

ARTIKEL RISET

Perbandingan Antara Multi Atribut Seismik Regresi Linier dan Multi Atribut Seismik *Probabilistic Neural Network* Untuk Estimasi Porositas Reservoir Batu Pasir Pada Lapangan Minyak Teapot Dome

Zulfani Aziz dan Ari Setiawan*

Abstrak

Dalam eksplorasi minyak bumi, informasi tentang batuan di bawah permukaan bumi sangat diperlukan untuk mengetahui zona reservoir target eksplorasi yang salah satunya adalah porositas batuan. Untuk mendapatkan informasi porositas batuan digunakan metode multiatribut seismik yang dapat mengestimasi porositas dari atribut-atribut seismik. Metode multiatribut seismik memiliki dua jenis yaitu regresi linier dan *probabilistic neural network* (PNN). Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui metode multiatribut seismik mana yang memberikan hasil yang lebih baik dalam mengestimasi nilai porositas batu pasir di lapangan minyak Teapot Dome. Pada penelitian ini digunakan tiga atribut seismik yaitu atribut impedansi akustik, integrate, dan *amplitude weighted frequency*. Multiatribut seismik regresi linier menganggap hubungan ketiga atribut seismik dan porositas adalah linier sedangkan multiatribut seismik *probabilistic neural network* menganggap hubungannya non linier. Hasil penelitian menunjukkan bahwa metode multiatribut seismik regresi linier memberikan estimasi porositas dengan nilai korelasi 0,701 dan validasi 0,649, sedangkan metode multiatribut seismik *probabilistic neural network* memberikan estimasi porositas lebih baik dengan nilai korelasi 0,920 dan validasi 0,683. Hasil lain juga memperlihatkan bahwa bentuk kurva log porositas hasil estimasi *probabilistic neural network* lebih cocok dengan log porositas asli dibandingkan log porositas hasil estimasi regresi linier.

kata kunci: multiatribut seismik; porositas; regresi linier; *probabilistic neural network* (PNN)

Abstract

In the petroleum exploration, the informations about rocks in subsurface are very necessary to determine the reservoir zone exploration target such as the rock porosity. To obtain the the rock porosity informations, it used seismic multiattribute method that can estimate the porosity from seismic attributes. Seismic multiattribute method has two types – linear regression and probabilistic neural network (PNN). This research conducted in order to understand which method can give better result to estimate the sandstone porosity in the Teapot Dome oil field. This research used three seismic attributes – acoustic impedance, integrate, and amplitude weighted frequency. Linear regression seismic multiattribute assumes that the relation of three seismic attributes and porosity is linear, while probabilistic neural network seismic multiattribute assumes non-linear. This research reveals that seismic multiattribute linear regression gives porosity estimation with 0.701 correlation value and 0.649 validatin value, whereas seismic multiattribute probabilistic neural network gives better porosity estimation with 0.920 correlation value and 0.683 validation value. The other result also shows that the porosity estimation curve from probabilistic neural network is more compatible with the original porosity curve than the porosity estimation curve from linear regression.

keywords: seismic multiattribute; porosity; linear regression; probabilistic neural network (PNN)

*Korespondensi: ari_setiawan@ugm.ac.id

Department of Physics, Universitas Gadjah Mada, Sekip Utara PO BOX
BLS 21, 55281, Yogyakarta, Indonesia

1. Pendahuluan

Dalam eksplorasi minyak bumi, informasi tentang batuan di bawah permukaan bumi sangat diperlukan untuk mengetahui zona reservoir target eksplorasi yang salah satunya berupa porositas batuan. Informasi ini dapat diperoleh langsung di lokasi sumur dari well logging, tetapi tidak di luar lokasi sumur. Untuk memetakan persebaran porositas batuan di seluruh area digunakan metode multiatribut seismik.

Lapangan minyak Teapot Dome merupakan lapangan yang bebas digunakan secara umum dengan litologi reservoir hidrokarbon berupa batu pasir dengan nilai porositas yang berbeda-beda [1]. Dengan metode multiatribut seismik, batu pasir dapat dibedakan berdasarkan nilai porositasnya vertikal maupun horizontal.

Metode multiatribut seismik mengestimasi nilai porositas batuan berdasarkan atribut-atribut seismik melalui pendekatan linier dan non-linier. Metode multiatribut seismik regresi linier mengasumsikan atribut-atribut seismik memiliki hubungan linier dengan porositas sedangkan metode multiatribut seismik *probabilistic neural network* (PNN) mengasumsikan hubungannya non-linier [2]. Metode multiatribut seismik regresi linier bisa lebih baik dalam mengestimasi porositas [3, 4], tetapi juga bisa lebih baik metode multiatribut seismik PNN [5].

Penelitian ini ditujukan untuk menentukan metode mana yang lebih baik dalam mengestimasi porositas reservoir batu pasir di lapangan minyak Teapot Dome dengan kriteria yang memiliki error validasi terkecil.

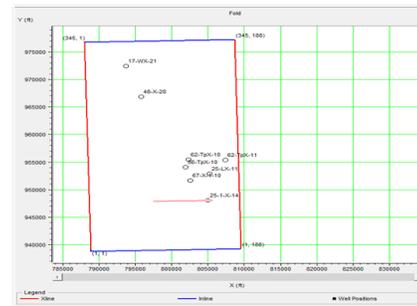
2. Metode Penelitian

2.1 Persiapan Data

(1.) Data sumur sebanyak tujuh buah 2. Data seismik 3D *post stack time migration* (PSTM) dengan inline 345, xline 118, dan sampling rate 2 ms. Gambar 1 menunjukkan *base map* data seismik

2.2 Pengelolaan Data

Langkah-langkah yang dilakukan dalam pengolahan data diantaranya: 1. Analisis data log sumur Analisis data log sumur dilakukan untuk mengetahui jenis log sumur yang sensitif dalam membedakan litologi batuan. 2. Ekstraksi *wavelet* dan *well seismic tie Wavelet* yang digunakan diperoleh dari ekstraksi trace seismik di lokasi sumur. *Well seismic tie* digunakan untuk menyamakan domain kedalaman pada data log sumur dengan domain waktu pada data seismik sehingga diperoleh informasi yang lengkap dan komperhensif [6]. 3. *Picking horizon Picking horizon* dilakukan dengan membuat garis horizon pada kemenerusan lapisan penampang seismik. 4. Inversi impedansi akustik (AI) Inversi AI yang



Gambar 1: Hasil karakterisasi XRD sampel Fe_3O_4

Tabel 1: Posisi dan elevasi sumur penelitian

Nama Sumur	Posisi X	Posisi Y
25-1-X-14	804965.50	948057.80
25-LX-1	805200.50	952903.50
56-TpX-10	801921.60	954105.60
62-TpX-10	802299.30	955423.60
62-TpX-11	807354.20	955352.00
48-X-28	95788.40	966905.10
17-WX-21	793725.50	972426.30

digunakan adalah inversi *modelbased*. Hasil inversi AI *modelbased* ini digunakan sebagai atribut AI pada proses multiatribut seismik. 5. Multiatribut seismik Metode multiatribut seismik menggunakan dua asumsi. Multiatribut seismik regresi linier mengasumsikan hubungan antara atribut seismik dan porositas adalah linier, sedangkan multiatribut seismik *PNN* mengasumsikan hubungan antara atribut seismik dan porositas adalah non-linier. Dari hubungan yang diperoleh diaplikasikan ke seluruh volume data seismik sehingga diperoleh volume porositas. Untuk mengetahui kualitas estimasi metode multiatribut seismik ini digunakan validasi silang yaitu dengan mengeluarkan satu sumur dari analisis multiatribut seismik kemudian mengestimasi porositas sumur tersebut. Error validasi merupakan error antara porositas asli dan estimasi. Langkah ini dilakukan pada semua sumur secara bergantian dan dihitung error rata-ratanya.

3. Hasil dan Pembahasan

3.1 Analisis Log Sumur

Cross over antara log NPHI dengan log RHOB digunakan sebagai indikator adanya kandungan hidrokarbon dalam formasi batuan. *Cross over* ini berada pada *petroleum system Mowry*. Log sumur yang sensitif dalam memisahkan litologi adalah log AI, dan log porositas. Nilai *cutoff* log AI dan porositas ditampilkan pada Tabel 2.

Tabel 2: Nilai *cutoff* AI dan porositas tiap sumur

Nama Sumur	AI (ft/s)(g/cc)	Porositas (dec)
25-1-X-14	≤27.000	≥0.195
25-LX-1	<26.500	≥0.20
56-TpX-10	≤25.000	≥0.20
62-TpX-10	<26.500	≥0.19
62-TpX-11	<26.500	≥0.19
48-X-28	<26.000	≥0.19
17-WX-21	<25.000	≥0.20

Tabel 3: Atribut seismik yang digunakan

Target	Attribute	Error training	Error validasi
Porositas	1/(Hasil inversi AI)	0,0422	0,0439
Porositas	Integrate	0,0395	0,0417
Porositas	Weighted Weighted Frequency	0,0383	0,0409

3.2 Analisis Inversi AI

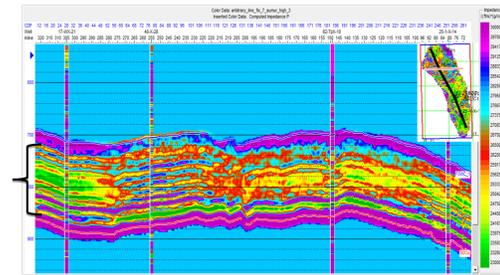
Dari inversi AI diketahui bahwa ketebalan reservoir batu pasir bervariasi. Di sekitar sumur 48-X-28, ketebalan batu pasir cenderung tipis dan tumpang tindih dengan batu serpih. Sebaliknya di sekitar sumur 17-WX-21 batu pasir lebih tebal dari daerah lain. Penampang AI hasil inversi modelbased ditunjukkan pada Gambar 2.

3.3 Analisis Multiatribut Seismik

Pada penelitian ini digunakan tiga atribut seismik yang dipilih berdasarkan metode *stepwise regression* dan validasi silang [7]. Atribut pertama yang dipilih adalah atribut impedansi akustik (AI) karena memiliki korelasi yang paling baik dengan porositas. Atribut ini kemudian dipasangkan dengan atribut lain yaitu atribut *integrate*. Atribut *integrate* dipilih karena atribut ini bila dipasangkan dengan atribut AI memiliki error validasi yang semakin kecil. Atribut ketiga yang terpilih adalah atribut *amplitude weighted frequency*. Atribut ini dipilih karena bila dipasangkan dengan atribut AI dan *integrate* error validasinya semakin menurun jika dibandingkan hanya dengan menggunakan atribut impedansi akustik dan *integrate*. Ketiga atribut ini merupakan kombinasi atribut yang terbaik karena pada penggunaan atribut keempat, error validasi meningkat seperti Gambar 3.

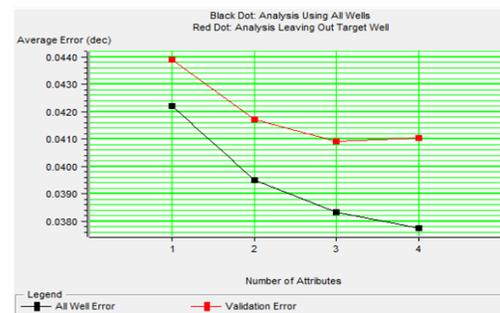
Dari analisis kedua metode multiatribut seismik diperoleh hasil bahwa metode *PNN* memberikan estimasi nilai porositas yang lebih baik dengan korelasi 0,920 dan validasi 0,682 sedangkan metode regresi linier memberikan estimasi porositas dengan korelasi 0,701 dan validasi 0,649 seperti pada Tabel 3.

Metode *PNN* sangat baik dalam memprediksi nilai log porositas di sekitar sumur dan juga valid dalam memprediksi daerah di luar sumur untuk dilakukan penyebaran nilai porositas estimasi di



Gambar 2: Penampang *arbitrary line* AI hasil inversi modelbased dengan insert sayatan AI pada horizon F3WC +135 ms.

Gambar 2: Penampang *arbitrary line* AI hasil inversi modelbased dengan *insert sayatan* AI pada horizon F3WC +135 ms



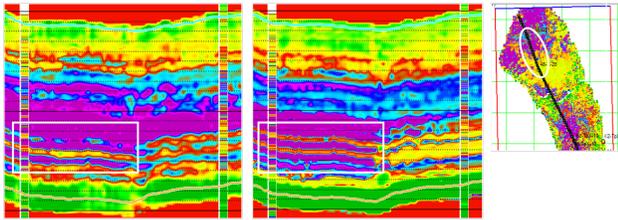
Gambar 3: Kurva prediksi error (hitam) dan validasi error (merah)

seluruh area secara 3D. Gambar 4 memperlihatkan perbedaan penampang *arbitrary line* porositas pada *line* antara sumur 17-WX-21 dan 48-X-28 hasil multiatribut seismik *regresi linier* dan *PNN*. Metode *PNN* memperlihatkan kesesuaian nilai porositas (diwakili oleh warna) yang lebih baik di sekitar sumur dibandingkan metode regresi linier.

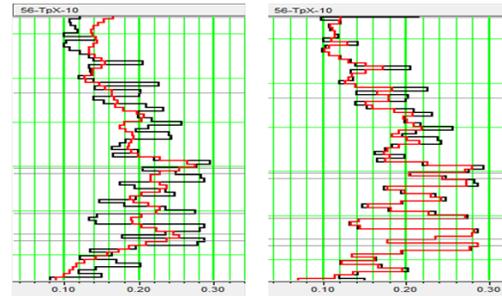
Dari penampang porositas hasil multiatribut seismik regresi linier dan *PNN* juga terlihat bahwa pada penampang porositas hasil *PNN* memperlihatkan kemenerusan lateral yang lebih baik dari penampang hasil regresi linier. Batu serpih dengan porositas rendah (warna kuning) memiliki kemenerusan lateral yang lebih baik pada penampang *PNN* dibandingkan pada penampang regresi linier yang tidak menerus.

Tabel 4: Hasil analisis multiatribut seismik

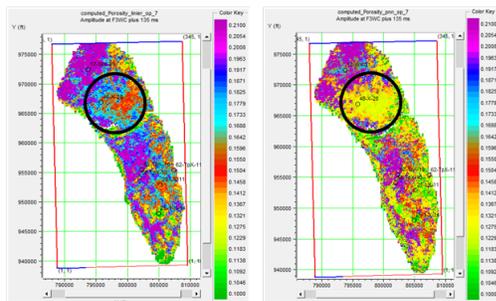
Target	Regresi Linier		PNN	
	Training	Validasi	Training	Validasi
Porositas	0,701	0,649	0,920	0,682



Gambar 4: Perbandingan penampang porositas (a) hasil regresi linier dan (b) hasil *PNN* dengan (c) *insert* sayatan porositas pada horizon F3WC +135



Gambar 6: Perbedaan kurva log porositas hasil estimasi (a) regresi linier dan (b) *PNN*



Gambar 5: Perbandingan sayatan waktu porositas di horizon F3WC +135 ms antara (a) regresi linier dan (b) *PNN*

3.4 Analisis Sayatan Waktu Porositas

Gambar 5 memperlihatkan perbedaan sayatan porositas antara metode multiatribut seismik regresi linier dan multiatribut seismik *PNN* pada horizon F3WC +135 ms. Daerah yang ditandai lingkaran hitam menunjukkan perbedaan warna yang jelas yang berarti porositasnya berbeda. Sayatan porositas hasil *PNN* menunjukkan bahwa zona ini adalah batu serpih yang porositasnya rendah, tetapi sayatan hasil regresi linier menafsirkan di zona tersebut porositasnya cukup tinggi sehingga jenis batuananya belum terbedakan dengan jelas antara batu pasir atau serpih. Gambar 6 menunjukkan perbedaan hasil estimasi log porositas antara (a) regresi linier dan (b) *PNN*. Kurva log merah adalah log porositas estimasi sedangkan kurva hitam adalah log porositas asli. Terlihat bahwa log porositas estimasi hasil regresi linier kurang dapat memprediksi nilai log yang tinggi dan rendah dimana log estimasi hasil regresi linier seperti log asli yang dilakukan *low pass filter* sehingga frekuensinya menjadi lebih rendah dari log sebenarnya.

Gambar 6 (b) menunjukkan bahwa log hasil *PNN* memperlihatkan kecocokan yang lebih baik dibandingkan regresi linier terlihat dari kurva merah yang lebih cocok dengan kurva hitam. Metode *PNN*

sudah dapat mengestimasi nilai log yang memiliki frekuensi tinggi walaupun masih ada sebagian kecil yang kurang cocok tetapi secara garis besar lebih baik dibandingkan regresi linier. Log estimasi hasil *PNN* ini lebih baik dalam membedakan porositas batuan dengan lebih detil.

4. Kesimpulan

Adapun kesimpulan pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Metode multiatribut seismik regresi linier memberikan estimasi nilai porositas dengan korelasi 0.701 dan validasi 0.649, sedangkan metode multiatribut seismik *PNN* memberikan estimasi nilai porositas 0.920 dan validasi 0.683. Hasil ini menunjukkan bahwa metode multiatribut seismik *PNN* memberikan hasil yang lebih baik daripada metode multiatribut seismik regresi linier.
2. Kurva log porositas hasil estimasi multiatribut seismik *PNN* lebih cocok dengan log porositas asli dibandingkan log porositas hasil estimasi multiatribut seismik regresi linier.
3. Sayatan porositas hasil estimasi multiatribut seismik *PNN* dapat memetakan distribusi porositas batu pasir dengan lebih representatif dibandingkan multiatribut seismik regresi linier. Sayatan porositas hasil estimasi multiatribut seismik *PNN* dapat mengidentifikasi lapisan batu serpih tipis yang porositasnya berbeda dari lapisan batu pasir di atas dan di bawahnya, sedangkan dengan multiatribut seismik regresi linier lapisan batu serpih ini lebih dianggap sebagai batu pasir.
4. Pada penelitian ini hasil metode *PNN* lebih baik karena kondisi geologis lapangan minyak Teapot Dome tidak terlalu kompleks sehingga semua sumur memiliki pola data yang hampir sama satu dengan yang lain.

Ucapan Terima Kasih

Penulis mengucapkan terimakasih kepada Bapak Dr. Budi Eka Nurcahya, Dr. Waluyo dan Dr. Moh Adib Ulil Absor yang telah memberikan saran dan masukan kepada penulis. Penulis juga mengucapkan terimakasih kepada Dikti yang telah memberikan bantuan secara material selama proses penelitian ini.

Pustaka

1. Anna, L.O.: Geological Assessment of Undiscovered Oil and Gas in the Powder River Basin Province. Wyoming and Montana, USGS, USA (2007)
2. Anonim: EMERGE: Multi-Attribute Analysis Workshop. Hampson-Russell Software Service, Ltd, Bali (2009)
3. Ilkhchi, R.K., Harami, R.M., Rezae, R., Bidheni, M.N., Ilkhchi, A.K.: Seismic inversion and attributes analysis for porosity evaluation of the tight gas sandstones of the whicher range field in the perth basin, western australia. *Journal of Natural Gas and Science and Engineering* (2013)
4. Khoshdel, H., Riahi, M.A.: Multi attribute transform and neural network in porosity estimation of an offshore oil field. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **78**, 740–747 (2011)
5. Bren, F.: Identifikasi litologi dan porositas menggunakan analisa inversi dan multi-atribut seismik, studi kasus lapangan blackfoot. PhD thesis, Jakarta, Universitas Indonesia (2011)
6. Sismanto: Modul 1: Seismik Eksplorasi – Pengolahan Data Seismik. Laboratorium Geofisika UGM, Yogyakarta (2006)