

Analisis Reservoir Hidrokarbon pada Lapangan “XT” menggunakan Metode Inversi Seismik

Bambang Harimei¹⁾, Maria¹⁾

¹⁾Program Studi Geofisika, Universitas Hasanuddin, Makassar, Indonesia.

* Corresponding author: Bambang.harimei@gmail.com

Received: Aug 27, 2024; Accepted: Dec 1, 2024.

DOI: <https://doi.org/10.31764/jpl.v5i2.28698>

Abstrak. Telah dilakukan penelitian tentang zona reservoir hidrokarbon. Tujuan untuk memperoleh nilai impedansi akustik (AI) dan mengetahui persebaran nilai porositas reservoir menggunakan metode inversi seismik. Adapun hasil yang telah diperoleh Zona reservoir dapat dilihat dari pemampang seismik *Xline 264* dan *Inline 296* dengan Impedansi akustik yang melewati sumur pada formasi Barat sampai formasi Arang dengan rentang nilai Impedansi akustik dari 6000 – 7083 (m/s)*(g/cc), dengan litologi lempung (*clay*) dan batupasir (*sandstone*). Sebaran porositas pada *Xline 264* dan *Inline 296* dari formasi Barat sampai formasi Arang pada garis terdapat nilai porositas sebesar 19,8 – 33,33 %, arah horizontal sebaran dari barat ke timur.

Kata Kunci: Porositas, Impedansi Akustik, Formasi geologi Barat, Formasi Arang, lempung, batupasir.

Abstract. Research has been carried out on hydrocarbon reservoir zones. The objective was to obtain the acoustic impedance value (AI) and determine the distribution of the porosity value of the reservoir using the seismic inversion method. The results obtained in the reservoir zone can be seen from the seismic cross-sections of *Xline 264* and *Inline 296* with acoustic impedance passing through wells in the Western formation to the Charcoal formation with acoustic impedance values ranging from 6000 – 7083 (m/s)*(g/cc), with clay and sandstone lithology. The distribution of porosity on *Xline 264* and *Inline 296* from the Western formation to the Charcoal formation on the line has a porosity value of 19.8 – 33.33%, the horizontal direction of distribution from west to east.

Keywords: Porosity, Acoustic Impedance, Western Geological Formation, Charcoal Formation, clay, sandstone.

1. Pendahuluan

Lapangan XT berada di cekungan Natuna, cekungan Natuna merupakan salah satu cekungan penghasil hidrokarbon yang ada di Indonesia. Laporan Studi Kementerian dan Sumber Daya Mineral (ESDM) pada tahun 2002 menyatakan bahwa cadangan minyak dan gas yang dimiliki oleh Natuna masing-masing sebesar $308,30 \times 10^6$ barel dan $9,8604 \times 10^{12}$ barel. Cekungan Natuna terbagi atas dua Cekungan.

Metode inversi seismik merupakan salah satu metode yang dapat digunakan untuk meningkatkan produktivitas pada lapangan “R”. Metode tersebut bertujuan untuk mendapatkan gambaran bawah permukaan pada daerah penelitian berupa sebaran nilai AI (*Acoustic Impedance*). Pada penelitian ini digunakan metode inversi seismik karena pada proses tersebut tidak hanya menggambarkan batas lapisan pada batuan tetapi juga memberikan informasi karakter fisik pada batuan yang ada di bawah permukaan bumi. Adapun tujuan yang hendak dicapai yaitu: pertama, menentukan zona reservoir hidrokarbon berdasarkan analisa data log. Kedua, memperoleh nilai akustik impedansi dan porositas reservoir hidrokarbon berdasarkan hasil korelasi data sumur dan seismik menggunakan metode inversi seismik.

Geologi regional daerah penelitian terletak di Natuna Barat, dalam stratigrafi cekungan Natuna Barat merupakan cekungan tersier *intra-continental rift* pada Paparan Sunda. Cekungan Natuna Barat memiliki sistem *graben* berarah baratlaut-tenggara dan barat daya-timur laut.

Secara umum, Cekungan Natuna Barat terbagi ke dalam empat megasikuen tektonostratigrafi, yaitu Megasikuen *Syn-Rift* yang menghasilkan sedimentasi Formasi Lama, Benua dan Lower Gabus, Megasikuen *Post-Rift* menghasilkan sedimentasi Formasi Upper Gabus dan Keras, Megasikuen *Syn-Inversion* menghasilkan sedimentasi Formasi Barat dan Arang, serta Megasikuen *Post-Inversion* menghasilkan sedimentasi. Berikut formasi geologi penyusun Cekungan Natuna Barat (Ariansyah, M. et al., 2019): Batuan Dasar (*basement*), berumur *Pra-Tersier* yang terdiri dari batuan beku dan metamorfik atau endapan *continental non-marine*.

Formasi Belut: Berumur *Eocene* sampai *Oligocene* Bawah yang terdiri dari batupasir dengan perselingan *shale* dengan ukuran butir *fining toward* dan berperilaku seperti tuff. Formasi Gabus: Berumur *Oligocene* yang terbagi atas dua bagian yaitu *Upper Gabus* dan *Lower Gabus*. *Upper Gabus* berupa batu pasir dengan respon log *fining upward* atau *blocky*, diendapkan pada lingkungan *braided delta* atau lakustrin. *Lower Gabus* terdiri dari batupasir dan *shale* juga memiliki respon log yang *fining upward* yang diinterpretasikan sebagai asal pengendapan fluvial.

Formasi Udang: Berumur antara akhir *Oligocene* atas sampai awal *Miocene* yang terdiri dari batupasir dengan perselingan lempung tipis, bersih, *poor sorted, less carbonates*, dengan ukuran butir dari halus sampai kasar. Formasi Barat: Berumur antara *Oligocene* Bawah sampai *Miocene* Bawah yang terdiri dari lempung dengan sedikit batupasir. Sedimen diendapkan pada lingkungan lakustrin yang dikontrol oleh lingkungan *marine* menghasilkan sedimen *marine* dengan kandungan foraminifera. Semakin ke atas pengendapan didominasi oleh lempung lakustrin.

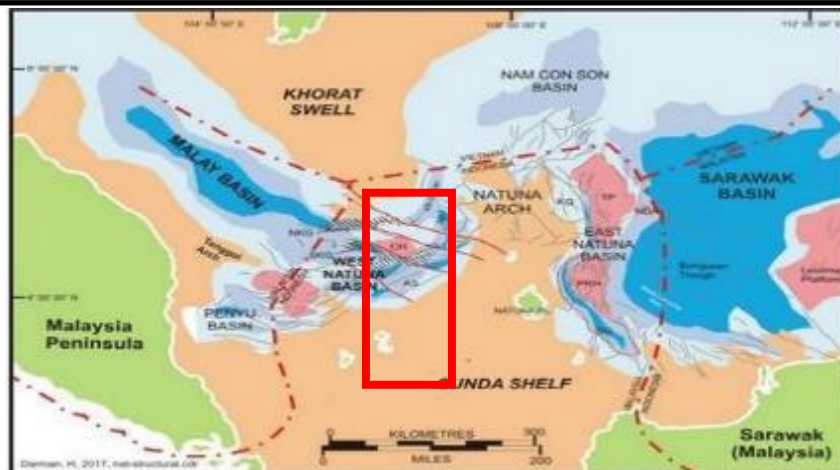
Formasi Barat memegang peranan penting sebagai batuan *seal* dari batupasir Formasi Udang. Formasi Arang: berumur antara *Miocene* Bawah sampai *Miocene* Tengah yang terdiri dari perselingan batupasir dan lempung. Formasi Arang merupakan hasil sedimentasi yang terjadi pada fase regresi ke fase transgresi sehingga terdapat lempung karbonat pada Formasi *Upper Arang* akibat regresi.

Formasi Muda: Berumur antara *Miocene* Atas sampai *Pleistocene* merupakan formasi termuda dari Cekungan Natuna Barat yang terdiri dari lempung dan batupasir. Formasi ini diendapkan pada fase transgresi dan terdapat ketidakselarasan pada batas.

Formasi Arang dan Muda. Batupasir merupakan salah satu resevoir pada Cekungan Natuna Barat yang memiliki porositas dan permeabilitas yang baik sebagai tempat penyimpanan, akumulasi, dan pelolosan fluida hidrokarbon (Ginting, H. et al., 2019).

Sistem petroleum dari Cekungan natuna Barat, terdiri dari 3 (tiga bagian), pertama sebagai batuan Sumber (*Source Rock*) menunjukkan bahwa hidrokarbon berada pada seribu *feet* dari Formasi Barat serta menyatakan bahwa Formasi Benua, Lama, Keras dan Barat memiliki potensial menjadi batuan sumber. Minyak terbentuk dari kerogen tipe 1 yang berasal dari formasi Lama dan Keras, ke 2 (dua) Reservoir dan *Seal* pada Formasi Barat dan Arang memiliki batuan *shale*, sehingga efektif menjadi batuan *seal* atau *cap rock*. Dorongan yang kuat pada tahap inversi menjadikan Formasi ini adalah Formasi *Fault Seal*. Ke 3 (tiga), sebagai trap dan migrasi adalah lipatan tipe Sunda, sehingga trap yang paling mudah terjadi adalah *anticline*.

Lapisan *sandstone* dari sedimen *synrift* dapat juga menjadi trap *stratigraphic* dan kombinasi keduanya. Waktu hidrokarbon bermigrasi bertepatan pada saat inversi awal, yaitu pada zaman *Oligocene*. Arah migrasi terbagi menjadi dua kemungkinan. Pertama adalah migrasi *dip/lateral*, yaitu dari *source rock* menuju reservoir *rock*. Kedua adalah migrasi vertikal, yaitu migrasi dari *source rock* menuju reservoir melalui jalur patahan secara vertikal.



Gambar 1. Peta lokasi penelitian

Gambar 1. Memperlihatkan lokasi penelitian, lokasi penelitian terletak di cekungan Natuna, secara Geografis terletak antara 2° LU – 5° LU dan 104° T – 110° BT yang secara geografis termasuk wilayah Provinsi Kepulauan Riau.

2. Metode Penelitian

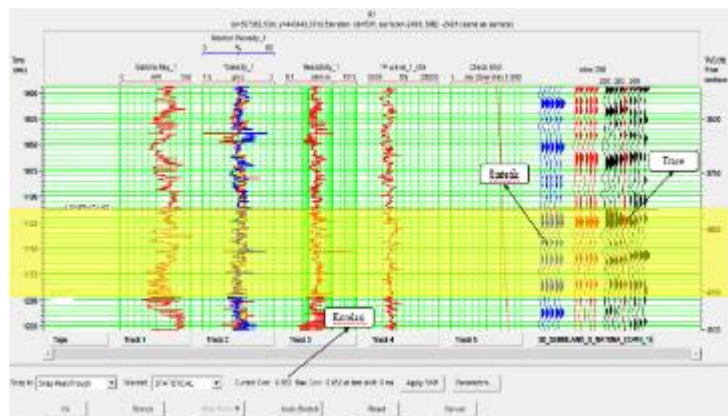
Tahap awal dalam penelitian ini yaitu pembuatan seismogram sintetik untuk menentukan pemampang sesimik. Tahap ke dua itu menentukan *inline* dan *xline* metode dalam menentukannya digunakan Petrofisis dengan parameter yang dicari sebagai berikut : Rhob, Gama ray, log sonic dan porositas batuan (Kidston, A., et al., 2005).

Tahap ke tiga menentukan filter gunanya untuk menentukan frekuensi dominan. Bila sudah diketahui. Selanjutnya, ke tahap empat agar berubah ubah besaran *inline* dan *xline* dilakukan proses *well seismic tie*. Tahap ke lima, setelah mendapatkan *inline* dan *xline* pada *well seismic tie* (Niatunai, R. et al., 2019).

Kemudian ke tahap enam melakukan *cross plot* antara Impedansi Akustik dengan Porositas Adapun hasil dari proses ini, menunjukkan adanya keberadaan hidrokarbon pada zona target di lokasi *inline* dan *xline*. Tahap ke Tujuh atau tahap akhir membuat *initial model*. Hal ini bertujuan untuk mengetahui sebaran nilai impedansi akustik (Bambang HM, et al 2024).

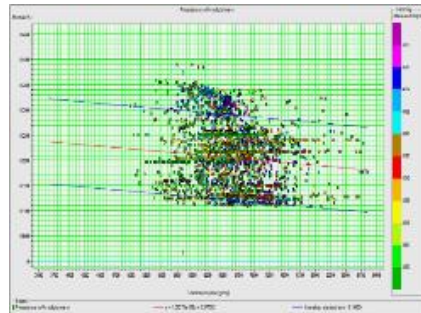
3. Hasil dan Pembahasan

Pada pembuatan seismogram sintetik, jenis *wavelet* yang digunakan yaitu *wavelet* dengan korelasi yang bagus antara *trace* seismogram sintetik dan *trace* seismik. Hasil ekstraksi *wavelet* statistical dengan *wavelet length* 120 ms, *taper length* 25 ms, *sample rate* 2 ms, dan berfase nol (*zero phase*). Selanjutnya dilakukan proses *well seismic tie*. Adapun hasil dari *well seismic Tie* dapat dilihat pada Gambar 2.



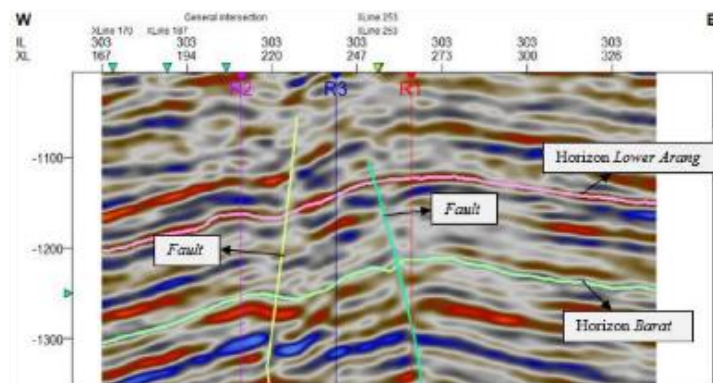
Gambar 2. Well Seismic Tie Sumur

Gambar 2 menunjukkan tampilan data sumur dengan data seismik (*well seismic tie*) dengan korelasi 0,852. Dalam menentukan zona target dilakukan *crossplot* antara Impedansi Akustik (AI) dan Porositas (PHIE). Adapun hasilnya menunjukkan adanya keberadaan hidrokarbon pada zona target. Zona target dapat dilihat dalam Gambar 3.



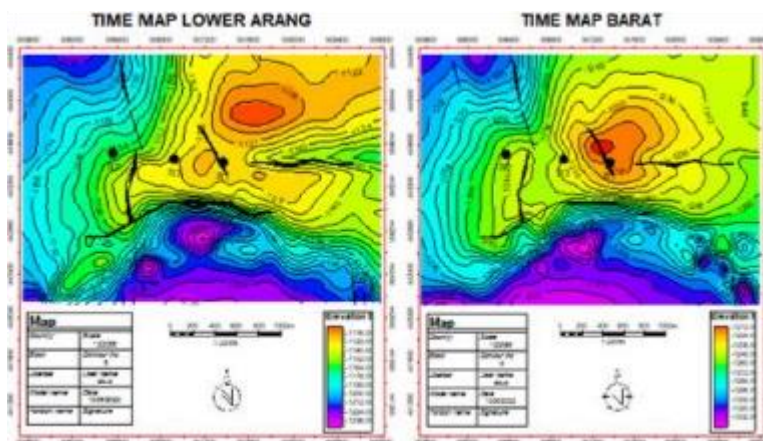
Gambar 3. *Crossplot* Impedansi Akustik (AI) dan Porositas (PHIE)

Gambar 3 memperlihatkan hasil *crossplot* antara AI dan porositas (PHIE) yang dilakukan pada zona prospek. Nilai AI berkisar antara 3,250 – 8,750 ((m/s)(g/cc)) dan memiliki nilai porositas yang tinggi berkisar antara 15% - 40%. Untuk memastikan posisi dari hidro karbon dilakukan *Picking fault* (patahan) penarikan dimulai dari pergeseran horizon yang tampak jelas dan diteruskan pada zona pergeseran secara vertikal. Dari data tersebut diketahui bahwa terdapat 2 patahan, satu arah timur dan yang arah barat. Adapun hasil dari *Picking Fault* dapat dilihat dalam Gambar 4.



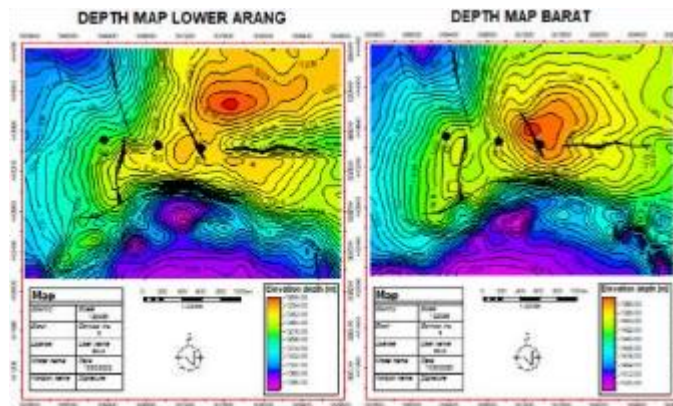
Gambar 4. Hasil *Picking* Horizon

Gambar 4 memperlihatkan 2 buah *Fault* pada zona interest pada Formasi *Lower Arang* dan Formasi Barat. Penarikan horizon (*picking*) dilakukan pada puncak (*peak*) berdasarkan *well seismic tie* pada beberapa lintasan di *Xline* dan *Inline*. Setelah dilakukan *picking fault*, selanjutnya dibuat peta struktur waktu pada Formasi *Lower Arang* dan Formasi Barat untuk mengetahui strukturnya dalam domain waktu. Adapun peta struktur dalam kawasan Time dari 2 (dua) Formasi dapat dilihat dalam gambar 5.



Gambar 5. Peta Kawasan Waktu

Gambar 5 menunjukkan peta dalam kawasan waktu pada Formasi *Lower Arang* & Formasi Barat setelah melakukan pemetaan dalam kawasan waktu kemudian dilakukan konversi kawasan waktu ke dalam kawasan kedalaman. Hasil konversi digunakan untuk menentukan hubungan antara Penentuan kedalaman dan *two-way time travel* (TWT) pada data *check shot*. Adapun hasil pembuatan peta dalam kawasan kedalaman dapat dilihat pada Gambar 6.

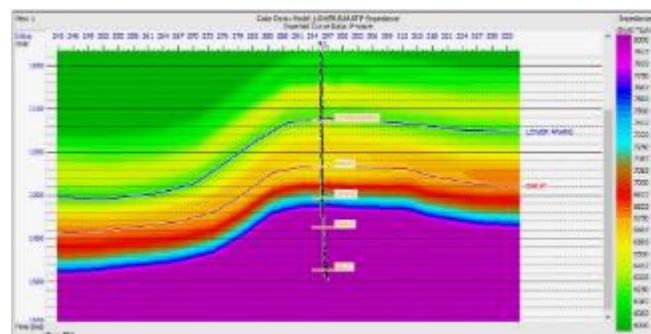


Gambar 6. Peta Kawasan Kedalaman

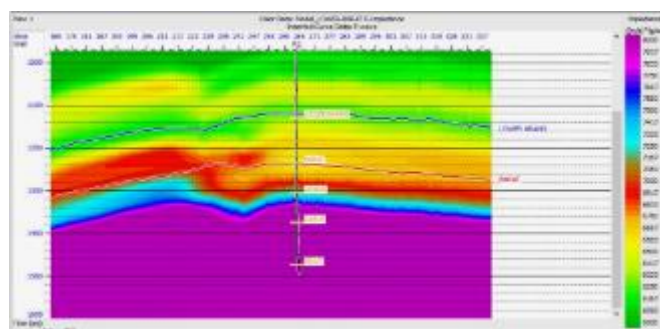
Gambar 6 memperlihatkan peta kawasan kedalaman, dalam peta menginformasikan kedalaman daerah *interest* pada formasi arang dan formasi barat.

Pembuatan *Initial Model*

Setelah mengetahui kedalaman daerah *interest* langkah selanjutnya membuat *initial model*, pembuatan *initial model* bertujuan memberikan informasi tentang sebaran nilai impedansi akustik. Adapun hasil dari *initial model* ini akan digunakan sebagai acuan dalam pembuatan model inversi seismik. Adapun hasil dari *initial model* pada *Xline* dan *Inline* dapat dilihat dalam gambar 6 dan 7.



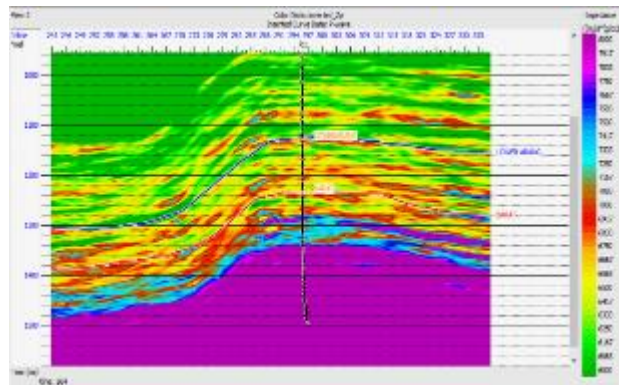
Gambar 7. Intial Model Sumur dengan *Xline* 264



Gambar 8. *Initial Model* Sumur dengan *Inline* 296

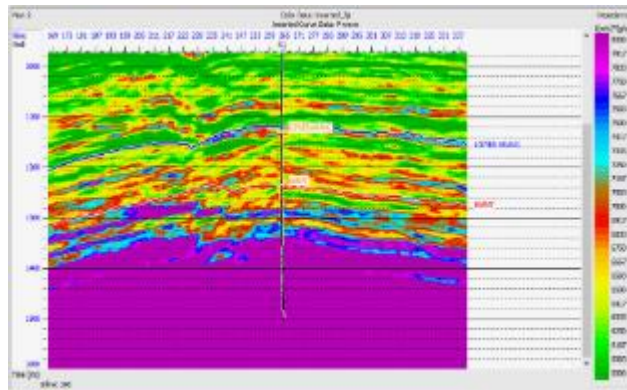
Gambar 7 dan 8 memperlihatkan *initial model* pada *Xline* 264, *Inline* 296 yang menginformasikan formasi geologi daerah interst, dari terdalam sampai dekat permukaan dimulai formasi belut terkait pelapisan formasi Belut, Udang, Barat dan Arang. Nilai Impedansi Akustik makin dekat permukaan bumi bernilai tinggi. Selanjutnya hasil dari *initial model* diinversikan untuk menentukan impedansi

akustik seismik sesungguhnya. Adapun hasil Inversi Impedansi Akustik pada *Xline* 264, *Inline* 296 dapat dilihat pada Gambar 9 dan 10.



Gambar 9. Penampang Inversi Impedansi Akustik yang melewati Sumur pada *Xline* 264

Gambar 9 memperlihatkan penampang seismik *Xline* 264 dengan Impedansi akustik yang melewati sumur pada formasi Barat sampai formasi Arang dengan rentang nilai Impedansi akustik dari 6000 – 7083 (m/s)*(g/cc), sedangkan penampang inversi impedansi akustik yang melewati Sumur pada *Inline* 296 dapat dilihat pada gambar 10.

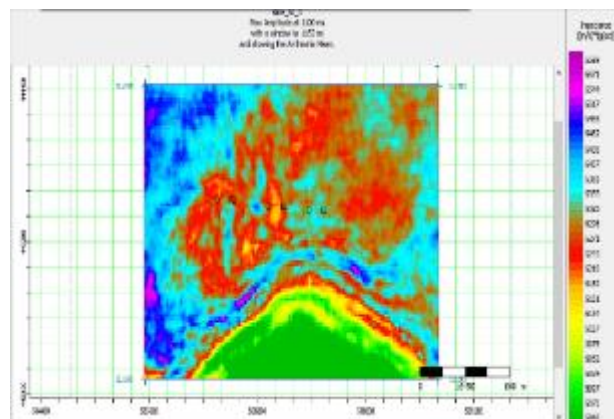


Gambar 10. Penampang Inversi Impedansi Akustik yang melewati Sumur pada *Inline* 264

Gambar 10 menunjukkan penampang seismik *Inline* 296 dengan Impedansi akustik yang melewati sumur pada formasi Barat sampai formasi Arang dengan rentang nilai Impedansi akustik dari 6000 – 7083 (m/s)*(g/cc).

Pembuatan Pola Sebaran Impedansi Akustik

Setelah mendapatkan nilai dan *Xline* dan *Inline*, dilakukan pengirisan (*slicing*) dalam kawasan waktu pada penampang Impedansi Akustik dengan range 1100 – 1160 ms. Tujuannya untuk mengetahui pola persebaran nilai Impedansi Akustik secara lateral. Adapun persebaran Impedansi Akustik dapat dilihat pada gambar 11.

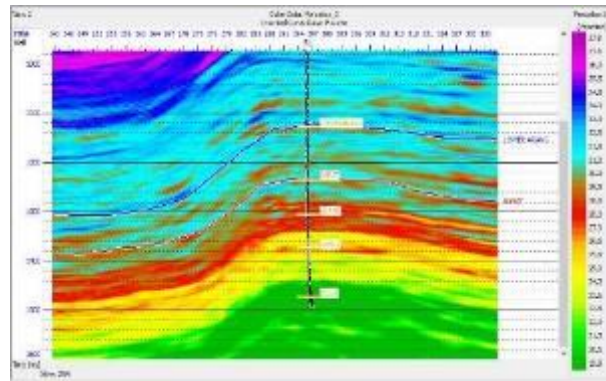


Gambar 11. Peta Persebaran Impedansi Akustik kawasan kawasan waktu

Gambar 11 memperlihatkan peta persebaran Impedansi Akustik setelah *Slicing* dalam kawasan waktu *slicing* pertama pada *time* 1100 ms - 1160 ms diperoleh nilai Impedansi Akustik berkisar antara 6.000 (m/s)(g/cc) - 7.380 (m/s)(g/cc),

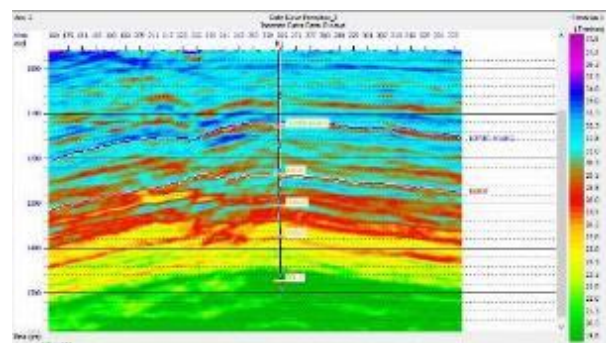
Pembuatan Pola Sebaran Porositas

Langkah awal dalam pembuatan peta sebaran porositas dilakukan *crossplot* antara nilai Impedansi Akustik log porositas pada *Xline* 264 dan *Inline* 296 menjadi penampang impedansi akustik menjadi penampang porositas. Adapun hasil dari *crossplot* dapat dilihat dalam gambar 12.



Gambar 12. Peta Persebaran Porositas pada *Xline* 264

Gambar 12 memperlihatkan sebaran porositas pada *Xline* 264 dari formasi Belut sampai formasi Arang pada garis terdapat nilai porositas sebesar 19,8 – 33,33 %, arah horizontal sebaran dari barat ke timur. Adapun sebaran Porositas pada *Inline* 296 dapat dilihat gambar 13.



Gambar 13. Peta Persebaran Porositas pada *Inline* 296

Gambar 13 menunjukkan sebaran porositas pada *Inline* 264 dari formasi Belut sampai formasi Arang pada garis terdapat nilai porositas sebesar 19,8 – 33,33 %, arah horizontal dari barat ke timur.

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil dan pembahasan dapat di tarik kesimpulan antara lain:

1. Zona reservoir dapat dilihat dari pemampang seismik *Xline* 264 dan *Inline* 296 dengan Impedansi akustik yang melewati sumur pada formasi Barat sampai formasi Arang dengan rentang nilai Impedansi akustik dari 6000 – 7083 (m/s)*(g/cc), dengan litologi lempung (*clay*) dan batupasir (*sandstone*).
2. Sebaran porositas pada *Xline* 264 dan *Inline* 296 dari formasi Barat sampai formasi Arang pada garis terdapat nilai porositas sebesar 19,8 – 33,33 %, arah horizontal sebaran dari barat ke timur.

Referensi

- Ariansyah, M. et al., 2019. *Seismic Attribute Analysis for Reservoir Characterization in Peobscot Field, Scotian Basin*. Makassar, Hasanuddin University, geocelbes pp. 31-36.
- Bambang HM, et al 2024. *Analisis Reservoir dengan Petrofisis Dan Metode Seismik*. Jurnal Pertambangan Dan Lingkungan Vol. 5, No. 1, Juni 2024, pp. 30-35

-
- Ginting, H. et al., 2019. *Reservoir Characterization using Acoustic Impedance Seismic Inversion Method and Seismic Attribute in the "RST" Field of the Natuna Basin, New Zealand*. United States, The AAPG/Data pages Combined Publications Database.
- Kidston, A., Brown, D., Smith, B. & Altheim, B., 2005. *The Upper Jurassic Abenaki Formation, Offshore Nova Scotia: a Seismic and Geologic Perspective*, Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board: Halifax.
- Niatunai, R. et al., 2019. *Prediksi Sebaran Reservoir Batu Pasir menggunakan Analisa Atribut Seismik dan Inversi Acoustic Impedance pada Lapangan FC-85 Cekungan Tarakan Kalimantan Utara*. Banjarmasin, Universitas Lambung Mangkurat, pp. 18.
-