



Received 06th June 2020
Accepted 19th August 2020
Published 01st July 2021

Open Access

DOI: 10.35472/jsat.v5i2.274

Karakterisasi *reservoir* menggunakan metode Seismik Inversi *Acoustic Impedance (AI)* dan Seismik Multiatribut dengan *Probabilistic Neural Network (PNN)* pada lapangan Blok F3, North Sea Netherland

Muhammad Intasya Falie Rizqi ^{*a}, Ruhul Firdaus ^a

^a Program Studi Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sumatera, Lampung Selatan 35365, Lampung, Indonesia

*Corresponding E-mail: muhammad.intasya@gmail.com

Abstract: A 3D seismic acquisition has been carried out for oil and gas exploration in F3 field block of North Sea sector of the Netherland formed between the Jurassic and Cretaceous periods. The presence of hydrocarbons is indicated by the phenomenon of bright spots and gas chimneys below the surface. The data used are 3D post stack time migration seismic data and four wells with well log, checkshot and marker data availability. This study uses two methods in determining reservoir zones, namely the acoustic impedance inversion method and the multi-attribute method with PNN. Both methods integrate seismic data with well data. AI inversion method is used to predict the physical properties of rocks, namely their acoustic impedance values. The multi-attribute method is used to predict well log properties from seismic data. Non-linear multi-attribute transformation is obtained by the process of training neural networks with a type of probabilistic neural network (PNN). In this research, acoustic impedance volume and porosity estimation volume will be made to identify the hydrocarbon reservoir prospect zone. The two methods are then applied to the Netherlands F3 seismic field data, and the results show that there are three sandstone reservoir zones that have an acoustic impedance range between 4100-4800 (m/s)*(gr/cc) and porosity range between 29-35 (%).

Keywords: seismic, inversion, acoustic impedance, multiattribute, probabilistic neural network, porosity, reservoir.

Abstrak: Akuisisi seismik 3D dilakukan untuk eksplorasi minyak dan gas bumi pada lapangan F3 di sektor Laut Utara Belanda yang terbentuk antara jaman Jurrasic dan Cretaceous. Keberadaan hidrokarbon ditunjukkan dengan adanya fenomena *bright spot* dan *gas chimneys* pada bawah permukaan. Data yang digunakan yaitu data seismik 3D *post stack time migration* dan empat sumur dengan ketersediaan data *well log*, *checkshot* dan *marker*. Penelitian ini menggunakan dua metode dalam penentuan zona *reservoir* yaitu metode inversi impedansi akustik dan metode multiatribut dengan PNN. Kedua metode tersebut mengintegrasikan data seismik dengan data sumur. Metode inversi AI digunakan untuk memprediksi sifat fisis batuan yaitu nilai impedansi akustiknya. Metode multiatribut digunakan untuk memprediksi properti log sumur dari data seismik. Transformasi multiatribut *non linier* diperoleh dengan proses *training neural networks* dengan jenis *probabilistic neural network (PNN)*. Pada penelitian ini, akan dibuat volume impedansi akustik dan volume estimasi porositas untuk mengidentifikasi zona prospek *reservoir* hidrokarbon. Kedua metode tersebut kemudian diaplikasikan pada data seismik lapangan F3 Netherland, dan hasil penelitian menunjukkan bahwa terdapat tiga zona *reservoir sandstone* yang memiliki kisaran impedansi akustik antara 4100-4800 (m/s)*(gr/cc) dan kisaran porositas antara 29-35 (%).

Kata Kunci : seismik, inversi, acoustic impedance, multiatribut, probabilistic neural network, porositas, reservoir.

Pendahuluan

Berdasarkan studi yang telah dilakukan oleh berbagai pihak, mencari sumber minyak dan gas bumi tidaklah mudah, diperlukan keahlian khusus untuk dapat menentukan dimana minyak dan gas bumi berada dan berasal. Geofisika merupakan salah satu cabang studi yang mempelajari bidang eksplorasi minyak dan gas bumi (*hydrocarbon*). Berbagai

metode geofisika terus dikembangkan dalam usaha mendeteksi dan menjelaskan struktur bawah permukaan bumi sebagai tempat terdapatnya hidrokarbon. Seismik refleksi merupakan metode utama dalam melakukan eksplorasi minyak dan gas bumi (*hydrocarbon*). [1].

Dua jenis data utama yang dipakai pada tahapan eksplorasi maupun pengembangan lapangan migas adalah data log dan

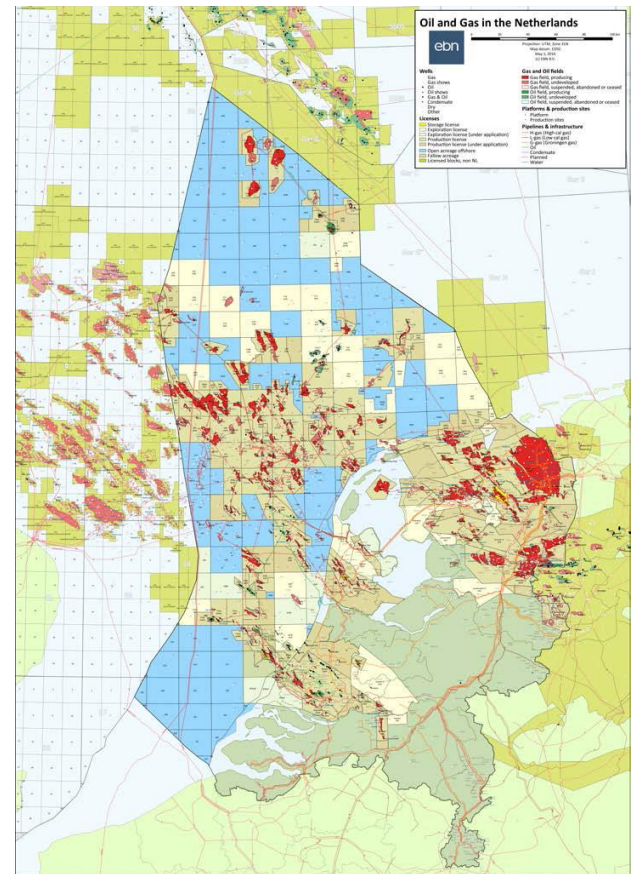
data seismik. Data seismik memiliki resolusi horizontal yang baik dengan resolusi vertikal yang kurang baik, sementara data log memiliki resolusi vertikal yang sangat baik namun resolusi horizontalnya sangat buruk. Mengintegrasikan keduanya akan menghasilkan interpretasi data yang lebih akurat [2].

Beberapa metode yang merupakan integrasi antara data log dan data seismik adalah metode seismik multiatribut dan seismik inversi impedansi akustik. Metode seismik inversi adalah salah satu metode eksplorasi yang digunakan untuk menggambarkan dan mengestimasi parameter fisis bawah permukaan berupa nilai impedansi akustik dengan menggunakan data seismik sebagai input datanya dan data sumur sebagai kontrolnya. Metode seismik multiatribut pada dasarnya dilakukan dengan mencari hubungan statistik antara data log dan set dari atribut seismik pada lokasi sumur, lalu memanfaatkan hubungan tersebut untuk membuat suatu volume properti log yang diinginkan [3]. Transformasi multiatribut terbagi menjadi dua yaitu transformasi *linier* diperoleh dari minimalisasi *leastsquare*, sedangkan transformasi *non linier* diperoleh dengan proses *training neural networks* dengan jenis *probabilistic neural network* (PNN) [4].

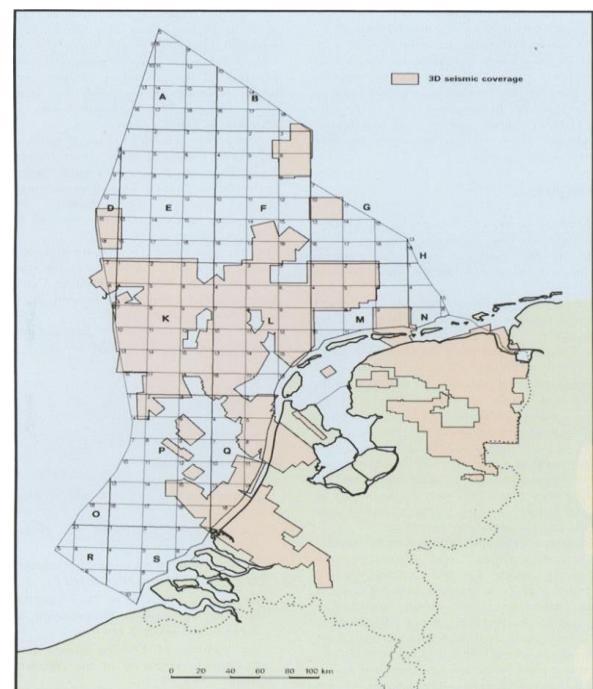
Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data *seismic offshore* 3D PSTM. Blok F3 North Sea Netherlands dikenal sebagai lapangan penghasil gas yang besar dengan adanya *bright spot* pada daerah penelitian [5]. Melihat potensi cadangan *hydrocarbon* yang besar, maka penting bagi penulis untuk mengaplikasikan metode seismik inversi dan seismik multiatribut dengan *probabilistic neural network* (PNN) yang akan menghasilkan peta persebaran inversi impedansi akustik dan peta persebaran estimasi porositas serta memberikan usulan zona prospektif *hydrocarbon* (*reservoir*) pada Blok F3.

Geologi Regional

Lokasi penelitian berada pada blok F3 di sektor Laut Utara Netherlands (*seismic offshore*) pada koordinat $N54^{\circ}52'0.86''/E4^{\circ}48'47.07''$ dengan luas area survey sebesar 375.31 km^2 (Gambar 1) (Gambar 2). Lapangan F3 adalah sebuah blok di sektor Belanda di Laut Utara. Pada lapangan ini telah dilakukan akuisisi 3D seismik untuk eksplorasi minyak dan gas yang terbentuk pada zaman *Upper Jurassic* sampai *Lower Cretaceous*.



Gambar 1. Peta Geologi North Sea Netherland [17]



Gambar 2. Lokasi penelitian Blok F3 Netherland [18]

Pada kedalaman di atas 1200 ms terdapat *reflector* yang terbentuk pada zaman *Miosen*, *Pliosen*, dan *Pleistosen*. *Sigmoidal bedding* pada skala besar dengan mudah terlihat dimana terdiri dari deposit sistem *fluviodeltaic* berskala besar yang menguras sebagian besar dari wilayah Laut Baltik [6]. Sejumlah fitur menarik dapat diamati disini, fitur yang paling mencolok adalah *sigmoidal bedding* pada skala besar, *downlap*, *toplap*, *onlap* dan struktur pemotongan. Keberadaan *source rock* utama untuk minyak yaitu *Posidonia Shale*, terdapat pada era *Mesozoic*. *Posidonia Shale* kemudian terakumulasi kedalam unit *reservoir* utama *Vieland Sandstone* dimana ini menjadi sebuah *channel* yang terletak pada kurun waktu *Early Cretaceous*. Keberadaan *source rock* utama untuk gas yaitu *Westphalian Coals*, terdapat pada era *Paleozoic*. *Westphalian Coals* kemudian juga terakumulasi kedalam unit *reservoir* utama *Vieland Sandstone* dan nampak sebagai *shallow hydrocarbon* [7]. Sistem hidrokarbon dapat dilihat pada Gambar 3.

Seismik Refleksi

Seismik refleksi merupakan metode yang didasarkan pada analisis refleksi gelombang seismik dari lapisan-lapisan batuan bawah permukaan. Survei seismik untuk eksplorasi memiliki konsep dengan mengirimkan sinyal gelombang yang memantul kembali ke permukaan bumi. Gelombang datang yang menuju pada beberapa litologi lapisan batuan akan mengalami proses penyerapan, pemantulan, dan pembiasan [1]. Adapun untuk respon batuan terhadap respon gelombang yang datang akan dapat berbeda-beda tergantung oleh sifat fisik pada suatu batuan yang meliputi umur batuan, kepadatan, densitas, kedalaman batuan, dan porositas. Gelombang yang akan dapat terpantul selanjutnya akan di respon atau tertangkap oleh *geophone* pada permukaan dan dapat diteruskan pada instrumen untuk selanjutnya direkam. Hasil rekaman dari gelombang akan menghasilkan penampang seismik [8].

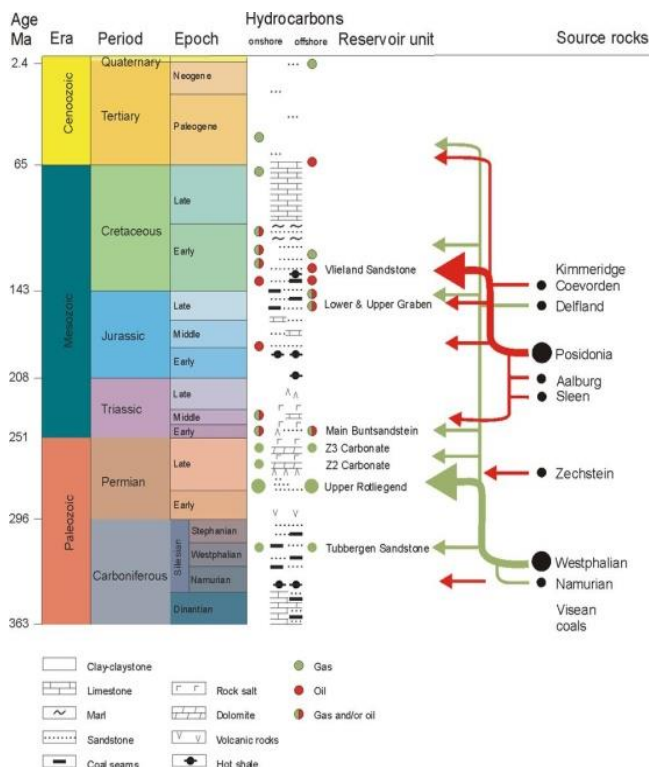
Impedansi Akustik

Acoustic impedance (AI) adalah kemampuan batuan untuk dapat melewati gelombang seismik yang melaluinya [9]. Secara fisis, impedansi akustik merupakan hasil perkalian antara kecepatan gelombang dengan densitas batuan. Semakin keras suatu medium yang dilewatinya maka nilai impedansi akustik akan semakin besar, sehingga dapat dituliskan persamaan:

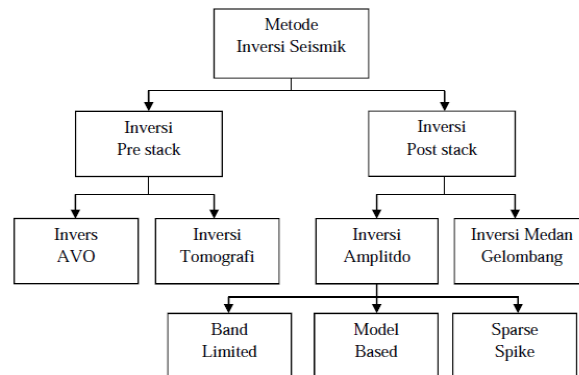
$$AI = \rho \cdot v \dots\dots(1)$$

Seismik Inversi

Seismik inversi dapat didefinisikan sebagai suatu teknik pembuatan model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol [10].



Gambar 3. Sistem hidrokarbon North Sea Netherland [8]



Gambar 4. Klasifikasi metode inversi seismik [10]

Seismik Multiatribut

Analisa seismik multiatribut adalah salah satu metode statistik yang menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi [11]. Pada analisa ini dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur, kemudian menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volume dari properti log pada semua lokasi pada volume seismik [12].

Probabilistic Neural Network (PNN)

Metode *probabilistic neural networks* (PNN) ditemukan pada tahun 1990. Penerapan paling umum dari *probabilistic neural network* dalam interpretasi seismik adalah untuk menghubungkan seperangkat atribut seismik yang diukur di lokasi N ke nilai log sumur tunggal L [13]. Data *well log* difilter *lowpass* ke frekuensi *nyquist* yang diwakili oleh interval sampel seismik dan kemudian diatur sehingga kedua set data sampel sama. Nilai-nilai PNN melakukan interpolasi menggunakan bobot probabilitas Gaussian p atau disebut jarak [14] yaitu :

$$Pnk(\sigma) = \exp \left| - \sum_{j=1}^J \left(\frac{a_{jk} - a_{jn}}{2\sigma_j} \right)^2 \right| \dots\dots(2)$$

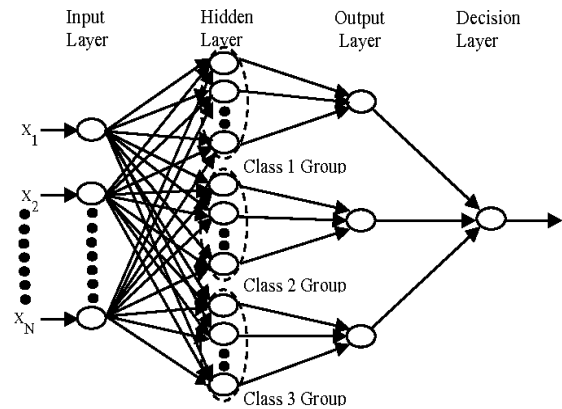
Dimana vektor σ menunjukkan bahwa bobot probabilitas adalah fungsi dari parameter *smoothing* yang tidak diketahui. Parameter σ_j merupakan suatu parameter untuk setiap atribut yang tidak diketahui nilainya dan akan diperoleh melalui proses optimasi *non linier*. [4] kemudian mendefinisikan nilai log yang diprediksi L_k menjadi:

$$\hat{L}_k(\sigma) = \frac{\sum_{n=1}^N Pnk(\sigma) L_n}{\sum_{n=1}^N Pnk(\sigma)} \dots\dots(3)$$

Fungsi obyektif digunakan untuk meminimalkan kesalahan antara nilai k yang diukur dengan log yang diprediksi:

$$[E(\sigma)] = \sum_{k=1}^K [L_k - L_k(\sigma)]^2 \dots\dots(4)$$

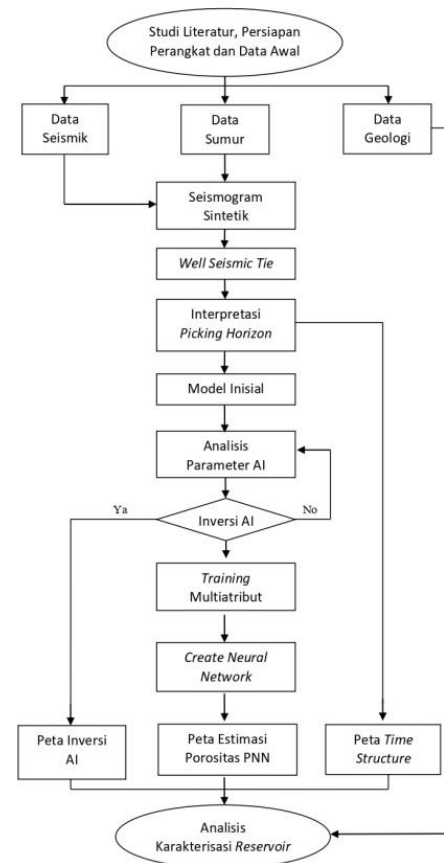
Setelah "dilatih" untuk mendapatkan nilai dari σ , maka persamaan diatas dapat digunakan untuk memprediksi nilai log L_k untuk setiap sumur dan dapat disebarakan pada volume seismik. Algoritma PNN secara umum dapat dilihat pada Gambar 5.



Gambar 5. Lapisan dan aliran sinyal dalam algoritma *probabilistic neural network* [16]

Metode

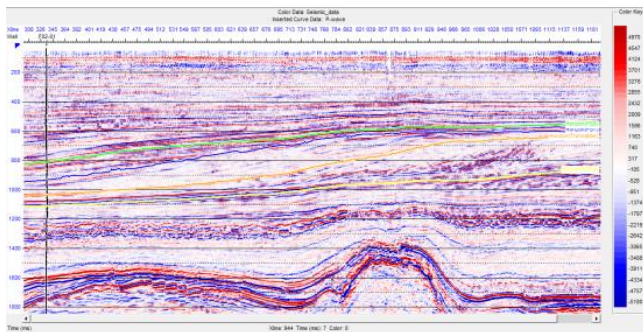
Diagram Alir Penelitian



Gambar 6. Diagram alir penelitian

Data Seismik

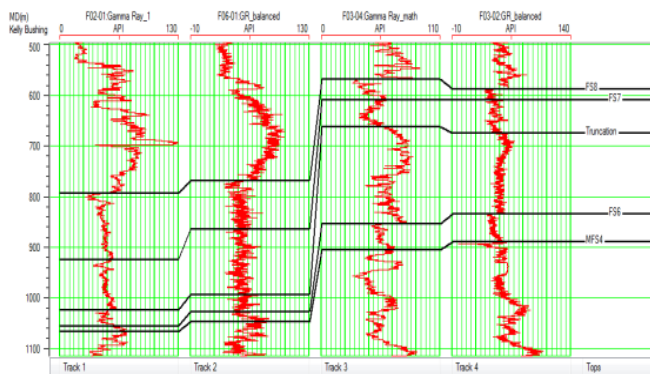
Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini berada pada daerah Laut Utara Netherlands (*offshore*) yang merupakan data seismic 3D berupa data *post stack time migration* (PSTM) dengan jumlah *inline* 650 (100-750) dan jumlah *crossline* 950 (300-1250), dengan *sampling rate* sebesar 4 ms dengan fasa nol. **Gambar 7** merupakan penampang seismik yang melewati salah satu sumur.



Gambar 7. Penampang seismik pada sumur F02-01

Data Sumur

Dalam penelitian ini digunakan empat data sumur yaitu (F02-01, F03-02, F03-04, F06-01) dimana masing-masing sumur memiliki berbagai macam data log, akan tetapi yang akan digunakan dalam penelitian ini hanya sebatas log *gamma ray*, *p wave*, *density*, dan *porosity*. Keempat sumur juga memiliki data *checkshot* dan *marker*, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 8**.



Gambar 8. Korelasi dari masing masing sumur dengan marker utama

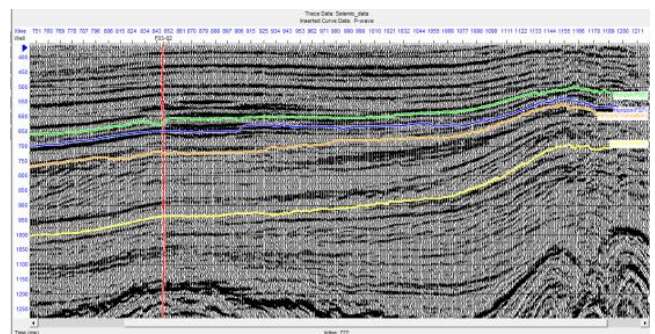
Ekstraksi Wavelet dan Well Seismic Tie

Proses ekstraksi *wavelet* dilakukan dengan metode *statistic wavelet*, yaitu dengan mengekstraksi *wavelet* dari data seismik di sekitar daerah zona target. *Well seismic tie* adalah proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Proses

ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur dengan seismik, karena domain sumur adalah kedalaman dalam meter sedangkan domain seismik adalah waktu dalam satuan milisekon. Tujuan akhir dari proses pengikatan ini adalah untuk mengetahui posisi atau *marker* geologi pada data seismik.

Picking Horizon

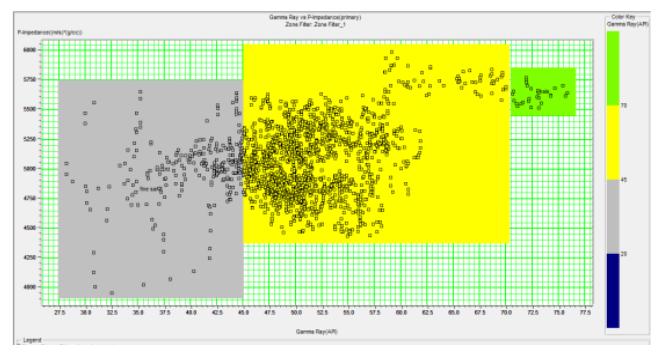
Picking horizon dilakukan dengan cara membuat garis horizon pada kemenerusan lapisan pada penampang seismik. Informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan dan arah penyebaran dari *reservoir* sangat dibutuhkan dalam melakukan *picking horizon* (Russell B., 1996). **Gambar 9** merupakan hasil *picking horizon* pada salah satu sumur.



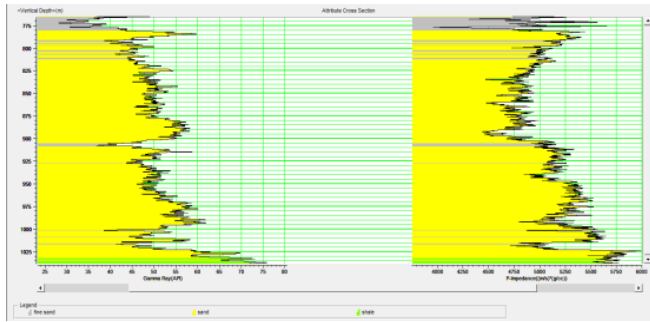
Gambar 9. Hasil *picking horizon* pada *inline* 722

Crossplot

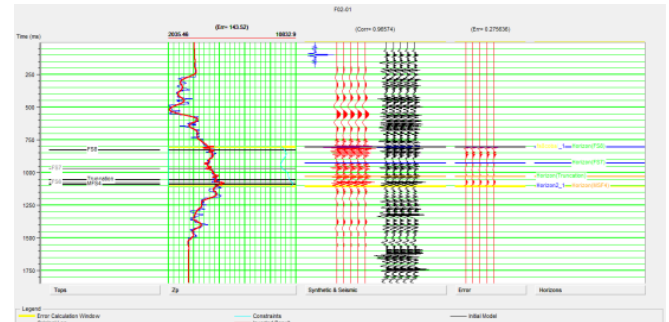
Pembuatan *crossplot* dilakukan untuk mengetahui lokasi *reservoir* dari data log, *crossplot* berguna juga untuk menentukan *marker* saat akan melakukan *picking horizon*, *crossplot* dilakukan antara dua log pada sumbu kartesian x dan y, semakin sensitif log tersebut dengan log yang di *crossplot* maka akan semakin jelas zona *cut-off*, sehingga dapat memisahkan litologi dan fluidanya. **Gambar 10** merupakan *crossplot* dari sumur F02-01.



Gambar 10. Zonasi *p-impedance* vs GR dalam *color key* GR pada sumur F02-01



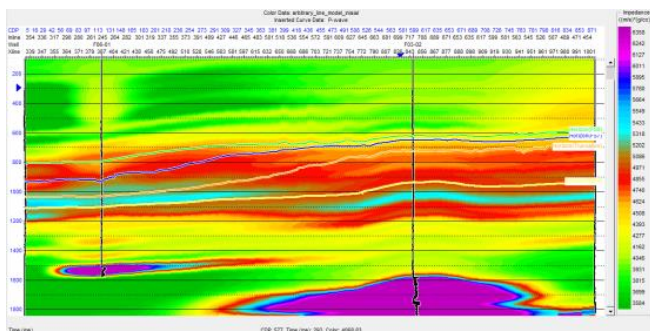
Gambar11. Penampang crosssection p-impedance vs GR dalam color key GR pada sumur F02-01



Gambar 13. Parameter analysis pada well F02-01 model based

Model Inisial

Model inisial dibuat dengan menggunakan penampang seismik 3D, wavelet hasil analisis, horizon paling atas (FS8) hingga horizon paling bawah (MSF4) dan keempat sumur sebagai kontrol. Horizon tersebut digunakan sebagai panduan dalam ekstrapolasi data sumur pada volume seismik. Model inisial yang telah dilakukan sudah menunjukkan hasil ekstrapolasi nilai impedansi akustik yang cukup baik dengan mengikuti kontrol dari keempat sumur tersebut. Gambar 12 merupakan penampang model inisial AI pada arbitrary line yang melewati keempat sumur.



Gambar 12. Penampang model initial AI pada arbitrary line keempat sumur

Analisis Parameter Inversi AI

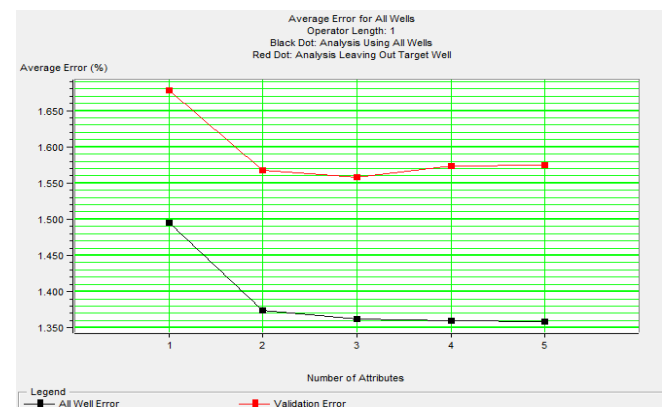
Analisis parameter inversi ditujukan sebagai simulasi inversi, agar hasil inversi yang dilakukan memiliki hasil yang baik dengan memasukan nilai parameter yang sesuai. Pada analisis inversi ini yang diperhatikan adalah nilai error dari P-impedance log dan P-impedance inversi serta memperhatikan korelasi antara synthetic trace dan seismic trace. Gambar 13 merupakan hasil analisis parameter inversi terbaik yang akan digunakan untuk setiap metode inversi.

Volume Estimasi Porositas

Pada penelitian ini, volume estimasi porositas dibuat berdasarkan log porositas keempat sumur dengan menggunakan analisis multilinear regression yang selanjutnya akan dikembangkan dengan menggunakan analisis probabilistic neural network terhadap atribut-atribut yang ada, baik internal atribut seismik maupun eksternal atribut inversi AI. Parameter untuk menentukan kelompok atribut seismik terbaik yang akan digunakan untuk memprediksi log target adalah nilai prediksi error dan nilai validasi error. Tabel 1 dan Gambar 14 merupakan hasil dari training error dan validation error.

Tabel 1. Hasil training error dan validation error dalam analisa multiatribut dengan kombinasi 5 atribut terbaik

No	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Porosity	Inverse model based	1.495397	1.677475
2	Porosity	Time	1.374159	1.567164
3	Porosity	Instantaneous Frequency	1.362379	1.558479
4	Porosity	Instantaneous Phase	1.360163	1.573661
5	Porosity	Second Derivative Instantaneous Amplitude	1.359114	1.574239



Gambar 14. Grafik training error dan validation error dalam analisa multiatribut dengan kombinasi 5 atribut terbaik

Hasil dan Pembahasan

Hasil Analisa Well Seismic Tie

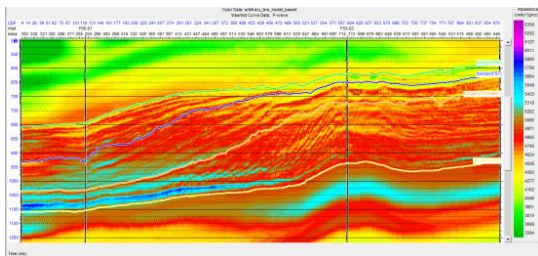
Secara kualitatif seismogram sintetik yang dihasilkan menunjukkan kemiripan bentuk dan ukuran dengan *trace* seismik asli. Hal tersebut didukung pula oleh pengamatan kuantitatif dimana sintetik seismogram dan tras seismik asli memperlihatkan rata-rata koefisien korelasi yang masuk kategori baik yaitu sebesar 0.637. Hasil *extract wavelet* ditampilkan pada **Tabel 2**.

Tabel 2. Hasil korelasi *well seismic tie* dengan beberapa *extract wavelet*

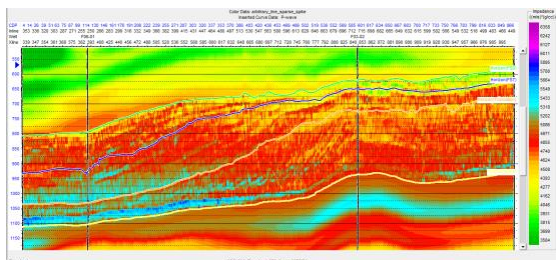
Well	Wavelet (max corr)			
	Statistik	Bandpass	Ricker	Use Well
F02-01	0.639	0.439	0.52	0.6
F03-02	0.677	0.518	0.475	0.493
F03-04	0.721	0.246	0.361	0.452
F06-01	0.511	0.315	0.343	0.463
Rata-rata	0.637	0.3795	0.42475	0.502

Hasil Analisa Inversi Impedansi Akustik

Didapatkan dua tampilan inversi yang memperlihatkan nilai impedansi akustik yang cukup sesuai pada kondisi sekitar lokasi sumur yaitu inversi dengan menggunakan metode *model based* dan metode *sparse spike*. **Gambar 15** dan **Gambar 16** merupakan tampilan hasil inversi AI dengan dua metode berbeda.



Gambar 15. Penampang inversi *model based* pada *arbitrary line* keempat sumur



Gambar 16. Penampang inversi *sparse spike* pada *arbitrary line* keempat sumur

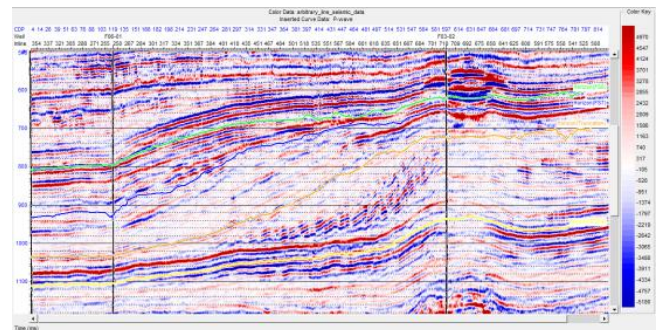
Tahapan selanjutnya, penulis melakukan analisa yang lebih lanjut untuk menentukan hasil inversi mana yang paling baik

yang kemudian digunakan dalam proses analisa multiatribut. Salah satu *quality control* yang bisa dilakukan selain mencocokkan nilai akustik impedansi di lokasi sumur ialah dengan meninjau dan membandingkan *synthetic error* terhadap *trace* seismik asli, secara kuantitatif, seperti yang ditampilkan pada **Tabel 3**.

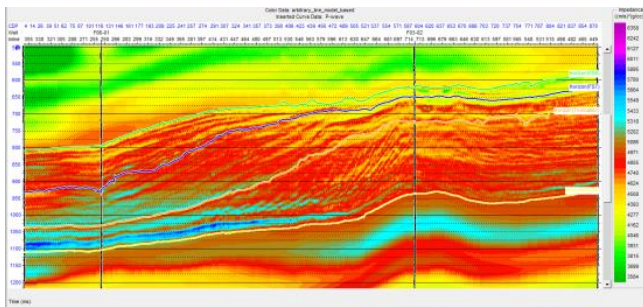
Tabel 3. Perbandingan nilai *synthetic error* pada inversi *model based* dan inversi *sparse spike*

Well/Iterasi	Inversi Model Based					
	Hard Constraint		10		20	
	Error	Corr	Error	Corr	Error	Corr
F02-01	143.52	0.96574	152.314	0.98764	154.167	0.98803
F03-02	141.794	0.9325	123.784	0.96467	122.85	0.96444
F03-04	206.772	0.98165	237.454	0.97862	251.06	0.99109
F06-01	138.215	0.97254	136.219	0.98093	131.066	0.98247
Rata-rata	157.5753	0.963108	162.4428	0.977965	164.7858	0.981508
Well/Iterasi	Inversi Sparse Spike					
	5		10		20	
	Error	Corr	Error	Corr	Error	Corr
F02-01	185.423	0.93881	188.789	0.94345	201.626	0.94595
F03-02	185.206	0.9082	208.884	0.92907	218.114	0.92937
F03-04	318.771	0.85064	340.566	0.85695	366.809	0.85106
F06-01	178.03	0.92423	204.224	0.94146	241.905	0.94626
Rata-rata	216.8575	0.90547	235.6158	0.917733	257.1135	0.91816

Berdasarkan hasil iterasi pada **Tabel 3**, dapat dilihat bahwa nilai *synthetic error* terendah berada pada awal iterasi dimana rata-rata *synthetic error* yang dihasilkan oleh metode *model based* pada keempat sumur menunjukkan angka 157.57 sementara untuk metode *sparse spike* sebesar 216.85. Dengan hasil ini maka dapat disimpulkan bahwa metode inversi yang paling baik dalam penelitian ini adalah inverse metode *model based*. Hasil inversi *model based* inilah yang akan penulis manfaatkan untuk dijadikan input eksternal atribut pada proses multiatribut. **Gambar 17** dan **Gambar 18** merupakan perbandingan antara penampang seismik dengan penampang inversi AI.



Gambar 17. Penampang seismik pada *arbitrary line* keempat sumur



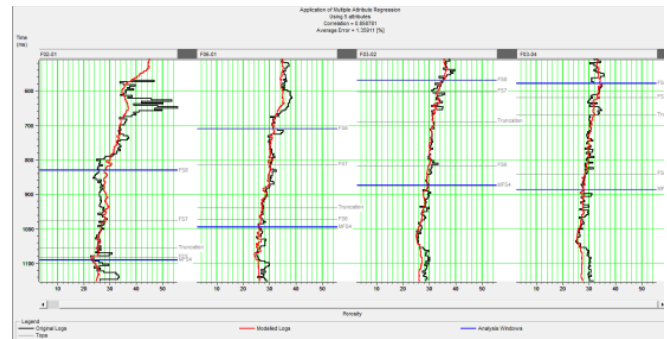
Gambar 18. Penampang inversi AI model based pada arbitrary line keempat sumur

Dapat dilihat pada **Gambar 17** dan **Gambar 18**, bahwa hasil inversi memperlihatkan persebaran impedansi yang sudah cukup untuk merepresentasikan batas litologi dengan baik. Tampilan impedansi warna kuning sampai merah merepresentasikan litologi *sand*, sementara impedansi warna biru merepresentasikan litologi *shale*. Selain itu, hasil inversi juga memperlihatkan bahwa volume impedansi menghasilkan kenampakan dengan resolusi yang lebih baik dibandingkan kenampakan pada volume seismik.

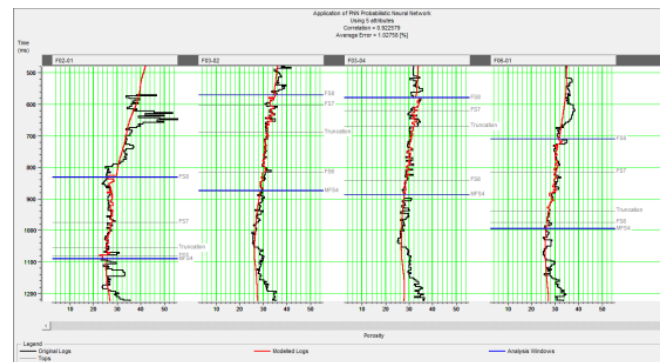
Hasil Analisa Seismik Multiatribut

Hasil dari penerapan multiatribut menunjukkan kecocokan yang baik antara porositas prediksi dengan porositas sumur. Hasil *training* dan nilai validasinya juga menunjukkan korelasi dan validasi yang cukup baik. Untuk regresi linier multiatribut, nilai korelasinya mencapai 0.858. Sedangkan untuk *probabilistic neural network* (PNN), nilai korelasinya mencapai 0.922.

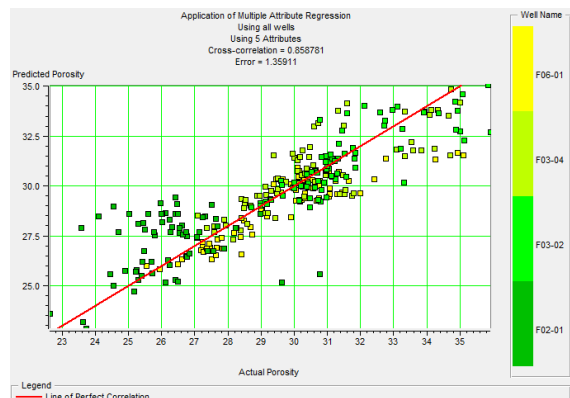
Hal ini menunjukkan bahwa porositas prediksi dengan *neural network* mendekati nilai porositas sumur dengan baik. Atas dasar tersebut diasumsikan bahwa volume porositas yang dihasilkan *valid* untuk memprediksi penyebaran reservoir dan diharapkan dapat juga memisahkan antara *reservoir* dan *non reservoir* pada interval target yang tidak teresolusi dengan baik pada seismik konvensional. **Gambar 19** hingga **Gambar 22** merupakan hasil penerapan multiatribut serta *crossplot* korelasi pada keempat sumur.



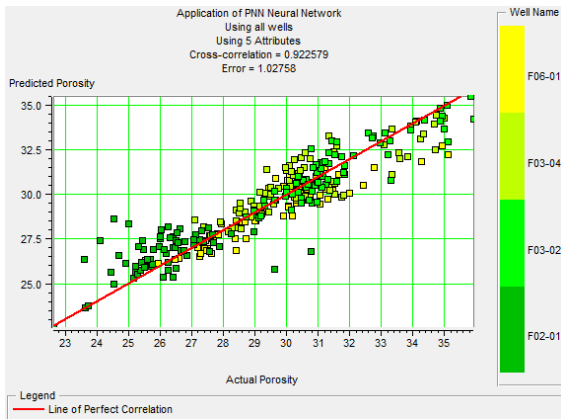
Gambar 19. Hasil penerapan multiatribut regresi linier



Gambar 20. Hasil penerapan *probabilistic neural network* (PNN)

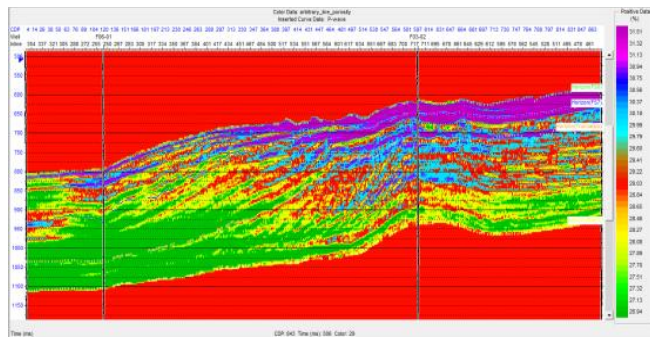


Gambar 21. *Crossplot* korelasi regresi multiatribut dengan CC = 0.858



Gambar 22. Crossplot korelasi PNN dengan CC = 0.922

Setelah melakukan analisa seismik multiatribut, penulis akan mengaplikasikannya untuk menyebarkan nilai porositas kedalam *raw seismic* dengan atribut eksternalnya adalah inversi impedansi akustik *model based*. Kemudian didapatkan persebaran nilai porositas pada penampang seismik, seperti yang ditampilkan pada Gambar 23.



Gambar 23. Penampang estimasi porositas pada arbitrary line keempat sumur

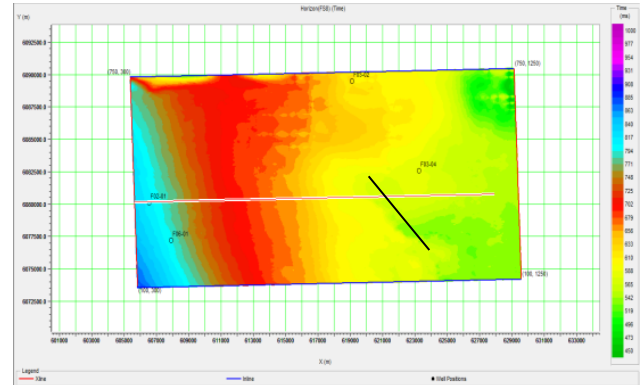
Gambar 23 merupakan penampang estimasi porositas pada seismik hasil seismik multiatribut dengan PNN. Pada penampang di atas dapat dilihat persebaran nilai porositas pada penampang seismik dengan rentang nilai porositas 26.94 - 31.51 (%). Untuk melihat lebih jelas persebaran nilai porositas pada tiap horizon, dilakukan *time slice porosity* pada tiap horizon untuk mendapatkan *porosity map* agar lebih mudah diinterpretasikan hasilnya.

Analisa dan Integrasi Peta Hasil Penelitian

Analisis peta dilakukan dengan menggunakan peta *slice* (sayatan) mengikuti kontrol *horizon* pada zona target. *Input* dari analisis peta ini adalah data seismik, horizon, volume impedansi akustik dan volume porositas. Secara keseluruhan penelitian ini menghasilkan tiga jenis peta, yaitu peta *time structure*, peta impedansi akustik serta peta porositas.

Selanjutnya, dapat diketahui persebaran dari akustik impedansi dan porositas pada area penelitian. Dengan mengintegrasikan peta-peta tersebut, maka akan memperlihatkan hubungan antara *time structure*, impedansi akustik dan porositas yang harapannya dapat berasosiasi dengan baik dan saling mendukung dalam memberikan informasi dalam interpretasi.

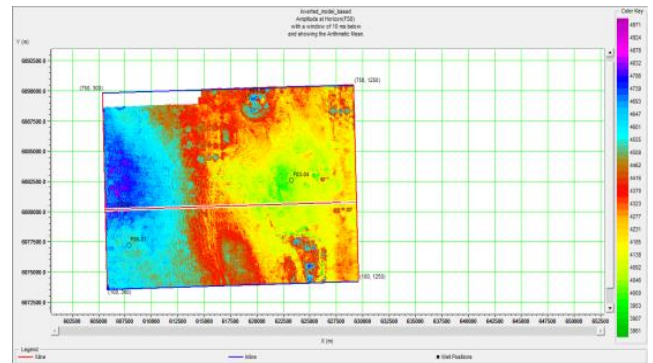
Time Structure Map



Gambar 24. Peta time structure horizon FS8

Gambar 24 merupakan peta struktur waktu hasil interpretasi yang telah dilakukan oleh penulis. Skala warna memperlihatkan semakin dangkal akan semakin menuju warna hijau, sementara semakin dalam akan semakin menuju warna ungu. Berdasarkan peta struktur waktu, dapat terlihat bahwa terdapat struktur patahan (*fault*) di sekitar arah tenggara yang ditandai dengan garis bantu.

Acoustic Impedance Map



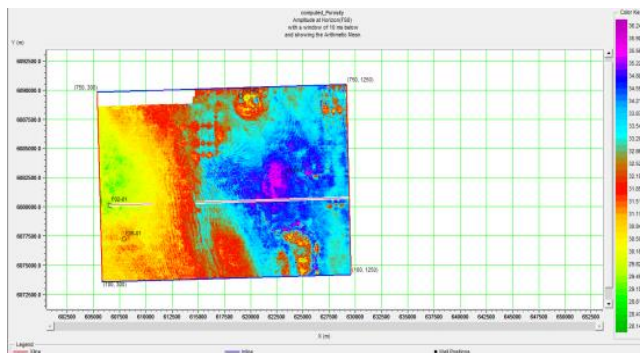
Gambar 25. Peta slice acoustic impedance horizon FS8

Gambar 25 merupakan peta *slice* persebaran impedansi akustik hasil inversi *model based* yang telah dilakukan oleh penulis sebelumnya. Skala warna memperlihatkan semakin tinggi nilai AI akan semakin menuju warna biru hingga ungu,

sementara semakin rendah nilai AI akan semakin menuju warna hijau.

Berdasarkan peta *slice* AI tersebut, dapat terlihat bahwa area berwarna biru hingga ungu memiliki nilai AI sekitar 4500-4900 (m/s)*(g/cc). Sementara area berwarna merah memiliki nilai AI sekitar 4200-4500 (m/s)*(g/cc) dan area berwarna hijau hingga kuning memiliki nilai AI sekitar 3800-4200 (m/s)*(g/cc).

Porosity Map



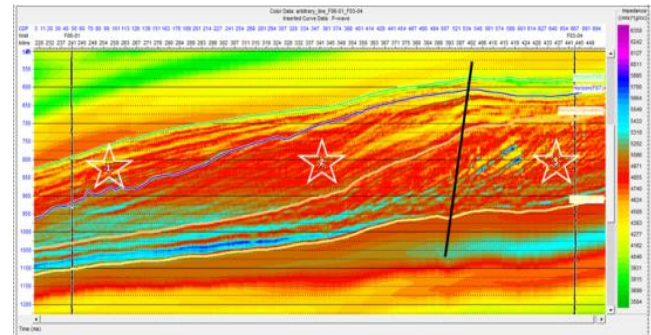
Gambar 26. Peta *slice* porosity horizon FS8

Gambar 26 merupakan peta *slice* persebaran porositas hasil multiatribut *non linier* yaitu *probabilistic neural network* (PNN) yang telah dilakukan oleh penulis sebelumnya. Skala warna memperlihatkan semakin tinggi nilai porositas akan semakin menuju warna ungu, sementara semakin rendah nilai porositas akan semakin menuju warna hijau.

Berdasarkan peta *slice* porositas tersebut, dapat dilihat bahwa area berwarna hijau memiliki nilai porositas sekitar 28-29%. Sementara area berwarna kuning hingga merah memiliki nilai porositas sekitar 30-32% dan area berwarna biru hingga ungu memiliki nilai porositas sekitar 33-36%.

Penentuan Prospect Well Area

Setelah melakukan analisa terhadap hasil inversi impedansi akustik dengan metode *model based* dan seismik multiatribut dengan *probabilistic neural network*, akan dilakukan analisa terintegrasi untuk mengkarakterisasi reservoir pada lapangan F3. Analisa ini akan mengorelasikan persebaran nilai porositas dan impedansi akustik pada *horizon map*, dan penampang *arbitrary line*.



Gambar 27. Zona prospek hidrokarbon pada penampang *arbitrary line*

Gambar 27 menunjukkan penampang *arbitrary line* yang melewati sumur F06-01 dan F03-04. Pada penampang tersebut dapat terlihat patahan besar yang ditandai dengan garis vertikal mengikuti patahan yang berwarna hitam. Arah kemenerusan *arbitrary line* ini adalah pada arah barat-timur. Horizon yang ditampilkan pada penampang ini adalah horizon FS8, FS7, Truncation dan MFS4. Pada penampang tersebut terdapat dugaan tiga zona *reservoir* yang ditandai dengan simbol bintang.

Ketiga zona *reservoir* yang telah dianalisa tersebut mempunyai rentang nilai impedansi akustik sebesar 4100-4800 (m/s)*(gr/cc) dan rentang nilai porositasnya 29-35 (%). Dari hasil analisa sensitivitas, rentang nilai ketiga *reservoir* termasuk dalam litologi *sand*. Penekanan bahwa ketiga zona *reservoir* itu merupakan zona *reservoir* sand yang diisi oleh gas didukung dengan adanya *subsurface expressions* pada seismik yang mengindikasikan adanya gas, seperti fenomena *bright spot*, *flat spot*, dan *gas chimneys* yang telah dijelaskan pada bagian tinjauan geologi.

Kesimpulan

Metode seismik inversi akustik impedansi dan metode seismik multiatribut dengan *probabilistic neural network* (PNN) telah berhasil diaplikasikan serta berhasil memberikan informasi properti fisik (porositas dan impedansi akustik) yang bermanfaat dalam membantu interpretasi lapisan bawah permukaan, karakteristik *reservoir* hingga pengusulan lokasi sumur baru (zona prospek).

Secara umum, daerah penelitian menunjukkan *trend* porositas yang semakin membesar dari wilayah barat (*marine*) menuju bagian timur (daratan). Kemudian didapatkan hasil yaitu tiga zona *reservoir* pada lapangan F3 yang merupakan *reservoir* batupasir berisi gas. *Reservoir* tersebut mempunyai rentang nilai impedansi akustik sebesar

4100-4800 (m/s)*(gr/cc) dan rentang nilai porositasnya sebesar 29-35 (%).

Daftar Pustaka

- [1] I. Bobby, "Analisa Metode Inversi Impedansi Akustik dan Seismik Multiatribut Untuk Karakterisasi Reservoir," Universitas Indonesia, 2011.
- [2] N. M. Zain, *Karakterisasi Reservoir Menggunakan Aplikasi Seismik Atribut dan Inversi Seismik Impedansi Akustik (Studi Kasus Lapangan Teapot Dome, Wyoming)*. Surabaya: Program Studi Teknik Geofisika, ITS.
- [3] S. Sukmono, *Advance Seismic Atribut Analysis*. Bandung: Laboratory of Reservoir Geophysics, 2009.
- [4] D. Hampson, *Use of Multiattribute Transforms to Predict Log Properties From Seismic Data: Society of Exploration Geophysics*. 2001.
- [5] I. Overeem, C. G. J. Weltje, Bishop-Kay, and S. B. Kroonenberg, "The Late Cenozoic Eridanos delta system in the Southern North Sea Basin: a climate signal in sediment supply Basin Research," vol. 13, pp. 293–312, 2001.
- [6] J. C. Rensen, G. U, M. Breiner, and O. Michelsen, "No Title," *Mar. Pet. Geol.*, vol. 14, no. 2, pp. 99–123, 1997.
- [7] B. M. Schroot and H. B. Haan, "Intra-Carboniferous tectonics of the Southern North Sea Basin," in *Fifteenth International Congress on Carboniferous and Permian Stratigraphy*, 2003, pp. 479–480.
- [8] D J Jager and M. C. Geluk, "Geology of The Natherlands," *Pet. Geol.*, pp. 241–264, 2007.
- [9] S. Sukmono, *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung, 1999.
- [10] B. H. Russell, *Introduction to Seismic Inversion Methods, S.N. Domenico, Editor Course Notes Series*, 3rd ed. 1991.
- [11] S. Sukmono, *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Bandung: Departemen Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung, 2000.
- [12] Brown, *Seismic Attributes for Reservoir Characterization*. USA: Society of Exploration Geophysicists, 2002.
- [13] A. Novianto, *Pemanfaatan Metoda Inversi dan Probabilistic Neural Network Pada Data Seismik Dalam Penentuan Zona Reservoir Batugamping di Lapangan Suko*. Yogyakarta: Program Studi Teknik Geofisika, UPN Veteran, 2015.
- [14] D. F. Specht, "Probabilistic Neural Networks and Polynomial Adaline as Complementary Techniques for Classification," *IEEE Trans. Neural Networks*, vol. 1, no. 1, pp. 111–121, 1990.
- [15] B. H. Russell, *Strata Workshop*. Hampson-Russell Software Services Ltd, 1996.
- [16] N. Shahadat, B. Rahman, and F. Anwar, "Dropout effect on probabilistic neural network."
- [17] B. Scheffers, "Focus on Dutch Oil & Gas 2016," EBN B.V., Utrecht, 2016.
- [18] H. E. Rondeel, *Geology of gas and oil under the Netherlands*, Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1996.