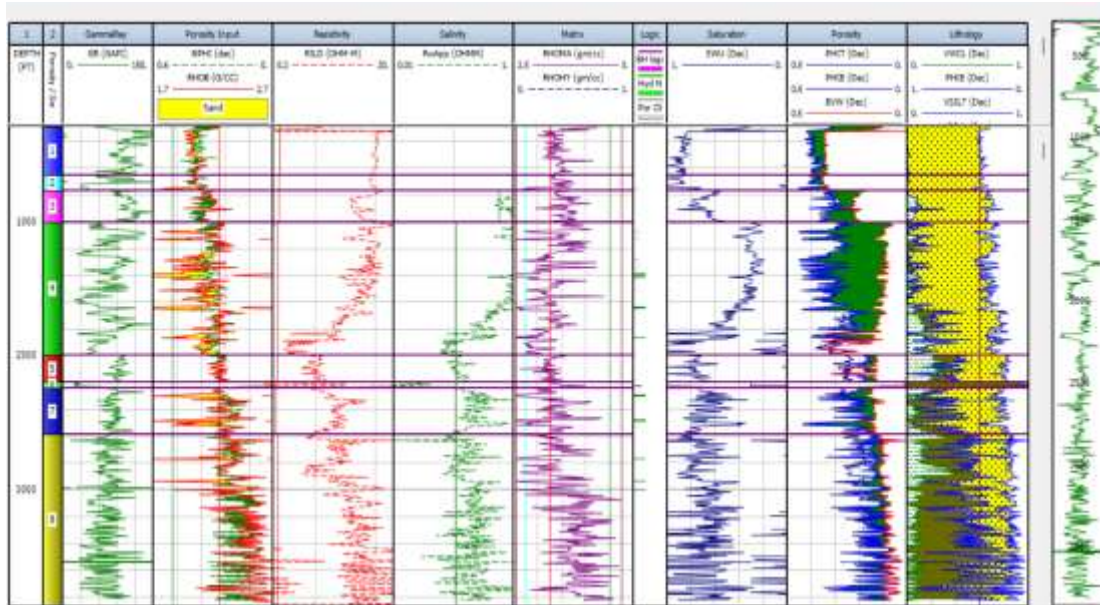
Lapisan yang memenuhi kriteria cut-off diidentifikasi sebagai zona prospektif hidrokarbon. Interval zona tersebut kemudian dianalisis karakteristiknya untuk menentukan ketebalan net pay dan nilai NTG.

7. Visualisasi dan Validasi Hasil

Tahap ini dilakukan untuk menyajikan hasil analisis petrofisika secara visual dan memastikan keakuratannya. Visualisasi dilakukan menggunakan software dalam bentuk log display (kurva GR, RHOB, NPHI, ILD, Sw, dan Vsh terhadap kedalaman) serta crossplot (misalnya NPHI–RHOB untuk mendeteksi gas melalui *crossover* negatif). Validasi dilakukan dengan menganalisis konsistensi antar-log, seperti hubungan antara resistivitas tinggi dan saturasi air rendah.

3. PEMBAHASAN

A. Analisa Kualitatif



Gambar 2. Hasil Analisa Petrofisika Secara Kualitatif

Analisis log petrofisika pada Sumur Sylvester-1 dilaksanakan dengan memakai data yang diperoleh dari pengolahan software. Data yang ditelaah mencakup log Gamma Ray (GR), Neutron Porosity (NPHI), Density (RHOB), Resistivity (ILD), Water Saturation (Sw), dan juga hasil integrasi yaitu Porosity Effective (PHIE) serta Bulk Volume Water (BVW). Tujuan utama dari analisis ini adalah mengidentifikasi area prospektif hidrokarbon dengan berdasarkan pada karakteristik log serta nilai parameter petrofisika yang dihasilkan.

Log Gamma Ray (GR) berfungsi untuk mengidentifikasi litologi dan menentukan kandungan serpih (volume shale, Vsh) dalam batuan. Nilai GR yang rendah menunjukkan kadar mineral radioaktif rendah, yang umumnya mengindikasikan lapisan batupasir bersih, sedangkan nilai tinggi menunjukkan lapisan yang kaya dengan serpih. Dalam hasil log, nilai GR yang bergerak ke kiri (rendah) menunjukkan area dengan sedikit kandungan serpih dan potensi reservoir yang baik, sedangkan nilai yang bergerak ke kanan (tinggi) menunjukkan peningkatan kandungan serpih dan penurunan kualitas reservoir [3]. Pada kedalaman sekitar 1000–2000 ft, nilai GR biasanya di bawah 50 API, menunjukkan dominasi batupasir yang bersih dan permeabel. Area ini memiliki potensi besar sebagai reservoir karena rendahnya kadar serpih dan kecenderungannya yang homogen dalam hal litologi [7].

Kemudian, log porositas neutron (NPHI) dan log densitas (RHOB) dimanfaatkan secara kombinasi untuk menghitung porositas efektif serta mengenali jenis fluida yang terdapat dalam

pori batuan. Nilai RHOB yang bergerak ke kiri mengindikasikan densitas rendah, menandakan adanya ruang pori yang besar atau keberadaan gas, sedangkan NPHI yang bergerak ke kanan menunjukkan tingginya kandungan hidrogen dalam pori, yang umumnya berhubungan dengan air formasi. Apabila kedua kurva NPHI dan RHOB tumpang tindih (overlay), maka lapisan tersebut didominasi oleh air. Namun, jika terjadi crossover negatif, yaitu kurva NPHI berada lebih jauh ke kiri dibandingkan RHOB, ini merupakan tanda adanya gas karena gas memiliki densitas serta kadar hidrogen yang rendah. Di log Sumur Sylvester-1, fenomena crossover negatif terlihat jelas pada interval 1000–2000 ft, yang menunjukkan bahwa area ini mengandung gas dan merupakan lapisan reservoir yang menjanjikan.

Selanjutnya, log resistivitas (ILD) dimanfaatkan untuk menilai kejenuhan fluida di dalam pori batuan. Resistivitas yang tinggi menunjukkan bahwa batuan memiliki fluida nonkonduktif seperti minyak atau gas, sedangkan resistivitas rendah menunjukkan dominasi air karena air adalah konduktor listrik yang efektif [1], [8]. Dalam log ini, kurva resistivitas yang bergerak ke kanan menunjukkan nilai resistivitas tinggi pada rentang 1000–2000 ft, yang mengindikasikan keberadaan lapisan yang jenuh hidrokarbon. Sebaliknya, interval di bawah 2268–3864 ft menunjukkan resistivitas yang lebih rendah, yang diartikan sebagai lapisan dengan dominasi air formasi atau kualitas reservoir yang kurang baik.

Analisis log saturasi air (S_w) dilakukan dengan menggunakan persamaan Archie untuk menentukan rasio volume air terhadap total porositas batuan. Nilai S_w yang bergerak ke arah kiri (rendah) menggambarkan kejenuhan air yang rendah, sehingga pori-pori batuan lebih terisi oleh hidrokarbon, sedangkan nilai yang bergerak ke kanan (tinggi) menunjukkan lapisan yang jenuh air [5], [10]. Pada rentang kedalaman 1000–2000 ft, grafik S_w menunjukkan kecenderungan ke arah kiri, yang mengindikasikan bahwa lapisan itu didominasi oleh hidrokarbon. Keadaan ini sesuai dengan teori dasar petrofisika yang menyatakan bahwa semakin rendah nilai S_w , semakin tinggi potensi keberadaan hidrokarbon dalam suatu lapisan reservoir.

B. Analisa Kuantitatif



Gambar 3. Hasil Penentuan Nilai Cut Off

Petrophysical Zone Averages Report

Well : SYLVESTER
 UG :
 Date : 17/03/2025 12:53:16

Reservoir Summary

Zn	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	M/G	Av Phi	Av Sw	Av VCL	Phi*H	Phi30*H	VCL*H
#									Av1			
1		1010.00	2000.50	990.50	690.25	0.697	0.306	0.405	0.062	286.88	160.47	57.90
2		2208.50	3864.00	1595.50	\$5304.25	0.331	0.255	0.498	0.884	77.66	38.98	25.52
	All Zones	1010.00	3864.00	2586.00	\$5124.50	0.477	0.294	0.425	0.067	362.55	200.45	83.33

Pay Summary

Zn	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	M/G	Av Phi	Av Sw	Av VCL	Phi*H	Phi30*H	VCL*H
#									Av1			
1		1010.00	2000.50	990.50	690.25	0.697	0.321	0.310	0.035	221.77	153.10	24.50
2		2208.50	3864.00	1595.50	\$5103.50	0.005	0.282	0.302	0.075	29.22	18.06	7.72
	All Zones	1010.00	3864.00	2586.00	\$5793.75	0.107	0.316	0.318	0.043	250.99	171.16	32.22

Cutoffs Used

Zn	Zone Name	Top	Bottom	Min. Height	Phi PHIE	Sw	VCL
#							
1	Reservoir	1010.00	2000.50	0	>= 0.2	<= 0.5	
2		2208.50	3864.00	0	>= 0.2	<= 0.5	
1	Pay	1010.00	2000.50	0	>= 0.2	<= 0.45	<= 0.5
2		2208.50	3864.00	0	>= 0.2	<= 0.45	<= 0.5

Depth Units : ft
 \$\$ indicates missing or null data in the zone.

Gambar 4. Petrophysical Report

Berdasarkan hasil interpretasi log petrofisika menggunakan software, pada Sumur Sylvester-1 diperoleh dua interval utama yang memenuhi batas nilai *cut-off* petrofisika, yaitu Zona 1 (1010–2000.5 ft) dan Zona 2 (2208.5–3864 ft). Penentuan batas nilai ini dilakukan untuk membedakan lapisan yang berperan sebagai *gross reservoir* dengan lapisan yang benar-benar produktif (*net pay*). Kriteria *cut-off* yang digunakan dalam penelitian ini meliputi porositas efektif (PHIE) ≥ 0.20 , saturasi air (S_w) ≤ 0.45 , dan volume serpih (V_{sh}) ≤ 0.50 .

Tampilan log hasil interpretasi menunjukkan dua indikator utama, yaitu reservoir flag (warna hijau) dan pay flag (warna merah). Reservoir flag berwarna hijau menandai ketebalan zona reservoir pada formasi yang memiliki karakter batuan berpori dan berpotensi menyimpan fluida, baik air maupun hidrokarbon. Sementara itu, pay flag berwarna merah menandai ketebalan zona reservoir yang memenuhi seluruh kriteria *cut-off* petrofisika dan didominasi oleh fluida hidrokarbon. Dengan demikian, reservoir flag menggambarkan ketebalan reservoir secara keseluruhan (gross thickness), sedangkan pay flag merepresentasikan ketebalan lapisan produktif yang jenuh hidrokarbon (net pay thickness).

Secara umum, ketebalan lapisan dihitung menggunakan persamaan:

$$H_{gross} = Depth_{bottom} - Depth_{top} \quad (5)$$

dan rasio Net to Gross (NTG) diperoleh dengan rumus:

$$NTG = \frac{H_{net}}{H_{gross}} \quad (6)$$

Pada Zona 1, diperoleh $H_{gross} = 990.5$ ft dan $H_{net} = 690.25$ ft, sehingga nilai NTG sebesar 0.697, yang menunjukkan bahwa sekitar 70% lapisan berpotensi produktif. Kemudian Porositas efektif (Φ_e) menggambarkan kemampuan batuan untuk menyimpan fluida dan dihitung melalui koreksi serpih terhadap porositas total:

$$\Phi_e = \Phi_{total} \times (1 - V_{sh}) \quad (7)$$

Nilai rata-rata porositas efektif dari hasil log IP sebesar 0.321, menunjukkan ruang pori yang besar dengan batuan berkarakter *clean sand* ($V_{sh} = 0.035$). Sementara itu, saturasi air (S_w) dihitung menggunakan persamaan Archie:

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\Phi^m R_t} \right)^{1/n} \quad (8)$$

dengan parameter empiris a , m , dan n disesuaikan dengan jenis batuan. Nilai rata-rata $S_w = 0.310$ menunjukkan bahwa sebagian besar pori diisi oleh hidrokarbon. Selanjutnya, untuk menentukan Bulk Volume Water (BVW) digunakan persamaan:

$$BVW = \Phi_{total} \times S_w \quad (9)$$

yang memberikan hasil BVW sebesar 0.0995, menandakan kejenuhan air yang rendah. Ketebalan porositas total atau porosity-thickness (ΦH) dihitung menggunakan:

$$\Phi H = \Phi_e \times H_{net} \quad (10)$$

dengan hasil ΦH sebesar 221.77 ft, menunjukkan volume pori efektif yang besar. Sementara itu, ketebalan pori berisi hidrokarbon atau hydrocarbon pore-thickness ($\Phi(1-S_w)H$) dihitung dengan:

$$\Phi_h H = \Phi_e \times (1 - S_w) \times H_{net} \quad (11)$$

dan menghasilkan nilai 153.10 ft, yang menandakan ketebalan efektif lapisan jenuh hidrokarbon cukup signifikan. Berdasarkan parameter tersebut, Zona 1 dikategorikan sebagai zona produktif utama (primary pay zone) dengan kualitas reservoir yang sangat baik.

Sebaliknya, Zona 2 (2268.5–3864 ft) menunjukkan kualitas reservoir yang lebih rendah. Nilai rata-rata PHIE = 0.282, $S_w = 0.382$, dan $V_{sh} = 0.075$, menandakan peningkatan kandungan air formasi dan material serpih. Perhitungan manual memberikan hasil $H_{gross} = 1595.5$ ft, $H_{net} = 103.5$ ft, dan NTG = 0.065. Nilai BVW = 0.1077, $\Phi H = 29.22$ ft, dan $\Phi(1-S_w)H = 18.06$ ft mengindikasikan bahwa sebagian besar pori diisi air dan hanya sebagian kecil interval yang mengandung hidrokarbon. Oleh karena itu, lapisan ini dikategorikan sebagai reservoir sekunder (secondary pay zone) dengan potensi hidrokarbon terbatas.

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis log petrofisika pada Sumur Sylvester-1 menggunakan perangkat lunak Interactive Petrophysics (IP) dan validasi perhitungan manual, diperoleh dua zona prospektif hidrokarbon, yaitu pada interval 1010–2000.5 ft dan 2268.5–3864 ft. Zona pertama memiliki nilai porositas efektif (PHIE) sebesar 0.321, saturasi air (S_w) sebesar 0.310, dan volume serpih (V_{sh}) sebesar 0.035, dengan rasio NTG sebesar 0.697, sehingga dikategorikan sebagai zona produktif utama (primary pay zone). Sementara itu, zona kedua menunjukkan kualitas reservoir sedang dengan nilai PHIE 0.282 dan NTG 0.065, yang menandakan potensi hidrokarbon lebih rendah. Hasil perbandingan antara metode manual dan software menunjukkan perbedaan <1%, menandakan bahwa metode deterministik pada IP memiliki akurasi dan konsistensi tinggi dalam menafsirkan parameter petrofisika. Dengan demikian, software IP terbukti efektif untuk mengidentifikasi zona prospektif hidrokarbon serta menentukan ketebalan lapisan produktif (net pay) secara cepat dan tepat.

Penelitian selanjutnya disarankan untuk mengintegrasikan analisis petrofisika dengan data inti (core data) atau uji produksi (DST/well test) guna meningkatkan keakuratan interpretasi zona produktif. Selain itu, penerapan metode probabilistik dapat dipertimbangkan untuk mengevaluasi ketidakpastian pada lapangan dengan data log yang terbatas, serta melakukan korelasi antar sumur untuk memperluas pemahaman distribusi lateral reservoir.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] M. Sari, H. Nugroho, W. K. Hidajat, dan O. Satriawan, “Analisis Petrofisika Dengan Metode Deterministik Dan Probabilistik Serta Perhitungan Volume Hidrokarbon Dengan Metode Well Basis Pada Sumur Mg-04 Di Struktur Musi, Cekungan Sumatera Selatan Pt. Pertamina Ep Region Sumatera”.
- [2] A. Pratama dan D. A. Zaenudin, “Analisis Petrofisika Untuk Mentukan Potensi Hidrokarbon Pada Sumur Elp-23 Lapangan Prabumulih Menggunakan Metode Inversi”.
- [3] R. Gayatri, “Identifikasi Litologi Dan Kandungan Fluida Berdasarkan Data Log Pada Lapisan Prospek Sumur R1, R2, R4 Dan R5 Di Cekungan Sumatera Selatan”.
- [4] M. E. Pahlevi, “Penerapan Analisa Petrofisik Dengan Metode Deterministik Dan,” 2015.
- [5] M. Widhiyatmoko *dkk.*, “Petrofisika dan Pemodelan untuk Evaluasi Potensi Hidrokarbon Serpih Formasi Kelesa, Cekungan Sumatra Tengah,” *JGSM.Geologi*, vol. 23, no. 4, hlm. 205–215, Okt 2022, doi: 10.33332/jgsm.geologi.v23i4.699.
- [6] A. G. Gahana, I. Sjafri, dan R. M. G. Gani, “Karakterisasi Reservoir Menggunakan Analisis Petrofisika Pada Lapangan Y Formasi Talang Akar Cekungan Sumatera Selatan”.
- [7] M. F. H. Kusuma, P. Lepong, dan E. Arifullah, “Studi Karakteristik Reservoir Berdasarkan Data Petrofisika (Studi Kasus: Lapangan ‘X’ Cekungan Sumatera Selatan),” vol. 6, 2023.
- [8] H. Herianto, “Determination of Hydrocarbon Zones Using Logging Data Analysis in A Sandstone Reservoir (Case Study: Structure ‘TL’ Basin North West Java),” *Indonesian J. Geosci.*, vol. 5, no. 3, hlm. 251–263, Des 2018, doi: 10.17014/ijog.5.3.251-263.
- [9] P. Coreia, B. S. Astuti, dan S. Pambudi, “Petrophysical Analysis and Hydrocarbon Potential in Low Resistivity Sandstone Reservoirs in Kutai Basin, East Kalimantan”.
- [10] M. Stadtmüller dan J. A. Jarzyna, “Estimation of Petrophysical Parameters of Carbonates Based on Well Logs and Laboratory Measurements, a Review,” *Energies*, vol. 16, no. 10, hlm. 4215, Mei 2023, doi: 10.3390/en16104215.

Daftar Simbol

GR_{log}	=	Nilai gamma ray actual
GR_{min}	=	Nilai GR pada lapisan pasir bersih
GR_{max}	=	Nilai GR pada lapisan serpih murni
V_{sh}	=	Fraksi kandungan serpih
ρ	=	Massa jenis, Kg/m ³
Φ_D	=	Porositas dari log densitas
ρ_{ma}	=	Densitas matriks batuan (misal pasir = 2.65 g/cc)
ρ_b	=	Densitas Bulk (hasil pembacaan log)
ρ_f	=	Densitas fluida formasi (biasanya 1.0 g/cc untuk air. 0.8 g/cc untuk minyak)
S_w	=	Saturasi air
a	=	konstanta tortuositas (biasanya 1)
R_w	=	resistivitas air formasi (ohm-m)
R_t	=	resistivitas total formasi dari log ILD
m	=	Eksponen sementasi (umumnya 2)
n	=	Eksponen saturasi (umumnya 2)
Φ	=	Porositas efektif