

KARAKTERISASI RESERVOIR MENGGUNAKAN METODE SEISMIC INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI) DAN SEISMIC MULTIATRIBUT DENGAN *PROBABILISTIC NEURAL NETWORK* (PNN) PADA LAPANGAN BLOK F3, NORTH SEA NETHERLAND

M.Intasya Falie Rizqi¹, Ruhul Firdaus¹

¹Institut Teknologi Sumatera

Corresponding e-mail: muhammad.intasya@gmail.com

ABSTRAK

Lapangan F3 adalah sebuah blok di sektor Laut Utara Belanda. Pada lapangan ini telah dilakukan akuisisi 3D seismik untuk eksplorasi minyak dan gas yang terbentuk antara zaman Jurrasic sampai Cretaceous. Keberadaan hidrokarbon ditunjukkan dengan adanya fenomena bright spot dan gas chimneys pada bawah permukaan. Data yang digunakan yaitu data seismik 3D *post stack* dengan *inline* 100-750, *crossline* 300-1250 dan 4 buah sumur dengan ketersediaan data *checkshot*, *marker*, informasi *log p-wave*, *density*, *gamma ray* dan *porosity*. Pada penelitian ini digunakan 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 impedansi akustik digunakan untuk memprediksi sifat fisis batuan yaitu nilai impedansi akustiknya. Sedangkan, metode multiatribut digunakan untuk memprediksi properti log sumur dari data seismik, properti log yang diprediksi adalah *log porosity*. Transformasi multiatribut terbagi menjadi dua yaitu transformasi *linier* diperoleh dari minimalisasi *leastsquare*, sedangkan transformasi *non linier* diperoleh dengan proses *training neural networks* dengan jenis *probabilistik neural network* (PNN). Pada penelitian ini, akan dibuat volume estimasi porositas, karena porositas merupakan salah satu parameter yang bermanfaat dalam mengidentifikasi zona prospek. Selain itu, volume impedansi akustik juga akan dibuat untuk diikutsertakan sebagai eksternal atribut dalam analisa multiatribut. 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 : Laut Utara Netherland, Seismik, Inversi, AI, Multiatribut, PNN, Porositas, *Reservoir*.

I. 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 (hidrokarbon). 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 (hidrokarbon).

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.

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.

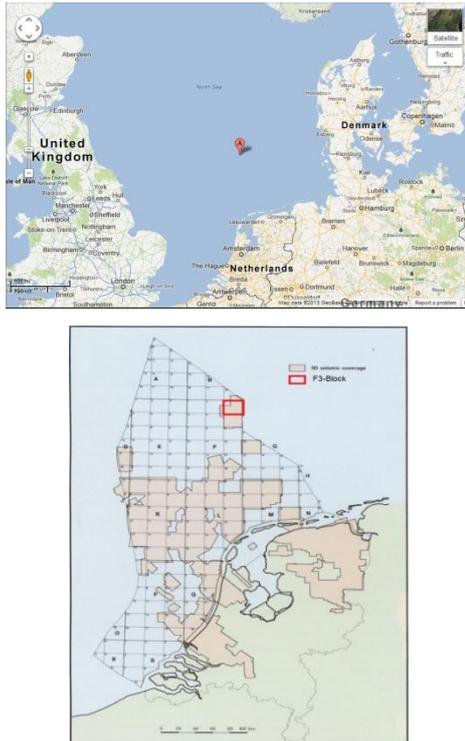
Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data *seismic offshore* yang berada pada Blok F3 Laut Utara Netherlands. Daerah ini dikenal sebagai lapangan penghasil gas yang besar. Terlihat adanya *bright spot* pada daerah penelitian, sehingga menarik perhatian penulis untuk melakukan karakterisasi reservoir di Blok F3 ini. Penggunaan metode seismik inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut diharapkan mampu memisahkan zona reservoir dengan baik pada lingkungan pengendapan ini dan mampu menemukan zona prospektif hidrokarbon.

II. TUJUAN PENELITIAN

1. Mengaplikasikan metode seismik inversi dan seismik multiatribut dengan *probabilistic neural network* (PNN).
2. Mengetahui apakah volume inversi dapat membantu meningkatkan nilai korelasi pada pendekatan analisis multiatribut dengan PNN.
3. Mendapatkan peta persebaran impedansi akustik dan peta persebaran estimasi porositas hasil analisa seismik inversi dengan seismik multiatribut.
4. Memberikan usulan zona reservoir baru berdasarkan analisa zona prospektif.

III. LOKASI DAN TINJAUAN GEOLOGI

Lokasi penelitian berada pada blok F3 di sektor Laut Utara Netherlands (*seismic offshore*) pada koordinat N 54°52'0.86" / E 4°48'47.07" dengan luas area survey sebesar 375.31 km².



Gambar 3.1 Lokasi daerah penelitian

Geologi Regional

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 - Lower Cretaceous. Pada kedalaman di atas 1200ms terdapat reflektor 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

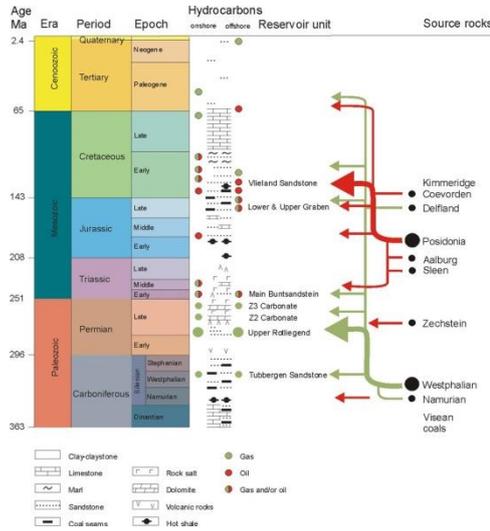
wilayah Laut Baltik . Sejumlah fitur menarik dapat diamati di sini. Fitur yang paling mencolok adalah *sigmoidal-bedding* pada skala besar, *downlap*, *toplap*, *onlap* dan struktur pemotongan.

Pada cekungan yang luas, cekungan sedimen *North sea* bagian selatan dapat dilihat sebagai cekungan yang didominasi oleh *rifting*. Proses *rifting* terjadi paling banyak pada era *Mesozoic*. *Rifting* telah dimulai pada periode *Triassic* dan mencapai puncaknya pada periode *Jurassic* dan awal *Cretaceous*. Proses ini terjadi dengan variasi fase tektonik ekstensi Kimmerian yang berkaitan dengan proses terbentuknya Samudra Atlantik. *Rifting* secara aktif diikuti oleh fase *post-rift* dari akhir *Cretaceous* sampai sekarang. *Rifting* secara aktif tersebut dicirikan oleh terdapatnya *subsidence* pada cekungan dengan mengabaikan beberapa gaya kompresi tektonik selama periode akhir *Cretaceous* dan *Tertiary*. Selama fase *post-rift*, cekungan terakumulasi sekuen sedimen yang tebal. Didalam cekungan sedimen ini, *source rock* hidrokarbon yang utama adalah *Westphalian coal-beds* untuk gas dan *Lower Jurassic Posidonia shale* untuk minyak.

Petroleum System

Keberadaan *source rock* utama untuk minyak, *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,

Westphalian coals, terdapat pada era *Paleozoic*. *Westphalian coals* kemudian juga terakumulasi kedalam unit *reservoir* utama *Vieland Sandstone* dan Nampak sebagai *shallow hydrocarbon*.



Gambar 3.2 Sistem hidrokarbon bawah permukaan North Sea

IV. TEORI DASAR

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. 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.

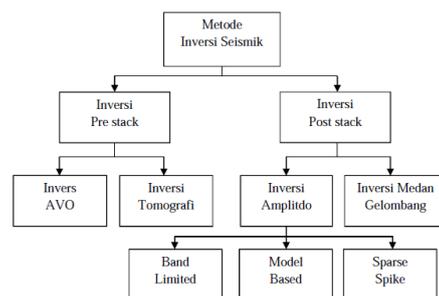
Impedansi Akustik

Acoustic impedance (AI) adalah kemampuan batuan untuk dapat melewati gelombang seismik yang melaluinya. 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 :

$$AI = \rho \cdot V$$

Seismik Inversi

Seismik inversi dapat didefinisikan sebagai suatu teknik pembuatan model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000).



Gambar 4.1 Klasifikasi metode inversi seismik (Russel, 1998)

Seismik Multiatribut

Analisa seismik multiatribut adalah salah satu metode statistik yang menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. 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.

Probabilistic Neural Network (PNN)
Prinsip *neural network* mulai dikembangkan sejak 1969 dan pada tahun 1990 Specht menemukan metoda *probabilistic neural networks* (PNN). Ide dasar dibalik PNN adalah menggunakan satu data atau lebih yang disebut *variable independen* untuk memprediksi *variable dependen* tunggal. *Variable independen* di representasikan sebagai vektor $x = [x_1, x_2, \dots, x_p]$ dimana p adalah jumlah *variable independen*. Sedangkan *variable dependen* adalah y . Tujuan algoritma ini adalah untuk memprediksi *variable* y' yang tidak diketahui. Estimasi ini didasarkan pada persamaan fundamental dari regresi umum PNN :

$$y'(x) = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \exp(-D(x, x_i))}{\sum_{i=1}^n \exp(-D(x, x_i))}$$

dengan n adalah jumlah dari sampel dan $D(x, x_i)$:

$$D(x, x_i) = \sum_{j=1}^p \left(\frac{x_j - x_{ij}}{\sigma_j} \right)^2$$

D adalah jarak yang di skalakan diantara poin yang akan di estimasi, jarak tersebut yang disebut "*smoothing*" parameter. Untuk sampel ke m , prediksinya :

$$y'_m(x_m) = \frac{\sum_{i \neq m} y_i \exp(-D(x_m, x_i))}{\sum_{i \neq m} \exp(-D(x_m, x_i))}$$

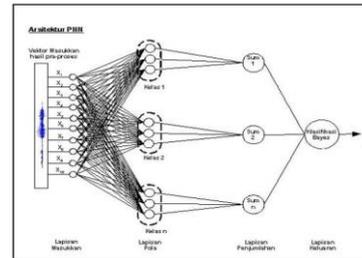
Jadi nilai yang di prediksi dari sampel ke m adalah Y'_m . Jika tahu

nilai Y_m , kita dapat memprediksi error validasi :

$$e_m = (y_m - y'_m)^2$$

dan total error prediksinya adalah :

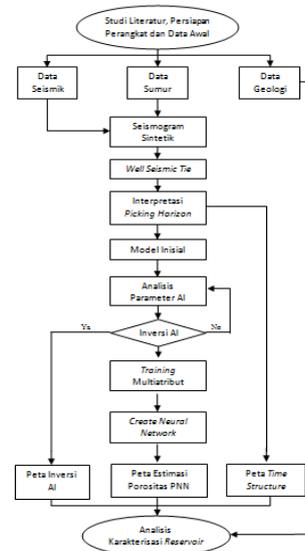
$$e = \sum_{i=1}^n (y_i - y'_i)^2$$



Gambar 4.2 Lapisan dan aliran sinyal dalam algoritma *probabilistic neural network*

V. DATA DAN PENGOLAHAN

Diagram Alir Penelitian

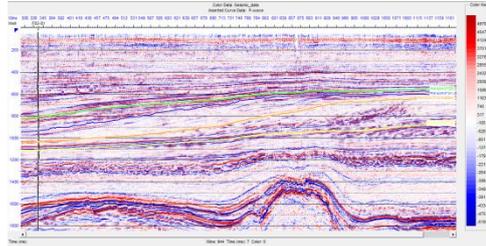


Gambar 5.1 Diagram alir penelitian

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

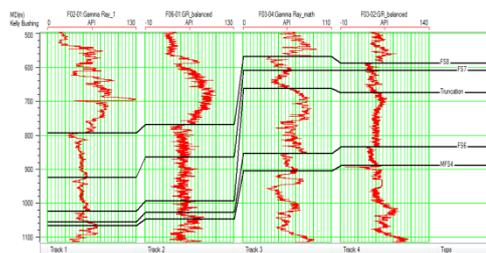
(300-1250), dengan *sampling rate* sebesar 4 ms dengan fasa nol.



Gambar 5.2 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.



Gambar 5.3 Korelasi dari masing masing sumur dengan marker utama

Ekstraksi Wavelet dan Well Seismic Tie

Proses ekstraksi *wavelet* dapat dilakukan dengan beberapa metoda, diantaranya yaitu :

1. *Statistic wavelet*, yaitu dengan mengekstraksi *wavelet* dari data seismik di sekitar daerah zona target.
2. *Bandpass wavelet*, yaitu dengan melakukan pengaturan frekuensi yaitu nilai *low pass*, *low cut*, *high pass*, *high cut*.
3. *Ricker wavelet*, yaitu dengan cara mengekstraksi *wavelet*

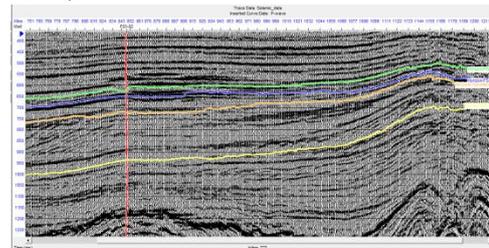
berdasarkan dominan data seismik.

4. *Use well*, yaitu *wavelet* diekstraksi di sekitar lokasi sumur.

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* ini.

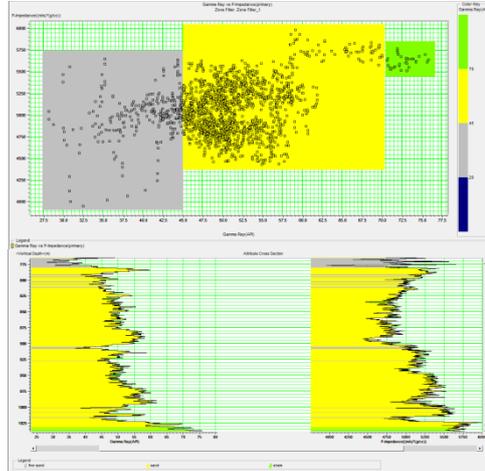


Gambar 5.4 Hasil *picking horizon* pada inline 722

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

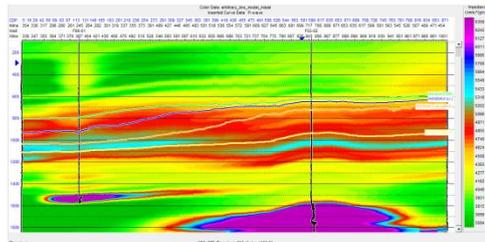
log yang di *crossplot* maka akan semakin jelas zona *cut-off*, sehingga dapat memisahkan litologi dan fluidanya. Berikut adalah *crossplot* dari sumur F02-01 :



Gambar 5.5 Zonasi dan Penampang *crosssection p-impedance vs GR* dalam *color key GR* pada sumur F02-01

Model Inisial

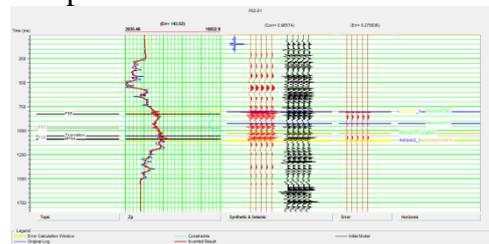
Model inisial dibuat dengan menggunakan penampang seismik 3D, wavelet hasil analisis, horizon paling atas (FS8) hingga horizon paling bawah (MSF4) dan keempat sumur sebagai kontrol. Horizon tersebut digunakan sebagai panduan dalam ekstrapolasi data sumur pada volume seismik. Model inisial yang telah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



Gambar 5.6 Penampang *model initial AI* pada *arbitrary line* keempat sumur

Analisis Parameter Inversi AI

Hal ini ditujukan sebagai simulasi inversi, agar hasil inversi yang dilakukan memiliki hasil yang baik dengan memasukkan nilai parameter yang sesuai. Pada analisis inversi ini yang ingin dilihat adalah nilai *error* dari *P-impedance* log dan *P-impedance* inversi serta melihat korelasi antara *synthetic trace* dan *seismic trace*. Berikut merupakan hasil analisis parameter inversi terbaik yang akan digunakan untuk setiap metode inversi :

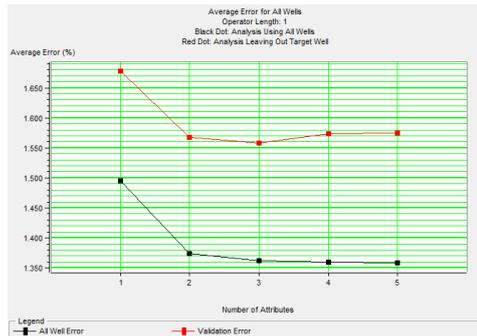


Gambar 5.7 Parameter analisis pada *well F02-01* dengan *model based*

Volume Estimasi Porositas

Pada penelitian ini, volume estimasi porositas dibuat berdasarkan log 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 seismic maupun eksternal atribut inversi AI. Parameter untuk menentukan kelompok atribut seismic terbaik yang akan digunakan untuk memprediksi log target adalah nilai prediksi *error* dan nilai validasi *error*.

Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1 Sgpt Porosity)	inversi model based	1.485367	1.677475
2 Sgpt Porosity)	Time	1.374159	1.567164
3 Sgpt Porosity)	Instantaneous Frequency	1.362379	1.559479
4 Sgpt Porosity)	Instantaneous Phase	1.360163	1.573661
5 Sgpt Porosity)	Second Derivative Instantaneous Amplitude	1.359114	1.574239



Gambar 5.8 Hasil *training error* dan *validation error* terbaik dalam analisa multiatribut dengan kombinasi 5 atribut terbaik

VI. HASIL DAN PEMBAHASAN

Hasil Analisa Well Seismic Tie

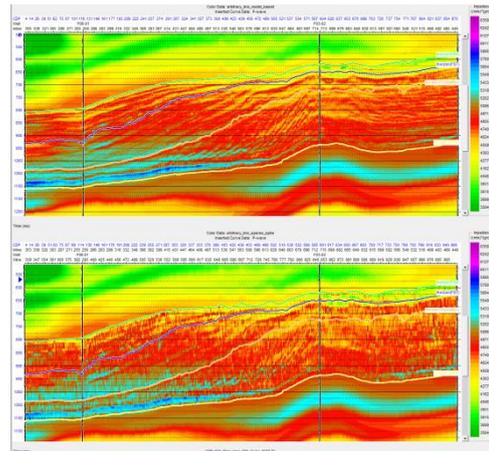
Secara kualitatif seismogram sintetik yang dihasilkan menunjukkan kemiripan bentuk dan ukuran dengan tras seismik asli. Hal tersebut didukung pula oleh pengamatan kuantitatif dimana sintetik seismogram dan tras seismik asli memperlihatkan rata-rata koefisien korelasi yang masuk kategori baik yaitu sebesar 0.637.

Tabel 6.1 Hasil korelasi *well seismic tie* dengan beberapa *extract wavelet*

Well	Wavelet (max corr)			
	Statistic	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*. Berikut *display* hasil kedua inversi AI :



Gambar 6.1 Penampang inversi *model based* (atas) dan *sparse spike* (bawah) pada *arbitrary line* keempat sumur

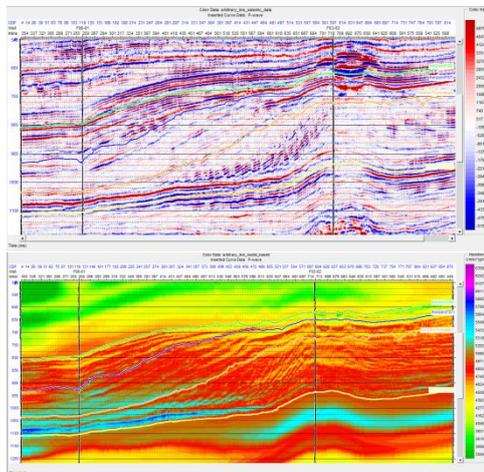
Tahapan selanjutnya, penulis melakukan analisa yang lebih lanjut untuk menentukan hasil inversi mana yang paling baik yang kemudian digunakan dalam proses analisa multiatribut. Salah satu *quality control* yang bisa dilakukan selain mencocokkan nilai akustik impedansi di lokasi sumur ialah dengan meninjau dan membandingkan *synthetic error* terhadap *trace* seismik asli, secara kuantitatif, sebagai berikut :

Tabel 6.2 Perbandingan nilai *synthetic error* pada inversi *model based* dan *sparse spike*

Inversi Model Based						
Well/Iterasi	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
Inversi Sparse Spike						
Well/Iterasi	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 6.2, 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.

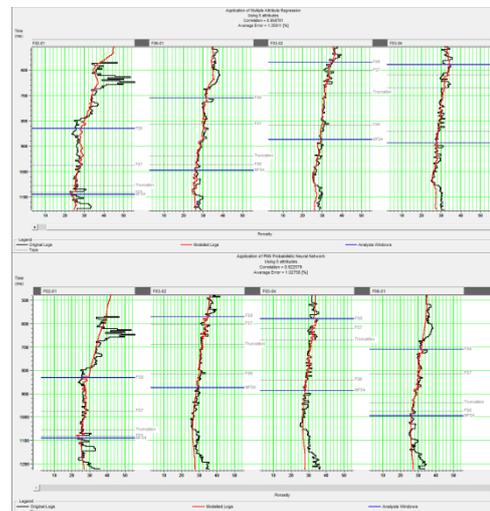


Gambar 6.2 Penampang seismik (atas) dan penampang inversi AI *model based* (bawah) pada *arbitrary line* keempat sumur

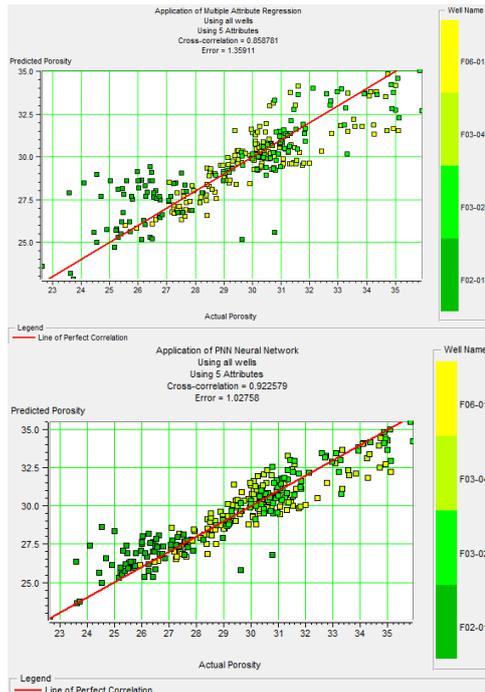
Dapat dilihat pada Gambar 6.2 bahwa hasil inversi memperlihatkan persebaran impedansi yang sudah cukup untuk merepresentasikan batas litologi dengan baik. Tampilan impedansi warna kuning sampai merah merepresentasikan litologi *sand*, sementara impedansi warna biru merepresentasikan litologi *shale*. Selain itu, hasil inversi juga memperlihatkan bahwa volume impedansi menghasilkan kenampakkan dengan resolusi yang lebih baik dibandingkan kenampakkan 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.

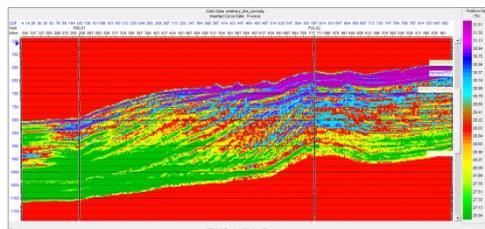


Gambar 6.3 Hasil penerapan multiatribut regresi linier (atas) dan *probabilistic neural network* (PNN) (bawah)



Gambar 6.4 *Crossplot* korelasi regresi multiatribut dengan $CC = 0.858$ (atas) dan *Crossplot* PNN dengan $CC = 0.922$

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



Gambar 6.5 Penampang estimasi porositas pada *arbitrary line* keempat sumur

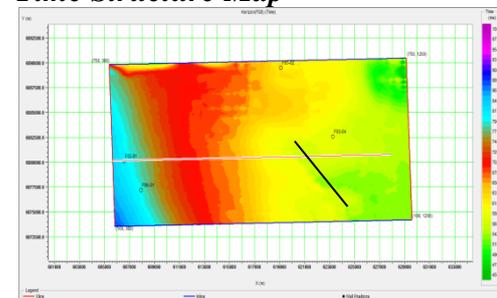
Gambar 6.5 merupakan penampang estimasi porositas pada seismic hasil seismic multiatribut dengan PNN. Pada penampang di atas dapat dilihat persebaran nilai porositas pada

penampang seismic dengan *range* 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 seismic, 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

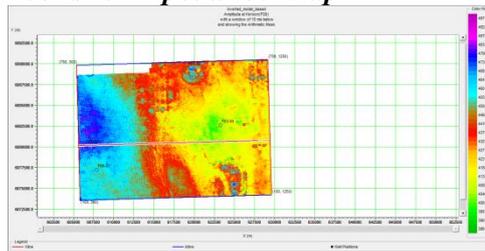


Gambar 6.6 Peta *time structure horizon* FS8

Peta di atas 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

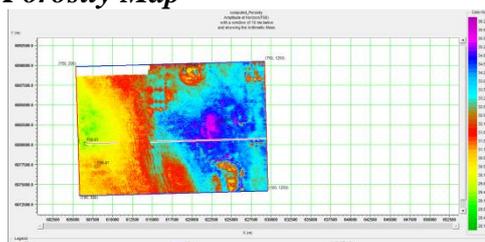


Gambar 6.7 Peta *slice acoustic impedance horizon* FS8

Peta di atas 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



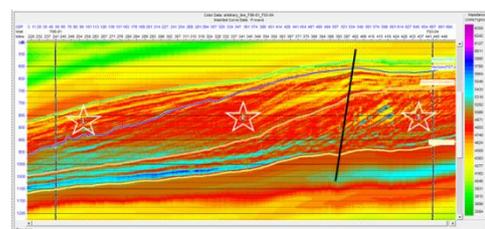
Gambar 6.8 Peta *slice porosity horizon* FS8

Peta di atas 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 6.9 Zona prospek hidrokarbon pada penampang *arbitrary line*

Gambar 6.9 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 *range* nilai impedansi akustik sebesar 4100–4800 (m/s)*(gr/cc) dan *range* nilai porositasnya 29–35 (%). Dari hasil analisa sensitivitas, *range* 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.

VII. KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan

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

2. Metode inversi terbaik untuk diterapkan pada penelitian ini adalah inversi *model based*. Volume impedansi akustik yang dihasilkan terbukti berhasil membantu meningkatkan nilai korelasi pada pendekatan analisis multiatribut dengan PNN.
3. Tampilan korelasi yang baik antara log estimasi porositas dan log porositas sebenarnya membuktikan bahwa telah berhasil dihasilkan volume dan peta persebaran porositas yang cukup valid pada zona target penelitian.
4. Secara umum, daerah penelitian menunjukkan *trend* porositas yang semakin membesar dari wilayah barat mulai dari 28% menuju bagian timur hingga mencapai 36%, yang secara geologi mengindikasikan semakin ke arah timur pengendapan semakin ke arah daratan dan semakin ke arah barat pengendapan semakin ke arah laut.
5. Telah berhasil didapati tiga zona *reservoir* pada lapangan F3 yang merupakan *reservoir* batupasir yang berisi gas. *Reservoir* tersebut mempunyai *range* nilai impedansi akustik sebesar 4100–4800 (m/s)*(gr/cc) dan *range* nilai porositasnya sebesar 29–35 (%).

Saran

1. Diperlukan tambahan sumur untuk bisa diikutsertakan dalam training data sehingga dapat meningkatkan tingkat kepercayaan volume dan peta persebaran estimasi porositas, dikarenakan jumlah sumur yang hanya empat saya rasa masih kurang mewakili untuk

disebarkan ke area seluas 375.31 km².

2. Diperlukannya *density* dan *porosity log real* yang lebih banyak serta adanya penambahan log lainnya sehingga bisa mendapatkan hasil yang lebih efektif.

REFERENSI

- [1] Abdullah, A., 2011. Ensiklopedia Seismik. Indonesia: E-Book Ensiklopedia Seismik.
- [2] Barnes, A.E. 1999. Seismic attributes past, present, and future, SEG Technical Program Expanded Abstracts 18, 892.
- [3] Bobby, I., 2011. Analisa Metode Inversi Impedansi Akustik dan Seismik Multiatribut Untuk Karakterisasi Reservoir. Depok: Program Studi Fisika, Universitas Indonesia.
- [4] Brown. 2002. Seismic Attributes for Reservoir Characterization. USA: Society of Exploration Geophysicists.
- [5] Danusaputro, H., 2010. Inversi Model Based Untuk Gambaran Litologi Bawah Permukaan. Jurnal Sains & Matematika (JSM), pp. 88-93.
- [6] Khan, Haris. A, et al., Plio-pleistocene stratigraphic Sequence and Depositional Model Using 3D Seismic Interpretation Constrained by Well Logs in Central Graben, North Sea.
- [7] Novianto, A, 2015. 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.
- [8] Rachman, 2009. Pemetaan Distribusi Permeabilitas Berdasarkan Multiatribut dan Inversi Seismik (Studi Kasus Pada Daerah "XY"). Depok: Program Studi Fisika, Universitas Indonesia.
- [9] Russell, B. H., 1991. Introduction to Seismic Inversion Methods, S.N. Domenico, Editor Course Notes Series, Volume 2, 3rd edition.
- [10] Russell B. H., 1996. Strata Workshop, Hampson-Russell Software Services Ltd.
- [11] Sukmono, S., 1999. Interpretasi Seismik Refleksi, Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- [12] Sukmono, S., 2000. Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir. Departemen Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- [13] Sukmono, S. 2009. Advance Seismic Atribut Analysis. Laboratory of Reservoir Geophysics: Bandung.
- [14] Zain, N. M., 2017. Karakterisasi Reservoir Menggunakan Aplikasi Seismik Atribut dan Inversi Seismik Impedansi Akustik (Studi Kasus Lapangan Teapot Dome, Wyoming). Surabaya: Program Studi Teknik Geofisika, ITS.