



UNIVERSITAS INDONESIA

**PREDIKSI PENYEBARAN LATERAL SATURASI AIR DARI
ATRIBUT SEISMİK DENGAN MENGGUNAKAN METODE
ARTIFICIAL NEURAL NETWORK PADA LAPANGAN
BOONSVILLE**

SKRIPSI

M. RIZQY SEPTYANDY

0806452526

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
JUNI 2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**PREDIKSI PENYEBARAN LATERAL SATURASI AIR DARI
ATRIBUT SEISMİK DENGAN MENGGUNAKAN METODE
ARTIFICIAL NEURAL NETWORK PADA LAPANGAN
BOONSVILLE**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains

M. RIZQY SEPTYANDY

0806452526

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
JUNI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri,
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar.



Nama : M. Rizqy Septyandy
NPM : 0806452526
Tanda Tangan : 
Tanggal : 4 Juni 2012

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan Oleh

Nama : M. Rizqy Septyandy
N P M : 0806452526
Program Studi : Fisika
Peminatan : Geofisika
Judul Skripsi : Prediksi Penyebaran Lateral Saturasi Air dari
Atribut Seismik dengan Menggunakan
Metode *Artificial Neural Network* pada
Lapangan Boonsville

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Sains pada Program Studi Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr.rer.nat Abdul Haris (.....)

Penguji I : Dr. Dede Djuhana (.....)

Penguji II : Dr. Waluyo (.....)

Ditetapkan di : Depok
Tanggal : 4 Juni 2012

HALAMAN PERSEMBAHAN

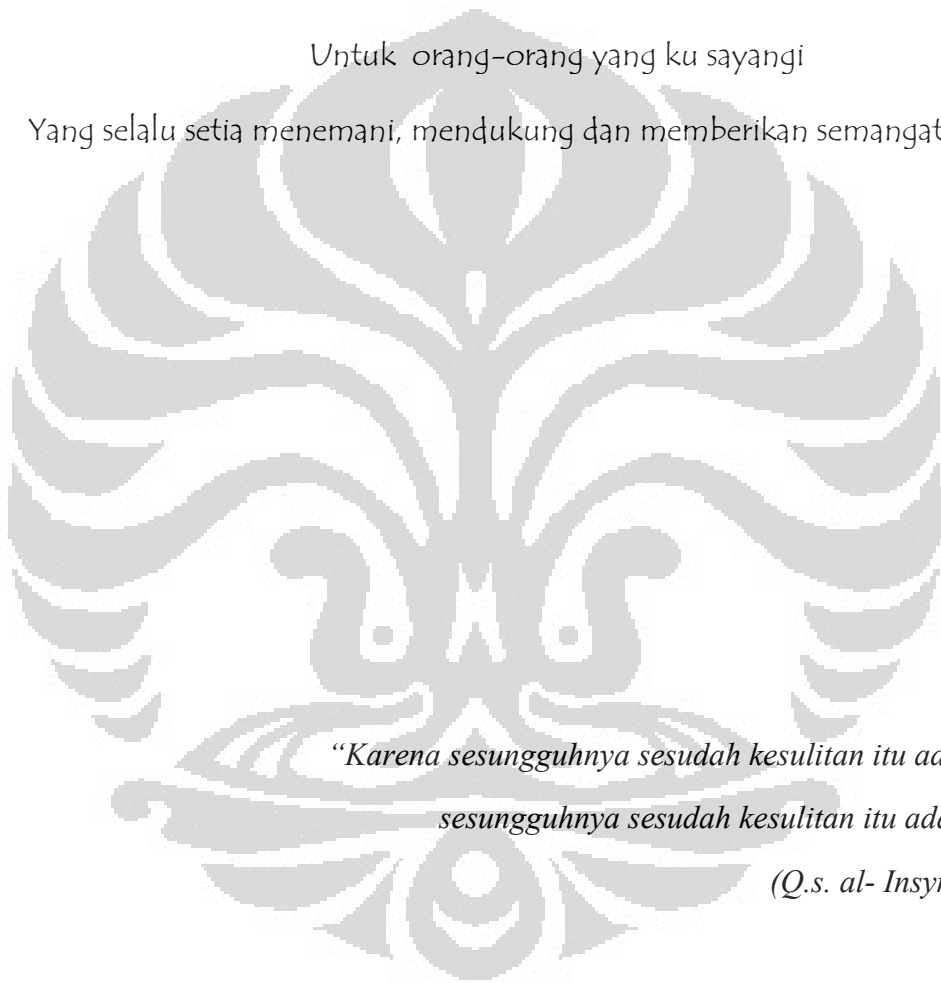
بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Dengan kerendahan dan ketulusan hati

Aku persembahkan karya ku ini

Untuk orang-orang yang ku sayangi

Yang selalu setia menemani, mendukung dan memberikan semangat setiap saat



*“Karena sesungguhnya sesudah kesulitan itu ada kemudahan,
sesungguhnya sesudah kesulitan itu ada kemudahan”*

(Q.s. al- Insyrah [94]: 5-6).

*“Ya Allah Ya Tuhan kami, janganlah Engkau bebankan kepada kami
beban yang berat sebagaimana Engkau bebankan
kepada orang-orang sebelum kami.*

*Ya Allah Ya Tuhan kami, janganlah Engkau pikulkan kepada kami
apa yang tak sanggup kami memikulnya.....”*

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur bagi Allah SWT yang telah mengizinkan penulis menyelesaikan tugas akhir dan penyusunan tugas akhir ini dengan judul “Prediksi Penyebaran Lateral Saturasi Air dari Atribut Seismik dengan Menggunakan Metode *Artificial Neural Network* pada Lapangan Boonsville”. Sholawat serta salam senantiasa tercurah kepada Baginda besar Nabi Muhammad SAW, beserta segenap keluarga, sahabat dan pengikut setia beliau.

Penulisan tugas akhir ini dilakukan dengan tujuan untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Sains Jurusan Fisika pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia.

Dalam penulisan tugas akhir ini penulis telah banyak mendapat bantuan dari berbagai pihak, maka pada kesempatan ini penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua penulis, Budhi Dharma Irnanto dan Heny Puspitawati serta seluruh keluarga terutama adik penulis, M. Naufal Arisyi yang senantiasa memberi doa dan semangat kepada penulis.
2. Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku Pembimbing tugas akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktu dan tenaga untuk memberikan pengarahan dan bimbingan kepada penulis.
3. Dr. Dede Djuhana dan Dr. Waluyo selaku Penguji sidang tugas akhir yang telah menyempatkan waktunya untuk memberikan pengarahan terhadap tugas akhir yang dibuat oleh penulis.
4. Prof. Dr. Suprajitno Munadi selaku Pembimbing teknis yang telah memberikan banyak pengarahan selama tugas akhir ini berlangsung.
5. Dr. Yunus Daud, Dr. Supriyanto, Drs. M. Syamsu Rosid Ph.D selaku dosen peminatan geofisika yang telah memberikan banyak ilmu dan arahan yang sangat berharga.
6. Seluruh Dosen dan Staf Departemen Fisika UI, Mbak Ratna dan Pak Mardi atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.

7. Abdullah Nurhasan M.Si, Musyafar Kudri Zain S.Si, dan Aliyus Syani S.Si yang telah memberikan bimbingan terhadap tugas akhir penulis sehingga dapat diselesaikan tepat waktu.
8. Agus Riyanto, Chrisnawaty Sirait, Qonita Amriyah, Indah Permata Sari, dan Sari Widyanti selaku rekan seperjuangan tugas akhir penulis yang banyak membantu memberikan masukan dalam pengerjaan tugas akhir ini.
9. Teman-teman geofisika 2008 terutama Fikri Fahmi, Primaditaningtyas Waharasto, Achmad Andi Kaswandi, Gunawan Setiono, dan Tubagus Fatwa Perkasa yang banyak memberikan bantuan terhadap penulis baik materi, buku, maupun moril selama pengerjaan tugas akhir ini.
10. Teman-teman fisika angkatan 2008 terutama Rino Yudiargo, Muamar Khadafi, Gandi, Adam, Yan, dan Fino yang jadi teman-teman dekat penulis semoga segera lulus.
11. Anak Puri M17, JB, Riki, Rangga, Gangga, Tom, Byan, dan Wilem yang telah berbagi waktu, makanan, kendaraan, baik dalam suka maupun duka.
12. Fahmi Maulida yang selalu memberikan penulis semangat yang luar biasa untuk bisa menyelesaikan tugas akhir ini.
13. Motor Karisma 125D B 6736 TOA dan Notebook Toshiba L635 yang dengan setia membantu penulis mengerjakan tugas akhir ini.
14. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

Semoga Allah membalas jasa semua pihak tersebut dengan sebaik-baiknya. Penulis juga menyadari bahwa tugas akhir ini masih jauh dari sempurna, oleh karena itu perlulah kiranya saran dan kritik yang membangun demi perbaikan pada masa mendatang. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Penulis
2012

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : M. Rizqy Septyandy
NPM : 0806452526
Program Studi : S1 - Reguler Fisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis karya : Skripsi

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia Hak Bebas Royalti Non-eksklusif (*Non-exclusive Royalty - Free Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul :

PREDIKSI PENYEBARAN LATERAL SATURASI AIR DARI ATRIBUT SEISMIK
MENGUNAKAN METODE *ARTIFICIAL NEURAL NETWORK* PADA LAPANGAN
BOONSVILLE

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Non-eksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmediakan / memformatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada tanggal : 4 Juni 2012

Yang menyatakan



(M. Rizqy Septyandy)

ABSTRAK

Nama : M. Rizqy Septyandy
Program Studi : S1 - Reguler Fisika
Judul : Prediksi Penyebaran Lateral Saturasi Air dari Atribut Seismik dengan Menggunakan Metode *Artificial Neural Network* pada Lapangan Boonsville

Atribut seismik merupakan informasi yang diperoleh dari data seismik yang dapat digunakan untuk memprediksi suatu target petrofisika baik secara numerik maupun analitik. Walaupun hubungan antara atribut seismik dengan karakteristik suatu batuan dan reservoir tidak dapat didefinisikan secara spesifik, banyak sumber yang menunjukkan bahwa atribut seismik merupakan salah satu parameter untuk mengklasifikasikan karakter dari suatu batuan. Skripsi ini menunjukkan hasil proses yang dilakukan oleh ANN yang dapat membuat suatu hubungan antara atribut seismik dengan saturasi air (Sw). Tujuan utama penelitian ini adalah memprediksi penyebaran lateral saturasi air (Sw) yang diperoleh dari atribut seismik. Pada tahap awal, hubungan antara log saturasi air (Sw) dengan satu tras seismik yang berhimpit ditentukan dengan menggunakan metode ANN. Setelah jaringan terbentuk, metode tersebut diterapkan untuk seluruh tras seismik yang ada pada suatu volume seismik. Atribut seismik yang dijadikan masukan adalah amplitudo, impedansi akustik, frekuensi sesaat, dan kuat refleksi (amplitudo sesaat). Jaringan yang digunakan adalah *Backpropagation* dengan 5 lapisan yang masing-masing memiliki 40, 30, 20, 10 dan 1 neuron. Metode pelatihannya menggunakan metode *resilent backpropagation*. Hasil proses jaringan ini memiliki nilai korelasi 96 % dengan nilai validasi sebesar 60 % dan nilai rata-rata *error* kuadrat (rmse) 3.01 %.

Kata Kunci : Amplitudo, Impedansi Akustik, Frekuensi Sesaat, Kuat Refleksi, *Backpropagation Artificial Neural Network*, Saturasi Air
xvi +72 halaman ; 56 gambar; 4 tabel
Daftar Acuan : 22 (1989 - 2012)

ABSTRACT

Name : M. Rizqy Septyandy
Program Study : S1 - Reguler Physics
Title : Prediction of Water Saturation Distribution
from Seismic Attributes by Using Artificial Neural Network
Method in Boonsville Field

A seismic attribute information, which is obtained from seismic data, can be used to predict petrophysical properties analytically as well as numerically. Although the relationship between seismic attributes with rock properties can not be specifically defined, many papers indicated that seismic attributes can be used to characterize the rock. This work shows the application of ANN algorithm to generate the relationship between seismic attributes and water saturation (S_w). The main objective of this study is to predict the lateral distribution of water saturation (S_w), which is derived from seismic data. The first step, the relationship between water saturation (S_w) and a trace seismic, which coincide with well log data, is determined using the ANN. After the network is defined, the method can then be applied to all existing seismic traces in a seismic volume. The input of seismic attributes is amplitude, acoustic impedance, instantaneous frequency, and reflection strength (amplitude envelope). We use bacpropagation network with 5 layers each having 40, 30, 20, 10 and 1 neuron. The training method is resilient backpropagation. This network produces good agreement between predicted water saturation (S_w) and targeted water saturation (S_w), which is indicated by correlation coefficient of 96 %, validation coefficient of 60 % and root mean square error (rmse) of 3.01 %.

Keyword : Amplitude, Acoustic Impedance, Instantaneous Frequency,
Reflection Strength, Backpropagation Artificial Neural Network,
Water Saturation
xvi +72 pages ; 56 pictures; 4 tables
Bibliography : 22 (1989 - 2012)

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN	iv
KATA PENGANTAR	v
HALAMAN PERNYATAAN PERSUTUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS	vii
ABSTRAK	viii
ABSTRACT	ix
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xvi
BAB 1. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	3
1.3 Batasan Masalah	3
1.4 Metodologi Penelitian	4
1.5 Sistematika Penulisan	5
BAB 2. TINJAUAN GEOLOGI DAN TEORI DASAR	
2.1 Kondisi Geologi Daerah penelitian	6
2.1.1 Geologi Regional Lapangan Boonsville	6
2.1.2 Stratigrafi dan Litologi	7
2.1.3 Karakteristik Reservoar	9
2.1.4 Analisa Batuan Inti	10
2.1.5 Sejarah Produksi	11
2.2 Log Saturasi Air	12
2.2.1 Saturasi Air dari Log Resistivitas	16

2.2.2 Saturasi Air dari Log Densitas	19
2.2.3 Saturasi Air dari Log Sonik	21
2.3 Atribut Seismik	23
2.3.1 Atribut Amplitudo	24
2.3.2 Atribut Impedansi Akustik.....	26
2.3.3 Atribut Frekuensi Sesaat	33
2.3.4 Atribut Kuat Refleksi (Amplitudo Sesaat)	36

BAB 3. ARTIFICIAL NEURAL NETWORK

3.1 Peran ANN dalam Bidang Geosains	40
3.2 Jenis-jenis ANN	41
3.3 Keunggulan BP-ANN	41
3.4 Struktur BP-ANN	
3.4.1 Model Syaraf	42
3.4.1.1 Jaringan Masukan Tunggal	42
3.4.1.2 Jaringan Multi-Masukan	43
3.4.2. Struktur Jaringan	45
3.4.2.1 Lapisan Syaraf	45
3.5 Neuron Multi-Lapisan	46
3.6 <i>Backpropagation</i>	47
3.7 Generalisasi	48

BAB 4. IMPLEMENTASI ARTIFICIAL NEURAL NETWORK

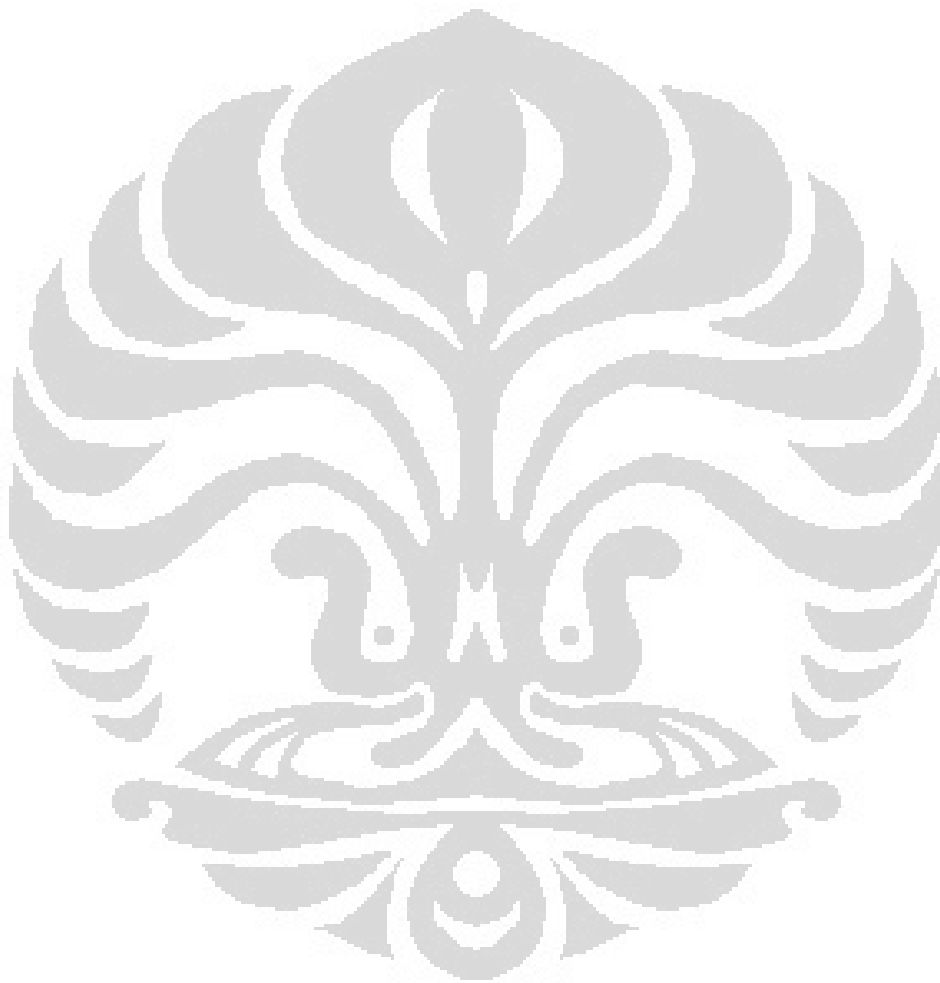
4.1 Data Masukan dan Target	51
4.2 Pelatihan BP-ANN	53
4.3 Struktur Jaringan	54
4.3.1 Fungsi Transfer	54
4.3.2 Rentang Kedalaman / Waktu	56
4.4 Hasil	58
4.5 Analisa	66

BAB 5. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan	71
5.2. Saran	72

DAFTAR ACUAN

LAMPIRAN



DAFTAR GAMBAR

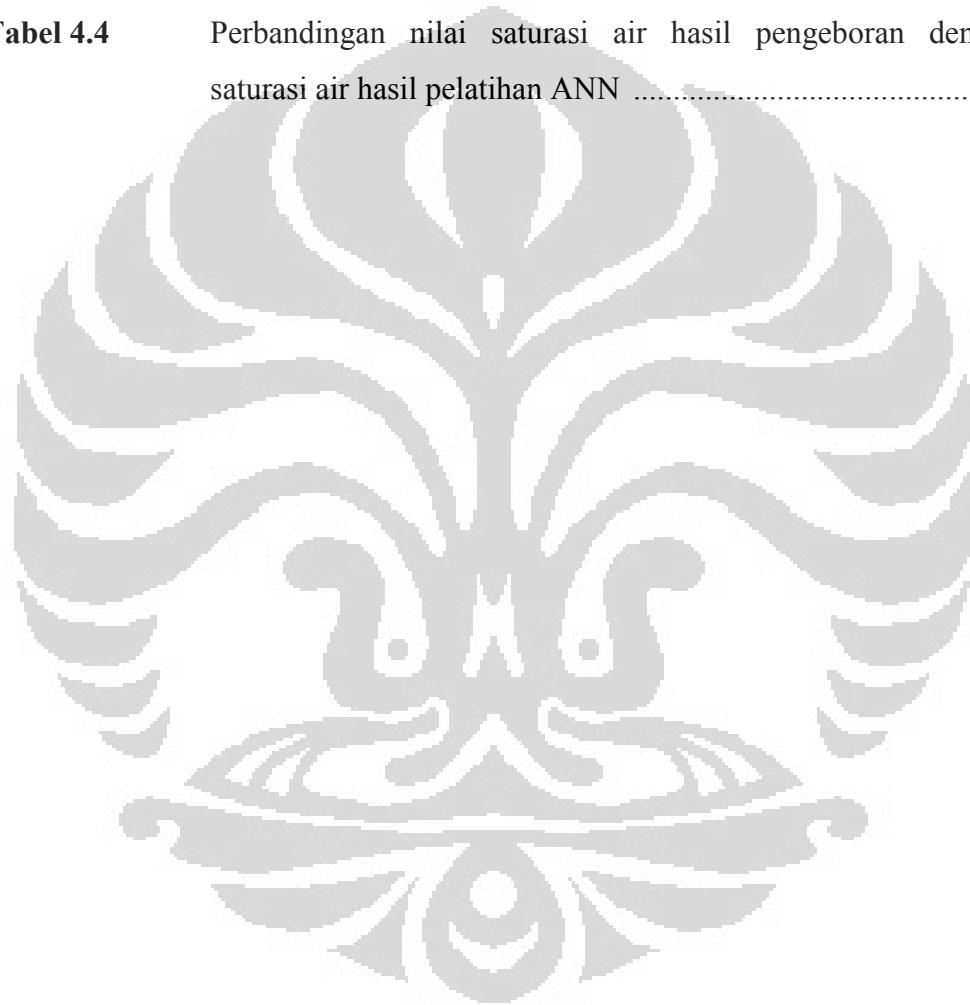
Gambar 1.1	Diagram alir kerja dan penulisan skripsi	4
Gambar 2.1	Lokasi lapangan Boonsville, Texas. Kotak hitam menunjukkan area akuisisi data seismik 3D (Tanakov,1997)	7
Gambar 2.2	Basin pada Ouachita <i>Foldbelt</i> (Montgomery et al., 2005)	7
Gambar 2.3	Stratigrafi Fort Worth Basin (USGS; Montgomery et al., 2005)	8
Gambar 2.4	Karakter umum dari log pada lapangan Boonsville dengan tiga belas <i>genetic sequence</i> (Tanakov, 1997)	9
Gambar 2.5	<i>Cross plot</i> porositas vs permeabilitas untuk semua sampel batuan inti. Simbol mengindikasikan sumur tempat sampel diambil (Dimodifikasi dari Hardage et al., 1996)	11
Gambar 2.6	<i>Cross plot</i> porositas vs permeabilitas untuk semua sampel batuan inti. Simbol mengindikasikan zona tempat sampel diambil (Dimodifikasi dari Hardage et al., 1996)	11
Gambar 2.7	Sejarah aktivitas pengeboran di lapangan Boonsville (Hardage et al., 1996)	12
Gambar 2.8	Prinsip kerja alat log induksi (Harsono, 1997)	17
Gambar 2.9	Respon umum dari log induksi (Glover, 1997)	17
Gambar 2.10	Pilihan kisaran penerapan log induksi dan log lateral (Schlumberger, 1989)	19
Gambar 2.11	Penampang alat log densitas (Glover, 2007)	20
Gambar 2.12	Respon umum dari alat log sonik (Glover, 2007)	22
Gambar 2.13	Penampang amplitudo seismik (Taner, 2001)	25
Gambar 2.14	Kecepatan gelombang P sebagai fungsi modulus bulk untuk beberapa nilai porositas (ϕ) dan saturasi air (S_w) (Munadi, 2000)	27

Gambar 2.15	Animasi didapatnya data seismik dari konvolusi antara RC dan wavelet. Serta didapatnya data IA dari hasil pembagian antara data seismik dengan wavelet (Jason Geoscience, 2001)	28
Gambar 2.16	Perbandingan visual antara data rekaman seismik dan data IA (Jason Geoscience, 2001)	29
Gambar 2.17	Diagram alir dari proses pembuatan IA (Jason Geoscience, 2001).....	30
Gambar 2.18	Pemodelan data seismik (Russell, 1998)	31
Gambar 2.19	Proses <i>forward</i> dan <i>inverse modeling</i> (Russell, 1998)	31
Gambar 2.20	Penampang frekuensi sesaat (Taner, 2001)	34
Gambar 2.21	Tras kuat refleksi (b) sebagai <i>envelope</i> amplitudo dari tras reflektivitas (a) (Taner, 2001)	36
Gambar 2.22	Penampang kuat refleksi / amplitudo sesaat (Taner, 2001)	37
Gambar 3.1	Jaringan syaraf manusia dan jaringan syaraf buatan (Bhatt, 2002)	40
Gambar 3.2	Neuron masukan tunggal (Bhatt, 2002)	42
Gambar 3.3	Fungsi transfer log-sigmoid (Bhatt, 2002).....	43
Gambar 3.4	Neuron multi-masukan (Mathworks, 2012)	44
Gambar 3.5	Notasi sederhana neuron multi-masukan (Mathworks, 2012) ...	44
Gambar 3.6	Jaringan dengan S neuron (Mathworks, 2012)	45
Gambar 3.7	Jaringan dengan notasi yang disederhanakan (Mathworks, 2012)	46
Gambar 3.8	Jaringan multi-lapisan (Mathworks, 2012)	47
Gambar 3.9	Jaringan multi-lapisan dengan notasi sederhana (Mathworks, 2012)	47
Gambar 3.10	Mekanisme <i>backpropagation</i> (Mathworks, 2012)	48
Gambar 3.11	Kurva hasil neuron yang <i>underfitting</i> (Mathworks, 2012)	49
Gambar 3.12	Kurva hasil neuron yang <i>overfitting</i> (Mathworks, 2012)	50
Gambar 4.1	Peta lokasi 38 sumur pada lapangan Boonsville (Tanakov, 1997)	51

Gambar 4.2	Kurva <i>fitting</i> dengan menggunakan fungsi transfer tansig-tansig-logsig-logsig	55
Gambar 4.3	Kurva <i>fitting</i> dengan menggunakan fungsi transfer tansig-tansig-tansig-tansig	55
Gambar 4.4	Kurva <i>fitting</i> dengan menggunakan fungsi transfer logsig-logsig-logsig-logsig	56
Gambar 4.5	Korelasi sumur dan target reservoir	57
Gambar 4.6	Pengikatan kurva log pada penampang seismik	58
Gambar 4.7	Kurva <i>fitting</i> sumur C Yates 9 (korelasi = 0.96)	58
Gambar 4.8	Kurva <i>fitting</i> sumur B Yates 18D (korelasi = 0.6).....	59
Gambar 4.9	Perbandingan kurva log hasil prediksi (merah) dengan kurva log sebenarnya (hitam). Di sebelah adalah pelatihan (sumur C Yates 9) sedangkan di sebelah kanan kurva log validasi (sumur B Yates 18D)	59
Gambar 4.10	Penampang amplitudo <i>line 115</i>	60
Gambar 4.11	Penampang saturasi air <i>line 115</i>	61
Gambar 4.12	Penampang impedansi akustik <i>line 115</i>	62
Gambar 4.13	Peta penyebaran amplitudo pada kedalaman 1600 meter	62
Gambar 4.14	Peta penyebaran saturasi air pada kedalaman 1600 meter.....	63
Gambar 4.15	Peta penyebaran amplitudo pada kedalaman 1625 meter.....	63
Gambar 4.16	Peta penyebaran saturasi air pada kedalaman 1625 meter.....	64
Gambar 4.17	Peta penyebaran amplitudo pada kedalaman 1650 meter	64
Gambar 4.18	Peta penyebaran saturasi air pada kedalaman 1650 meter.....	65
Gambar 4.19	Peta penyebaran impedansi akustik pada kedalaman 1600 meter (896 ms)	69
Gambar 4.20	Peta penyebaran impedansi akustik pada kedalaman 1625 meter (909 ms).....	70
Gambar 4.21	Peta penyebaran impedansi akustik pada kedalaman 1650 meter (921 ms).....	70

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1	Tabel data log sumur	52
Tabel 4.2	Daftar nama dan posisi sumur	53
Tabel 4.3	Tabel nilai rmse masing-masing sumur	60
Tabel 4.4	Perbandingan nilai saturasi air hasil pengeboran dengan saturasi air hasil pelatihan ANN	66



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Berbagai bentuk heterogenitas dalam sifat batuan terdapat dalam reservoir minyak bumi klastik. Pemahaman bentuk dan distribusi spasial dari heterogenitas-heterogenitas penting dalam evaluasi reservoir minyak bumi. Porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida adalah variabel kunci untuk mengkarakterisasi reservoir sebagai perkiraan volume hidrokarbon dan pola aliran mereka untuk mengoptimalkan produksi dari lapangan. Ini dapat berbeda-beda pada batuan yang berbeda. Kerangka fasies litologi didefinisikan sebagai subdivisi pemetaan lateral unit stratigrafi yang ditunjuk, dibedakan dari subdivisi yang berdekatan berdasarkan litologi, termasuk semua karakter mineralogi dan petrografi dan karakter-karakter paleontologi yang mempengaruhi penampilan, komposisi atau tekstur batuan. Dengan demikian identifikasi kerangka fasies litologi merupakan tugas penting dalam mengetahui heterogenitas reservoir. (Bhatt, 2002).

Kebiasaan standar dalam industri untuk menghitung saturasi air adalah dengan menggunakan model saturasi yang berbeda. Tetapi model ini harus diset ke area kerja yang mensyaratkan estimasi parameter di laboratorium. Jadi akan lebih baik untuk mendapatkan saturasi air dari log menggunakan *artificial neural network* yang secara eksplisit tidak tergantung pada parameter tambahan.

Kerangka fasies litologi mendefinisikan batuan berdasarkan sifat khas litologi, termasuk komposisi, tekstur butiran, karakteristik lapisan, struktur sedimen, dan komposisi biologis. Kebiasaan umum di industri minyak secara manual menguji berbagai fasies yang diidentifikasi pada *core* dari sumur log dengan bantuan teknik grafis seperti *cross plotting*. Metode ini menjadi rumit ketika jumlah log untuk dianalisa secara bersamaan meningkat. Jadi ada beberapa keunggulan dalam membuat metode terkomputerisasi serta mempertahankan pemikiran para ahli geologi yang berpengalaman.

Artificial neural network telah diterapkan di berbagai bidang untuk memecahkan masalah seperti klasifikasi, ekstraksi fitur, diagnosa, fungsi pendekatan dan optimalisasi. (Haykin, 1999). Meskipun tampak jelas bahwa *artificial neural network* tidak boleh digunakan di mana solusi konvensional efektif masih tersedia, ada banyak tugas di mana *neural computing* dapat menawarkan solusi yang unik, khususnya bila data yang terdapat gangguan, di mana pengetahuan eksplisit tentang tugas tersebut tidak tersedia atau ketika diketahui non-linearitas antara masukan dan keluaran mungkin ada. *Artificial neural network* (ANN) kemungkinan besar menjadi lebih unggul dengan metode lain dalam kondisi sebagai berikut (Masters, 1993) :

1. Data yang ada dinyatakan “*fuzzy*”, atau subjek kemungkinan memiliki kesalahan yang besar. Dalam hal ini perilaku yang kuat dari ANN adalah penting.
2. Pola-pola penting untuk keputusan yang diperlukan adalah sangat sulit dipisahkan atau tersembunyi. Salah satu keuntungan utama dari ANN adalah kemampuannya untuk menemukan pola dalam data, yang dapat menyamakan sehingga menjadi tak terlihat ke otak manusia atau metode statistik standar.
3. Data menunjukkan non-linearitas tak terduga secara signifikan. Jaringan syaraf yang mengagumkan beradaptasi ke non-linearitas.
4. Data kacau (dalam arti matematika). Perilaku tersebut sangat buruk untuk sebagian besar teknik lain, tetapi ANN umumnya kuat dengan masukan data tipe ini.

Penelitian menunjukkan prediksi porositas dan permeabilitas menggunakan *single ANN*. Sementara menggunakan pendekatan yang dilakukan Helle dan Bhatt pada tahun 2001 untuk korelasi sumur, telah menunjukkan peningkatan prediksi porositas dan permeabilitas dari log juga menggunakan kombinasi *ensemble* dari ANN daripada memilih satu yang terbaik dengan *trial and error*. Mereka berhasil menerapkan pendekatan *ensemble* untuk memprediksi saturasi fluida parsial. Mereka juga berhasil menerapkan korelasi data sumur menggunakan kombinasi *backpropagation neural network* dan *recurrent neural network* untuk identifikasi kerangka fasies litologi. (Bhatt, 2002).

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian untuk tugas akhir ini yaitu :

1. Memprediksi sifat petrofisika reservoir, khususnya parameter saturasi air secara lateral dengan menggunakan metode ANN berdasarkan data sumur dan atribut seismik.
2. Membuat peta penyebaran saturasi air (S_w) berdasarkan data tras seismik yang dilatih sehingga menyerupai data sumur saturasi air yang sudah ada.
3. Mempelajari dan mengimplementasikan algoritma ANN untuk menganalisa sifat petrofisika dari sebuah reservoir dengan menggunakan program MATLAB.

1.3 Batasan Masalah

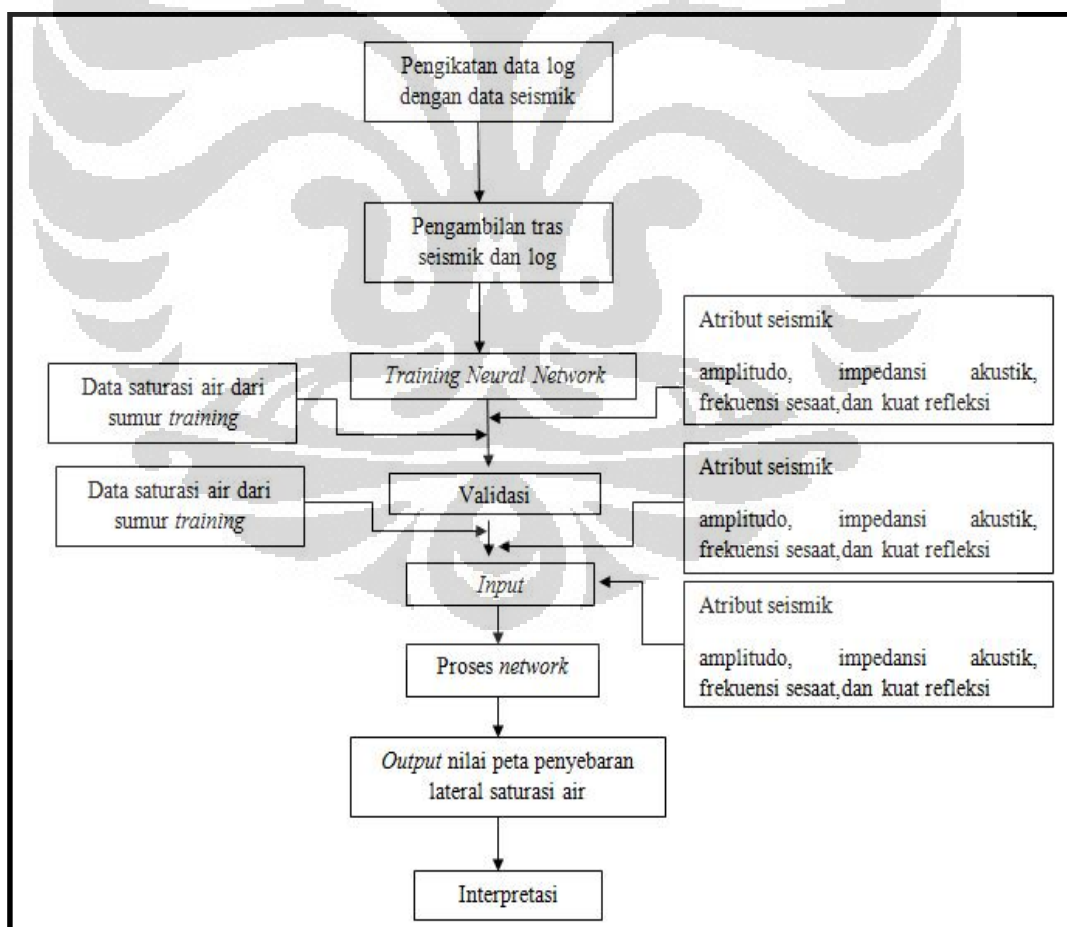
Pada penelitian ini perlu dibuat penyederhanaan terhadap permasalahan yang ada. Maka batasan masalah untuk kasus ini meliputi :

1. Data yang digunakan adalah data seismik 3D yang berasal dari data seismik pada lapangan Boonsville.
2. Data sumur yang digunakan meliputi data log yang tersedia yaitu log resistivitas, log sonik, dan log densitas. Serta menggunakan atribut seismik yang berasal dari data seismik daerah Boonsville.
3. Struktur jaringan yang dipakai dalam pemodelan ANN ini menggunakan struktur lapisan jamak yang terdiri atas lapisan masukan, beberapa lapisan tersembunyi (*hidden layer*), dan lapisan keluaran sebagai hasil keluaran model dengan masing-masing fungsi aktivasi / transfernya.
4. Model pelatihan ANN yang digunakan dalam penelitian ini adalah pelatihan disupervisi (terbimbing) dengan metode pembelajaran *backpropagation*, hal ini dimaksudkan untuk mendapatkan *error* yang terkecil.
5. Untuk kemudahan dalam proses pelatihan dan pembelajaran model ANN, digunakan aplikasi ANN yang terdapat dalam *toolbox* MATLAB.

1.4 Metodologi Penelitian

Penelitian ini diawali dengan melakukan tinjauan pustaka dengan mempelajari teori-teori mengenai evaluasi formasi reservoir dengan menggunakan data log, baik itu berasal dari buku, paper, maupun situs-situs di internet. Sambil melakukan tinjauan pustaka, dilakukan pula diskusi dengan dosen, pembimbing, dan praktisi tentang permasalahan yang dibahas dalam penelitian ini. Kemudian dilakukan pengumpulan data-data yang akan digunakan dalam penelitian ini, lalu dilakukan proses evaluasi formasi reservoir dengan data-data tersebut sambil mengaplikasikan semua teori yang telah dipelajari sebelumnya.

Data-data yang dipakai dalam penelitian ini berasal dari data sumur dan seismik pada lapangan Boonsville. Secara umum proses pengolahan dan interpretasi data ditunjukkan pada diagram alir di **Gambar 1.1**.



Gambar 1.1 Diagram alir kerja dan penulisan skripsi.

1.5 Sistematika Penelitian

Tugas akhir ini terdiri dari lima bab. Bab 1 adalah pendahuluan. Bab ini membahas mengenai latar belakang penelitian, tujuan penelitian, batasan masalah, metodologi penelitian, dan sistematika penelitian.

Bab 2 adalah tinjauan geologi dan teori dasar. Bab ini membahas mengenai geologi regional dari lapangan Boonsville yang meliputi stratigrafi, litologi, karakteristik reservoir, analisa batuan inti, dan sejarah produksi. Pada bab ini juga membahas mengenai data log yang berhubungan dengan penelitian serta membahas mengenai atribut seismik yang berhubungan dengan penelitian.

Bab 3 adalah *artificial neural network*. Bab ini membahas mengenai peran ANN dalam bidang geosains, jenis-jenis ANN, keunggulan BP-ANN, struktur BP-ANN yang meliputi model syaraf dan struktur jaringan, kemudian neuron multi-lapisan, *backpropagation*, serta generalisasinya.

Bab 4 adalah implementasi *artificial neural network*. Bab ini membahas mengenai data masukan dan target, pelatihan BP-ANN, struktur jaringan meliputi fungsi transfer dan rentang kedalaman / waktu, kemudian hasil serta analisa.

Bab 5 adalah kesimpulan dan saran. Bab ini berisi tentang kesimpulan dan saran berdasarkan penelitian yang telah dilakukan.

BAB 2

TINJAUAN GEOLOGI DAN TEORI DASAR

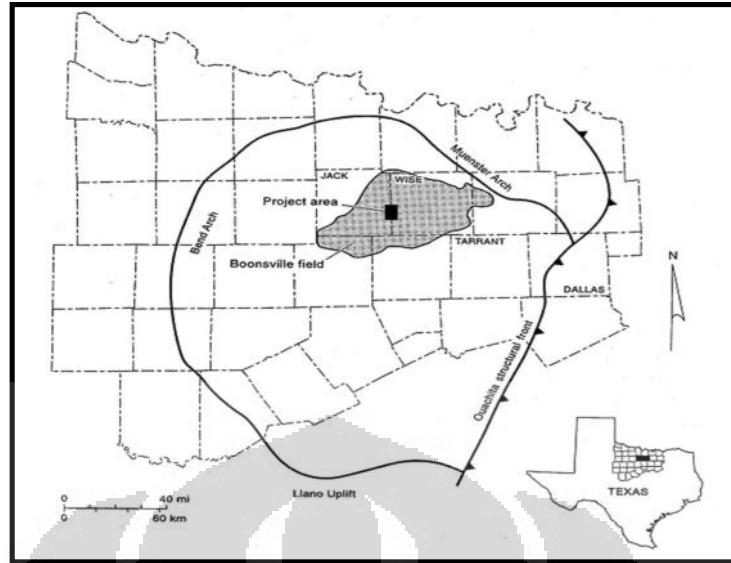
2.1 Kondisi Geologi Daerah Penelitian

Daerah yang dibahas dalam tugas akhir ini yaitu lapangan Boonsville yang terletak di Fort Worth Basin, Texas, Amerika Serikat. Cakupan lapangan Boonsville itu sendiri akan mengacu pada model lapangan Boonsville yang dikeluarkan oleh Railroad Commission of Texas. **Gambar 2.1** menunjukkan lokasi Fort Worth Basin di mana area kotak hitam adalah area di mana 26 mil² data seismik 3D diperoleh dan merupakan proyek area yang akan dibahas dalam tugas akhir ini.

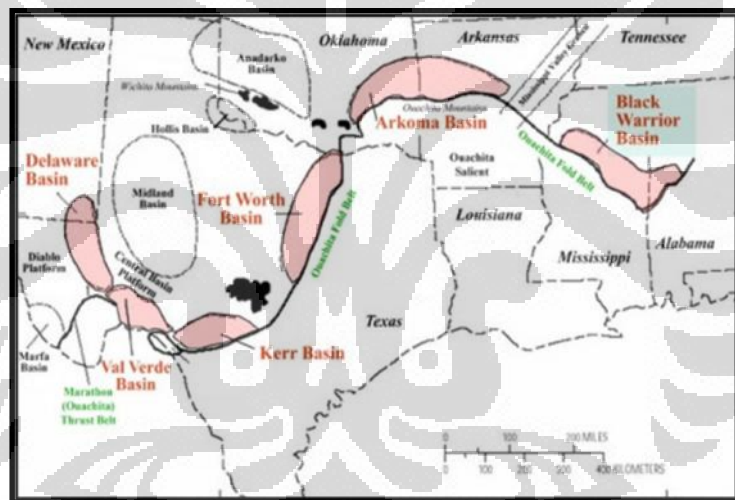
2.1.1 Geologi Regional Lapangan Boonsville

Lapangan Boonsville memproduksi hidrokarbon (sebagian besar gas) yang berasal dari reservoir batupasir konglomerat yang terendapkan di Fort Worth Basin selama periode *Middle Pennsylvanian* tepatnya pada tingkat Atoka. Secara umum, mekanisme *trapping*-nya adalah fasies dan permeabilitas *pinch-out*. Reservoir batupasir di daerah ini tipis dan diskontinu sehingga sulit untuk dilakukan karakterisasi dan eksploitasi secara efektif. (Hardage et al., 1996).

Fort Worth Basin merupakan *foreland* basin Paleozoic akhir yang terisi oleh sedimen dengan ketebalan maksimum mencapai 13.000 ft, yang sebagian besar berumur *Pennsylvanian* (Hardage et al., 1996). Basin ini termasuk basin dewasa yang terbentuk akibat *Ouachita Foldbelt* yang muncul karena adanya tumbukan antara lempeng Amerika Selatan - Afrika dan lempeng Amerika Utara yang kemudian dapat mempengaruhi lingkungan pengendapan pada Fort Worth Basin (Aissa, 2008). **Gambar 2.2** menunjukkan basin-basin yang muncul akibat *Ouchita Foldbelt*. Hidrokarbon yang diproduksi dari basin ini berasal dari formasi sedimen Ellenburger, *Barnet Shale*, *Marble Falls*, *Atoka* dan *Strawn*, tetapi hanya formasi *Atoka* yang memiliki data lengkap (Tanakov, 1997).



Gambar 2.1 Lokasi lapangan Boonsville, Texas. Kotak hitam menunjukkan area akuisisi data seismik 3D. (Tanakov, 1997).



Gambar 2.2 Basin pada Ouachita *Foldbelt*. (Montgomery et al., 2005).

2.1.2 Stratigrafi dan Litologi

Secara umum, stratigrafi Fort Worth Basin ditunjukkan pada **Gambar 2.3**. Secara keseluruhan, Paleozoic dapat dibagi menjadi tiga interval berdasarkan sejarah tektoniknya. (Montgomery et al., 2005) :

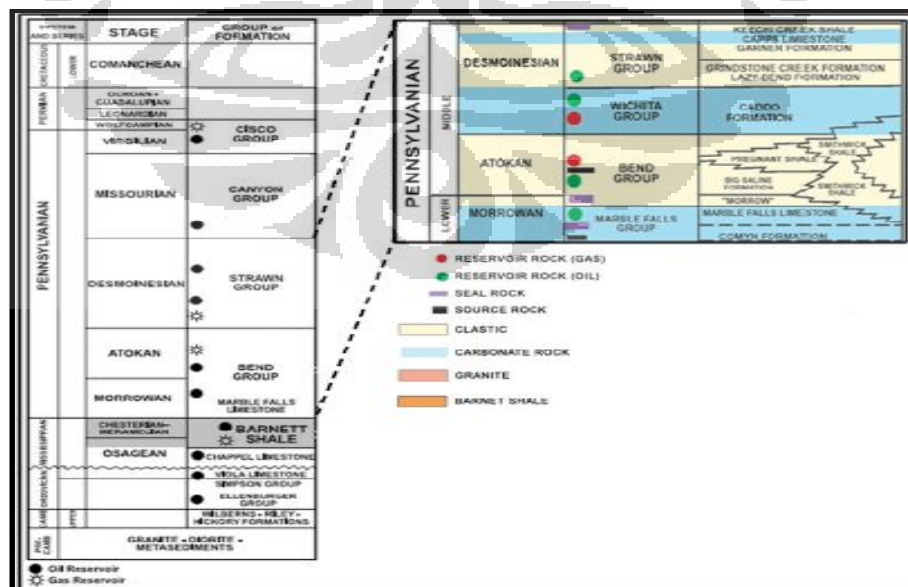
1. Cambrian - *Upper Ordovician Platform strata* (Rilley - Wilberns, Ellenburger, Viola, and Simpson).
2. *Middle - Upper Mississippian strata* (Chappel *Formation*, *Barnet Shale*, *Lower Marble Falls Formation*).

3. Pennsylvanian strata (*Upper Marble Falls Formation, Atoka, dll*).

Interval Cambrian sampai Mississippian merupakan daerah *cratonic shelf* yang terendapkan oleh karbonat, karst yang muncul pada batuan karbonat di akhir Ellenburger disebabkan oleh adanya penurunan air laut. Ouachita *thrust* pada masa Mississippian menghasilkan ketidakselarasan sehingga terbentuk *Barnet Shale*. (Aissa, 2008).

Pennsylvanian strata dapat diklasifikasikan sebagai endapan yang terdiri dari klastik regresif, dan karbonat transgresif. Endapan pada *lower* Pennsylvanian terdiri dari konglomerat *Atoka, sandstones, shale, dan limestone* yang tipis. Pola pengendapan di lapisan *lower* Pennsylvanian mengindikasikan daerah tersebut adalah sumber sedimen aktif. Secara luas, reservoir hidrokarbon di Fort Worth Basin berhubungan dengan endapan delta, fluvial, dan karbonat pada masa Pennsylvanian. (Montgomery et al., 2005).

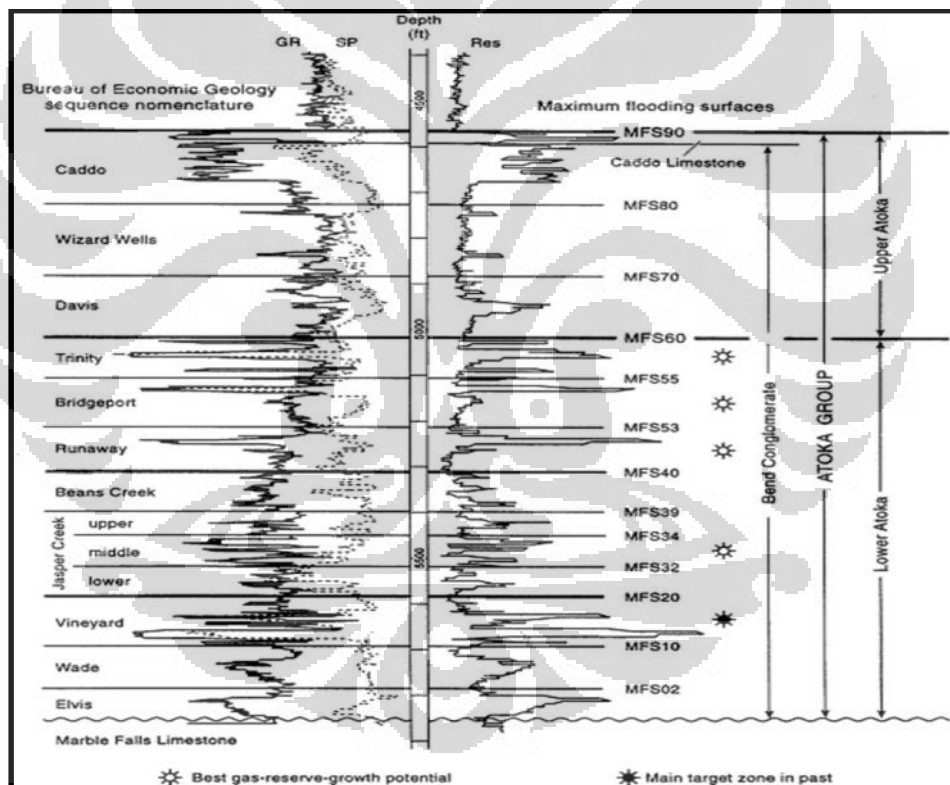
Gambar 2.4 menunjukkan karakter umum dari *well log* pada lapangan Boonsville. Interval konglomerat *bend* berdasarkan Railroad Commission of Texas berada di antara *Caddo Limestone* sampai *Marble Falls Limestone*. Konglomerat *bend* dan *Atoka Grup* dapat dianggap sinonim, Thompson pada tahun 1982 membagi konglomerat *bend* menjadi dua interval, *Lower Atoka* dan *Upper Atoka*. (Hardage et al., 1996).



Gambar 2.3 Stratigrafi Fort Worth Basin. (USGS; Montgomery et al., 2005).

2.1.3 Karakteristik Reservoir

Ketebalan dari konglomerat *bend* di lapangan Boonsville bervariasi mulai dari 100 - 1.700 ft, dan di dalam proyek area bervariasi mulai dari 900 - lebih dari 1.300 ft. Ada tiga belas *genetic sequence* dalam interval ini seperti tampak pada **Gambar 2.4**. *Genetic sequence* tersebut terdiri dari fasies *upward - coarsening* yang dibatasi oleh *marking maximum flooding surface* (MFS). *Sequence* Caddo dan Vineyard merupakan reservoir yang paling produktif dalam proyek area. Secara umum *sequence* ini menghasilkan gas, tapi di beberapa bagian juga menghasilkan minyak yaitu di bagian timur utara dan timur selatan dari proyek area. *Sequence* Caddo merupakan reservoir penghasil minyak yang utama. (Hardage et al., 1996).



Gambar 2.4 Karakter umum dari log pada lapangan Boonsville dengan tiga belas *genetic sequence*. (Tanakov, 1997).

Umumnya konglomerat *bend* ditemukan di kedalaman 4.500 - 6.000 ft dengan tekanan yang bervariasi mulai dari 1.400 - 2.200 psi, di mana gradien tekanan 0.35 - 0.4 psi/ft. Temperatur reservoir sekitar 150⁰ F dengan

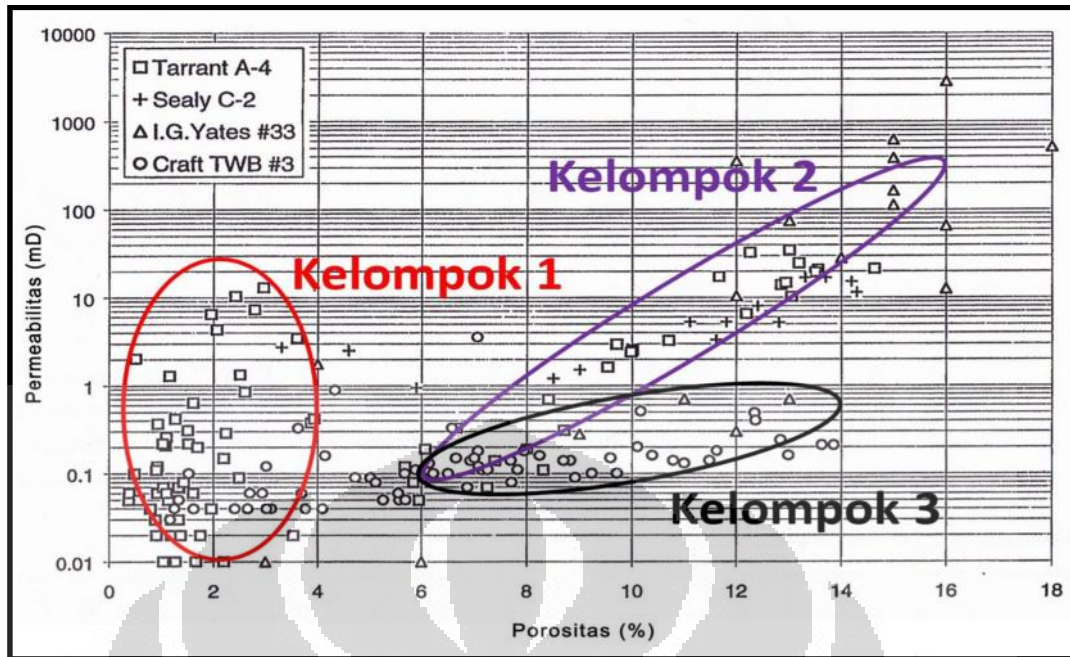
permeabilitas bervariasi mulai dari di bawah 0.1 md sampai lebih besar dari sepuluh md.

2.1.4 Analisa Batuan Inti

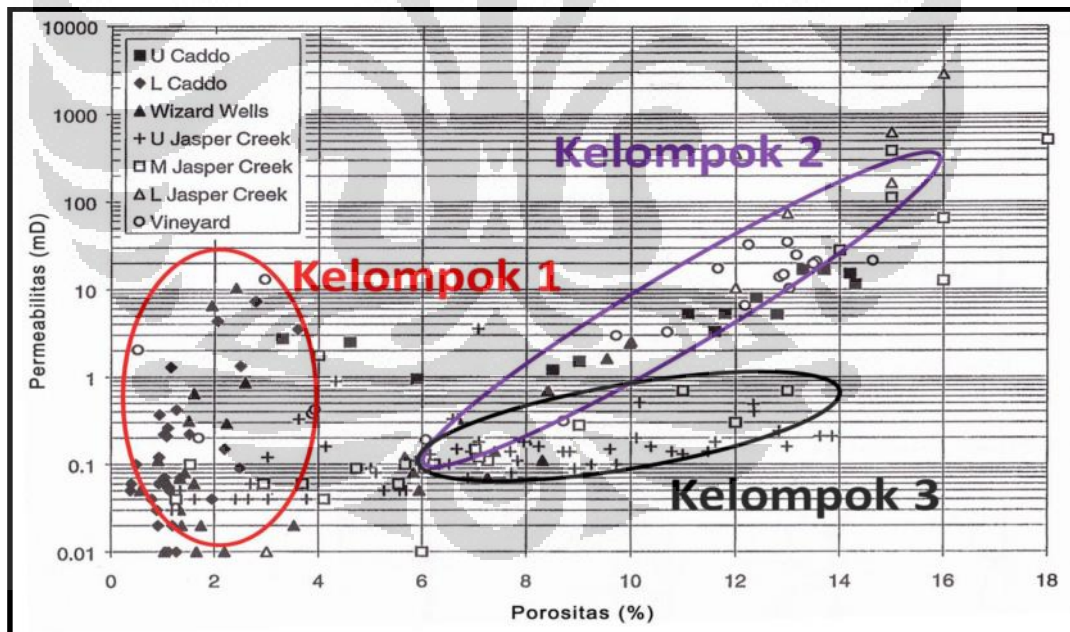
Sampel batu inti yang dianalisa sebagian besar berasal dari interval batupasir. Batu inti ini diambil dari empat sumur yaitu I. G. Yates 33 (5446 – 5472 ft), Sealy C-2 (4891 – 4910 ft), Craft Tarrant Water Board 3 (5370 – 5518 ft), dan Tarrant A-4 (4715 – 4750 ft; 4800 – 4841 ft; 5497 – 5566 ft). Sampel batu ini kemudian dianalisa untuk porositas dan permeabilitas. Hasil analisa batu inti tersebut terangkum dalam **Gambar 2.5** dan **Gambar 2.6**. Dari hasil tersebut dapat dibagi menjadi tiga kelompok data :

1. Kelompok pertama adalah area di mana porositas kurang dari 4 %. Titik data ini menunjukkan area dengan fasies yang rapat dan tersementasi dengan baik. Fasies ini tidak merepresentasikan batuan reservoir. Nilai permeabilitasnya kemungkinan adalah permeabilitas yang disebabkan *micro-fractures* yang terbentuk saat proses *coring* dan *plugging*.
2. Kelompok data kedua memiliki porositas 6 % sampai 16 % dan permeabilitas 0.1 md sampai 200 md. Kelompok data ini didominasi oleh fasies batupasir.
3. Kelompok data ketiga memiliki porositas 6 % sampai 14 % dan permeabilitas 0.1 md sampai 0.6 md. Kelompok data ini menunjukkan batupasir dengan permeabilitas rendah yang mungkin telah mengalami proses sementasi.

Kelompok data kedua dan ketiga mengindikasikan batupasir produktif pada konglomerat *bend* terdiri dari dua atau lebih fasies.



Gambar 2.5 Cross plot porositas vs permeabilitas untuk semua sampel batuan inti. Simbol mengindikasikan sumur tempat sampel diambil. (Dimodifikasi dari Hardage et al., 1996).



Gambar 2.6 Cross plot porositas vs permeabilitas untuk semua sampel batuan inti. Simbol mengindikasikan zona tempat sampel diambil. (Dimodifikasi dari Hardage et al., 1996).

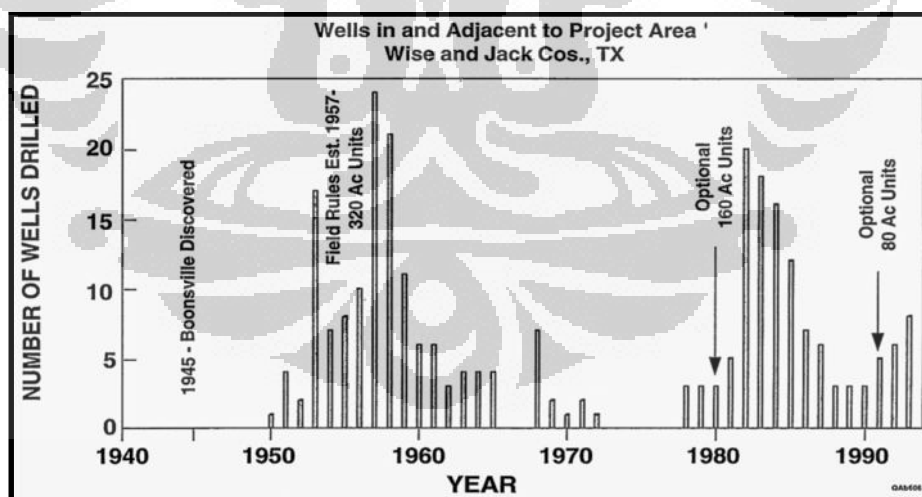
2.1.5 Sejarah Produksi

Gambar 2.7 menunjukkan grafik sejarah aktivitas pengeboran di lapangan Boonsville. Grafik tersebut memplot jumlah sumur yang dibor terhadap

waktu tahun pengeboran. Hanya sumur yang berada di dalam dan dekat proyek area saja yang diplot dalam grafik ini namun tetap dapat merepresentasikan lapangan Boonsville secara keseluruhan.

Pada tahun 1945, lapangan Boonsville ditemukan dan menghasilkan gas, namun permintaan gas pada masa tersebut sedikit sehingga mengakibatkan lapangan tersebut belum dikembangkan. Pengeboran baru marak di pertengahan sampai akhir tahun 1950-an setelah jalur pipa gas dari Wise County menuju Chicago dibangun pada tahun 1957.

Pada November 1957, Railroad Commission of Texas mengeluarkan peraturan yang hanya mengizinkan satu sumur untuk setiap 320 hektar, sehingga di tahun 1960 - 1980 aktifitas pengeboran menurun. Di tahun 1980, Railroad Commission memodifikasi aturan tersebut dan mengizinkan satu sumur untuk setiap 160 hektar sehingga kembali meningkatkan aktifitas pengeboran. Di tahun 1991 Railroad Commission kembali mengurangi syarat tersebut, sehingga sumur dapat dibor tiap 80 hektar. Sampai saat ini, lapangan Boonsville telah menghasilkan 2,6 TSCF (*Trillion Standard Cubic Feet*) gas dengan 2000 sumur yang masih aktif.



Gambar 2.7 Sejarah aktivitas pengeboran di lapangan Boonsville. (Hardage et al., 1996).

2.2 Log Saturasi Air

Bagian dari ruang pori yang berisi air disebut kejenuhan atau saturasi air (Sw). Sisa bagian yang berisi minyak atau gas disebut saturasi hidrokarbon (Sh)

yang nilainya $(1 - S_w)$. Secara umum diasumsikan bahwa reservoir terisi air terlebih dahulu yang kemudian selama kurun waktu tertentu minyak atau gas yang terbentuk di tempat lain pindah ke reservoir dan menggantikan air pada ruang pori yang lebih besar. Namun tidak semua air dapat dipindahkan sehingga ada saturasi sisa (*irreducible water saturation* ($S_w(irr)$)) yang menunjukkan air yang tertinggal karena tegangan permukaan pada permukaan butiran, kontak butiran, dan di dalam celah-celah yang sangat kecil. Air sisa tersebut tidak akan mengalir ketika formasi dibuka dan diproduksi.

Baik minyak maupun gas tidak dapat menghantarkan arus listrik; keduanya merupakan isolator. Memang, minyak banyak digunakan sebagai isolator di beberapa peralatan listrik. Dengan demikian, dalam formasi yang mengandung minyak atau gas, resistivitas merupakan fungsi yang tidak hanya dari F dan R_w tetapi juga dari S_w . (Schlumberger, 1989).

Saturasi air pada prinsipnya dapat diperoleh dengan menggunakan persamaan Archie. Persamaannya adalah sebagai berikut :

$$S_w^n = \frac{FR_w}{R_t} \quad (2.1)$$

Di mana :

R_t : Resistivitas dari batuan yang sama diisi oleh air dan sejumlah sejumlah hidrokarbon, kejenuhan airnya adalah S_w .

F : Faktor formasi. Didapatkan dari persamaan $= \frac{a}{\phi^n}$, a = konstanta

ϕ = porositas formasi m = faktor sementasi.

R_w : Resistivitas dari formasi yang diisi oleh air.

n : Faktor saturasi

Persamaan di atas merupakan persamaan Archie untuk formasi bersih.

Beberapa pengukuran dilakukan di laboratorium menghasilkan beberapa variasi nilai n , kebanyakan sampel formasi menghasilkan nilai eksponen saturasi sekitar 2. Oleh karena itu, dalam interpretasi log, nilai n bernilai 2 kecuali bila dalam kondisi khusus. (Schlumberger, 1989).

Dengan $n = 2$, persamaan 2.1 dapat ditulis sebagai :

$$S_w = \sqrt{\frac{FR_w}{Rt}} \quad (2.2)$$

Persamaan ini sering dikenal sebagai persamaan saturasi air Archie. Persamaan tersebut merupakan dasar dari kebanyakan teknik interpretasi log listrik.

FRw sama dengan Ro, ketika resistivitas formasi memiliki kejenuhan 100 % dengan resistivitas air (Rw). Maka persamaan 2.2 dapat ditulis :

$$S_w = \sqrt{\frac{Ro}{Rt}} \quad (2.3)$$

Interpretasi awalan secara kuantitatif log listrik menggunakan rumus di atas. Secara sederhana meliputi perbandingan nilai Rt, yang tersimpan di dalam batuan reservoir yang berpotensi mengandung hidrokarbon. Untuk Ro, yang tersimpan di dalam batuan reservoir yang diketahui 100 % mengandung air. Persamaan tersebut digunakan dengan mengasumsikan dua lapisan yang memiliki kesamaan dalam porositas dan faktor formasi serta memiliki salinitas yang sama. Aplikasi yang paling tepat untuk persamaan 2.3 adalah untuk batuan reservoir tebal dengan porositas konstan, di mana kolom air berada di dasar dan kolom minyak berada di atas. (Schlumberger, 1989).

Perbandingan Rt/Ro disebut indeks resistivitas. Satuan indeks resistivitas menunjukkan saturasi air 100 %; indeks resistivitas 4 untuk saturasi air 50 %; indeks 10 untuk saturasi air 31,6 %; indeks 100 untuk saturasi air 10 %; dan lain sebagainya. Untuk menyelesaikan persamaan saturasi Archie dapat diselesaikan dengan gaftar Sw-1 pada lampiran 1.

Saturasi air (Filtrasi lumpur), S_{xo} , dari zona invasi dapat ditunjukkan dengan persamaan Archie yaitu :

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{FR_{mf}}{R_{xo}}} \quad (2.4)$$

Di mana R_{mf} adalah resistivitas lumpur filtrat dan R_{xo} adalah resistivitas di zona invasi (*flushed zone*). S_{xo} sama dengan $(1 - S_{hr})$, S_{hr} merupakan saturasi hidrokarbon pada zona invasi. S_{hr} bergantung dari tingkatan viskositas

hidrokarbon yang meningkat dengan bertambahnya nilai viskositas. (Schlumberger, 1989).

Perbandingan saturasi air yang diperoleh di zona invasi (persamaan 2.4) dan di zona yang tidak terinvasi (persamaan 2.2) akan menentukan volume minyak keseluruhan yang bergerak karena proses invasi. Karena $S_h = (1 - S_w)$ dan $S_{hr} = (1 - S_{x0})$, volume keseluruhan dari pergerakan minyak adalah $\phi (S_{x0} - S_w)$. kemampuan filtrasi lumpur untuk memindahkan minyak pada proses invasi menunjukkan formasi relatif permeabel terhadap minyak; sebaliknya, produksi dapat diandalkan ketika reservoir sedang berproduksi.

Persamaan 2.2 dan 2.4 dapat dikombinasikan untuk menghasilkan perbandingan saturasi di zona tidak terkontaminasi / terinvasi ke zona terinvasi. Dengan membagi persamaan yang pertama dengan yang kedua akan menghasilkan persamaan :

$$\frac{S_w}{S_{x0}} = \left(\frac{R_{x0}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{1/2} \quad (2.5)$$

Berdasarkan percobaan yang empiris menunjukkan $S_{x0} = S_w^{1/5}$. Dengan mensubstitusi hubungan tersebut ke dalam persamaan 2.5 maka didapatkan :

$$S_w = \left(\frac{R_{x0}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{5/8} \quad (2.6)$$

Gaftar Sw-2 solusi yang tepat untuk persamaan di atas. Gaftar menyediakan penyelesaian Sw ketika saturasi minyak di luar dari nilai rata-rata. Gaftar Sw-2 dapat dilihat pada lampiran 2.

Metode untuk menentukan saturasi air kadang-kadang disebut sebagai metode perbandingan. Tidak perlu pengetahuan mengenai porositas maupun faktor formasi. Memang bagaimanapun juga, nilai-nilai tersebut hanya terbatas untuk parameter ini. Nilai-nilai tersebut dapat diperoleh dengan menggunakan persamaan 2.2 (atau persamaan 2.4) untuk menyelesaikan F, dan kemudian menyelesaikan untuk nilai ϕ , dilanjutkan dengan nilai S_w (atau S_{x0}) yang didapatkan dari persamaan 2.6 (dan persamaan 2.5).

Persamaan ini adalah perkiraan yang baik dalam formasi bersih dengan distribusi porositas yang cukup teratur (porositas antar butir atau porositas interkristalin). Dalam formasi yang memiliki rekahan atau mengalami *vugs*, persamaan masih digunakan, tetapi akurasi mungkin tidak baik. (Schlumberger, 1989).

Ada berbagai macam metode untuk menghitung nilai saturasi air, tergantung dari lingkungan pengendapan, kandungan lempung, dan faktor-faktor lainnya. Nilai saturasi dapat diperoleh dengan menggunakan kombinasi data log resistivitas, log densitas, dan log sonik.

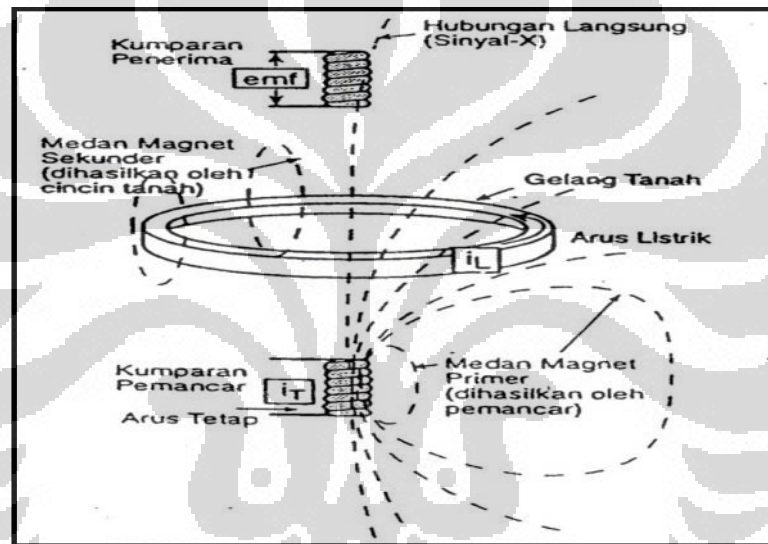
2.2.1 Saturasi Air dari Log Resistivitas

Prinsip dasar dari log resistivitas yaitu mengukur sifat resistivitas listrik dari batuan formasi. Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dalam satuan Ohmmeter, dan di tampilkan dalam skala logaritmik dengan nilai antara 0.2 - 2000 Ohmmeter. Untuk mengukur resistivitas dari formasi dapat dilakukan dengan dua cara yaitu mengirimkan arus bolak balik langsung ke formasi (alat laterolog) atau menginduksikan arus listrik ke dalam formasi (alat induksi).

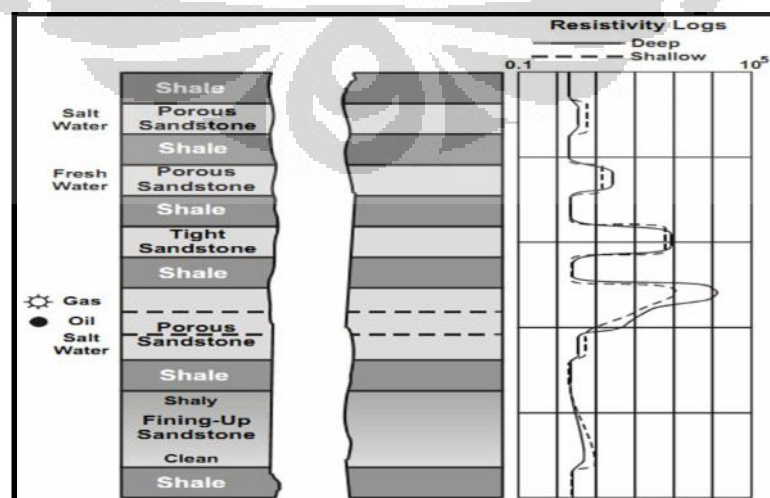
Alat laterolog ganda (*Dual Laterolog* (DLT)) memfokuskan arus listrik secara lateral masuk ke dalam formasi dalam bentuk lembaran tipis. Dengan mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik yang tetap, resistivitas dapat dihitung dengan menggunakan hukum Ohm. Alat DLT terdiri dari dua bagian, bagian pertama memiliki elektroda yang diatur sehingga dapat memaksa arus listrik masuk sejauh mungkin ke dalam formasi dan mengukur resistivitas laterolog dalam (LLd) dan bagian kedua memiliki elektroda yang diatur agar lembar arus listrik yang terbuka sedikit sehingga hanya dapat mengukur resistivitas laterolog dangkal (LLs). Hal ini hanya dapat tercapai jika digunakan arus bolak balik dengan frekuensi yang berbeda.

Alat induksi terdiri dari dua set kumparan yang disusun dalam batangan non-konduktif. Saat arus listrik dialirkan ke dalam kumparan pemancar, maka akan timbul medan magnet (medan magnet primer) di sekitar kumparan pemancar tersebut. Medan magnet tersebut kemudian akan membangkitkan arus eddy di dalam formasi di sekitar alat induksi. Arus eddy tersebut akan menghasilkan

medan magnet pula (medan magnet sekunder) yang akan dapat dideteksi oleh kumparan penerima dan menghasilkan arus emf di kumparan penerima. Kuat arus emf yang terjadi di kumparan penerima akan sebanding dengan kekuatan medan magnet sekunder dan sebanding dengan arus eddy dan sebanding pula dengan konduktivitas dari formasi. Karena parameter yang diukur adalah konduktivitas maka alat induksi biasa disebut alat konduktivitas dan alat laterolog disebut alat resistivitas. Perbedaan ini akan menentukan jenis alat yang digunakan sesuai dengan kondisi lumpur dan formasi batuan. Alat induksi lebih tepat digunakan untuk resistivitas rendah hingga menengah sedangkan alat laterolog untuk resistivitas menengah hingga tinggi.



Gambar 2.8 Prinsip kerja alat log induksi. (Harsono, 1997).



Gambar 2.9 Respon umum dari log induksi. (Glover, 1997).

Log resistivitas dapat digunakan untuk :

1. Interpretasi pintas untuk mendeteksi hidrokarbon.
2. Menentukan nilai saturasi air (S_w).
3. Menentukan diameter rembesan.
4. Menentukan resistivitas air formasi (R_w).

Evaluasi terhadap reservoir untuk nilai saturasi air dan saturasi hidrokarbon menyertakan resistivitas saturasi air di formasi, R_w ; faktor formasi, F , atau porositas, ϕ ; dan resistivitas formasi, R_t . Resistivitas zona invasi, R_{xo} , karena bisa digunakan untuk mendapatkan S_w ketika porositas tidak diketahui, untuk menunjukkan pergerakan hidrokarbon, dan di mana invasi relatif dalam untuk mendapatkan nilai R_t yang terbaik. (Schlumberger, 1989).

Parameter resistivitas yang terpenting adalah R_t , karena hubungannya dengan saturasi hidrokarbon pada formasi yang tidak terinvasi. Oleh karena penentuan parameter R_t sangat penting. Dalam menentukan R_t dan R_{xo} dari log resistivitas, beberapa faktor pengganggu yang dapat mempengaruhi pembacaan log sehingga harus diperhitungkan yaitu :

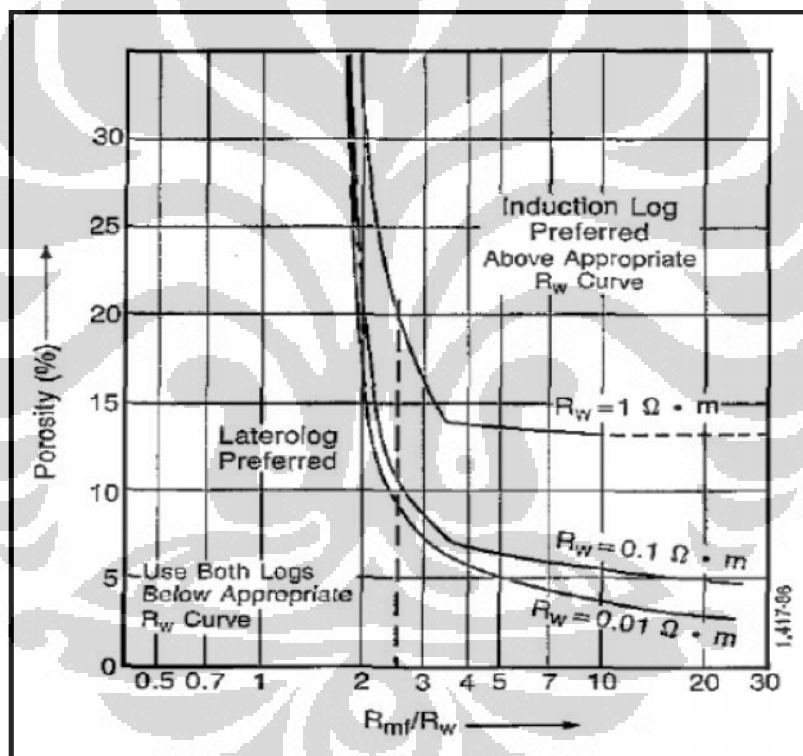
1. Lubang bor, berisikan fluida,
2. Formasi yang berdekatan, dan
3. Pengaruh R_{xo} (invasi) pada pengukuran R_t dan sebaliknya.

Efek dari dua faktor pertama dapat diminimalkan dengan menggunakan alat pengeboran yang dirancang untuk meminimalkan efek lubang bor dan memberikan definisi vertikal yang baik. Faktor yang ketiga ini diatasi dengan menggunakan beberapa perangkat resistivitas yang memiliki kedalaman berbeda pada setiap penyelidikan. (Schlumberger, 1989).

Ketika $R_{xo} > R_t$ dan resistivitas formasi rendah sampai sedang, DIL (Dual Induction Log) dianjurkan untuk penentuan R_t . Survei ini, yang terdiri dari log induksi dalam, log induksi menengah, dan log resistivitas penyelidikan dangkal, akan memberikan nilai yang baik dari R_t untuk lapisan yang lebih tebal dari 4 atau 5 ft jika invasi tidak terlalu dalam. Menambahkan log mikro-resistivitas untuk mendapatkan nilai R_{xo} yang lebih baik, dan dengan demikian

R_t , akan lebih dalam menginvasi dalam formasi. Beberapa gaftar tersedia untuk memperbaiki beberapa log induksi seperti lubang bor, formasi yang berdekatan, dan efek invasi.

Ketika $R_{xo} < R_t$ dan resistivitas formasi yang tinggi, DLL (Dual Laterolog) dianjurkan untuk penentuan R_t (ditunjukkan pada **Gambar 2.10**). Log ini memberikan laterolog mendalam dan laterolog dangkal. Menambahkan log mikro-resistivitas untuk mendapatkan nilai R_{xo} yang lebih baik, dan dengan demikian R_t , akan lebih dalam menginvasi dalam formasi. Beberapa gaftar tersedia untuk memperbaiki beberapa log induksi seperti lubang bor, formasi yang berdekatan, dan efek invasi. (Schlumberger, 1989).



Gambar 2.10 Pilihan kisaran penerapan log induksi dan log lateral. (Schlumberger, 1989).

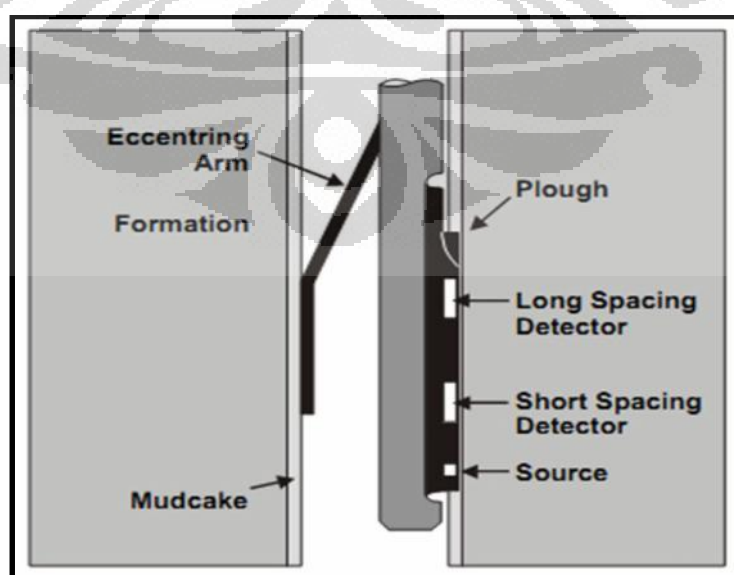
2.2.2 Saturasi Air dari Log Densitas

Pengukuran log densitas memanfaatkan fenomena hamburan Compton (*Compton Scattering*). Alat pengukur log densitas disebut *Formation Density Condensated* (FDC) di mana alat ini akan mengemisikan *gamma ray* dari sumber di alat FDC ke dalam formasi batuan. *Gamma ray* di sini dapat dianggap sebagai energi partikel foton yang nantinya akan bertumbukan dengan elektron dari atom

di dalam formasi sehingga terjadi fenomena hamburan Compton. Saat proses tersebut terjadi, foton *gamma ray* akan kehilangan sebagian energinya karena diserap oleh elektron dan kemudian dihamburkan ke arah yang tidak sama dengan arah foton awal. Sedangkan elektron yang menyerap energi foton mampu melepaskan diri dari atom dan menjadi elektron bebas. Hamburan foton *gamma ray* yang energinya telah berkurang kemudian masih dapat menendang keluar elektron-elektron di atom lain dalam proses tumbukan lanjutan sampai energi foton tersebut terserap secara keseluruhan.

Jumlah elektron yang dikeluarkan oleh foton merupakan fungsi dari tenaga foton dan jenis mineral. Dengan mengukur densitas elektron (jumlah elektron per satuan volume) akibat hamburan Compton maka densitas dari formasi dapat diketahui. Semakin besar densitas elektron maka semakin padat butiran / mineral penyusun batuan di dalam formasi.

Alat FDC memiliki dua buah detektor, detektor yang letaknya lebih jauh dari sumber radiasi disebut detektor sumbu panjang, di mana detektor ini memegang peranan penting dalam pengukuran densitas. Detektor yang letaknya lebih dekat dengan sumber radiasi disebut detektor sumbu pendek, di mana detektor ini sangat dipengaruhi oleh lumpur. Perbedaan densitas antara detektor sumbu pendek dan detektor sumbu panjang dijadikan sebagai koreksi yang harus ditambahkan atau dikurangkan kepada detektor sumbu panjang.



Gambar 2.11 Penampang alat log densitas. (Glover, 2007).

Log densitas dapat digunakan untuk mengukur nilai porositas, melakukan korelasi antar sumur, dan mengenali komposisi atau indikasi fluida dalam formasi.

Tidak ada hubungan langsung antara log densitas dengan saturasi air (S_w). Tetapi dengan menggunakan persamaan Gassmann, maka akan didapatkan hubungan antara rapat massa yang dihasilkan oleh log densitas dengan saturasi air. Hubungannya dapat ditulis dengan persamaan :

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_m \quad (2.7)$$

Di mana ρ_m adalah densitas matriks (butiran), ρ_f adalah densitas fluida pengisi pori-pori. Fluida di sini dapat berupa minyak, gas, atau air. Sedangkan ρ_b adalah densitas batuan berpori (*bulk density*) serta ϕ adalah porositas. Apabila fluidanya adalah hidrokarbon dengan densitas ρ_h maka persamaan 2.7 dapat dimodifikasi menjadi :

$$\rho_b = \phi \{S_w \rho_w + (1 - S_w) \rho_h\} + (1 - \phi) \rho_m \quad (2.8)$$

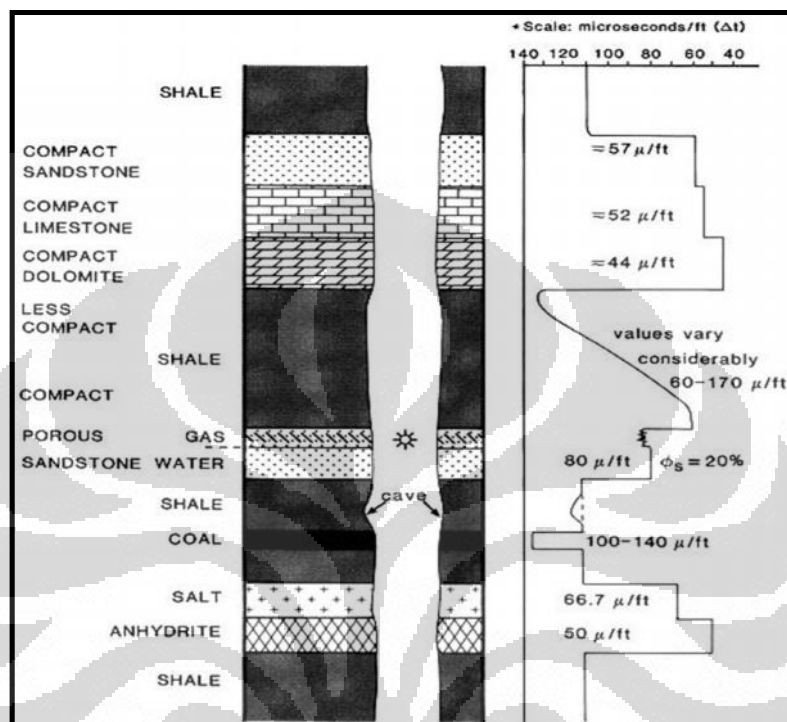
Di sini dapat dilihat bahwa saturasi merupakan fungsi dari densitas dan porositas.

2.2.3 Saturasi Air dari Log Sonik

Setiap benda padat dapat menjadi medium perambatan gelombang akustik. Jika gelombang suara merambat dari satu titik ke titik lainnya dalam benda padat, dan jarak kedua titik tersebut diketahui maka kecepatan gelombang suara didalam benda padat tersebut dapat diketahui dengan menghitung waktu perambatan gelombang antara kedua titik. Sehingga prinsip dasar dari alat sonik yaitu mengukur waktu perambatan gelombang suara yang melalui formasi pada jarak tertentu. Alat sonik terdiri dari pemancar dan penerima yang dipisahkan pada jarak tertentu. Namun jika hanya terdapat satu pemancar dan satu penerima, akan terjadi masalah yang disebabkan oleh kikisan pada lubang sumur atau pengaruh kemiringan alat, oleh karena ini dikembangkan sistem alat baru yaitu *Borehole Compensated Sonic Tool* (BHC) yang menggunakan dua pemancar dan empat penerima yang dirangkai sedemikian rupa sehingga pengaruh dari lubang bor dapat diminimalkan.

Walaupun alat sonik mengukur waktu rambat gelombang suara namun log sonik menampilkan hasilnya dalam besaran waktu transit (*transit time*) dengan

satuan $\mu\text{s}/\text{ft}$. Satuan ini dapat secara baik memberikan pembacaan yang ditemukan dalam *logging* normal dengan nilai berkisar 40 - 200 $\mu\text{s}/\text{ft}$. Namun sebagian besar formasi memberikan tanggapan nilai berkisar 40 - 140 $\mu\text{s}/\text{ft}$, sehingga skala log yang biasa dipakai adalah 140 - 40 $\mu\text{s}/\text{ft}$.



Gambar 2.12 Respon umum dari alat log sonik. (Glover, 2007).

Pada dasarnya data log yang sering digunakan untuk menghitung saturasi air adalah log resistivitas. Tetapi pada dasarnya log densitas dan log sonik dapat digunakan untuk saturasi air secara langsung. Karena pada dasarnya dengan menggunakan data log densitas dan log sonik, dapat diketahui nilai dari densitas dan kecepatan gelombang akustik. Nilai densitas dan kecepatan akustik antara gas dan air nilainya berbeda. Dengan mengetahui perbedaan nilai tersebut maka dapat dibedakan antara reservoir yang berisi air dengan yang berisi gas.

Selain itu, dapat juga menggunakan persamaan yang menghubungkan antara log sonik dengan log resistivitas. Persamaan yang dapat digunakan adalah persamaan Faust yang diturunkan dari hubungan empiris atau hubungan petrofisika antara resistivitas dengan porositas dan porositas dengan kecepatan gelombang sonik yaitu :

$$V = F \times R^{1/K_1} \times D^{1/K_2} \quad (2.9)$$

Di mana :

- V = Kecepatan gelombang kompresi (ft/s atau m/s)
 F = Konstanta Faust (2000 - 3400)
 R = Resistivitas (ohm-m)
 D = Kedalaman lapisan atau burial maksimum (ft atau m)
 K₁ dan K₂ = 6.0 atau ditentukan dari analisa regresi

Pada prakteknya nilai F tidaklah konstan, tapi merupakan suatu fungsi konstanta dari kedalaman atau zona.

2.3 Atribut Seismik

Definisi atribut seismik adalah segala informasi yang bisa didapat dari data seismik baik dengan pengukuran secara langsung maupun dengan analisa berdasarkan pengalaman-pengalaman (Taner, 2001). Sedangkan Barnes (1999) mendefinisikan atribut seismik sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang dapat ditampilkan pada skala yang sama dengan data orisinal.

Brown (2000) juga mendefinisikan atribut sebagai suatu derivatif pengukuran seismik dasar. Karena itu, perhitungan dan penggunaan atribut seismik dapat dirujuk balik kepada asal mula metode seismik eksplorasi. Contoh paling mudah aplikasi atribut seismik adalah waktu tempuh refleksi dan cuplikan even seismik yang digunakan untuk perkiraan struktur geologi.

Penggunaan atribut seismik dimulai sekitar akhir tahun 1960-an seiring dengan meningkatnya aktivitas pencarian anomali daerah terang (*“bright-spots”*). Pada saat itu mulai disadari bahwa tampilan data seismik dapat dimanipulasi untuk mempermudah interpretasi geologi. Pada tahun 1960 - 1970-an, atribut seismik yang umum digunakan dalam eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi hanyalah atribut amplitudo. Karena terbukti dapat dijadikan sebagai indikator langsung hidrokarbon (*Direct Hydrocarbon Indicator - DHI*) pencarian atribut seismik lain mulai dilakukan untuk meningkatkan kualitas interpretasi.

Atribut frekuensi merupakan sasaran penelitian berikutnya karena disadari bahwa terdapat anomali atenuasi sinyal seismik yang melalui reservoir gas. Hal ini terdeteksi sebagai pergeseran ke frekuensi lebih rendah dari reflektor-reflektor yang terletak di bawah reservoir. Pergeseran tersebut sering dikenal dengan sebutan “bayangan frekuensi rendah”.

Kemudian Nigel Anstey di tahun 1972 - 1973, yang kemudian dilanjutkan Taner dan Sheriff di tahun 1977 serta Taner, Koehler, dan Sheriff di tahun 1979. Atribut utama yang diteliti oleh mereka tersebut adalah kuat refleksi, yang kembali dikembangkan terutama untuk mendeteksi DHI. Arti penting dari atribut ini adalah bahwa ia menghilangkan pengaruh distorsi dari polaritas refleksi dan fasa wavelet dari amplitudo seismik. Hal ini mengakibatkan “*bright-spots*” lebih mudah terlihat dan juga memungkinkan perbandingan relatif antar anomali amplitudo.

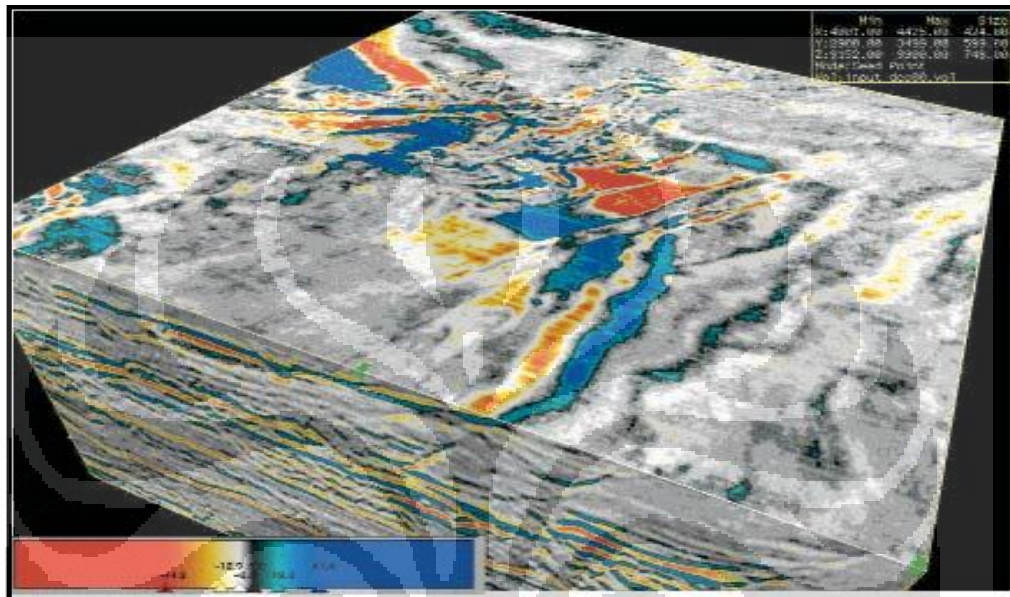
Beberapa atribut seismik yang akan digunakan sebagai masukan dalam penelitian ini dijelaskan sebagai berikut sedangkan secara lengkap, bagan penggunaan atribut dapat dilihat pada lampiran 3.

2.3.1 Atribut Amplitudo

Amplitudo merupakan atribut terdasar dari tras seismik. Pada awalnya, ketertarikan interpreter tertarik pada amplitudo terbatas pada “kehadirannya” saja bukan magnitudonya, karena pada awalnya data seismik hanya dimanfaatkan untuk analisa struktural. Amplitudo seismik paling banyak digunakan untuk mengenali anomali amplitudo akibat hidrokarbon, misalnya anomali daerah terang, daerah buram, dan seterusnya.

Amplitudo seismik juga umum digunakan untuk pemetaan fasies dan sifat reservoir. Perubahan lateral ampiltudo sering dipakai pada studi-studi stratigrafi untuk membedakan satu fasies dengan fasies lainnya. Misalnya secara umum lapisan-lapisan yang konkordan akan mempunyai amplitudo yang lebih tinggi, “hummocky” sedikit lebih rendah dan “chaotic” paling rendah. Lingkungan yang kaya akan pasir umumnya mempunyai amplitudo yang lebih tinggi dibandingkan dengan kaya akan serpih. Perbedaan-perbedaan rasio batupasir – batu serpih ini dengan mudah dapat dilihat pada peta amplitudo.

Pada dasarnya, amplitudo berkaitan dengan perbandingan modulus bulk yang dimiliki oleh dua medium yang dilewati oleh gelombang. Semakin besar modulus bulk maka semakin tinggi amplitudo refleksi yang dihasilkan. Ini menunjukkan densitas yang semakin tinggi. Karena densitas dipengaruhi oleh porositas maka amplitudo sangat erat hubungannya dengan kontras porositas suatu lapisan. **Gambar 2.13** menunjukkan penampang amplitudo seismik.



Gambar 2.13 Penampang amplitudo seismik. (Taner, 2001).

Secara umum, kegunaan utama atribut amplitudo adalah untuk mengidentifikasi parameter-parameter sebagai berikut :

1. Akumulasi gas dan fluida
2. Gros litologi
3. Gros porositas
4. Batupasir "*channel*" dan *deltaic*
5. Jenis-jenis tertentu *reef*
6. Ketidakselarasan
7. Efek *tuning*
8. Perubahan stratigrafi sekuen

2.3.2 Atribut Impedansi Akustik

Sebagaimana telah kita ketahui bahwa koefisien refleksi gelombang seismik akan ditentukan oleh rapat massa dan kecepatan gelombang pada masing-masing medium yang dilaluinya.

Rapat massa (ρ_b) juga akan mempengaruhi kecepatan gelombang seismik dalam suatu reservoir yang dilaluinya. Formulasi yang diturunkan oleh Gassmann memperlihatkan bahwa kecepatan (V_p) akan berbanding terbalik dengan rapat massa (ρ_b) pada medium berpori yang terisi oleh fluida. Rapat massa (ρ_b) batuan reservoir ditunjukkan pada persamaan 2.7 dan 2.8. Sedangkan untuk mencari V_p dapat menggunakan persamaan :

$$V_p = \left[\left\{ \left(\frac{\beta}{C_m} + \frac{3}{4} \mu \right) + \frac{(1-\beta)^2}{(1-\beta-\phi)C_m + \phi C_f} \right\} \frac{1}{\rho_b} \right]^{1/2} \quad (2.10)$$

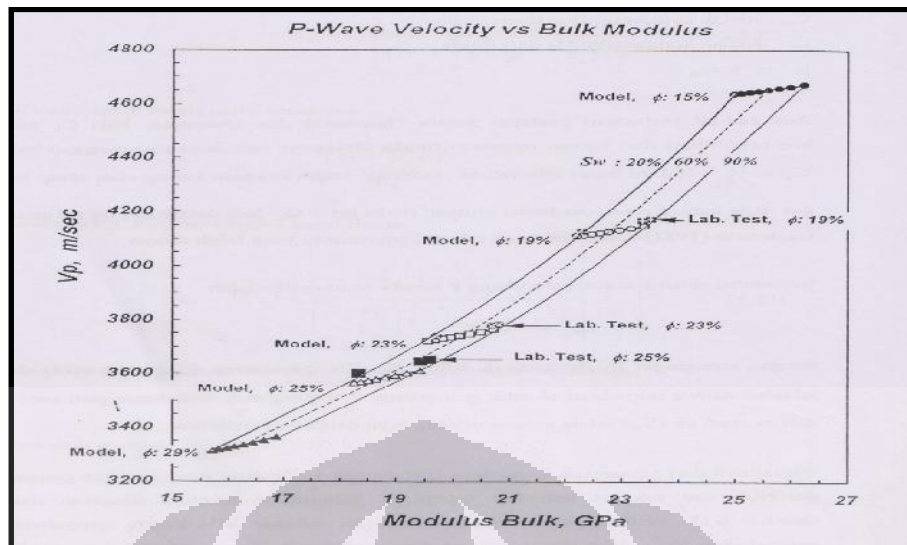
Di mana β adalah K_d/K_m (K_d adalah nilai modulus bulk pada saat kering, K_m adalah modulus bulk dari matriks), μ adalah modulus geser, ϕ adalah porositas, C_m adalah kompresibilitas dari matriks, C_f adalah kompresibilitas dari fluida dan ρ_b adalah densitas bulk yang didapat dari persamaan 2.7 dan 2.8.

Impedansi akustik untuk gelombang P secara formulatif adalah :

$$Z_p = \rho_b V_p \quad (2.11)$$

Dengan mengingat ρ_b (persamaan 2.7 dan 2.8) dan V_p (persamaan 2.10) maka jelaslah bahwa impedansi akustik gelombang P terpengaruh oleh besar pori-pori (ϕ) dan saturasi air (S_w) selain pengaruh yang kuat dari kompresibilitas. Dengan memasukkan nilai V_p yang berbeda-beda pada tiap fluida maka akan diketahui nilai S_w yang berbeda-beda.

Visualisasi dari persamaan Gassmann (persamaan 2.10) yang menunjukkan pengaruh porositas dan saturasi terhadap kecepatan gelombang seismik diberikan dalam **Gambar 2.14**. Terlihat penambahan saturasi air sebesar 20 % hanya menyebabkan penambahan V_p sedikit tetapi penambahan modulus bulk yang sangat besar (dalam Giga pascal) akan menyebabkan V_p bertambah secara signifikan.



Gambar 2.14 Kecepatan gelombang P sebagai fungsi modulus bulk untuk beberapa nilai porositas (ϕ) dan saturasi air (S_w). (Munadi, 2000).

Impedansi akustik didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, impedansi akustik merupakan produk perkalian antara kecepatan gelombang kompresi dengan densitas batuan.

Semakin keras suatu batuan maka impedansi akustiknya semakin besar pula, sebagai contoh: batupasir yang sangat kompak memiliki impedansi akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batulempung.

Karakterisasi reservoir saat ini sangat disukai kebanyakan orang untuk meningkatkan produksi dari suatu lapangan migas. Karakterisasi reservoir adalah melakukan integrasi dari semua data-data yang ada, seperti data seismik, geologi, data sumur / log, sehingga sifat-sifat dari batuan pada reservoir yang ada dapat dimengerti dengan baik. Inversi impedansi akustik (perkalian antara percepatan dan densitas) adalah salah satu data yang sangat penting di dalam melakukan karakterisasi reservoir. Inversi impedansi akustik (IA) adalah suatu proses konversi dari data seismik menjadi data impedansi akustik. Impedansi akustik merupakan sifat dasar dari suatu batuan. Maka dari itu, bekerja dengan menggunakan impedansi akustik mempunyai beberapa keuntungan (jika dibandingkan bekerja dengan data seismik) yaitu :

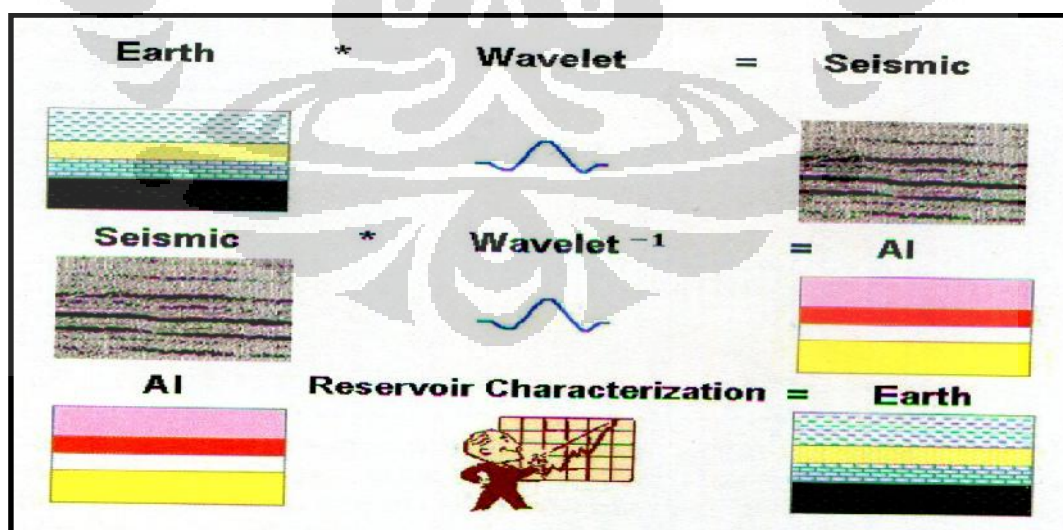
1. Keyakinan yang tinggi dengan hasil interpretasi, karena resolusinya lebih baik.
2. Di banyak daerah, impedansi akustik dapat menunjukkan indikasi suatu jenis batuan, dapat juga menunjukkan porositas, bahkan bisa sebagai indikator dari kehadiran hidrokarbon.
3. Analisa kuantitatif dari sifat-sifat reservoir, seperti *net pay* dan porositas rata-rata dapat diturunkan / dihitung lebih cepat dan lebih akurat dari data impedansi akustik, jika dibandingkan perhitungan dengan menggunakan analisa amplitudo seismik.

Data seismik impedansi akustik dapat digolongkan sebagai data atribut seismik yang diturunkan dari amplitudo. Data seismik impedansi akustik didapatkan melalui proses inversi seismik.

Dalam proses akuisisi data seismik, tras seismik konvensional didapatkan dari hasil konvolusi antara deret koefisien refleksi ($RC(t)$) dengan wavelet ($w(t)$) :

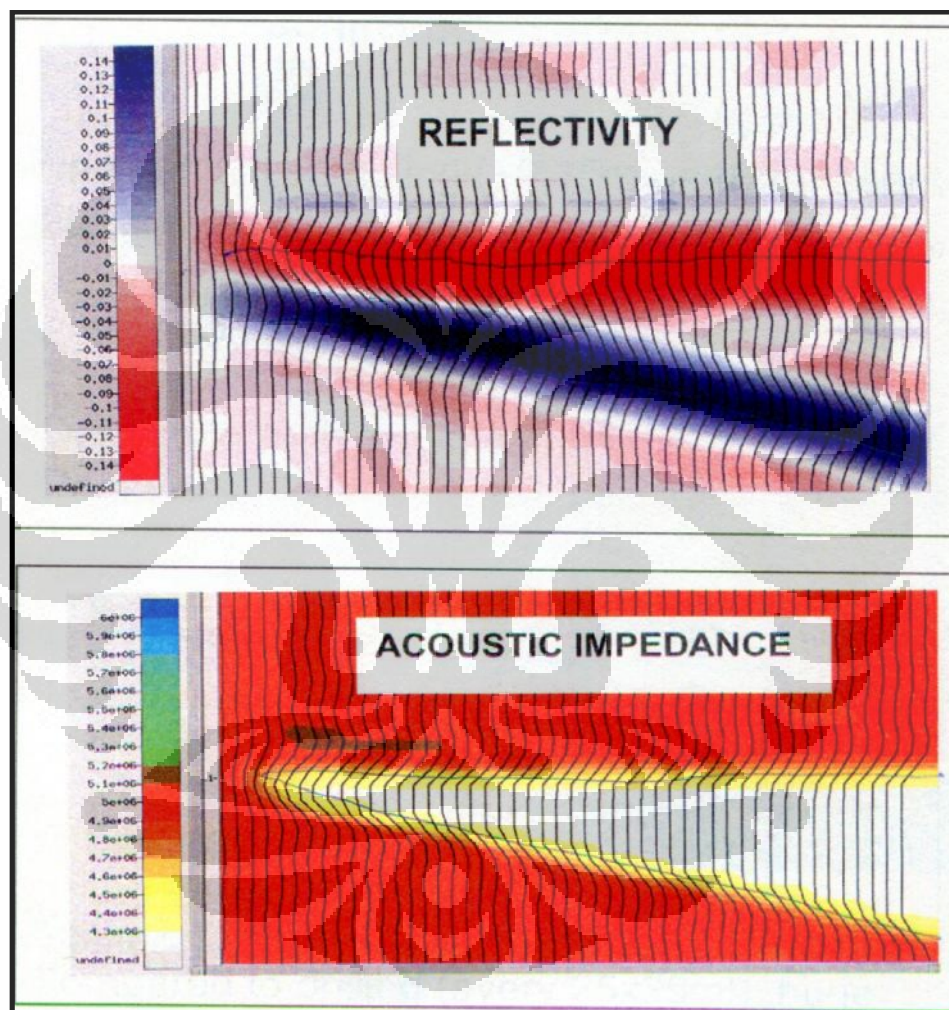
$$S(t) = RC(t) * w(t) \quad (2.12)$$

Maka data impedansi akustik didapatkan dengan “membagi” tras seismik dengan wavelet yang sesuai. Hal ini ditunjukkan pada **Gambar 2.15**.



Gambar 2.15 Animasi didapatnya data seismik dari konvolusi antara RC dan wavelet. Serta didapatnya data IA dari hasil pembagian antara data seismik dengan wavelet. (Jason Geoscience, 2001).

Apabila data seismik konvensional melihat batuan di bawah permukaan sebagai *interfacing* antar lapisan batuan, maka data impedansi akustik melihat batuan di bawah permukaan sebagai susunan lapisan batuan itu sendiri. Karena merupakan kumpulan lapisan, maka data IA lebih mendekati gambaran nyata lapisan di bawah permukaan sehingga menjadi lebih mudah untuk dipahami. **Gambar 2.16** menunjukkan perbandingan visual dari data seismik konvensional dengan data seismik IA.



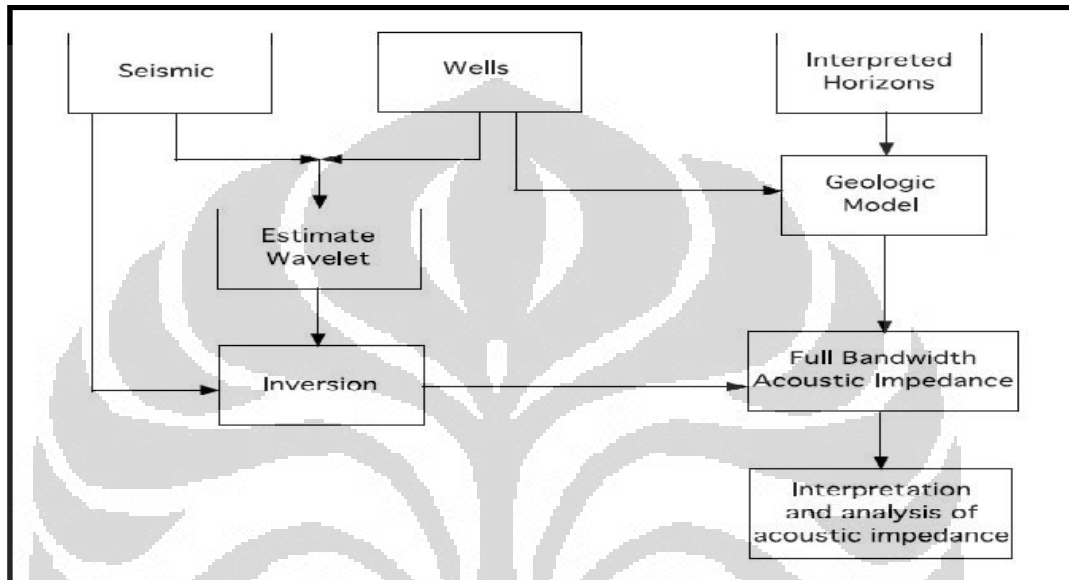
Gambar 2.16 Perbandingan visual antara data rekaman seismik dan data IA . (Jason Geoscience, 2001).

Untuk mendapatkan data seismik IA, ada beberapa hal yang harus disiapkan yaitu :

1. Data seismik yang dipakai harus diproses dengan menjaga keaslian amplitudonya (*preserve amplitude*).

2. Hasil interpretasi (horizon hasil interpretasi utama).
3. Data log sumur (minimal data log sonik dan densitas).
4. Wavelet.

Berikut ini akan ditunjukkan *flow chart* standar dari proses pembuatan data IA pada **Gambar 2.17**.



Gambar 2.17 Diagram alir dari proses pembuatan IA. (Jason Geoscience, 2001).

Dalam seismologi eksplorasi, dikenal ada dua pemodelan data seismik, yaitu pemodelan ke depan (*forward modeling*) dan pemodelan ke belakang (*inverse modeling*). Skematik pemodelan seismik ini ditunjukkan pada **Gambar 2.18**. *Forward modeling* adalah pembuatan tras seismik (*synthetic seismic trace*) dari data impedansi akustik sintetis yang telah diubah menjadi deret koefisien refleksi dengan menggunakan persamaan :

$$RC_i = \frac{Z_{(i+1)} - Z_{(i)}}{Z_{(i+1)} + Z_{(i)}} \quad (2.13)$$

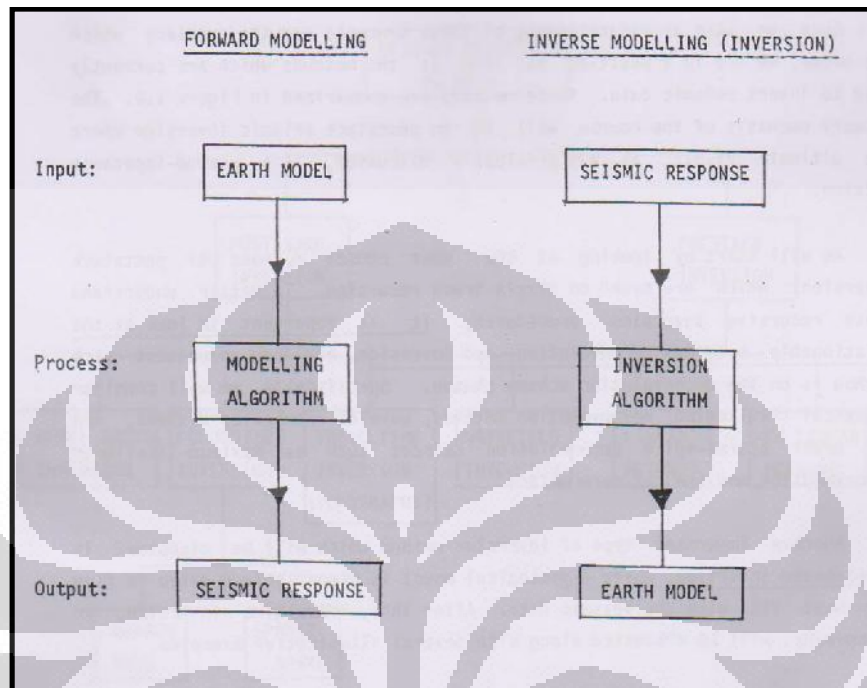
Dan kemudian dikonvolusikan dengan wavelet tertentu menggunakan persamaan :

$$S_{(t)} = w_{(t)} * RC_{(t)} + n_{(t)} \quad (2.14)$$

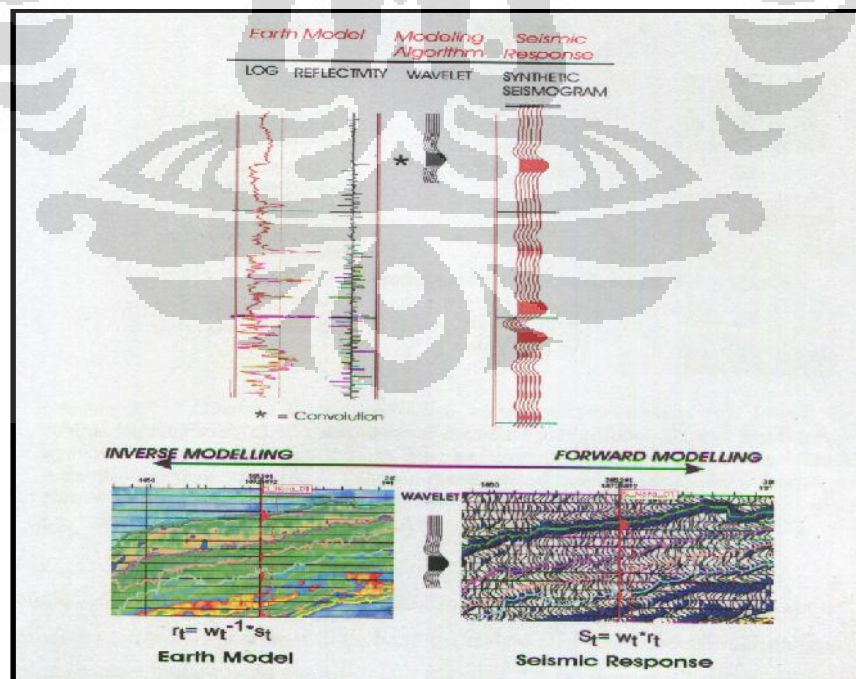
Di mana $S_{(t)}$ adalah tras seismik, $RC_{(t)}$ adalah koefisien rektifitas, $w_{(t)}$ adalah wavelet seismik, dan $n_{(t)}$ adalah *noise* (umumnya diabaikan). Sedangkan yang dimaksud dengan *inverse modeling* proses dekonvolusi, yaitu mengembalikan tras

seismik sintetik menjadi deretan koefisien refleksi dengan cara mengubah persamaan 2.14 menjadi :

$$RC_{(t)} = w_{(t)} * S_{(t)} \quad (2.15)$$



Gambar 2.18 Pemodelan data seismik. (Russell, 1998).



Gambar 2.19 Proses *forward* dan *inverse modeling*. (Russell, 1998).

Gambar 2.19 memperlihatkan konvolusi antara model bumi berupa peralasan batuan yang ditunjukkan oleh impedansi akustik dengan algoritma *modeling* berupa wavelet yang menghasilkan respon seismik berupa sintetik seismogram. Hasil *forward modeling* adalah respon seismik, sedangkan hasil *inverse modeling* adalah model bumi yang mencerminkan batuan (impedansi akustik).

Dari persamaan 2.15 terlihat jelas bahwa tujuan dari inversi seismik adalah untuk mendapatkan kembali koefisien reflektivitas yang tidak lain adalah bidang batas antar lapisan batuan. Dalam proses inversi seismik ini, data seismik yang bersifat *band limited frequency* karena kehilangan kandungan frekuensi rendah dan tinggi akibat konvolusi dengan wavelet yang bersifat *band limited*, mendapatkan kembali kandungan frekuensi yang hilang tersebut dengan cara menambahkan kandungan frekuensi rendah dan tinggi yang diambil dari data log, sehingga data seismik tersebut kembali menjadi *broad band frequency*. Hasil akhir dari inversi seismik adalah *broad band impedance*. (Yilmaz, 2001).

Dengan demikian dapat dikatakan bahwa inversi seismik merupakan suatu usaha untuk mengubah data seismik yang awalnya merupakan amplitudo sebagai fungsi waktu menjadi impedansi akustik sebagai fungsi waktu.

Karena impedansi akustik adalah sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, dan temperatur, maka impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator litologi, hidrokarbon, pemetaan litologi, pemetaan satuan aliran sampai dengan analisa kuantitatif. (Sukmono, 2000).

Dari pembahasan tersebut terlihat bahwa data seismik konvensional melihat obyek bawah permukaan dalam bentuk bidang batas antara lapisan-lapisan batuan, sedangkan impedansi akustik sebagai hasil inversi melihatnya sebagai lapisan batuan.

Keuntungan menggunakan penampang seismik inversi dibandingkan dengan penampang seismik amplitudo adalah kemampuannya memberikan gambaran bentuk penampang bumi yang sesungguhnya. Penampang ini mampu memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai penyebaran batuan baik secara

vertikal maupun secara lateral. Lapisan batuan yang berpori dan yang tidak berpori akan lebih mudah dibedakan dalam penampang impedansi akustik dari pada dalam penampang seismik amplitudo.

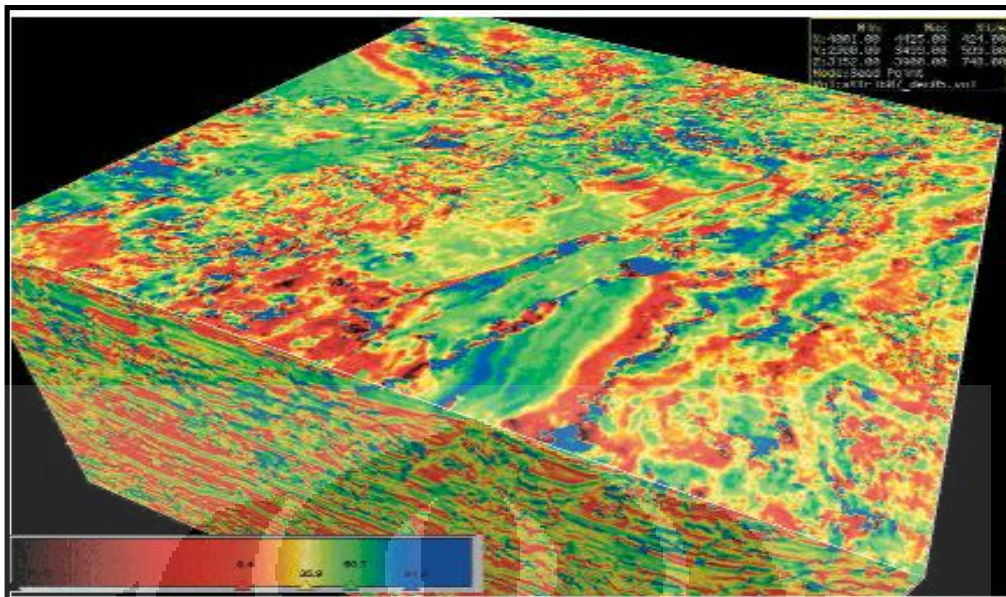
Beberapa metode yang digunakan untuk mendapatkan koefisien reflektivitas pada persamaan 2.15, yaitu :

1. Metode *Recursive (band limited inversion)*.
2. Metode *Sparse Spike*.
3. Metode *Model Based (Blocky)*.

2.3.3 Atribut Frekuensi Sesaat

Frekuensi merepresentasikan kecepatan perubahan dari fasa sesaat sebagai fungsi dari waktu dan merupakan ukuran dari lereng tras fasa dan didapatkan dari turunan pertama fasanya. Nilainya berkisar dari minus frekuensi Nyquist sampai plus frekuensi Nyquist. Meskipun begitu umumnya nilai frekuensi sesaat ini akan bernilai positif.

Frekuensi sesaat memberikan informasi perihal karakter frekuensi dari suatu reflektor, efek absorpsi, pengkekan, dan tebal pengendapan. Bayangan frekuensi rendah mungkin terasosiasi dengan reflektor-reflektor yang terletak tepat di bawah zona gas, kondesat, atau terkadang reservoar minyak. Biasanya, perubahan ke frekuensi rendah ini hanya terjadi pada reflektor-reflektor yang terletak tepat di bawah zona-zona tersebut sedang yang terletak lebih dalam akan terlihat normal.



Gambar 2.20 Penampang frekuensi sesaat. (Taner, 2001).

Hilangnya frekuensi tinggi juga bisa merupakan indikator dari “*onset-overpressure*” fluida pori. Frekuensi sesaat juga bisa digunakan untuk mendeteksi dan mengalibrasi efek *tuning* lapisan tipis.

Karena frekuensi sesaat ini lebih merepresentasikan sebuah nilai pada suatu titik; bukannya hasil perata-rataan pada suatu interval, maka frekuensi sesaat dapat menonjolkan perubahan-perubahan yang terjadi secara tiba-tiba yang mungkin hilang selama proses perata-rataan tersebut. Perubahan seperti ini dapat mengindikasikan suatu pembajian atau pinggir dari batas hidrokarbon dengan air.

Refleksi umumnya merupakan komposit dari refleksi individual yang berasal dari sejumlah reflektor berspasi rapat yang tetap berharga konstan pada separasi dan kontras impedansi akustik. Superposisi refleksi-refleksi individual tersebut dapat menghasilkan suatu pola frekuensi yang merupakan karakter refleksi komposit. Karakter frekuensi umumnya merupakan alat korelasi yang baik.

Perbandingan antara display frekuensi sesaat dan fasa sesaat ditunjukkan pada karakter sebuah refleksi komposit akan berubah secara bertahap seiring dengan perubahan bertahap dari jenis litologi atau ketebalan lapisan. Variasi lokal, seperti pada lokasi pembajian dan pinggir kontak hidrokarbon - air cenderung

akan mengubah frekuensi sesaat secara lebih cepat. **Gambar 2.20** Menunjukkan penampang frekuensi sesaat.

2.3.4 Atribut Kuat Refleksi (Amplitudo Sesaat)

Kuat refleksi atau amplitudo sesaat adalah akar dari energi total sinyal seismik pada waktu sesaat tertentu. Jadi kuat refleksi bisa dianggap sebagai amplitudo yang independen dari fasa. Kuat refleksi merupakan “amplop (*envelope*)” dari tras seismik untuk setiap sampel waktu. Kuat refleksi dapat dihitung dengan persamaan berikut :

$$\text{Kuat Refleksi} = \sqrt{(\text{Tras Riil})^2 + (\text{Tras Imajiner})^2} \quad (2.16)$$

Oleh karena itu kuat refleksi selalu bernilai positif dan mempunyai orde magnitudo yang sama dengan data riil. Data ini bisa mencapai nilai maksimum pada titik-titik fasa selain dari puncak atau palung pada tras real.

Persamaan 2.16 diperoleh dari transformasi Hilbert. Transformasi Hilbert menggeser fasa sebesar -90° pada tras seismik atau mengonversi gelombang kosinus menjadi sinus. Tras kompleks, sebagaimana yang diterangkan oleh Taner (2001) terdiri dari komponen real (tras seismik konvensional) dan komponen imajiner (tras kuadratur) yang ditunjukkan persamaan 2.17 :

$$F(t) = f(t) + ih(t) \quad (2.17)$$

di mana $f(t)$ adalah tras seismik real, $h(t)$ tras kuadratur. Tras kuadratur $h(t)$ dapat dideterminasi dari tras real $f(t)$ dengan menggunakan Transformasi Hilbert yang ditunjukkan oleh persamaan 2.18 :

$$h(t) = \frac{1}{\pi t} * f(t) \quad (2.18)$$

di mana (*) merupakan konvolusi. Dari persamaan 2.18 terlihat bahwa $h(t)$ adalah pergeseran fasa 90 derajat dari tras seismik real $f(t)$. Tras seismik real $f(t)$ dapat diekspresikan dengan amplitudo yang tergantung pada waktu $A(t)$ dan fasa yang tergantung pada waktu $q(t)$, seperti dinyatakan sebagai berikut :

$$f(t) = A(t) \cos\theta(t) \quad (2.19)$$

dan tras kuadratur didefinisikan sebagai :

$$h(t) = A(t) \sin\theta(t) \quad (2.20)$$

sehingga tras kompleks $F(t)$ didefinisikan sebagai :

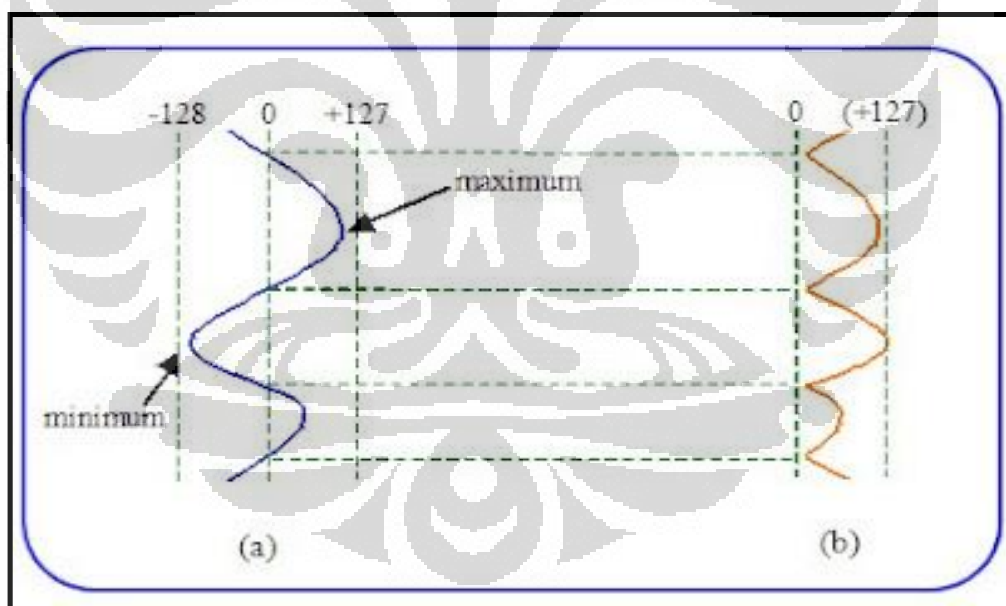
$$\begin{aligned} F(t) &= f(t) + ih(t) \\ F(t) &= A(t) \cos\theta(t) + i A(t) \sin\theta(t) \\ F(t) &= A(t) e^{i\theta(t)} \end{aligned} \quad (2.21)$$

Jika $f(t)$ dan $h(t)$ diketahui ($h(t)$ dapat diturunkan dari $f(t)$ dengan menggunakan Transformasi Hilbert), maka untuk $A(t)$ dan $q(t)$ diperoleh :

$$A(t) = \sqrt{f^2(t) + h^2(t)} = |F(t)| \quad (2.22)$$

$A(t)$ disebut dengan ‘Kuat Refleksi’ dan $q(t)$ disebut dengan ‘Fasa Sesaat’.

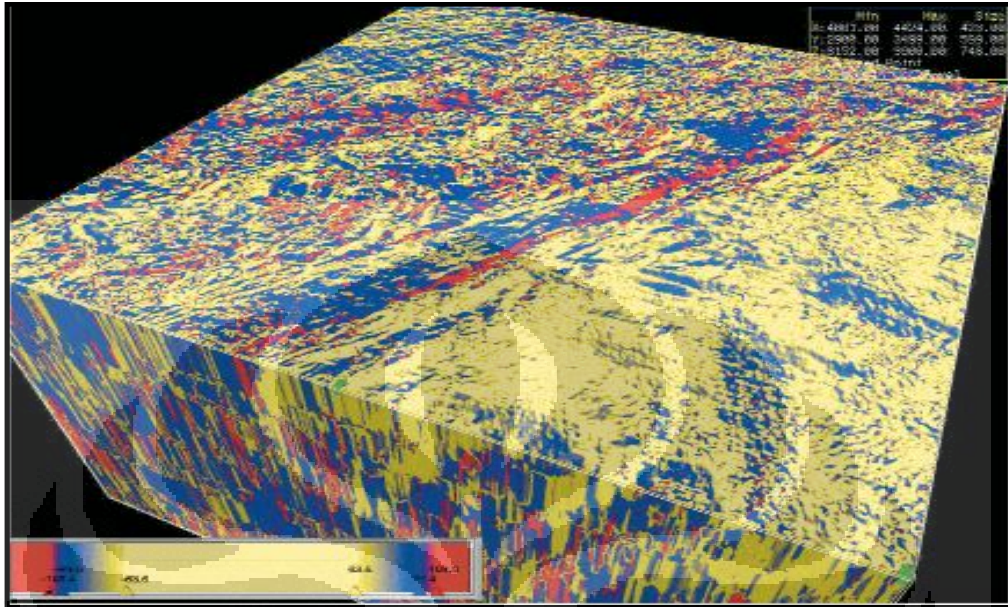
Kuat refleksi tinggi sering berasosiasi dengan perubahan litologi tajam di antara lapisan-lapisan batuan yang berdekatan, seperti sepanjang ketidakselarasan atau batas yang berasosiasi dengan perubahan tajam pada lingkungan pengendapan. **Gambar 2.21** menunjukkan tras kuat refleksi sebagai *envelope* amplitudo dari tras reflektivitas.



Gambar 2.21 Tras kuat refleksi (b) sebagai *envelope* amplitudo dari tras reflektivitas (a). (Taner, 2001).

Kuat refleksi dari ketidakselarasan dapat bervariasi sesuai dengan perbedaan lapisan yang tererosi. Akibatnya pengukuran kuat refleksi dapat dijadikan alat bantu untuk mengidentifikasi litologi lapisan yang tererosi tersebut bila diasumsikan bahwa pengendapan adalah konstan di atas ketidakselarasan.

Perubahan tajam kuat refleksi dapat juga berasosiasi dengan sesar atau lingkungan pengendapan seperti "channel". **Gambar 2.22** menunjukkan penampang kuat refleksi / amplitudo sesaat.



Gambar 2.21 Penampang kuat refleksi / amplitudo sesaat. (Taner, 2001).

Variasi lateral dalam ketebalan lapisan akan mengakibatkan perubahan interferensi lapisan, di mana perubahan ini biasanya terjadi pada jarak yang cukup panjang sehingga menghasilkan gradasi perubahan lateral kuat refleksi.

Selain itu kuat refleksi berguna dalam mengidentifikasi "subcropping beds" dan membedakan suatu reflektor masif, seperti ketidakselarasan dengan kumpulan komposit reflektor lainnya.

Yang paling penting, kuat refleksi juga merupakan alat efektif untuk mengidentifikasi anomali terang dan buram ("bright and spots") yang timbul akibat atenuasi oleh gas yang mengisi pori-pori batuan. Reservoir gas, misalnya sering muncul sebagai refleksi dengan amplitudo tinggi dan "terang".

BAB 3

ARTIFICIAL NEURAL NETWORK

Artificial neural network (ANN) adalah suatu metode komputasi yang meniru sistem jaringan syaraf biologis. Metode ini menggunakan elemen perhitungan non-linier dasar yang disebut neuron yang diorganisasikan sebagai jaringan yang saling berhubungan, sehingga mirip dengan jaringan syaraf manusia. ANN dibentuk untuk memecahkan suatu masalah tertentu seperti pengelompokan pola atau klasifikasi karena proses pembelajaran. (Puspitaningrum, 2006).

Layaknya neuron biologi, ANN juga merupakan sistem yang bersifat “*fault tolerant*” dalam dua hal. Pertama, dapat mengenali sinyal masukan yang agak berbeda dari yang pernah diterima sebelumnya. Sebagai contoh, manusia sering dapat mengenali seseorang yang wajahnya pernah dilihat dari foto atau dapat mengenali seseorang yang wajahnya agak berbeda karena sudah lama tidak menjumpainya. Kedua, tetap mampu bekerja meskipun beberapa neuronnya tidak mampu bekerja dengan baik. Jika sebuah neuron rusak, neuron lain dapat dilatih untuk menggantikan fungsi neuron yang rusak tersebut.

ANN, seperti manusia, belajar dari suatu contoh karena mempunyai karakteristik yang adaptif, yaitu dapat belajar dari data-data sebelumnya dan mengenal pola data yang selalu berubah. Selain itu, ANN merupakan sistem yang tak terprogram, artinya semua keluaran atau kesimpulan yang ditarik oleh jaringan didasarkan pada pengalamannya selama mengikuti proses pembelajaran / pelatihan.

Hal yang ingin dicapai dengan melatih ANN adalah untuk mencapai keseimbangan antara kemampuan memorisasi dan generalisasi. Yang dimaksud kemampuan memorisasi adalah kemampuan ANN untuk mengambil kembali secara sempurna sebuah pola yang telah dipelajari. Kemampuan generalisasi adalah kemampuan ANN untuk menghasilkan respons yang bisa diterima terhadap pola-pola masukan yang serupa (namun tidak identik) dengan pola-pola

yang sebelumnya telah dipelajari. Hal ini sangat bermanfaat bila pada suatu saat ke dalam ANN itu dimasukkan informasi baru yang belum pernah dipelajari, maka ANN itu masih akan tetap dapat memberikan tanggapan yang baik, memberikan keluaran yang paling mendekati. (Puspitaningrum, 2006).

ANN berkembang secara pesat pada beberapa tahun terakhir. ANN telah dikembangkan sebelum adanya suatu komputer konvensional yang canggih dan terus berkembang walaupun pernah mengalami masa vakum selama beberapa tahun.

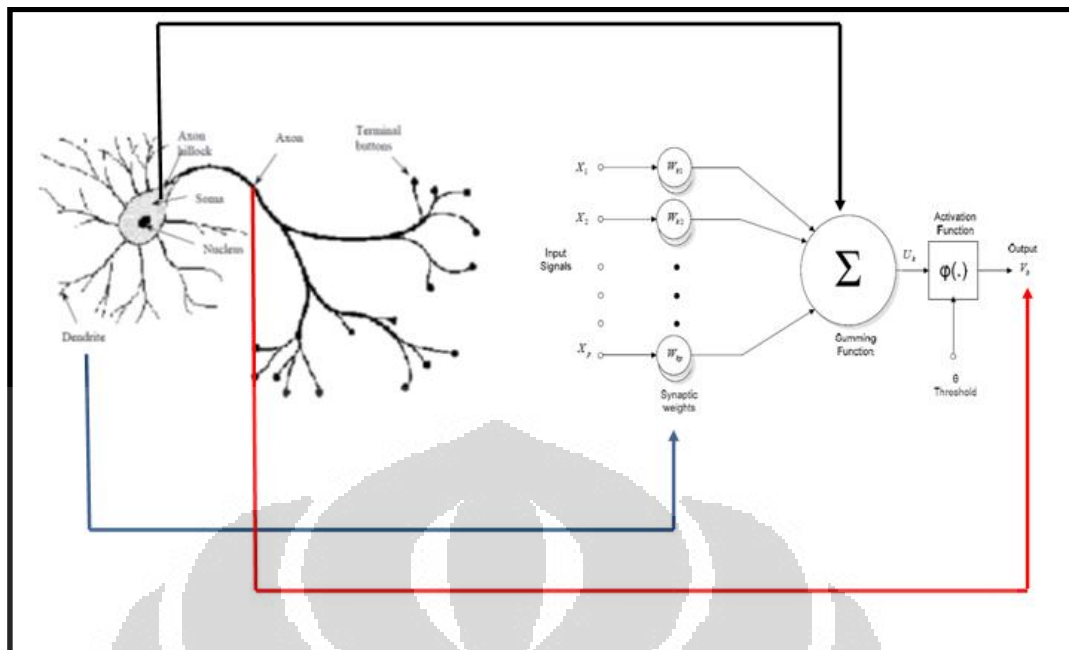
ANN menyerupai otak manusia dalam dua hal, yaitu :

1. Pengetahuan diperoleh jaringan melalui proses belajar.
2. Kekuatan hubungan antar sel syaraf (neuron) yang dikenal sebagai bobot- bobot sinaptik digunakan untuk menyimpan pengetahuan.

ANN ditentukan oleh tiga hal (Jong, 2004), yaitu :

1. Pola hubungan antar neuron (disebut arsitektur jaringan).
2. Metode untuk menentukan bobot penghubung (disebut metode pelatihan (*learning*)).
3. Fungsi aktivasi, yaitu fungsi yang digunakan untuk menentukan keluaran suatu neuron.

Aplikasi ANN dalam bidang geofisika eksplorasi sangat populer beberapa tahun ini. Pengembangan ANN pertama kali dilakukan untuk kepentingan *processing* data seismik. Hampson et al., (2001) termasuk orang-orang yang pertama yang dapat menunjukkan bahwa ANN dapat digunakan untuk mengestimasi nilai sebenarnya dari beberapa parameter geofisika. Sejak saat itu, banyak orang menggunakan ANN untuk mengatasi berbagai tantangan dalam bidang geofisika seperti *horizon tracing*, deteksi *bright-spot*, *picking* batas atas volume seismik, dekonvolusi, dan koreksi NMO. Pada **Gambar 3.1** ditunjukkan gambar perbandingan antara sistem jaringan syaraf pada manusia dengan sistem jaringan syaraf buatan. Pada gambar tersebut ditunjukkan bagian-bagian yang memiliki fungsi yang sama.



Gambar 3.1 Jaringan syaraf manusia dan jaringan syaraf buatan. (Bhatt, 2002).

Pada dasarnya, ANN merupakan algoritma matematika yang dikembangkan untuk meniru cara kerja jaringan syaraf biologis yang dimiliki oleh manusia.

3.1 Peran ANN dalam Bidang Geosains

Penggunaan ANN sangat unggul dibandingkan beberapa metode lain dengan beberapa syarat (Masters, 1993) :

1. Data yang digunakan memiliki sifat 'fuzzy'. Artinya terdapat gradient nilai dari suatu parameter ke parameter lain.
2. Data yang digunakan memiliki pola yang sangat sulit ditebak maupun diperhitungkan secara statistik. Salah satu kelebihan ANN adalah menemukan pola yang tidak dapat ditemukan oleh otak manusia.
3. Data menunjukkan sifat non-linear yang signifikan.

Beberapa fenomena di atas juga mewakili sifat-sifat data geosains. Karena itulah metode ANN ini sangat populer digunakan baik dalam eksplorasi geosains maupun dalam teknik perminyakan. (Bhatt, 2002).

3.2 Jenis-jenis ANN

Proses tumbuh dan kemampuan untuk belajar yang dimiliki oleh otak manusia menciptakan hubungan setiap masukan yang diterima oleh indera kita. Secara garis besar proses belajar yang dilakukan oleh ANN juga hampir sama.

Secara umum ANN dibagi menjadi dua. Yang pertama adalah terpandu (*supervised*) dan yang kedua adalah tidak terpandu (*unsupervised*). Pada ANN terpandu (contoh: *perceptron multilayer*), yang banyak digunakan, diberikan sejumlah pola data yang dapat dipelajari berikut respon yang diinginkan untuk pola masukan tersebut. Model ini banyak digunakan untuk kepentingan klasifikasi dan estimasi nilai parameter tertentu. *Backpropagation artificial neural network* (BP-ANN) yang digunakan pada penelitian ini termasuk dalam tipe ini.

Sedangkan pada ANN yang tidak terpandu, jaringan syaraf hanya diberi masukan berupa beberapa pola data yang dapat dipelajari tanpa adanya respon atau keluaran yang diinginkan. Karena itu jaringan tersebut akan mengelompokkan data tersebut berdasarkan kemiripan polanya.

Jenis ANN yang digunakan pada penelitian ini adalah ANN terpandu dengan sub-jenis *static feed-forward network*. Kata statis berarti parameter yang digunakan pada jaringan tersebut akan tetap apa adanya dan tidak dipengaruhi oleh waktu.

3.3 Keunggulan BP-ANN

Jenis jaringan yang digunakan dipilih karena sesuai dengan tujuan penggunaannya yaitu memprediksi nilai parameter (saturasi air) dari set data lain yang tersedia (atribut seismik). Karena jaringan syaraf merangsang kemampuan kognitif otak manusia, jaringan ini dapat digunakan untuk melakukan tugas sulit seperti mengenali pola yang tidak dapat dilakukan dengan menggunakan algoritma numerik biasa. Jaringan syaraf sebagai sistem non-linier yang mempelajari pola-pola hubungan antara masukan dengan target keluaran dengan cara melatih. Jadi cara kerja metode ini mirip dengan metode inversi.

Keunggulan paling penting dengan menggunakan BP-ANN dalam penelitian ini adalah ketidakbergantungan terhadap fungsi tertentu. Di sini tidak

diharuskan memperhatikan tahap-tahap prosedur atau rumus-rumus. Yang dilakukan hanya menguji masukan yang tepat agar dapat menghasilkan keluaran yang baik seperti yang diinginkan. Karena itu, pengetahuan tentang material batuan dan sifat fluida secara mendalam tidak mutlak diperlukan untuk memprediksi nilai saturasi air. Selain itu, hasil pendekatan yang dilakukan oleh ANN tidak seperti hasil regresi linier yang mengharuskan nilai keluaran mendekati nilai rata-rata.

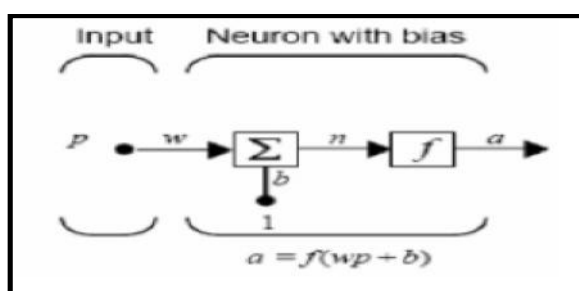
3.4 Struktur BP-ANN

3.4.1 Model Syaraf

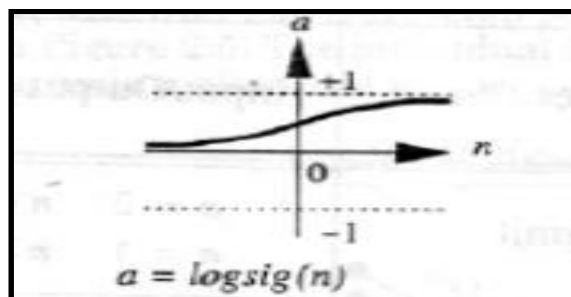
BP-ANN terdiri dari struktur yang sederhana. Pertama akan dijelaskan struktur syaraf dengan masukan tunggal yang akan dilanjutkan dengan penjelasan tentang multi-masukan. Syaraf-syaraf ini dapat digabung menjadi suatu lapisan syaraf. Gabungan beberapa lapisan syaraf tersebut akan membentuk jaringan syaraf.

3.4.1.1 Jaringan Masukan Tunggal

Sebuah syaraf masukan tunggal, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 3.2** mendapat masukan berupa nilai skalar p yang kemudian dikalikan dengan suatu bobot w yang juga skalar hingga menghasilkan wp untuk kemudian dijadikan masukan untuk fungsi penjumlahan. Terdapat masukan lain, berupa nilai 1, yang dikalikan dengan bias b dan dimasukkan ke dalam penjumlahan. Fungsi penjumlahan ini memiliki keluaran n , yang menjadi masukan dari jaringan. Nilai n ini lalu dimasukkan ke dalam fungsi transfer f yang memiliki keluaran a . jadi, apabila dirunut ke belakang, nilai a merupakan hasil perhitungan $a = f(n) = f(wp+b)$.



Gambar 3.2 Neuron masukan tunggal. (Bhatt, 2002).



Gambar 3.3 Fungsi transfer log-sigmoid. (Bhatt, 2002).

Fungsi transfer pada **Gambar 3.2** dapat berupa fungsi linier maupun non-linier. Beberapa pilihan transfer yang sesuai dapat digunakan untuk memenuhi spesifikasi pola data yang dihadapi (lihat lampiran 4). Salah satu fungsi transfer yang banyak digunakan adalah log-sigmoid yang ditunjukkan pada **Gambar 3.3**. fungsi ini menggunakan masukan yang bervariasi antar tak hingga sampai minus tak hingga dan menghasilkan rentang keluaran dari 0 sampai 1, sesuai dengan persamaan :

$$a = \frac{1}{1 + e^{-n}} \quad (3.1)$$

Fungsi transfer log-sigmoid biasanya digunakan pada jaringan dengan banyak lapisan dan dilatih dengan menggunakan algoritma *backpropagation* karena fungsi ini dapat didiferensiasi.

3.4.1.2 Jaringan Multi-masukan

Biasanya sebuah syaraf memiliki beberapa masukan sekaligus. **Gambar 3.4** menggambarkan sebuah neuron dengan jumlah masukan R . setiap masing-masing masukan p_1, p_2, \dots, p_R diberi bobot $w_{1,1}, w_{2,2}, \dots, w_{1,R}$ yang masing-masing merupakan anggota matriks W . tiap masukan yang telah diberi bobot dijumlahkan dengan bias b hingga membentuk sederetan masukan untuk jaringan.

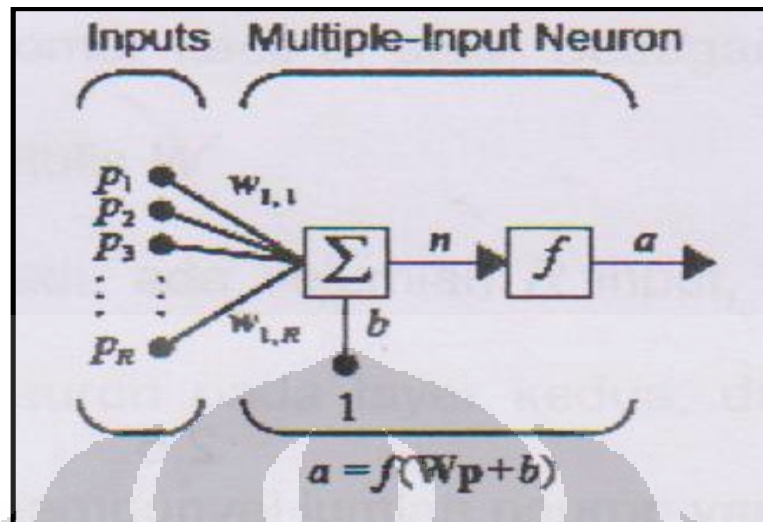
$$\mathbf{n} = \mathbf{w}_{1,1}\mathbf{p}_1 + \mathbf{w}_{1,2}\mathbf{p}_2 + \dots + \mathbf{w}_{1,R}\mathbf{p}_R + \mathbf{b} \quad (3.2)$$

Persamaan ini dapat ditulis dalam suatu persamaan matriks :

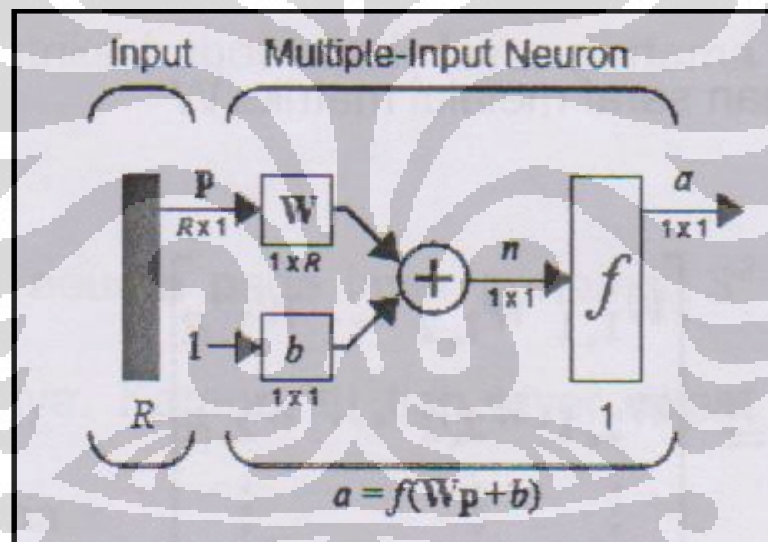
$$\mathbf{n} = \mathbf{Wp} + \mathbf{b} \quad (3.3)$$

di mana matriks W terdiri dari satu baris dengan jumlah R sehingga keluaran neuron tersebut dapat ditulis :

$$a = f(Wp + b) \quad (3.4)$$



Gambar 3. 4 Neuron multi-masukan. (Mathworks, 2012).



Gambar 3.5 Notasi sederhana neuron multi-masukan. (Mathworks, 2012).

Terdapat kesepakatan dalam penamaan indeks tiap anggota matriks bobot. Indeks pertama menunjukkan syaraf tujuan untuk bobot tersebut. Sedangkan indeks kedua menunjukkan sumber sinyal masukan untuk syaraf tersebut.

Apabila jumlah R terlalu besar, tampilan neuron akan sangat sulit untuk digambarkan. Karena itu pada **Gambar 3.5** diperlihatkan notasi yang mewakili seluruh jumlah masukan R dalam suatu perhitungan dengan masing-masing dikalikan dengan elemen dari matriks bobot W . Syaraf dengan beberapa masukan sekaligus disebut *perceptron*.

3.4.2 Struktur Jaringan

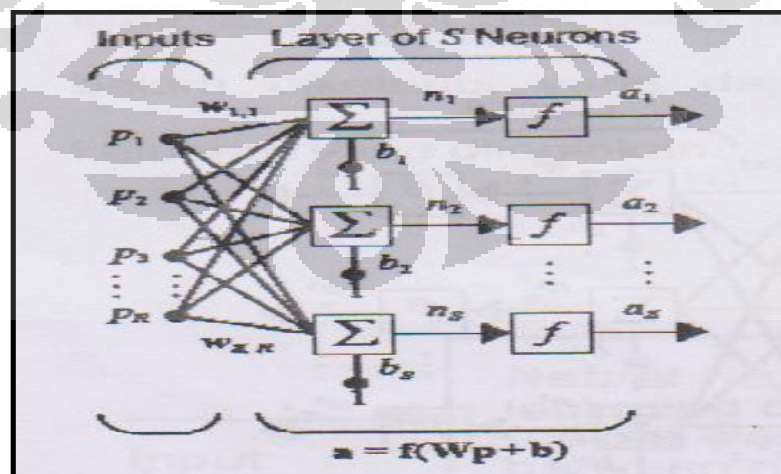
Biasanya suatu jaringan tunggal tidak dapat digunakan untuk mengatasi masalah yang rumit. Diperlukan lima sampai sepuluh syaraf yang bekerja secara paralel. Susunan syaraf disebut lapisan.

3.4.2.1 Lapisan Syaraf

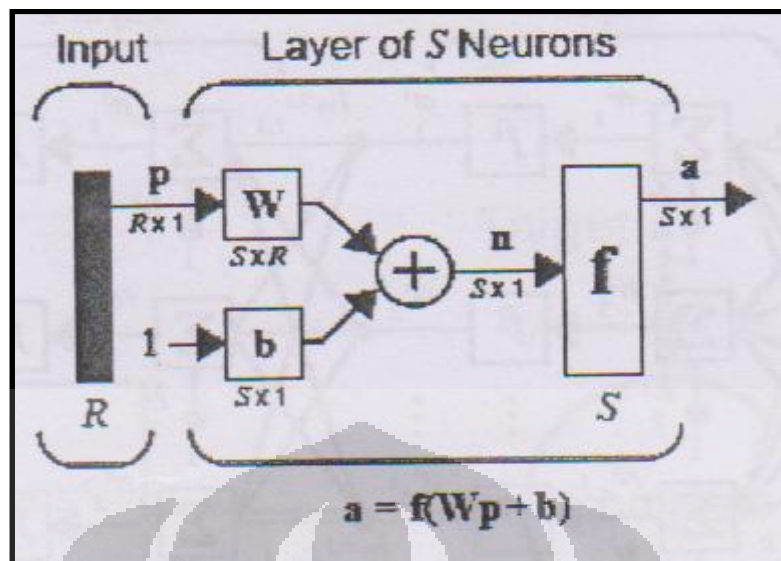
Suatu jaringan dengan jumlah masukan S diperlihatkan pada **Gambar 3.6**. Setiap R masukan dihubungkan dengan setiap neuron sehingga matriks W memiliki jumlah baris R . Tiap anggota matriks masukan p dihubungkan dengan syaraf melalui matriks W .

$$W = \begin{bmatrix} w_{1,1} & w_{1,2} & \dots & w_{1,R} \\ w_{2,1} & w_{2,2} & \dots & w_{2,R} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ w_{S,1} & w_{S,2} & \dots & w_{S,R} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Setiap syaraf memiliki bias b_i , fungsi penjumlah, fungsi transfer dan keluaran a_i . Keluaran syaraf tersebut membentuk vektor a . **Gambar 3.6** memperlihatkan sebuah lapisan dengan beberapa neuron. Sedangkan **Gambar 3.7** memperlihatkan lapisan dengan notasi yang disederhanakan. Biasanya jumlah masukan tidak sama dengan jumlah neuron.



Gambar 3.6 Jaringan dengan S neuron. (Mathworks, 2012).



Gambar 3.7 Jaringan dengan notasi yang disederhanakan. (Mathworks, 2012)

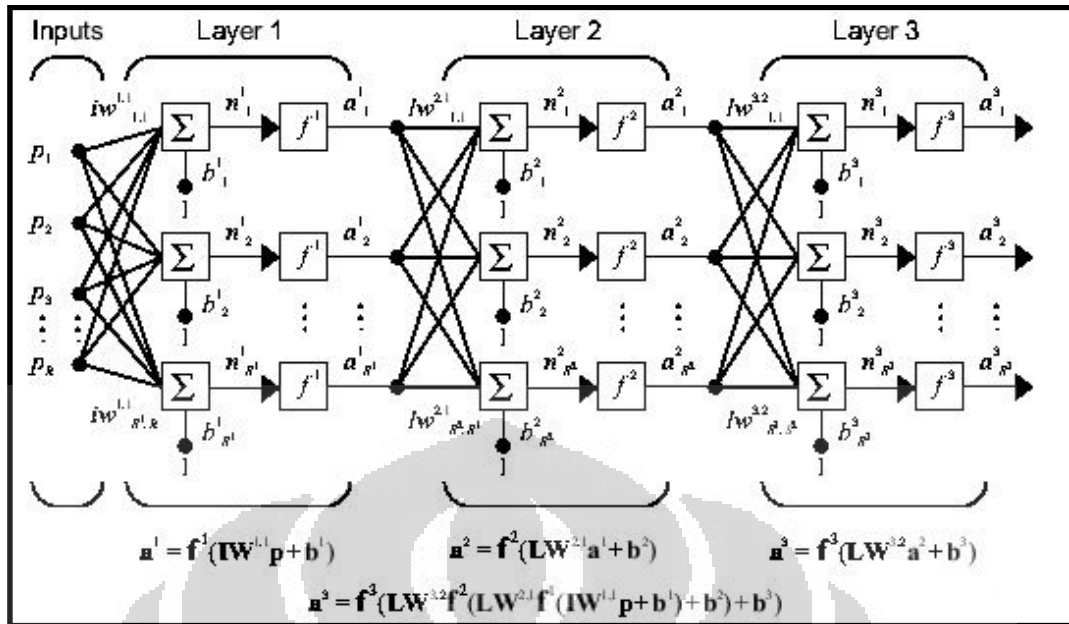
3.5 Neuron Multi-Lapisan

Sebuah lapisan neuron dapat disusun untuk membentuk neuron multi-lapisan (**Gambar 3.8**). Setiap matriks dari setiap lapisan akan diberi nomor kecil di atas. Sebagai contoh matriks bobot untuk lapisan pertama ditulis W^1 .

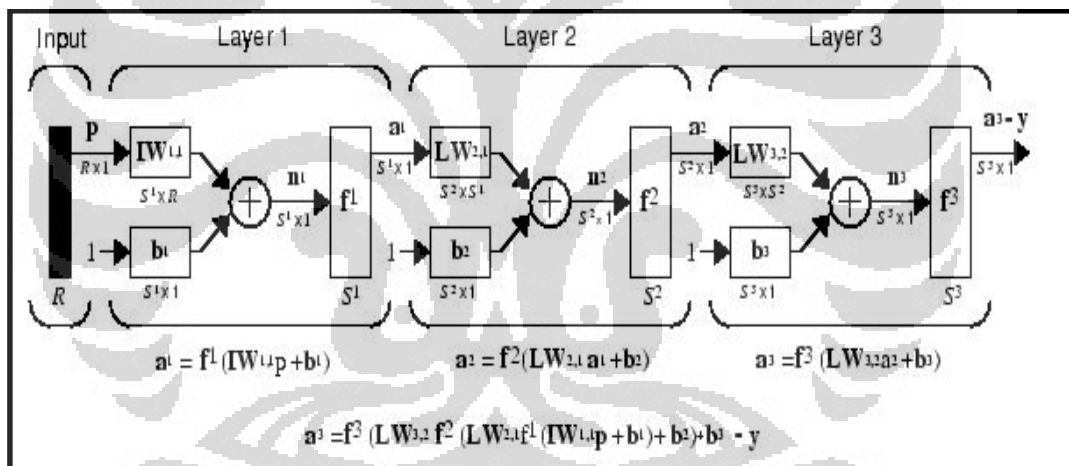
Jadi, ada sejumlah masukan R , dengan S^1 neuron pada lapisan pertama, S^2 neuron pada lapisan kedua, dan seterusnya. Karena itu setiap lapisan dapat mempunyai jumlah neuron yang tidak sama.

Setiap keluaran dari masing-masing lapisan merupakan masukan untuk lapisan berikutnya. Jadi, lapisan kedua dapat dinyatakan sebagai jaringan dengan satu lapisan yang memiliki jumlah masukan $R = S^1$. Jumlah neuron $S = S^2$, dan matriks bobot W^2 dengan jumlah baris dan kolom $S^2 \times S^1$. Masukan untuk lapisan kedua adalah a^1 dan keluarannya adalah a^2 .

Lapisan terakhir suatu jaringan disebut lapisan keluaran. Sebagai contoh pada **Gambar 3.8**, lapisan ketiga merupakan lapisan keluaran. Lapisan yang lain disebut lapisan tersembunyi (*hidden layer*). Untuk jaringan multi-lapisan yang disederhanakan notasinya digambarkan pada **Gambar 3.9**.



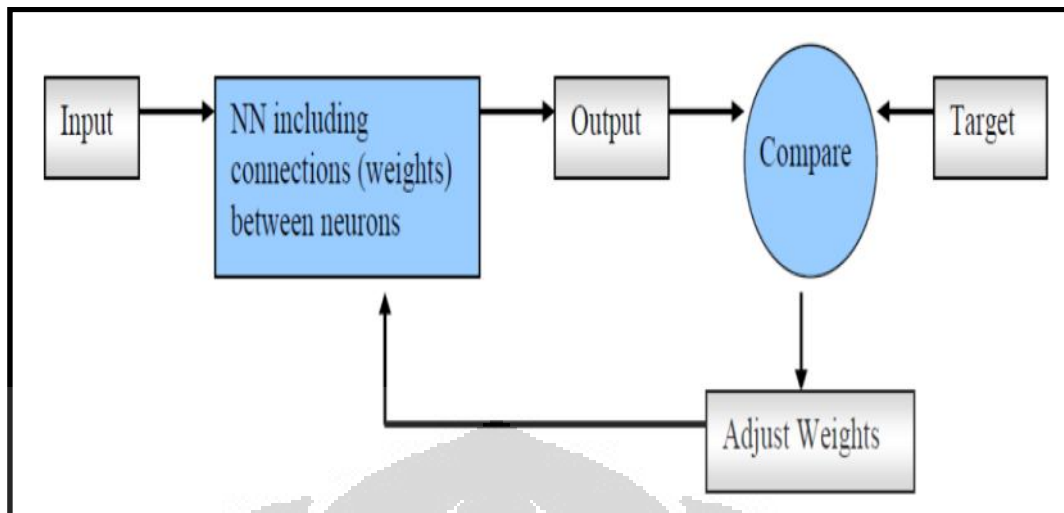
Gambar 3.8 Jaringan multi-lapisan. (Mathworks, 2012).



Gambar 3.9 Jaringan multi-lapisan dengan notasi sederhana. (Mathworks, 2012).

3.6 BackPropagation

Sebuah jaringan terpadu dapat mempelajari suatu pola melalui proses latihan yang disebut *backpropagation*. Jaringan tersebut dilatih dengan menggunakan satu set masukan serta keluaran yang diinginkan. Kemudian jaringan tersebut akan mencoba untuk menentukan parameter tertentu (bobot dan bias) hingga dapat memprediksi suatu fungsi yang belum diketahui, yang dapat menghubungkan data masukan dengan keluaran yang diinginkan.



Gambar 3.10 Mekanisme *backpropagation* (Mathworks, 2012).

Setelah masukan dimasukkan, jaringan akan mencoba menyimulasikan keluaran. Kemudian keluaran yang dihasilkan akan dibandingkan dengan target yang diinginkan. Kesalahan yang terjadi akan dikirim kembali untuk diproses lagi. Besarnya kesalahan akan memberi sinyal untuk menyesuaikan bobot dan bias pada setiap neuron dalam jaringan. Dari sinilah nama *backpropagation* berasal (*backpropagation* = rambat balik). Untuk mekanisme dari jaringan *backpropagation* ditunjukkan pada **Gambar 3.10**.

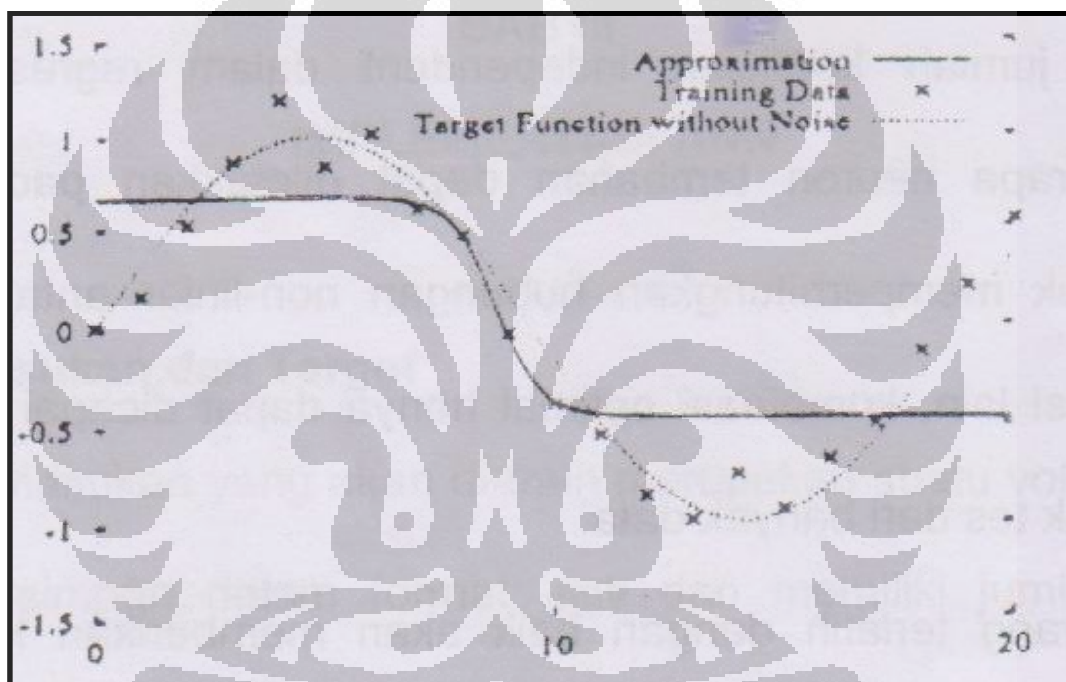
Tantangan utama dalam penggunaan BP-ANN adalah meminimalisasi selisih antara keluaran hasil prediksi dengan keluaran yang diinginkan. Jaringan akan berhenti melakukan proses belajar (iterasi) apabila kesalahan pada suatu tahap lebih kecil dari tahap berikutnya karena jaringan tersebut hanya menghasilkan kesalahan yang divergen.

3.7 Generalisasi

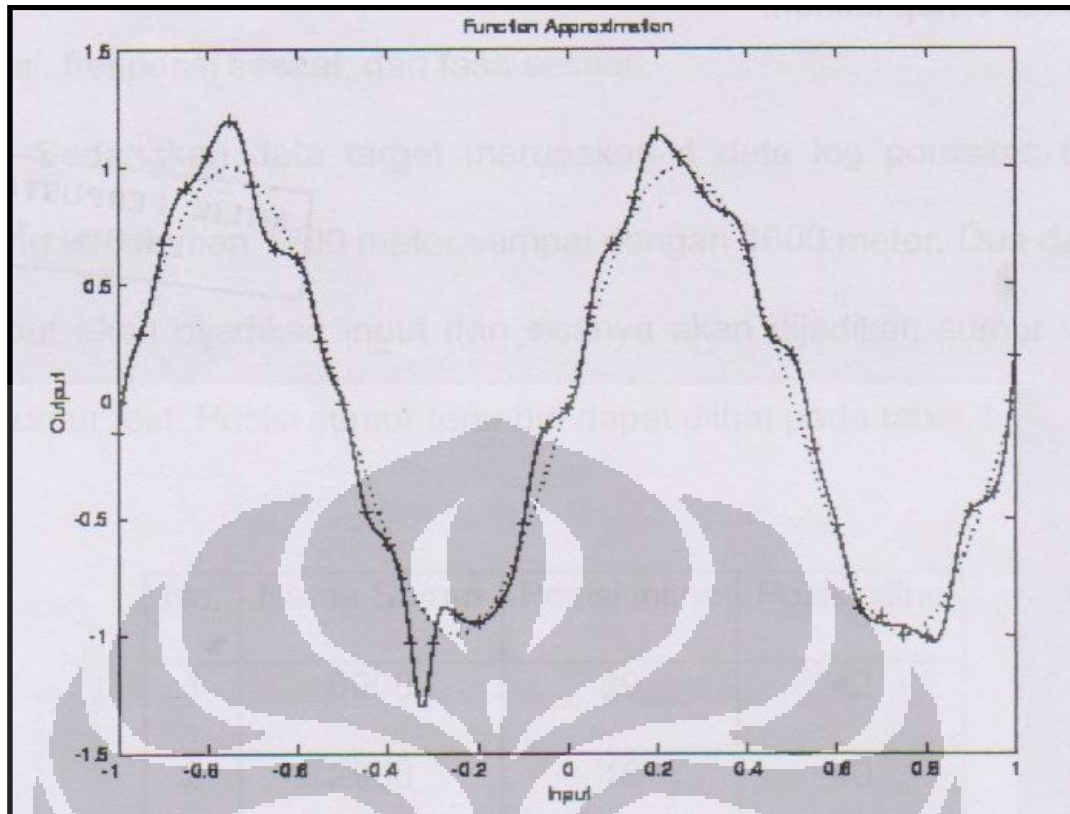
Hingga kini, belum ada ketentuan yang baku tentang jumlah neuron dan lapisan yang harus digunakan dalam suatu jaringan. Pembahasan tentang jumlah dan jenis lapisan serta fungsi transfer yang sesuai untuk digunakan juga belum dapat ditemukan. Karena penggunaan ANN juga tergantung pada tujuan penerapannya maka tidak ada jawaban yang pasti yang dapat menentukan hal tersebut. Penyelesaian untuk masalah tersebut adalah menggunakan neuron dalam

jumlah yang tepat agar dapat mengenali kompleksitas data masukan tanpa adanya *overfit* atau *underfit*

Underfit terjadi apabila jumlah neuron yang digunakan terlalu sedikit, sehingga hasil prediksi terlalu umum dan tidak detail. Kurva hasil neuron yang mengalami *underfitting* ditunjukkan pada **Gambar 3.11**. Sedangkan *overfit* terjadi karena jumlah neuron yang digunakan terlalu banyak. *Overfit* juga berarti jaringan memprediksi *noise* pada data keluaran. Kurva hasil neuron yang mengalami *overfitting* ditunjukkan pada **Gambar 3.12**. Karena itu jaringan yang telah dilatih tidak akan dapat memproses data baru dengan baik.



Gambar 3.11 Kurva hasil neuron yang *underfitting*. (Mathworks, 2012).



Gambar 3.12 Kurva hasil neuron yang *overfitting*. (Mathworks, 2012).

Secara umum, semakin banyak ‘facts’ dengan sedikit lapisan tersembunyi, semakin baik. Jika telah diketahui bahwa hubungan antara masukan dengan keluaran hampir linier, maka dapat dikatakan hasil ANN melebihi kemampuan regresi linier dengan memilih jumlah hubungan yang independen. Hal ini serupa dengan jumlah koefisien independen dalam regresi linier. Kemudian, beberapa neuron tambahan dapat diletakkan pada lapisan tersembunyi untuk memperhitungkan hubungan non-linier antara masukan dan keluaran. Di sisi lain, kombinasi optimal hanya dapat dicapai dengan melakukan banyak tes dari banyak data (Nurhasan, 2007).

Jaringan yang terlatih dengan baik akan memberikan keluaran yang baik ketika diberi masukan yang asing sama sekali. Secara khusus, masukan yang baru akan mengarahkan kepada keluaran yang telah digunakan pada tahap latihan.

BAB 4

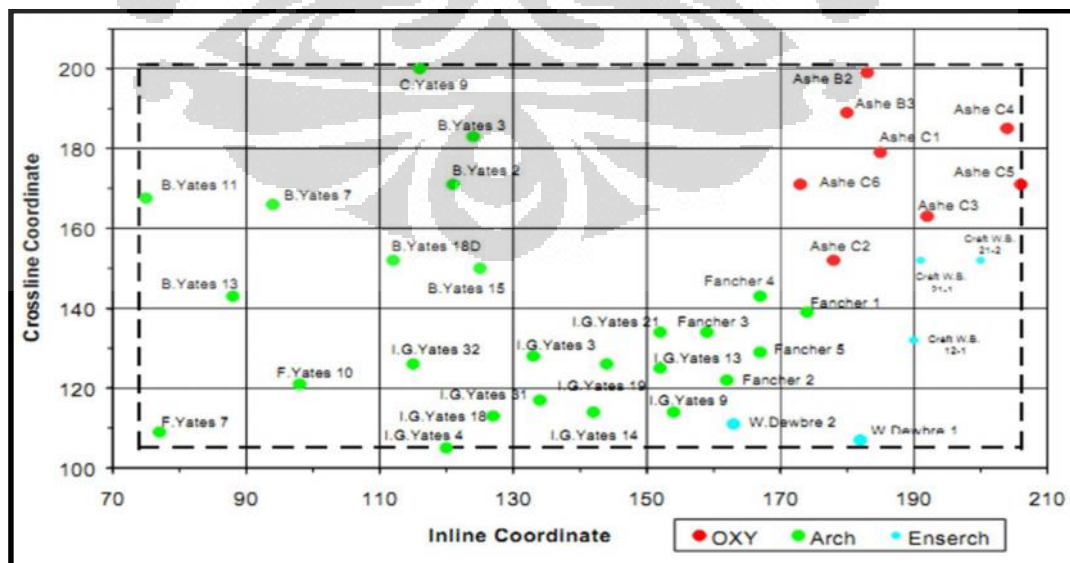
IMPLEMENTASI *ARTIFICIAL NEURAL NETWORK*

4.1 Data Masukan dan Target

Data masukan yang akan dilatih merupakan suatu volume seismik 3D yang tersimpan dalam format .sgy dan memiliki jumlah 133 *line* (dimulai dari *inline* 74) dengan masing-masing *line* terdiri dari 97 tras (dimulai dari *xline* 105). Volume tersebut kemudian diekstrak untuk mendapatkan atribut amplitudo, impedansi akustik, frekuensi sesaat, dan kuat refleksi (amplitudo sesaat).

Sedangkan data target merupakan empat data log saturasi dengan rentang kedalaman 1400 meter sampai dengan 1750 meter yang berasal dari 4 sumur (dari jumlah total 38 sumur) yang berlokasi di dalam area 3D seismik. Data sumur tersebut telah dibuat menjadi data publik oleh 3 perusahaan yang mengambil alih lapangan tersebut yaitu OXY USA, Arc Petroleum, dan Enserch. Posisi-posisi sumur tersebut dapat dilihat pada **Gambar 4.1**.

Setiap sumur telah dilakukan proses *logging* dan hasilnya telah didigitalisasi dengan step kedalaman 0.5 ft. Jenis data log yang tersedia dari 38 sumur dapat dilihat pada **Tabel 4.1**.



Gambar 4.1 Peta lokasi 38 sumur pada lapangan Boonsville. (Tanakov, 1997).

Tabel 4.1 Tabel data log sumur

NO.	Nama Log	LOG																					
		GR	CALI	SP	RHOB	NPHI	DLT	SFLU	RSFL	RIUM	RILD	RSHAL	RDEEP	RSGRD	RSN	RLN	PEF	MNOR	MINV	RLL3	RLL8	RLAT	
1	ASHEB2			x						x													
2	ASHEB3			x						x													
3	ASHEC1			x						x													
4	ASHEC2			x						x													
5	ASHEC3			x						x													
6	ASHEC4			x						x													
7	ASHEC5	x	x	x						x					x								
8	ASHEC6	x	x	x	x					x					x								
9	BY2			x																			x
10	BY3			x																			x
11	BY7			x						x													
12	BY11	x	x	x	x					x													x
13	BY13	x	x	x	x					x													
14	BY15	x	x	x	x					x													
15	BY18D	x	x	x	x					x													
16	CWB12-1			x						x													
17	CWB21-1			x						x													
18	CWB21-2B			x						x													
19	CY9	x	x	x	x					x													
20	FY7			x						x													
21	FY10			x						x													
22	IGY3			x						x													
23	IGY4			x						x													
24	IGY9A	x	x	x	x					x													
25	IGY13	x	x	x	x					x													
26	IGY14	x	x	x	x					x													
27	IGY18	x	x	x	x					x													
28	IGY19	x	x	x	x					x													
29	IGY21	x	x	x	x					x													
30	IGY31	x	x	x	x					x													
31	IGY32	x	x	x	x					x													
32	LOF1			x						x													
33	LOF2	x	x	x	x					x													
34	LOF3	x	x	x	x					x													
35	LOF4	x	x	x	x					x													
36	LOF5	x	x	x	x					x													
37	WDEW1			x						x													
38	WDEW2			x						x													

Dua dari data sumur tersebut akan dijadikan masukan dan sisanya akan dijadikan sumur validasi dan sumur tes. Posisi sumur tersebut dapat dilihat pada **Tabel 4.2** :

Tabel 4.2 Daftar nama dan posisi sumur

No	Nama Sumur	Posisi Inline	Posisi xline	CDP
1	Ashe C5	206	171	9670
2	B Yates 11	75	168	161
3	B Yates 18D	112	152	3754
4	C Yates 9	115	200	4073

Sumur yang dijadikan masukan adalah sumur C Yates 9 dan B Yates 11 sedangkan sumur B Yates 18D akan dijadikan sumur validasi. Sedangkan sumur yang dijadikan sumur tes adalah sumur Ashe C5.

Sampel pada data sumur diambil setiap 0.5 ft (0.2 meter). Karena data seismik memiliki rentangan sampel yang jauh lebih besar, maka telah dilakukan proses interpolasi pada data seismik. Proses interpolasi dilakukan dengan cara melakukan *well to seismic tie* sehingga didapatkan waktu yang sama antara data sumur dengan data seismik.

4.2 Pelatihan BP-ANN

Ada berbagai macam metode pelatihan BP-ANN yang dibahas dalam program MATLAB, dalam penelitian ini digunakan metode jaringan yang pada dasarnya memperbaiki bobot-bobot jaringan dengan arah yang membuat fungsi kinerja menjadi turun dengan cepat (*gradient descent*). Yang dimaksud fungsi kinerja di sini adalah *root mean square error* (rmse), fungsi ini akan mengambil rata-rata kuadrat kesalahan yang terjadi antara keluaran jaringan dengan target.

Untuk membangun BP-ANN selalu diawali dengan tahap *feedforward* pada jaringan. Untuk algoritma pembelajaran dipilih algoritma pembelajaran *resilient backpropagation*. Algoritma ini digunakan karena akan mengeliminasi besarnya efek dari turunan parsial dengan cara menggunakan tanda turunannya saja dan mengabaikan besarnya nilai turunan. Biasanya masalah seperti ini

muncul pada sistem BP-ANN berstruktur multi-lapisan dengan fungsi aktivasi sigmoid bipolar dan biner.

Proses pelatihan BP-ANN diawali dengan pembentukan lapisan dan neuron serta fungsi transfer pada tiap lapisan. Karena belum ada ketentuan yang mengatur transfer neuron yang cocok untuk tiap set dan jenis data proses penentuan jenis fungsi transfer yang digunakan dilakukan lewat tahap *trial and error*.

Jumlah neuron dan lapisan yang tepat untuk tiap lapisan juga ditentukan dengan cara tersebut di atas. Jumlah neuron dan lapisan yang paling tepat harus dapat melakukan simulasi yang baik untuk data set pelatihan maupun data set untuk tes.

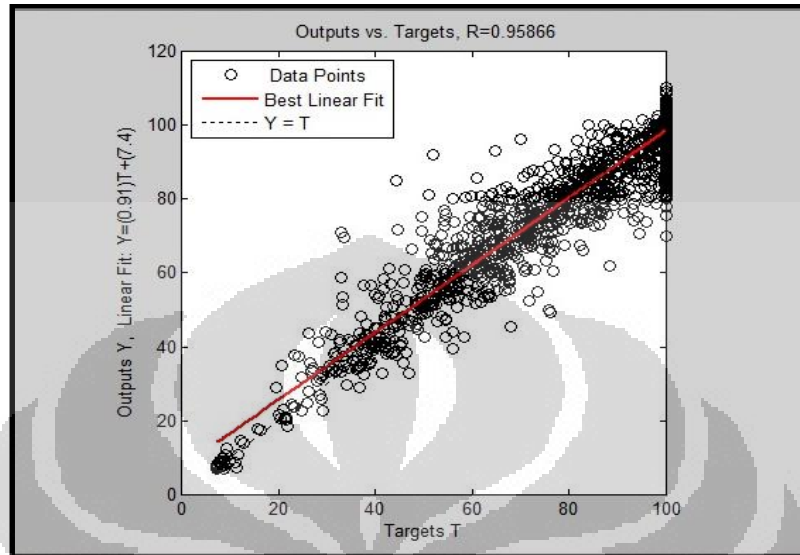
4.3 Struktur Jaringan

Masukan yang digunakan pada jaringan ini adalah data atribut seismik. Atribut seismik yang digunakan adalah amplitudo, impedansi akustik, frekuensi sesaat, dan kuat refleksi. Hubungan antara data masukan dengan target atau keluaran tidak dapat ditentukan oleh satu fungsi saja. Karena adanya kemungkinan hubungan kompleks ini pada jaringan yang dilatih digunakan lima lapisan jaringan di mana lapisan pertama terdiri dari 40 neuron, lapisan kedua terdiri dari 30 neuron, lapisan ketiga terdiri dari 20 neuron, sedangkan lapisan keempat terdiri dari 10 neuron. Lapisan terakhir yang merupakan lapisan keluaran memiliki satu neuron saja.

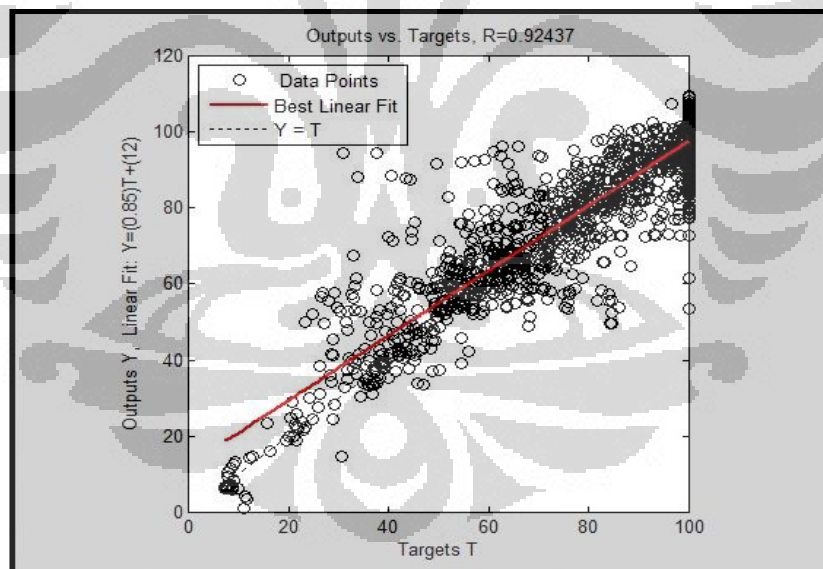
4.3.1 Fungsi Transfer

Fungsi transfer terbaik untuk lapisan pertama dan kedua adalah fungsi tansig (sigmoid bipolar), untuk lapisan ketiga dan keempat digunakan fungsi logsig (sigmoid biner) sedangkan lapisan kelima digunakan fungsi identitas (purelin). Pada tugas akhir ini semua fungsi transfer telah dicoba dengan jumlah neuron yang bervariasi. Dengan kombinasi antara fungsi tansig-tansig-tansig-tansig, logsig-logsig-logsig-logsig serta tansig-tansig-logsig-logsig maka akan didapatkan nilai korelasi yang tidak jauh berbeda. Hal yang menyebabkan pemilihan kombinasi tansig-tansig-logsig-logsig yang dipilih sebagai fungsi transfer pada tugas akhir ini adalah waktu yang relatif lebih cepat untuk mencapai

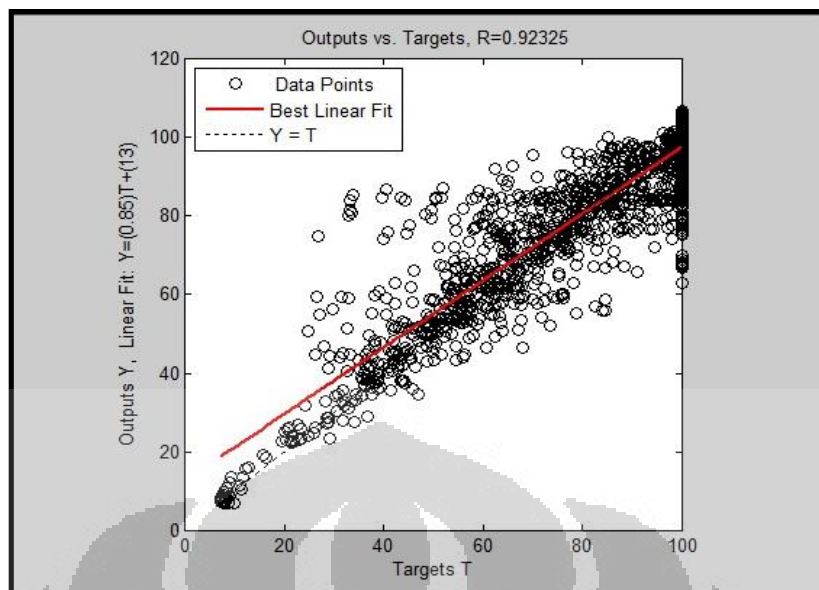
nilai kesalahan yang terkecil (rmse) dibandingkan kombinasi fungsi yang lain. Perbandingan hasil dengan menggunakan kombinasi fungsi transfer dapat dilihat pada kurva *fitting* di bawah ini :



Gambar 4.2 Kurva *fitting* dengan menggunakan fungsi transfer tansig-tansig-logsig-logsig.



Gambar 4.3 Kurva *fitting* dengan menggunakan fungsi transfer tansig-tansig-tansig-tansig.



Gambar 4.4 Kurva *fitting* dengan menggunakan fungsi transfer logsig-logsig-logsig-logsig.

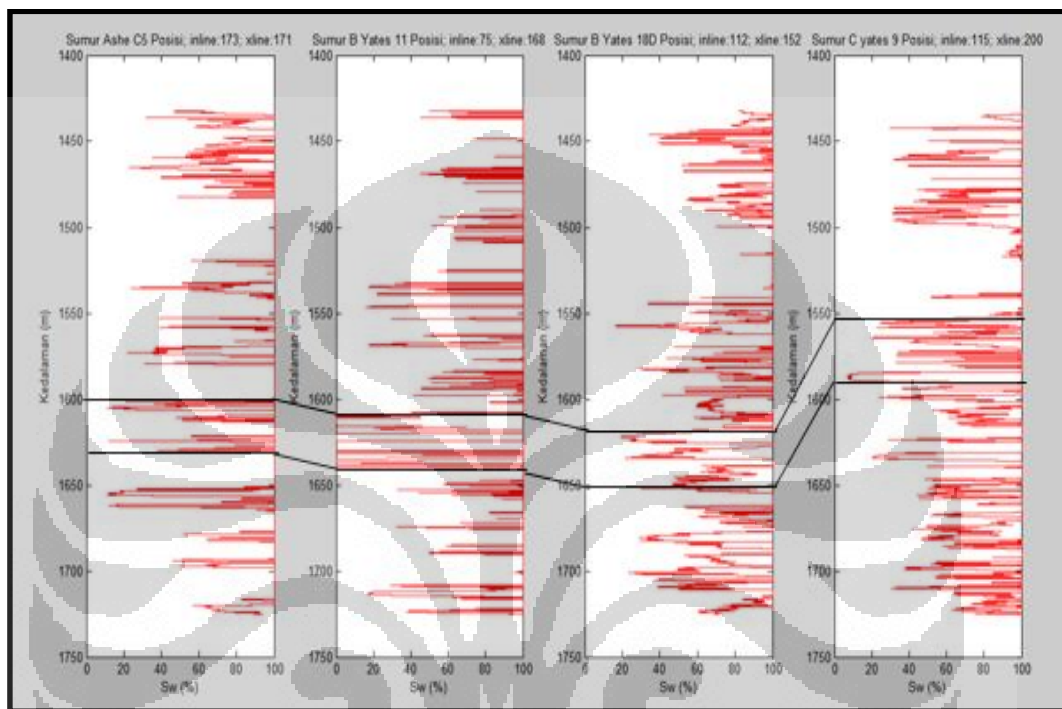
4.3.2 Rentangan Kedalaman / Waktu

Rentangan kedalaman / waktu merupakan jendela analisa pada penampang atribut seismik yang akan menjadi data masukan untuk jaringan yang akan dilatih. Dalam eksplorasi biasanya disebut jendela target di mana diperkirakan reservoir berada dan akan diestimasi penyebaran secara lateral.

Rentangan ini berkaitan dengan jumlah dan variasi data yang digunakan sebagai masukan dan target. Karena data seismik bukanlah data yang homogen dan linier, rentangan yang cocok untuk digunakan juga tidak bisa ditentukan dengan perhitungan. Yang lebih penting lagi, karena data seismik merupakan data yang memiliki domain kedalaman atau waktu rentangan data ini berarti juga rentangan kedalaman atau waktu yang diproses dalam pelatihan ANN. Semakin luas rentangan kedalaman bukan berarti semakin baik karena dalam seismik eksplorasi, biasanya hanya jendela dengan rentangan beberapa puluh milisekon saja yang menjadi pusat perhatian sebagai potensi reservoir.

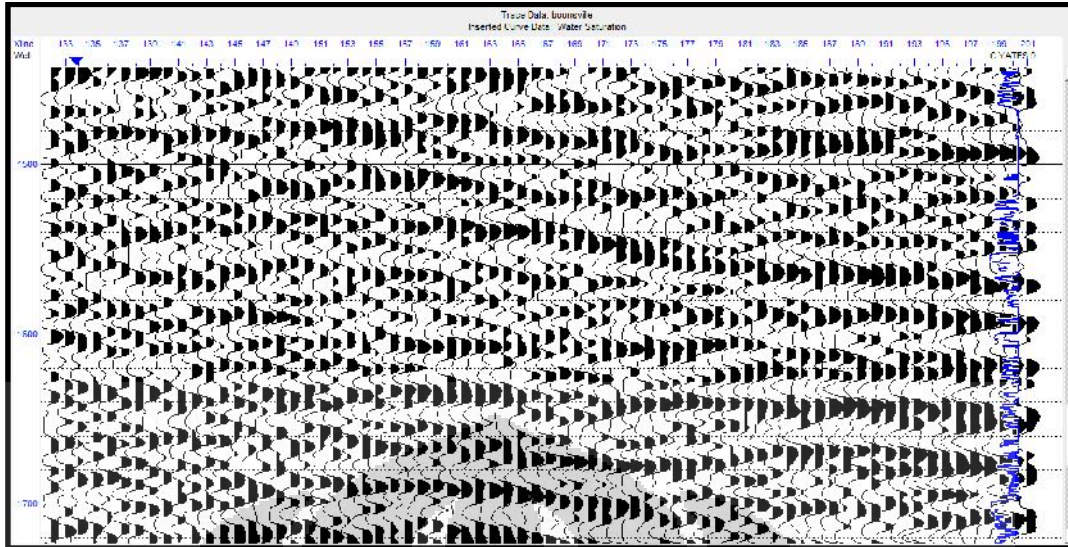
Semakin lebar jendela kedalaman yang digunakan juga mengindikasikan jumlah lapisan atau formasi serta lingkungan pengendapan yang harus dianalisa. Hal ini akan membuat hubungan antara keluaran dengan target menjadi lebih kompleks karena tidak semua atribut seismik memiliki arti fisis yang unik. Dua atau lebih lapisan yang dianalisa akan menurunkan performa jaringan.

Pada penelitian ini rentang kedalaman dapat dilihat dari korelasi sumur yang sama memiliki nilai saturasi air (S_w) yang baik untuk dijadikan target reservoir. Masing-masing rentang dihubungkan sehingga membentuk jendela analisa yang akan dilatih. Korelasi keempat sumur tersebut dapat dilihat pada **Gambar 4.5**.



Gambar 4.5 Korelasi sumur dan target reservoir.

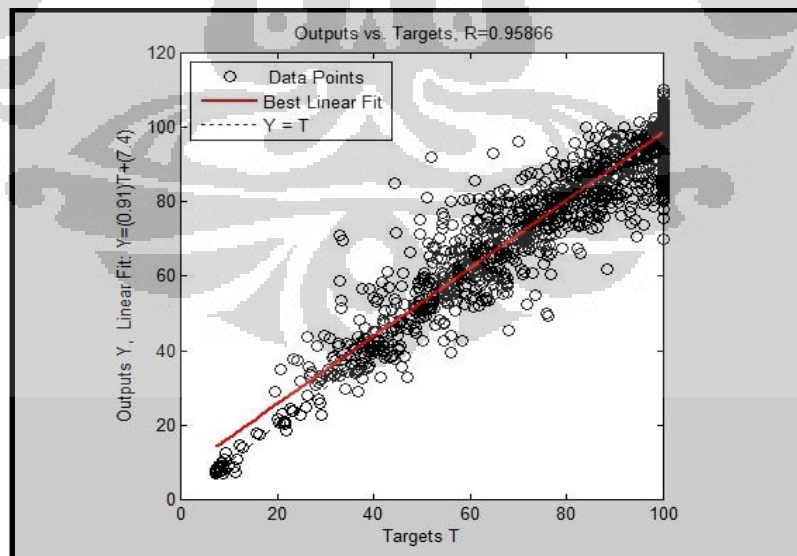
Perkiraan reservoir tersebut tepat berada pada daerah dengan nilai saturasi air (S_w) rendah karena semakin rendah nilai saturasi air maka semakin besar kandungan hidrokarbon yang dimiliki oleh reservoir. Secara rata-rata rentang kedalaman yang akan dianalisa dengan ANN berada pada kisaran antara 1432 meter sampai 1725 meter. Rentang inilah yang akan dijadikan masukan pada jaringan yang akan dilatih. Untuk dapat dianalisa lebih lanjut perlu adanya langkah pengikatan data log saturasi air (S_w) dengan data seismik (*well to seismic tie*). **Gambar 4.6** menunjukkan log saturasi air (S_w) pada penampang seismik pada *line* 115 yang berhimpitan dengan log C Yates 9.



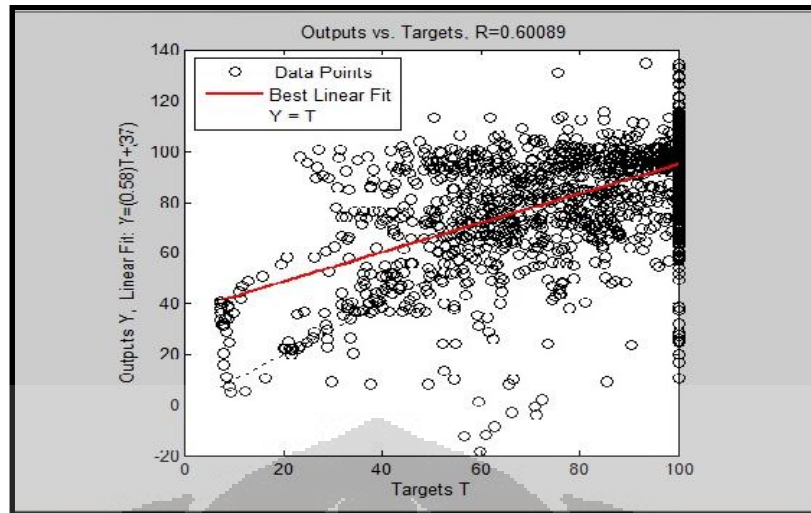
Gambar 4.6 Pengikatan kurva log pada penampang seismik.

4.4 Hasil

Setelah beberapa parameter ditentukan dan siap digunakan pada jaringan tersebut. Rentang data yang menghasilkan performa terbaik adalah interval 836 ms - 995 ms atau dengan korelasi data gelombang P dari kedalaman 1432.56 meter - 1725.02 meter. Di bawah ini adalah hasil kedua sumur setelah proses pelatihan.

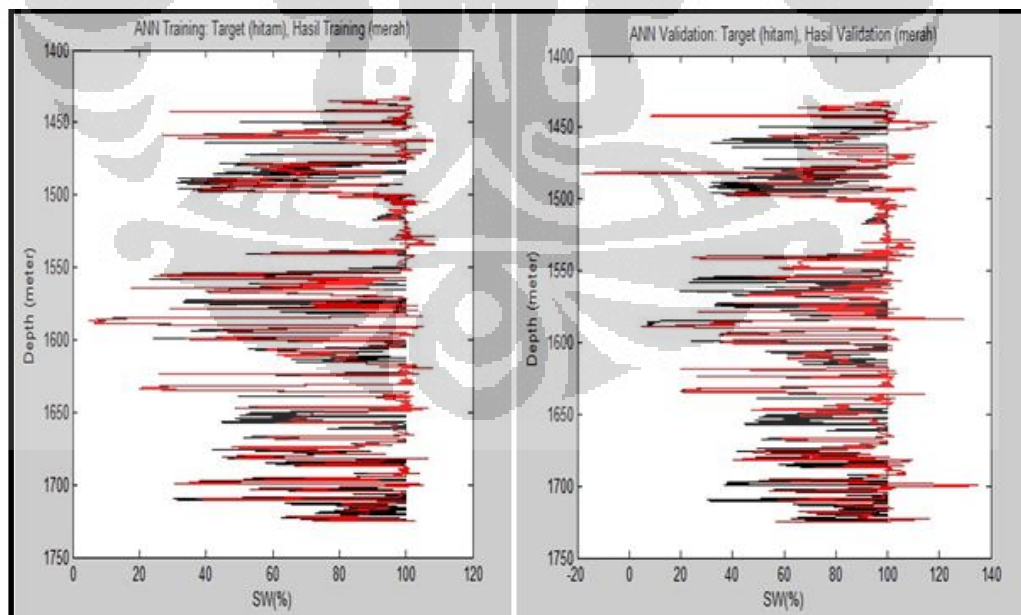


Gambar 4.7 Kurva *fitting* sumur C Yates 9 (korelasi = 0.96).



Gambar 4.8 Kurva *fitting* sumur B Yates 18D (korelasi = 0.6).

Hasil korelasi sumur C Yates 9 mencapai 0.96 dengan validasi 0.6 sedangkan untuk sumur B Yates 11 mencapai 0.93 dengan validasi 0.36. Karena itu jaringan yang digunakan untuk interpretasi lebih lanjut adalah jaringan dengan masukan pelatihan sumur C Yates 9 karena memiliki nilai korelasi paling baik. Di bawah ini merupakan hasil pelatihan dari sumur masukan (C Yates 9) dan sumur validasi (B Yates 18D).



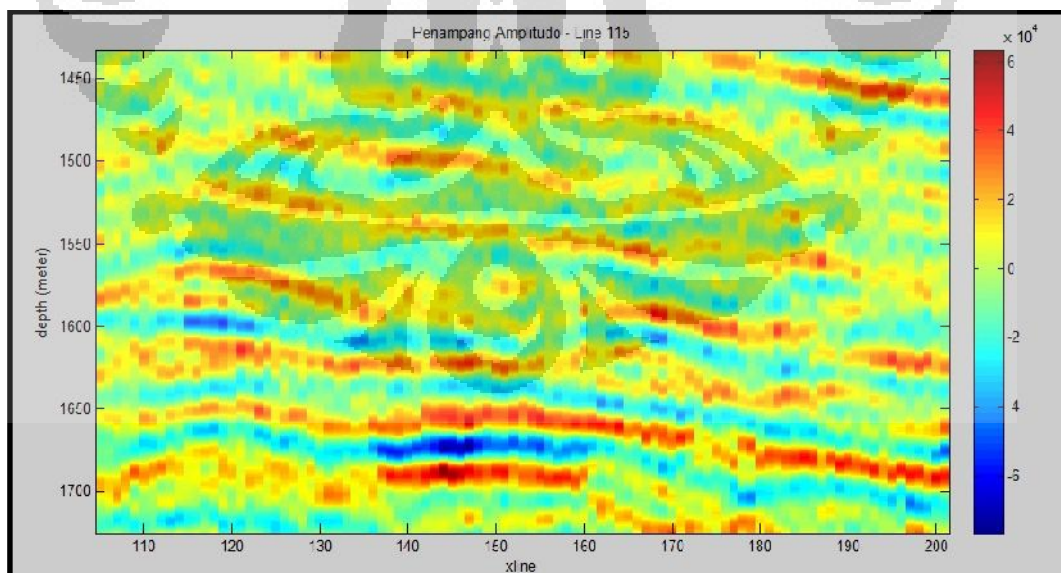
Gambar 4.9 Perbandingan kurva log hasil prediksi (merah) dengan kurva log sebenarnya (hitam). Di sebelah kiri adalah hasil pelatihan (sumur C Yates 9) sedangkan di sebelah kanan kurva log validasi (sumur B Yates 18D).

Pemilihan sumur C Yates 9 sebagai sumur masukan dikarenakan memiliki nilai rmse (*root mean square error*) yang relatif paling kecil dibandingkan dengan sumur yang lainnya yaitu 0.0167 atau 1.67 %. Hal ini menunjukkan bahwa dengan nilai rmse yang kecil maka akan menghasilkan nilai perkiraan yang relatif mendekati nilai sebenarnya. Nilai rmse masing-masing sumur diperlihatkan pada **Tabel 4.3** :

Tabel 4.3 Tabel nilai rmse masing-masing sumur

Nilai rmse			
C Yates 9	B Yates 11	B Yates 18D	Ashe C5
0,0167	0,0330	0,0347	0,0361

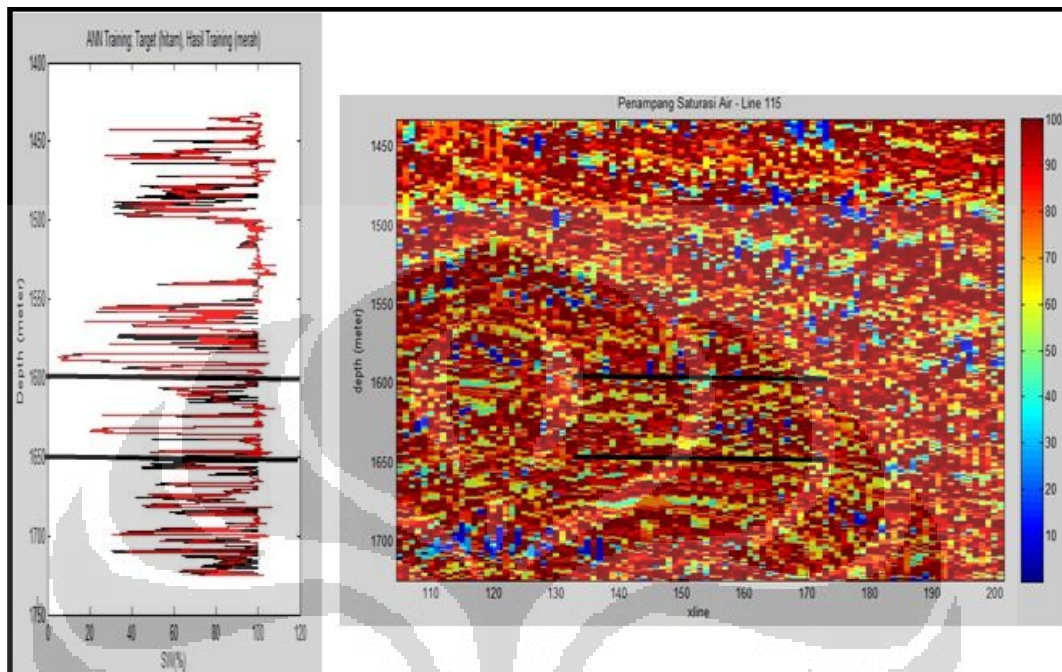
Mencocokkan satu tras seismik dengan kurva log sumur saja tidaklah cukup. Hal ini dikarenakan tujuan awal tugas akhir ini adalah memetakan secara lateral nilai saturasi air (S_w), maka jaringan yang telah terbentuk dan terlatih diterapkan pada tiap tras yang ada pada volume seismik yang digunakan pada tugas akhir ini. Dengan beberapa langkah tambahan didapatkan peta saturasi air yang dapat dibandingkan dengan peta yang menunjukkan kesamaan fasies.



Gambar 4.10 Penampang amplitudo *line* 115.

Bila dibandingkan dengan penampang saturasi air pada *line* yang sama (**Gambar 4.11**) dapat diketahui letak area dengan saturasi air yang rendah. Pada

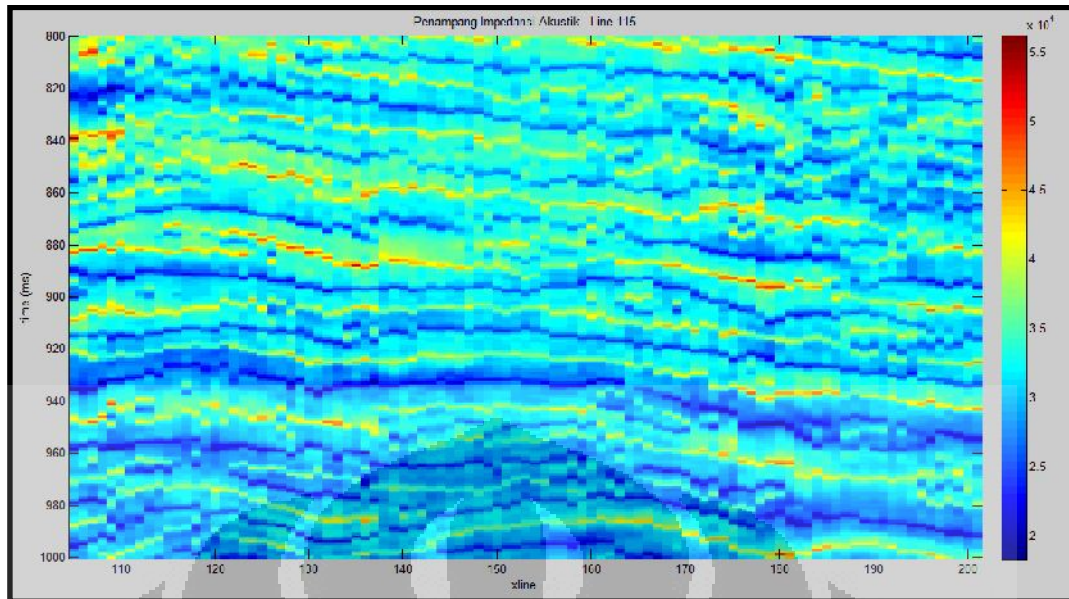
Gambar 4.11 juga ditampilkan log saturasi air agar dapat dibandingkan dengan hasil prediksi. Area dengan saturasi air kurang dari 50 % terlihat pada kedalaman 1600 meter hingga 1650 meter.



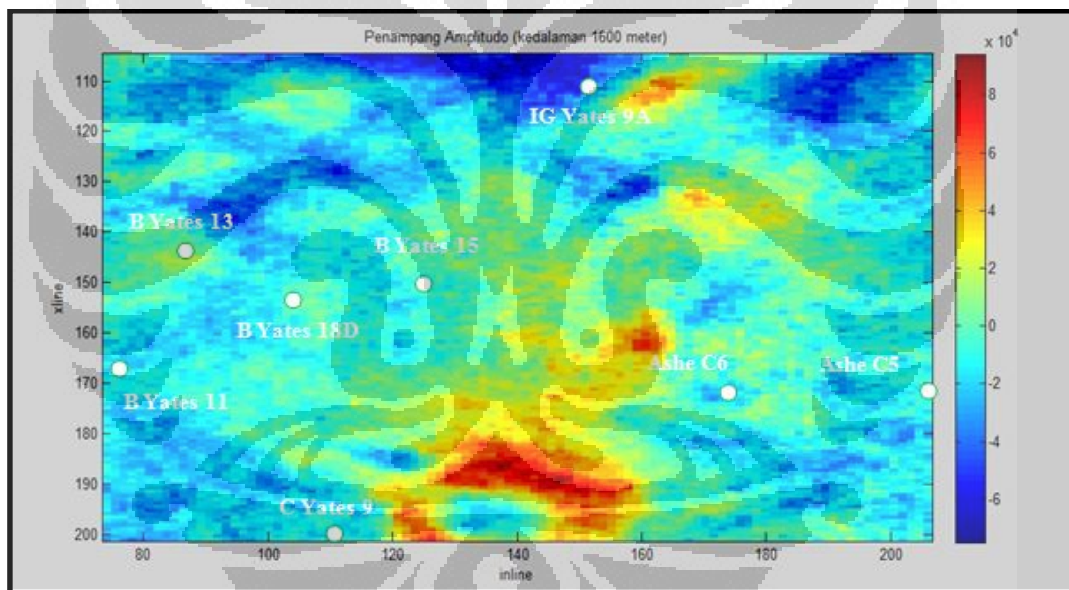
Gambar 4.11 Penampang saturasi air *line* 115.

Kemudian langkah berikutnya adalah membandingkan penampang saturasi air dengan penampang impedansi akustik pada *line* yang sama. Penampang impedansi akustik dapat dilihat pada **Gambar 4.12**

Langkah selanjutnya adalah membuat irisan berdasarkan kedalaman hingga dapat memperlihatkan peta penyebaran amplitudo dan saturasi air secara lateral. Peta penyebaran amplitudo pada kedalaman 1600 meter dapat dilihat pada **Gambar 4.13** sedangkan peta penyebaran saturasi air dapat dilihat pada **Gambar 4.14**. Kemudian dilanjutkan dengan memasukkan data sumur tambahan yaitu sumur B Yates 13, B Yates 15, IG Yates 9A, dan Ashe C6 untuk menganalisa lebih akurat daerah eksplorasi sesuai dengan peta penyebaran sumur pada lapangan Boonsville.

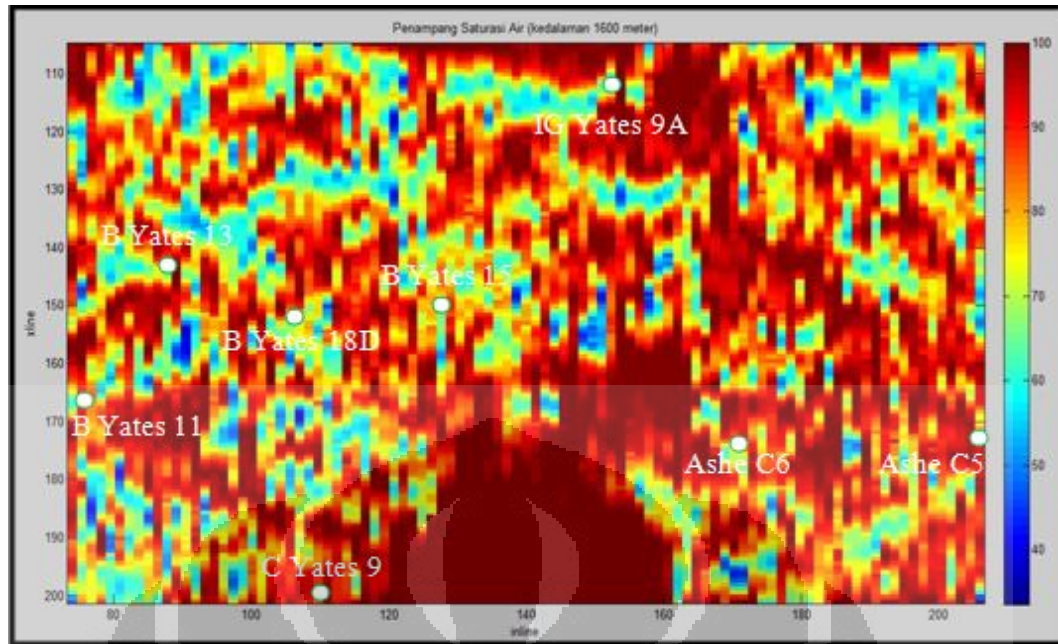


Gambar 4.12 Penampang impedansi akustik line 115.

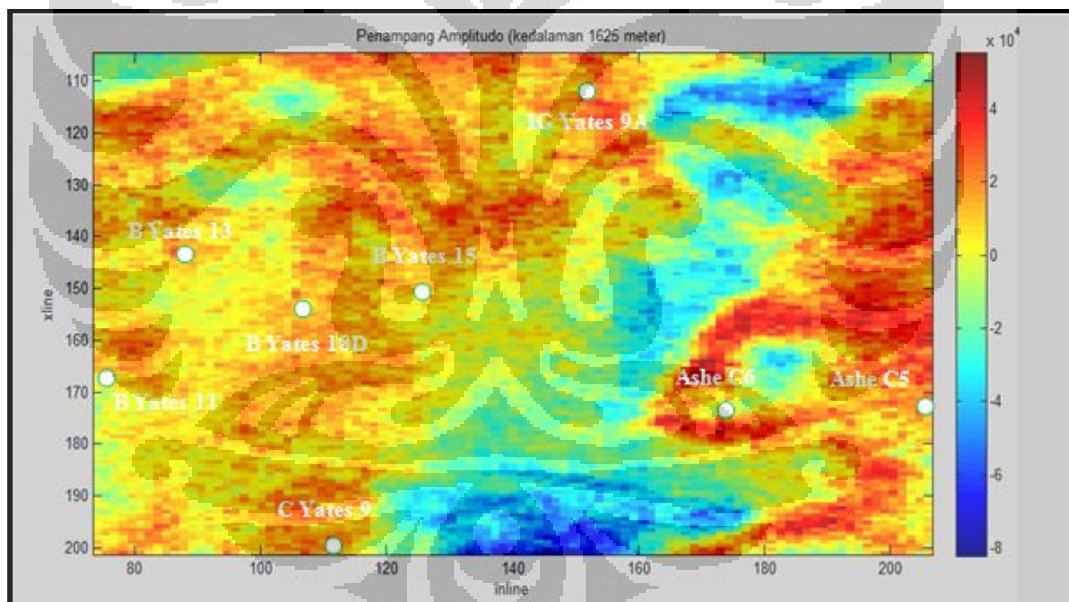


Gambar 4.13 Peta penyebaran amplitudo pada kedalaman 1600 meter.

Gambar 4.14 memperlihatkan area dengan nilai saturasi air rendah pada kedalaman 1600 meter berada pada daerah di sekitar sumur-sumur B Yates 13, B Yates 18D, B Yates 15, dan IG Yates 9A serta di daerah dekat sumur B Yates 11, C Yates 9, serta Ashe C6. Hal ini sesuai bila dibandingkan dengan penampang amplitudo pada kedalaman yang sama maka area dengan nilai saturasi air yang rendah berada pada amplitudo yang tidak terlalu tinggi dan rendah.



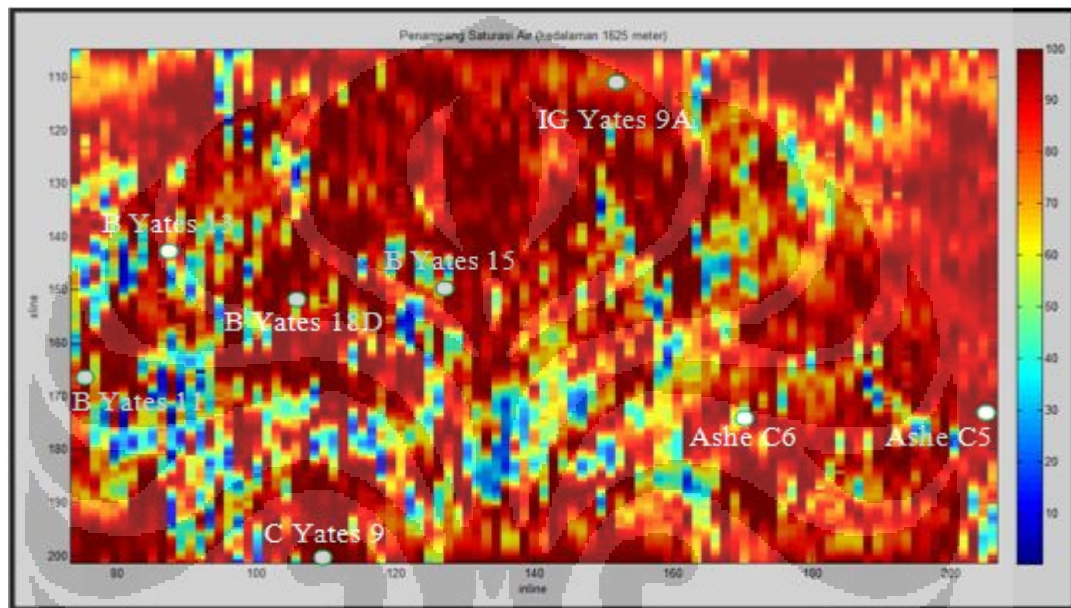
Gambar 4.14 Peta penyebaran saturasi air pada kedalaman 1600 meter.



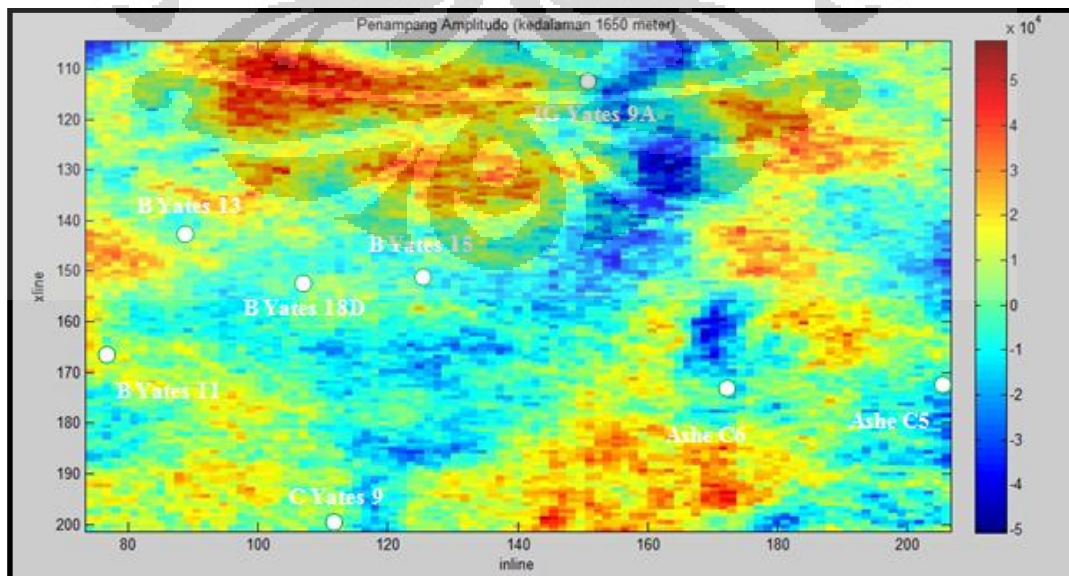
Gambar 4.15 Peta penyebaran amplitudo pada kedalaman 1625 meter.

Gambar 4.16 memperlihatkan area dengan nilai saturasi air yang rendah pada kedalaman 1625 meter hanya berada pada daerah di sekitar sumur B Yates 13, B Yates 11, serta B Yates 15. Hal ini sesuai dengan yang diperlihatkan oleh penampang amplitudo pada kedalaman yang sama yang ditunjukkan oleh **Gambar 4.15**. Area dengan nilai saturasi air yang rendah berada pada daerah dengan nilai amplitudo yang tidak terlalu tinggi dan rendah. Sedangkan pada

daerah di sekitar sumur IG Yates 9A, B Yates 18D, Ashe C5, Ashe C6, dan C Yates 9 tidak memiliki nilai saturasi air yang rendah. Hal ini juga sesuai dengan yang diperlihatkan oleh penampang amplitudo pada daerah tersebut yang menunjukkan nilai amplitudo yang relatif tinggi. Pada kedalaman ini juga memperlihatkan nilai saturasi air yang relatif lebih rendah dibandingkan dengan kedalaman di atasnya. Hal ini dimungkinkan karena kedalaman 1625 meter merupakan kedalaman yang diperkirakan menjadi reservoir.

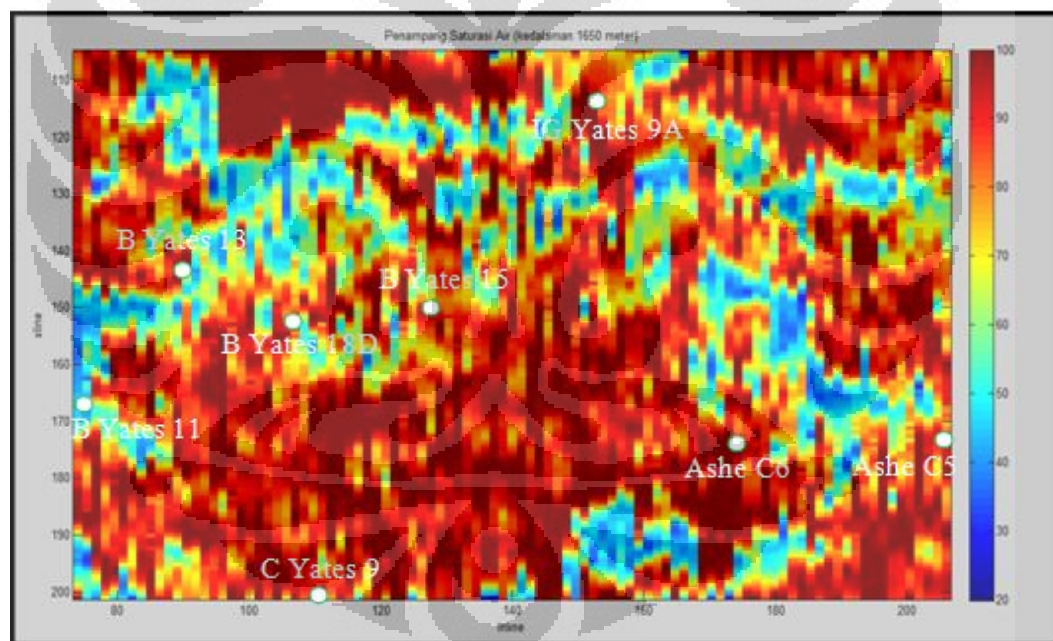


Gambar 4.16 Peta penyebaran saturasi air pada kedalaman 1625 meter.



Gambar 4.17 Peta penyebaran amplitudo pada kedalaman 1650 meter.

Gambar 4.18 memperlihatkan area dengan nilai saturasi air yang rendah pada kedalaman 1650 meter hanya berada pada daerah di sekitar sumur B Yates 11, B Yates 13 B Yates 18D, serta B Yates 15. Hal ini sesuai dengan yang diperlihatkan oleh penampang amplitudo pada kedalaman yang sama yang ditunjukkan oleh **Gambar 4.17**. Daerah dengan nilai saturasi air yang rendah berada pada daerah dengan nilai amplitudo yang tidak terlalu tinggi dan rendah. Sedangkan pada daerah di sekitar sumur IG Yates 9A, Ashe C5, Ashe C6, dan C Yates 9 tidak memiliki nilai saturasi air yang rendah. Hal ini juga sesuai dengan yang diperlihatkan oleh penampang amplitudo pada daerah tersebut yang menunjukkan nilai amplitudo yang relatif tinggi. Pada kedalaman ini juga memperlihatkan nilai saturasi air yang relatif lebih tinggi dibandingkan dengan kedalaman di atasnya. Hal ini dimungkinkan karena kedalaman 1650 meter merupakan kedalaman yang diperkirakan menjadi batas bawah reservoir.



Gambar 4.18 Peta penyebaran saturasi air pada kedalaman 1650 meter.

Kemudian setelah memasukkan data sumur tambahan langkah selanjutnya adalah membandingkan nilai penyebaran saturasi air yang telah dibuat sudah benar atau belum maka dibuat perbandingan antara nilai saturasi air hasil pengeboran dengan nilai saturasi air hasil pelatihan ANN kemudian dengan

menggunakan perhitungan maka akan didapatkan nilai rmse yang ditunjukkan oleh **Tabel 4.4** :

Tabel 4.4 Perbandingan nilai saturasi air hasil pengeboran dengan saturasi air hasil pelatihan ANN

No	Nama Sumur	Posisi		Nilai Saturasi Air Hasil Pemboran			Nilai Saturasi Air Hasil ANN			rmse		
		inline	xline	1600	1625	1650	1600	1625	1650	1600	1625	1650
1	C Yates 9	115	200	45	92	57	45,47	91,86	56,85	0,011522	0,001522	0,002632
2	B Yates 11	75	168	100	100	100	95,8	99,8	97,56	0,042	0,002	0,0244
3	B Yates 18	112	152	73	37	54	75,87	42,79	53,59	0,039315	0,156486	0,007593
4	Ashe C5	206	171	100	100	100	95,67	100	96,57	0,0433	0	0,0343
5	B Yates 15	125	150	43	72	100	38,67	75,67	95,89	0,100698	0,050972	0,0411
6	B Yates 13	88	143	100	67	100	95,87	70,56	100	0,0413	0,053134	0
7	IG Yates 9	154	114	99	68	73	100	65,67	75,14	0,010101	0,034265	0,029315
8	Ashe C6	173	171	100	100	100	100	99,87	96,67	0	0,0013	0,0333

Dengan melihat nilai rmse yang diperoleh yang berkisar antara 0 - 0.156486 atau 0 % - 15.65 % maka hasil yang diperoleh relatif sesuai dengan nilai yang sebenarnya.

4.5 Analisa

Jaringan buatan yang telah melalui proses pelatihan bekerja cukup baik. Ini ditunjukkan oleh hasil korelasi validasi mencapai 0.6. Hasil ini dapat dikatakan relatif baik karena sinyal seismik relatif terhadap sinyal kurva log merupakan sinyal dengan frekuensi rendah. Frekuensi rendah ini digunakan untuk penetrasi kedalaman yang lebih dalam. Hal ini dikarenakan bahwa bumi merupakan *low-pass* filter. Dalam hal ini gelombang frekuensi tinggi akan terserap pada suatu lapisan dan tidak diteruskan ke lapisan di bawahnya. Maka dengan demikian resolusi yang dihasilkan relatif sangat rendah. Pada umumnya suatu sinyal seismik memiliki panjang yang relatif panjang. Yang artinya sinyal seismik tidak memberikan informasi yang detail. Oleh karena itu digunakan korelasi atribut seismik dengan kurva log untuk melengkapi informasi yang diperoleh dari data seismik.

Ekstrasi atribut seismik juga berperan dalam proses pengambilan informasi lengkap dari tras seismik. Beberapa atribut bersifat sesaat (frekuensi sesaat dan amplitudo sesaat) dapat memberikan informasi dengan rentang waktu yang lebih pendek. Oleh karena itu parameter-parameter tersebut sangat membantu untuk dijadikan masukan pada jaringan yang dibuat.

Untuk menyamakan antara data seismik dengan data log maka dilakukan proses pengikatan data seismik dengan data log atau dikenal dengan nama *well to seismic tie*. Namun proses ini harus dilakukan secara hati-hati. Salah perhitungan dalam metode ini akan menghilangkan informasi yang berharga yang mungkin saja dapat menghilangkan esensi kurva log tersebut.

Setiap rentang kedalaman menunjukkan performa jaringan yang berbeda-beda. Jika diasumsikan bahwa setiap rentang memiliki litologi dan fasies yang berbeda maka dapat disimpulkan bahwa litologi, fasies, lingkungan pengendapan, dan berbagai faktor geologi lainnya juga mempengaruhi kinerja jaringan tersebut.

Berdasarkan beberapa peta penyebaran per kedalaman seperti yang ditunjukkan oleh **Gambar 4.13** sampai **Gambar 4.18** dapat dilihat peta penyebaran secara lateral. Sebaran saturasi air rendah pada peta ditunjukkan pada wilayah atau zona dengan warna biru muda sampai biru tua. Berdasarkan peta sebaran baik untuk kedalaman 1600, 1625, dan 1650 meter terdapat sebaran nilai saturasi air rendah di bawah 40 % di sekitar sumur B Yates 11, B Yates 13, B Yates 15, dan B Yates 18D yang diilustrasikan dengan warna biru muda sampai biru tua. Daerah tersebut berada di antara daerah dengan nilai saturasi air tinggi (di atas 70 %) yang diilustrasikan dengan warna coklat. Hal ini yang sering dikatakan sebagai zona *interest* dalam eksplorasi geofisika yang dimungkinkan sebagai suatu reservoir hidrokarbon. Hal ini mungkin terjadi dikarenakan zona hidrokarbon memiliki nilai saturasi air yang relatif rendah.

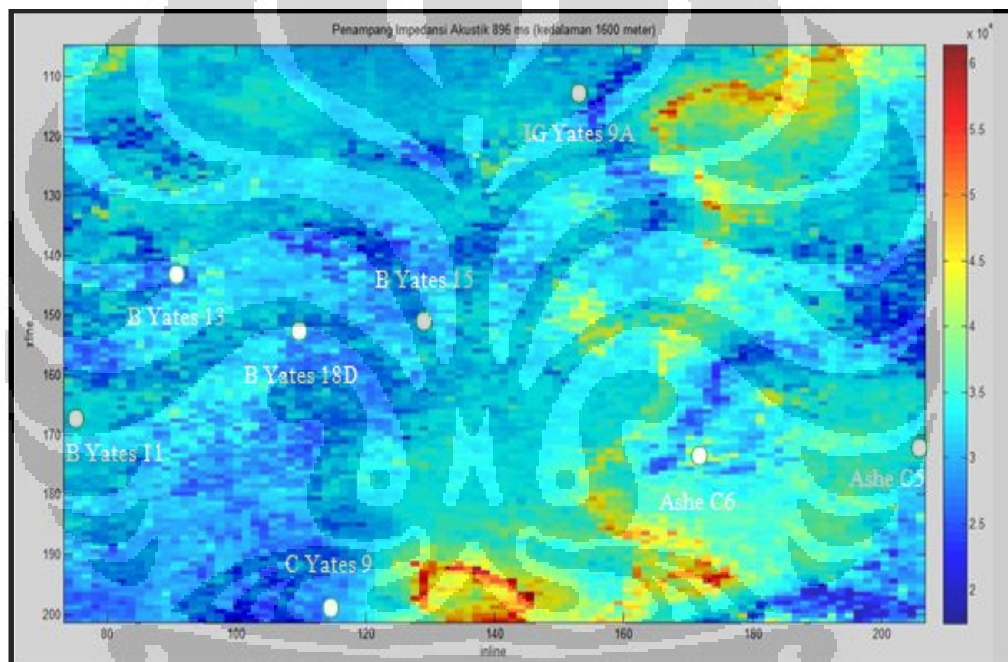
Sebaran zona saturasi air yang relatif rendah juga diperlihatkan pada daerah selatan dan timur laut area Boonsville yaitu sekitar sumur IG Yates 9A dan Ashe C6. Kedua daerah tersebut memiliki sebaran saturasi air antara 30 - 50 % yang relatif rendah bila dibandingkan dengan daerah di sekitarnya. Berdasarkan gambar peta penyebaran saturasi air secara lateral ini diperkirakan adanya *channel* yang menghubungkan antara sebaran zona saturasi air rendah di sekitar sumur B Yates 11, B Yates 13, B Yates 15, dan B Yates 18D dengan sebaran zona saturasi air rendah di sekitar sumur IG Yates 9A dan Ashe C6.

Di sekitar sumur yang lain yaitu sumur C Yates 9 dan Ashe C5 tidak terlihat secara konstan menunjukkan adanya sebaran saturasi air yang rendah.

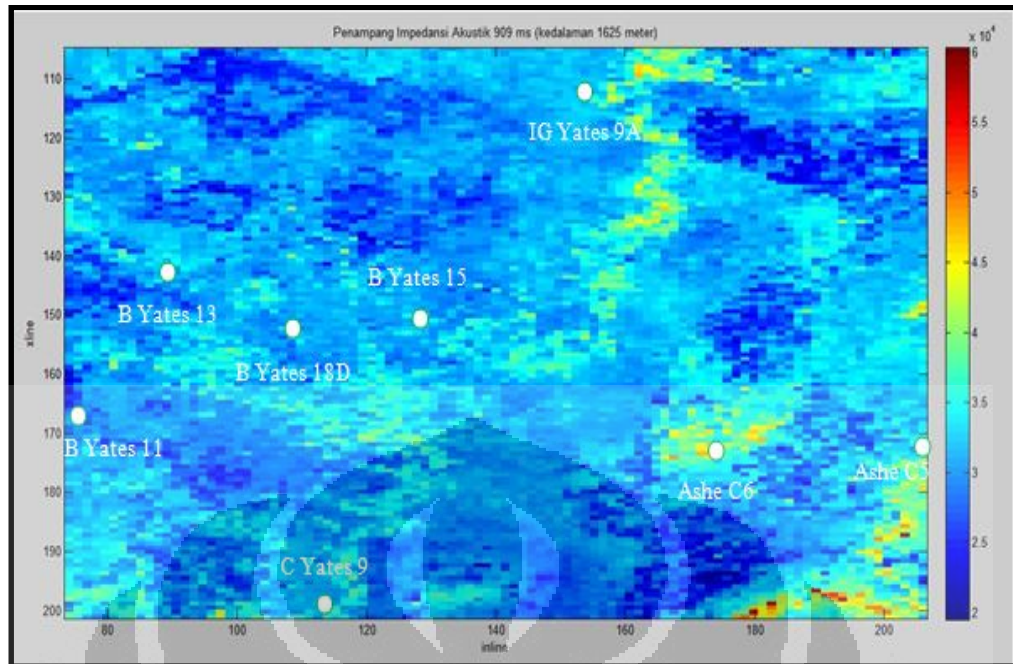
Sebaliknya sebaran saturasi air di sekitar kedua sumur tersebut relatif tinggi yaitu berkisar antara 70 - 100 % yang diilustrasikan dengan warna kuning sampai coklat. Daerah ini terlihat sebagai zona saturasi air tinggi yang bersinggungan dengan zona saturasi air rendah di sekitar sumur B Yates 11, B Yates 13, B Yates 15, B Yates 18D, IG Yates 9A, dan Ashe C6 dengan perbedaan yang cukup kontras. Hal ini dapat dimungkinkan karena pada daerah tersebut didefinisikan sebagai zona lapisan lempung yang relatif akan memiliki nilai saturasi air yang tinggi sehingga dimungkinkan sebagai perangkap atau jebakan hidrokarbon.

Sebaran saturasi air rendah di sekitar sumur B Yates 11, B Yates 13, B Yates 15, B Yates 18D, IG Yates 9A, dan Ashe C6 ini juga berkorelasi dengan nilai log *gamma ray* yang rendah dan resistivitas yang tinggi seperti yang ditunjukkan pada log dari kelima sumur tersebut. Karakteristik *gamma ray* rendah berkorelasi dengan lapisan *sand*, sebaliknya karakteristik *gamma ray* tinggi berkorelasi dengan lapisan *clay*. Dari karakteristik resistivitas, resistivitas tinggi tentunya berkorelasi dengan kandungan fluida dengan nilai hambatan jenis yang besar seperti pada hidrokarbon, sedangkan resistivitas rendah berkorelasi dengan kandungan fluida dengan hambatan jenis kecil seperti air. Dengan dilengkapi data dari log sumur yang menunjukkan karakteristik log *gamma ray* rendah dan resistivitas tinggi, kemudian ditambah dengan estimasi adanya sebaran area saturasi air rendah di sekitar sumur B Yates 11, B Yates 13, B Yates 15, B Yates 18D, IG Yates 9A, dan Ashe C6 yang diperoleh melalui metode BP-ANN serta berada pada daerah *sequence* Caddo (pada kedalaman 1600 - 1650 meter) pada daerah timur hingga ke barat di bagian selatan daerah tersebut, maka dapat diperkirakan area prospek reservoir hidrokarbon pada lapangan Boonsville ini berada di sekitar keenam sumur tersebut, terutama di sekitar sumur B Yates 11, B Yates 13, B Yates 15, dan B Yates 18D dengan sebaran saturasi air yang relatif rendah. Sehingga dapat diasumsikan bahwa lokasi di sekitar keempat sumur tersebut sangat cocok untuk dikembangkan lebih lanjut dengan membangun beberapa sumur produksi di daerah tersebut. Hal ini juga sesuai dengan peta sumur pada lapangan Boonsville yang relatif tidak memiliki banyak sumur pada wilayah utara. Hal ini dimungkinkan dikarenakan pada daerah tersebut memiliki nilai saturasi air yang tinggi yaitu mencapai angka 100 %. Hal ini didukung oleh

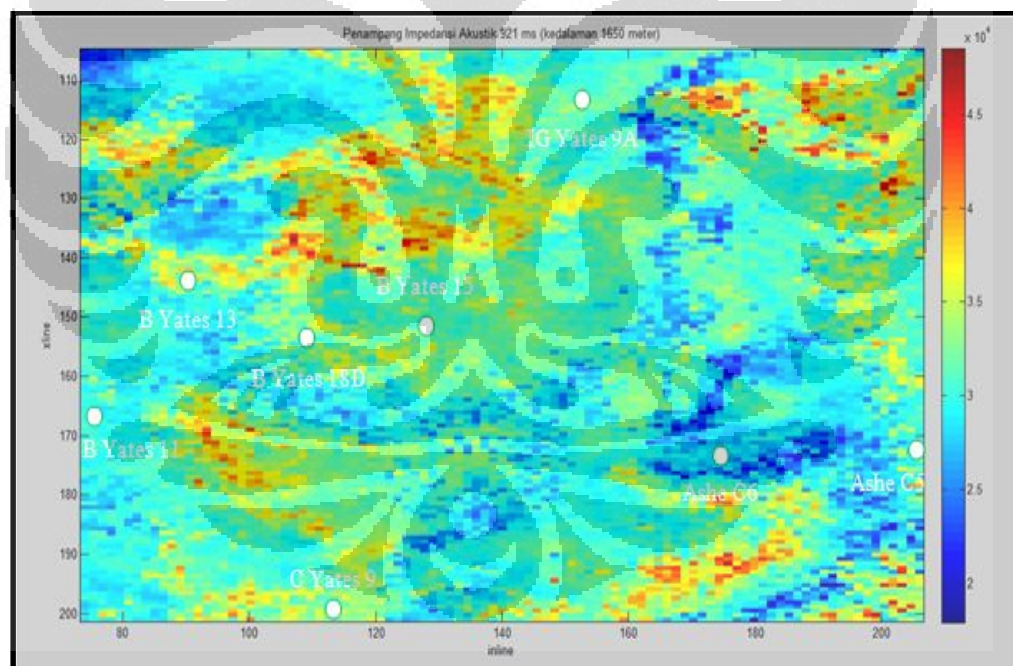
data amplitudo yang juga sangat tinggi pada daerah tersebut. Selain itu daerah di wilayah tersebut berada pada zona *batupasir* berdasarkan dengan data litologi yang ada. Selain itu juga didukung dengan nilai impedansi akustik yang cukup besar di daerah tersebut. Penyebaran impedansi akustik untuk kedalaman 1600 meter (896 ms), 1625 meter (909 ms), dan 1650 meter (921 ms) ditunjukkan pada **Gambar 4.19** sampai **Gambar 4.21**. Tidak lupa, penelitian lebih lanjut dapat difokuskan pada area lintasan dari keempat sumur tersebut yang mengarah ke sebaran zona saturasi air rendah yang berada di sekitar sumur IG Yates 9A dan Ashe C6 untuk melihat adanya kemungkinan terdapat *channel* saturasi air rendah pada daerah ini.



Gambar 4.19 Peta penyebaran impedansi akustik pada kedalaman 1600 meter (896 ms).



Gambar 4.20 Peta penyebaran impedansi akustik pada kedalaman 1625 meter (909 ms).



Gambar 4.21 Peta penyebaran impedansi akustik pada kedalaman 1650 meter (921 ms).

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Analisa prediksi terhadap sumur parameter log menggunakan beberapa nilai atribut seismik dilakukan dengan mengintegrasikan data target log dari beberapa sumur dengan atribut-atribut seismik yang diperoleh melalui data seismik di lokasi tersebut yaitu lapangan Boonsville.
2. Metode BP-ANN dapat menghasilkan transformasi non-linier untuk mendapatkan nilai korelasi yang optimum antara pemodelan log yang dibuat dengan data log sebenarnya.
3. Atribut seismik yang digunakan yaitu amplitudo, impedansi akustik, frekuensi sesaat, dan kuat refleksi dapat digunakan untuk memetakan saturasi air (S_w) pada lapangan Boonsville. Hal ini dibuktikan dengan nilai korelasi sebesar 96 % dan validasi sebesar 60 %. Untuk nilai kesalahan (rmse) sebesar 3.01 %.
4. Berdasarkan peta penyebaran data per kedalaman, dapat dilihat peta penyebaran saturasi air secara lateral yang sangat membantu dalam penentuan lokasi zona prospek reservoir hidrokarbon dalam eksplorasi migas, seperti di sekitar sumur B Yates 11, B Yates 13, B Yates 15, dan B Yates 18D yang menunjukkan sebaran saturasi air yang rendah (di bawah 40 %). Selain itu, diperkirakan adanya *channel* saturasi air rendah dari ketiga sumur tersebut yang mengarah ke sumur IG Yates 9A dan Ashe C6.
5. Secara umum, aplikasi BP-ANN dalam melakukan prediksi saturasi air menggunakan data atribut seismik mempunyai keunggulan sebagai berikut :

- a. Prediksi saturasi air secara lateral yang dapat dilakukan secara meluas.
- b. Penghematan biaya pengeboran eksplorasi.
- c. Estimasi daerah prospek lain yang jauh dari sumur eksplorasi.

5.2 Saran

Beberapa saran dapat dilakukan untuk penelitian lebih lanjut antara lain :

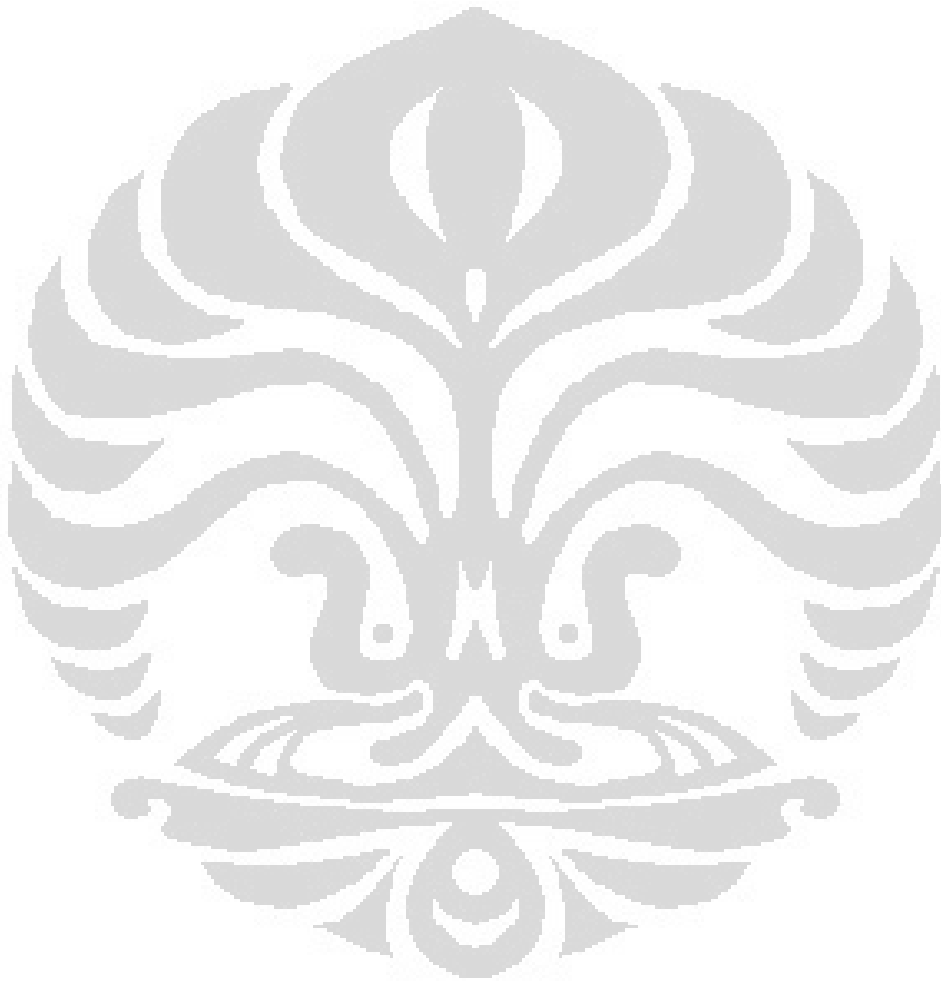
1. Untuk studi lebih lanjut dapat dilakukan analisa AVO untuk menyelidiki lebih dalam mengenai jenis kandungan hidrokarbon yang diestimasi keberadaan pada zona target.
2. Dapat dilakukan proses *coring* pada zona target untuk memberikan informasi data resistivitas sehingga dapat diketahui nilai saturasi air yang lebih akurat dengan menggunakan perhitungan petrofisika yang biasanya.

DAFTAR ACUAN

- Aissa, Astrid., 2008, *Prediksi Penyebaran Batu Pasir pada Lapangan Boonsville dengan Menggunakan Metode Inversi Geostatistik Bayesian*, Universitas Indonesia, Depok.
- Barnes, A.E., 1999, *Seismic Attributes : past, present, and future*, SEG 1999 Expanded Abstracts.
- Brown, A.R., 1996, *Seismic Attributes and Their Classification*, The Leading Edge (October 1996), SEG, 1090.
- Bhatt, A., 2002, *Reservoir Properties from Well Logs using Neural Networks*, Doctoral's dissertation, Norwegian University of Science and Technology.
- Glover, Paul., 2007, *Formation Evaluation MSc course notes*
- Hampson, Daniel, P., Schuelke, James, S., and John, A.Q., 2001, *Use of multiattribute transform to predict log properties from seismic data*, Geophysics Vol. 66, No. 1 (January - February 2001); pp. 220 - 236.
- Hardage B. A., et al., 1996, *Secondary natural gas recovery: targeted applications for in field reserve growth in Midcontinent reservoirs, Boonsville field, Fort Worth Basin, Texas*, The University of Texas at Austin.
- Harsono, Adi., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, edisi 8, Schlumberger Oilfield Services.
- Haykin, S., 1999, *Neural Networks: A comprehensive foundation*, Prentice Hall.
- Jason Geosciences Workbench, 2001, *Modeling training manual: Jason Geosciences Workbench*, Jason Geosystems, pp. 108-311.
- Jong, J.S., 2004, *Jaringan Syaraf Tiruan dan Pemograman Menggunakan MATLAB*, Penerbit Andi, Yogyakarta.
- Masters, T., 1993, *Practical neural network recipes in C++*, Academic Press.

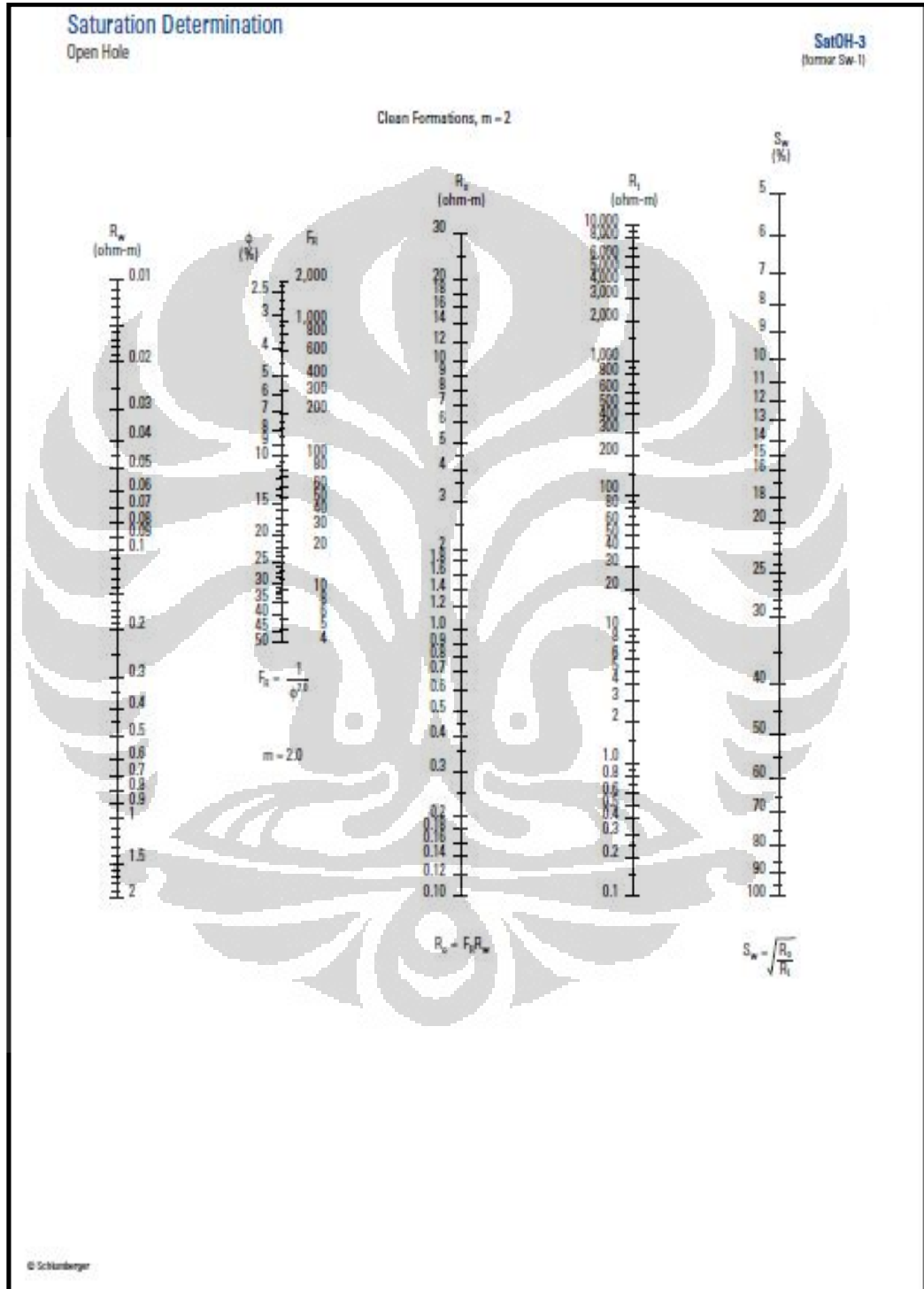
- Mathworks, 2012, *Neural Network Toolbox*,
<<http://www.mathworks.com/help/toolbox/nnet/ug/bss33y1-1.html>>
- Montgomery, S.L., Jarvie, D.M., Bowker, K.A., and Polastro, R.M., 2005,
Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential, AAPG Bulletin, Vol. 90, No. 6 (June 2006), pp. 967–969.
- Munadi, S., 2000, *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*, FMIPA, Universitas Indonesia, Depok.
- Nurhasan, Abdullah., 2007, *Prediksi Penyebaran Porositas dari Atribut Seismik Menggunakan Artificial Neural Network*, Universitas Indonesia, Depok.
- Puspitaningrum, D., 2006, *Pengantar Jaringan Syaraf Tiruan*, Penerbit Andi, Yogyakarta.
- Russell, B., 1998, *Introduction to Seismic Inversion Methods*, S.N : Domenico Series Editor Course Notes Series Volume 2 An SEG Continuing Education Short Course, USA.
- Schlumberger, 1989, *Log interpretation, Principles and Applications*, Schlumberger Educational Services Houston.
- Schlumberger, 2009, *Log interpretation charts*, Schlumberger Educational Services Houston.
- Sukmono, S., 2000, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Departemen Teknik Geofisika, ITB, Bandung.
- Tanakov, M.Y. and Kelkar, M., 1997, *Integrated Reservoir Description for Boonsville, Texas Field Using 3D Seismic Well and Production Data*, Society of Petroleum Engineers.
- Taner, M.T., 2001, *Seismic Attributes*, CSEG Recorder, September 2001, pp. 48-56.
- Yilmaz, O., 2001, *Seismic Data Analysis*, Society of Exploration Geophysicists, Investigations in Geophysics No. 10.

LAMPIRAN



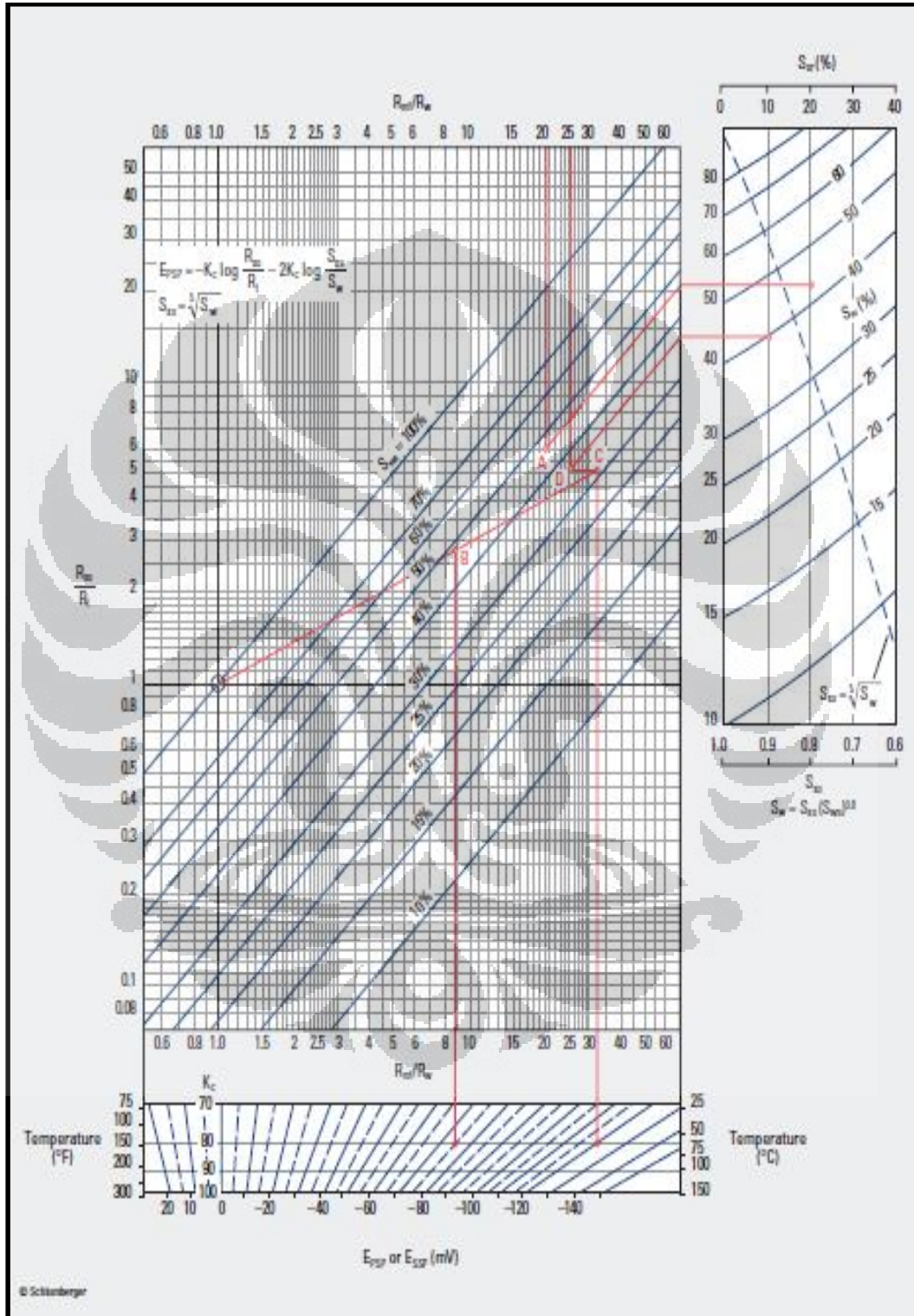
LAMPIRAN 1

Gaftar SW – 1(Schlumberger, 2009)



LAMPIRAN 2

Gaftar SW – 2 (Schlumberger, 2009)



LAMPIRAN 3

Tabel Hubungan Atribut Seismik dengan Karakteristik Batuan (Schlumberger, 1989)

Geological Significance of Seismic Attributes	
Amplitude	Lithological contrasts Bedding continuity Bed spacing Gross porosity Fluid content
Instantaneous Frequency	Bed thickness Lithological contrasts Fluid content
Reflection Strength	Lithological contrasts Bedding continuity Bed spacing Gross porosity
Instantaneous Phase	Bedding continuity
Polarity	Polarity of seismic Lithological contrasts

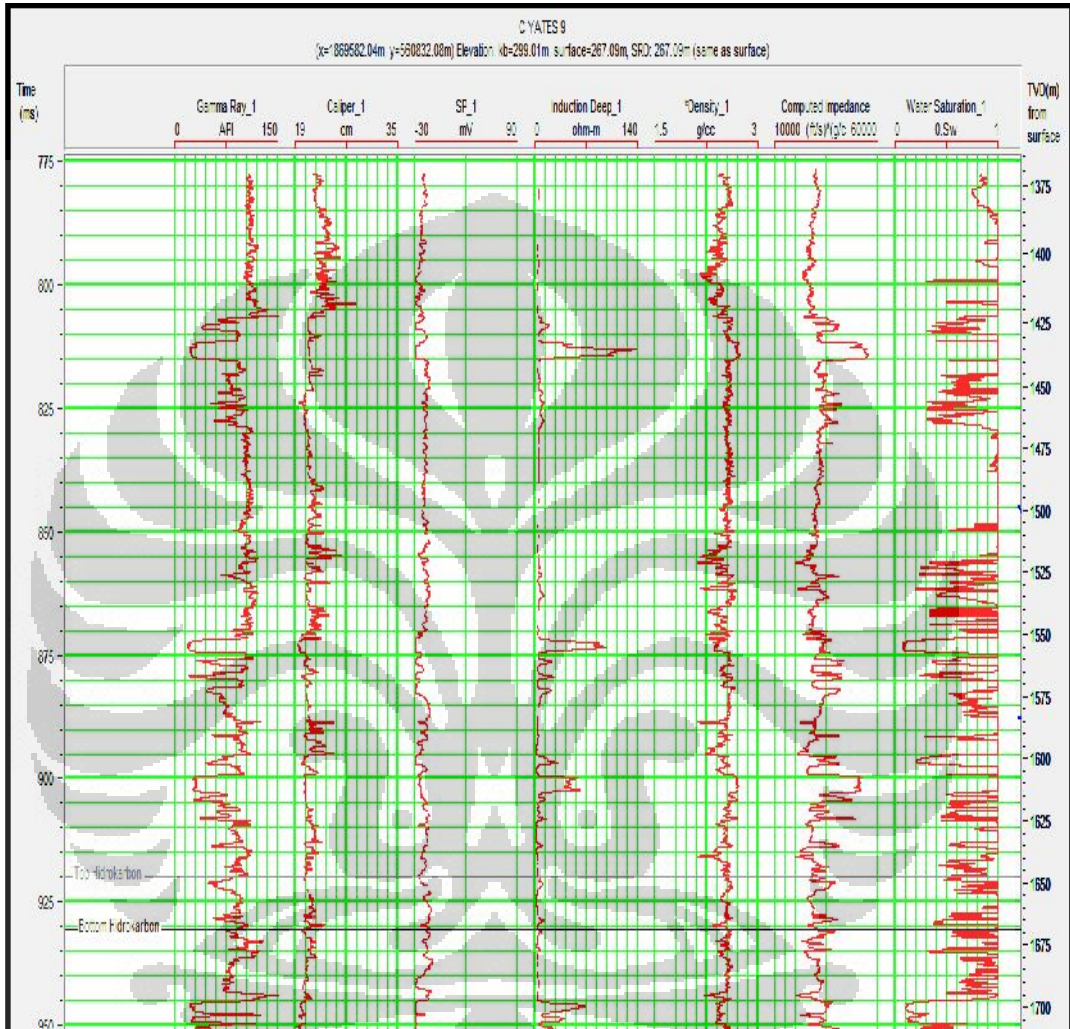
LAMPIRAN 4

Tabel Fungsi Transfer (Puspitaningrum, 2006)

Name	Input/Output Relation	Icon	MATLAB Function
Hard Limit	$a = 0 \quad n < 0$ $a = 1 \quad n \geq 0$		hardlim
Symmetrical Hard Limit	$a = -1 \quad n < 0$ $a = +1 \quad n \geq 0$		hardlims
Linear	$a = n$		purelin
Saturating Linear	$a = 0 \quad n < 0$ $a = n \quad 0 \leq n \leq 1$ $a = 1 \quad n > 1$		satlin
Symmetric Saturating Linear	$a = -1 \quad n < -1$ $a = n \quad -1 \leq n \leq 1$ $a = 1 \quad n > 1$		satlins
Log-Sigmoid	$a = \frac{1}{1 + e^{-n}}$		logsig
Hyperbolic Tangent Sigmoid	$a = \frac{e^n - e^{-n}}{e^n + e^{-n}}$		tansig
Positive Linear	$a = 0 \quad n < 0$ $a = n \quad 0 \leq n$		poslin
Competitive	$a = 1 \quad \text{neuron with max } n$ $a = 0 \quad \text{all other neurons}$		compet

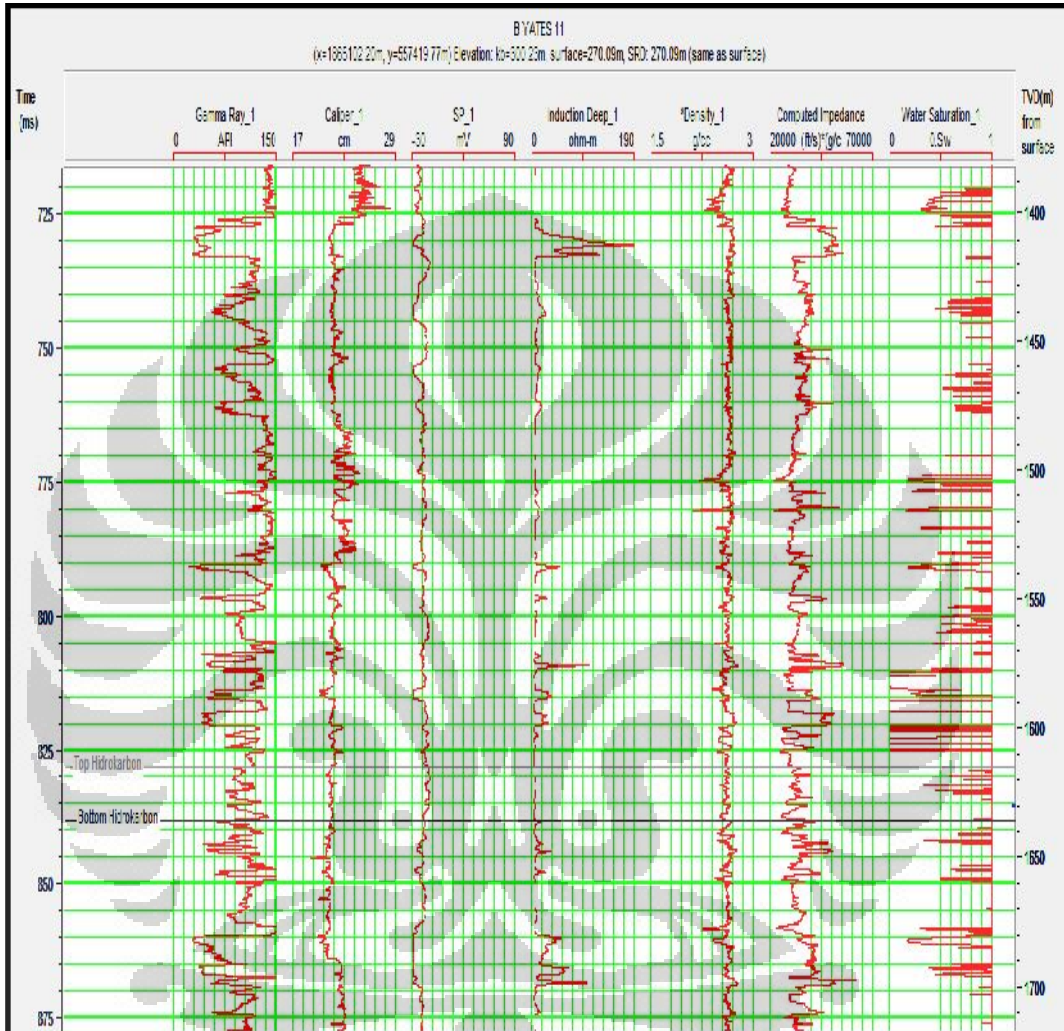
LAMPIRAN 5

Data Sumur C Yates 9



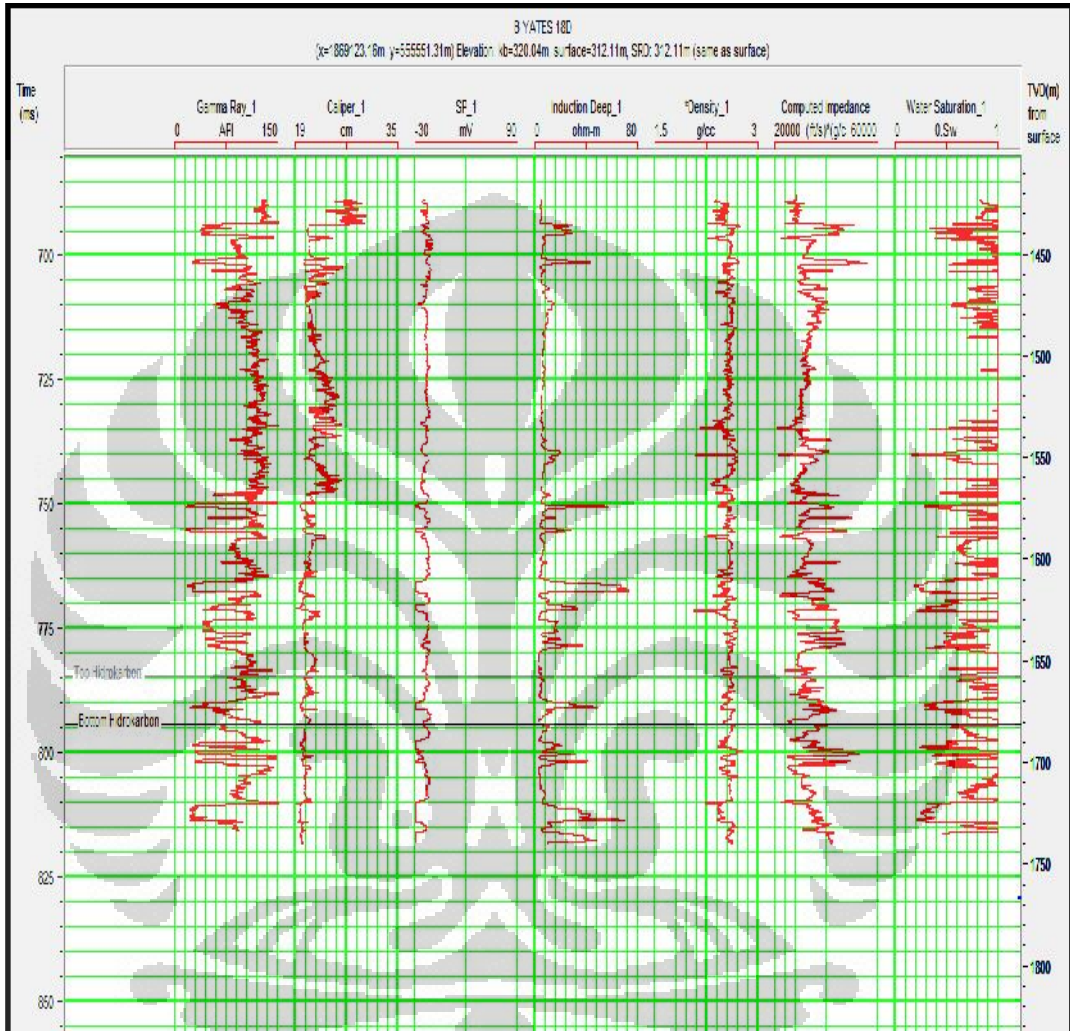
LAMPIRAN 6

Data Sumur B Yates 11



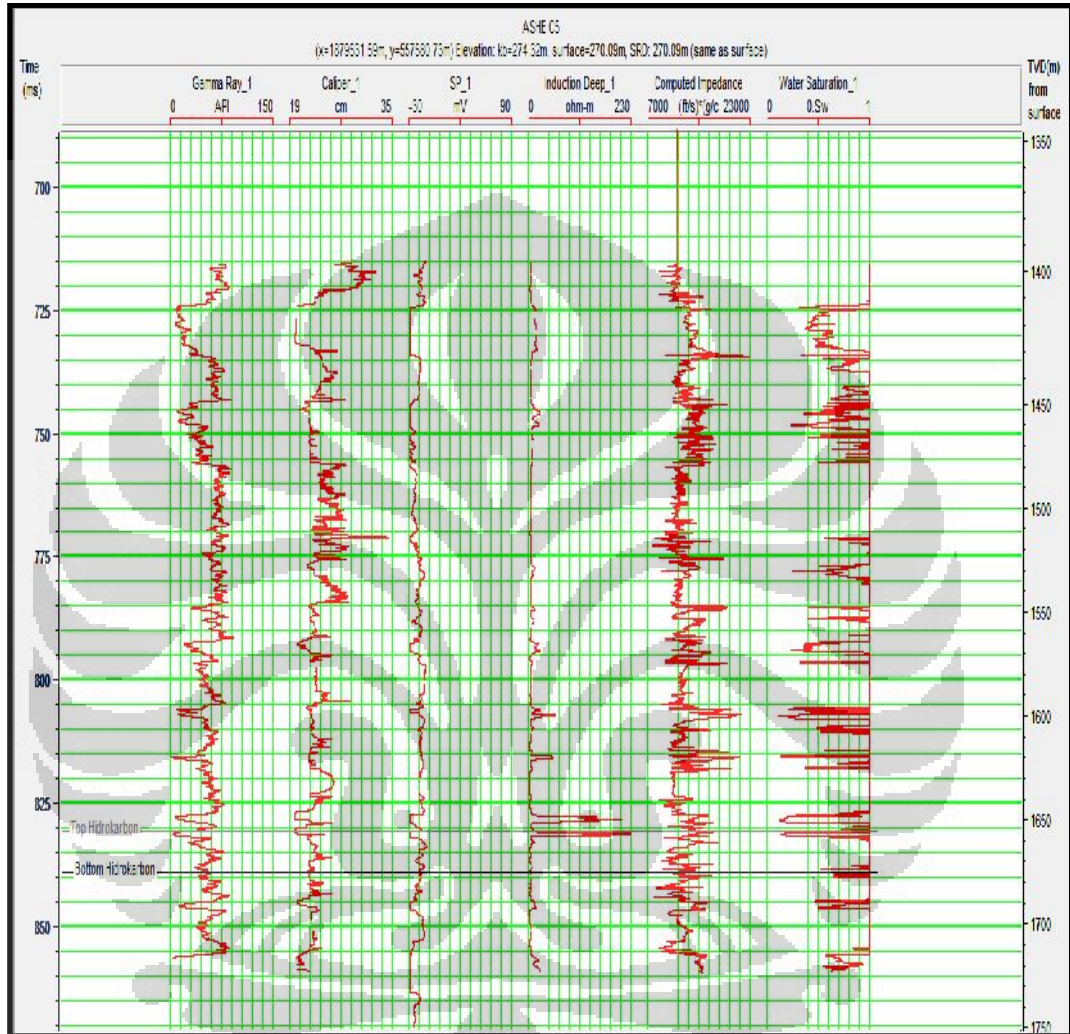
LAMPIRAN 7

Data Sumur B Yates 18D



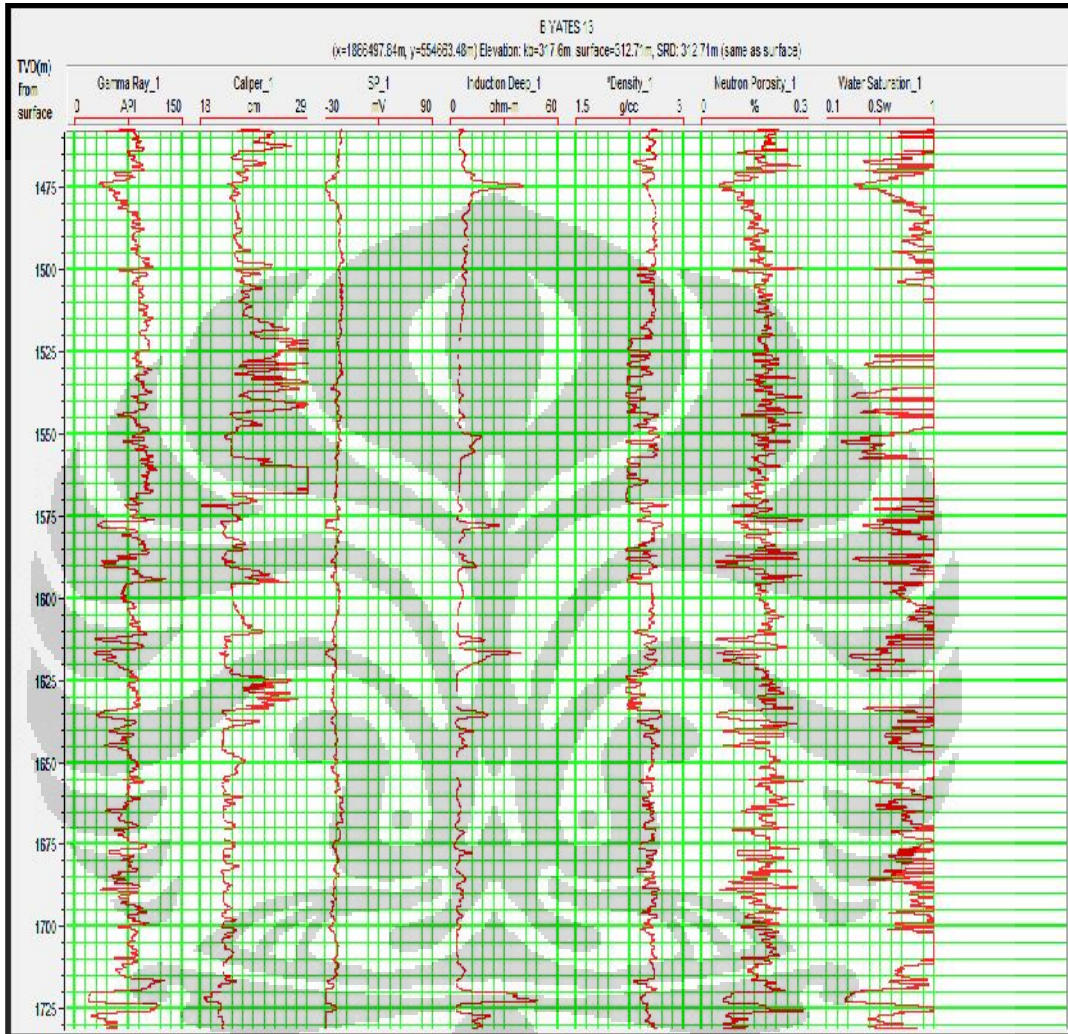
LAMPIRAN 8

Data Sumur Ashe C5



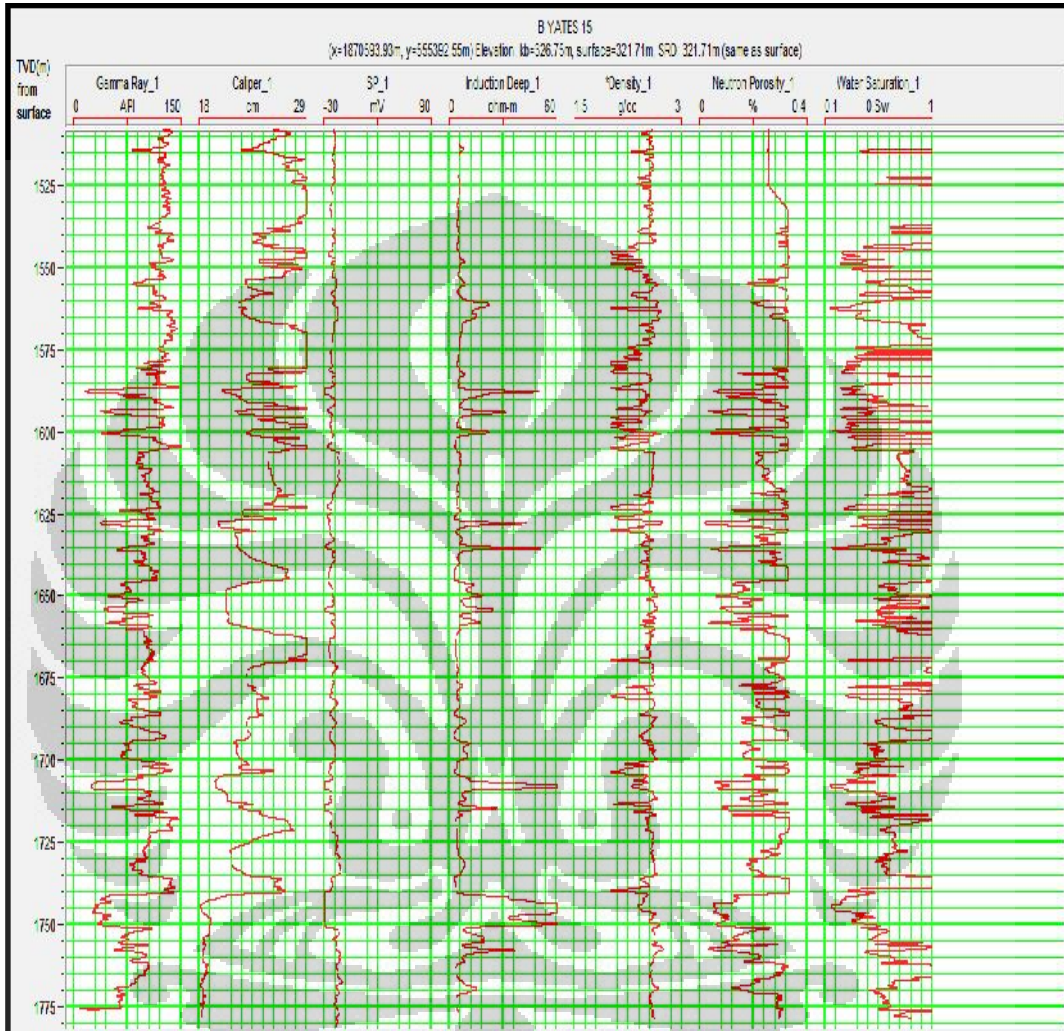
LAMPIRAN 9

Data Sumur B Yates 13



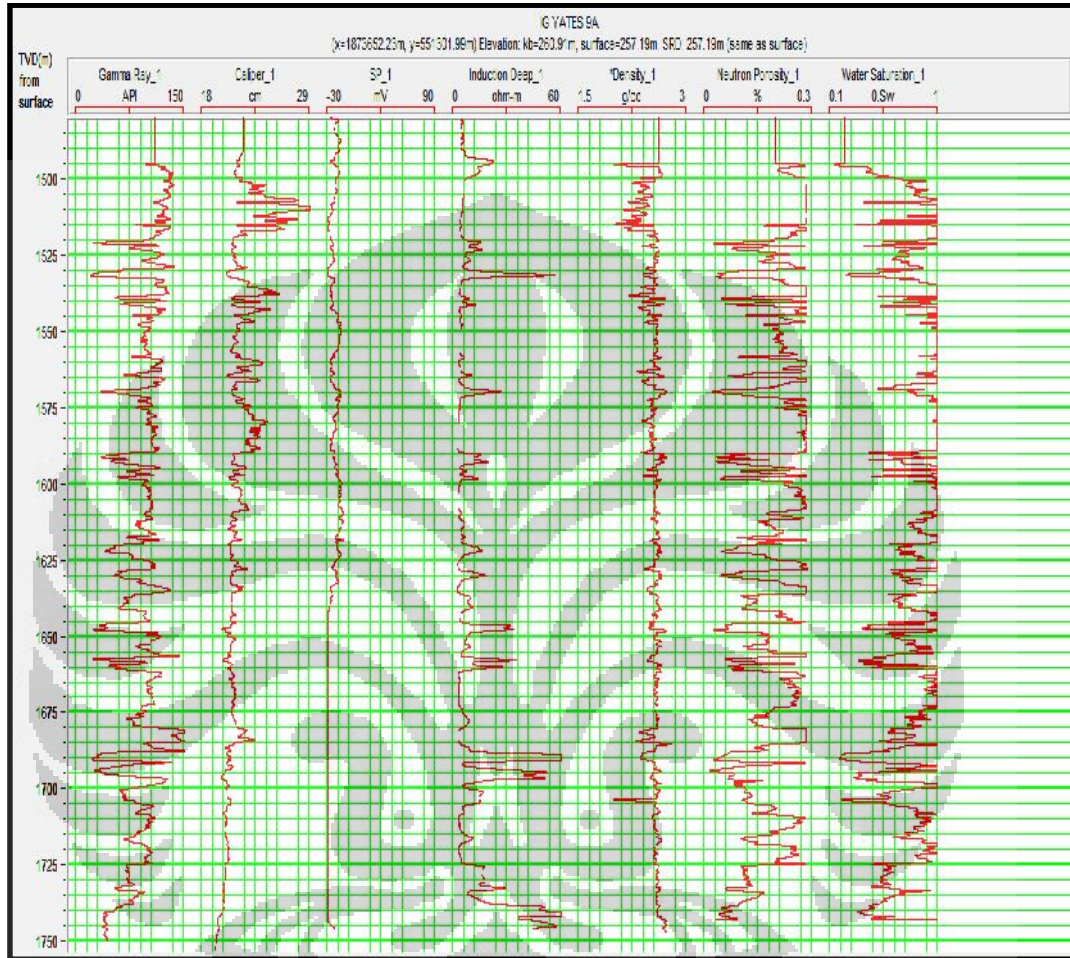
LAMPIRAN 10

Data Sumur B Yates 15



LAMPIRAN 11

Data Sumur IG Yates 9A



LAMPIRAN 12

Data Sumur Ashe C6

