

Karakterisasi Reservoir Berbasis Data Log dan *Core* pada Zona *Shallow* dan *Deltaic* di Lapangan Alfa, Cekungan Kutai, Kalimantan Timur

Andika Alfarisi¹, Rian Cahya Rohmana², Widi Atmoko³

Teknik Perminyakan, Tanri Abeng University^{1,2}
PT. Patra Nusa Data³
andika@student.tau.ac.id¹, rian@tau.ac.id²

Abstrak— Lapangan "Alfa" yang terletak pada Formasi Attaka di Cekungan Kutai, Kalimantan Timur, memiliki potensi hidrokarbon pada zona *shallow* dan *deltaic* dengan litologi dominan batupasir dan batugamping. Penelitian ini bertujuan untuk melakukan karakterisasi reservoir guna mengidentifikasi zona-zona potensial hidrokarbon dan menentukan nilai properti petrofisikanya. Analisis dilakukan dengan mengintegrasikan data dari empat sumur, meliputi data *well log (triple combo)*, *mud log*, dan *core*. Metode penelitian menggabungkan analisis kualitatif melalui quick look interpretation untuk identifikasi awal zona prospek, yang dilanjutkan dengan analisis kuantitatif menggunakan perangkat lunak petrofisika untuk menghitung parameter reservoir seperti volume serpih, porositas, permeabilitas, dan saturasi air. Hasil analisis kualitatif menunjukkan adanya 5 zona potensial dari total sumur yang dievaluasi. Berdasarkan analisis kuantitatif lebih lanjut, 3 zona di antaranya direkomendasikan sebagai kandidat untuk *Drill Stem Test (DST)*. Zona-zona kandidat ini menunjukkan karakteristik reservoir yang menjanjikan dengan rata-rata porositas 18-28% (baik-istimewa), permeabilitas 27.2–261 mD, dan saturasi air 47–53%. Penentuan ini didasarkan pada nilai batas (*cut-off*) asumsi: porositas >18%, volume serpih <46%, dan saturasi air <53%, yang mengonfirmasi prospek hidrokarbon yang signifikan di lapangan penelitian.

Keywords — Karakterisasi Reservoir, Petrofisika, Cekungan Kutai, Zona *Shallow*, Zona *Deltaic*

Abstrak— The "Alfa" field, located in the Attaka Formation of the Kutai Basin, East Kalimantan, exhibits hydrocarbon potential within its shallow and deltaic zones, which are characterized by dominant sandstone and limestone lithologies. This study aims to characterize the reservoir to identify potential hydrocarbon zones and quantify their petrophysical properties. The analysis integrates data from four wells, encompassing well logs (triple combo), mud logs, and core data. The methodology combines a qualitative analysis using quick look interpretation for initial prospect identification, followed by a quantitative analysis utilizing petrophysical software to calculate key reservoir parameters, including shale volume, porosity, permeability, and water saturation. The qualitative analysis identified 5 potential zones across the evaluated wells. Based on further quantitative analysis, 3 of these zones are recommended as candidates for a Drill Stem Test (DST). These candidate zones exhibit promising reservoir characteristics, with average porosities ranging from 18-28% (good to excellent), permeabilities from 27.2–261 mD, and water saturation from 47–53%. This assessment was based on assumed cut-off values (porosity >18%, shale volume <46%, and water saturation <53%), confirming significant hydrocarbon prospects within the field.

Keywords — Reservoir Characterization, Petrophysics, Kutai Basin, *Shallow Zone*, *Deltaic Zone*

I. PENDAHULUAN

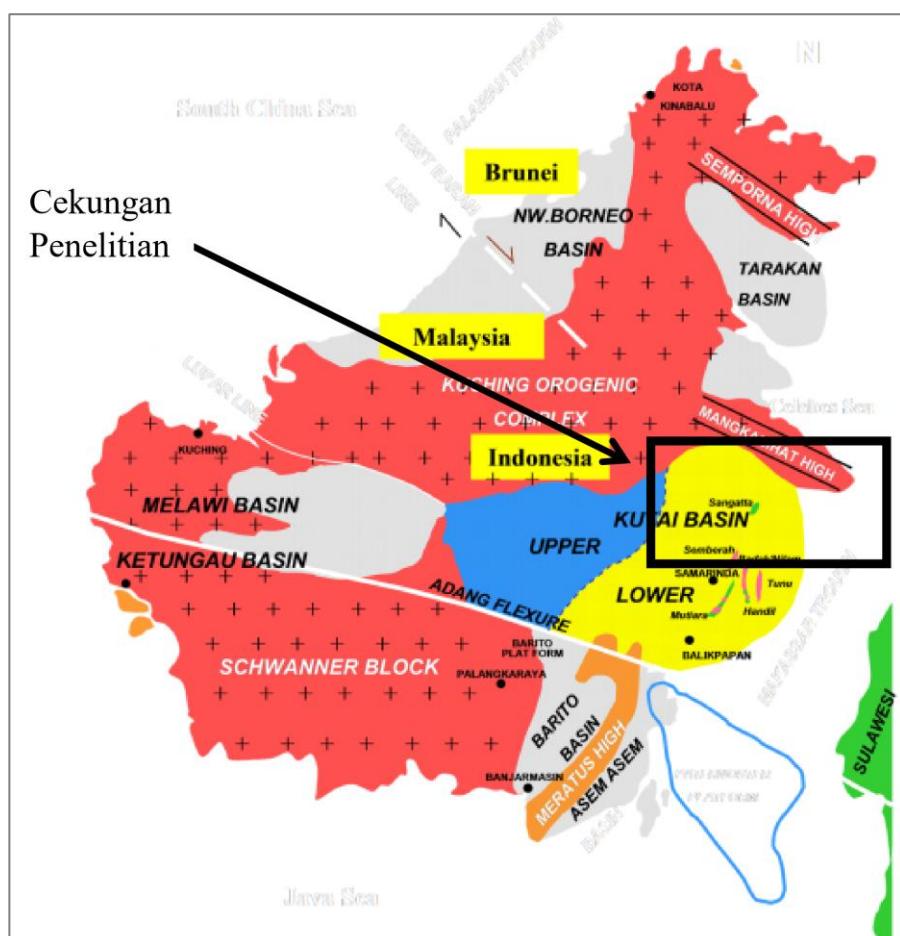
Eksplorasi untuk menemukan cadangan hidrokarbon baru merupakan aktivitas fundamental dalam industri migas, terutama di tengah menipisnya cadangan dari batuan sedimen konvensional [1]. Proses eksplorasi ini merupakan aktivitas multidisiplin yang kompleks, melibatkan sinergi antara ahli geologi, petrofisika, reservoir, dan pengeboran. Di antara

berbagai tahapan, evaluasi formasi memegang peranan sebagai salah satu komponen paling penting dalam menentukan kelayakan suatu prospek [2].

Secara geografis, Indonesia memiliki sejumlah cekungan sedimen yang sangat produktif, salah satunya adalah Cekungan Kutai di Kalimantan Timur (Gambar 1). Cekungan ini merupakan salah satu sistem pengendapan Tersier

terbesar di Indonesia, dengan area seluas ± 60.000 km² dan ketebalan sedimen yang mampu mencapai 14-15 km [3; 4]. Wilayah ini, khususnya di area Teluk Balikpapan, menunjukkan aktivitas tektonik yang signifikan, menghasilkan struktur sesar dan rekahan yang berkontribusi pada pembentukan perangkap-perangkap hidrokarbon baru [2]. *Petroleum*

System di Cekungan Kutai bagian bawah didominasi oleh batuan induk berupa batubara dan serpih berkarbon yang matang, dengan batuan reservoir utama berupa batupasir Miosen [5]. Salah satu formasi potensial di cekungan ini adalah Formasi Attaka, yang menjadi fokus dalam penelitian ini (Gambar 2).



Gambar 1. Peta Lokasi Penelitian di Cekungan Kutai Kalimantan Timur [6].

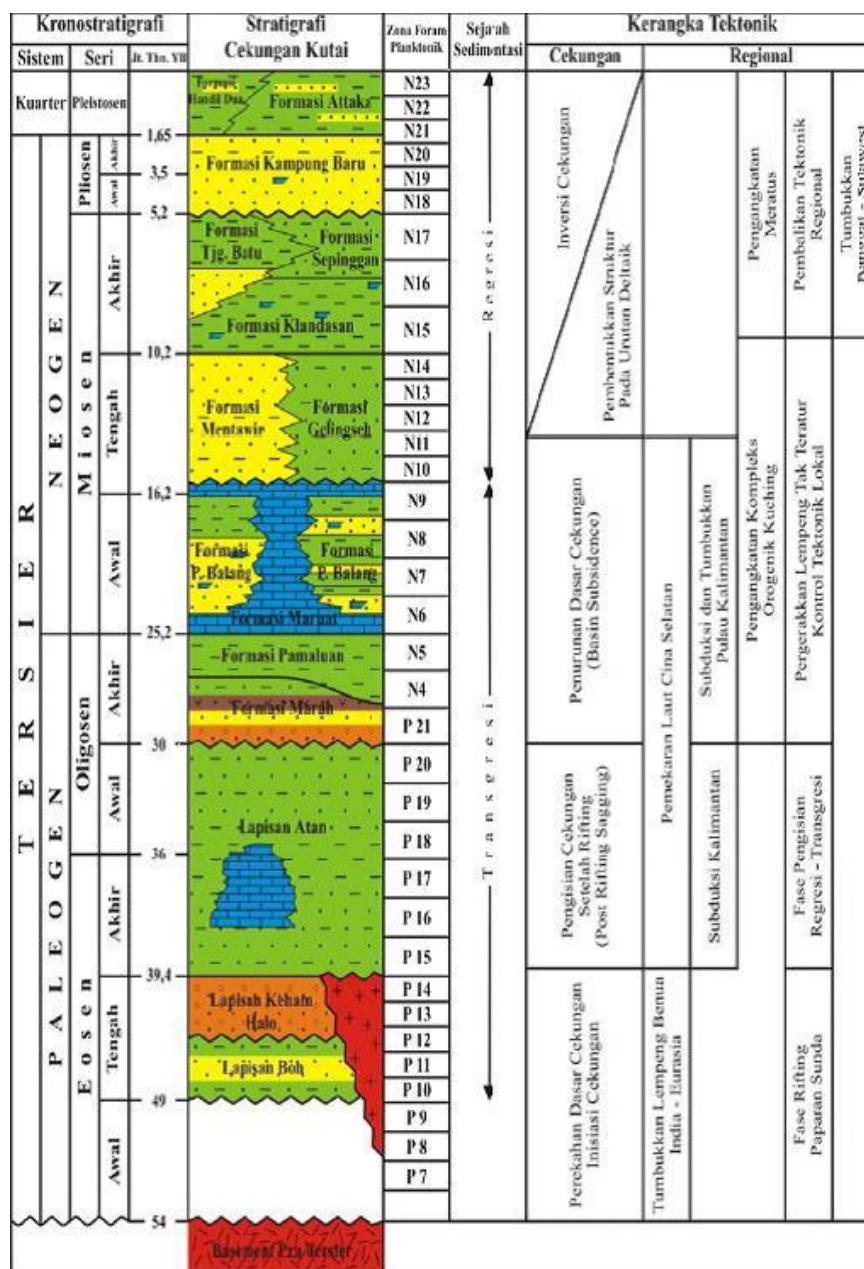
Untuk meng karakterisasi potensi reservoir pada formasi yang kompleks seperti Formasi Attaka, analisis petrofisika menjadi metodologi yang tidak tergantikan. Petrofisika adalah studi tentang sifat fisik dan kimia batuan, yang bertujuan untuk mengidentifikasi zona produktif, menentukan tipe fluida, serta memperkirakan volume cadangan [7; 2]. Interpretasi data petrofisika menjadi dasar bagi sebagian besar pekerjaan bawah permukaan di industri migas. Penggunaan data *well log* (*log gamma ray*, resistivitas, densitas, dan neutron) merupakan

metode geofisika umum untuk mendapatkan gambaran komprehensif mengenai kondisi bawah permukaan secara in-situ [8; 9]. Akurasi dari interpretasi ini sangat bergantung pada integrasi dan kalibrasi dengan data fisik langsung dari reservoir, yaitu data inti batuan (*core*) [10].

Sejumlah penelitian sebelumnya telah menggarisbawahi pentingnya pendekatan petrofisika terintegrasi di Cekungan Kutai dan area sekitarnya. Heterogenitas reservoir di Lapangan Attaka, diketahui kualitas batupasir sangat bervariasi antara lingkungan pengendapan

saluran distribusi (*distributary channel*) dan *delta front* [11]. Studi lain oleh [12] juga menekankan bagaimana fasies sedimen memiliki kontrol yang kuat terhadap pola aliran fluida dan kualitas reservoir, yang dapat berkisar dari buruk hingga sangat baik dalam satu lapangan. Sebagai contoh, penelitian pada Formasi Sepinggan di Cekungan

Kutai Bawah berhasil mengidentifikasi 14 zona potensial hidrokarbon dengan menggunakan pendekatan analisis petrofisika kualitatif dan kuantitatif [2], yang menunjukkan bahwa metodologi ini tetap relevan dan efektif untuk formasi-formasi di Cekungan Kutai.



Gambar 2. Kolom stratigrafi Cekungan Kutai [13]

Meskipun pemahaman mengenai geologi regional dan karakteristik umum Formasi Attaka telah terbangun, analisis petrofisika yang terperinci dan terfokus pada interval *shallow* dan *deltaic* di Lapangan "Alfa" belum banyak

dipublikasikan. Adanya variasi fasies [11] mengindikasikan bahwa karakterisasi properti reservoir pada skala lapangan sangat diperlukan untuk memitigasi risiko dan mengoptimalkan pengembangan. Oleh karena itu, penelitian ini

dilaksanakan untuk mengisi kesenjangan tersebut dengan dua tujuan utama: (1) mengidentifikasi dan memvalidasi keberadaan zona-zona potensial hidrokarbon di Lapangan "Alfa" melalui integrasi data *well log*, *mud log*, dan *core*; dan (2) melakukan kuantifikasi properti petrofisika kritis (volume serpih, porositas, permeabilitas, dan saturasi air) untuk memberikan evaluasi kuantitatif terhadap kualitas reservoir di zona-zona prospektif tersebut.

II. METODE PENELITIAN

Penelitian ini menerapkan pendekatan analisis yang terintegrasi, menggabungkan metode kualitatif dan kuantitatif untuk mengevaluasi potensi hidrokarbon dan mengkarakterisasi reservoir. Untuk memastikan validitas dan akurasi, penelitian ini mengintegrasikan berbagai jenis data, sebuah praktik yang sangat penting dalam analisis fasies dan petrofisika [14]. Alur kerja dirancang secara sistematis untuk memastikan hasil yang komprehensif dan tervalidasi.

A. Data Penelitian

Data yang digunakan dalam penelitian ini berasal dari empat sumur di Lapangan "Alfa", yaitu sumur ADK-1, ADK-2, ADK-3, dan ADK-4 (Tabel 1). Set data utama meliputi:

1. Well log

Data log digital dalam format LAS (*Log ASCII Standard*) yang mencakup kurva-kurva log dasar (*triple combo*) seperti *Gamma ray* (GR), Resistivitas (*Resistivity*), Densitas (*Bulk Density - RHOB*), dan Porositas *Neutron* (*NPHI*).

2. Mud log

Laporan pengeboran yang berisi data kromatografi gas (C1-C5) untuk mendeteksi keberadaan hidrokarbon secara langsung selama operasi pengeboran.

3. Data Core

Data hasil analisis laboratorium dari sampel batuan inti, yang mencakup nilai porositas, permeabilitas, dan saturasi air. Data ini berfungsi sebagai data kalibrasi untuk memvalidasi hasil perhitungan petrofisika berbasis log.

Tabel 1. Data yang tersedia pada daerah penelitian

Data	ADK-1	ADK-2	ADK-3	ADK-4	UNIT
<i>Caliper Log</i>	✓	✓	✓	✓	Inc
<i>SP Log</i>	✓	✓	✗	✓	MV
<i>GR Log</i>	✓	✓	✓	✓	GAPI
<i>Deep-Res</i>	✓	✓	✓	✓	Ohmm
<i>Med-Res</i>	✓	✓	✗	✗	Ohmm
<i>Shallow res</i>	✓	✗	✗	✓	Ohmm
<i>Densitas Log</i>	✓	✓	✓	✓	G/CC
<i>Neutron Log</i>	✓	✓	✓	✗	V/V
<i>DRHO</i>	✓	✓	✓	✓	G/CC
<i>DT</i>	✓	✓	✓	✗	US/F
<i>Mud Log</i>	✓	✓	✓	✓	-
<i>Data Core</i>	✓	✓	✓	✓	-

B. Tahapan Analisis

Proses analisis dibagi menjadi dua tahap utama yaitu analisis kualitatif untuk identifikasi zona prospek dan analisis kuantitatif untuk perhitungan properti reservoir (Gambar 3).

1. Analisis Kualitatif (*Quick Look Interpretation*)

Tahap awal ini bertujuan untuk mengidentifikasi zona-zona yang berpotensi mengandung hidrokarbon secara cepat. Identifikasi dilakukan dengan mengamati respons beberapa kurva log secara simultan. Suatu interval dianggap sebagai zona potensial apabila memenuhi beberapa kriteria standar, yaitu: nilai *gamma ray* yang rendah (mengindikasikan litologi bersih seperti batupasir), nilai resistivitas yang tinggi (menunjukkan adanya fluida non-konduktif seperti hidrokarbon), dan adanya pemisahan (*crossover*) antara kurva log densitas dan neutron (indikasi keberadaan fluida ringan seperti gas atau minyak) [2]. Selain itu, data dari *mud log* digunakan sebagai konfirmasi adanya *gas show* pada interval yang sama.

2. Analisis Kuantitatif (Perhitungan Petrofisika)

Setelah zona-zona potensial teridentifikasi, dilakukan perhitungan parameter petrofisika secara kuantitatif menggunakan perangkat lunak petrofisika.

Tahapan ini meliputi analisis maupun perhitungan sebagai berikut:

- Volume Serpih (*Volume Shale - Vsh*)

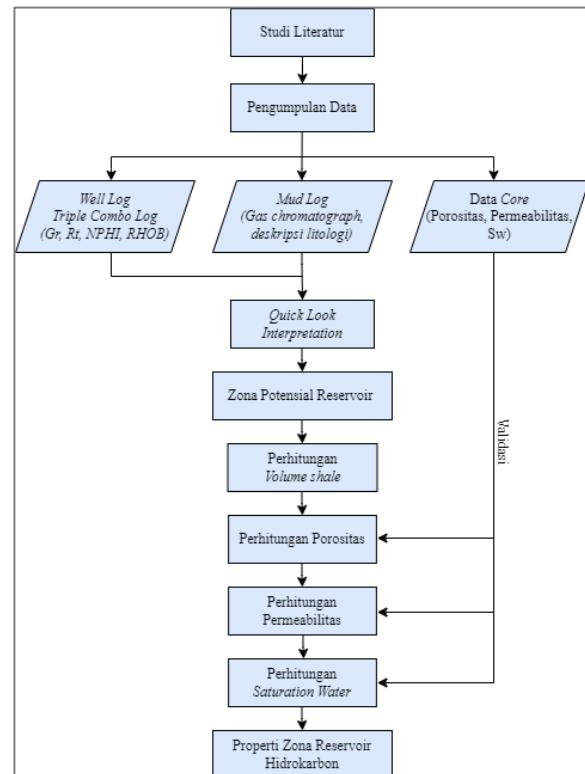
Kandungan serpih dihitung menggunakan log *gamma ray*, yang merupakan indikator radioaktivitas alami batuan. Perhitungan ini didasarkan pada persamaan linier Indeks

Gamma Ray (IGR) [15], yang menginterpolasi nilai Vsh antara pembacaan GR minimum (batuan bersih) dan GR maksimum (serpih murni).

- Porositas (Φ)
Porositas efektif, yaitu ruang pori yang saling terhubung, dihitung menggunakan kombinasi log densitas dan log neutron. Metode ini sangat efektif karena log densitas sensitif terhadap densitas elektron batuan, sedangkan log neutron sensitif terhadap konsentrasi hidrogen, sehingga kombinasi keduanya dapat meminimalkan efek litologi dan memberikan estimasi porositas yang lebih akurat [9].
 - Permeabilitas (k)
Kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida dihitung menggunakan persamaan empiris Timur. Model ini mengorelasikan permeabilitas dengan porositas dan saturasi air tak tereduksi (*irreducible water saturation*), yang cocok untuk estimasi pada batupasir.
 - Saturasi Air (S_w)
Perhitungan saturasi air menggunakan Model Indonesia [16]. Model ini dipilih karena kemampuannya untuk menangani formasi batupasir berserpih (*shaly sand*) dan sangat baik digunakan pada formasi dengan salinitas air formasi yang rendah (*low salinity water*), yang sering dijumpai di lingkungan deltaik.

C. Validasi dan Penentuan Cut-off

Untuk memastikan akurasi dan keandalan hasil perhitungan, nilai porositas, permeabilitas, dan saturasi air yang berasal dari interpretasi log divalidasi dengan membandingkannya terhadap data hasil analisis *core*. Setelah tervalidasi, langkah terakhir adalah menerapkan nilai batas (*cut-off*) pada tiga parameter petrofisika utama untuk menentukan zona *net pay* atau lapisan produktif hidrokarbon. Berdasarkan hasil analisis keseluruhan, nilai *cut-off* yang diasumsikan adalah Volume Serpih < 46%, Porositas > 18%, dan Saturasi Air < 53%.



Gambar 3. Diagram Alir Penelitian

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Hasil dari analisis petrofisika ini secara sistematis menguraikan karakteristik reservoir pada Formasi Attaka di Lapangan "Alfa". Pembahasan difokuskan pada interpretasi data kuantitatif dalam konteks lingkungan pengendapan dan perbandingannya dengan studi terdahulu untuk memberikan pemahaman yang mendalam.

A. Identifikasi dan Penyaringan Zona Potensial

Langkah awal melalui analisis kualitatif (*quick look interpretation*) berfungsi sebagai filter utama untuk menyaring interval yang paling prospektif. Dari empat sumur yang dianalisis, hanya Sumur ADK-1 dan ADK-4 yang menunjukkan respons log yang memenuhi kriteria sebagai zona potensial hidrokarbon, yaitu kombinasi nilai *gamma ray* rendah, resistivitas tinggi, dan adanya indikasi *crossover* antara log densitas dan neutron [2; 9]. Sumur ADK-2 dan ADK-3 tidak menunjukkan interval dengan nilai resistivitas yang cukup tinggi untuk dipertimbangkan sebagai zona akumulasi hidrokarbon konvensional, sehingga tidak disertakan dalam analisis kuantitatif lebih lanjut. Proses ini menghasilkan

total 5 zona target, terdiri dari 3 zona di lingkungan *deltaic* (Sumur ADK-1) dan 2 zona di lingkungan *shallow* (Sumur ADK-4) (Tabel 2 hingga Tabel 5).

B. Karakterisasi Petrofisika Reservoir Zona Deltaic (Sumur ADK-1)

Analisis pada Sumur ADK-1 mengungkapkan karakteristik reservoir yang sangat heterogen, sebuah ciri yang konsisten pada sistem deltaik di Lapangan Attaka [11].

- Zona IP-1 (3790–3882.5 m) dan IP-2 (3938–4014.5 m)

Kedua zona ini menunjukkan properti penyimpanan yang secara teoretis sangat baik, dengan porositas rata-rata mencapai 30.2% dan 30.1%, yang keduanya tergolong Istimewa (Klasifikasi Koesoemadinata, 1978 [17]). Namun, nilai saturasi air yang sangat tinggi, masing-masing 74.4% dan 94.7%, mengindikasikan bahwa interval ini kemungkinan besar merupakan zona akuifer atau reservoir yang telah tersapu (*flushed*). Meskipun permeabilitasnya sangat baik, dominasi air menjadikannya tidak ekonomis

- Zona IP-3 (4329.5–4418.5 m)

Zona ini (Gambar 4) adalah interval paling prospektif di sumur ini. Properti petrofisikanya menunjukkan porositas rata-rata 18% (kategori Baik) dan permeabilitas 27.2 mD (kategori Baik) (Koesoemadinata, 1978). Kunci dari prospektivitas zona ini adalah nilai saturasi airnya yang hanya 47%, terendah di sumur ADK-1. Tingginya kandungan serpih (Vsh 46%) di zona ini kemungkinan menjadi faktor yang menekan nilai porositas dan permeabilitasnya. Hal ini dapat dihubungkan dengan posisi pengendapannya dalam sistem delta. Fasies *delta front* seringkali memiliki kandungan lempung yang lebih tinggi dibandingkan fasies saluran distribusi, yang dapat menjelaskan kualitas reservoir yang moderat namun efektif dalam memerangkap hidrokarbon [11].

C. Karakterisasi Petrofisika Reservoir Zona Shallow (Sumur ADK-4)

Sumur ADK-4, yang menargetkan zona *shallow*, menunjukkan kualitas reservoir yang secara konsisten lebih superior dibandingkan zona *deltaic*.

- Zona IP-1 (5884–5956 m)

Reservoir ini memiliki kualitas "Sangat Baik" dengan porositas rata-rata 23% dan permeabilitas 233 mD. Kandungan serpih yang moderat (36%) dan saturasi air 51% menjadikan zona ini target yang sangat menarik dengan volume penyimpanan hidrokarbon.

- Zona IP-2 (6006.5–6067 m)

Ini merupakan zona reservoir dengan kualitas paling bagus yang teridentifikasi dalam penelitian (Gambar 5). Nilai porositasnya mencapai 28% (Istimewa) dan didukung oleh kandungan serpih yang sangat rendah (19%). Kondisi reservoir yang bersih ini berkorelasi langsung dengan permeabilitasnya yang superior, yaitu 261 mD. Tingkat kebersihan batuan ini mengindikasikan pengendapan pada lingkungan berenergi tinggi yang memungkinkan sortasi butiran yang sangat baik, sehingga menciptakan jaringan pori yang efisien. Dengan saturasi air 53%, zona ini merupakan kandidat utama untuk pengembangan.

Tabel 2. Hasil analisis volume shale

No	Zona Potensial	GR min (API)	GR max (API)	V _{shale} (%)
SUMUR ADK-1				
1	IP-1	21	54	27
2	IP-2	21	57	20
3	IP-3	21	72	46
SUMUR ADK-4				
1	IP-1	17	52	36
2	IP-2	15	57	19

Tabel 3. Hasil analisis porositas

No	Zona Potensial	Porositas Efektif (%)	Porositas Data Core (%)	Klasifikasi (Koesoemadinata, 1978)
SUMUR ADK-1				
1	IP-1	30.2	30.42	Istimewa
2	IP-2	30.1	29.2	Istimewa
3	IP-3	18	-	Baik
SUMUR ADK-4				
1	IP-1	23	27.82	Sangat Baik
2	IP-2	28	30.9	Istimewa

Tabel 4. Hasil analisis permeabilitas

No	Zona Potensial	Permeabilitas Rata-rata (mD)	Permeabilitas Data Core (mD)	Klasifikasi (Kocoemadinata, 1978)
SUMUR ADK-1				
1	IP-1	186.4	133.36	Sangat Baik
2	IP-2	257	322.6	Sangat Baik
3	IP-3	27.2	-	Baik
SUMUR ADK-4				
1	IP-1	233	144.3	Sangat Baik
2	IP-2	261	285.5	Sangat Baik

Tabel 5. Hasil analisis saturasi air

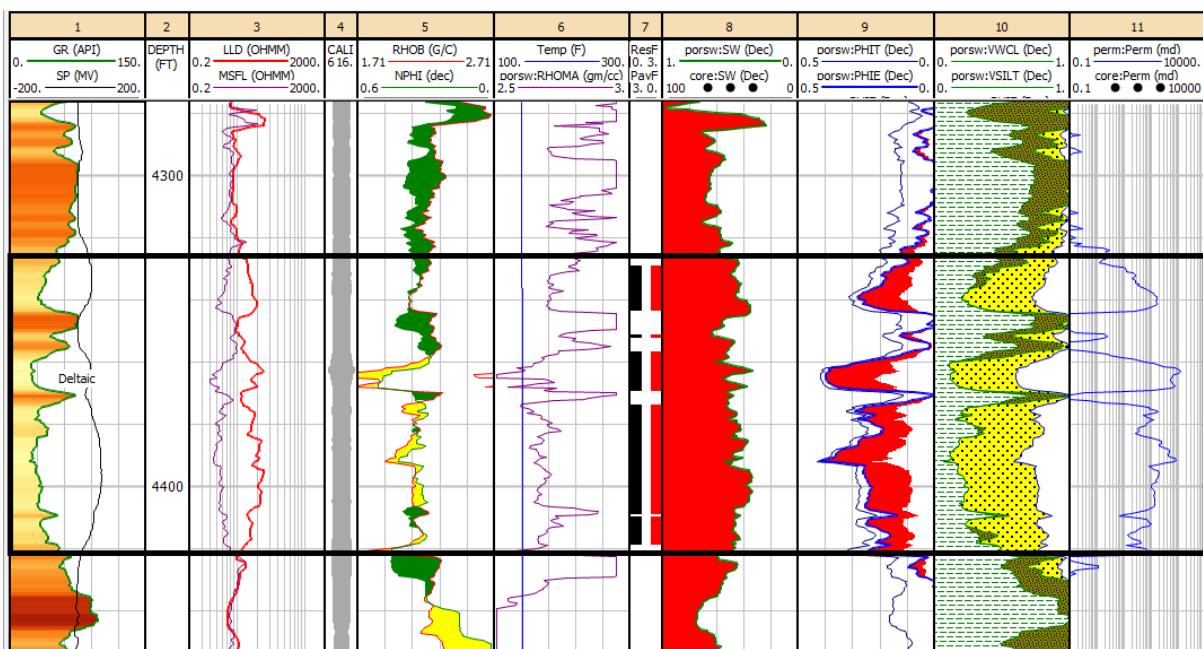
No	Zona Potensial	Saturasi Air Rata-rata (%)	Saturasi Air Data Core (%)
SUMUR ADK-1			
1	IP-1	74.4	74.28
2	IP-2	94.7	92.93
3	IP-3	47	-
SUMUR ADK-4			
1	IP-1	51	50.32
2	IP-2	53	56.15

D. Diskusi dan Implikasi Reservoir

Menerapkan nilai batas (*cut-off*) petrofisika, tiga zona ditemukan sebagai reservoir hidrokarbon yang layak direkomendasikan untuk uji lebih lanjut (Tabel 6).

Tabel 6. Rangkuman Hasil Analisis Zona Potensial Rekomendasi

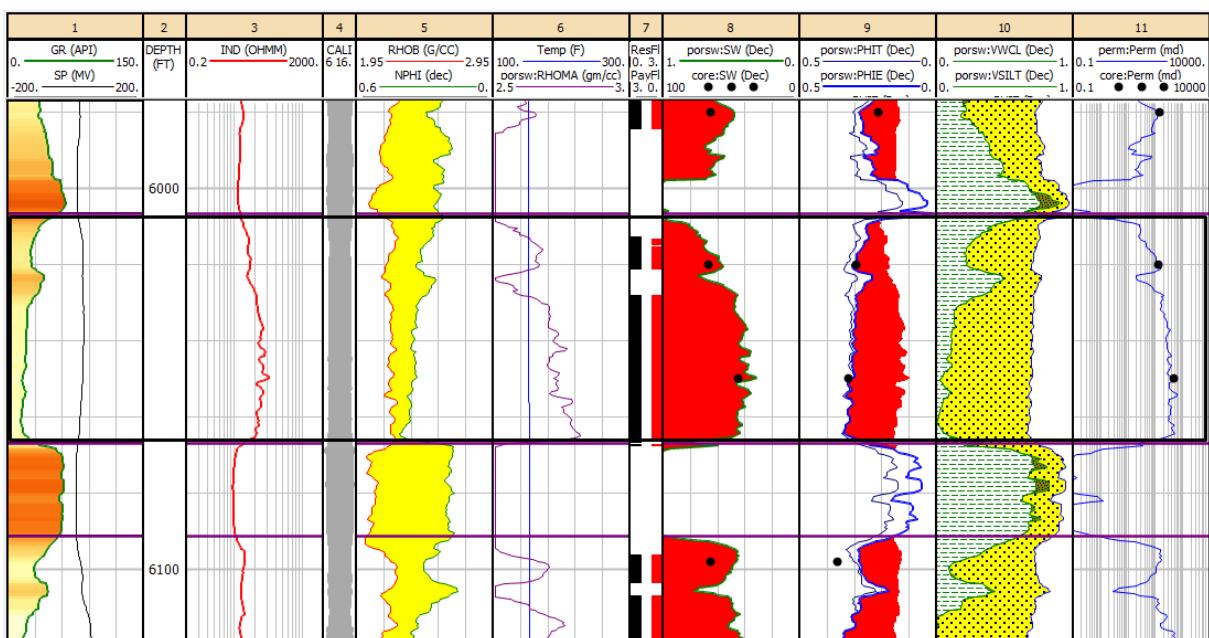
Sumur	Zona	Kedalaman (m)	Ketebalan (m)	Gamma Ray (API)	Vsh Rata-rata (%)	Porositas Rata-rata (%)	Permeabilitas Rata-rata (mD)	Sw Rata-rata (%)	Net Pay (m)	Rekomendasi DST
ADK-1	IP-3	4329.5 – 4418.5	89	44.6	46	18	27.2	47	54	Kandidat
ADK-4	IP-1	5884 – 5956	72	34.66	36	23	233	51	35	Kandidat
	IP-2	6006.5 – 6067	60.5	37.33	19	28	261	53	45.50	Kandidat



Gambar 4. Analisis petrofisika zona potensial IP-3 pada sumur ADK-1 zona *deltaic*.

Analisis perbandingan antara kedua sumur memberikan informasi yang penting. Kualitas reservoir di zona *shallow* (Sumur ADK-4) terbukti secara signifikan lebih baik daripada di zona *deltaic* (Sumur ADK-1). Perbedaan ini terutama dikontrol oleh volume serpih. Reservoir *shallow* jauh lebih bersih, yang menghasilkan porositas dan permeabilitas yang lebih tinggi.

Temuan ini mengimplikasikan bahwa lingkungan pengendapan *shallow marine* di area studi memiliki potensi yang lebih konsisten dan berkualitas lebih tinggi dibandingkan lingkungan *deltaic* yang heterogen. Ketiga zona yang direkomendasikan (satu dari zona *deltaic* dan dua dari zona *shallow*) mewakili target paling prospektif di Lapangan "Alfa" dan harus menjadi prioritas untuk appraisal lebih lanjut, seperti *Drill Stem Test* (DST), untuk mengkonfirmasi produktivitas dan jenis fluida hidrokarbon.



Gambar 5. Hasil analisis petrofisika zona potensial IP-2 pada sumur ADK-4 zona shallow.

E. Batasan Penelitian dan Rekomendasi Tahap Lanjutan

Setiap penelitian ilmiah memiliki batasan yang melekat, dan pemahaman terhadap batasan ini sangat penting untuk interpretasi hasil yang tepat serta perancangan studi di masa depan. Meskipun penelitian ini telah berhasil mengidentifikasi dan mengkarakterisasi tiga zona reservoir yang sangat prospektif, terdapat beberapa batasan utama.

Pertama, analisis ini bersifat *well-centric*, terbatas pada data dari empat sumur. Properti petrofisika yang dihitung merepresentasikan kondisi di sekitar lubang sumur dan belum tentu dapat diekstrapolasi untuk menggambarkan keseluruhan sebaran reservoir di Lapangan "Alfa".

Kedua, ketiadaan data uji produksi dinamis seperti *Drill Stem Test* (DST) berarti bahwa produktivitas reservoir dan jenis fluida (minyak, gas, atau rasio keduanya) masih bersifat interpretatif.

Ketiga, analisis ini tidak mengintegrasikan data seismik, sehingga geometri eksternal reservoir, kontinuitas lateral, dan keberadaan perangkap struktural atau stratigrafi belum dapat dipetakan.

Berdasarkan batasan-batasan tersebut, beberapa tahap lanjutan penelitian sangat

direkomendasikan untuk memvalidasi dan mengembangkan potensi Lapangan "Alfa" secara komprehensif:

1. Pelaksanaan *Drill Stem Test* (DST)

Ini adalah langkah prioritas tertinggi. DST perlu dilakukan pada ketiga zona kandidat (ADK-1 IP-3, ADK-4 IP-1, dan ADK-4 IP-2) untuk mengkonfirmasi secara langsung kemampuan reservoir untuk mengalirkan hidrokarbon, mengetahui jenis fluida, laju alir, dan tekanan reservoir. Data ini akan menjadi validasi akhir dari seluruh analisis petrofisika yang telah dilakukan.

2. Integrasi dengan Data Seismik 3D

Untuk beralih dari analisis berbasis sumur ke pemodelan skala lapangan, integrasi dengan data seismik 3D sangat krusial. Atribut seismik dapat digunakan untuk memetakan penyebaran fasies dan properti petrofisika (seperti porositas) menjauh dari sumur, sehingga dapat memvisualisasikan arsitektur dan heterogenitas reservoir secara spasial.

3. Pemodelan Geologi (3D Geomodelling)

Menggabungkan hasil interpretasi petrofisika dari semua sumur yang ada dengan peta hasil interpretasi seismik untuk membangun sebuah model geologi 3D. Model ini akan mendistribusikan properti-

properti kunci seperti volume serpih, porositas, permeabilitas, dan saturasi air ke seluruh area lapangan, yang akan menjadi dasar untuk perhitungan volume hidrokarbon di tempat (in-place) yang lebih akurat.

4. Studi Lanjutan dan Simulasi Reservoir

Model statis yang telah terbangun dapat digunakan sebagai input untuk simulasi reservoir dinamis. Simulasi ini akan memprediksi kinerja produksi reservoir di masa depan, membantu dalam merancang skenario pengembangan lapangan yang optimal, termasuk penentuan lokasi sumur-sumur pengembangan baru.

IV. KESIMPULAN

Penelitian ini telah berhasil melakukan karakterisasi reservoir pada Formasi Attaka di Lapangan "Alfa" melalui analisis petrofisika terintegrasi berbasis data sumur. Berdasarkan hasil analisis dan pembahasan, dapat ditarik beberapa kesimpulan utama sebagai berikut:

1. Dari total lima zona potensial yang teridentifikasi secara kualitatif di Sumur ADK-1 (zona *deltaic*) dan ADK-4 (zona *shallow*), analisis kuantitatif dan penerapan nilai batas (*cut-off*) berhasil mengukuhkan tiga zona sebagai reservoir hidrokarbon yang prospektif dan layak untuk evaluasi lebih lanjut.
2. Zona-zona prospektif yang direkomendasikan menunjukkan properti reservoir yang sangat menjanjikan, dengan rentang porositas efektif antara 18% hingga 28% (kategori Baik hingga Istimewa), permeabilitas dari 27.2 mD hingga 261 mD, dan saturasi air yang mengindikasikan akumulasi hidrokarbon berkisar antara 47% hingga 53%.
3. Secara signifikan, penelitian ini menemukan bahwa reservoir pada zona *shallow* (Sumur ADK-4) memiliki kualitas yang lebih baik dibandingkan zona *deltaic* (Sumur ADK-1). Hal ini terutama dikontrol oleh kandungan serpih yang lebih rendah pada zona *shallow*, yang menghasilkan properti penyimpanan (porositas) dan kemampuan alir (permeabilitas) yang lebih baik.

4. Hasil penelitian ini memberikan dasar kuantitatif yang kuat, tidak hanya untuk mengkonfirmasi potensi hidrokarbon di Lapangan "Alfa", tetapi juga untuk merekomendasikan tiga zona spesifik (ADK-1 IP-3, ADK-4 IP-1, dan ADK-4 IP-2) sebagai kandidat utama untuk tahap evaluasi dinamis, seperti *Drill Stem Test* (DST).

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis ingin menyampaikan terima kasih yang tulus kepada semua pihak yang telah berkontribusi secara signifikan dalam penyelesaian penelitian dan penulisan artikel ini. Secara khusus, ditujukan kepada PT. Patra Nusa Data atas ketersediaan dan izin penggunaan data sumur yang menjadi fondasi utama dari analisis yang dilakukan. Tanpa data tersebut, penelitian ini tidak mungkin dapat dilaksanakan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Baihaqie, Q., Rohmana, R. C., & Atmoko, W. (2024). Assessing Fracture Intensity and Petrophysical Properties in the Jatibarang Formation's Volcanic Reservoirs, North West Java Basin. *Journal of Earth Energy Science, Engineering, and Technology*, 7(1), 24-30.
- [2] Setyo, R. P., Rohmana, R. C., & Atmoko, W. (2023). Evaluating Hydrocarbon Prospects and Petrophysical Properties in Sepinggan Formation, East Kalimantan's Lower Kutai Basin. *Journal of Earth Energy Science, Engineering, and Technology*, 6(3), 114-125.
- [3] Rose, R., & Hartono, P. (1978). Geological Evolution of The Tertiary Kutei-Melawi Basin. Jakarta, Indonesia.
- [4] Aprianto, A. R., Syafri, I., Gani, R. M., Firmansyah, Y., Mukmin, H., & Hidayat, H. K. (2020). Karakteristik Porositas Karbonat Berdasarkan Analisis Petrofisika Pada Delta Mahakam, Cekungan Kutai. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 4(5), 420-428.
- [5] Yuniardi, Y. (2012). Petroleum System Cekungan Kutai Bagian Bawah, Daerah Balikpapan dan Sekitarnya, Propinsi Kalimantan Timur. *Bulletin of Science Contribution*, 10(1), 12-18.
- [6] Pertamina BPPKA. (1997). *Petroleum Geology of Indonesian Basins: principles, methods, and application*.
- [7] Prastio, E. (2021). *Petrofisika*. Ubhara Jaya Press.

- [8] Ellis, D. V., & Singer, J. M. (2007). *Well logging for Earth Scientists* (2nd ed.). Springer.
- [9] Bateman, R. M. (2012). Open-Hole Log Analysis and Formation Evaluation. Society of Petroleum Engineers.
- [10] Surjono, S. S., & Arifianto, I. (2016). Petrophysics Analysis for Reservoir Characterization of Upper Plover Formation in the Field “A”, Bonaparte Basin, Offshore Timor, Maluku, Indonesia. Yogyakarta, Indonesia.
- [11] Trevena, A. S., Partono, Y. J., & Clark, T. (2003). Reservoir Heterogeneity of Miocene-Pliocene *Deltaic* Sandstones at Attaka and Serang Fields, Kutei Basin, Offshore East Kalimantan, Indonesia. Proceedings Indonesian Petroleum Association.
- [12] Momta, P. S., Etu-Efeotor, J. O., & Ugwueze, C. U. (2015). Petrophysical Characterization and Flow Models for Agbada Reservoirs, Onshore Niger Delta, Nigeria. University of Port Harcourt, Nigeria.
- [13] Satyana, A. H., Nugroho, D., & Surantoko, I. (1999). Tectonic controls on the hydrocarbon habitats of the Barito, Kutei, and Tarakan Basins, Eastern Kalimantan, Indonesia: major dissimilarities in adjoining basins. Jakarta, Indonesia.
- [14] Setiyaningrum, P. R., Rohmana, R. C., & Nursidik, U. S. (2024). Analisis Facies dan Petrofisika pada Zona Prospek Hidrokarbon Pada Lapangan “U”, Formasi Talang Akar, Cekungan Sumatera. JT: Jurnal Teknik, 13(02), 93-107.
- [15] Schlumberger. (1989). Log Interpretation Principles/Applications. Sugar Land, Texas.
- [16] Poupon, A., & Leveaux, J. (1971). Evaluation of water saturation in shaly formations. The Log Analyst, 12(4), 3-8.
- [17] Koesoemadinata, R. P. (1978). Geologi Minyak dan Gasbumi (Jilid 1 Edisi Kedua). Institut Teknologi Bandung.