

**KARAKTERISASI BATUAN INDUK HIDROKARBON DAN RESERVOAR
NONKONVENSIONAL DI CEKUNGAN JAWA TIMUR BAGIAN UTARA**

**CHARACTERIZATION OF HYDROCARBON SOURCE ROCKS AND UNCONVENTIONAL
RESERVOIR IN THE NORTHERN EAST JAVA BASIN**

Feby Airlangga¹, Handoyo Handoyo¹, Selvi Misnia Irawati¹, dan Andy Setyo Wibowo²

¹Teknik Geofisika Institut Teknologi Sumatera, Lampung Selatan, Indonesia

²Pusat Survei Geologi Bandung, Jawa Barat, Indonesia

Email korespondensi: handoyo.geoph@tg.itera.ac.id

Diterima: 11 Oktober 2023; Direvisi: 7 Maret 2024; Disetujui: 25 November 2024

DOI: <https://doi.org/10.47599/bsdg.v19i3.435>

ABSTRAK

Cekungan Jawa Timur bagian utara merupakan salah satu cekungan penghasil hidrokarbon di Indonesia dengan lapisan batuan induk yang tebal dan menarik untuk dipelajari sebagai potensi reservoir nonkonvensional di masa mendatang. Integrasi analisis data sumur dan inversi seismik digunakan untuk mengidentifikasi karakteristik batuan induk dalam penelitian ini. Analisis data sumur dapat memberikan informasi litologi pada formasi pembawa batuan induk hidrokarbon, yaitu serpih Formasi Prupuh, serpih Formasi Kranji, dan batugamping Formasi Ngimbang. Data log juga dapat memberikan informasi prediksi nilai *Brittleness Index* (BI) dan *Total Organic Carbon* (TOC) di zona target. Regresi linier digunakan untuk menyebarkan BI, porositas, dan TOC pada data seismik. Untuk membantu proses penyebaran nilai TOC dan BI pada parameter seismik, inversi *Acoustic Impedance* (AI) dilakukan dengan menggunakan metode *model based hard constraint* untuk memprediksi distribusi AI. Hasil studi ini menunjukkan bahwa zona target merupakan zona potensial dengan kategori menengah hingga potensial dari distribusi TOC 1,5%-2,2%, BI 0,2-0,46, dan porositas 0,03-0,15. Data inversi seismik juga membantu penyebaran parameter petrofisika pada kondisi lateral yang baik mengikuti persebaran horizon batuan induk serpih.

Kata kunci: TOC, BI, porositas, serpih, inversi

ABSTRACT

The northern East Java Basin is one of the hydrocarbon producing basins in Indonesia with a thick source rock layer and is interesting to study as a potential unconventional reservoir in the future. In this research, integration of well data analysis and seismic inversion is used to identify the characteristics of the source rock in the studied area. Well data analysis can provide lithological information from the source rocks bearing formations, namely shale of the Prupuh Formation, dominant shale of the Kranji Formation, and limestone of the Ngimbang Formation. In addition, log data can provide information on predicting Brittleness Index (BI) and Total Organic Carbon (TOC) values in the target zone. The linear regression is used to propagate BI, porosity, and TOC on the seismic data. To assist the process of distributing TOC and BI values on seismic parameters, Acoustic Impedance (AI) inversion was carried out by using a

model based hard constraint method to predict the AI distribution. The results of this study show that the target zone is a potential zone with a medium to potential category with a TOC distribution of 1.5%-2.2%, BI of 0.2-0.46, and porosity of 0.03-0.15. Moreover, seismic inversion data also helps the distribution of petrophysical parameters in good lateral conditions following the distribution of shale source rock horizons.

Keywords: TOC, BI, porosity, shale, inversion

PENDAHULUAN

Indonesia sebagai salah satu negara penghasil minyak dan gas bumi terbesar di Asia Tenggara, memiliki banyak cekungan minyak dan gas bumi, termasuk cekungan Jawa Timur bagian utara yang memiliki potensi minyak dan gas bumi sebagai penghasil devisa bagi negara (Panjaitan, 2010; Nuryanto & Santosa, 2014). Dewasa ini, pemerintah telah memprakarsai studi terkait potensi serpih batuan induk pada lapangan-lapangan yang telah aktif berproduksi. Tujuannya adalah untuk mendapatkan potensi reservoir nonkonvensional serpih batuan induk.

Pada evaluasi batuan induk yang potensial sebagai reservoir nonkonvensional, beberapa kriteria harus dipenuhi seperti ketebalan >100 kaki (Gahana, 2019), kandungan *Total Organic Carbon* (TOC) tinggi (2%-10%), *Brittleness Index* (BI) 0.2-0.8, nilai *Acoustic Impedance* (AI) berada di antara 3.000-15.000 [(m/s)(gr/cc)], dan porositas berkisar antara 0.05-0.4 (Bello, 2021).

Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi serpih batuan induk Formasi Prupuh, Kranji, dan Ngimbang di Cekungan Jawa Timur bagian utara. Hasil penelitian diharapkan dapat berkontribusi secara signifikan terhadap pemahaman tentang potensi sumber daya energi di wilayah ini. Untuk mendapatkan karakteristik serpih batuan induk pada zona target dilakukan integrasi analisis data sumur dan data seismik. Parameter petrofisika seperti porositas, TOC, dan BI dapat dihitung menggunakan data log (Fertl & Chilingar,

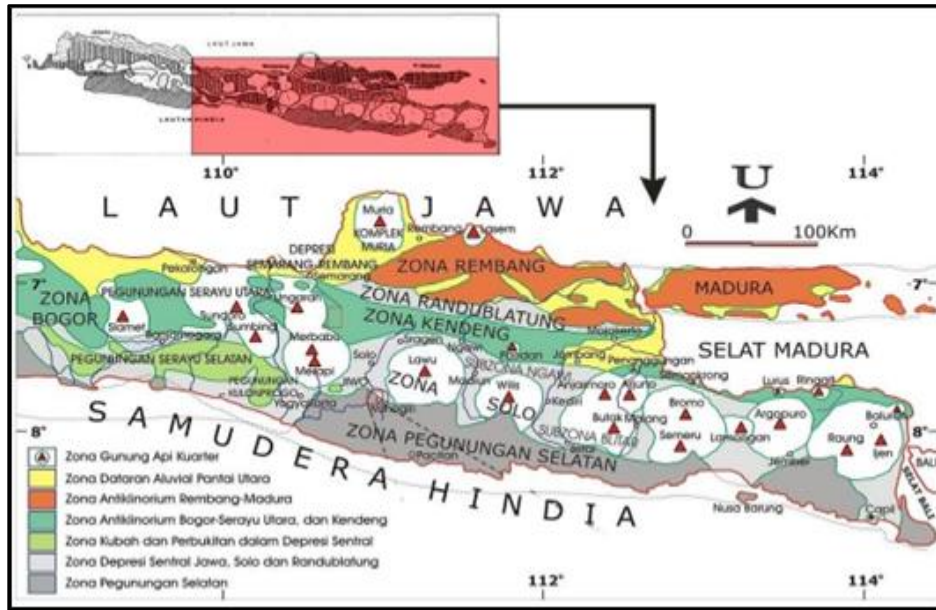
1988; Charsky & Herron, 2013; Mahmoud dkk., 2017), sedangkan data seismik inversi dapat digunakan untuk membuat penampang parameter-parameter fisis tersebut secara 2-dimensi. Dengan metode integrasi tersebut, diharapkan dapat meningkatkan produksi migas dan berkontribusi dalam mendukung ketahanan energi di Indonesia.

GEOLOGI

Penelitian ini difokuskan di Cekungan Jawa Timur bagian utara (Gambar 1) (Pringgoprawiro, 1983; Panjaitan, 2010). Cekungan ini merupakan salah satu cekungan Tersier di Indonesia bagian barat yang kaya akan sumber daya minyak dan gas alam (Anbazhagan, 2021).

Batuan induk hidrokarbon utama di cekungan ini berasal dari serpih karbonatan pada Formasi Ngimbang, yang terbentuk di lingkungan marginal laut, delta, dan danau dengan tipe kerogen II dan III. Serpih laut dalam di bagian bawah Formasi Kujung juga berpotensi sebagai batuan induk (Bintarto, 2020).

Lokasi penelitian berada di Zona Rembang, suatu wilayah yang menarik dan penting untuk dipelajari secara stratigrafi dalam mengungkap sejarah geologis yang panjang dan kompleks. Zona Rembang ini telah diklasifikasikan menjadi beberapa kelompok formasi yang berbeda (Gambar 2), dan setiap formasi memiliki rincian karakteristik yang khas, sebagaimana tercatat dalam penelitian sebelumnya (Pringgoprawiro, 1983).



Gambar 1. Geologi Regional Cekungan Jawa Timur (diadaptasi dari Pringgoprawiro, 1983; Panjaitan, 2010)

WAKTU DLM. JUTAAN TAHUN	KLAS HURUF Komp. Von Gonsel 1988	ZONASI BLOW (1969)	SATUAN KRONO STRATIGRAFI	PRINGGOPRAWIRO & SUKIDO (1992)		
				FORMASI	ANGGOTA	SIMBOL LITOLOGI
1,65	Tgh	N . 23	PLISTOSEN	LIDAH	DAN DER	
		N . 22				
5,2	Tf	N . 21	PLIOSEN	SLR MUNDU PACIRAN		
		N . 20				
		N . 19				
		N . 18				
		N . 17				
10,2	Tf	N . 16	MIOSEN			
		N . 15				
		N . 14				
		N . 13				
		N . 12				
16,2	Tf	N . 11	MIOSEN			
		N . 10				
		N . 9				
		N . 8				
		N . 7				
25,2	Te	N . 6	MIOSEN			
		N . 5				
		N . 4				
		N . 3				
		N . 2				
36	Tc	P . 21	OLOGOSEN			
		P . 20				
		P . 19				
		P . 18				
		P . 17				
39,4	Tb	P . 16	OLOGOSEN			
		P . 15				
		P . 14				
		P . 10				
		P . 9				
49	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
54	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
60,2	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2	OLOGOSEN			
		P . 1				
		P . 21				
		P . 20				
		P . 19				
66,5	Ta	P . 18	OLOGOSEN			
		P . 17				
		P . 16				
		P . 15				
		P . 14				
66,5	Ta	P . 13	OLOGOSEN			
		P . 12				
		P . 11				
		P . 10				
		P . 9				
66,5	Ta	P . 8	OLOGOSEN			
		P . 7				
		P . 6				
		P . 4				
		P . 3				
66,5	Ta	P . 2				

Kelompok Tuban, pertama terdiri dari Formasi Tawun yang terdiri dari batulempung dan napal dengan interkalasi batugamping dan batupasir yang seringkali mengandung hidrokarbon. Di Kawengan, bagian atas Formasi Intra Tawun diwakili oleh batugamping reservoir dengan ketebalan sekitar 100 meter. Bagian bawah formasi ini dilaporkan bertekanan abnormal dan di beberapa tempat membentuk diapir, struktur aliran serpih (*shale flowage*) dan *mud volcano*. Formasi Tawun berumur Miosen Bawah dan diendapkan pada lingkungan neritik sampai laut dalam.

Formasi kedua dari Kelompok Tuban adalah Formasi Ngrayong yang merupakan penghasil minyak utama di daerah Jawa Tengah dan Jawa Timur. Formasi Ngrayong diperkirakan berumur Miosen Tengah dan diendapkan dalam lingkungan delta dan tepi pantai di bagian atas, sampai lingkungan laut dangkal di bagian bawah. Formasi Ngrayong bagian atas terdiri dari selang-seling batupasir gampingan dan batulempung, dengan sisipan batugamping dan sisipan batubara tipis, sedang bagian bawah didominasi oleh lempung dan lanau dengan sisipan batupasir gampingan dan sisipan tipis batugamping.

Selanjutnya, Kelompok Kawengan yang terdiri dari dua formasi. Pertama adalah Formasi Wonocolo yang merupakan salah satu penghasil migas yang penting setelah Formasi Ngrayong. Pada umumnya Formasi Wonocolo terdiri dari batulempung dan napal dengan sisipan batupasir gampingan atau batugamping klastik dengan total ketebalan sekitar 550 meter. Makin ke bawah batupasir dan batugamping klastik makin berkembang dan makin tebal. Di beberapa tempat batugamping klastik berkembang dengan baik dan membentuk Anggota Bulu yang sebelumnya disebut Kompleks Platen. Interval Wonocolo yang berpori pada umumnya sering mengandung hidrokarbon. Formasi Wonocolo merupakan endapan laut dangkal pada bagian bawah yang berangsur-angsur berubah menjadi endapan laut dalam di bagian atas.

Kemudian, formasi kedua dari Kelompok Kawengan adalah Formasi Ledok yang terdiri dari batugamping pasiran, batupasir gampingan, lanau dan makin ke bawah berubah menjadi batulempung. Batugamping pasirannya berwarna coklat muda, keras, glaukonitan, mengandung butir kuarsa dan merupakan batugamping klastik. Batupasir gampingan berwarna jernih sampai abu-abu muda, berbutir halus sampai sangat halus, sedikit membundar, terpilah sedang, glaukonitan. Batulanau Formasi Ledok berwarna abu-abu, sedikit keras, sedikit gampingan dan glaukonitan yang makin ke bawah berubah menjadi batulempung berwarna abu-abu sampai abu-abu muda, gampingan dan mengandung fosil foraminifera.

METODOLOGI

Data utama yang digunakan dalam penelitian ini berupa data well AISH-1 dan data seismik *line section* AISH-1 yang diperoleh atas izin Pusat Survei Geologi. Prosedur pada penelitian ini terdiri dari 2 jenis sebagai berikut:

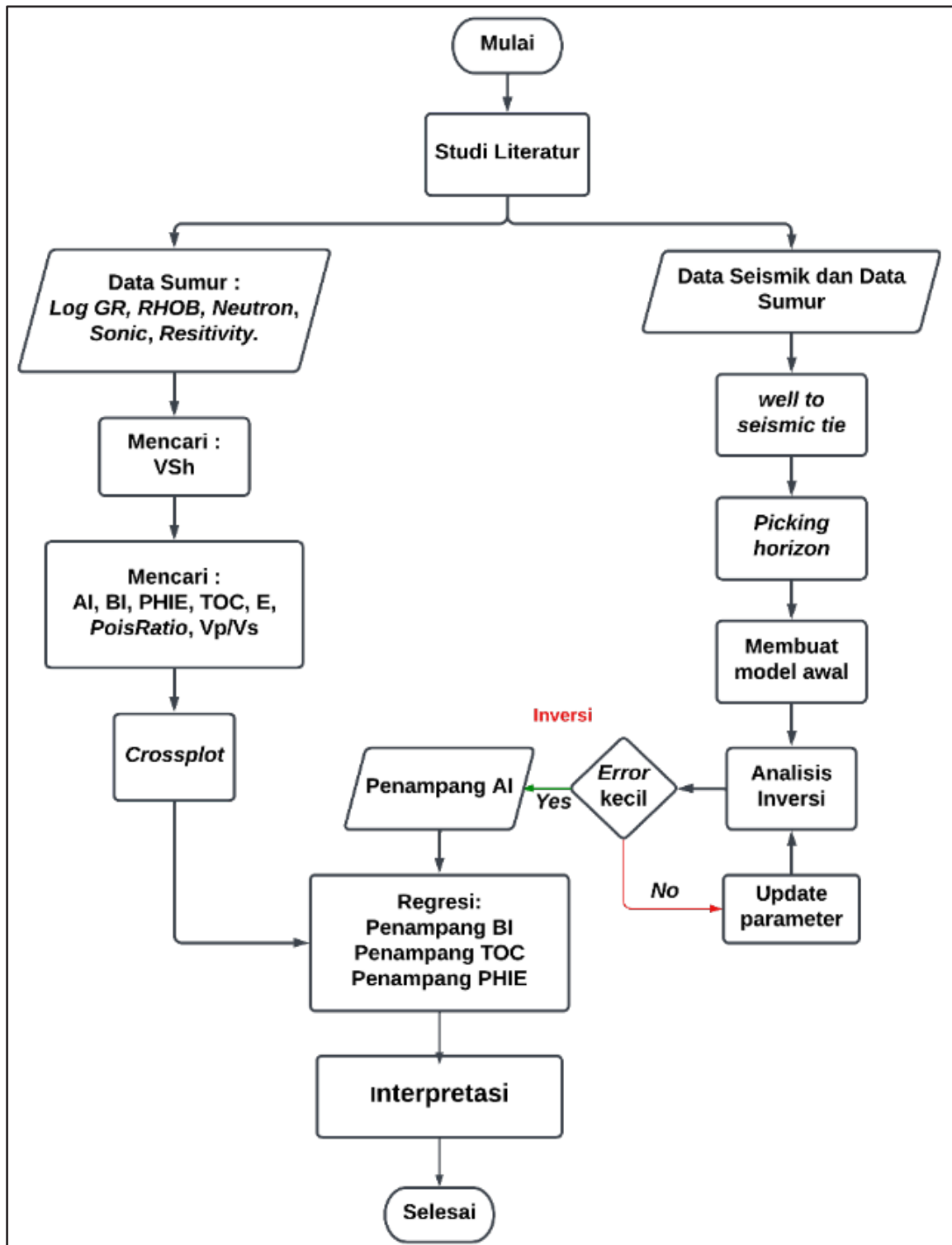
Analisis data log: melakukan perhitungan untuk mendapatkan log estimasi penentuan zona target, prediksi parameter fisis (porositas, TOC, dan BI) dan melakukan *crossplot* antara AI dan parameter fisis untuk mendapatkan persamaan garis regresi.

Seismik inversi: inversi AI pada data seismik selanjutnya digunakan untuk mendapatkan penampang BI, PHIE, dan TOC menggunakan korelasi persamaan regresi hasil *crossplot* log.

Integrasi data log dan seismik inversi terangkum dalam alur penelitian seperti yang terlihat pada Gambar 3. Untuk prediksi nilai TOC, digunakan persamaan yang melibatkan parameter resistivitas dan *sonic* dari data log dan *level of maturity* (LOM) (Kamali & Mirshady, 2004; Wang dkk., 2020; Green & Vernik, 2021). Sementara, untuk nilai BI dihitung dengan menggunakan parameter kecepatan V_p dan V_s dari data log dengan menggunakan

pendekatan metode dinamis (gelombang seismik) (Gogoi & Chatterjee, 2020; Wood, 2021; Meng dkk., 2021). Porositas batuan induk dihitung dari hasil nilai log NPHI yang telah dikoreksi (Valentín dkk., 2018; Ruiz dkk., 2021; Tian dkk., 2022). Metode inversi

digunakan untuk menyebarkan parameter fisis pada data seismik. Metode model based digunakan pada penelitian ini sebagai metode yang telah lazim digunakan dalam proses seismik inversi (Zhang dkk., 2015; Lu dkk., 2019; Cyz & Azevedo, 2020).



Gambar 3. Diagram Alir Penelitian

HASIL DAN PEMBAHASAN

HASIL

Analisis Data Log

Berdasarkan analisis data log yang telah diproses, ditemukan bahwa nilai reflektan vitrinit (R_o) pada kedalaman antara 225 m hingga 1218 m berkisar antara 0,39% hingga 0,45%. Rentang nilai ini dapat diartikan sebagai tingkat kematangan batuan pada kedalaman tersebut, yang secara kuantitatif mengindikasikan tingkat kematangan sebesar 6 hingga 8 dalam skala yang sesuai.

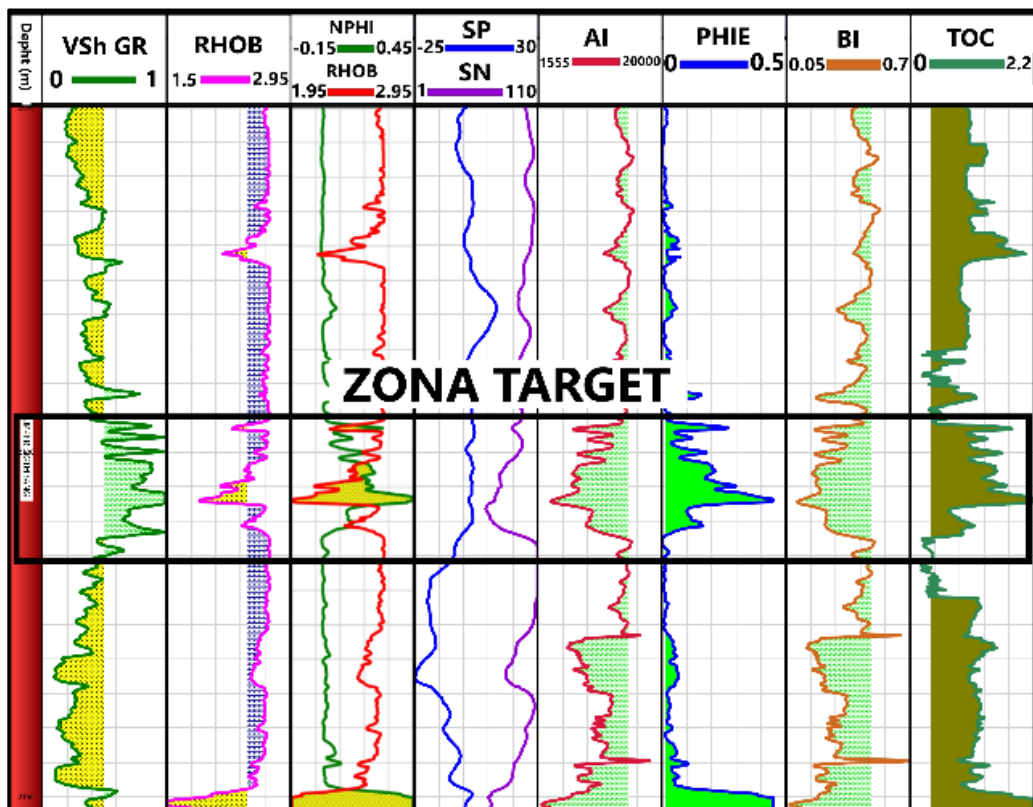
Zona target yang merupakan reservoir nonkonvensional dapat dilihat pada Gambar 4. Pada kedalaman 2090-2120 m, diperoleh nilai AI berkisar 3600-12500 [(m/s) (gr/cc)], porositas NPHI 0,1-0,45 atau setara dengan nilai porositas 0,03-0,15 (setelah dilakukan koreksi), nilai BI (*brittleness index*) 0,2-0,46, dan nilai TOC 1,5%-2.2%.

Korelasi yang digunakan untuk memprediksi kandungan TOC berdasarkan nilai densitas

batuan (RHOB: Rho Bulk)) merupakan sebuah persamaan yang digunakan untuk estimasi TOC dalam bentuk persentase volume. Estimasi ini nantinya dapat dikonversi menjadi persentase berat sesuai dengan kebutuhan. Dengan menggunakan persamaan ini, kita dapat melakukan prediksi TOC berdasarkan nilai RHOB yang ada, dan kemudian hasil prediksi tersebut dapat diubah menjadi persentase berat sesuai dengan keperluan analisis.

$$TOC (vol. \%) = \frac{(\rho_b - \rho)}{1.378} \quad (1)$$

Dalam persamaan di atas, simbol ρ_b dan ρ digunakan untuk mewakili massa jenis batuan bebas bahan organik (dalam satuan g/cm^3) dan massa jenis batuan keseluruhan (dalam satuan g/cm^3). Dengan menggunakan kedua nilai massa jenis ini dalam persamaan, dapat dihitung dan diperkirakan kandungan TOC dalam persentase volume berdasarkan hubungan antara massa jenis batuan dan TOC.



Gambar 4. Identifikasi zona target berdasarkan analisis data log

Variabel yang digunakan dalam analisis disusun dalam *crossplot* (Gambar 5), meliputi variabel AI dan BI, AI dan TOC, serta BI dan PHIE (PHI: *PHI Effective*). Hasil *crossplot* tersebut menunjukkan bahwa terdapat tingkat determinasi yang signifikan yang mengindikasikan hubungan garis yang kuat dalam bentuk regresi linier antara variabel-variabel tersebut. Persamaan garis regresi untuk masing-masing hubungan ini telah dihasilkan dan dapat ditemukan dalam Tabel 1. Hal ini menggambarkan bahwa ada hubungan yang kuat yang dapat dijelaskan secara matematis antara variabel AI, BI, TOC, dan PHIE.

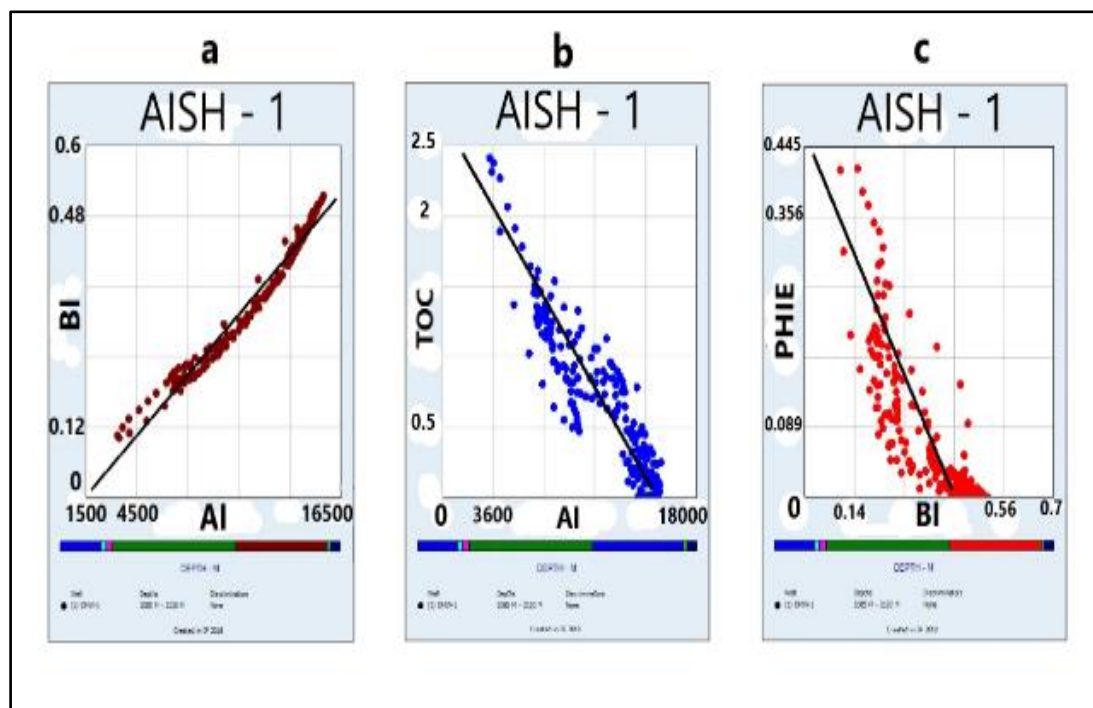
Seismik Inversi

Tuning thickness yang diperoleh bernilai 42 m. Berfungsi untuk menentukan ketebalan zona target yang dapat di resolusi dengan baik oleh *wavelet* secara teoritis, dengan memperhitungkan kecepatan interval

antara horizon-horizon target analisis data sumur dan seismik.

Analisis data *wavelet* memperoleh nilai korelasi data sintetik rata-rata 0,982595 dengan Error 0,190668. Parameter ini digunakan dalam inversi model based yang kemudian mendapatkan Penampang AI (Gambar 6 dan Gambar 7).

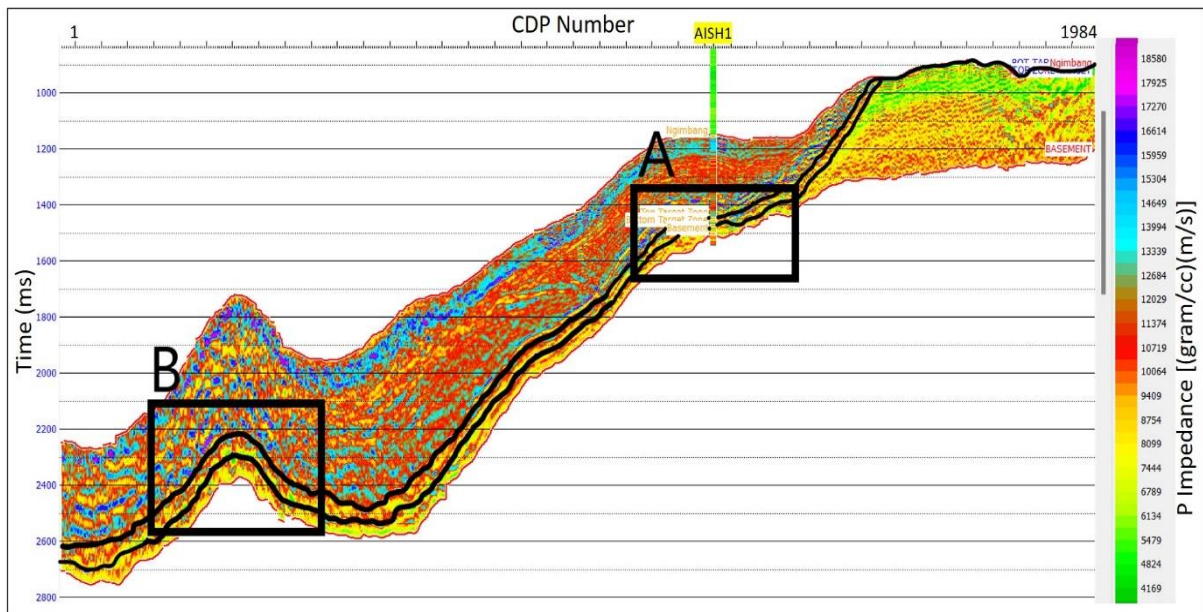
Picking Horizon melibatkan identifikasi batas lapisan batuan menonjol pada zona target, mencerminkan perubahan kontras dalam citra seismik, termasuk perubahan amplitudo, kecerahan, atau pola struktur. Lebih dari itu, pemilihan zona A dan B didasarkan pada geometri (bentuk) dari horizon yang membentuk struktur antiklin yang merupakan salah satu jenis jebakan hidrokarbon, oleh karena itu, zona A dan B dianggap sebagai zona menarik untuk dilakukan karakterisasi.



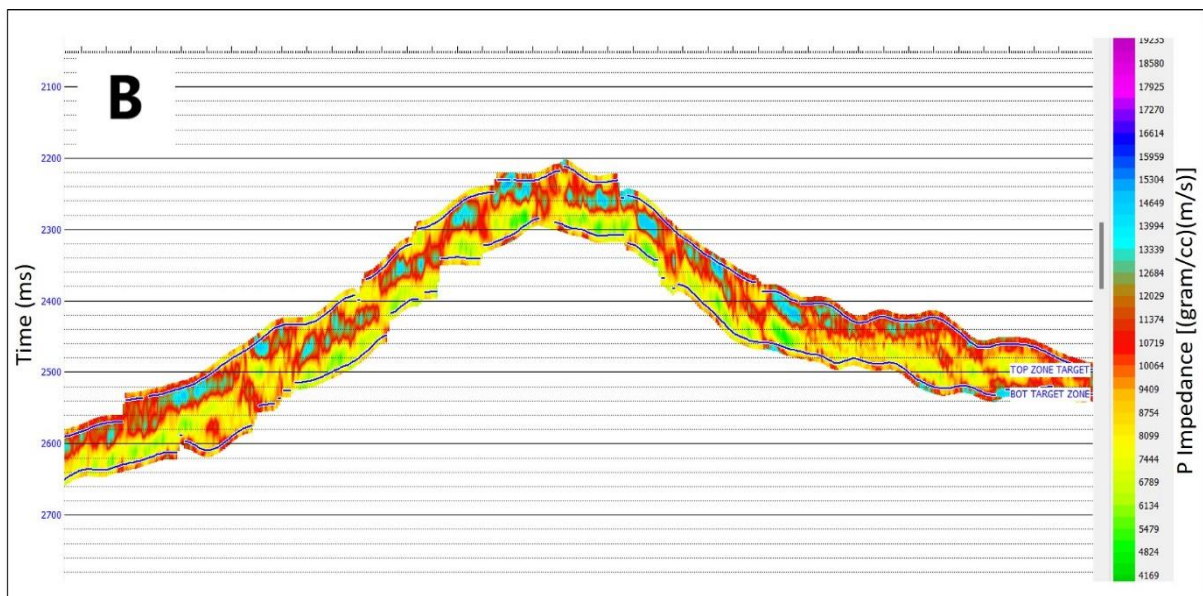
Gambar 5. a. *Crossplot* AI dan BI, b. *Crossplot* AI dan TOC, c. *Crossplot* BI dan PHIE

Tabel 1. Persamaan garis regresi

NO	Crossplot	Persamaan Garis
1	AI dan BI	$BI = -0,049745 + (3,45521 \cdot 10^{-05}) \cdot AI$
2	AI dan TOC	$TOC = 2.86185 - 0.00016812 \cdot AI$
3	BI dan PHIE	$PHIE = 0.35067 - 0,76967 \cdot BI$



Gambar 6. Penampang Seismik Inversi AI



Gambar 7. Penampang Seismik Inversi AI bagian B

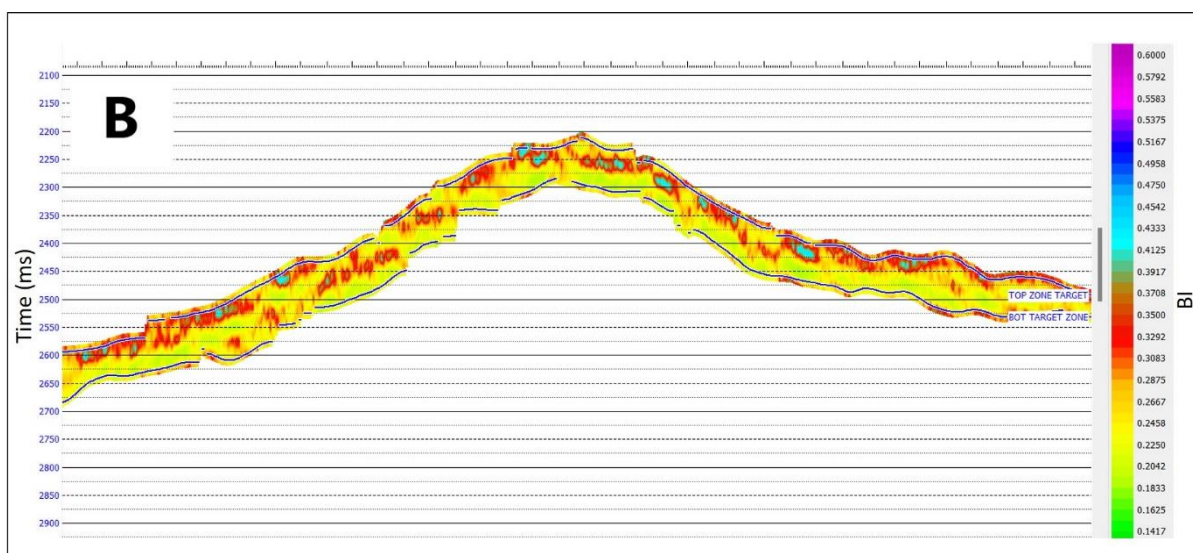
Setelah proses inversi dilakukan, persamaan garis regresi yang dihasilkan dari *crossplot* akan menjadi alat utama untuk mengonversi data penampang AI menjadi penampang BI, PHIE, dan TOC (Gambar-gambar 8, 9, dan 10). Dalam konteks ini, persamaan regresi digunakan sebagai alat untuk memperkirakan nilai-nilai BI, PHIE, dan TOC pada titik-titik yang tidak memiliki data langsung, tetapi dapat diestimasi dengan memanfaatkan hubungan matematis yang kuat yang telah

diidentifikasi melalui *crossplot* sebelumnya.

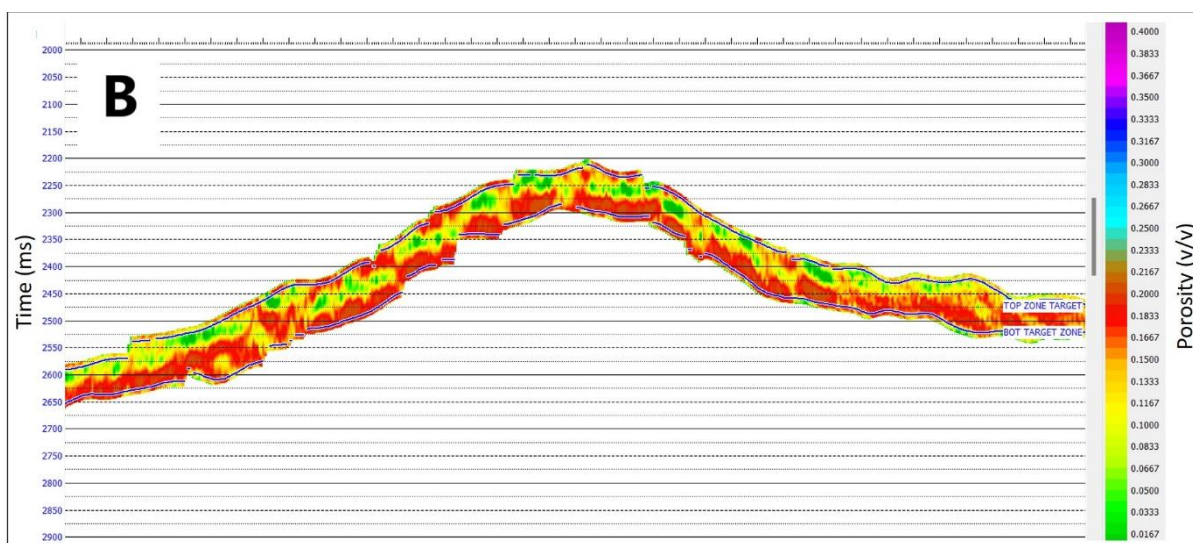
Secara umum, sebaran nilai BI 0,2-0,46 yang merupakan zona *brittle* tersebar di hampir seluruh lapisan zona *interest* dan berada di bagian *top* dari horizon (warna merah) (Gambar 8). Secara geologis, lapisan atas suatu horizon umumnya lebih muda dari lapisan serpih di bawahnya, sehingga lebih mudah untuk mengalami *fracturing* karena bersifat *brittle* (Zhang dkk., 2016; Lu dkk., 2022).

Sebaran porositas dengan nilai menengah hingga baik (lebih dari 10%) tersebar dengan baik di seluruh lapisan zona *interest* dan berada di bagian *top* dari horizon (Gambar 9). Terdapat korelasi yang baik antara *brittleness* dengan porositas, dengan nilai porositas dapat meningkat pada zona *brittle* dikarenakan porositas sekunder yang hadir dari proses *fracturing* di zona getas (Guo dkk., 2013; Zhishui & Zandong, 2015). Pada data ini, nilai porositas tinggi tersebar dengan baik di bagian tengah horizon, namun masih memungkinkan untuk menambah nilai porositas pada zona *brittle* di atasnya.

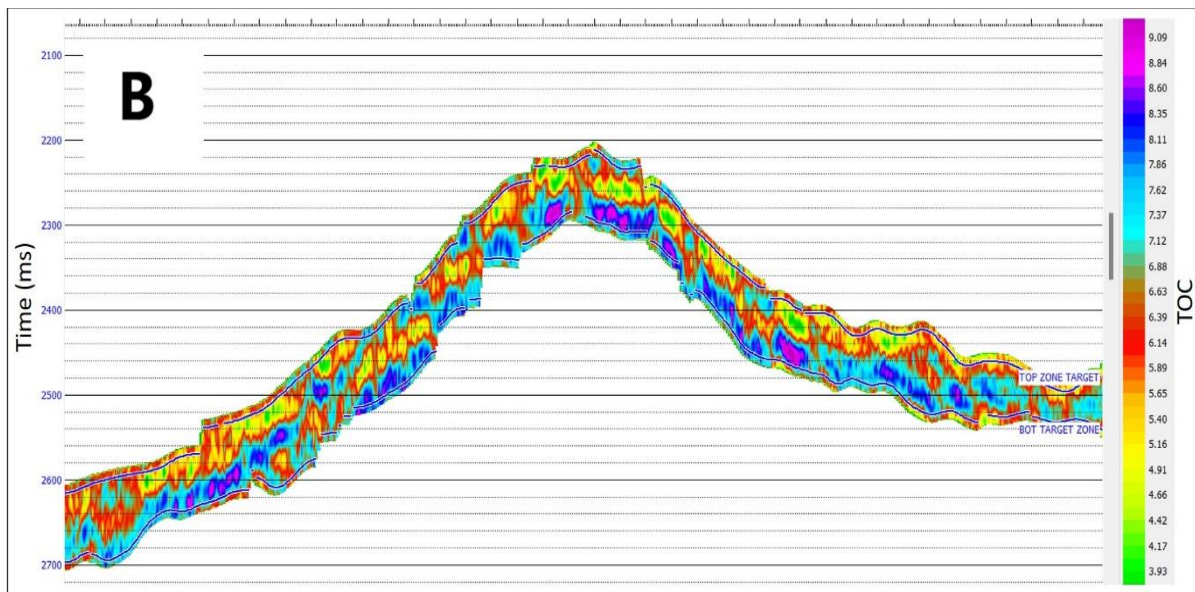
Sebaran TOC dengan nilai menengah hingga baik (1,5%-2,2%) juga relatif tersebar dengan baik di seluruh lapisan zona *interest* dan berada di bagian *top* dari horizon (warna kuning hingga merah) (Gambar 10). Hasil analisis menunjukkan pada lokasi ini juga merupakan zona *brittle* dan memiliki TOC yang baik, sehingga menjadi lokasi yang menarik untuk dijadikan target penelitian selanjutnya. Penelitian-penelitian sebelumnya telah mengonfirmasi adanya keterkaitan antara nilai TOC dan BI, dengan daerah yang *brittle* secara umum juga memiliki nilai TOC yang menengah hingga ke tinggi (Yasin dkk., 2017; Dubey dkk., 2019).



Gambar 8. Penampang sebaran BI bagian B dari hasil inversi



Gambar 9. Penampang sebaran PHIE bagian B yang didapatkan dari hasil inversi



Gambar 10. Penampang penyebaran secara lateral nilai TOC bagian B

PEMBAHASAN

Hasil analisis data log menunjukkan zona target pada kedalaman 2090-2120 m. Nilai AI (3600-12500 [(m/s)(gr/cc)]) mengindikasikan variasi elastisitas dan densitas batuan serpih. Rentang porositas (0,03-0,15) menunjukkan adanya ruang pori dalam batuan cukup besar untuk batuan serpih (Li dkk., 2011; Sheng dkk., 2019; Memon dkk., 2020). Nilai BI (0,2-0,46) menggambarkan tingkat *brittleness* batuan, yang menandakan potensi jalur migrasi hidrokarbon ketika batuan memiliki sifat mudah pecah atau getas (Yang dkk., 2021; Ye dkk., 2022). Selain itu, nilai TOC (1,5%-2,2%) mengindikasikan potensi kandungan bahan organik sebagai sumber hidrokarbon dalam reservoir serpih nonkonvensional (Sohail dkk., 2020; Zhang dkk., 2022).

Analisis seismik inversi pada zona target menunjukkan korelasi kuat antara BI, TOC, dan porositas efektif terhadap sebaran 2D AI pada lapisan batuan induk di Cekungan Jawa Timur bagian utara. Regresi penampang BI, PHIE, dan TOC berdasarkan *crossplot* AI menunjukkan kesesuaian nilai parameter-parameter tersebut pada sumur dengan sebaran AI pada penampang seismik. Ini mengindikasikan karakteristik serpih sebagai reservoir nonkonvensional dengan

potensi yang signifikan (Qiang dkk., 2020; Yasin dkk., 2020; Anees dkk., 2022).

KESIMPULAN

Simpulan dari analisis Cekungan Jawa Timur bagian utara menyatakan bahwa lapisan batuan induk terdiri dari serpih, batugamping, dan *permeable sand*. Pada kedalaman sumur 2090-2120 m, terdapat potensi reservoir hidrokarbon yang signifikan dengan nilai porositas 0,03-0,15, TOC 1,5%-2,2% dan nilai BI 0,2-0,46. Batuan induk serpih memiliki sebaran nilai porositas, TOC, dan BI yang baik secara perlapisan bersesuaian dengan distribusi nilai AI secara lateral.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih yang tulus kepada semua pihak yang telah memberikan dukungan dan kontribusi dalam penyelesaian penelitian ini. Terima kasih kepada Pusat Survei Geologi Bandung yang telah memberikan izin untuk penggunaan data pada penelitian ini. Penghargaan khusus dan ucapan terima kasih kami sampaikan kepada rekan-rekan yang telah memberikan masukan berharga dan dukungan selama proses penelitian.

DAFTAR PUSTAKA

- Anbazhagan, P., 2021. Seismic Site Characterization of Chennai City, India Using Ambient Vibration and Seismic Refraction Survey. *Journal of the Geological Society of India*, 97(5), p.575-582.
- Anees, A., Zhang, H., Ashraf, U., Wang, R., Thanh, H. V., Radwan, A. E. & Shi, W., 2022. Sand-ratio distribution in an unconventional tight sandstone reservoir of Hangjinqi area, Ordos Basin: Acoustic impedance inversion-based reservoir quality prediction. *Frontiers in Earth Science*, 10, 1018105.
- Bello, O. A., 2021. Petroleum System and Evaluation of the Hydrocarbon Potential of the Eastern Dahomey Basin, Nigeria.. *Journal of Petroleum Technology and Alternative Fuels*, 12(3), p. 25-43.
- Bintarto, 2020. Pemetaan Singkapan Di Indonesia Berdasarkan Pada Karakteristik Reservoar Migas Studi Kasus Cekungan Jawa Timur Utara. Yogyakarta: Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran".
- Charsky, A. & Herron, S., 2013. Accurate, direct total organic carbon (TOC) log from a new advanced geochemical spectroscopy tool: Comparison with conventional approaches for TOC estimation. *Search and Discovery*, 41162(1), p.1-17.
- Cyz, M. & Azevedo, L., 2020. Direct geostatistical seismic amplitude versus angle inversion for shale rock properties. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 59(6), p.5335-5344.
- Dubey, A., Mohamed, M. I., Salah, M. & Algarhy, A., 2019. Evaluation of the rock brittleness and total organic carbon of organic shale using triple combo. In SPWLA Annual Logging Symposium (p. D043S009R001). SPWLA.
- Fertl, W. H. & Chilingar, G. V., 1988. Total organic carbon content determined from well logs. SPE formation evaluation, 3(02), p.407-419.
- Gahana, A. G., 2019. Karakterisasi Reservoir Menggunakan Analisis Petrofisika Pada Lapangan Y Formasi Talang Akar Cekungan Sumatera Selatan. *Geoscience Journal* 3.1, h.29-37.
- Gogoi, T. & Chatterjee, R., 2020. Multimineral modeling and estimation of brittleness index of Shaly sandstone in Upper Assam and Mizoram areas, India. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 23(02), p.708-721.
- Green, S. & Vernik, L., 2021. Correcting density/sonic logs for total organic carbon to reduce uncertainty in pore pressure prediction. *Geophysical Prospecting*, 69(3), p.586-597.
- Guo, Z., Li, X. Y., Liu, C., Feng, X. & Shen, Y., 2013. A shale rock physics model for analysis of brittleness index, mineralogy and porosity in the Barnett Shale. *Journal of Geophysics and Engineering*, 10(2), 025006.
- Kamali, M. R. & Mirshady, A. A., 2004. Total organic carbon content determined from well logs using ΔLogR and Neuro Fuzzy techniques. *Journal of petroleum Science and Engineering*, 45(3-4), p.141-148.
- Li, J., Du, C. M. & Zhang, X., 2011. Critical evaluation of shale gas reservoir simulation approaches: Single-porosity and dual-porosity modeling. In SPE middle east unconventional gas conference and exhibition. OnePetro.
- Lu, M., Cao, H., Sun, W., Yan, X., Yang, Z., Xu, Y. & Ouyang, M., 2019. Quantitative prediction of seismic rock physics of hybrid tight oil reservoirs of the Permian Lucaogou Formation, Junggar Basin, Northwest China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 178, p.216-223.
- Lu, C., Ma, L., Guo, J., Li, X., Zheng, Y., Ren, Y. & Yang, B., 2022. Novel method and case study of a deep shale fracability evaluation based on the brittleness index. *Energy*

- Exploration & Exploitation, 40(1), p.442-459.
- Mahmoud, A.A.A., Elkatatny, S., Mahmoud, M., Abouelresh, M., Abdulraheem, A. & Ali, A., 2017. Determination of the total organic carbon (TOC) based on conventional well logs using artificial neural network. *International Journal of Coal Geology*, 179, p.72-80.
- Memon, A., Li, A., Jacqueline, N., Kashif, M. & Ma, M., 2020. Study of gas sorption, stress effects and analysis of effective porosity and permeability for shale gas reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107370.
- Meng, F., Wong, L. N. Y. & Zhou, H., 2021. Rock brittleness indices and their applications to different fields of rock engineering: A review. *Journal of rock mechanics and geotechnical Engineering*, 13(1), p.221-247.
- Nuryanto, A. B. & Santosa., 2014. "Evaluasi Formasi Menggunakan Data Log dan Data Core pada Lapangan "X" Cekungan Jawa Timur Bagian Utara.". *Jurnal Sains dan Seni ITS 3.2*, p.B112-B117.
- Panjaitan, S., 2010. Prospek Migas pada Cekungan Jawa Timur dengan Pengamatan Metode Gayabarat. *Buletin Sumber Daya Geologi*, 5(3), h.168-181.
- Pringgoprawiro, H., 1983. Biostratigraphy and Paleogeography of North East Java Basin: A New Approach. Institute of Technology Bandung.
- Purnama, D. I., 2020. Identifikasi Potensi Batuan Induk pada Formasi Santul di Sub-Cekungan Tarakan, Kalimantan Utara. *Prisma Fisika*, 8(1), p.1-4.
- Qiang, Z., Yasin, Q., Golsanami, N. & Du, Q., 2020. Prediction of reservoir quality from log-core and seismic inversion analysis with an artificial neural network: A case study from the Sawan Gas Field, Pakistan. *Energies*, 13(2), 486.
- Ruiz, R., Roubickova, A., Reiser, C. & Banglawala, N., 2021. Data mining and machine learning for porosity, saturation, and shear velocity prediction: recent experience and results. *First Break*, 39(7), p.71-76.
- Sheng, G., Javadpour, F. & Su, Y., 2019. Dynamic porosity and apparent permeability in porous organic matter of shale gas reservoirs. *Fuel*, 251, p.341-351.
- Sohail, G. M., Radwan, A. E. & Mahmoud, M., 2020. A review of Pakistani shales for shale gas exploration and comparison to North American shale plays. *Energy Reports*, 8, p.6423-6442.
- Tian, Z. Y., Guio, R., Yi, L. P. & Wang, H., 2022. The New Porosity Interpretation Models Based on Acoustic Time Log Within Larger Porosity Ranges for Bioclastic Limestone Reservoirs with High Porosity and Low Permeability, Middle East. In *International Field Exploration and Development Conference*. Singapore: Springer Nature Singapore. p.1721-1735.
- Valentín, M. B., Bom, C. R., Compan, A. L. M., Correia, M. D., de Jesus, C. M., de Lima Souza, A. & Faria, E. L., 2018. Estimation of permeability and effective porosity logs using deep autoencoders in borehole image logs from the brazilian pre-salt carbonate. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 170, p.315-330.
- Wang, X., Ma, J. F., Zhang, X. T., Wang, Z. L., Wang, F. L., Wang, H. F. & Li, L., 2020. Prediction of total organic carbon content by a generalized $\Delta\log R$ method considering density factors: illustrated by the example of deep continental source rocks in the southwestern part of the Bozhong sag. *Progress in Geophysics*, 35(4), p.1471-1480.
- Wood, D. A., 2021. Brittleness index predictions from Lower Barnett Shale well-log data applying an optimized data matching algorithm at various sampling densities. *Geoscience Frontiers*, 12(6), 101087.
- Yang, B., Xue, L., Duan, Y. & Wang, M., 2021. Correlation study between fracability and brittleness of shale-gas reservoir. *Geomechanics and*

- Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, 7, p.1-13.
- Yasin, Q., Du, Q., Sohail, G. M. & Ismail, A., 2017. Impact of organic contents and brittleness indices to differentiate the brittle-ductile transitional zone in shale gas reservoir. *Geosciences Journal*, 21, p.779-789.
- Yasin, Q., Sohail, G. M., Ding, Y., Ismail, A. & Du, Q., 2020. Estimation of petrophysical parameters from seismic inversion by combining particle swarm optimization and multilayer linear calculator. *Natural Resources Research*, 29, p.3291-3317.
- Ye, Y., Tang, S., Xi, Z., Jiang, D. & Duan, Y., 2022. A new method to predict brittleness index for shale gas reservoirs: Insights from well logging data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109431.
- Zhang, B., Zhao, T., Jin, X. & Marfurt, K. J., 2015. Brittleness evaluation of resource plays by integrating petrophysical and seismic data analysis. *Interpretation*, 3(2), p.T81-T92.
- Zhang, D., Ranjith, P. G. & Perera, M. S. A., 2016. The brittleness indices used in rock mechanics and their application in shale hydraulic fracturing: A review. *Journal of petroleum science and Engineering*, 143, p.158-170.
- Zhang, K., Song, Y., Jiang, Z., Xu, D., Li, L., Yuan, X., & Chen, X., 2022. Quantitative Comparison of Genesis and Pore Structure Characteristics of Siliceous Minerals in Marine Shale With Different TOC Contents—A Case Study on the Shale of Lower Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, Southern China. *Frontiers in Earth Science*, 10, p.887160.
- Zhishui, L. & Zandong, S., 2015. New brittleness indexes and their application in shale/clay gas reservoir prediction. *Petroleum exploration and development*, 42(1), p.129-137.