

Integrasi Metode Seismik Inversi dan Spektral Dekomposisi Untuk Memetakan Penyebaran Reservoir dan Kandungan Fluida

Herdiana Prasetyaningrum^{1*}, Abdul Haris¹, Ricky Adi Wibowo¹

¹Program Magister Geofisika Reservoir, Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia, Kampus UI Depok, 16424, Indonesia

*Corresponding author: herdiana.prasetyaningrum@gmail.com

Abstrak

Pengolahan data seismik dengan metode yang tepat sangat penting untuk memetakan sebaran reservoir dan memprediksi keberadaan hidrokarbon. Pada penelitian ini digunakan metode inversi seismik yang diintegrasikan dengan metode dekomposisi spektral. Tujuan penelitian adalah untuk mengetahui sejauh mana metode dekomposisi spektral dan inversi seismik yang digunakan dapat berfungsi untuk memetakan sebaran reservoir, sebaran hidrokarbon dan menentukan prospek hidrokarbon di daerah penelitian. Analisis seismik inversi dan crossplot log pada sumur menunjukkan peningkatan porositas dari utara ke selatan, dengan adanya perselingan tipis batulempung di antara batu pasir. Integrasi sebaran AI dan amplitudo pada Top A merekomendasikan empat zona dan Top B merekomendasikan tiga zona sebagai zona prospek. Penggunaan kedua metode ini saling menguatkan, memberikan gambaran komprehensif tentang sebaran reservoir dan kandungan fluida di daerah penelitian.

Kata kunci: *dekomposisi spektral, formasi Lower Sihapas, seismik inversi, transisi*

1. Pendahuluan

Dalam upaya pencarian hidrokarbon di bawah permukaan, diperlukan metode yang tepat untuk mendukung dan meningkatkan akurasi interpreter dalam proses penentuan zona prospek. Salah satu metode untuk memprediksi keberadaan hidrokarbon pada data seismik, antara lain metode inversi. Dengan metode ini, penampang seismik dikonversi ke dalam bentuk impedansi akustik (IA). Nilai impedansi akustik merepresentasikan sifat fisis batuan sehingga mempermudah kita untuk menganalisis litologi dan penyebarannya serta memudahkan kita untuk menentukan di mana zona reservoir/prospek dan non reservoir/tidak prospek (Februana, 2010).

Untuk memetakan penyebaran hidrokarbon, dapat juga dilakukan metode dekomposisi spektral. Metode ini akan menampilkan penampang seismik pada level frekuensi tertentu. Respon seismik terhadap perubahan frekuensi dapat mengindikasikan keberadaan hidrokarbon. Respon ini dapat

menambah kevalidan sebaran yang telah didapatkan melalui metode inversi seismik. Oleh karena itu, dengan penggunaan dua metode ini dapat memastikan di mana zona-zona yang prospek pada lapangan-lapangan eksplorasi. Penulis memilih integrasi dua metode, yaitu inversi seismik dan dekomposisi spektral karena a) keterbatasan data yang didapatkan; b) ingin mengetahui bahwa dua metode tersebut valid dapat digunakan untuk mendeteksi jenis hidrokarbon kemudian dibuktikan dengan data sumur yang sudah ada dan c) sumur yang ada di daerah telitian merupakan sumur yang sudah lama berproduksi sehingga membutuhkan pengembangan untuk melihat prospek baru di sekitar lapangan penelitian.

2. Geologi Regional

Lapangan D berada di Selat Malaka yang termasuk dalam cekungan Sumatra Tengah. Cekungan Sumatra Tengah merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*) yang

berkembang di sepanjang tepi Paparan Sunda. Cekungan ini terbentuk akibat penunjaman Lempeng Samudera Hindia yang bergerak relatif ke arah utara dan menyusup ke bawah Lempeng Benua Asia. Geometri cekungan ini berbentuk asimetris memanjang ke arah Baratlaut-Tenggara. Cekungan ini terbentuk pada awal Tersier (Eosen - Oligosen) dan merupakan seri struktur *half graben* terpisah oleh blok *horst*. Unit stratigrafi regional cekungan Sumatra Tengah terbentuk dari masa Paleogen sampai Pliosen dan Kuartar serta menjadi lima grup/formasi, yaitu Formasi Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Telisa, Formasi Petani, dan Formasi Minas (aluvial) ((Eubank dan Makki (1981) dan Heidrick dan Aulia (1993)).

Sedimen Tersier di Selat Malaka sangat dipengaruhi oleh fluktuasi muka laut dan dapat dibedakan menjadi delapan unit litostratigrafi, urutan dari yang paling tua ke paling muda, yaitu Formasi Pematang, Menggala, Transisi, Sihapas, Telisa, Petani dan Minas.

Tengah tersusun atas Formasi Pematang berlaku sebagai batuan induk, Formasi Sihapas sebagai reservoir, dan Telisa sebagai caprock. Formasi Pematang yang litologinya terdiri dari batu pasir halus sampai kasar, konglomerat, batu lanau, dan batu lempung aneka warna, serta batu pasir halus perselingan dengan serpih danau yang kaya material organik. Serpih bermaterial organik ini merupakan batuan induk/dasar bagi hidrokarbon di Cekungan Sumatra Tengah.

Sementara formasi Sihapas yang litologinya terdiri dari batu pasir, Batu lanau, batu lempung dan Formasi Menggala yang terdiri dari batu pasir konglomerat dianggap memiliki porositas dan permeabilitas yang baik sehingga layak menjadi reservoir. Formasi Telisa litologinya didominasi oleh batu lempung dengan porositas dan permeabilitas rendah

merupakan caprock/penutup karena hidrokarbon dianggap sulit untuk berpindah dalam formasi ini (LEMIGAS, 2000).

3. Teori Dasar

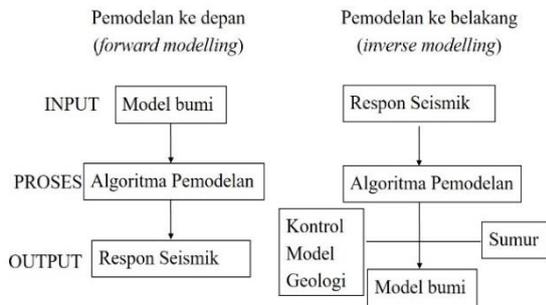
3.1 Inversi Seismik

Seismik inversi didefinisikan sebagai teknik pemodelan geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrolnya (Sukmono, 1999). Pada metode inversi, penampang seismik dikonversi ke dalam bentuk impedansi akustik. Nilai impedansi akustik ini merepresentasikan sifat fisik batuan yang akan mempermudah interpretasi berupa parameter-parameter petrofisik. Impedansi akustik menggambarkan sifat fisik batuan karena nilai impedansi akustik gelombang dipengaruhi oleh besar pori-pori batuan, saturasi air (S_w) dan kompresibilitas (Munadi, 2000). Semakin keras suatu batuan maka impedansi akustiknya semakin besar pula, Hal ini dikarenakan nilai AI sangat dipengaruhi oleh parameter kecepatan dibandingkan oleh parameter densitas nya (Halomoan, 2017).

Pada dasarnya perekaman data seismik merupakan pemodelan maju (*forward modelling*). Data seismik yang terekam merupakan hasil konvolusi antara deret koefisien refleksi bumi dengan wavelet sumber. Sedangkan inversi seismik dianggap sebagai kebalikan dari metode pemodelan maju di mana dihasilkan penampang seismik sintetik berdasarkan model bumi (Gambar 1).

Pada awalnya inversi seismik hanya dapat diterapkan pada data seismik post stack atau disebut inversi impedansi akustik (IA) atau Acoustic Impedance (AI). Dengan inversi ini diharapkan diperoleh AI semu sepanjang lintasan seismik (Lasono, 2011). Seismik inversi yang digunakan untuk menghasilkan AI diolah dari data stack zero-offset, yaitu data

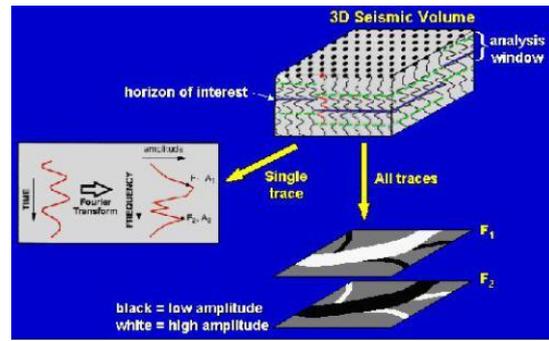
stack pada sudut datang gelombang 0o atau tegak lurus bidang pantul. Teknik inversi AI dinilai memiliki keterbatasan karena terkadang banyak dijumpai nilai AI untuk beberapa litologi memiliki nilai yang hampir sama (overlapping).



Gambar 1. Skema pemodelan ke depan dan ke belakang (Sukmono, 2000)

3.2 Dekomposisi Spektral

Selain teknik inversi, terdapat pengolahan data seismik tingkat lanjut yang lain, salah satunya adalah dekomposisi spektral. Dekomposisi spektral merupakan penguraian spektrum pada data seismik yang merupakan respon batuan bawah permukaan dan reservoir sehingga memudahkan proses interpretasi. Dekomposisi spektral biasanya dilakukan menggunakan transformasi Fourier untuk menghitung spektrum amplitudo masing-masing jejak dari jendela waktu yang pendek yang meliputi semua zona interest. Spektrum amplitudo tersebut dikontrol oleh satuan geologi, sehingga satuan-satuan dengan sifat dan/atau ketebalan batuan yang berbeda akan menunjukkan tanggap amplitudo yang berbeda. Jika dekomposisi sinyal dihitung untuk seluruh jejak pada volume seismik 3D dan direpresentasikan dalam bentuk peta (biasanya sebagai slice frekuensi), peta yang dihasilkan menunjukkan kemampuan bervariasi secara lateral (Pramono, 2010).



Gambar 2. Ilustrasi dekomposisi sinyal menggunakan tranformasi Fourier. (Nissen, S.E, 2002)

Metode dekomposisi spektral terus berkembang, salah satunya dalam bentuk transformasi wavelet. Transformasi wavelet merupakan metode transformasi untuk menganalisis frekuensi sinyal secara otomatis. Salah satu transformasi wavelet, yaitu Continuous Wavelet Transform (CWT) yang menghasilkan peta waktu-frekuensi yang baik (Gambar 2).

Pada metode CWT, wavelet digunakan sebagai fungsi window. Wavelet yang digunakan dapat berubah untuk setiap frekuensi yang berbeda. Oleh karena itu, posisi di bawah permukaan yang menghasilkan frekuensi dimaksud dapat dengan mudah diidentifikasi. Dengan respon frekuensi yang berbeda ini, maka resolusi menjadi baik (Adepoju, 2013). Jenis wavelet yang digunakan pada software menurut bentuk dan nilai frekuensi wavelet, yaitu wavelet Morlet, Mexican Hat dan Complex Gaussian. Pada penelitian ini digunakan wavelet Morlet. Wavelet Morlet merupakan wavelet yang memiliki fungsi window Gaussian kompleks sinusoidal pada domain waktu dan frekuensi (Pergina, 2011).

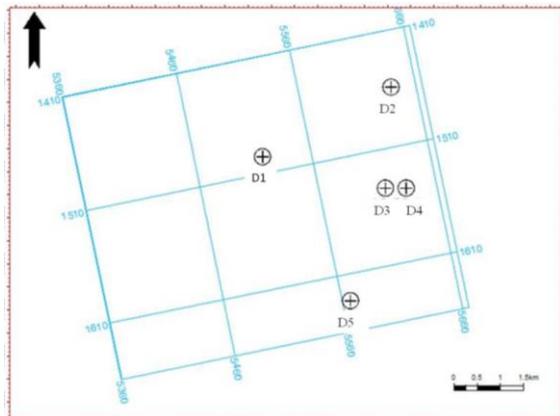
Dalam metode Continuous Wavelet Transform (CWT), skala merupakan sebuah nilai yang dapat menjembatani kita untuk mendapatkan informasi frekuensi tanpa kehilangan informasi waktu. Dekomposisi spektral dapat diaplikasikan untuk mengetahui

sebaran dan kandungan fluida dalam reservoir. Pada penelitian yang dilakukan oleh Burnett dan Castagna (2004), yaitu dengan melakukan modeling analisis dekomposisi spektral lanjutan pada Formasi Frio (Gulf Coas). Modeling ini dilakukan dengan cara substitusi fluida (gas) pada suatu reservoir kemudian dilihat respon pada domain frekuensi untuk reservoir yang sama namun dengan kandungan fluida yang berbeda (minyak dan air). Dalam penelitian tersebut diamati perubahan amplitudo ketika frekuensi 47 Hz dan 58 Hz. Bayangan amplitudo pada 47 Hz berhubungan dengan amplitudo yang terang pada 32 Hz dan disimpulkan menunjukkan adanya gas. Artinya, pada bagian tersebut adalah penanda untuk hidrokarbon. Sedangkan, bayangan amplitudo yang ditunjukkan pada 24 Hz menunjukkan ketiadaan hidrokarbon.

4. Pengolahan Data

4.1 Data

Pada penelitian ini digunakan data seismik Post Stack Time Migration 3D yang telah melalui proses penghilangan noise maupun NMO dengan dengan klasifikasi: *Inline* = 1410 – 1659, *Crossline* = 5360 – 5665 dan *sampling rate* = 2 milisekon.



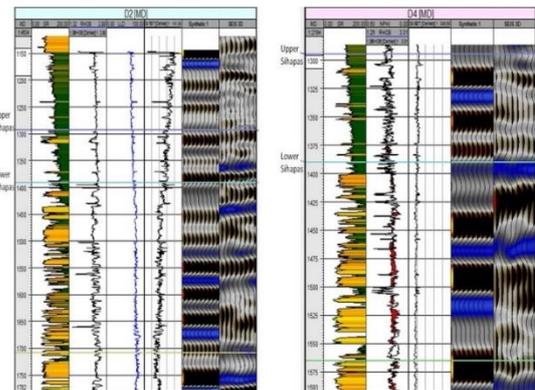
Gambar 3. Basemap Daerah Penelitian

Adapun data sumur yang digunakan sebagai kontrol dalam penelitian adalah sebanyak 5 buah, yaitu sumur D1, D2, D3, D4,

dan D5 (Gambar 3). Sumur yang dipilih memiliki kelengkapan data las, 3 data *check shot* yang terdapat di sumur D1, D2, dan D4, dan marker.

4.2 Pengolahan Data

Pengolahan data dilakukan menggunakan *software* Petrel dan *OpendTect*. Adapun analisis geologi regional dan sistem petroleum dilakukan oleh Tim G & G. Langkah awal pengolahan data yang dilakukan adalah menentukan daerah target melalui data sumur. Daerah target ditentukan dengan melihat tampilan log dan informasi litologi. Setelah menentukan daerah target, dilakukan juga pengikatan data sumur (Gambar 4) dengan data seismik untuk menyamakan skala waktu pada data seismik horizon dengan data kedalaman dari sumur. Pengikatan data sumur dilakukan menggunakan sintetik Ricker pada frekuensi maksimum 25 Hz, fase nol, polaritas normal, sampling rate 2 ms dan panjang 100 ms. Dari hasil pengikatan sumur tersebut dijadikan marker pada data seismik.



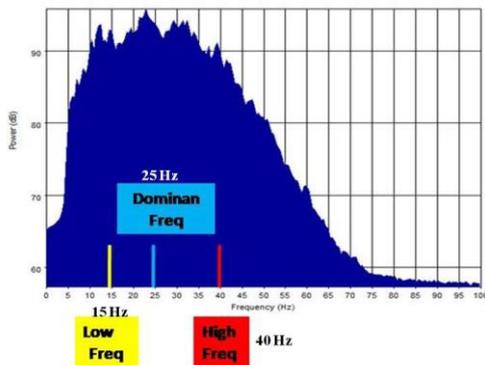
Gambar 4. Contoh pengikatan data sumur D2 dan D4.

Setelah pengikatan sumur, kemudian dilakukan penarikan horizon terhadap zona target. Setelah didapatkan horizon pada zona target, dibuat *surface* yang akan dianalisis penyebaran reservoirnya menggunakan inversi AI dan dekomposisi spektral. Inversi AI dilakukan menggunakan *model base* pada *software* Petrel, sedangkan untuk atribut

dekomposisi spektral dilakukan menggunakan *software OpendTect* dengan spektrum dominan pada frekuensi 15, 25, dan 40 Hz (Gambar 5).

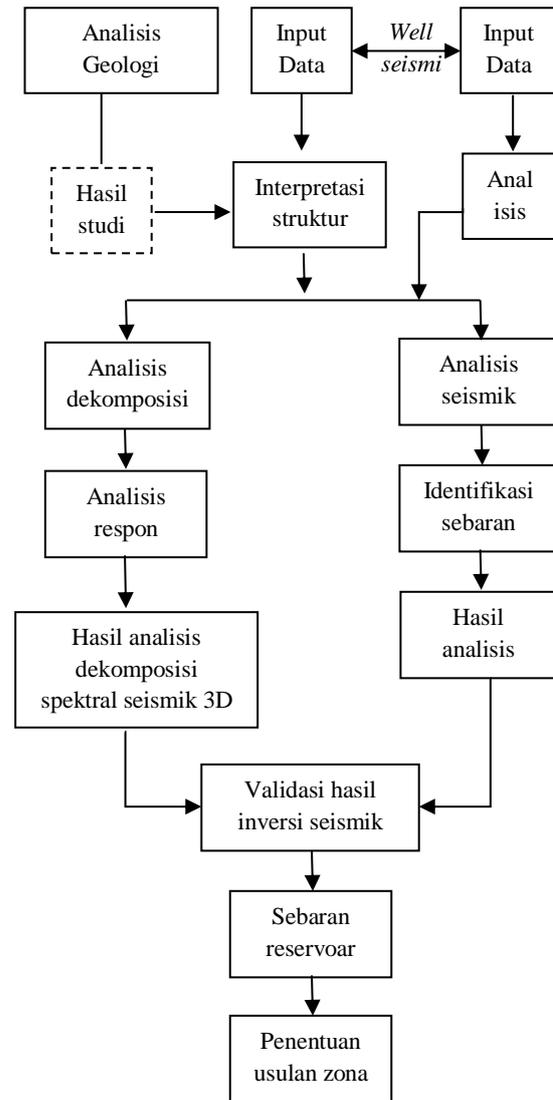
Hubungan antara nilai Impedansi Akustik (IA) dengan sifat-sifat fisik batuan yang diperoleh dari data log dapat dipakai sebagai kontrol dari model geologi untuk membuat model bumi (Purwanti, 2009). Oleh karena itu, penulis juga melakukan crossplot antara log NPFI, RHOB1 dan Gamma Ray untuk memperkirakan nilai sebaran AI nya pada reservoir. Nilai AI rendah akibat kehadiran fluida hidrokarbon terkadang dianggap sebagai AI rendah akibat efek litologi.

Sebelum melakukan dekomposisi spektral, terlebih dahulu ditentukan frekuensi dominan pada data seismik. Frekuensi dominan daerah penelitian tampak pada Gambar 5, yaitu pada frekuensi 25 Hz.



Gambar 5. Frekuensi dominan daerah penelitian.

Setelah ditentukan frekuensi dominannya, maka dilakukan proses dekomposisi spektral pada frekuensi tersebut untuk melihat anomali nilai amplitudo pada *surface*. Setelah melakukan langkah-langkah tersebut di atas, maka dapat dianalisis penyebaran reservoir dan kandungan fluida pada daerah target. Pengolahan data yang dilakukan menggunakan alur seperti pada Gambar 6.



Gambar 6. Alur pengolahan data penelitian.

5. Hasil dan Pembahasan

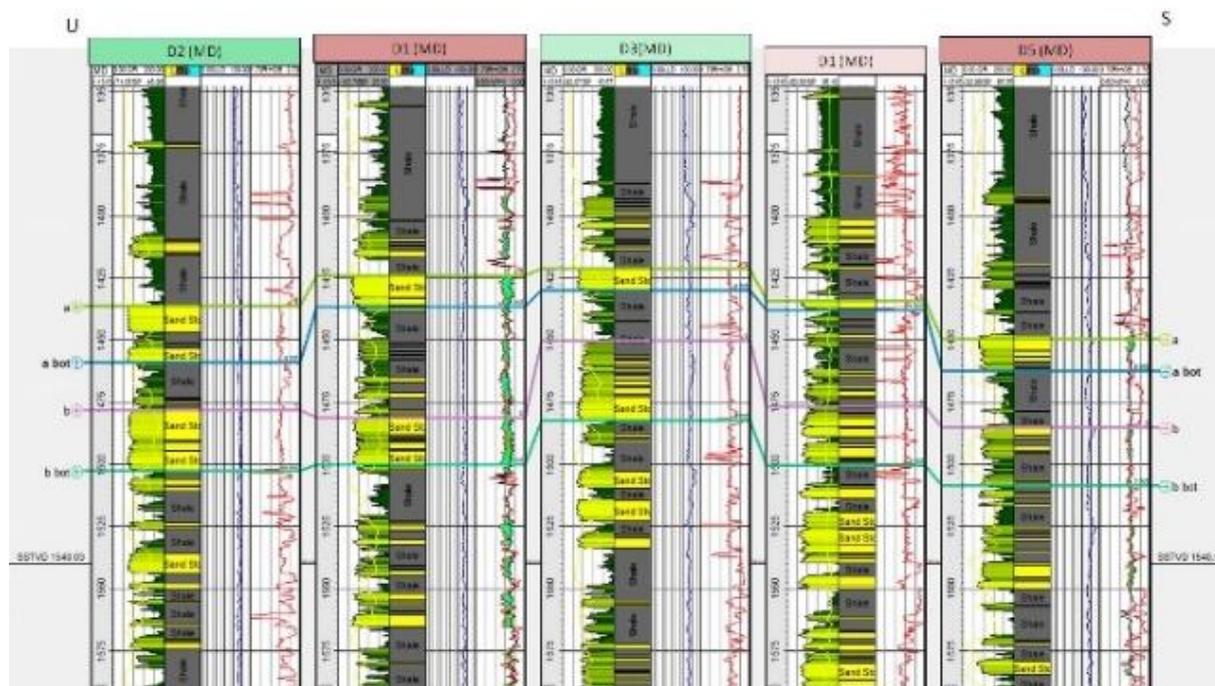
5.1 Korelasi Sumur

Korelasi sumur dilakukan berdasarkan struktur daerah penelitian yang berarah utara – selatan. Penentuan daerah target dilihat berdasarkan data log yang memberikan informasi litologi dan perkiraan kandungan hidrokarbon. Pada data sumur penelitian, tampak distribusi butiran batuan mengasar ke atas (*coarsening upward*), menghalus ke atas (*fining upward*), dan didominasi oleh lapisan batuan yang nampak cukup tebal berbentuk *blocky*. Bentuk *blocky* didominasi oleh butiran batu pasir (*clean sand*) yang diperkirakan

sebagai reservoir. Batu pasir inilah yang menjadi zona target pada penelitian.

Pada gambar 7 ditunjukkan adanya *crossover* antara log RHOB dan NPHI pada sumur D1 dan D5. Pada zona A sumur D1 dengan perkiraan di kedalaman 1424 - 1437 m terdapat *crossover* yang mungkin mengindikasikan adanya fluida jenis

hidrokarbon. Begitu pula di sumur D5 pada perkiraan kedalaman 1450 - 1462,5 m juga didapati *crossover* yang mungkin mengindikasikan hidrokarbon. Sementara pada zona B di sumur D1, indikasi hidrokarbon berada pada perkiraan kedalaman 1481 - 1500 m, dan di sumur D5 pada perkiraan kedalaman 1480 - 1507,5 meter.



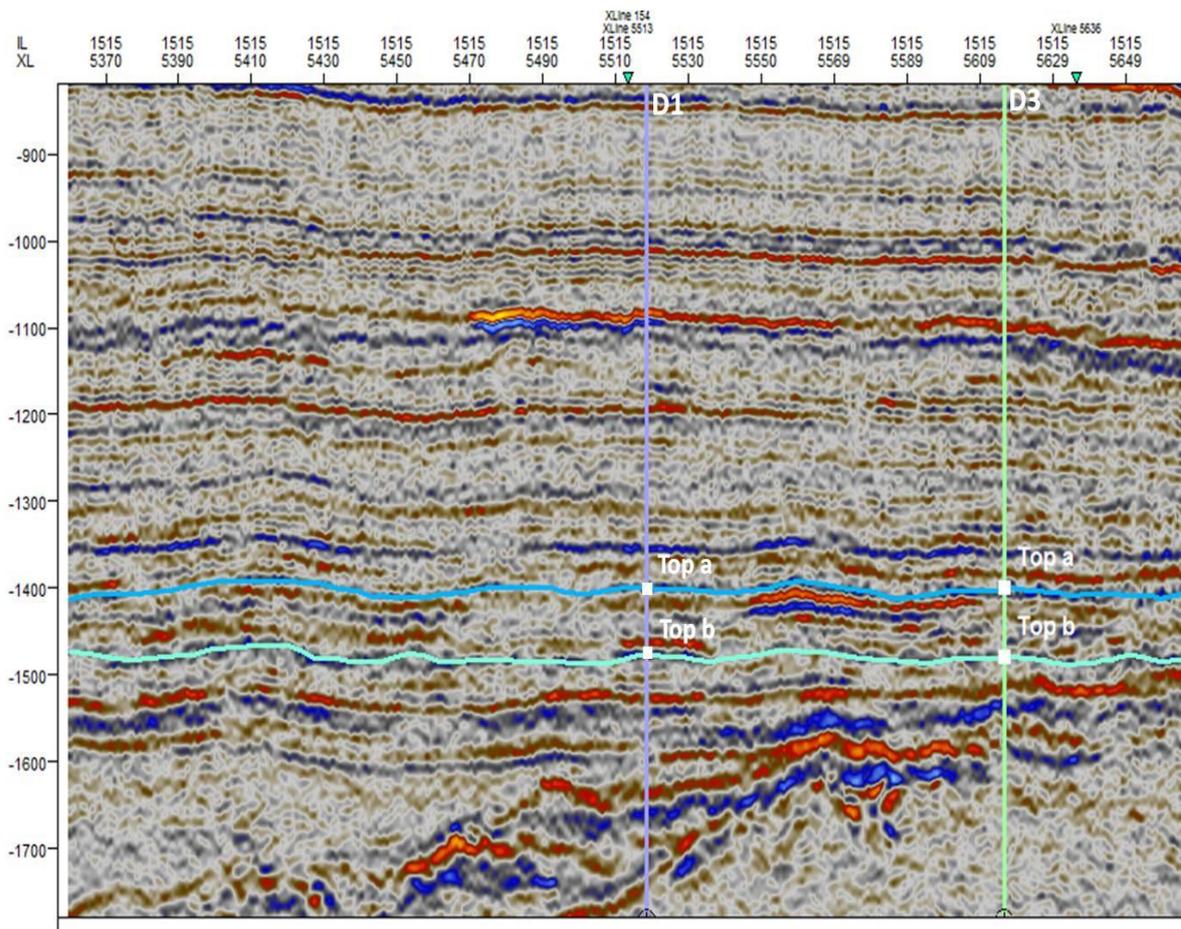
Gambar 7. Korelasi sumur daerah penelitian.

5.2 Interpretasi Seismik

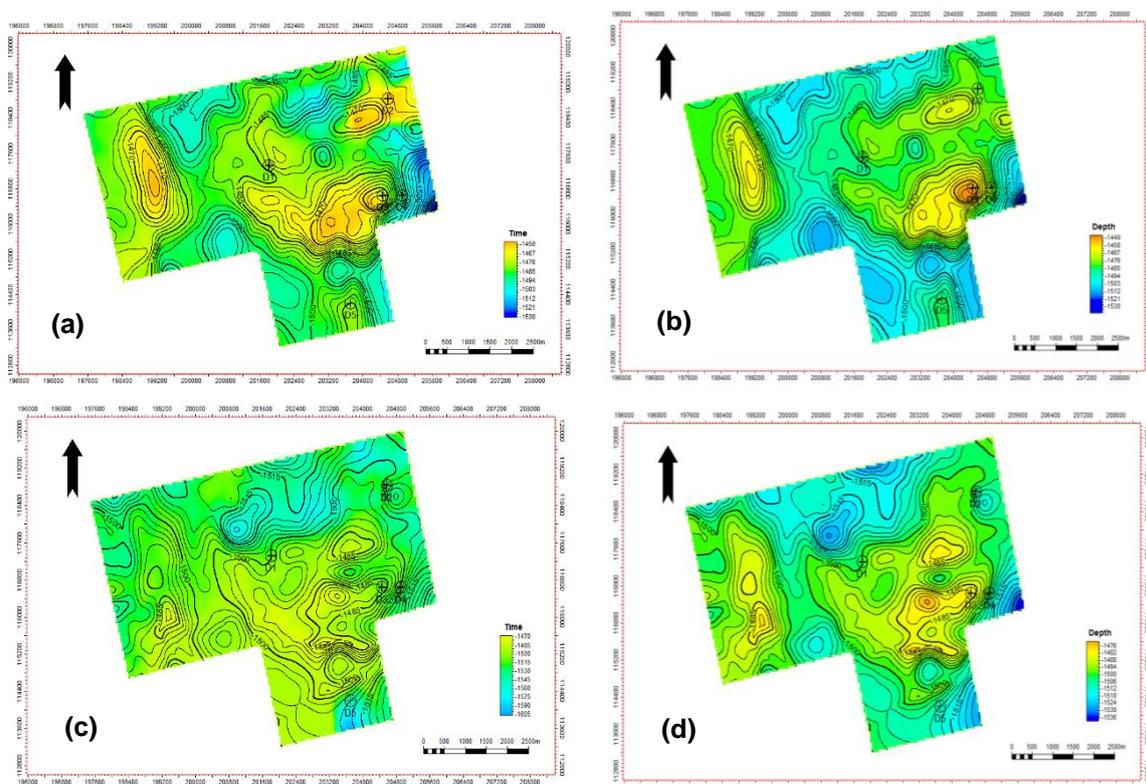
Pada zona target dilakukan penarikan horizon yang dilakukan pada Top A dan B, serta Bottom A dan B seperti pada Gambar 8. Dari penarikan horizon tersebut didapatkan peta *time structure* dan *depth structure*. Konversi *time* ke *depth* dilakukan agar nantinya dapat menentukan target lebih akurat. Konversi yang dilakukan tidak melihat *trend velocity* mengingat tidak ada data *stacking velocity*, sehingga konversi dilakukan secara langsung dengan data *checkshot* yang ada untuk meminimalkan nilai kesalahan pada kedalaman sumurnya. Secara keseluruhan baik dari Top A sampai Bottom B, merupakan struktur yang berkembang secara mendatar yang ditunjukkan dengan adanya tinggian dan rendahan yang

bedanya relatif kecil. Pada Top A, baik peta *time structure* maupun *depth structure* rata-rata beda rendahan dan tinggian dari utara ke selatan maupun dari barat ke timur sekitar 12,5 – 15 ms dan 12,5 – 15 m.

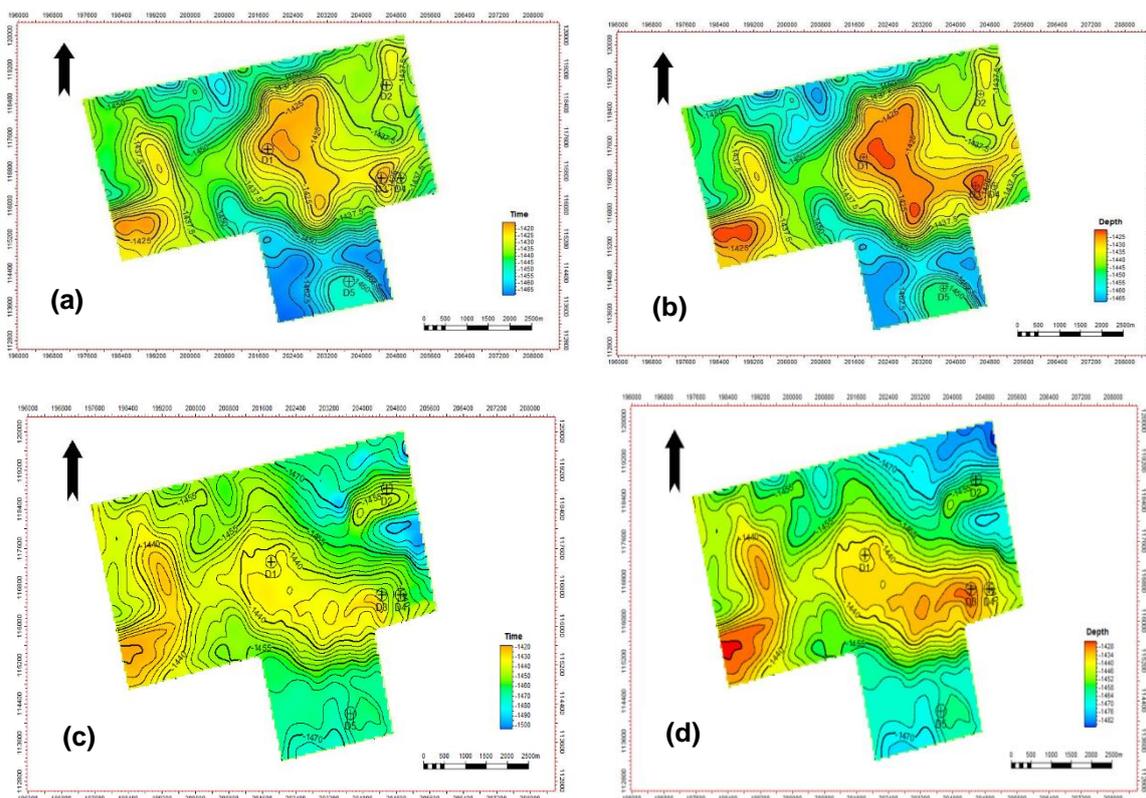
Pada Bottom A, baik peta *time structure* maupun *depth structure* rata-rata beda rendahan dan tinggian dari utara ke selatan maupun dari barat ke timur sekitar 15 – 30 ms dan 15 – 30 m. (Gambar 9a – 9d). Sedangkan pada Top B dan Bottom B, baik peta *time structure* maupun *depth structure* dari utara ke selatan sama-sama merupakan rendahan dengan beda 0 ms. Dari barat ke timur merupakan tinggian dengan beda sekitar 30 ms dan 30 m (Gambar 10a – 10d).



Gambar 8. Penarikan horizon data seismik pada inline 1515 sebagai zona target.



Gambar 9. Peta a) Time Structure pada Top A, b) Depth Structure Top A, c) Time Structure Bottom A dan d) Depth Structure Bottom A.



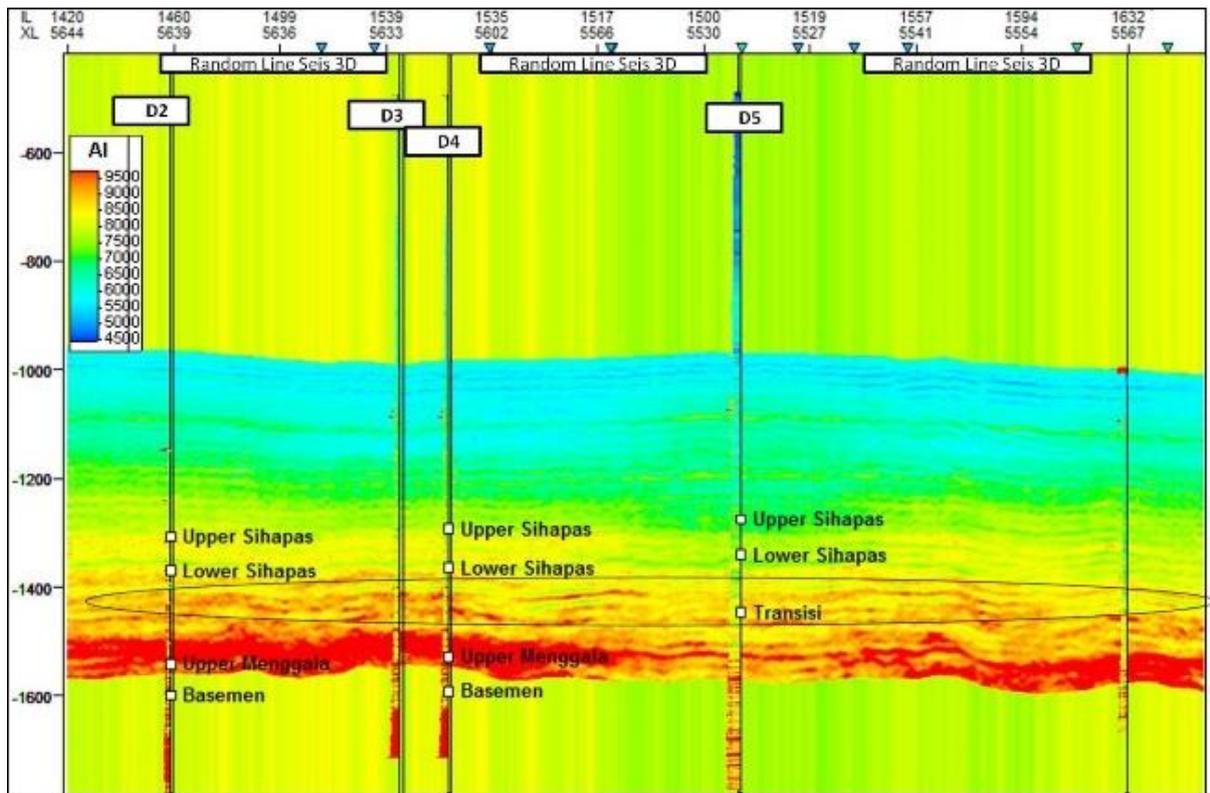
Gambar 10. Peta a) *Time Structure* pada Top B, b) *Depth Structure* Top B, c) *Time Structure* Bottom B dan d) *Depth Structure* Bottom B.

Pada peta tersebut juga tampak bahwa semakin ke selatan strukturnya merupakan rendahan. Jika kembali dilihat pada data sumur, litologinya semakin ke selatan semakin menipis dan *shally*. Proses pengendapan menghalus ke atas (*fining upward*) dan didominasi *blocky* biasanya terjadi pada energi rendah dan cenderung stabil. Jika dilihat lagi pada kolom stratigrafi, tepatnya pada formasi Transisi hingga Sihapas yang berlitologi batupasir perselingan batu lempung, maka daerah penelitian kemungkinan merupakan rangkaian endapan fluvial yang diperkirakan diendapkan di sepanjang *channel* hingga *point bar*.

5.3 Analisis Inversi Seismik

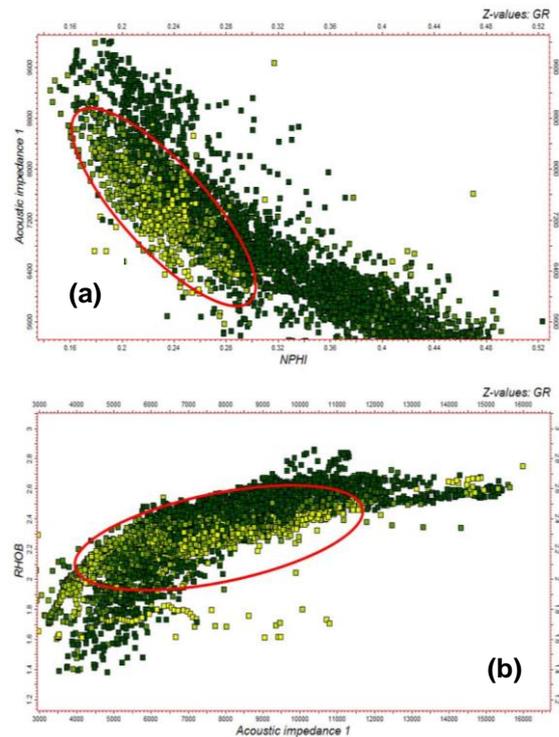
Proses inversi impedansi akustik menggunakan *based methode*, yaitu dengan

membuat model geologi dan membandingkannya dengan data riil seismik. Pada Gambar 10 terdapat lingkaran bergaris hitam yang menunjukkan lapisan target, ditunjukkan dengan nilai AI warna hijau hingga merah (7000 – 9500 kg/m²s). Perbedaan nilai AI tersebut terjadi karena pada zona target terdapat perselingan antara batupasir dengan batulempung. Pada penampang seismik hasil inversi tersebut juga nampak log densitas yang hampir cocok. Untuk memastikan penyebaran nilai AI tepat pada reservoir tersebut, dilakukan *crossplot* antara nilai AI hasil inversi dengan log densitas, gamma ray, dan neutron porosity.



Gambar 11. Penampang seismik hasil inversi yang dilalui oleh 5 sumur menunjukkan lapisan target dengan nilai impedansi rendah ke tinggi dari arah utara ke selatan.

Pada Gambar 12a, sebaran AI rendah kemungkinan merepresentasikan lapisan dengan porositas tinggi. Terlihat dari *crossplot* AI dengan log neutron porosity dan gamma ray, ketika nilai AI rendah (6000 – 7.200 g/cc *m/s), sebaran porositas batupasir (kotak warna kuning) di sekitar 0,16 s.d 0,28 v/v. Jika diperhatikan nilai AI antara batupasir dan batulempung, dapat terlihat bahwa nilai AI batupasir lebih tinggi dibanding batulempung. Kenampakan AI rendah batulempung pada penampang adalah kotak warna hijau, sedangkan batupasir kotak warna kuning yang diberi lingkaran. Dari tren grafik tersebut tampak bahwa harga impedansi akustik dan porositas berbanding terbalik. Jika impedansi akustik tinggi, maka porositas rendah dan sebaliknya jika impedansi akustik rendah, maka porositas tinggi.



Gambar 12. (a) Grafik *crossplot* antara AI dengan log porositas dan b) grafik *crossplot* antara AI dengan log densitas.

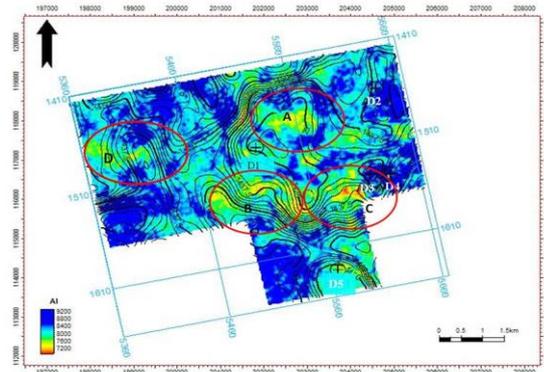
Sementara pada Gambar 12b dapat dilihat bahwa dari *crossplot* antara AI dengan log densitas dan gamma ray nampak bahwa ketika nilai AI rendah (4000 – 6000 g/cc*m/s), maka densitas juga rendah (2 – 2,4 g/cc³). Begitu pula sebaliknya, ketika nilai AI tinggi, densitas juga tinggi. Dengan nilai densitas tersebut kemungkinan zona yang diteliti merupakan zona potensial berupa sebaran yang didominasi batupasir yang mengandung hidrokarbon.

Setelah mendapatkan perkiraan nilai AI, maka dilakukan pemetaan hasil inversi untuk mengetahui distribusi dari reservoir secara lateral dalam bentuk *horizon slice*. *Horizon slice* dipilih pada Top A dan Top B. Tampilan impedansi akustik *overlay* (ditumpang-tindihkan/dilapiskan di atasnya) dengan peta *depth structure* agar dapat ditunjukkan pada kedalaman berapa terdapat reservoir yang memiliki nilai impedansi tinggi.

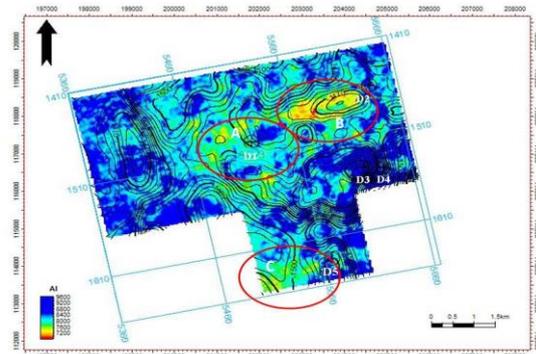
Gambar 13 memperlihatkan sebaran AI pada horizon top A. Pada lapisan tersebut tampak nilai sebaran AI mulai dari 7.200 sampai dengan 9.200 (g/cc*m/s). Pada peta sebaran AI tersebut diperkirakan ada empat zona prospek, yaitu A pada kedalaman sekitar 1425 m, zona B pada kedalaman 1437,5 m, C pada kedalaman 1437,5 m dan D pada kedalaman 1437,5 m. Zona prospek tersebut dipilih karena menunjukkan nilai AI yang rendah dengan warna hijau sampai merah, yaitu sekitar 7200 – 7500 g/cc*m/s yang diperkirakan merupakan zona reservoir.

Gambar 14 memperlihatkan sebaran AI pada horizon top B. Pada lapisan tersebut nampak nilai sebaran AI mulai dari 7.200 sampai dengan 9.600 (g/cc *m/s). Pada peta sebaran AI tersebut diperkirakan ada tiga zona prospek, yaitu A pada kedalaman sekitar 1485

m, zona B pada kedalaman 1470 m, dan C pada kedalaman 1500 m. Zona prospek tersebut dipilih karena nilai AI menunjukkan warna hijau sampai merah, yaitu sekitar 7200 – 8000 g/cc *m/s.



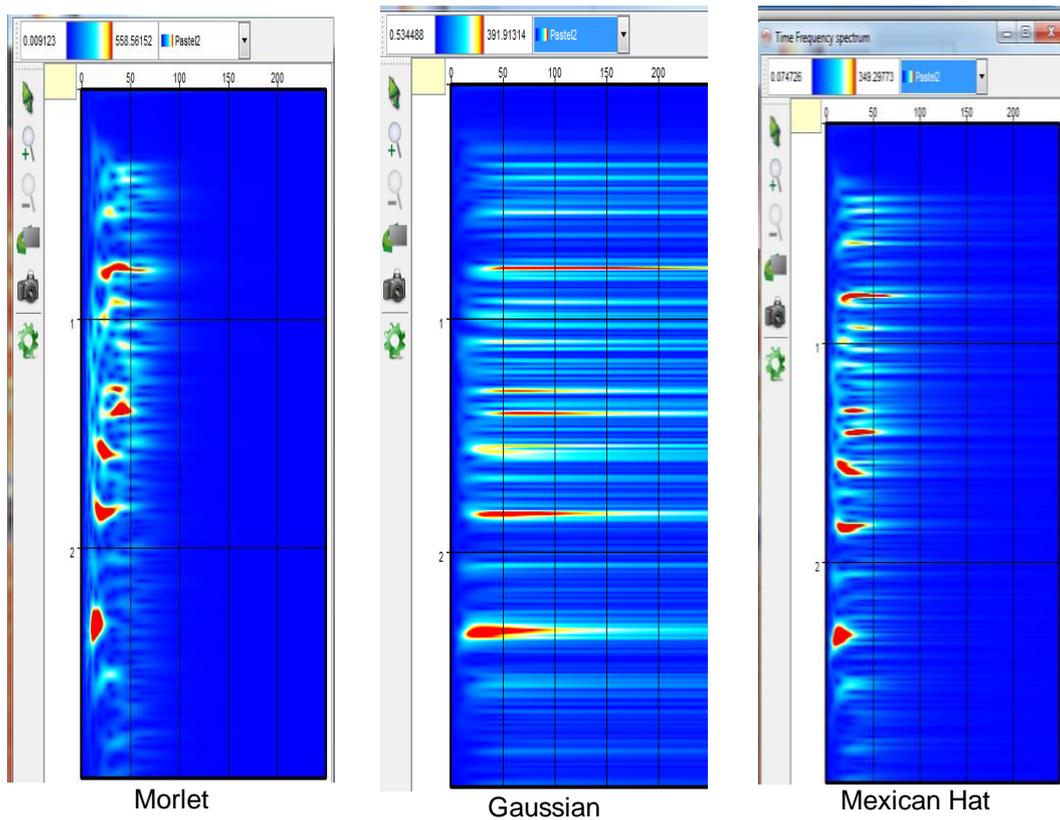
Gambar 13. Peta sebaran nilai AI dalam struktur kedalaman pada Top A.



Gambar 14. Peta sebaran nilai AI dalam struktur kedalaman pada Top B.

5.4 Analisis Dekomposisi Spektral

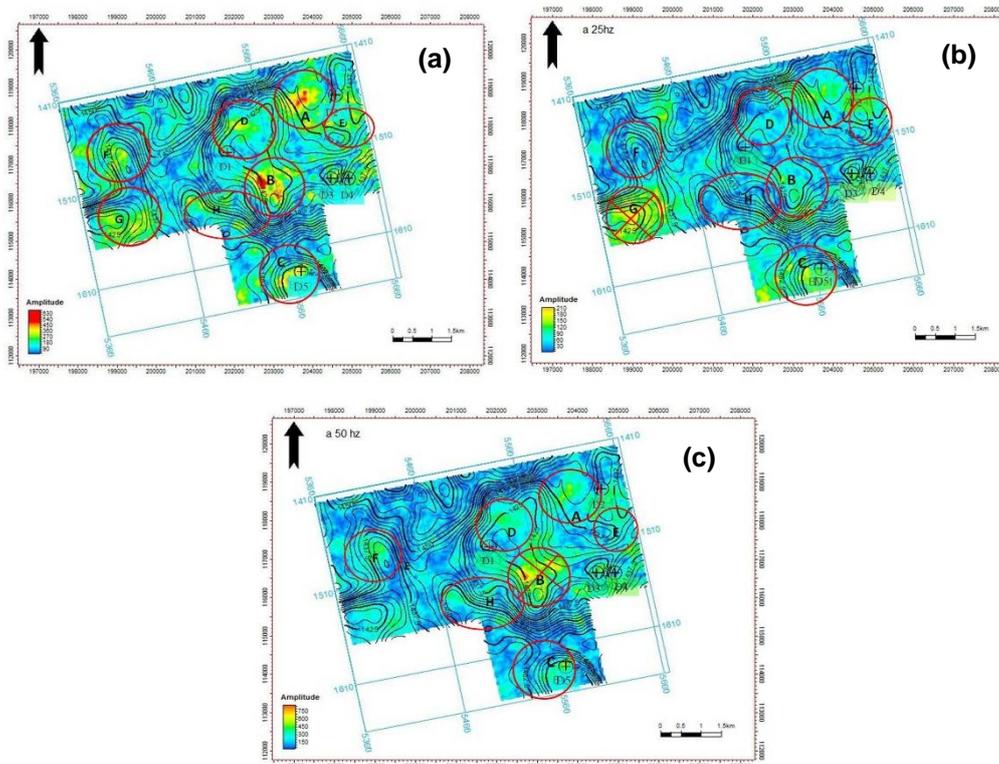
Pada data seismik yang ada, untuk menganalisis dekomposisi spektral digunakan wavelet Morlet karena memiliki spektrum yang lebih fokus dan lebih teratur pada window frekuensi yang tidak lebar dibanding wavelet Gaussian dan Mexican Hat. Pada Gambar 15 terlihat bahwa spektrum pada wavelet Morlet lebih fokus dan lebih teratur pada window frekuensi yang tidak lebar dibanding wavelet Gaussian dan Mexican Hat, sehingga untuk proses analisis selanjutnya digunakan *wavelet* Morlet.



Gambar 15. Hasil Analisis Model Wavelet Dekomposisi Spektral pada data seismik daerah penelitian

Pada data penelitian, dekomposisi spektral kemudian diklasifikasikan pada 3 rentang frekuensi, yaitu 15, 25, dan 40 Hz. Dari hasil

dekomposisi spektral tersebut kemudian dilakukan pemetaan untuk mengetahui distribusi pada reservoir.



Gambar 16. Peta sebaran amplitudo hasil dekomposisi spektral di Top A pada: (a) frekuensi rendah (15 Hz), (b) frekuensi menengah (25 Hz) dan (c) frekuensi tinggi 50 Hz.

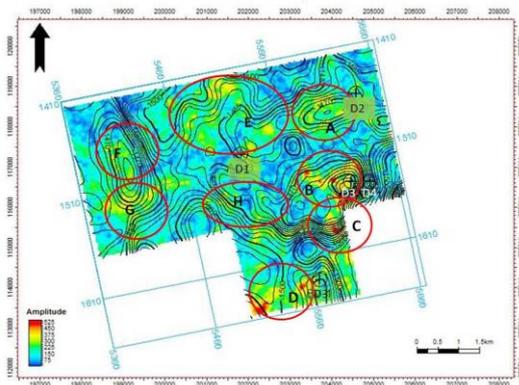
Pada Gambar 16a, diperlihatkan peta sebaran amplitudo hasil dekomposisi spektral di Top A pada frekuensi rendah (15 Hz). Pada top A tampak nilai sebaran amplitudo mulai dari 90 sampai dengan 630. Pada sebaran tersebut dapat dilihat nilai amplitudo yang tiba-tiba mengalami anomali sangat tinggi, yaitu zona A, B, C, D, E, F, G dan H. Ketika di sekitarnya nilai amplitudonya relatif rendah yang diindikasikan dengan warna biru muda hingga biru tua, terdapat amplitudo yang tinggi berwarna merah pada kedalaman 1437,5 meter (A), 1425 m (B), 1450 m (C), 1425 m (D), 1437,5 m (E), 1437,5 m (F), 1425 m (G) dan 1437,5 – 1450 m (H). Anomali tersebut diperkirakan mengindikasikan adanya fluida/hidrokarbon.

Gambar 16b menunjukkan peta sebaran amplitudo hasil dekomposisi spektral di Top A pada frekuensi tengah (25 Hz). Pada top A tampak nilai sebaran amplitudo mulai dari 30 sampai dengan 210. Pada sebaran tersebut baik zona A, B, C, D, E, F dan H tidak lagi terdapat anomali nilai amplitudo yang terlalu menonjol, namun terdapat anomali amplitudo yang tinggi di zona G. Indikasi adanya hidrokarbon seharusnya ditunjukkan dengan respons seismik berupa anomali amplitudo tinggi pada frekuensi rendah dan tidak akan muncul lagi respons tersebut pada frekuensi tinggi. Oleh sebab itu pada zona G, tidak lagi menjadi zona prospek.

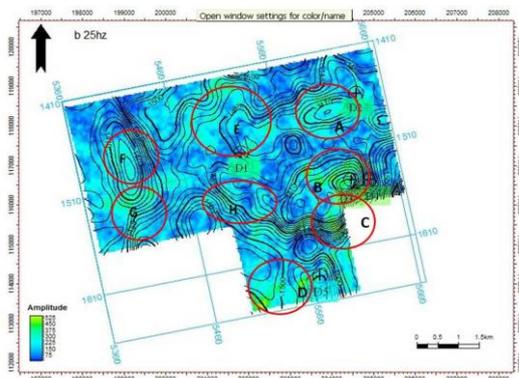
Pada Gambar 16c ditunjukkan peta sebaran amplitudo hasil dekomposisi spektral pada frekuensi tinggi (50 Hz). Pada top A tampak nilai sebaran amplitudo mulai dari 150 sampai dengan 750. Pada peta tersebut, terdapat anomali amplitudo yang tinggi di zona B sehingga zona B tidak lagi menjadi zona prospek, melainkan hanya zona A, C, D, E, F dan H masing-masing pada kedalaman 1437,5 meter (A), 1450 m (C), 1425 m (D), 1437,5 m (E), 1437,5 m (F) dan 1437,5 – 1450 m (H).

Selain pada Top A, pemetaan juga dilakukan pada Top B. Pada Gambar 17a ditunjukkan peta sebaran amplitudo hasil dekomposisi spektral pada frekuensi 15 Hz di Top B. Dapat dilihat bahwa sebaran nilai amplitudo berkisar dari 75 sampai dengan 525. Pada sebaran tersebut dapat dilihat nilai amplitudo yang tiba-tiba mengalami anomali sangat tinggi yang dijadikan zona prospek, yaitu zona A, B, C, D, E, F, G dan H. Zona prospek tersebut berada pada kedalaman 1470 meter (A), 1470 m (B), 1500 m (C), 1500 m (D), 1485 m (E), 1470 m (F), 1480 m (G) dan 1500 m (H). Anomali tersebut diperkirakan mengindikasikan adanya fluida/hidrokarbon.

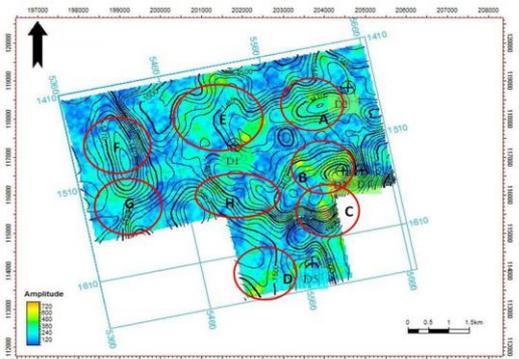
Pada Gambar 17b ditunjukkan peta sebaran amplitudo hasil dekomposisi spektral di Top B pada frekuensi tengah (25 Hz). Pada top B tampak nilai sebaran amplitudo mulai dari 75 sampai dengan 525. Pada sebaran tersebut baik zona A, B, C, D, E, F, G dan H tidak lagi terdapat anomali nilai amplitudo yang terlalu menonjol. Pada Gambar 17c ditunjukkan peta sebaran amplitudo hasil dekomposisi spektral pada frekuensi tinggi (50 Hz). Pada top B tampak nilai sebaran amplitudo mulai dari 120 sampai dengan 720. Pada peta tersebut, baik zona A, B, C, D, E, F, G dan H tidak menunjukkan anomali amplitudo yang tinggi sehingga kedelapan zona tersebut merupakan zona prospek karena menunjukkan respons anomali amplitudo tinggi pada frekuensi rendah dan tidak muncul lagi respons anomali amplitudo tinggi pada frekuensi tinggi.



(a)



(b)



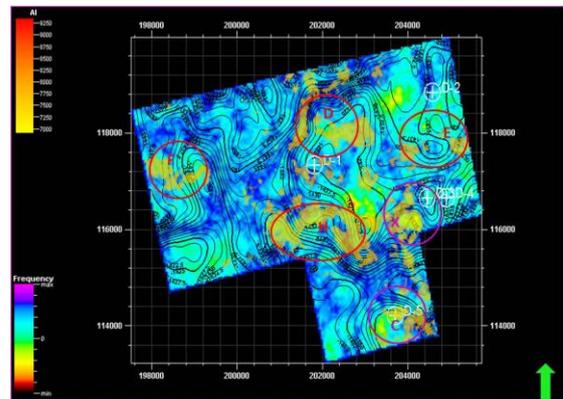
(c)

Gambar 17. Peta sebaran amplitudo hasil dekomposisi spektral di Top B pada: (a) frekuensi rendah (15 Hz), (b) frekuensi menengah (25 Hz) dan (c) frekuensi tinggi 50 Hz.

5.5 Integrasi Hasil Inversi Seismik dengan Dekomposisi Spektral

Untuk melakukan validasi dengan mengintegrasikan hasil inversi seismik dan dekomposisi spektral yang telah didapatkan, maka hasil tersebut ditumpang-tindihkan untuk memastikan sebaran hidrokarbon pada masing-masing Top A dan Top B. Berdasarkan

analisis inversi seismik dan dekomposisi spektral, diperkirakan sebaran hidrokarbon berada di zona yang sama, yaitu yang memiliki nilai AI rendah, namun pada daerah tersebut juga memiliki anomali amplitudo yang nilainya tinggi dalam hal ini pada frekuensi rendah (15Hz).



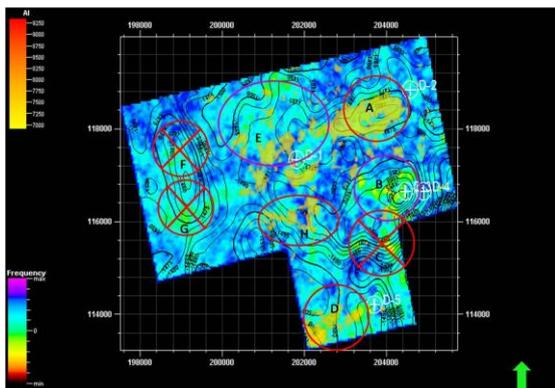
Gambar 18. Peta integrasi sebaran AI dan amplitudo untuk memprediksi keberadaan hidrokarbon pada Top A.

Pada Gambar 18 ditunjukkan peta integrasi sebaran AI (ditandai warna kuning – merah transparan) dan amplitudo untuk memprediksi keberadaan hidrokarbon pada top A (ditandai warna merah – ungu). Pada peta tersebut, nilai AI ditunjukkan dengan warna kuning sampai merah transparan. Namun dalam hal ini karena peta tersebut merupakan hasil integrasi antara peta sebaran AI dengan amplitudo, maka nilai AI yang ditampilkan hanya yang berwarna kuning – oranye transparan dengan nilai AI rendah (7000 – 8000 g/cc*m/s). Sementara nilai amplitudo ditunjukkan dengan warna dari merah hingga ungu untuk frekuensi rendah ke tinggi. Dari hasil report tim LEMIGAS, zona C dan X terdapat sumur D3 dan D5 yang merupakan *oil well*. Hal tersebut sesuai dengan hasil integrasi yang menunjukkan bahwa pada zona C dan X memiliki nilai AI rendah dan amplitudo tinggi yang diperkirakan merupakan zona reservoir dan mengandung hidrokarbon.

Pada zona D, E, F dan H direkomendasikan sebagai zona prospek karena nilai AI rendah dan amplitudo tinggi. Kemungkinan terperangkapnya hidrokarbon pada zona D cukup besar karena adanya perangkap stratigrafi. Perangkap stratigrafi ditunjukkan dengan bentuk kontur berupa lapisan-lapisan yang rapat dan membaji. Kemungkinan terperangkapnya hidrokarbon pada Zona E, F dan H karena adanya perangkap stratigrafi dan sebagian kecil terperangkap pada tinggian dan *closure*. Zona tersebut masing-masing pada kedalaman 1425 – 1450 m (D), 1430 – 1437,5 m (E), 1430 – 1447,5 m (F) dan 1422,5 – 1450 m (H) dan masing-masing pada perkiraan koordinat seperti pada Tabel 1.

Tabel 1. Zona Prospek Top A

No.	Zona	Kedalaman, Z (meter)	Koordinat (X, Y)
1.	D	1425 – 1450	X (200900 – 202800), Y (117500 – 118500)
2.	E	1430 – 1437,5	X (203600 – 205200), Y (117300 – 118000)
3.	F	1430 – 1447,5	X (197600 – 198800), Y (116800 – 117500)
4.	H	1422,5 – 1450	X (200900 – 203300), Y (115500 – 116800)



Gambar 19. Validasi sebaran AI dan amplitudo untuk memprediksi keberadaan hidrokarbon pada Top B.

Pada Gambar 19 ditunjukkan peta integrasi sebaran AI dan amplitudo untuk memprediksi keberadaan hidrokarbon pada top B. Pada peta tersebut, nilai AI ditunjukkan dengan warna kuning sampai merah transparan. Namun dalam hal ini karena peta tersebut merupakan hasil integrasi sebaran AI dengan sebaran amplitudo, maka nilai AI yang ditampilkan hanya yang berwarna kuning – oranye transparan pada nilai AI rendah (7000 – 8000 g/cc*m/s). Sementara nilai amplitudo ditunjukkan dengan warna dari merah hingga ungu untuk frekuensi rendah ke tinggi.

Dari hasil report tim LEMIGAS, zona E terdapat sumur D1 merupakan *oil well*. Hal tersebut sesuai dengan hasil integrasi yang menunjukkan bahwa pada zona E memiliki nilai AI rendah dan amplitudo tinggi yang diperkirakan merupakan zona reservoir dan mengandung hidrokarbon. Demikian juga pada Zona B yang terdapat sumur D3 yang berdekatan dengan sumur D4 yang keduanya merupakan *oil well*. Pada zona B memiliki nilai amplitudo tinggi yang diperkirakan merupakan zona reservoir dan mengandung hidrokarbon namun nilai AI tinggi sehingga kemungkinan pada top B ini hidrokarbon tidak melimpah jumlahnya dibanding Top A.

Pada zona C, F dan G tidak direkomendasikan sebagai zona prospek karena meskipun memiliki nilai amplitudo tinggi, namun nilai AI juga tinggi. Pada Zona A pada di kedalaman 1465 – 1480 m direkomendasikan sebagai zona prospek karena memiliki nilai AI rendah dan nilai amplitudo tinggi yang mengindikasikan zona reservoir dan mengandung hidrokarbon. Zona tersebut merupakan daerah tinggian dan *closure* sehingga kemungkinan terperangkapnya hidrokarbon cukup besar. Pada Zona D dan H memiliki nilai AI rendah dan amplitudo tinggi yang mengindikasikan sebagai zona reservoir

dan mengandung hidrokarbon. Zona D dan H direkomendasikan karena meski bukan terdapat pada tinggian maupun *closure*, kemungkinan besar hidrokarbon terdapat pada perangkat stratigrafi. Kedalaman Zona D berkisar antara 1495 – 1505 m dan untuk Zona H pada kedalaman 1480 – 1500 m dan perkiraan koordinat seperti pada Tabel 2.

Tabel 2. Zona Prospek Top B

No.	Zona	Kedalaman (m)	Koordinat
1.	A	1465 – 1480	X (202400 – 204300), Y (117600 – 118800)
2.	D	1495 – 1505	X (202000 – 203100), Y (113200 – 114300)
3.	H	1480 – 1500	X (201000 – 202400), Y (115600 – 116400)

6. Kesimpulan

Berdasarkan analisis pembahasan di atas, dapat disimpulkan hal-hal berikut:

1. Pada zona target, dilihat secara litologinya merupakan zona batupasir dan ada sedikit perselingan batulempung. Pada zona tersebut semakin ke selatan pengendapannya semakin menipis (*shally*) menandai proses pengendapan terjadi pada energi rendah dan cenderung stabil. Dapat diperkirakan daerah penelitian kemungkinan merupakan lingkungan pengendapan *channel* hingga *point bar*.
2. Hasil analisis *crossplot* AI dengan log neutron porosity dan gamma ray, menunjukkan harga impedansi akustik dan porositas berbanding terbalik, jika impedansi akustik tinggi, maka porositasnya rendah. Sebaliknya, jika impedansi akustik rendah, maka porositas yang tinggi. Daerah penelitian menunjukkan sebaran porositas batu pasir tinggi, dan lebih tinggi dari batu serpih.
3. Hasil *crossplot* antara AI dengan log densitas dan gamma ray menunjukkan kesebandingan antara impedansi akustik dan densitas. Ketika impedansi akustiknya, semakin tinggi maka semakin tinggi pula nilai densitasnya, dan sebaliknya semakin rendah impedansi akustik batuan maka semakin rendah pula nilai densitasnya. Daerah penelitian menunjukkan densitas pada kisaran 2 - 2,4 g/cc³ merupakan sebaran yang didominasi batu pasir.
4. Dari integrasi sebaran AI dan amplitudo pada Top A, zona C dan X yang memiliki nilai AI rendah dan terdapat pada sumur D3 dan D5 yang merupakan *oil well*. Pada Top B, zona E terdapat sumur D1 yang merupakan *oil well* dan Zona B yang terdapat sumur D3 yang berdekatan dengan sumur D4 yang keduanya merupakan *oil well*. Ini membuktikan bahwa metode integrasi inversi dan dekomposisi spektral berhasil untuk mengindikasikan zona reservoir dan keberadaan hidrokarbon.
5. Pada Top A direkomendasikan zona D, E, F dan H direkomendasikan sebagai zona prospek karena nilai AI rendah dan amplitudo tinggi. Kemungkinan terperangkapnya hidrokarbon pada zona D cukup besar karena adanya perangkat stratigrafi. Kemungkinan terperangkapnya hidrokarbon pada Zona E, F dan H karena adanya perangkat stratigrafi dan sebagian kecil terperangkap pada tinggian dan *closure*.
6. Pada Top B direkomendasikan Zona A, D dan H sebagai zona prospek karena ketiganya memiliki nilai AI rendah dan amplitudo tinggi. Zona A merupakan daerah tinggian dan *closure* sehingga kemungkinan terperangkapnya hidrokarbon cukup besar. Zona D dan H direkomendasikan karena meski bukan terdapat pada tinggian maupun

closure, kemungkinan besar hidrokarbon terdapat pada perangkap stratigrafi.

Ucapan Terimakasih

Terima kasih kepada seluruh pihak yang telah membantu terselesaikannya tulisan ini.

DAFTAR REFERENSI

- Adepoju, Yaqub O., Joseph O. Ebeniro, Chukwuemeka N. Ehirim. 2013. DHI Analysis Using Seismic Frequency Attribute On Field-AN Niger Delta, Nigeria. IOSR Journal of Applied Geology and Geophysics (IOSR-JAGG) e-ISSN: 2321-0990, p-ISSN: 2321-0982. Volume 1, Issue 1 (May. -Jun. 2013), PP 05-10.
- Burnett, M.D., dan John P. Castagna. 2004. Advances in Spectral Decomposition and Reflectivity Modeling in the Frio Formation of the Gulf Coast. Search and Discovery Article 40113.
- Eubank, R. T., & Makki, A. C. (1981). Structural Geology of the Central Sumatra Back-Arc Basin. Proceedings of the 10th Annual Convention-Indonesian Petroleum Association, May 1981 (pp. 153-196). Jakarta: IPA.
- Ekowati, P.D, Sigit S. 2009. *Aplikasi Analisa Seismik Multiatribut untuk Prediksi Penyebaran Reservoir Batupasir "E" dan Porositasnya Pada Lapangan "PDE" Cekungan Sumatera Tengah*. JTM Volume XVI Nomor 3. Teknik Geofisika - ITB. Bandung.
- Febuana, A. 2010. *Kombinasi Penerapan Metode Inversi Seismik dan Dekomposisi Spektral dalam Penentuan Sebaran Reservoir Minyak pada Lapangan Minyak Fatih, Cekungan Tarakan, Kalimantan Timur*. FMIPA. UI. Depok.
- Halomoan, H.L, Bagus Sapto M, Ordas Dewanto, Riky Hendrawan. 2017. Karakterisasi Reservoir dan Identifikasi Sebaran batuan Karbonat Menggunakan Analisis Seismik inversi dan Attribute Lapangan "Hatoru" Cekungan Jawa Timur Utara. Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3 / No. 3.
- Haryono. 2012. Evaluasi Prospek Lapangan XYZ Berdasarkan Atribut Inversi Seismik dan Analisis Kuantitatif Dekomposisi Spektral. Tesis FMIPA-Universitas Indonesia.
- Haris, A. 2013. *Geofisika Reservoir: Aplikasi Geofisika untuk Karakterisasi Reservoir*. FMIPA - UI. Depok.
- Heidrick, T.L. dan Aulia, K., 1993, A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatera Basin, Indonesia, *Indonesian Pet. Assoc., 22nd Annual Convention Proceeding*.
- Lasono, L. 2011. *Kombinasi Spektral Dekomposisi Berbasis Transformasi Wavelet Kontinyu (CWT) dan Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir Prospekt "L", Studi Kasus Cekungan Sumatera Selatan*. FMIPA - UI. Depok.
- Munadi, S. 2000. *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. FMIPA - UI. Depok.
- Pergina, Kemala. 2011. Analisis Dekomposisi Spektral Untuk Identifikasi Penyebaran Lateral Lapisan Tipis Batubara Menggunakan Metode Continuous Wavelet Transform (CWT). Tesis FMIPA-Universitas Indonesia. Depok.
- Pramono, S. 2010. *Aplikasi Interaktif Analisis Dekomposisi Spektral Berbasis Continuous Wavelet Transform (CWT)*. Tesis FMIPA - UI. Depok.
- Purwanti, Yulie. 2009. *Aplikasi Atribut dan Inversi Seismik Untuk Memetakan Distribusi Reservoir Studi Kasus Lapangan "M", Cekungan Tarakan*. Tesis FMIPA-Universitas Indonesia.
- Nissen, SE. 2002. *Seismic Attributes for the Explorasionist*. Kansas Geological Survey. Presented at the North Midcontinent PTTC Petroleum Technology Fair.
- Pramono, S. 2010. *Aplikasi Interaktif Analisa Dekomposisi Spektral Berbasis Continuous Wavelet Transform (CWT)*. FMIPA - UI. Depok.
- Sukmono, S., 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Departemen Teknik Geofisika ITB, Bandung.
- Tim LEMIGAS, 2000. *Report G & G Bengkalis Through*. Puslitbangtek Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS", Jakarta.