

KARAKTERISASI RESERVOIR KARBONAT MENGGUNAKAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK BLOK 'X', FORMASI TUBAN, CEKUNGAN JAWA TIMUR

Juventa^{1*}, Ahmad Fakhri Bobbybuana¹, Nasri MZ¹, Fitriyanda Herawan², Ahmad Dzikra Fatahillah²

¹ Program Studi Teknik Geofisika, Fakultas Sains dan Teknologi, Universitas Jambi

² Pertamina Hulu Energi Tuban *East Java*

*Penulis Korespondensi : juventa@unja.ac.id

Abstrak. Reservoir karbonat pada umumnya sulit dipetakan dan diidentifikasi karena memiliki struktur yang kompleks serta heterogenitas tinggi. Cekungan Jawa Timur merupakan contoh dari struktur karbonat kompleks dengan akumulasi hidrokarbon yang sangat baik. Untuk mendapatkan hasil karakterisasi reservoir karbonat yang lebih baik diterapkan inversi impedansi akustik pada daerah ini. Impedansi akustik merupakan produk dari kecepatan gelombang P seismik dan densitas, di mana kecepatan gelombang dan densitas adalah properti yang biasa digunakan untuk mendeskripsikan batuan pada suatu reservoir. Berdasarkan hasil analisis sensitivitas, parameter yang sensitif untuk mendeskripsikan reservoir adalah impedansi akustik, porositas, sonik, dan densitas. Hasil inversi menunjukkan rentang nilai impedansi akustik pada Formasi Tuban antara 23000 – 50000 (ft/s).(g/cc) dan hasil transformasi porositas menunjukkan rentang nilai sebesar 8 – 22 %. Peta struktur kedalaman dan irisan penampang impedansi akustik dan porositas menunjukkan pola sebaran zona reservoir terhampar pada arah Barat – Barat Daya dengan elevasi struktur yang tinggi atau berada pada puncak struktur reservoir karbonat pada kedalaman 2500 meter di bawah permukaan.

Kata Kunci: reservoir karbonat; impedansi akustik; Formasi Tuban

Abstract. Carbonate reservoirs are usually difficult to map and identify in seismic sections due to their complex structure and diagenetic material with high heterogeneity. The East Java Basin is a perfect example of these complex carbonate structures with excellent hydrocarbon accumulation. In order to obtain a better characterization of the carbonate reservoir in this basin, acoustic impedance inversion is performed in here. Acoustic impedance is a product of seismic P wave velocity and density, where velocity and density are properties commonly used to describe rocks in a reservoir. Based on the sensitivity analysis results, the sensitive parameters to describe the reservoir are acoustic impedance, porosity, sonic, and density. Inversion results showed the range of acoustic impedance values in the Tuban Formation between 23000 – 50000 (ft/s).(g/cc) and porosity transformation results showed a value range of 8 – 22%. Depth structure map, acoustic impedance and porosity section slices showed the distribution pattern of reservoir zones lying in the West - Southwest direction with high structural elevations or located on the top structure reservoir carbonate at a depth of 2500 meters below the surface

Keywords: carbonate reservoir; accoustic limpedance; Tuban Formation

PENDAHULUAN

Reservoir batuan karbonat dapat mempunyai ukuran geometri yang sangat luas tapi mempunyai porositas yang sangat kecil. Teknik karakterisasi yang berhasil pada reservoir batupasir terkadang akan memberikan hasil yang tidak terlalu baik pada reservoir karbonat (Akbar dkk., 2000) .

Heterogenitas yang ada pada reservoir karbonat ditunjukkan dengan jelas pada hubungan antara permeabilitas dan porositas. Penelitian sebelumnya telah menunjukkan bahwa pada batuan karbonat porositas dan permeabilitas mempunyai hubungan

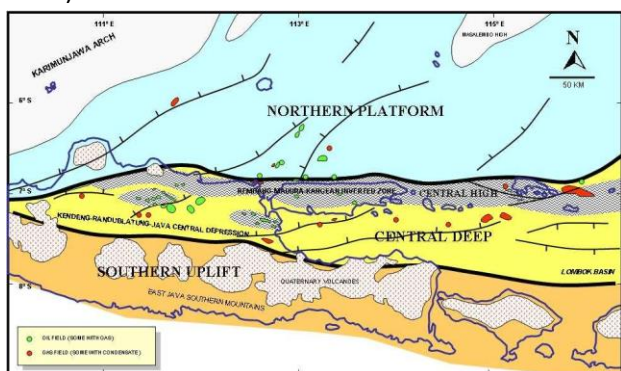
spasial yang sangat sedikit dan bisa sangat bervariasi pada skala jarak yang kecil (Lucia dkk., 2003).

Heterogenitas yang ada pada reservoir karbonat pada umumnya disebabkan oleh proses diagenesa. Diagenesa ini menyebabkan terjadinya perubahan dan perbedaan nilai properti fisik batuan karbonat yang akan potensial menjadi sebuah reservoir hidrokarbon (Rashid dkk., 2022).

Cekungan Jawa Timur merupakan salah satu cekungan yang sangat produktif di Indonesia dan sudah dilakukan produksi hidrokarbon sejak akhir abad ke-19 hingga saat ini. Penemuan tersebut juga

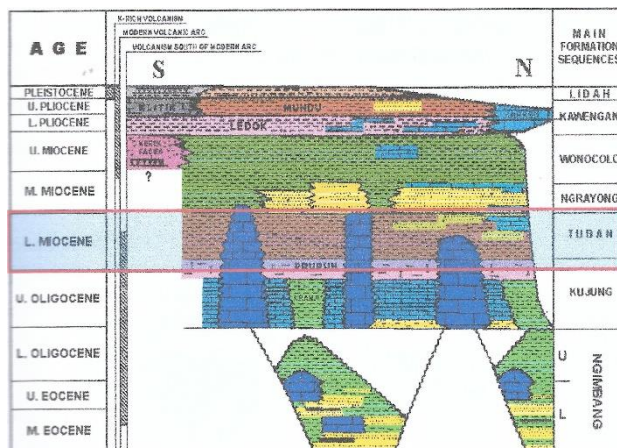
didukung oleh keadaan geologi Cekungan Jawa Timur yang unik dan memiliki kompleksitas cukup tinggi, umumnya merupakan dampak dari variasi stratigrafi dan tatanan struktur.

Secara geologi, cekungan Jawa Timur terbentuk dari sejarah proses geodinamik yang aktif seperti proses *uplifting* yang disebabkan oleh adanya proses subduksi yang dimulai pada akhir zaman Cretaceous dan diikuti oleh kenaikan muka air laut. Kemudian aktifitas tektonik yang terus berlangsung pada umur Plio-Pleistosen menjadi faktor utama penyebab terjadinya pengangkatan daerah geologi cekungan Jawa Timur dan menyebabkan kehadiran beberapa struktur geologi seperti sesar turun, sesar naik dan lipatan batuan. Geologi regional ini secara umum dibagi menjadi 3 zona utama yaitu *Northern Platform*, *Central deep* dan *Southern Uplift* yang dapat dilihat pada gambar 1. (Satyana dan Djumlati, 2003)



Gambar 1. Tatanan Geologi Cekungan Jawa Timur

Secara umum nomenklatur stratigrafi di cekungan Jawa Timur cukup rumit dan terdapat beragam versi yang digunakan oleh perusahaan migas dan institusi penelitian sehingga pada tahun 1998, Pertamina bersama Santa Fe Tuban membuat klasifikasi stratigrafi Jawa Timur dari Paleogen sampai dengan kuartar kedalam 7 satuan stratigrafi atau siklus formasi utama yaitu Ngimbang, Kujung, Tuban, Ngrayong, Wonocolo, Kawengan, dan Lidah yang dapat dilihat di gambar 2. (JOB Pertamina dan Santa Fe Tuban, 1998)



Gambar 2. Kolom Stratigrafi Daerah Penelitian

Penelitian ini akan fokus ke batuan karbonat formasi Tuban yang mempunyai litologi pada reservoir ini adalah karbonat *build-ups* kompleks. Batuan karbonat pada formasi Tuban mulai diendapkan pada awal Miosen dan merupakan sebuah fase transgresi. Formasi tuban adalah akhir dari fase pengendapan panjang batuan karbonatan pada cekungan Jawa Timur yang dimulai pada akhir Ologosen sampai pada Awal Miosen. (Satyana, 2005) Reservoir dengan litologi karbonat memiliki heterogenitas yang tinggi, berbeda dengan reservoir dengan litologi sedimen klastik seperti batupasir sehingga dibutuhkan karakterisasi reservoir yang baik (Radwan dkk., 2021).

Analisis karakter reservoir seismik merupakan suatu proses untuk mendeskripsikan karakter reservoir secara kuantitatif dan atau secara kualitatif dengan menggunakan data seismik sebagai data utama. Karakterisasi reservoir meliputi delineasi, deskripsi, dan monitoring perlu dilakukan untuk melihat kondisi reservoir secara menyeluruh. Untuk dapat mengkarakterisasi reservoir dengan baik perlu dilakukan studi terpadu mengenai data seismik (domain waktu) dan data sumur (domain kedalaman), salah satunya dengan menggunakan metode seismik inversi. Seismik inversi didefinisikan sebagai suatu teknik karakterisasi reservoir dengan cara membuat simulasi model geologi bawah permukaan bumi yang terekam oleh alat dengan menggunakan data seismik dan data sumur (Sukmono, 2007).

Metode seismik inversi yang akan digunakan dalam penelitian ini adalah Inversi *Acoustic Impedance* (AI). *Acoustic Impedance* merupakan produk dari kecepatan gelombang P seismik dan densitas, di mana kecepatan gelombang dan densitas adalah properti yang biasa digunakan untuk mendeskripsikan batuan pada suatu reservoir. Sebaliknya, data seismik refleksi dihasilkan dari perubahan AI pada bidang batas antar lapisan batuan di bawah permukaan. Impedansi dapat memberikan interpretasi struktur, stratigrafi, litologi dan distribusi fluida yang lebih akurat dan rinci daripada yang diperoleh dari interpretasi seismik konvensional (Aleman dan Bolívar, 2004).

Penelitian ini bertujuan untuk mendeskripsikan karakter reservoir karbonat dan mendelineasi sebaran zona reservoir dan non reservoir pada Formasi Tuban, Cekungan Jawa Timur.

METODOLOGI

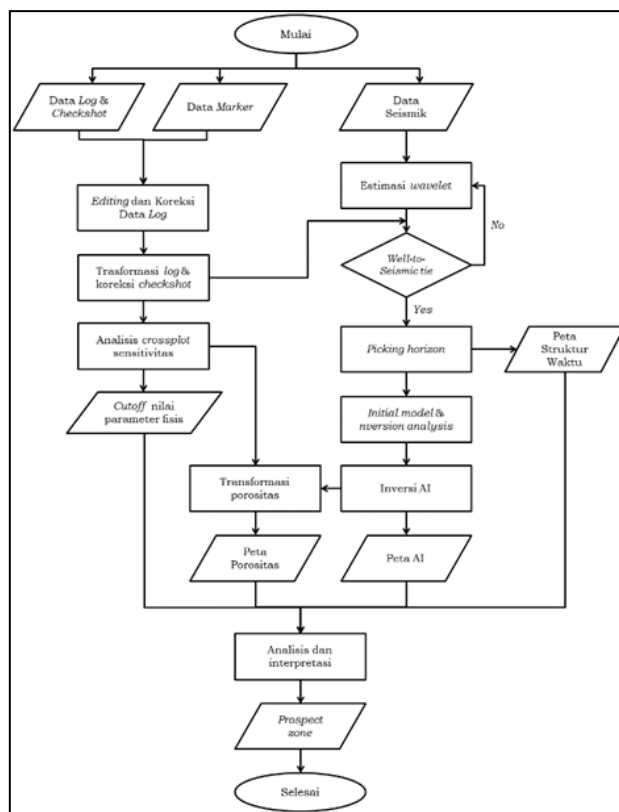
Sebagaimana yang telah dijelaskan sebelumnya bahwa inversi seismik didefinisikan sebagai suatu teknik pemodelan geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrolnya. Inversi seismik juga disebutkan sebagai proses ekstraksi sifat fisika geologi bawah permukaan dari data seismik (Jia, 2021). Tujuan dasar dari inversi seismik adalah melakukan transformasi data seismik refleksi menjadi nilai kuantitatif sifat fisik serta deskripsi reservoir agar lebih mudah dalam tahap interpretasi. Metode inversi seismik yang digunakan pada penelitian ini adalah inversi *model based*. Metode *model based* ini memiliki kelebihan yaitu resolusi hasil inversi akan meningkat karena dilakukan menggunakan data model inisial dan baik digunakan untuk target dengan reflektivitas rendah.

Tahapan pengerjaan penelitian ini dapat dilihat pada gambar 3.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Sebelum dilakukannya proses inversi pada penelitian ini perlu dilakukan proses analisis sensitivitas untuk memvalidasi zona target yang berada pada Formasi Tuban. Hasil analisis sensitivitas

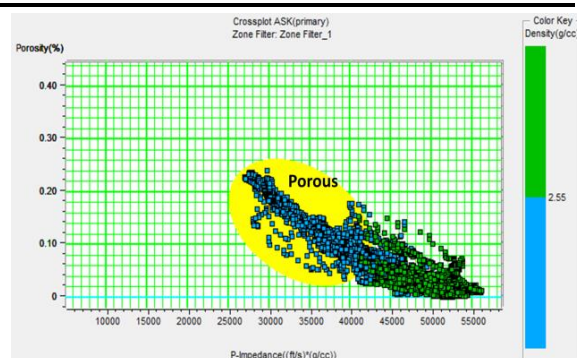
yang ditunjukkan dalam *crossplot* antara parameter AI dengan porositas menunjukkan zona dengan porositas tinggi memiliki nilai AI yang relatif rendah, seperti pada tabel 1 dan gambar 4 di bawah ini.



Gambar 3. Diagram Alir Penelitian

Tabel 1. Nilai *Cut-Off* Parameter AI dan Porositas

Parameter	<i>Cut-Off Porous Carbonate</i>	<i>Cut-Off Tight Carbonate</i>
<i>P-Impedance</i>	23000-40000	> 40000
Porositas	0.08-0.2	< 0.08



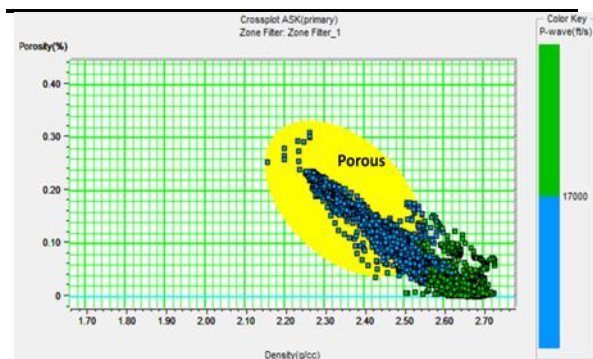
Gambar 4. *Crosplot* AI dan Porositas

Hasil *crossplot* selanjutnya antara parameter densitas dengan porositas menunjukkan zona dengan

porositas tinggi memiliki nilai densitas yang relatif rendah, seperti yang ditunjukkan pada tabel 2 dan gambar 5 di bawah ini.

Tabel 2. Nilai *Cut-Off* Parameter Densitas dan Porositas

Parameter	<i>Cut-Off Porous Carbonate</i>	<i>Cut-Off Tight Carbonate</i>
Densitas	2.15 - 2.5	> 2.5
Porositas	0.08-0.2	< 0.08

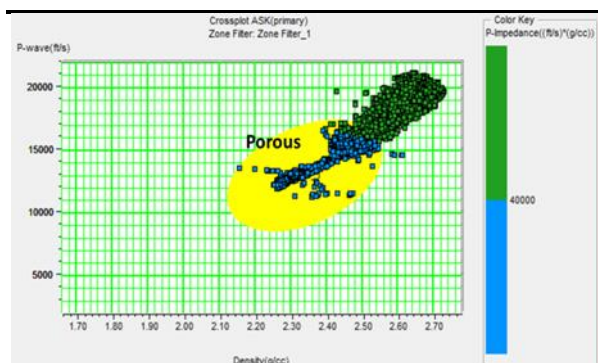


Gambar 5. *Crossplot* Densitas dan Porositas

Sedangkan hasil *crossplot* terakhir antara parameter kecepatan gelombang P dan densitas menunjukkan zona dengan nilai densitas rendah memiliki kecepatan gelombang P yang rendah, seperti yang ditunjukkan pada tabel 3 dan gambar 6 di bawah ini.

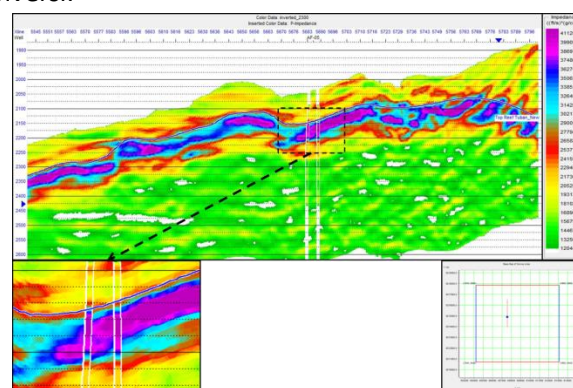
Tabel 3. Nilai *Cut-Off* Parameter Densitas dan Kecepatan Gelombang P.

Parameter	<i>Cut-Off Porous Carbonate</i>	<i>Cut-Off Tight Carbonate</i>
P-wave	11000 – 17000	> 17000
Densitas	2.15 - 2.5	> 2.5



Gambar 6. *Crossplot* Parameter Densitas dan Kecepatan Gelombang P

Inversi *acoustic impedance* dilakukan dengan menggunakan metode inversi *model based* sesuai dengan hasil analisis pra-inversi terhadap *initial model*. Hasil dari proses inversi AI berupa penampang sebaran nilai *acoustic impedance* (Gambar 7) yang menunjukkan persebaran nilai AI yang tersebar pada horizon target yaitu Formasi Tuban dengan *window* sebesar 350 ms dari horizon. Hasil dari proses inversi yang berupa penampang AI digunakan untuk menentukan zona *porous carbonate* dan *tight carbonate* berdasarkan dengan nilai *cut-off* AI yang didapatkan dari hasil analisis sensitivitas yang bernilai 23000-40000 yang diskalakan dengan warna biru muda pada hasil inversi.



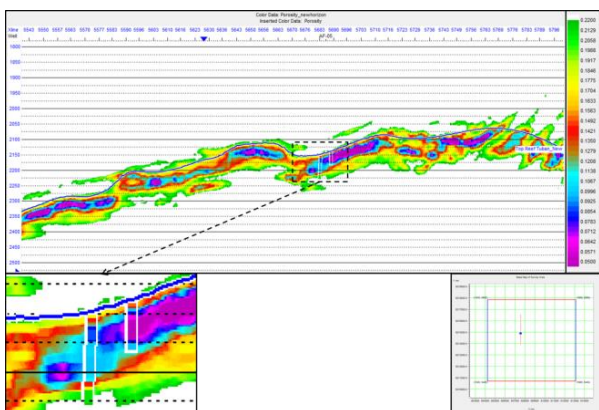
Gambar 7. Penampang AI Hasil Inversi

Penampang AI hasil inversi pada gambar di atas menunjukkan sebaran nilai AI di daerah sekitar sumur AF-05 dan AF-09 dengan rentang nilai AI antara 12000 – 42000 (ft/s)*(g/cc). Sebaran dengan nilai AI relatif rendah berada tepat pada horizon hasil *picking* pada top Formasi Tuban dan diselingi oleh zona yang memiliki nilai AI dengan harga yang tinggi. Hasil inversi menunjukkan kecocokan dengan nilai AI pada sumur yang ditunjukkan dengan warna yang sesuai antara sumur dengan lapisan hasil inversi di sekitar sumur.

Zona dengan nilai AI yang tinggi menunjukkan zona reservoir karbonat yang lebih *tight*, sedangkan zona dengan nilai AI yang lebih rendah menunjukkan zona reservoir karbonat yang lebih berpori (*porous carbonate*). Hal tersebut dikarenakan nilai AI yang merupakan hasil dari nilai kecepatan gelombang P dan densitas mendeskripsikan karakter dari suatu batuan, di mana gelombang P yang merambat pada

suatu batuan akan merambat pada matriks dari batuan yang dilaluinya. Sehingga semakin rapat matriks suatu batuan dan pori batuan yang semakin kecil akan menghasilkan nilai kecepatan yang lebih tinggi saat dilalui oleh gelombang, sebaliknya semakin besar pori dan matriks yang renggang pada suatu batuan akan menghasilkan kecepatan gelombang yang lebih rendah. Sedangkan nilai densitas pada batuan juga dipengaruhi oleh kerapatan matriks suatu batuan. Sehingga nilai AI merupakan parameter yang mampu mendeskripsikan karakter suatu batuan dengan baik, dan nilai AI sebagian besar dikontrol oleh nilai kecepatan gelombang P.

Proses selanjutnya yaitu melakukan transformasi dari penampang AI untuk mendapatkan penampang porositas yang dapat dilihat pada gambar 8. Transformasi parameter AI menjadi porositas dilakukan dengan menggunakan persamaan regresi linier yang didapatkan dari *crossplot* antara parameter AI dan porositas.



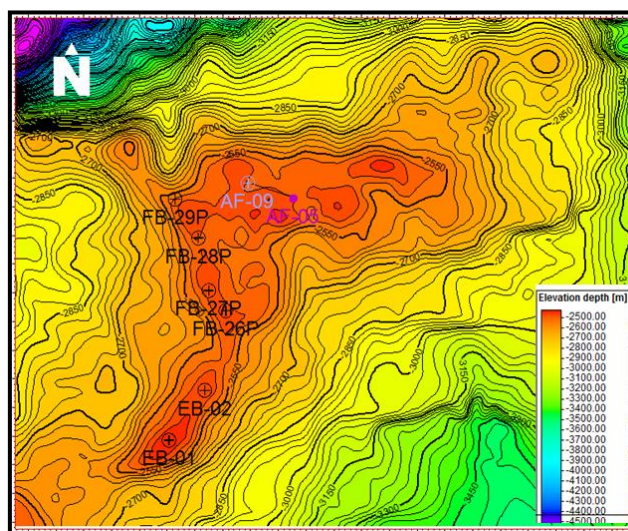
Gambar 8. Penampang Porositas Hasil Transformasi AI

Hasil penampang porositas hasil transformasi dari volume inversi AI pada Gambar 8 menunjukkan sebaran nilai porositas pada zona target Formasi Tuban. Sebaran porositas pada penampang tersebut memiliki rentang nilai antara 5 % – 20 %, secara kualitatif warna ungu menunjukkan zona dengan harga porositas rendah dan zona dengan warna hijau menunjukkan zona dengan porositas tinggi.

Zona dengan harga porositas tinggi berada tepat pada horizon hasil *picking* pada top Formasi Tuban dan diselingi oleh zona yang memiliki nilai

porositas dengan harga yang rendah dibagian tengah dan kembali lagi pada zona yang memiliki nilai porositas dengan harga rendah. Hasil sebaran porositas pada penampang porositas hasil transformasi ini sesuai dengan sebaran parameter AI pada volume hasil inversi.

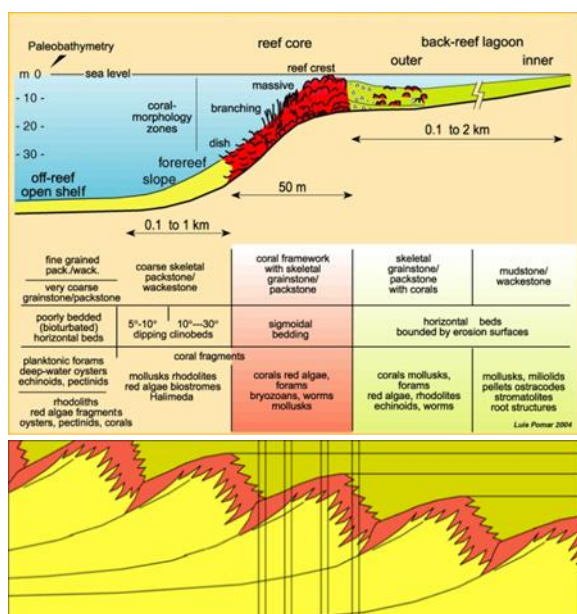
Peta struktur kedalaman pada Gambar 9 di bawah ini menunjukkan struktur karbonat terumbu pada Formasi Tuban dengan domain kedalaman. Peta tersebut didapatkan dari hasil *velocity model* dengan data *marker* sebagai kontrol. Pola struktur yang terdapat pada peta struktur kedalaman tersebut memperlihatkan *top structure* karbonat terumbu yang berada pada kedalaman 2,5 km di bawah permukaan, di mana sebaran *top structure* pada peta tersebut memiliki arah Barat Daya.



Gambar 9. Peta Struktur Kedalaman

Sistem pengendapan karbonat dibagi menjadi dua yaitu *marine shallow water – lacustrine* dan *deeper water facies of pelagic*. Berdasarkan dua tipe sistem pengendapan karbonat tersebut, daerah penelitian ini termasuk kedalam *marine shallow water – lacustrine* (Pomar, 2004). Beberapa lingkungan yang berasosiasi dengan laut dangkal dan daratan meliputi daerah pantai, batas paparan, daerah *peritidal*, *lacustrine* dan terumbu. Secara sederhana, terdapat dua ciri khas terumbu yaitu, batuan terumbu dibatasi secara lateral serta mencakup area yang luas, dan menunjukkan adanya

pengaruh organisme biologis selama pertumbuhan (Tucker and Wright, 1990).

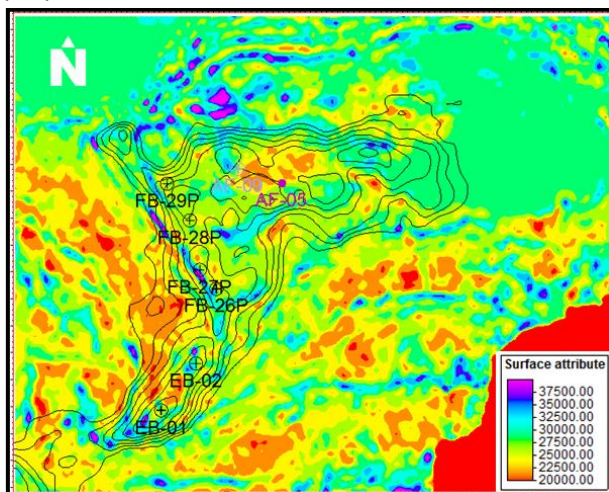


Gambar 10. Komponen dari Litofasies dan Model Geologi Karbonat Terumbu Kompleks (Pomar, 2004)

Hasil model geologi kompleks tersebut, jika dibandingkan dengan hasil penampang AI dan porositas pada Gambar 7 dan 8 memiliki kesamaan pola, di mana Fasies *core reef* pada penampang AI ditunjukkan dengan nilai AI yang tinggi (warna biru-ungu) dan pada penampang porositas ditunjukkan dengan nilai porositas yang rendah (warna ungu-biru). Fasies *forereef* dan *back-reef lagoon* yang memiliki litologi yang lebih berpori ditunjukkan dengan nilai AI rendah dan porositas tinggi (warna merah-hijau). Hal ini membuktikan zona *tight carbonate* pada lapangan penelitian ini merupakan zona Fasies *core reef* yang memiliki tubuh yang sangat masif dan mengandung bahan organik yang sangat tinggi.

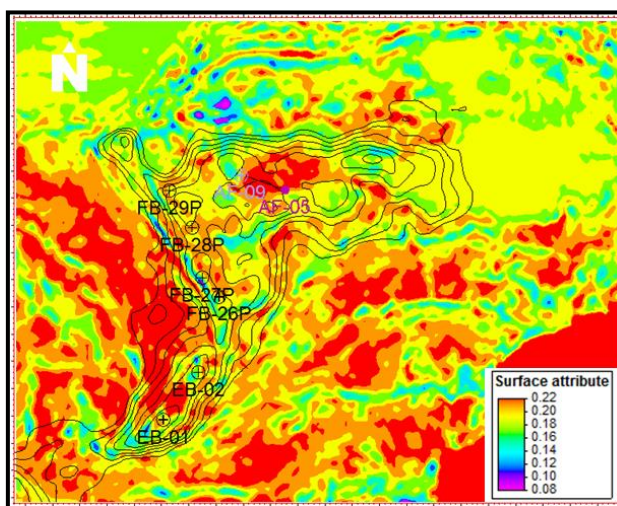
Persebaran hasil inversi AI dan transformasi porositas dalam volume 3D dapat diketahui penyebarannya secara lateral dengan melakukan penyayatan pada volume 3D (gambar 11). Peta sayatan AI dan porositas selanjutnya di-overlay dengan peta struktur kedalaman untuk melihat sebaran AI dan porositas. Hal ini dilakukan untuk mempermudah analisa dan interpretasi untuk

menentukan daerah prospek dan menentukan *propose well*.



Gambar 11. Peta Sayatan AI Pada Top Horizon Formasi Tuban

Peta sayatan AI pada horizon Formasi Tuban di atas menunjukkan sebaran AI dengan nilai rendah yang mengindikasikan zona *porous carbonate reservoir* terhampar pada arah Barat – Barat Daya daerah penelitian. Garis kontur yang merupakan kontur struktur waktu menunjukkan zona *top structure* Formasi Tuban pada arah Utara – Timur Laut memiliki nilai AI yang relatif lebih tinggi jika dibandingkan dengan arah Barat – Barat Daya, sehingga area tersebut diinterpretasikan sebagai zona *tight carbonate reservoir*.



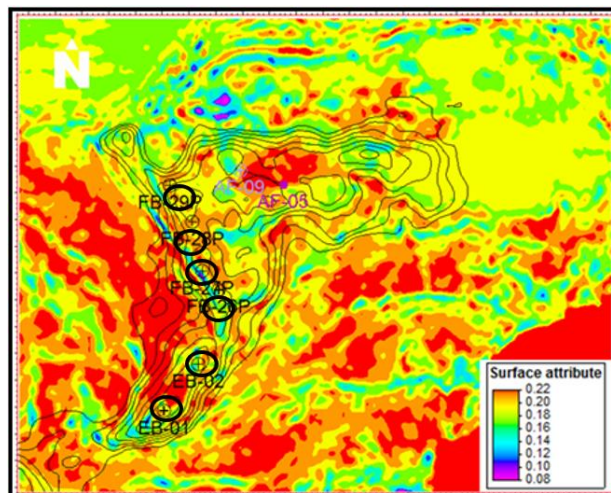
Gambar 12. Peta Sayatan Porositas Pada Top Horizon Formasi Tuban

Peta sayatan porositas pada gambar 12 di atas menunjukkan sebaran porositas dengan nilai tinggi

yang mengindikasikan zona *porous carbonate reservoir* terhampar pada arah Barat – Barat Daya daerah penelitian dan pada arah Utara – Timur Laut memiliki sebaran nilai porositas dengan nilai yang relatif lebih rendah. Hasil sebaran porositas pada peta sayatan diatas memiliki kesamaan pola dengan peta sebaran AI dan keduanya saling berhubungan, sehingga dapat diketahui bahwa zona *porous carbonate reservoir* berada pada arah Barat – Barat Daya lokasi penelitian.

Penentuan *propose well* pada penelitian ini dilakukan dengan melihat beberapa faktor, di antaranya adalah pola struktur, pola sebaran AI, dan pola sebaran porositas. Berdasarkan peta struktur kedalaman, penentuan area *propose well* dilakukan pada area dengan elevasi tinggi atau *top structure*, hal ini dikarenakan fluida pengisi pori pada reservoir terdiri dari beberapa jenis dan yang memiliki masa jenis paling ringan adalah minyak bumi, sehingga minyak bumi akan cenderung terperangkap pada bagian atas reservoir. Walaupun parameter AI dan porositas tidak dapat menunjukkan keberadaan dan jenis fluida pengisi pori pada reservoir, tetapi sumur AF-05 dan AF-09 yang digunakan pada proses inversi ini berupa sumur yang memproduksi minyak bumi, dan berdasarkan *petroleum system* daerah penelitian yang sudah dijelaskan sebelumnya juga menunjukkan bahwa lokasi penelitian merupakan daerah penghasil minyak bumi yang baik. Berdasarkan pola sebaran AI dan porositas, daerah yang merupakan zona *porous carbonate reservoir* berada pada arah Barat – Barat Daya sehingga penentuan lokasi *propose well* pada area penelitian berada pada arah Barat – Barat Daya yang memiliki garis kontur dengan elevasi yang tinggi atau berada di *top structure*.

Pemilihan sumur usulan pada arah Barat dan Barat Daya daerah penelitian selain didasarkan pada lokasi yang berada pada *top structure* reservoir juga dilakukan berdasarkan hasil nilai AI pada daerah tersebut yang sesuai dengan hasil *cutoff* parameter AI yaitu 20000 – 30000 (ft/s).(g/cc) dan hasil *cutoff* parameter porositas sebesar 15% - 22% (gambar 13).



Gambar 13. Lokasi Usulan Sumur Baru

Sumur usulan dengan nama FB-26P, FB-27P, FB-28P, dan FB-29P merupakan kode nama sumur usulan yang cenderung berada pada *top structure* di arah Barat. Sedangkan dua sumur usulan dengan kode nama EB-01 dan EB-02 merupakan sumur usulan yang berada pada *top structure* di arah Barat Daya. Berdasarkan hasil dari pola sebaran AI dan porositas pada lokasi penelitian, lokasi sumur usulan EB-01 dan EB-02 merupakan sumur usulan yang paling baik karena arah pola sebaran nilai AI dan porositas lebih cenderung mengarah ke arah Barat Daya, dan lokasi sumur usulan tersebut tepat di atas *top structure* karbonat terumbu yang berada pada kedalaman 2500 meter di bawah permukaan berdasarkan garis kontur peta struktur kedalaman.

Berdasarkan hasil tersebut, kedua zona pada arah Barat dan Barat Daya merupakan zona reservoir yang memiliki karakteristik paling baik untuk dilakukan pengeboran selanjutnya.

PENUTUP

Simpulan

1. Hasil analisa sensitivitas menunjukkan parameter AI, Porositas, *Sonic*, dan Densitas dapat memisahkan antara zona *porous carbonate reservoir* dan *tight carbonate reservoir* baik secara kualitatif maupun kuantitatif.
2. Berdasarkan hasil inversi didapatkan rentang nilai AI pada reservoir Formasi Tuban adalah

- 23000 – 50000 (ft/s)*(g/cc), sedangkan harga porositas pada reservoir daerah penelitian berkisar antara 0.08 – 0.22.
3. Berdasarkan hasil peta struktur kedalaman dan AI, pola sebaran zona reservoir terhampar pada arah Barat – Barat Daya dengan elevasi struktur yang tinggi atau berada pada *top structure* daerah penelitian.
 4. Pola sebaran porositas daerah penelitian mengarah ke Barat – Barat Daya sesuai dengan pola sebaran reservoir berdasarkan nilai AI, sehingga lokasi sumur selanjutnya sebaiknya berada pada sekitar arah Barat – Barat Daya daerah penelitian.

Ucapan Terima Kasih

Penulis mengucapkan terima kasih kepada PT. Pertamina Hulu Energi Tuban *East Java* yang telah menyediakan data pada penulisan ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Akbar, M., Vissapragada, B., Alghamdi, A.H., Allen, D., Herron, M., Carnegie, A., Dutta, D., Olesen, J., Chourasiya, R. D., Logan, D., (2000) 'A snapshot of carbonate reservoir evaluation', *Oilfield review*, 12(4), pp. 20–21.
- Pablo, Buenafama Aleman (2004). 'Acoustic impedance inversion of the Lower Permian carbonate buildups in the Permian Basin, Texas', *Master's thesis*, Texas A&M University. Texas A&M University..
- Jia, L. (2021) *Methodologies and Applications of Prestack Waveform Inversion, Reverse Time Migration, and Artificial Intelligence in Seismic Exploration*. University of Wyoming.
- JOB Pertamina - Santa Fe Tuban. (1998) *.Geologi Tuban East java*.
- Lucia, F. J., Kerans, C. and Jennings Jr., J. W. (2003) 'Carbonate Reservoir Characterization', *Journal of Petroleum Technology*, 55(06), pp. 70–72. doi: 10.2118/82071-JPT.
- Pomar, L. (2004) 'The Late Miocene Reef Complex , Mallorca', pp. 1–37.
- Radwan, A.E., Trippetta, F., Kassem, A.A. and Kania, M. (2021) 'Multi-scale characterization of unconventional tight carbonate reservoir: Insights from October oil field, Gulf of Suez rift basin, Egypt', *Journal of Petroleum Science and*

Engineering, 197, p.107968.

- Rashid, F. *et al.* (2022) 'Quantitative diagenesis: Methods for studying the evolution of the physical properties of tight carbonate reservoir rocks', *Marine and Petroleum Geology*, 139, p. 105603. doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105603>.
- Satyana, A. H., Djumlati. (2003) 'Oligo-Miocene Carbonates of the East Java Basin , Indonesia : Facies Definition Leading to Recent Significant Discoveries', pp. 1–7.
- Satyana, A. H. (2005) 'Oligo-Miocene carbonates of Java, Indonesia: Tectonic-volcanic setting and petroleum implications'.
- Sukmono, S. (2007) 'Post and Pre Stack Seismic Inversion for Hydrocarbon Reservoir Characterization', *Laboratorium Geofisika Reservoir, Program Studi Teknik Geofisika, Bandung*.
- Tucker, M. E. and Wright, V. P. (1990) *Carbonate Sedimentology*. Blackwell Science Ltd.