

PREDIKSI POROSITAS MENGGUNAKAN METODE *NEURAL NETWORK* PADA LAPANGAN OZZA, CEKUNGAN SUMATRA TENGAH

Ozza Dinata¹, Bagus S. Mulyanto², Resha Ramadian³, Dhimas Arief R.⁴

^{1,2}Jurusan T. Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung

^{3,4}Energi Mega Persada (EMP) tbk., Jakarta

Corresponding author: ozza014dinata@gmail.com

Manuscript received : Mar 09th, 2020, *revised :* Mar 10th, 2020;

Approved: Mar 13th, 2020; *Available online :* Mar 20th, 2020

Abstrak - Informasi dari struktur geologi yang dianggap dapat mengandung hidrokarbon belum tentu mengandung hidrokarbon yang ekonomis, untuk itu diperlukan analisis tambahan untuk penentuan posisi sumur - sumur baru. Metode seismik dan log dapat digunakan untuk menentukan daerah yang dianggap prospek untuk dilakukan eksplorasi minyak dan gas bumi. Metode analisis seismik yang dikembangkan untuk dapat mengintegrasikan data seismik dan data *log* adalah *neural network*. *Neural network* merupakan suatu pengolahan data untuk mendapatkan pendekatan non linier hubungan statistik dari data input terhadap data output nya, kemudian disebarkan ke seluruh volume seismik. Hasil Penelitian karakteristik reservoir sand pada Lapangan Ozza memiliki nilai porositas lebih dari atau sama dengan 20%, dan untuk *shale* memiliki nilai porositas kurang dari 20%. Korelasi antara nilai porositas asli dan porositas prediksi yaitu semakin tinggi nilai porositas pada log asli semakin tinggi juga nilai pada porositas *neural network*, begitupun sebaliknya. Peta persebaran porositas pada daerah prospek memiliki nilai porositas yang lebih tinggi dibandingkan daerah di sekitarnya. Zona prospek untuk eksplorasi baru berada pada daerah barat daya daerah penelitian.

Abstract - Information from geological structures that are considered to contain hydrocarbons may not necessarily contain economical hydrocarbons, so additional analysis is needed to determine the position of new wells. Seismic and log methods can be used to determine areas considered prospective for oil and gas exploration. Seismic analysis method developed to be able to integrate seismic data and log data is a neural network. Neural network is a data processing to get a non-linear approach of the statistical relationship of the input data to the output data, then distributed to all seismic volumes. The results of the study of sand reservoir characteristics in the Ozza Field have a porosity value of more than or equal to 20%, and for shale it has a porosity value of less than 20%. The correlation between the original porosity value and predictive porosity is that the higher the porosity value in the original log the higher the value of the neural network porosity, and vice versa. The porosity distribution map in the prospect area has a higher porosity value than the surrounding area. The prospect zone for new exploration is in the southwest area of the study area.

Keyword – hydrocarbons, reservoirs, seismic, well logging

How to cite this article:

Dinata, O., Mulyanto, B.S., Ramadian, R. dan R. Arief, D., 2020, Prediksi Porositas Menggunakan Metode *Neural Network* Pada Lapangan Ozza, Cekungan Sumatra Tengah, *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 6 (1) p.77-86. doi: 10.23960/jge.v6i1.63

1. PENDAHULUAN

Penentuan posisi sumur yang dianggap prospek untuk dilakukan tahapan eksplorasi detil merupakan hal yang sangat penting. Untuk menemukan posisi sumur eksplorasi yang tepat dapat

diketahui berdasarkan informasi struktur geologi, tetapi belum tentu dapat menampilkan informasi kandungan hidrokarbon yang bernilai ekonomis. Oleh karena itu diperlukan analisis tambahan berupa karakteristik reservoir untuk penentuan posisi sumur - sumur

baru. Pengetahuan mengenai informasi tersebut berupaya untuk meningkatkan revitalisasi oil, memprediksi reservoir, serta membantu membangun model finansial yang lebih akurat untuk *oil company* (Adelu dkk., 2019). Salah satu properti reservoir yang dapat dianalisis dalam penilaian ekonomi suatu reservoir adalah porositas, nilai porositas yang baik dapat menjadi indikasi tempat terakumulasinya hidrokarbon.

Metode seismik dan log merupakan metode yang umum digunakan untuk menentukan daerah yang dianggap prospek untuk eksplorasi minyak dan gas bumi, karena dapat menggambarkan struktur di bawah permukaan dan memiliki resolusi yang baik secara horizontal dan vertikal. Salah satu analisis seismik yang dikembangkan untuk mengintegrasikan data seismik dan log adalah *neural network*. *Neural network* merupakan ekstraksi beberapa atribut dari data seismik yang memiliki korelasi yang baik dengan data log yang akan diprediksi, kemudian disebarkan ke seluruh volume seismik.

2. KONDISI GEOLOGI

2.1 Geologi Regional

Daerah penelitian ini terletak di Cekungan Sumatra Tengah. Cekungan ini berada pada bagian barat daya yang dibatasi oleh Bukit Barisan, bagian barat laut dibatasi oleh Tinggian Tiga Puluh dan bagian timur laut dibatasi oleh Keratin Sunda. Cekungan ini terbentuk pada awal tersier dan merupakan seri dari struktur *half graben* yang terpisah oleh *block horst* yang terjadi akibat adanya gaya ekstensional yang berarah timur - barat. Cekungan ini merupakan cekungan belakang busur atau biasa disebut sebagai *back arc basin*. Cekungan ini terbentuk diakibatkan oleh penujaman dari Lempeng Samudera Hindia yang bergerak ke utara dan menyusup ke bawah Lempeng Benua

Asia. Pada cekungan ini batuan tersier tersingkap dari Bukit Barisan di sebelah barat Sumatra hingga ke Pantai Timur Sumatra, serta beberapa daerah *half graben* diisi oleh sedimen klastik dan sedimen danau (Eubank dan Makki, 1981 dalam Heidrick dkk., 1993). Geologi Regional dapat dilihat pada **Gambar 1**.

2.2 Struktur Geologi

Tektonik pada Cekungan Sumatra Tengah dicirikan oleh blok – blok patahan dan *transcurrent faulting*, seperti pengangkatan, lipatan akibat kompresi, dan *gliding*. Sistem blok - blok patahan mempunyai orientasi penjajaran utara - selatan membentuk rangkaian *horst* dan *graben*. Terdapat dua pola struktur utama di cekungan ini, yaitu pola yang lebih tua cenderung berarah utara – selatan, sedangkan pola yang lebih muda berarah barat laut – tenggara (Mertosono dan Nayoan, 1974).

2.3 Stratigrafi

2.3.1 Kelompok Pematang

Kelompok Pematang merupakan batuan induk sumber hidrokarbon pada Cekungan Sumatra Tengah. Pematang merupakan lapisan sedimen tertua yang berumur Paleogen. Sedimen *syn-rift* ini diendapkan pada *half graben* yang berarah utara - selatan dan terdiri dari kipas alluvial, sungai, dan danau. Tidak hadirnya foraminifera memberi petunjuk bahwa lingkungan pengendapan adalah non-marine (Heidrick dan Aulia, 1993).

2.3.2 Kelompok Sihapas

Sihapas terendapkan secara tidak selaras di atas Pematang. Unit - unit sedimen merupakan sekuen transgresif pada lingkungan pengendapan *fluvial - deltaic*. Kelompok ini merupakan reservoir yang baik pada Cekungan Sumatra Tengah. Kelompok ini terbagi menjadi beberapa formasi di antaranya Formasi Menggala dan Formasi Bangko.

2.3.3 Formasi Bekasap

Formasi ini berumur sekitar Miosen Awal, lebih muda dari Formasi Bangko. Formasi ini terdiri dari litologi batupasir diselingi serpih, serta sisipan tipis batubara. Formasi ini terendapkan pada lingkungan estuarin, interidal, *inner-neritic* sampai *middle/outer*.

2.3.4 Formasi Duri

Formasi ini berumur sekitar Miosen Awal merupakan formasi termuda pada Kelompok Sihapas. Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Bekasap. Formasi ini terdiri dari litologi batupasir yang diselingi serpih dan sedikit batugamping. Formasi ini terendapkan pada lingkungan *barrier bar complex* dan *delta front*.

2.3.5 Formasi Telisa

Formasi ini diperkirakan berumur Miosen didominasi oleh lapisan lempung yang diselingi dengan sedikit batulanau dan batupasir. Formasi ini merupakan *caprock* yang baik pada Cekungan Sumatra Tengah. Formasi ini terendapkan secara cukup selaras di atas Formasi Sihapas dan terendapkan pada lingkungan pengendapan *marine*.

2.3.6 Formasi Minas

Formasi ini berumur Miosen hingga Pliosen terdiri dari litologi batupasir yang diselingi lapisan tipis batulempung. Terendapkan secara selaras di atas Formasi Petani. Formasi Minas terendapkan pada lingkungan *deltaic*.

3. TEORI DASAR

3.1 Karakterisasi Reservoir

Karakterisasi reservoir sendiri merupakan suatu proses untuk mendapatkan suatu informasi yang terkandung pada reservoir dari data yang tersedia baik secara kualitas ataupun kuantitas. Salah satu proses dari

karakterisasi reservoir adalah proses deskripsi, proses ini bertujuan untuk menjelaskan atau menjabarkan suatu informasi dari data reservoir, seperti nilai impedansi akustik, porositas, permeabilitas dan sebagainya. Dalam penelitian ini akan dilakukan pengolahan data untuk mendapatkan nilai impedansi akustik dan porositas pada daerah penelitian (Sukmono, 2002).

3.2 Komponen Seismik Refleksi

Seismik refleksi merupakan metode dalam bidang geofisika yang didasari pada tampilan respon bumi terhadap gelombang seismik yang dipancarkan melalui sumber gelombang. Sumber getaran gelombang seismik di antaranya dapat berupa dinamit pada survei darat dan air gun pada survei di rawa atau laut. Respon dari bumi yang telah menerima sumber getar tersebut kemudian akan direkam oleh receiver yang disebut dengan geofon pada survei darat dan hidrofons pada survei laut. Receiver tersebut akan merekam data berupa travel time gelombang pantul. Informasi waktu tempuh atau travel time ini yang nantinya akan memberikan informasi kecepatan rambat pada litologi bawah permukaan yang dilaluinya. Kecepatan rambat pada litologi yang dilalui seismik dipengaruhi oleh sifat fisika batuan, di antaranya adalah densitas batuan, porositas, rigiditas, efek kedalaman, dan fluida pengisi pori pada batuan, kemudian hasil perekaman data seismik tersebut akan menghasilkan penampang seismik sebagai citra bawah permukaan.

3.3 Well Logging

Well logging merupakan suatu metode untuk mengidentifikasi karakteristik dari batuan di bawah permukaan menggunakan alat ukur log yang dimasukkan kedalam lubang sumur (Schlumberger, 1958).

Dalam metode well logging, informasi dari proses pengeboran dapat digunakan sebagai interpretasi kualitatif

dan kuantitatif. Proses interpretasi kualitatif dapat memperoleh tipe batuan, lapisan permeable, dan batas reservoirnya, sedangkan dari proses interpretasi kuantitatif dapat memperoleh saturasi air, permeabilitas batuan, dan porositas (Dewanto, 2018).

3.4 Porositas

Porositas terbagi menjadi dua yaitu porositas total dan porositas efektif, porositas total adalah perbandingan antara volume pori total batuan dengan volume total pada batuan, sedangkan porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori yang berhubungan dengan volume total pada batuan (Schoen, 2011). Secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut:

$$\phi = \frac{(\text{Volume Pori Total pada Batuan})}{(\text{Volume Total Batuan})} * 100\% \quad (1)$$

$$\phi_e = \frac{(\text{Volume Pori yang Berhubungan})}{(\text{Volume Total Batuan})} * 100\% \quad (2)$$

Perhitungan nilai porositas juga dapat dihitung berdasarkan data log densitas dan log neutron yang dapat dituliskan pada persamaan berikut:

$$Por Tot (\phi) = \frac{\phi D + \phi N}{2} \quad (3)$$

$$Por eff(\phi_e) = \sqrt{\frac{\phi D c^2 + \phi N c^2}{2}} \quad (4)$$

di mana:

$$\phi D c = \phi D - (\phi D Sh * Vsh) \quad (5)$$

$$\phi N c = \phi N - (\phi N Sh * Vsh) \quad (6)$$

$$(\phi D) = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (7)$$

dengan:

ρ_{ma} = Densitas Matriks batuan (g/cc)

ρ_f = Densitas Fluida (g/cc)

ϕD = Porositas Densitas

ϕN = Porositas Neutron

$\phi D c$ = Porositas Densitas koreksi

$\phi N c$ = Porositas Neutron Koreksi

$\phi D Sh$ = Porositas Densitas *Shale*

$\phi N Sh$ = Porositas Neutron *shale*

Vsh = Volume *shale* (%)

3.5 Neural Network

Neural network adalah suatu metode yang menggunakan data *input* dan data *output* untuk mencari hubungan statistik non linier, dari hasil hubungan tersebut akan disebarakan ke seluruh volume seismik. Salah satu metode *neural network* adalah MLFN (*Multi Layer Feedforward Neural Network*). Metode ini terdiri dari *layer input*, *hidden layer*, dan *layer output*. Setiap layer memiliki simpul, dan setiap simpul dari MLFN memiliki nilai bobot tertentu. MLFN juga disebut sebagai *back propagation neural network* (Hampson dan Russel, 2014).

4. METODOLOGI PENELITIAN

Pada penelitian ini, analisis dan pengolahan data dilakukan menggunakan metode *neural network MLFN (Multi Layer Feedforward Neural network)*. Metode ini dapat mencari hubungan non linier antara dua data yang tidak dapat di temukan menggunakan metode regresi biasa seperti regresi linier. Diagram alir proses penelitian dapat dilihat pada **Gambar 2**.

4.1 Well to Seismic Tie

Well to Seismic tie bertujuan untuk mengikat data sumur terhadap data seismik, hal ini dilakukan karena data seismik dan data log sumur berada pada domain yang berbeda, di mana data seismik berada pada domain waktu, sedangkan data log sumur berada pada domain kedalaman. Selain itu data log sumur dan data seismik memiliki datum pengukuran yang berbeda pula, sehingga diperlukan pengikatan data sumur terhadap data seismik untuk mengoreksi posisi sumur terhadap data seismik.

4.2 Koreksi *Checkshot*

Koreksi ini dilakukan untuk mengoreksi data *log sonic* dengan data *checkshot*, dengan bertujuan untuk mengorelasi data sumur yang memiliki domain kedalaman dengan data seismik yang memiliki domain waktu. Data *log sonic* dan data *checkshot* memiliki kelebihan dan kekurangan masing-masing, di mana data *log sonic* sangat rentan terhadap perubahan lokal, sedangkan data *checkshot* memiliki resolusi yang tidak sedetail data *log sonic*, sehingga dilakukan *checkshot correction* untuk saling menutupi kekurangan dua data tersebut.

4.3 Neural network

Pendekatan non linier hubungan statistik dari data input terhadap data output dengan arsitektur MLFN dapat dilihat pada **Gambar 3**. Setelah mendapatkan hubungan statistik dari data input terhadap data output, hubungan ini akan disebar ke seluruh volume seismik. *MLFN* juga disebut sebagai *back propagation neural network* (Hampson & Russel, 2014), di mana metode ini memiliki *activation function* yaitu:

$$\frac{1}{1+e^{-x}} \quad (8)$$

Pada penelitian ini dilakukan perhitungan nilai korelasi dan *prediction error* dengan arsitektur perhitungan *neural network* seperti pada Gambar 3 dan hasil perhitungan pada Gambar 5.

dengan

X_1, \dots, X_m = nilai atribut dari seismik
 W_1, \dots, W_m = bobot dalam pengolahan
 Y_1, \dots, Y_m = prediksi *neural network*

Untuk mendapatkan nilai *hidden Layer* (H_1, \dots, H_m) dilakukan dengan memanfaatkan *activation function*, sehingga didapatkan H_1, \dots, H_m :

$$\frac{1}{1+e^{-H_1, \dots, H_m}} \quad (9)$$

Untuk mendapatkan nilai Y_1, \dots, Y_m , digunakan persamaan berikut:

$$Y_1, \dots, Y_m = H_1.W_5 + \dots + H_m.W_m \quad (10)$$

Kemudian untuk mendapatkan nilai out Y_1, \dots, Y_m , digunakan juga *activation function*:

$$\frac{1}{1+e^{-y_1, \dots, y_m}} \quad (11)$$

Selanjutnya untuk menghitung nilai *error*, digunakan persamaan berikut:

$$E_{total} = \sum \frac{1}{m} (target - output)^2 \quad (12)$$

4.4 Blind test Analysis

Blind test analysis bertujuan untuk melihat seberapa baik hasil estimasi nilai porositas pada seluruh volume seismik pada daerah yang tidak diikuti pada *training* pengolahan,

5. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas pada penelitian ini dilakukan dengan tujuan melihat sebaran distribusi data dan korelasi antara properti impedansi akustik dan porositas. Setelah dilakukan proses analisis sensitivitas dari data sumur menggunakan nilai impedansi akustik dan porositas, pemisahan zona reservoir dan non reservoir dapat dilakukan. Pada **Gambar 4** terlihat bahwa perbedaan litologi batuan kurang sensitif terhadap perubahan nilai impedansi akustik, tetapi lebih sensitif terhadap perbedaan nilai porositas. Berdasarkan persebaran volume *shale* terlihat bahwa porositas yang tinggi berkorelasi dengan litologi *sand* yang ditunjukkan dengan nilai volume *shale* yang rendah, dan porositas yang rendah berkorelasi dengan litologi *shale* yang ditunjukkan dengan nilai volume *shale* yang lebih tinggi. Secara

analisis kualitatif, litologi *sand* dan *shale* dapat dipisahkan pada nilai porositas 0,20 atau 20%.

5.2 Well to Seismic Tie

Pada penelitian ini dilakukan proses *well to seismic tie* untuk tiga sumur yaitu sumur *ozza 1*, sumur *ozza 2*, dan sumur *ozza 3*. Setelah dilakukan *well to seismic tie* didapatkan nilai masing masing korelasi pada masing – masing sumur tersebut yaitu 0.77, 0.80, 0.75.

5.3 Neural network

Pada analisis *neural network* nilai korelasi *training* pada metode *neural network* yaitu sebesar 0,939. Hal ini menunjukkan bahwa nilai kemiripan dari data log porositas asli dan nilai porositas hasil prediksi pada titik yang sama dengan data log memiliki nilai kemiripan hingga 93.9 %. Nilai validasi pada penelitian ini sebesar 0.56, hal ini menunjukkan nilai validasi dari data log porositas hasil prediksi pada daerah yang tidak diikuti dalam *training* pengolahan sebesar 56%.

Perbandingan nilai pada log asli dengan log porositas hasil *neural network* dapat dilihat pada **Tabel 1**, di mana dari hasil penelitian terlihat bahwa semakin tinggi nilai porositas pada log asli, semakin tinggi juga nilai pada porositas *neural network*, begitupun sebaliknya.

Peta persebaran zona prospek hidrokarbon hasil prediksi porositas menggunakan metode *neural network* dapat dilihat pada **Gambar 6**, di mana nilai porositas yang lebih tinggi ditunjukkan dengan warna merah yang berada pada daerah barat daya daerah penelitian, sehingga saran untuk eksplorasi baru berada pada daerah barat daya penelitian yang memiliki porositas yang lebih tinggi dari daerah di sekelilingnya.

5.4 Blind test Analysis

Pada penelitian ini dilakukan *blind test* pada satu sumur yang tidak diikuti dalam pengolahan yang disebut sebagai sumur *blind test*. Peta persebaran zona prospek hidrokarbon hasil prediksi porositas menggunakan metode *neural network* memiliki nilai porositas yang lebih tinggi dibandingkan nilai pada daerah di sekelilingnya yang ditunjukkan dengan warna merah, dan perbandingan nilai pada log asli dengan log porositas hasil *neural network* dapat dilihat pada **Tabel 1**. Dari hasil penelitian didapatkan nilai prediksi porositas pada sumur *blind test* sebesar 0.213, dan nilai porositas asli dari sumur *blind test* tersebut adalah 0.21.

6. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan yang didapat pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Karakteristik reservoir *sand* pada Lapangan *Ozza* memiliki nilai porositas lebih dari 20%, dan untuk *shale* memiliki nilai porositas kurang dari 20%.
2. Pada analisis *neural network*, nilai korelasi *training* pada metode *neural network* didapatkan nilai sebesar 0,939 atau 93,9%. Sedangkan untuk nilai validasi memiliki nilai validasi sebesar 0,56 atau 56%.
3. Peta persebaran porositas pada daerah prospek memiliki nilai porositas yang lebih tinggi dibandingkan daerah di sekitarnya. Zona prospek untuk eksplorasi baru berada pada daerah barat daya daerah penelitian.

6.2 Saran

Adapun saran dalam penelitian ini adalah untuk menambah jumlah sumur yang diikuti dalam *training* pengolahan untuk menambah keakuratan

training data dan menambah jumlah sumur yang divalidasi sehingga menambah kevalidan dari hasil pengolahan.

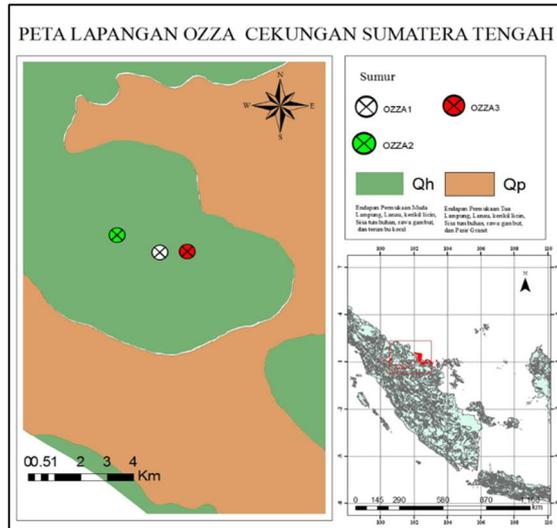
DAFTAR PUSTAKA

- Adelu, A.O., Aderemi, A.A., Akanji, A.O., Sanuade, O.A., Kaka, S.I., Afolabi, O., Olugbemiga, S., dan Oke, R., 2019, Application of 3D Static Modeling for Optimal Reservoir Characterization, *Journal of African Earth Sciences*, Vol. 152, Hal. 184-196.
- Eubank, R.T. dan Makki, A. C, 1981, Structural Geology of the Central Sumatra Basin, *Proceeding IPA 10th Annual Convention*, Hal. 285 – 317.
- Dewanto, O., 2018, *Well Logging Edisi-1*, Lampung, Pustaka Media.
- Hampson, D. dan Russell, B., 2014, *EMERGE Multi-Attribute Analysis Course Notes*, CGG Company.
- Heidrick, T. L. dan Aulia, K., 1993, A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin, Indonesia, *Proceedings Indonesian Petroleum Association, 22nd Annual Convention*, Jakarta.
- Mertosono, S. dan Nayoan, G.A.S, 1974, The Tertiary Basinal Area Of Central Sumatra, *Indonesian Petroleum Association. Proceedings 3th Annual Convention*, Jakarta, Hal. 63- 76.
- Schoen, J.H., 2011, *Physical Properties of Rocks: A Workbook*, Elsevier, USA.
- Schlumberger, 1958, *Log Interpretation Principles/Application*, Schlumberger Educational Services. Texas.
- Sukmono, S., 2000, *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*, Bandung, Departemen Teknik Geofisika, ITB.

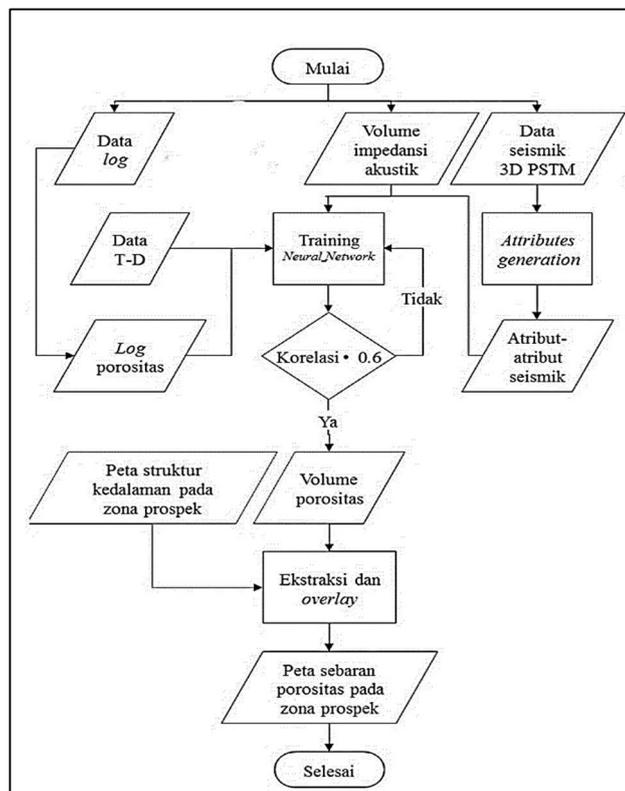
LAMPIRAN

Tabel 1. Perbandingan Nilai Porositas dari Log Asli dan Prediksi *Neural Network*

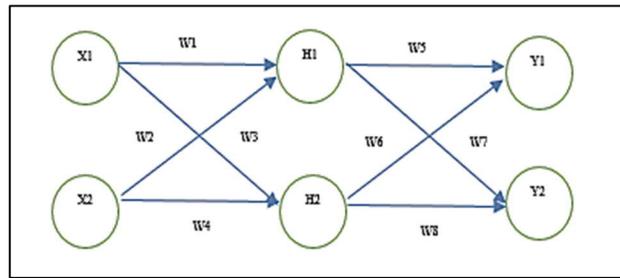
WELL	NILAI POROSITAS	NILAI POROSITAS PREDIKSI NEURAL NETWORK
A1	0.231	0.221
A2	0.24	0.25
A3	0.238	0.2373
Blind test	0.210	0.213



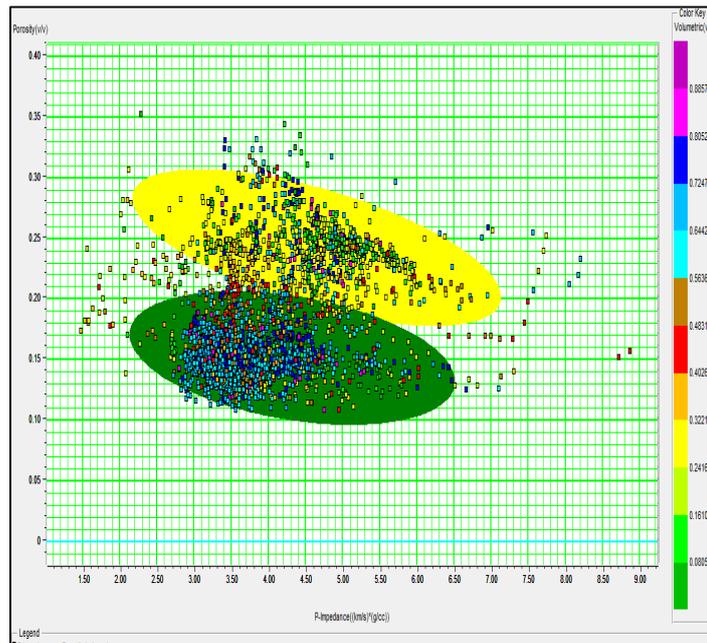
Gambar 1. Lokasi Penelitian



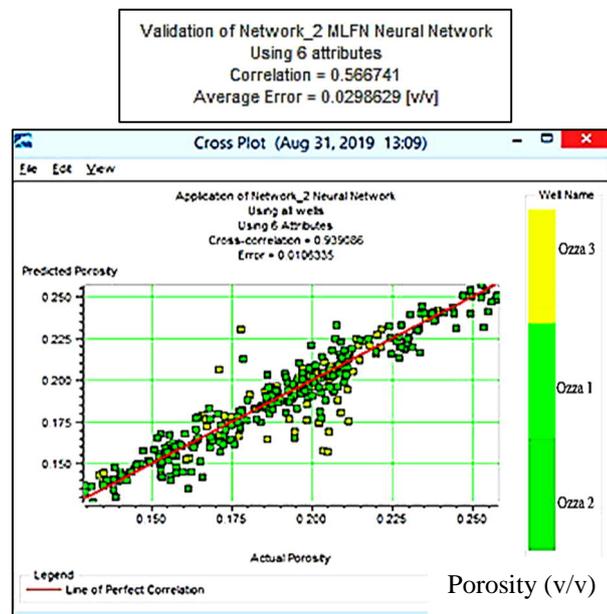
Gambar 2. Diagram Alir Penelitian *Neural network*.



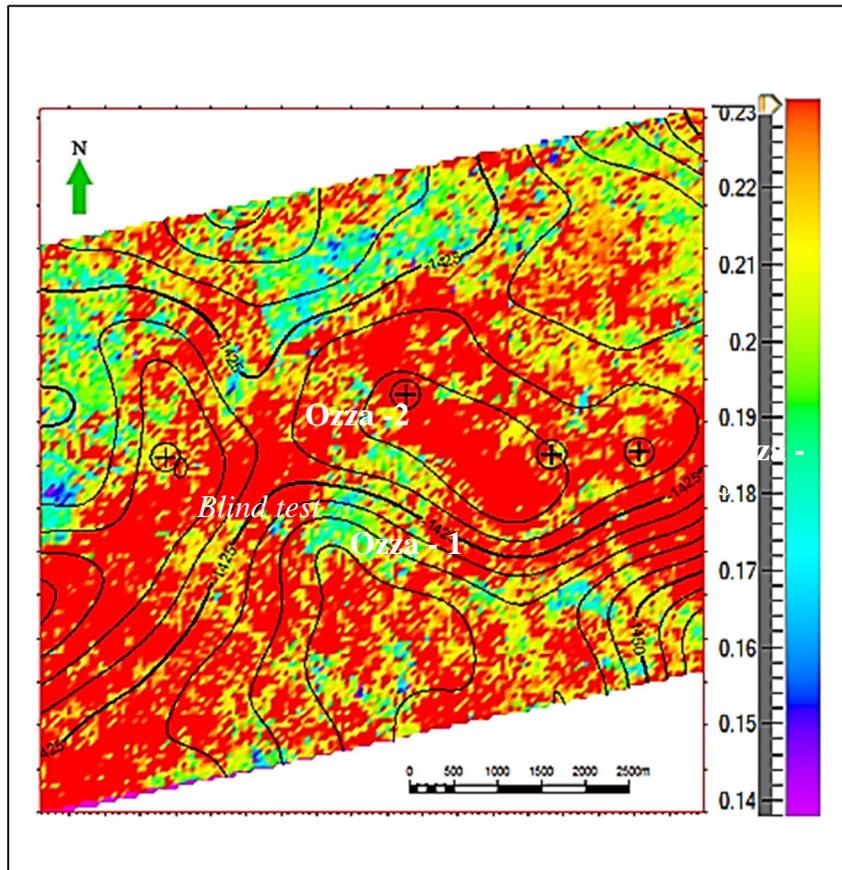
Gambar 3. Simulasi Arsitektur MLFN.



Gambar 4. Analisis Sensitivitas Terhadap Pemisahan Litologi Batuan.



Gambar 5. Nilai Korelasi antara Log Prediksi Neural network dengan Log Asli dari Sumur.



Gambar 6. Peta Persebaran Nilai Porositas Prediksi *Neural Network* Sumur *Blind test* pada Zona Reservoir Target.