

## IMAGE PROCESSING SAYATAN TIPIS BATUAN GAMPING DENGAN JARINGAN SYARAF TIRUAN (JST) MENGGUNAKAN MATLAB DAN LINUX (STUDI KASUS : RAJAMANDALA-PADALARANG)

JOHN ADLER

Program Studi Teknik Komputer - FTIK  
Universitas Komputer Indonesia

Batu gamping dikenal sebagai batuan karbonat adalah salah satu kelas batuan sedimen yang mineral pembentuknya (sebesar 95% atau lebih) adalah *calcite* ( $\text{CaCO}_3$ , kalsium karbonat), *dolomite* ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ) dan *aragonite*. Batuan karbonat ini menjadi sangat penting karena lebih dari 50% reservoir minyak dan gas di dunia adalah reservoir karbonat. Namun tantangannya adalah ketidakteraturan dan kompleksitas struktur geometri pori karbonat dan *frame* (rangka) yang bisa teralterasi (berubahnya komposisi mineral batuan dan struktur kimianya).

Pada penelitian ini, batuan akan dikarakterisasi menggunakan *thin section* (sayatan tipis) untuk mendapatkan gambar (*image*) berukuran 1000 mikrometer dengan bantuan mikroskop *electron*. Dengan metode baru, akan dikaji fenomena *Seismic Rock Physics* pada *thin section* yaitu menghitung kecepatan gelombang elastic pada suatu pori-pori batuan menggunakan Jaringan Syaraf Tiruan *Backpropagation*, merupakan salah satu jenis Jaringan Syaraf Tiruan (JST) *feed forward* dengan proses belajar dibimbing (*supervised learning*), berfungsi memilah-milah citra warna yang terdapat dalam image (metoda RGB, *Red-Green-Blue*). Metode pembelajaran yang dipakai adalah metode Levenberg-Marquardt.

*Kata kunci : Calcite, Thin Section, Jaringan Syaraf Tiruan, dan Levenberg-Marquardt*

### PENDAHULUAN

Reservoir gamping atau karbonat sangat berperan penting dalam produksi gas dan minyak. Indonesia merupakan salah satu negara yang kaya akan reservoir ini. Gamping termasuk salah satu jenis batuan sedimen yang paling umum diteliti karena batuan tersebut memiliki porositas yang lebih banyak daripada batuan *igneous* dan *metamorphic*, terlebih lagi porositas tersebut terbentuk pada kondisi suhu dimana hidrokarbon terpelihara didalamnya. Itulah mengapa reservoir gamping berperan

penting dalam produksi gas dan minyak [Feranie, 2008].

Sumber daya energi fosil (minyak) yang terletak di bawah permukaan bumi tersebut sulit untuk dicari. Kita tidak dapat memprediksi secara pasti keberadaannya untuk dieksplorasi. Para ahli kebumihmen meneliti dan mengembangkan berbagai macam metode untuk memprediksinya. Metode yang digunakan ada yang menggunakan gelombang seismik pantul hingga membuat well log. Akan tetapi presentase keberhasilan

untuk memprediksi keberadaan reservoir hidrokarbon tersebut masih kecil.

Para peneliti geologi dan perminyakan berusaha untuk dapat mengetahui karakteristik dari reservoir gamping terutama fenomena transport. Untuk mengetahui karakteristik gamping tidaklah mudah. Ini dikarenakan reservoir gamping dapat berskala sampai kilometer dan ciri utama dari reservoir karbonat adalah porositasnya yang heterogen di setiap skala panjang. Ketika memodelkan aliran fluida, secara umum tidaklah mungkin untuk mendapatkan data-data di seluruh skala panjang yaitu dari skala mikrometer (sampel pori karbonat) sampai skala kilometer (reservoir karbonat) [Feranie, 2008].

Dewasa ini teknik tersebut banyak dilakukan pada batuan karbonat. Batuan karbonat memiliki struktur yang sangat rumit dibandingkan batuan reservoir lainnya. Akan tetapi jumlah reservoir hidrokarbon di bumi sebagian besar berada pada batuan karbonat dengan presentase 60%. Oleh karena itu untuk memenuhi kebutuhan manusia akan sumber daya alam ini, studi tentang reservoir batuan karbonat sangat diperlukan.

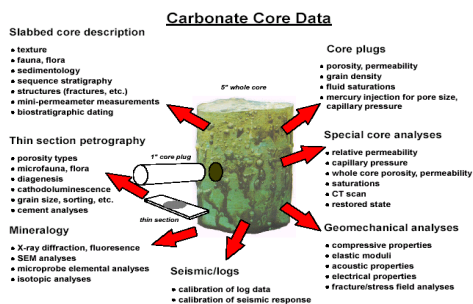
Ciri utama batuan karbonat (bahkan di skala mikroskopik) adalah porositasnya yang heterogen. Akibatnya, biasanya klasifikasi batuan karbonat pada umumnya berdasarkan porositas diantaranya: Dunham, Lucia, Cockette-Pray [Moore, 2002] dan besaran-besaran fisis batuan (khususnya permeabilitas) bergantung pada porositas [Pape, 1999].

Produk utama penelitian ini adalah mengenali *image* dengan bantuan program sesuai warna-warna mineral dan porositas reservoir karbonat, yang bisa diterapkan di daerah lain di dunia. Dari program ini diharapkan dapat memberikan gambaran sehingga dapat memprediksi secara rasional karakteristik

dari karbonat reservoir. Dengan diketahui karakteristik reservoir karbonat ini, diharapkan produksi gas dan perminyakan akan menjadi lebih efektif dan efisien.

## TINJAUAN PUSTAKA

Berdasarkan kejadian eksplorasi minyak bumi di daerah Donggala, Sulawesi Selatan dan sekitar pulau Madura yang diprediksi banyak memiliki sumber minyak bumi yang melimpah ruah, ternyata hanya menghasilkan sedikit minyak bumi. Para ahli geologi dan perminyakan Indonesia terkecoh oleh karakteristik batuan gamping tempat “emas hitam” itu berada. Yang tentu saja sangat merugikan dalam hal biaya, tenaga, dan lain-lain. Untuk itu dibutuhkan pengenalan awal dengan analisis mikrostruktur yaitu *Thin Slice*.



Gambar 1 Beberapa metode dalam karakterisasi batuan gamping

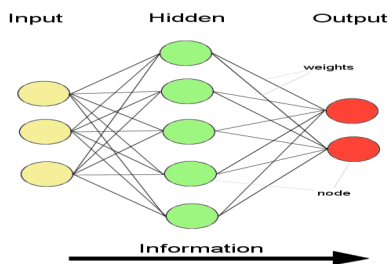
Dalam gambar di atas, riset difokuskan pada thin section petrography. Yaitu sistem sayatan tipis untuk mengamati batuan yang berukuran raksasa dapat diwakilkan dengan ukuran micrometer.

ANN sudah banyak diaplikasikan pada batuan gamping, diantaranya dengan memakai *Multiple Regression* untuk memprediksi kecepatan gelombang geser ( $V_s$ ) [Eskandaria, dkk, 2004], dengan bantuan citra satelit untuk mengenali dua warna secara hitam putih yaitu air dan bukan air berupa daratan [Siahaan, dkk, 2009], memprediksi nilai porositas dari Log sumur [Arabani, dkk, 2002], juga ANN lebih

akurat dibandingkan dengan software geologi dalam hal menentukan parameter petrofisika seperti porositas dan saturasi air [Tadayoni, dkk, 2002], juga cukup berhasil menghubungkan rumusan menghitung permeabilitas, porositas, dan ukuran pori dibandingkan dengan regresi linear. ANN juga salah satu alat penyelesaian masalah kompleks yang umumnya terjadi pada batuan gamping [Rezaee, dkk, 2006].

Dari *image* yang dihasilkan setelah preparasi sampel, akan dirancang suatu program pengenalan bermacam-macam warna yang dihasilkan *image* dengan Jaringan Syaraf Tiruan MATLAB menggunakan metoda *Back Propagation Levenberg-Marquardt*.

Jaringan Syaraf Tiruan merupakan teknologi yang lahir dari upaya manusia untuk mencari tahu bagaimana sistem koordinasi hewan terjadi, bagaimana syaraf bekerja, mengoptimasi diri, dan mampu menjadi pusat segala sistem hayati hewan. Suatu jaringan saraf tiruan memproses sejumlah besar informasi secara paralel dan terdistribusi, hal ini terinspirasi oleh model kerja otak biologis.



Gambar 2 Sampel Jaringan Backpropagation banyak lapisan

Pada gambar di atas, ada tiga lapisan utama jaringan backpropagation yaitu lapisan input, *hidden*, dan output. Lapisan input dari ekstraksi gambar akan menghitung umpan maju (*feed forward*) ke lapisan tersembunyi dan kemudian ke lapisan output. Setelah perhitungan eror

dalam lapisan output, erornya diback-propagasi lagi dalam masing-masing neuron yang akan dipindahkan hitungannya ke lapisan hidden yang mengupdate atau memperbarui masing-masing bobot dan bias. Proses ini diulang-ulang sampai diperoleh eror yang minimum dan kemudian pelatihannya berhenti.

### Arsitektur Jaringan Syaraf

Jaringan dengan banyak lapisan memiliki 1 atau lebih lapisan yang terletak diantara lapisan input dan lapisan output (memiliki 1 atau lebih lapisan tersembunyi). Umumnya, ada lapisan bobot-bobot yang terletak antara 2 lapisan yang bersebelahan. Jaringan dengan banyak lapisan ini dapat menyelesaikan permasalahan yang lebih sulit daripada jaringan dengan lapisan tunggal, tentu saja dengan pembelajaran yang lebih rumit. Namun demikian, pada banyak kasus, pembelajaran pada jaringan dengan banyak lapisan ini lebih sukses dalam menyelesaikan masalah.

Tipe pembelajaran dalam Jaringan Syaraf Tiruan, adalah **Pembelajaran terawasi (supervised learning)**

Metode pembelajaran pada jaringan syaraf disebut terawasi jika output yang diharapkan telah diketahui sebelumnya. Pada proses pembelajaran, satu pola input akan diberikan ke satu neuron pada lapisan input. Pola ini akan dirambatkan di sepanjang jaringan syaraf hingga sampai ke neuron pada lapisan output. Lapisan output ini akan membangkitkan pola output yang nantinya akan dicocokkan dengan pola output targetnya. Apabila terjadi perbedaan antara pola output hasil pembelajaran dengan pola target, maka disini akan muncul error. Apabila nilai error ini masih cukup besar, mengindikasikan bahwa masih perlu dilakukan lebih banyak pembelajaran lagi. Terdapat berbagai tipe pembelajaran terawasi beberapa diantaranya *Hebb Rule*, *Perceptron*, *Delta Rule*, *Backpropagation*, *Hetero*

*associative Memory, Bidirectional Associative Memory (BAM), Learning Vector Quantization (LVQ).*

Penelitian ini akan menggunakan propagasi balik (*backpropagation*) sebagai metode pembelajaran. Propagasi balik merupakan algoritma pembelajaran yang terawasi dan biasanya digunakan oleh perceptron dengan banyak lapisan untuk mengubah bobot-bobot yang terhubung dengan neuron-neuron yang ada pada lapisan tersembunyinya. Algoritma propagasi balik menggunakan error output untuk mengubah nilai bobot-bobotnya dalam arah mundur (*backward*). Untuk mendapatkan error ini, tahap perambatan maju (*forward propagation*) harus dikerjakan terlebih dahulu.

### Pengolahan Citra

Pengolahan citra adalah salah satu cabang dari ilmu informatika. Pengolahan citra berkuat pada usaha untuk melakukan transformasi suatu citra atau gambar menjadi citra lain dengan menggunakan teknik tertentu.

### Operasi pengolahan citra

Operasi yang dilakukan untuk mentransformasikan suatu citra menjadi citra lain dapat dikategorikan berdasarkan tujuan transformasi maupun cakupan operasi yang dilakukan terhadap citra.

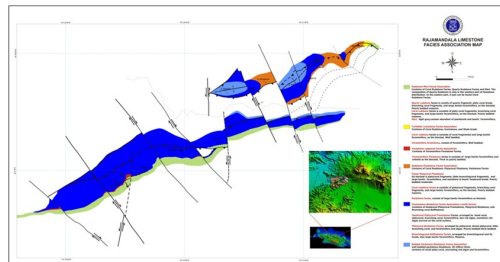
### Software LINUX dengan Seismic Unix (SU)

Bentuk tampilan program Linux dengan SU untuk menggunakan `sufdmod2_PML` (suatu pemodelan *Finite Difference* orde 2 untuk gelombang akustik) dengan memasukkan parameter-parameter sembarang (Lampiran 1).

### METODE PENELITIAN

Lokasi pengambilan sampel pada formasi Baturaja di daerah Rajamandala-Padalarang, Kabupaten Bandung Barat. Tapi yang akan diteliti hanya fokus pada

satu tempat yaitu daerah Cikamuning-Tagog Apu.



Gambar 3. Lokasi Penelitian

Metode yang digunakan dalam penelitian adalah metode *thin slice* (sayatan tipis) dengan ditaburi zat kimia Alizarine Red S dan Blue dye pada permukaan preparat untuk diamati di bawah mikroskop yang berguna untuk membedakan antar mineral pembentuk batuan (yang mana yang mineral kalsit dan dolomit) dan porositasnya. Hasil *thin slice* berupa *image* akan dijadikan input untuk dilatih dan dikenali di dalam program software MATLAB dan LINUX sebagai simulasinya.

Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini meliputi tiga pendekatan pokok yaitu :

1. Analisis teoritis, matematis dan fisis meliputi pengenalan konsep dasar pemodelan Jaringan Syaraf Tiruan (JST) sebagai salah satu metode yang sangat penting dalam pembuatan program menggunakan *back propagation* dan menjadi jembatan antara dua buah software MATLAB dan LINUX .
2. Studi literatur digunakan sebagai landasan dasar dan studi komparatif yang bertujuan untuk memperkuat dan melengkapi penelitian ini dengan studi pustaka, jurnal-jurnal nasional dan internasional, serta browsing ke situs-situs internet.
3. Preparasi sampel berbentuk bongkahan besar, meliputi pemotongan sampel menjadi ukuran yang lebih kecil, kemudian di sayat-

sayat tipis dengan alat penyayat, ditaburi zat kimia sehingga diperoleh *image* dalam bentuk \*.jpg. Sampel yang akan diteliti diambil di daerah Rajamandala-Padalarang, Kabupaten Bandung Barat.

Riset ini difokuskan pada analisis Mikrostruktur (struktur batuan berukuran mikrometer) saja yaitu metoda Thin Slice untuk menyelidiki pola citra warna dalam sebuah *image* untuk dilatih, sehingga didapatkan sebaran warna yang tepat untuk disimulasikan terhadap batuan reservoir gamping.



Gambar 4. Mikroskop Polarisasi –Kamera (atas) dan Komputer (bawah)

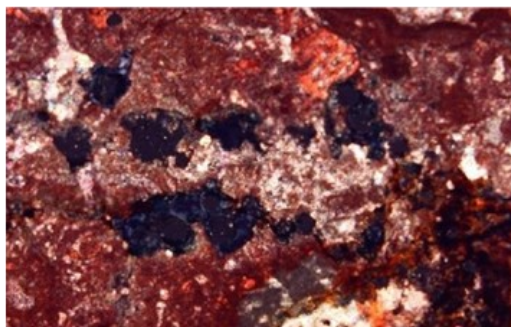
#### Prosedur Preparasi Sampel: pembuatan sayatan pipih (thin slice)

1. Potong sampel ukuran 6 cm x 3 cm x 3 mm
2. Haluskan permukaan sampel dengan bubuk karborundum mesh
3. Cuci sampel dan keringkan

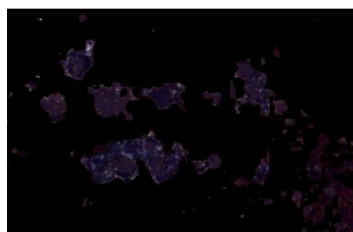
4. Tempel permukaan sampel pada kaca preparat 2,5 cm x 7,5 cm.

#### HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

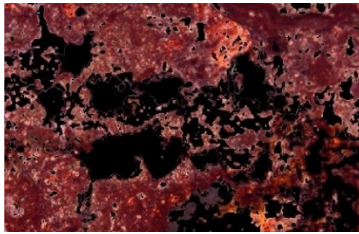
Data yang digunakan adalah citra RGB (matriksi 2 dimensi dengan 3 lapisan) dari thin section karbonat yang telah distain menggunakan *alizarin red s* sehingga mineral calcite dan dolomite tampak dalam warna berbeda dan menggunakan *blue dye* sehingga teridentifikasi warna biru sebagai warna pori-pori batuan. Dolomite dengan warna merah, calcite berwarna putih, dan pori berwarna biru. Citra ini kemudian dilatih di dalam software MATLAB dengan mengeksekusinya menggunakan list program yang telah dibuat. Sebagai input pelatihan dilakukan *cropping* pada area dolomite, calcite, dan pori. Input pelatihan diumpankan ke jaringan syaraf tiruan *backpropagation* dengan 6 *hidden layer*. Selanjutnya digunakan untuk pelatihan dengan metode Lavenberg-Marquadt. Output jaringan berupa matriksi 2 Dimensi dengan nilai target yang diberikan.



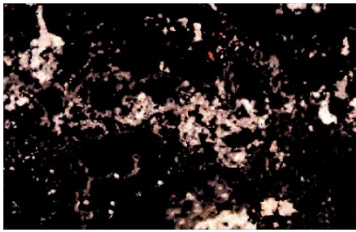
(a)



(b)

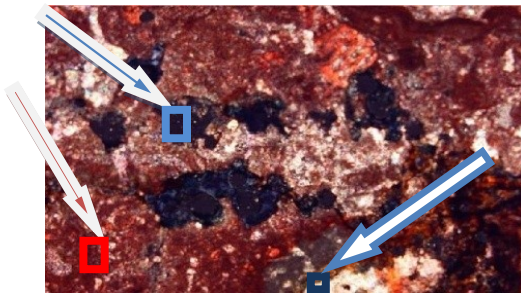


(c)



(d)

Gambar 5. Hasil identifikasi warna setelah running program MATLAB : (a). citra asli (b) mengenali warna biru dari citra asli (c) mengenali warna merah dari citra asli (d) mengenali warna putih dari citra asli



Gambar 6. Ilustrasi pengambilan data pelatihan untuk Dolomite, Calcite, dan Pori

Pada gambar di atas, persegiempat menunjukkan suatu cropping pada area yang merepresentasikan bagian citra yang merupakan mineral Dolomite, mineral Calcite, dan Pori-pori batuan. Dolomite di crop sebanyak 5 kali, Calcite di crop sebanyak 5 kali, dan Pori dicrop juga sebanyak 5 kali (Lampiran 2).

Dengan mengkonversi 3 buah nilai matriks

di atas dengan suatu konstanta nilai kecepatan (m/s), didapatkan nilai kecepatan untuk pori 1500 m/s (warna biru), untuk *dolomite* 6927 m/s (warna merah), dan untuk *calcite* 6264 m/s (warna putih).

Matriks output dijadikan sebagai data input untuk pemodelan *finite difference* elastik. Perambatan gelombang elastik di *Seismic Unix* menggunakan model kecepatan yang diperoleh jaringan. Sedangkan output *Seismic Unix* berupa seismogram, dan *snapshot* perambatan gelombang elastik.

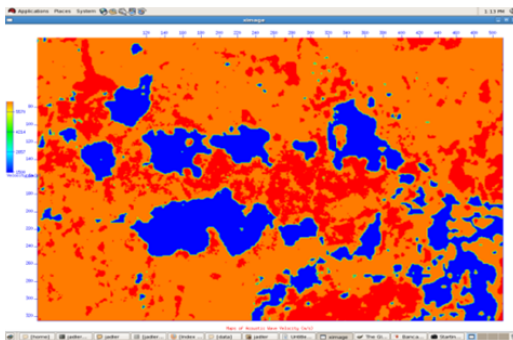
### Analisis Peta Kecepatan Gelombang Elastik

Kecepatan gelombang elastik pada mineral karbonat, Calcite dan Dolomite, serta pada Pori telah diketahui. Pada tabel terdapat beberapa nilai kecepatan mineral Calcite dan Dolomite namun hanya satu nilai saja yang akan digunakan. Kecepatan gelombang pada pori adalah sebesar 1500 m/s, pada Calcite adalah sebesar 6264.73 m/s  $\approx$  6265 m/s, dan pada Dolomite sebesar 6927.2 m/s  $\approx$  6927 m/s. Kecepatan pada Pori diasumsikan merupakan kecepatan gelombang elastik di air. Artinya diasumsikan bahwa pori pada citra seluruhnya diisi oleh air.

Matriks 384x521 yang bernilai 1 sampai 3 yang dikenali oleh jaringan kemudian diolah lebih lanjut untuk mendapatkan matriks kecepatan gelombang elastik. Nilai 1 yang merepresentasikan pori kemudian diubah menjadi 1500, nilai 2 yang merepresentasikan Dolomite diubah menjadi 6927, dan nilai 3 yang merepresentasikan Calcite diubah menjadi 6265. Hasil substitusi ini merupakan matriks kecepatan pada thin section dengan ukuran 384x521 dan bernilai 1500, 6265, dan 6927. Matriks ini kemudian di olah menjadi citra peta kecepatan yang disajikan sebagai berikut.

Tabel 1. Data dua mineral utama yaitu Calcite ( $\text{CaCO}_3$ ) dan Dolomite ( $\text{Ca (Mg)CO}_3$ ), konstanta elastic serta kecepatan gelombang seismic (Gelombang-P dan Gelombang-S)

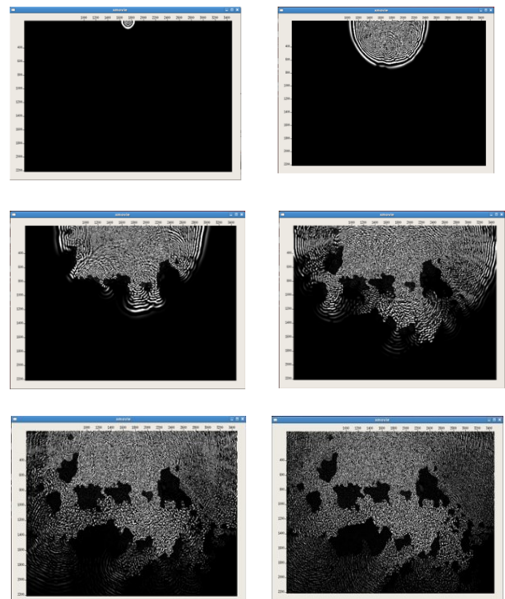
	Density (gr/cm <sup>3</sup> )	Mod. Bulk (Gpa)	Mod. Geser (Gpa)	Vp (m/s)	Vs (m/s)
<b>Calcite</b>	2.71	76.8	32	6639.55125	3436.294
	2.7	63.7	31.7	<b>6264.73572</b>	3426.476
	2.71	70.2	29	6338.15444	3271.255
	2.71	74.8	30.6	6531.21938	3360.285
	2.71	68.3	28.3	6255.13319	3231.533
<b>Dolomite</b>	2.87	94.9	45	7346.57236	3959.728
	2.88	69.4	51.6	<b>6927.20081</b>	4232.808
	2.87	76.4	49.7	7050.50636	4161.379



Gambar 7. Peta Kecepatan Gelombang elastik (m/s) dengan LINUX.

Pada gambar di atas warna merah bernilai 6265 m/s, warna biru bernilai 1500 m/s, dan warna coklat bernilai 6927 m/s. Nilai-nilai ini sebagai nilai input buat pemodelan dengan bantuan software yang kedua (SU, Seismic Unix dengan program fdmod2\_pml yaitu finite difference modeling orde-2 untuk persamaan gelombang elastik dengan *Perfectly Matched Layer*).

Berikut ini perambatan gelombang dengan frekuensi = 1000Hz, dan titik sumber (1737;0) :



Gambar 8. Sampel Bancana1 (BNC1) dengan titik sumber (1737;0) ilustrasi perambatan gelombang seismic

## KESIMPULAN DAN SARAN

Ada beberapa kesimpulan yang di dapat dalam penelitian ini, diantaranya :

1. Jaringan Syaraf Tiruan *backpropagation* (terdiri dari 6 hidden layer, tiga target, serta 10 vektor input) mampu mengenali mineral Dolomite, mineral Calcite, dan pori pada batuan karbonat berdasarkan warna. Jaringan ini dapat belajar dengan baik (konvergensi pada epoch ke-25). Output pengujian jaringan berupa matrik 384x521 dengan nilai 1 untuk pori, 2 untuk Dolomite, dan 3 untuk Calcite. Nilai matriks ini kemudian dikonversi dengan nilai kecepatan gelombang elastik di dalam pori (1500 m/s), dolomite (6927 m/s), dan calcite (6265 m/s). Matriks hasil substitusi kemudian diolah menjadi citra berupa peta kecepatan gelombang elastik. Dengan menggunakan Seismic Unix (SU), matriks diolah menjadi model kecepatan dan dirambatkan gelombang elastik.
2. Pemodelan dengan *finite difference* orde dua menghasilkan *movie* perambatan gelombang elastik untuk berbagai frekuensi. Fenomena Difraksi dan Dispersi Gelombang teramati melalui pemodelan. Difraksi terjadi akibat gelombang melalui medium pori dengan ukuran kecil dan impedansi elastik yang rendah relatif terhadap medium di sekitarnya. Fenomena dispersi yang terjadi adalah dispersi positif, di mana kecepatan gelombang meningkat seiring peningkatan frekuensi sumber.

## Saran

1. Sebaiknya suatu hidrokarbon dikenali sendiri sebagai bagian terpisah sehingga pola yang digunakan untuk latihan terdeterminasi dengan baik.
2. Sebaiknya digunakan *hidden layer* dalam jumlah yang lebih banyak sehingga jaringan mampu belajar

dengan lebih baik lagi.

## REFERENSI

- Adler, John., 2009, *Microstructure Analyze of Carbonate Reservoir Rock at Parigi Formation (Area Palimanan-Cirebon)*, The 3<sup>rd</sup> Asian Physics Symposium (APS 2009), ITB
- Aprilian, S. S., 2001, *Implementasi Reservoir Management untuk Reservoir Karbonat : Studi kasus Lapangan Sopa*, Pertamina OEP Prabumulih.
- Arabani, M. Seddigh., and Nabi-Bidhendi, M., 2002, *Porosity Prediction from Wireline Logs Using Artificial Neural Networks: a Case Study in north-east of Iran*, Iranian Int. J. Sci. 3(2), 2002, p. 221-233
- Eskandaria, H., Rezaee, M. R., and Mohamadnia, M., 2004, *Application of Multiple Regression and Artificial Neural Network Technique to Predict Shear Wave Velocity from Wireline Log Data for a Carbonate Reservoir, South-West Iran*, CSEG Recorder, pp 42-48
- Feranie, S., 2008, *Pemodelan Fractal Untuk Karbonat*, Disertasi, ITB, Bandung.
- Koesoemadinata, 1987, R. P., *Kursus Reef Carbonate Exploration*, Program IWPL-Migas, Jakarta.
- Mavko, G., Mukerji, T., dan Dvorkin, J., 1999, *The Rock Physics Handbook : Tools for Seismic Analysis in Porous Media*, Cambridge University, 168-235.
- Moore, C. H., 2002, *Carbonate Reservoirs. Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Straigraphic Framework*. Penerbit Elsevier.
- Pape, H. et al, 1999, *Permeability prediction based on fractal pore-space geometry*, Geophysics, Vol. 64, No. 5, P. 1447-1460.
- Rezaee, M. R., Jafari, A., and Kazemzadeh, E., 2006, *Relationships between permeability, porosity and pore throat size in carbonate rocks using regression analysis and neural networks*, J. Geophys. Eng., 3, 370-376.



- Sapiie, B., Anshory, R., Susilo, S., dan Putri, 2007, *Relationship between Fracture Distribution and Carbonate Facies in the Rajamandala Limestone of West Java Region*, Proceeding Indonesian Petroleum Association, Bandung.
- Scholle, P., dan Ulmer-Scholle, D., 2006, *Colour Guide to Petrography of Carbonate Rocks : AAPG Memoir, 77*, pp 474.
- Siahaan, K. R., dan Nurhandoko, B. E. B., 2009, *Water Zone Pattern Recognition on Cirata's Satellite Image with Levenberg-Marquardt Backpropagation method as the Artificial Neural Network Intelligence Systems*, Proceedings of the 3<sup>rd</sup> Asian Physics Symposium (APS 2009), Bandung.
- Suarga, 2007, *Fisika Komputasi : Solusi problema Fisika dengan Matlab*, Penerbit Andi, Yogyakarta.
- Tadayoni, M., Yadegari, H., and Khah, N. K. F., *a Comparison of Geolog Software and Neural Network for Predicting Reservoirs Properties in X Oil Field Located in South-West of Iran*, 14<sup>th</sup> International Oil, Gas, and Petrochemical Congress.
- Tucker, M. E., Wright, V. P., dan Dickson, J. A. D., 1999, *Carbonate Sedimentology*, Cambridge University.
- Wang, Z., 1997, *Seismic Properties of Carbonate Rocks : Carbonate Seismology*, Ed. : Palaz, I., Marfurt, K. J., Geophysical Developments, 6, 29-52.

**Lampiran 1**

```

SUFDMOD2_PML - Finite-Difference MODELing (2nd order) for acoustic wave
equation with PML absorbing boundary conditions.
Caveat: experimental PML absorbing boundary condition version,
may be buggy!

sufdmod2_pml <vfile >wfile nx= nz= tmax= xs= zs= [optional parameters]

Required Parameters:
<vfile      file containing velocity[nx][nz]
>wfile      file containing waves[nx][nz] for time steps
nx=         number of x samples (2nd dimension)
nz=         number of z samples (1st dimension)
xs=         x coordinates of source
zs=         z coordinates of source
tmax=       maximum time

Optional Parameters:
nt=1+tmax/dt      number of time samples (dt determined for stability)
mt=1              number of time steps (dt) per output time step

dx=1.0          x sampling interval
fx=0.0          first x sample
dz=1.0          z sampling interval
fz=0.0          first z sample

fmax = vmin/(10.0*h)  maximum frequency in source wavelet
fpeak=0.5*fmax peak frequency in ricker wavelet

dfile=         input file containing density[nx][nz]
vsx=          x coordinate of vertical line of seismograms
hsz=          z coordinate of horizontal line of seismograms
vsfile=       output file for vertical line of seismograms[nz][nt]
hsfile=       output file for horizontal line of seismograms[nx][nt]
ssfile=       output file for source point seismograms[nt]
verbose=0     =1 for diagnostic messages, =2 for more

abs=1,1,1,1   Absorbing boundary conditions on top,left,bottom,right
               sides of the model.
               =0,1,1,1 for free surface condition on the top

...PML parameters...
pml_max=1000.0 PML absorption parameter
pml_thick=0    half-thickness of pml layer (0 = do not use PML)

Notes:
This program uses the traditional explicit second order differencing
method.

Two different absorbing boundary condition schemes are available. The
first is a traditional absorbing boundary condition scheme created by
Hale, 1990. The second is based on the perfectly matched layer (PML)
method of Berenger, 1995.

```

Lampiran 2

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
196	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	3	3
197	2	2	2	2	1	2	2	1	1	3	2	3
198	2	3	2	2	2	1	1	1	3	2	2	3
199	2	2	3	2	2	1	2	2	1	2	2	2
200	2	2	3	2	2	1	1	1	2	2	3	2
201	2	3	2	2	2	1	2	2	2	3	3	2
202	3	3	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3
203	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
204	2	2	2	2	2	2	2	2	3	2	3	3
205	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
206	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
207	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
208	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	2
209	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
210	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
211	1	1	1	2	2	2	2	3	3	2	2	2
212	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	3	3
213	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3
214	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3
215	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
216	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
217	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3
218	2	2	3	2	2	2	3	2	2	3	2	3

Book1 - Microsoft Excel

Home Insert Page Layout Formulas Data Review View Add-Ins Nitro PDF

Clipboard: Cut, Copy, Paste, Format Painter

Font: Calibri, 11, Bold, Italic, Underline, Text Color, Background Color

Alignment: Wrap Text, Merge & Center

Number: General, Percentage, Decimal, Fraction

Styles: Conditional Formatting, Format as Table, Cell Styles

Cells: Insert, Delete, Format, Clear, Sort & Filter, AutoSum

	EI	EJ	EK	EL	EM	EN	EO	EP	EQ	ER	ES	ET	EU	EV	EW	EX	EY	EZ
217	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
218	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
219	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
220	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
221	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
222	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
223	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
224	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
225	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
226	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
227	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
228	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
229	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
230	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
231	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
232	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
233	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
234	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
235	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
236	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
237	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
238	6264	6264	6264	6264	6264	6264	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500

