



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA PETROFISIKA DAN MULTITRIBUT SEISMIK UNTUK
KARAKTERISASI RESERVOAR PADA LAPANGAN SPINEL
CEKUNGAN COOPER-EROMANGA, AUSTRALIA SELATAN**

SKRIPSI

RIKI PAHLEVI ZAIN

0706262703

DEPARTEMEN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS INDONESIA

DEPOK

JUNI 2012



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA PETROFISIKA DAN MULTITRIBUT SEISMIK
UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR PADA LAPANGAN
SPINEL, CEKUNGAN COOPER-EROMANGA, AUSTRALIA
SELATAN**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains

RIKI PAHLEVI ZAIN

0706262703

DEPARTEMEN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS INDONESIA

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 : Riki Pahlevi Zain

NPM : 0706262703

Tanda Tangan : 

Tanggal : 11 Juni 2012

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Riki Pahlevi Zain
N P M : 0706262703
Program Studi : Fisika
Peminatan : Geofisika
Judul Skripsi : Analisa Petrofisika dan Multiatribut Seismik
Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Lapangan
Spinel, Cekungan Cooper-Eromanga,
Australia Selatan

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. Eng. Yunus Daud, M.Sc (.....)

Penguji II : Ir. Anggoro MT (.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 11 Juni 2012

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur kepada Allah SWT yang telah mengizinkan penulis menyelesaikan tugas akhir dan penyusunan skripsi ini dengan judul **”Analisa Petrofisika dan Multiatribut Seismik Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Lapangan Spinel, Cekungan Cooper-Eromanga, Australia Selatan”**. Shalawat serta salam selalu terlimpah untuk Nabi Muhammad SAW beserta keluarga, sahabat, dan para pengikutnya.

Penulisan skripsi 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.

Penulis telah banyak mendapat bantuan dari berbagai pihak, maka pada kesempatan ini penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua dan kakak penulis yang telah banyak memberikan dukungan moril, materi maupun doanya kepada penulis untuk bisa menyelesaikan skripsi ini hingga akhir.
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. Yunus Daud, selaku Penguji I dan selaku Pembimbing Akademis penulis yang telah banyak memberikan saran dan masukan yang sangat berharga.
4. Ir. Anggoro MT, selaku Penguji II yang dengan baik hati telah mengajarkan materi dan hal-hal baru terkait topik skripsi.
5. Dr. Supriyanto dan Pak Samsu Rosyid selaku dosen peminatan Geofisika yang telah memberikan banyak arahan yang sangat berharga.
6. Ir. Kris Hendarjo MM, selaku dosen mata kuliah Sumur Pemboran yang telah meluangkan waktu untuk berdiskusi dengan penulis.
7. Ng Bei Berger M.Si., Aryo Aviarito S.Si., Erlangga Wibisono S.Si., dan Michael Joel Baris S.Si. (Jebe) selaku pembimbing teknis di Puri.

8. Pejuang Puri: Byan, Genggong, Muladi, Rangga Homo, Tom Lae, dan Willem serta penghuni Puri: Juned, Apip, dan Amar, yang berbagi suka-duka bersama. DOPING LE.
9. Catur, Afar, Ai, Gigis, dan Meli atas "kerjaan" kalian yang secara tidak langsung telah membantu pengerjaan dan penulisan skripsi ini.
10. Staf Departemen Fisika UI, Mbak Ratna dan Pak Mardi atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
11. Diana Sekarayu Karunia (Skai), untuk doa, dukungan, pengertian dan kasih sayangnya.
12. Teman-teman Fisika angkatan 2007, Aji, Yan Bahadur, Ichwan, Rino, Uly, Nita, Torkis, Vani, Ferdi, Rado, Arif, Cepy, dan lainnya yang telah mengisi warna hidup penulis selama 5 tahun dan sebagai pejuang laskar 5.
13. Alm.Isrady, Alm.Dimas, dan Alm.Cholik, kalian menjadi motivasi bagi kami disini untuk tetap mengharumkan nama Fisika UI.
14. Teman-teman kosan Pondok Cening atas doa dan dukungannya. Terutama Pal Gunadi yang telah meminjamkan motornya.
15. Banu dan Riyan atas komputer yang telah dipinjamkan ke penulis.
16. Igor, Mika, Ikin, Rotje, dan Gemmy selaku senior 2006 yang tetap berkunjung ke Puri untuk "menghibur" disela-sela kejenuhan.
17. Genggess (Tinus, Ferdian, Cituy, Weni, Litia, dan Ichy), atas doa dan dukungannya. Terutama Weni semoga dapat wisuda bersama di tahun ini.
18. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas doa dan dukungannya.

Semoga Tuhan membalas jasa semua pihak tersebut dengan sebaik-baiknya. Penulis juga menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari sempurna. Oleh karena itu perlunya saran dan kritik yang membangun demi perbaikan pada masa mendatang. Semoga skripsi 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 : Riki Pahlevi Zain
NPM : 0706262703
Program Studi : Fisika
Peminatan : Geofisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam
Jenis karya : Skripsi

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

**ANALISA PETROFISIKA DAN MULTITRIBUT SEISMIK UNTUK
KARAKTERISASI RESERVOAR PADA LAPANGAN SPINEL,
CEKUNGAN COOPER-EROMANGA, AUSTRALIA SELATAN.**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia /format-kan, 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 : 11 Juni 2012

Yang menyatakan



(Riki Pahlevi Zain)

ABSTRAK

Nama : Riki Pahlevi Zain
Program Studi : Fisika
Judul : Analisa Petrofisika Dan Multiatribut Seismik Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Lapangan Spinel, Cekungan Cooper-Eromanga, Australia Selatan.

Cekungan Cooper-Eromanga merupakan salah satu cekungan prospek hidrokarbon di Australia bagian selatan. Belum banyak kegiatan eksplorasi di daerah ini terutama pada lapangan Spinel. Penelitian ini menggunakan data seismik 3D *Post Stack* dan 3 data sumur. Target pada top Namur Sandstone dan top Hutton Sandstone merupakan zona prospek hidrokarbon dengan ketebalan 200-250 meter. Selama pengembangannya, belum ada informasi mengenai karakteristik pada target tersebut. Analisa petrofisika dan evaluasi formasi menjadi salah satu tahap awal untuk mengkarakterisasi reservoir dengan mempelajari sifat batuan seperti porositas, kandungan lempung, permeabilitas, dan juga saturasi air. Litologi pada reservoir ini merupakan *shaly sand* dengan metode pengukuran saturasi air menggunakan model persamaan Indonesia dan porositas menggunakan indikator neutron-densitas. Produktivitas hidrokarbon dapat ditentukan dengan perhitungan *Moveable Oil Saturation*, *Residual Oil Saturation*, dan *Moveable Hydrocarbon Index*. Analisa multiatribut seismik digunakan untuk memprediksi distribusi sifat fisik batuan dari keseluruhan volume data seismik. Inversi *model-based* digunakan sebagai *external attribute*, sedangkan untuk meningkatkan korelasi antara *actual* dengan *predict log* dilakukanlah metode *Neural Network*. Berdasarkan hasil analisa petrofisika, porositas target berkisar 14%-21% dan saturasi air 35%-55% berupa gas. Metode multiatribut seismik dapat memprediksi dan mendistribusikan sifat fisika tersebut dengan baik pada zona target sesuai hasil analisa petrofisika.

Kata Kunci : Cekungan Cooper-Eromanga, Multiatribut Seismik,
Neural Network, Petrofisika, *Shaly Sand*
xv +70 halaman ; 62 gambar; 3 tabel
Daftar Acuan : 13 (1994-2007)

ABSTRACT

Name : Riki Pahlevi Zain
Program Study : Physics
Title : Petrophysical and Seismic Multi Attributes Analysis for Reservoir Characterization in Spinel Field, Cooper-Eromanga Basin, South Australia

Cooper-Eromanga basin is one of the prospects for hydrocarbon basins in southern Australia. No exploration has been carried in this area, especially in Spinel Field. This study uses seismic 3D Post Stack data and 3 wells. The thickness of top target Namur Sandstone and Hutton Sandstone are about 200-250 meters. During its development, there are no informations about the characteristic of the targets. Petrophysical analysis become one of the early stages of a study to characterize the reservoir rock properties such as clay volume, porosity, permeability, and water saturation. Water saturation is using Indonesian saturation model because of shaly sand lithology and neutron-density is a porosity indicator. Productivity of hydrocarbon can be determined by Moveable Oil Saturation (MOS), Residual Oil Saturation (ROS), and Moveable Hydrocarbon Index (MHI). Multi attributes seismic analysis would be used to predict petrophysical distribution of seismic volume. Model-based inversion is used as an external attribute, while to improve the correlation between actual and predict log would be performed using Neural Network. Based on the results of petrophysical analysis, the target porosity is 14% -21% and water saturation is 35% -55% contained gas. Multi attributes seismic method can predict and distribute the rock physics properties properly in the target zone according to the results of petrophysical analysis.

Keyword : Cooper-Eromanga Basin, Petrophysical, Neural Network, Seismic Multi Attributes, Shaly Sand
xv+70 pages ; 62 figures; 3 tables
Bibliography : 13 (1994-2007)

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR TABEL	xv
BAB 1. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Metodologi Penelitian	3
1.5 Sistematika Penulisan	4
BAB 2. TEORI DASAR	
2.1 Geologi Regional	5
2.1.1 Litostratigrafi dan Lingkungan Pengendapan	6
2.1.1.1 Cekungan Eromanga	7
<i>Formasi Poolowanna</i>	7
<i>Hutton Sandstone</i>	7
<i>Formasi Birkhead</i>	8
<i>Namur Sandstone</i>	8
<i>Adori Sandstone</i>	8
2.1.1.2 Cekungan Cooper	9
<i>Tirrawarra Sandstone</i>	9
<i>Formasi Toolachee</i>	10
2.1.2 Struktur dan Tektonik	11
2.2 Konsep Dasar Log dan Analisa Petrofisika	12
2.2.1 <i>Wireline Log</i>	13

2.2.1.1 Log Gamma Ray	14
2.2.1.2 Log Spontaneous Potential.....	14
2.2.1.3 Log Resistivitas.....	16
2.2.1.4 Log Neutron.....	17
2.2.1.5 Log Densitas	18
2.2.1.6 Log Sonik	20
2.2.2 Data Batu Inti (<i>core</i>)	20
2.2.3 Parameter Petrofisika Batuan	21
2.2.3.1 Kandungan Lempung	21
2.2.3.2 Porositas	21
2.2.3.3 Saturasi Air	22
2.2.3.3 Permeabilitas.....	23
2.2.3.3 Lumping.....	23
2.3. Metode Inversi Seismik.....	24
2.4. Analisa Multiatribut	24
2.4.1 Regresi Multiatribut	26
2.4.2 Neural Network.....	27
 BAB 3. DATA DAN PENGOLAHAN DATA	
3.1 Penyajian Data	28
3.2 Pengolahan Data	30
3.2.1 Pengkondisian Data	31
3.2.2 Zonasi Reservoir	31
3.2.3 Kandungan Lempung.....	34
3.2.4 Porositas dan Saturasi Air	35
3.2.5 Evaluasi R_w dan R_{mf}	36
3.2.6 Evaluasi Kandungan Lempung.....	37
3.2.7 Evaluasi Permeabilitas	38
3.2.8 Nilai Penggal (<i>cutoff</i>).....	39
3.2.9 Lumping.....	40
3.2.10 <i>Moveable Oil Saturation (MOS)</i> , <i>Residual Oil Saturation (ROS)</i> , dan <i>Moveable Hydrocarbon Index (MHI)</i>	43
3.3 Pengolahan Data Seismik	42
3.3.1 Ekstrasi <i>Wavelet</i> dan <i>Well-Seismic Tie</i>	42
3.3.2 Inversi Seismik	43

3.3.3 Analisa Multiatribut	44
----------------------------------	----

BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

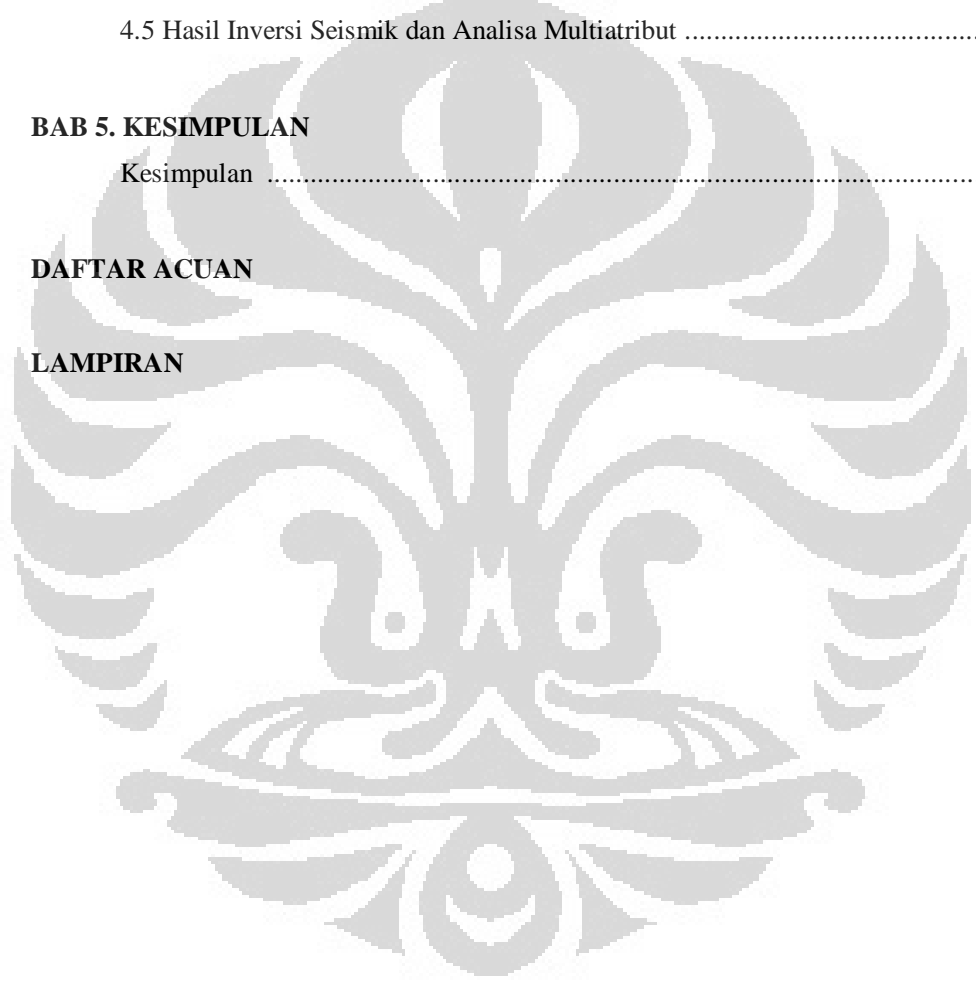
4.1 Kandungan Lempung dan Porositas	54
4.2 Saturasi Air (Sw)	57
4.3 <i>Cutoff</i> dan Lumping	60
4.4 <i>Moveable Oil Saturation</i> (MOS), <i>Residual Oil Saturation</i> (ROS), dan <i>Moveable Hydrocarbon Index</i> (MHI)	63
4.5 Hasil Inversi Seismik dan Analisa Multiatribut	64

BAB 5. KESIMPULAN

Kesimpulan	70
------------------	----

DAFTAR ACUAN

LAMPIRAN

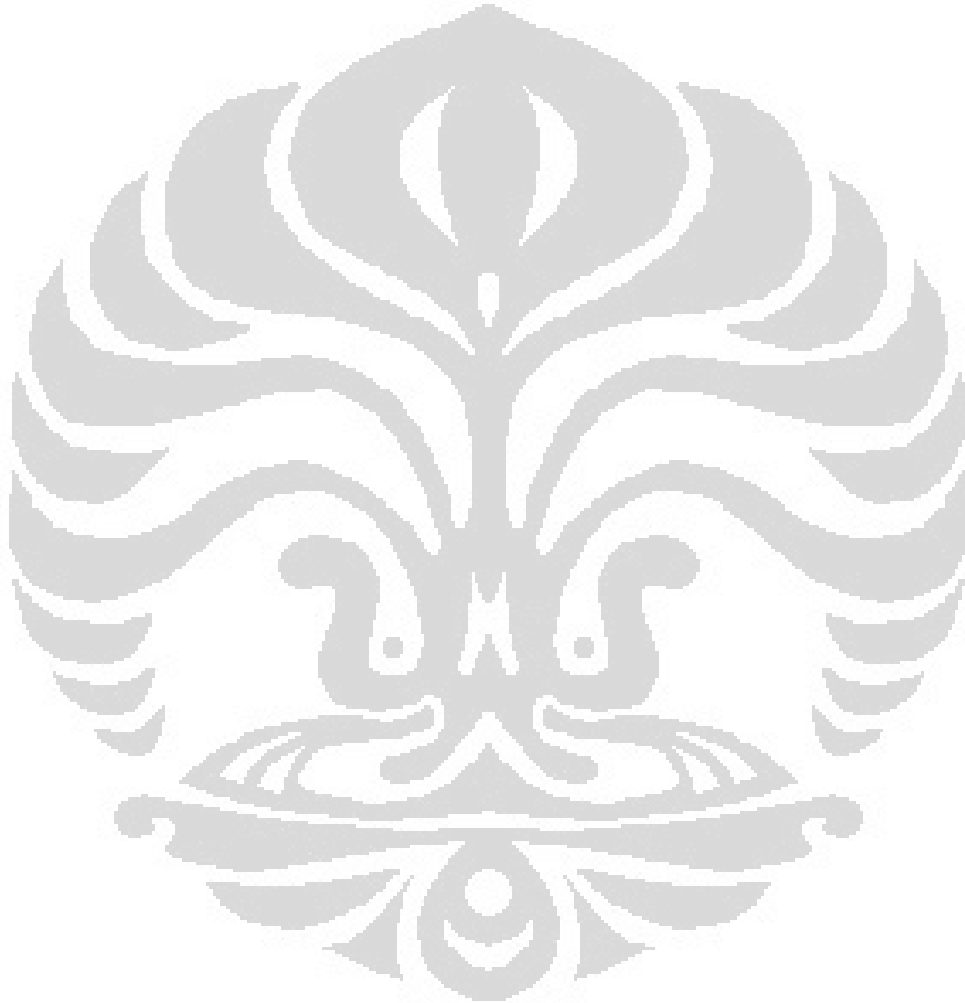


DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Diagram Alir Penelitian	3
Gambar 2. 1 Peta lokasi cekungan Cooper-Eromanga	6
Gambar 2. 2 Kolom stratigrafi cekungan Eromanga	9
Gambar 2. 3 Kolom stratigrafi cekungan Cooper.....	10
Gambar 2. 4 Kolom stratigrafi cekungan Cooper-Eromanga	11
Gambar 2. 5 Jenis-jenis <i>wireline</i> log	13
Gambar 2. 6 Contoh analisa log gamma ray efek perbedaan litologi.....	14
Gambar 2. 7 Konfigurasi alat log SP	15
Gambar 2. 8 Respon umum kurva log SP	15
Gambar 2. 9 Prinsip kerja alat laterolog	16
Gambar 2. 10 Prinsip kerja alat log induksi.....	17
Gambar 2. 11 Contoh kurva respon log induksi dan laterolog.....	17
Gambar 2. 12 Tanggapan log neutron pada beberapa kondisi litologi	18
Gambar 2. 13 Respon kombinasi log densitas – neutron.....	19
Gambar 2. 14 Respon log sonik di tiap litologi.....	20
Gambar 2. 15 Diagram atribut seismik	25
Gambar 3. 1 Basemap 5 sumur pada lapangan Spinel.....	28
Gambar 3. 2 <i>Workflow</i> proses pengolahan data petrofisika	30
Gambar 3. 3 <i>Info Well Log Header</i>	31
Gambar 3. 4 Target penelitian pada 2 reservoir.....	32
Gambar 3. 5 Hasil zonasi reservoir pada zona sandstone dengan kedalaman 1742,4 m – 1887,2 m.....	33
Gambar 3. 6 <i>Crossplot</i> porositas neutron dan porositas densitas untuk zona target	33
Gambar 3. 7 Evaluasi kandungan lempung untuk kedalaman dari 1742,4 m sampai 1910,2 m	34
Gambar 3. 8 Hasil perhitungan porositas dan saturasi air (S_w) pada zona target dengan kedalaman 1730 m – 2280 m.....	36
Gambar 3. 9 <i>Pickett Plot</i> untuk menghitung resistivitas air formasi (R_w)	37

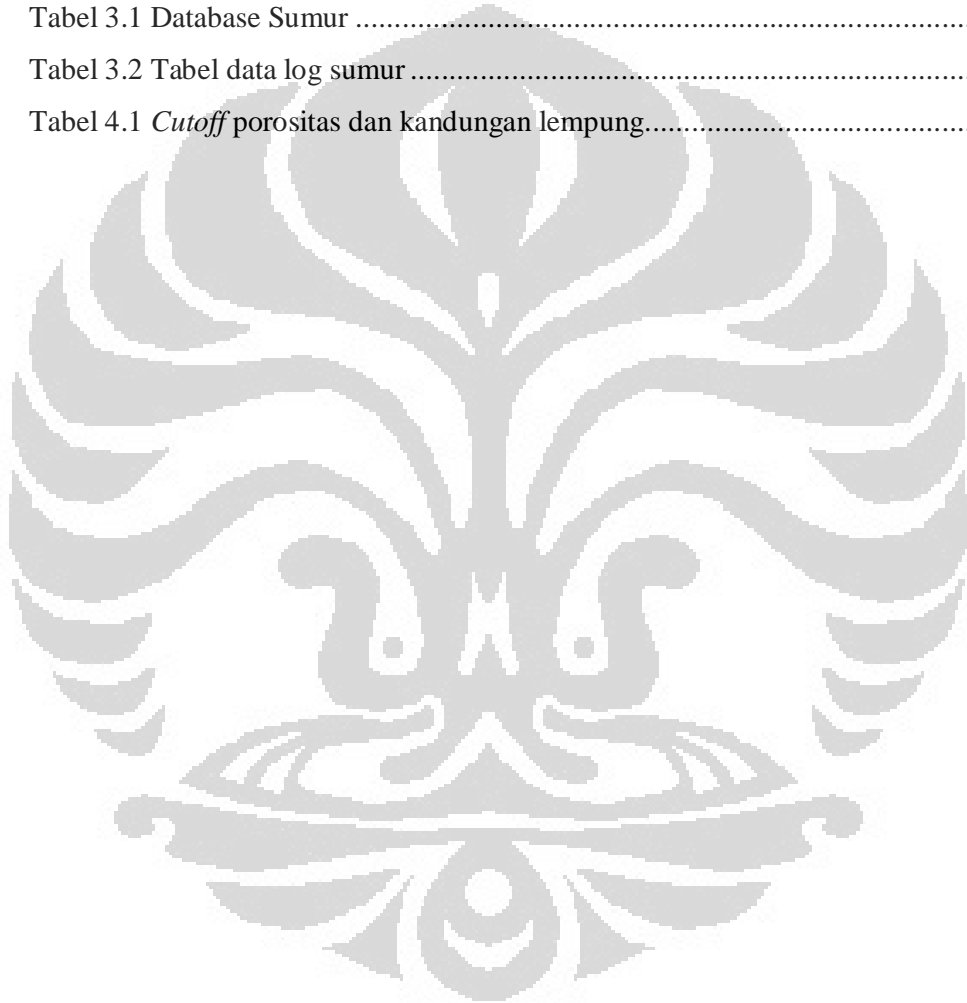
Gambar 3. 10 Evaluasi resistivitas lempung	38
Gambar 3. 11 <i>Crossplot</i> antara porositas efektif dengan permeabilitas	39
Gambar 3. 12 <i>Crossplot</i> antara porositas efektif dengan kandungan lempung.....	40
Gambar 3. 13 Hasil lumping berupa <i>net reservoir</i> dan <i>net pay</i>	41
Gambar 3. 14 <i>Wavelet</i> hasil ekstraksi sumur	43
Gambar 3. 15 Model awal dalam melakukan inversi	43
Gambar 3. 16 Daftar atribut untuk prediksi PHIE.....	45
Gambar 3. 17 Perhitungan eror validasi PHIE	46
Gambar 3. 18 Hasil korelasi <i>crossplot</i> PHIE sebenarnya dengan hasil prediksi... 46	
Gambar 3. 19 Hasil korelasi <i>crossplot</i> PHIE setelah training PNN	47
Gambar 3. 20 Daftar atribut untuk prediksi saturasi air (<i>Sw</i>)	48
Gambar 3. 21 Perhitungan eror validasi saturasi air (<i>Sw</i>)	48
Gambar 3. 22 Hasil korelasi <i>crossplot</i> <i>Sw</i> sebenarnya dengan hasil prediksi	49
Gambar 3. 23 Hasil korelasi <i>crossplot</i> <i>Sw</i> setelah training PNN.....	50
Gambar 3. 24 Daftar atribut untuk prediksi MOS	51
Gambar 3. 25 Perhitungan eror validasi MOS	51
Gambar 3. 26 <i>Crossplot</i> MOS sebenarnya dengan hasil prediksi sebelum PNN.. 52	
Gambar 3. 27 <i>Crossplot</i> MOS sebenarnya dengan hasil prediksi setelah PNN.... 52	
Gambar 3. 28 Daftar atribut untuk prediksi MHI.....	53
Gambar 3. 29 <i>Crossplot</i> MHI sebenarnya dengan hasil prediksi setelah PNN..... 53	
Gambar 4. 1 Zona 3 dan 7 sebagai zona potensial sumur Tyson	54
Gambar 4. 2 Zona 7, 10, dan 14 pada sumur Dleton	56
Gambar 4. 3 Zona potensial 1, 3, dan 7 pada sumur Udacha.....	57
Gambar 4. 4 Saturasi Air pada sumur Tyson	58
Gambar 4. 5 Saturasi Air pada sumur Dleton	59
Gambar 4. 6 Saturasi Air pada sumur Udacha	59
Gambar 4. 7 Zona 11 pada sumur Udacha indikasi adanya mineral	60
Gambar 4. 8 <i>Cutoff</i> atau nilai penggal	61
Gambar 4. 9 Lumping pada sumur Tyson.....	61
Gambar 4. 10 Lumping pada sumur Dleton.....	62
Gambar 4. 11 Lumping pada sumur Udacha.....	62
Gambar 4. 12 Kurva MOS, ROS, dan MHI pada sumur Tyson.....	64

Gambar 4. 13 Hasil inversi seismik <i>model-based</i>	64
Gambar 4. 14 <i>Time Slice Marker</i> dan Distribusi 3D PHIE.....	65
Gambar 4. 15 <i>Time Slice Marker</i> dan Distribusi 3D Saturasi Air (Sw)	66
Gambar 4. 16 Distribusi 3D MOS dalam bentuk <i>slice</i> dan dalam bentuk volum .	67
Gambar 4. 17 Distribusi 3D MHI dalam bentuk <i>slice</i> dan dalam bentuk volum ..	68
Gambar 4. 18 Kurva <i>summary</i> parameter petrofisika pada sumur Tyson	69



DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Database Sumur	29
Tabel 3.2 Tabel data log sumur	29
Tabel 4.1 <i>Cutoff</i> porositas dan kandungan lempung.....	61



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Semakin hari masyarakat dan industri Australia membutuhkan bahan bakar yang banyak sebagai sumber energi. Sumber energi yang biasa digunakan bermacam-macam, salah satunya yaitu sumber energi hidrokarbon yang terdiri dari minyak dan gas (migas). Pengadaan sumber energi hidrokarbon sendiri diambil alih oleh industri-industri yang bergerak dibidang industri energi minyak dan gas. Industri memegang peranan penting dalam pengadaan sumber energi. Hal ini berkaitan dengan adanya ilmu-ilmu dan berbagai teknologi canggih yang kini dikembangkan untuk mengeksplor keberadaan hidrokarbon tersebut.

Cekungan Cooper menjadi titik fokus dalam hal eksplorasi minyak dan gas serta pengembangan di Australia Selatan sejak penemuan pertama pada tahun 1963. Dengan ditemukannya sedimen Permo-Carboniferous di daerah Innamincka pada tahun 1959 menyebabkan daerah tersebut menghasilkan pembangunan yang pesat pada awal tahun 1980-an dan menjadi Instalasi Vital Nasional. Dengan terjadinya pergeseran fokus eksplorasi akan prospek hidrokarbon ke Cekungan Eromanga, menyebabkan berkurangnya tingkat eksplorasi di Cekungan Cooper. Namun dengan demikian munculah ide untuk melakukan eksplorasi cadangan hidrokarbon pada kedua cekungan (Gravestock, et.al, 1998). Cekungan Cooper-Eromanga berpotensi memiliki cadangan hidrokarbon yang banyak dan menjadi salah satu cekungan dengan cadangan terbesar di Australia. Lebih dari 50 tahun sudah aktivitas eksplorasi dan pengembangan di fokuskan pada cekungan matang ini. Oleh karena itu, untuk selanjutnya dilakukanlah penelitian berupa analisa petrofisika dan evaluasi formasi untuk karakterisasi reservoir pada lapangan ini.

Metode *logging* berperan penting karena memberikan gambaran detail sifat fisis dari batuan sekitar lubang pengeboran. Dengan melakukan analisa petrofisika menggunakan data log tersebut maka dapat memberikan informasi secara vertikal. Untuk dapat menganalisa petrofisika kita diharuskan mampu memahami dasar-

dasar *well logging* mulai dari akuisisinya hingga pembacaan kurva log yang memberikan banyak informasi. Terkadang diperlukan juga data *core* (sample batuan dari sumur bor) atau lumpur yang digunakan untuk pengeboran. Dengan adanya studi analisa petrofisika dan evaluasi formasi untuk karakterisasi reservoir, maka pendeskripsian reservoir berupa pembuatan model reservoir dan perhitungan volumenya akan mudah dilakukan.

Hasil akhir dari analisa petrofisika dan evaluasi formasi ini adalah mendeskripsikan zona reservoir berdasarkan zona *net reservoir* dan zona *net pay* dalam suatu formasi kemudian mendistribusikan parameter porositas dan saturasi air ke dalam volum seismik pada lapangan Spinel, Australia Selatan.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Melakukan analisa petrofisika batuan dari data log sumur dan mengevaluasi formasi reservoir.
2. Menentukan nilai parameter petrofisika dari reservoir untuk mendeskripsikan zona prospek hidrokarbon.
3. Membuat data statistika pembungkalan (lumping) dengan hasil akhir berupa zona *net reservoir* dan *net pay*.
4. Melakukan distribusi parameter petrofisika pada volum seismik 3D dengan analisa multiatribut seismik.

1.3 Batasan Masalah

Untuk lebih memfokuskan pembahasan pada tugas akhir ini, maka dilakukan pembatasan masalah pada beberapa hal:

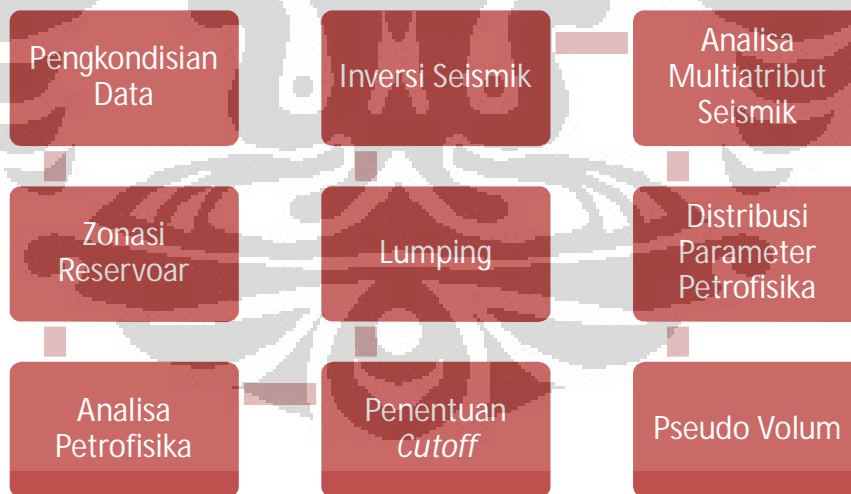
1. Data yang digunakan adalah data seismik 3D *Post Stack* pada lapangan Spinel, Cekungan Cooper-Eromanga, Australia Selatan.
2. Evaluasi formasi dan log sumur dengan menggunakan 3 sumur.
3. Membuat analisa nilai parameter petrofisika reservoir berupa kandungan lempung, porositas, dan saturasi air dengan tambahan parameter *Moveable*

Oil Saturation (MOS), *Residual Oil Saturation (ROS)*, dan *Moveable Hydrocarbon Index (MHI)*.

4. Data statistika pembungkalan reservoir disajikan berdasarkan urutan zonasi.

1.4 Metodologi Penelitian

Penelitian ini dimulai dengan tinjauan pustaka dari buku pedoman, paper, dan referensi lainnya. Setelah data yang akan digunakan terkumpul, maka masuk ke tahap pengolahan data berupa analisa petrofisika. Analisa petrofisika dilakukan untuk menentukan kandungan lempung, porositas, dan saturasi air. Kemudian nilai *cutoff* dan permeabilitas digunakan sebagai aspek dalam pembuatan lumping. Tahap akhir dari analisa petrofisika, yaitu pembuatan lumping (pembungkalan) dari *net reservoir* dan *net pay*. Kemudian dilanjutkan dengan melakukan distribusi parameter petrofisika porositas dan saturasi air menggunakan analisa multiatribut seismik.



Gambar 1. 1 Diagram Alir Penelitian

1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan skripsi ini terdiri dari lima bab. BAB I membahas mengenai latar belakang, tujuan, pembatasan masalah, metodologi penelitian, serta sistematika penulisan skripsi ini.

Pembahasan selanjutnya terangkum dalam BAB II yang membahas tentang tinjauan pustaka berupa lapangan Spinel, geologi regional, serta teori dasar *well log*, analisa petrofisika, dan multiatribut seismik.

Untuk penyajian data dan pengolahan berada pada BAB III. Pada Bab ini berisikan alur pengolahan data petrofisika mulai dari perhitungan kandungan lempung, porositas, dan saturasi air. Kemudian dilanjutkan penentuan nilai *cutoff* untuk pembuatan lumping. Tahap akhir adalah melakukan analisa multiatribut seismik untuk karakterisasi reservoir.

BAB IV membahas mengenai hasil dan analisa proses pengolahan data petrofisika dan analisa multiatribut seismik. Mulai dari nilai parameter kandungan lempung, porositas, dan saturasi air sampai hasil lumpingnya. Pembahasan akhir berupa analisa multiatribut seismik dalam pembuatan *pseudo* volum.

Bagian akhir dari skripsi ini adalah kesimpulan yang didapatkan dari keseluruhan penelitian ini, yang terangkum dalam BAB V.

BAB II

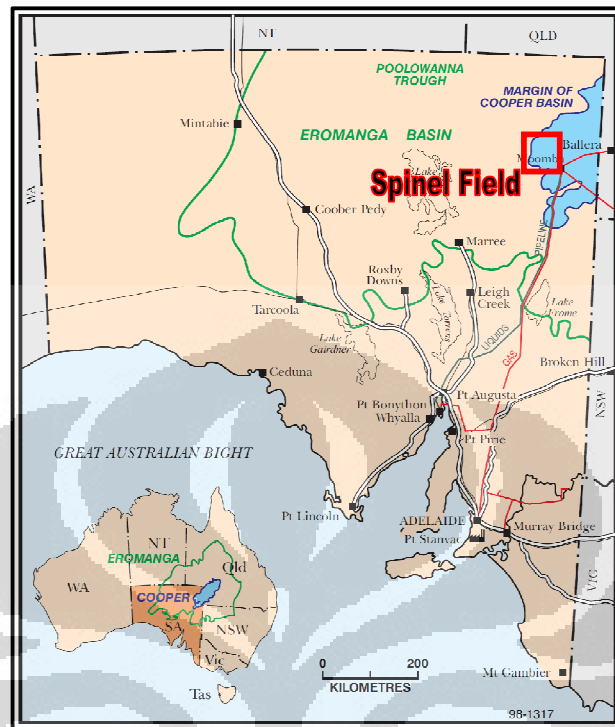
TEORI DASAR

2.1 Geologi Regional

Cekungan Cooper-Eromanga terletak di negara Australia mencakup wilayah bagian barat daya Queensland dan timur laut Australia Selatan. Kedua cekungan ini saling *overlap* dengan cekungan Eromanga memiliki umur yang lebih muda dari cekungan Cooper. Dengan kata lain cekungan Eromanga terletak di atas cekungan Cooper.

Cekungan Cooper terbentuk pada akhir Carboniferous hingga pertengahan Triassic dengan cekungan Eromanga melapisi di atasnya yang terbentuk pada awal Jurassic hingga awal Cretaceous. Cekungan Cooper memiliki 2 sub cekungan yang terdiri dari Grup Nappamerri dan Grup Gidgealpa. Grup Nappamerri tersusun atas formasi Arrabury, Callamura member, Paning Member, Wimma Sandstone Member, dan formasi Tinchoo. Grup Nappamerri ini terbentuk mulai dari akhir Permian hingga pertengahan Triassic. Grup Gidgealpa terbentuk pada akhir Carboniferous sampai akhir Permian yang tersusun atas formasi Merrimelia, Tirrawarra Sandstone, formasi Patchawarra, Murteree Shale, formasi Epsilon, Roseneath Shale, formasi Daralingie, dan formasi Toolachee.

Cekungan Eromanga terbentuk mulai dari awal Jurassic sampai pertengahan Cretaceous. Terdapat beberapa formasi besar seperti formasi Poolowanna, Hutton sandstone, formasi Birkhead, Algebuckina sandstone, Adori sandstone, formasi Westbourne, Namur sandstone, McKinlay Member, formasi Murta, dan formasi Cadwa-owie. Cekungan Eromanga ini terdapat subgrup Marree yang terdiri dari formasi Wallumbia, formasi Toolebuc, Bulldog shale, Cooriklana sandstone, Allaru mudstone, formasi Oodnatta, dan formasi Mackunda.



Gambar 2. 1 Peta lokasi cekungan Cooper-Eromanga (Alexander, 1998)

Cekungan Cooper merupakan cekungan terbesar yang dimiliki Australia dan sangat penting untuk eksplorasi *onshore* produksi minyak dan gas serta produksi minyak yang cukup signifikan dalam sekuens cekungan Eromanga. Walaupun struktur cekungan Cooper dan Eromanga hampir sama dengan beberapa cekungan lainnya, kedua cekungan ini paling banyak dilakukan eksplorasi. Kualitas reservoir sandstone ditutupi oleh siltstone dan shale terdapat pada cekungan Pedrika, Simpsons, dan Eromanga. Minyak dan gas serta *source rock* kaya akan organik terdapat pada zaman Triassic pada formasi Peera dan Jurassic pada formasi Poolowanna. Sebagian besar gas yang berasal dari batubara dan shale terdapat di Permian pada formasi Purni.

2.1.1 Litostratigrafi dan Lingkungan Pengendapan

Pada cekungan Eromanga, sekuens stratigrafi telah diterapkan pada suatu lapangan dan skala regional dalam kerangka litostratigrafi untuk memahami hubungan dan distribusi antar fasies pengendapan. Kedalaman sumur mencakup

seluruh bagian Cooper pada cekungan Eromanga dipergunakan sebagai dasar untuk korelasi sumur dan penggambaran *system tract* dalam skala regional.

2.1.1.1 Cekungan Eromanga

Sedimen diantara cekungan Eromanga dapat dibagi menjadi tiga, yaitu *lower non-marine*, *marine*, dan *upper non-marine*. Pada awal rangkaian *lower non-marine* Jurassic hingga awal Cretaceous, didominasi oleh pasir yang luas, aliran sistem braided fluvial menuju danau dan rawa. Pada rangkaian *marine* awal Cretaceous didominasi oleh lempung transgresif yang tebal dengan unit siklus regresif sandstone yang tipis. Di akhir Cretaceous rangkaian *upper non-marine*, dengan sistem meander fluvial berselingan dengan *floodbasin* yang didominasi batubara rawa dan danau.

Formasi Poolowanna

Sekuens utama dari cekungan Eromanga merupakan fasies batu pasir yang saling silang. Unit terbawah pada cekungan ini adalah formasi Poolowanna yang terbentuk pada awal hingga pertengahan Jurassic (Alexander, 1996). Formasi Poolowanna terdiri dari perselingan siltstone, sandstone, dan batubara yang terendapkan di meander fluvial dan lingkungan *overbank*. Sandstone memiliki butiran halus hingga menengah kasar dan mengandung sedikit pebble, dan butir quartzite. Siltstone interbedding memiliki range dari berlapis hingga menyebar dan masif. Ketebalan formasi Poolowanna mencapai 205 meter. Formasi Poolowanna dilapisi oleh perselingan pengendapan fluvial dari Algebuckina Sandstone.

Hutton Sandstone

Hutton sandstone berada pada pertengahan Jurassic yang memiliki mineral matang, *coarse-grained quartzose* dengan sedikit perlapisan siltstone. Planar cross-bedding dan horizontal bedding terlihat pada data core reservoir. Williams (1995) menginterpretasikan bahwa Hutton Sandstone berada dilingkungan fluvial dengan sinuositi rendah di Gidgealpa. Ketebalan yang diperkirakan untuk unit ini berkisar 40 meter pada wilayah Cooper dan mencapai 360 meter di utara Patchawarra trough. Hutton sandstone diapit formasi Birkhead dan Poolowanna. Model awal

diasumsikan bahwa fluvial transport menuju timur dan timur laut dari sumber sedimen bagian barat, berakhir di laut melalui cekungan Surat.

Formasi Birkhead

Formasi Birkhead merupakan nama pemberian dari Exon (1966). Hal tersebut dikarenakan terdapatnya lapisan siltstone dan sandstone dengan butiran halus berada di atas Hutton Sandstone. Unit Birkhead ini terdiri dari interbeding siltstone coklat dan abu-abu, mudstone dan buff, butiran sandstone halus hingga menengah. Terbentuk dari pertengahan sampai akhir Jurassic. Singkapan formasi ini berada di dekat Tambo (Queensland) dan tersebar di sekitar Australia Selatan – Queensland. Ketebalan maksimum unit Birkhead ini lebih dari 150 meter pada Patchawarra dan Nappamerri trough. Batas terbawah adalah Hutton Sandstone, sedangkan batas atasnya Namur atau Adori Sandstone.

Namur Sandstone

Namur Sandstone nama pemberian dari Mount (1981). Terbentuk pada akhir Jurassic sampai awal Cretaceous. Namur Sandstone terdiri dari batu pasir dengan butiran halus hingga kasar dengan sedikit interbeding siltstone dan mudstone. Ketebalan lapisan Namur Sandstone ini berkisar 40-240 meter di wilayah Cooper. Batas bawah merupakan formasi Birkhead atau formasi Westbourne, sedangkan batas atasnya formasi Murta atau McKinlay Member. Secara lateral Namur Sandstone sepadan dengan Algebuckina Sandstone.

Adori Sandstone

Terbentuk pada akhir Jurassic. Adori Sandstone terdiri dari batu pasir dengan pemilahan yang baik, bundar, saling silang, dan berbutir halus hingga kasar. Di Australia Selatan, Adori Sandstone ini terbatas pada bagian utara area cekungan Cooper dan bagian timur laut area cekungan Pedirka. Ketebalan Adori Sandstone bermacam-macam di tiap wilayahnya. Umumnya ketebalan 20-130 meter di wilayah Cooper. Menurut Moussavi-Harrami (1996) ketebalannya 110-290 meter. Meningkatkan lebih dari 290 meter saat berada pada Patchawarra, Nappamerri, dan Tenappera trough. Batas bawah unit ini adalah formasi Birkhead atau Namur Sandstone, sedangkan batas atasnya adalah formasi Westbourne.

AGE		ROCK UNIT	GROUP
SYSTEM	SERIES		
TERTIARY	QUAT	Millyera Formation and equivalent	LAKE EYRE BASIN
		Yandruwantha Sand	
		Namba Formation	
		Eyre Formation	
CRETACEOUS	Late	Mount Howe Sandstone	MARREE SUBGROUP
		Winton Formation	
	Early	Mackunda Formation	
		Alaru Mudstone	
		Cooskiana Sst.	
		Toolebuo Formation	
		Bulldog Shale	
		Wallumbilla Formation	
		Cadna-owie Formation	
		Murta Formation	
McKintay Member			
JURASSIC	Late	Namur Sandstone	EROMANGA BASIN
		Westbourne Formation	
	Adon Sandstone		
	Middle	Birkhead Formation	
		Hutton Sandstone	
Early	Poolowanna Formation		

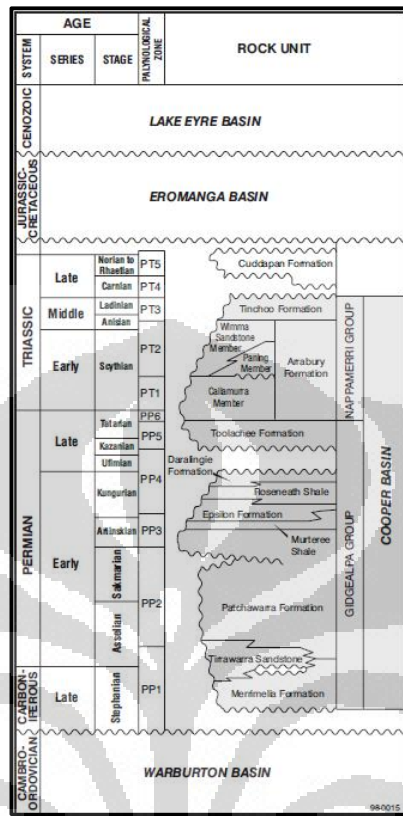
Gambar 2. 2 Kolom stratigrafi cekungan Eromanga (Alexander, 1998)

2.1.1.2 Cekungan Cooper

Lempeng Australia terbentang selama umur awal Permian sampai awal Triassic dan bekas rawa gambut serta dataran banjir (*floodplain*) fasies yang diendapkan selama tahap pemudaran glasiasi. Rawa gambut dan endapan *floodplain* diendapkan di atas ketidakselarasan selama Permian akhir dan selaras si awal Triassic organik yang teroksidasi endapan danau dan fluvial.

Tirrawarra Sandstone

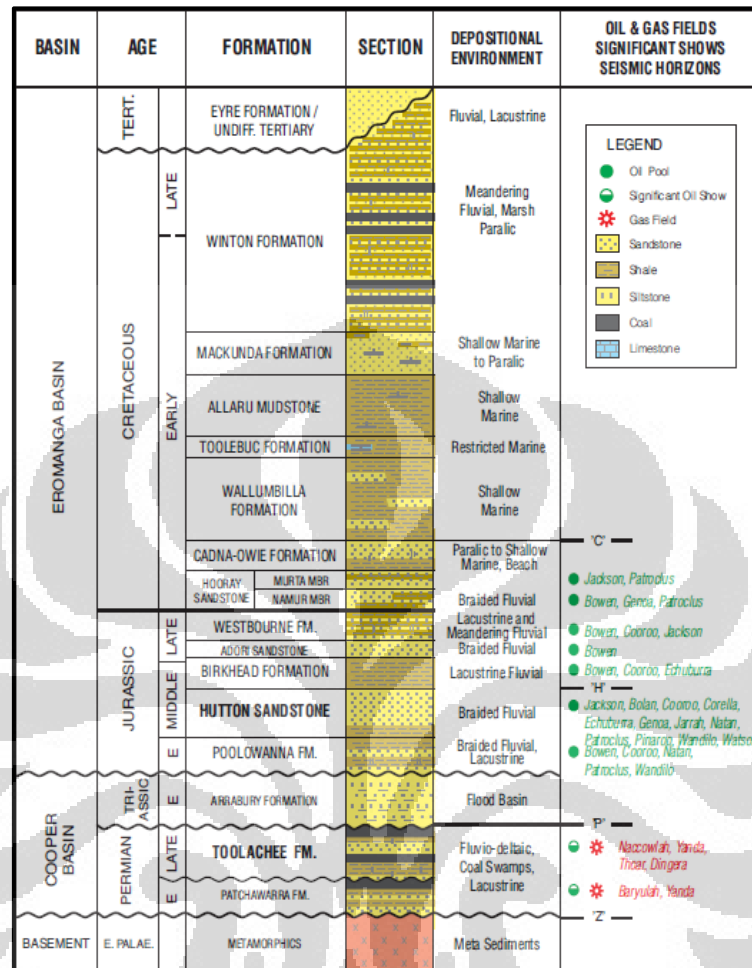
Tirrawarra sandstone memiliki susunan utama berwarna coklat dan putih, *fine to coarse-grained*, pemilahan butir pasir yang baik dengan sedikit lapisan shale, sedikit adanya *coal seams* dan rapuhannya. Tiga bagian subdivisi dari formasi ini adalah unit dasar erosi channel batuan konglomerat, unit pertengahan perlapisan batu pasir yang seragam hasil pembentukan dari braided stream dan unit teratas berupa channel konglomerat, batu pasir, dan siltstone pengendapan floodplain dengan lapisan batubara.



Gambar 2. 3 Kolom stratigrafi cekungan Cooper (Alexander, 1998)

Formasi Toolachee

Formasi Toolachee terdiri dari lapisan batu pasir berbutir bagus hingga buruk, siltstone, dan shale berkarbonat, terkadang terdapat sideritic dengan batu bara tipis, dan batuan konglomerat. Batuan konglomerat dasar terjadi berbatasan dengan struktur ridge dan batuan pada cekungan Warburton. Channel konglomerat mengandung quartz seperti mudstone dan siderite tersementasi intraklastik mudstone. Formasi Toolachee tersebar melintas cekungan Cooper tetapi telah tererosi dari Murree ridge. Formasi ini juga tidak terdapat pada Tenappera trough yang berkaitan dengan Triassic akhir.



Gambar 2. 4 Kolom stratigrafi cekungan Cooper-Eromanga (Alexander, 1998)

2.1.2 Struktur dan Tektonik

Struktur butiran dari regional ini merupakan bagian dari deformasi dan perpindahan epierogenik yang telah terjadi sejak Cambrian. Cambrian Delamerian Orogeny akhir menyebabkan mayor tektonik yang terpengaruh oleh Adelaide geosinklin dan Paleozoic mobile belt ke arah timur. Namun, cekungan Warburton sama sekali tidak terdeformasi oleh peristiwa ini (Gravestock dan Flint, 1955). Butir struktural dari cekungan Pedrika dan Cooper sangat dipengaruhi oleh kompresi arah barat laut-tenggara. Overthrust di Carabian Rock berada di bawah cekungan Cooper dari penampang seismik dan lubang bor (Robert et. al., 1990).

Struktur Permian di cekungan Cooper dibuktikan dengan regional *disconformity* akibat terpisahnya antara akhir Carboniferous hingga awal Permian Gidlepa grup

dan akhir Permian hingga pertengahan Triassic Nappamerri grup. Disebelah barat Birdsvile Track Ridge, Poolowanna trough terbentuk oleh kemiringan dan pengangkatan serta erosi dibagian barat Pedrika sejak awal hingga akhir Permian (Hibburt dan Gravestock, 1995). Sedimen telah terbawa ke Poolowanna trough dan telah terendapkan pada zaman Triassic (Moore, 1986).

Selama pertengahan Carboniferous Plate Australia (menjadi bagian Gondwana) bergerak dari latitude rendah ke latitude tinggi dan daerah inilah yang sekarang menjadi cekungan Cooper. Saat ini Gondwana dan Laurussia bertumbukkan membentuk supercontinent Pangea menghasilkan *worldwide orogenesis*. Deformasi sepanjang arah timur dari plate Australia mengakibatkan pengangkatan di sentral Australia.

Pengendapan di cekungan Eromanga yang diamati melalui topografi terlihat permukaan yang tidak selaras pada zaman Triassic khususnya pada formasi Poolowanna dan Hutton sandstone. Selama Cainozoic, benua mengalami compressive stress sepanjang Timur-Barat ke Utara-Selatan seperti Australia drifted pada arah timur laut dari Antartica ke arah tumbukan dengan bagian tenggara lempeng Asia dan Pasifik. Batas dari lempeng Australia sangat dipengaruhi oleh pengendapan Cainozoic dan struktur interior dari benua. Struktur perpindahan Continent-Wide Miocene dibentuk oleh *trap* dan dipengaruhi oleh migrasi hidrokarbon pada cekungan Australia termasuk Gippslan dan cekungan Bass. Selama awal Oligocene, mayor surface antiklin terbentuk.

2.2 Konsep Dasar Log dan Analisa Petrofisika

Analisa petrofisika merupakan suatu evaluasi rekaman logging sumur eksplorasi untuk mengetahui litologi dan sifat-sifat fisis batuan seperti porositas batuan, kandungan lempung, saturasi air, dan permeabilitas. Analisa petrofisika dilakukan dengan analisa kualitatif dan kuantitatif, yang dilakukan berdasarkan interpretasi ciri dan sifat batuan serta nilai-nilai yang didapatkan dari proses numerik.

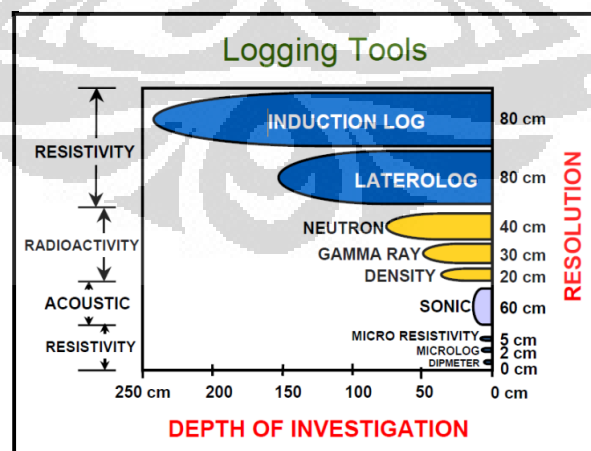
Tujuan utama dari analisa petrofisika adalah mengidentifikasi reservoir, perkiraan cadangan hidrokarbon, dan perkiraan perolehan hidrokarbon. Pengukuran pada lubang bor dapat digolongkan menjadi 4 kategori (Harsono, 1997):

- a. Log operasi pemboran (log lumpur (*mud logs*), MWD, dan LWD (*Logging While Drilling*))
- b. Analisa batu inti
- c. Log sumur dengan kabel
- d. Uji produksi kandungan lapisan

2.2.1 Wireline Log

Log adalah suatu grafik kedalaman atau waktu dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Kurva log mampu memberikan informasi tentang sifat-sifat batuan dan fluida pada kondisi yang sesungguhnya di dalam sumur.

Karena parameter petrofisika reservoir dipengaruhi oleh matriks batuan dan fluida di dalam pori batuan, sehingga analisa petrofisika ini diawali dengan identifikasi lapisan reservoir dan litologi penyusun reservoir agar dapat dilakukan tahap analisa. Identifikasi *wireline* log dapat dilakukan dengan mengintegrasikan beberapa log seperti gamma ray, densitas, neutron, resistivitas, atau log lainnya.

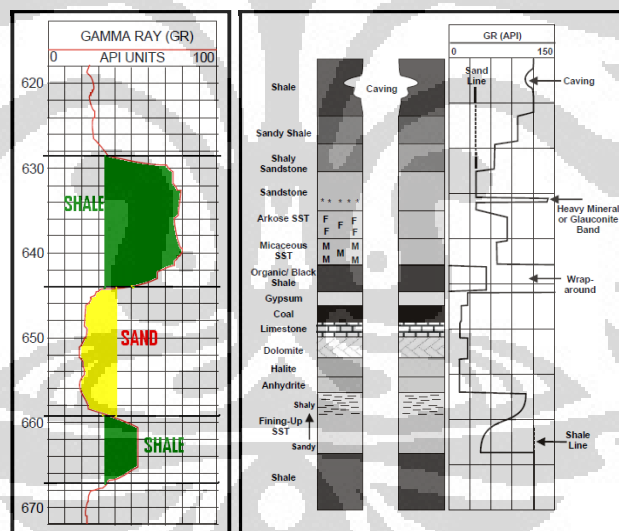


Gambar 2. 5 Jenis-jenis *wireline* log (Torres-Ferdin, 2002)

2.2.1.1 Log Gamma Ray

Log gamma ray (GR) merupakan salah satu aplikasi dari log radioaktif. Prinsip dasar log gamma ray yaitu melakukan pengukuran tingkat radioaktivitas alami bumi. Log gamma ray berfungsi untuk mendeskripsikan suatu batuan yang berpotensi sebagai reservoir atau tidak serta memisahkan batuan permeabel dan shale yang impermeabel. Unsur radioaktif pada umumnya banyak berada pada shale (serpih), sedangkan pada sandstone, limestone, dan dolomit sangat sedikit jumlahnya kecuali pada batuan tersebut terendapkan mineral-mineral yang mengandung unsur radioaktif. Contoh log gamma ray terdapat pada **gambar 2.6**.

Log gamma ray memiliki satuan API (*American Petroleum Institute*) yang biasanya dalam skala 0-150 dari kiri ke kanan. Bila mengandung banyak *organic rich shale* maka ditulis 0-200 API.



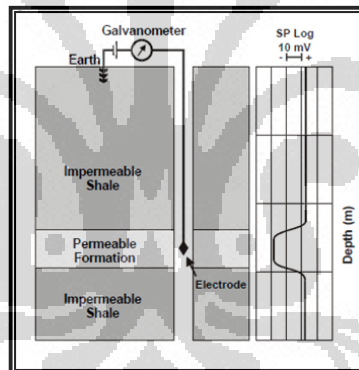
Gambar 2. 6 Contoh analisa log gamma ray efek perbedaan litologi (Glover, 2007)

2.2.1.2 Log Spontaneous Potential

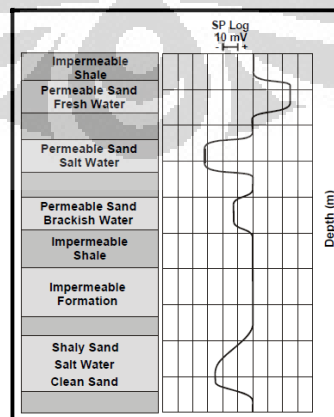
Prinsip pengukuran log spontaneous potential (SP) adalah merekam beda potensial antara elektroda yang ada di permukaan dengan elektroda yang berada di dalam lubang bor. Satuan log SP adalah milivolt (mV). Log SP berguna untuk mengidentifikasi lapisan permeabel bersama log GR, mencari batas lapisan permeabel dan korelasi antar sumur berdasarkan batas lapisan, menentukan

resistivitas air formasi (R_w), dan memberikan analisa kuantitatif kandungan shale (Harsono, 1997). Konfigurasi log SP terdapat pada **gambar 2.7** dan respon umum log SP terdapat pada **gambar 2.8**.

SP dapat direkam bila menggunakan lumpur konduktif pada lubang bor untuk menghantarkan arus listrik antara elektroda di alat dan formasi batuan. Bila filtrasi lumpur yang digunakan sama dengan salinitas air formasi, maka penyimpangan kurva SP tidak terlalu besar terhadap garis dasar serpih (*shale base line*). Garis dasar serpih adalah yang mengindikasikan lapisan shale. Saat kurva SP berada di lapisan permeabel, kurva SP akan menyimpang ke kanan atau ke kiri sesuai filtrasi lumpur dan salinitas air formasi. Bila filtrasi lumpur lebih besar dari salinitas air formasi, kurva akan menyimpang ke kanan (SP positif) dan bila kebalikannya maka kurva akan menyimpang ke kiri (SP negatif).



Gambar 2. 7 Konfigurasi alat log SP (Glover, 2007)

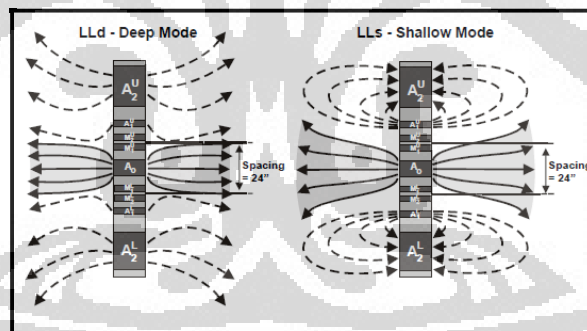


Gambar 2. 8 Respon umum kurva log SP (Glover, 2007)

2.2.1.3 Log Resistivitas

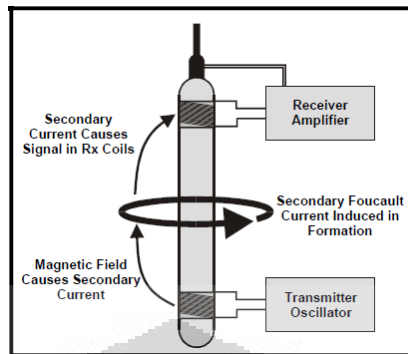
Prinsip dasar log resistivitas, yaitu mengukur sifat resistivitas listrik batuan formasi. Besaran resistivitas dideskripsikan dalam satuan ohm-meter dan ditampilkan dalam skala logaritmik dengan interval nilai 0.2 - 2000 ohm-meter. Untuk mengukur resistivitas dari formasi dapat dilakukan dengan 2 cara, yaitu dengan alat laterolog (memfokuskan arus listrik bolak-balik secara lateral ke dalam formasi) dan alat induksi (menginduksikan arus listrik hasil dari medan magnet pada kumparan). Alat induksi dikenal dengan alat konduktivitas karena parameter yang diukur adalah konduktivitas yang dikonversikan ke resistivitas.

Alat DLT (*Dual Laterolog Tool*) terdiri dari dua bagian, satu bagian mempunyai elektroda yang berjarak tertentu untuk mengalirkan arus utama masuk sejauh mungkin ke dalam formasi dan mengukur resistivitas laterolog dalam (LLD) sedangkan bagian yang lain mempunyai elektroda membiarkan arus utama terbuka dan mengukur resistivitas laterolog dangkal (LLS).

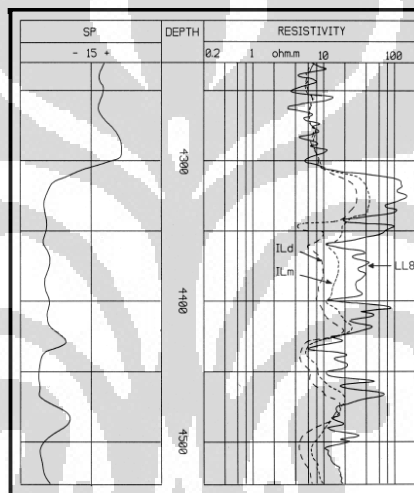


Gambar 2. 9 Prinsip kerja alat laterolog (Glover, 2007)

Saat arus listrik dialirkan ke dalam kumparan pemancar, maka akan timbul medan magnet primer di sekitar kumparan. Medan magnet tersebut akan menghasilkan arus eddy (*eddy current*) di dalam formasi sekitar alat. Arus eddy tersebut akan menghasilkan medan magnet sekunder yang dideteksi oleh kumparan penerima. Kuat arus yang terjadi di kumparan penerima akan sebanding dengan kekuatan medan magnet sekunder dan sebanding dengan arus eddy serta sebanding dengan konduktivitas formasi. Prinsip kerja induksi terdapat pada **gambar 2.10**.



Gambar 2. 10 Prinsip kerja alat log induksi (Glover, 2007)



Gambar 2. 11 Contoh kurva respon log induksi dan laterolog (Glover, 2007)

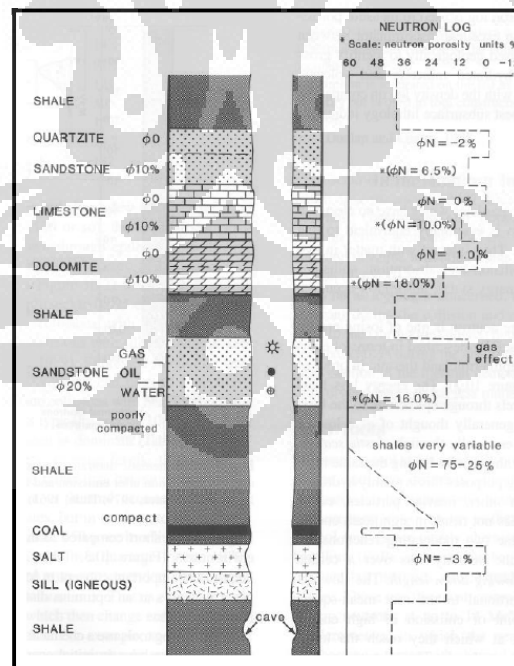
Karena parameter yang diukur adalah konduktivitas maka alat ini disebut alat konduktivitas, sedangkan alat laterolog disebut alat resistivitas. Alat induksi lebih tepat bila digunakan untuk resistivitas rendah hingga menengah, sedangkan alat laterolog untuk resistivitas menengah hingga tinggi.

2.2.1.4 Log Neutron

Log neutron merupakan salah satu log porositas bersama densitas dan sonik. Log ini termasuk ke dalam salah satu log radioaktif. Pengukuran log neutron dengan cara memancarkan neutron secara kontinu ke dalam formasi batuan. Alat log neutron disebut dengan CNT (*Compensated Neutron Tool*) atau CNL (*Compensated Neutron Log*).

Prinsip kerja dari alat log neutron ini adalah dengan memanfaatkan tumbukan elastis. Alat CNT/CNL memancarkan neutron ke dalam formasi secara kontinu. Dengan energi awal yang besar, maka neutron akan kehilangan energinya seiring bertumbuhnya neutron tersebut dengan atom hidrogen pada formasi. Saat neutron sudah kehilangan energinya, akhirnya neutron tertangkap oleh detektor. Tanggapan alat neutron mencerminkan banyaknya keberadaan atom hidrogen, bukan mengukur banyaknya hidrokarbon. Semakin sering/banyak neutron mengalami tumbukan, dikarenakan semakin banyaknya atom hidrogen di dalam suatu formasi. Oleh karena itu tanggapan log neutron menunjukkan nilai tinggi. Dengan kata lain, keberadaan atom hidrogen ini berhubungan langsung dengan porositas batuan.

Gas memiliki konsentrasi hidrogen yang rendah, dengan demikian neutron akan memberikan respon porositas yang rendah pula. Pada air dan minyak, jumlah atom hidrogennya hampir sama, tapi lebih banyak dari gas sehingga tidak terlihat adanya *crossover*. **Gambar 2.12** menunjukkan tanggapan log neutron.

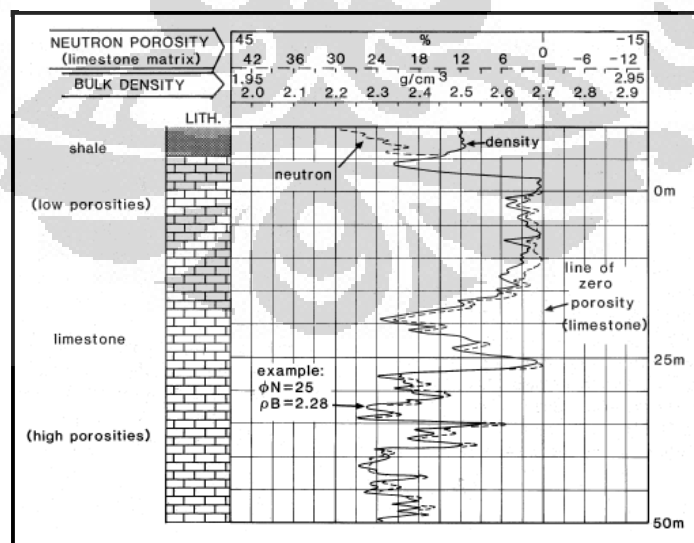


Gambar 2. 12 Tanggapan log neutron pada beberapa kondisi litologi (Glover, 2007)

2.2.1.5 Log Densitas

Log densitas merupakan satu satu log porositas selain neutron dan sonik. Prinsip kerja log densitas ini dengan memanfaatkan teori fotolistrik menggunakan sumber radioaktif berupa gamma ray. Sinar gamma ray sebagai foton dipancarkan ke dalam formasi kemudian menumbuk elektron. Semula energi foton cukup besar, saat menumbuk elektron, energi tersebut berkurang karena diserap oleh elektron tersebut untuk melepaskan diri menjadi elektron bebas. Energi yang tersisa membuat foton terus menumbuk elektron lain dalam proses yang sama. Oleh karena itu elektron bebas akan semakin banyak dan elektron-elektron tersebut terdeteksi oleh alat densitas. Jumlah elektron yang diserap detektor secara tidak langsung menunjukkan besarnya densitas formasi.

Tanggapan log densitas berupa densitas bulk atau densitas keseluruhan formasi termasuk matriks, fluida, atau mineral yang terkandung di dalamnya. Untuk mendapatkan nilai porositas, nilai densitas bulk harus dikonversi ke dalam porositas untuk mengetahui kondisi litologi dan keberadaan fluida. Pada **gambar 2.13** merupakan respon log densitas yang dikombinasikan dengan log neutron untuk identifikasi litologi.

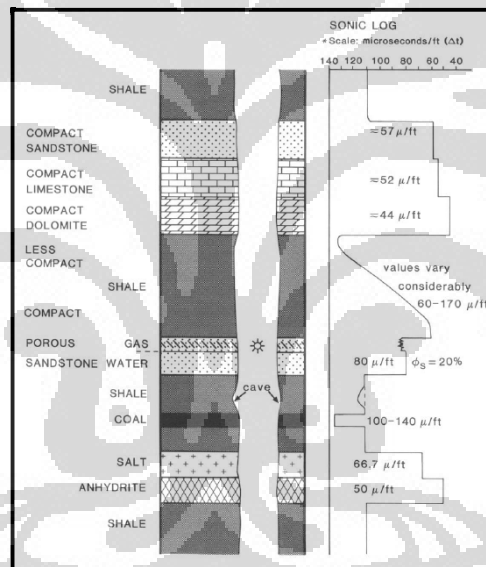


Gambar 2. 13 Respon kombinasi log densitas – neutron (Glover, 2007)

2.2.1.6 Log Sonik

Log porositas yang terakhir ini adalah log porositas yang mengukur waktu tempuh (*travel time*) gelombang akustik di dalam formasi batuan pada jarak tertentu. Selain mencari porositas batuan dan identifikasi batuan, log sonik berguna sebagai informasi utama korelasi dan kalibrasi data log dengan seismik. Dalam proses *well-seismic tie* dibutuhkan data sonik sebagai fungsi dari impedansi akustik yang kemudian digunakan untuk pembuatan sintetik seismogram.

Log sonik ini memiliki besaran $\mu\text{/ft}$ atau $\mu\text{/m}$ dengan skala 140-40 $\mu\text{/ft}$. Contoh respon log sonik terlihat di **gambar 2.14**.



Gambar 2.14 Respon log sonik di tiap litologi (Glover, 2007)

2.2.2 Data Batu Inti (*Core*)

Data batu inti atau biasa disebut *core*, memberikan berbagai informasi langsung sebagai bahan evaluasi dan rujukan dalam analisa petrofisika. Sampel yang diambil biasanya hanya memiliki panjang beberapa meter saja, sangat kecil dibandingkan reservoirnya. Sampel batu inti ini diambil dari sumur pilihan dan dianalisa secara rinci untuk mengembangkan model geologi dan parameter petrofisika formasi seperti porositas, permeabilitas, dan juga saturasi air.

2.2.3 Parameter Petrofisika Batuan

Sifat batuan yang penting digunakan dalam analisa petrofisika adalah kandungan lempung, porositas, dan saturasi air. Parameter lain yang sangat penting dalam mendeskripsikan kualitas reservoir adalah permeabilitas. Dengan diketahuinya tingkat saturasi air, maka akan diketahui pula tingkat saturasi hidrokarbon yang terdapat di dalam reservoir. Hidrokarbon sangat efektif untuk di produksi apabila reservoir memiliki permeabilitas yang besar.

2.2.3.1 Kandungan Lempung (V_{cl})

Evaluasi kandungan lempung ini merupakan rasio keberadaan lempung di dalam suatu formasi dan dinyatakan dalam fraksi atau persen. Kandungan lempung dapat diperoleh dengan indikator kurva tunggal berupa log gamma ray, SP, resistivitas, dan neutron sedangkan indikator kurva ganda dari log densitas-neutron dan densitas-sonik. Yang lebih sering digunakan adalah indikator dari log gamma ray karena dapat langsung mendeskripsikan litologi target reservoir.

$$V_{cl} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.1)$$

V_{cl} = kandungan lempung (frac)

GR = GR pada pembacaan log (API)

GR_{min} = GR pada formasi bersih (API)

GR_{max} = GR pada formasi lempung (API)

2.2.3.2 Porositas

Porositas adalah ruang kosong di antara matriks batuan atau dengan kata lain volume batuan yang tidak terisi oleh benda padat. Porositas ditentukan berdasarkan bentuk butiran dan sortasi. Bentuk butiran semakin bundar (*rounded*) maka porositas akan semakin baik dan sebaliknya. Sedangkan sortasi merupakan pemilahan ukuran butir yang bila semakin sama besar butir maka porositas akan besar dan bila sortasi buruk maka butiran yang kecil-kecil akan mengisi pori di antara pori butir besar.

Porositas yang menjadi target penelitian adalah nilai porositas efektif atau porositas total yang telah dikurangi oleh faktor kandungan lempung. Porositas total didapat berdasarkan model porositas neutron-densitas. Koreksi kandungan lempung terhadap neutron dan densitas menggunakan persamaan berikut.

Koreksi lempung dengan log densitas:

$$\rho_b = \rho_{b.clean} \cdot (1 - V_{clay}) + \rho_{b.clay} \cdot V_{clay} \quad (2.2)$$

$$\rho_{b.clean} = \frac{\rho_b - \rho_{b.clay} \cdot V_{clay}}{(1 - V_{clay})} \quad (2.3)$$

Koreksi lempung dengan neutron:

$$\phi_N = \phi_{N.clean} \cdot (1 - V_{clay}) + \phi_{N.clay} \cdot V_{clay} \quad (2.4)$$

$$\phi_{N.clean} = \frac{\phi_N - \phi_{N.clay} \cdot V_{clay}}{(1 - V_{clay})} \quad (2.5)$$

$\rho_{b.clean}$ = densitas bulk pada formasi bebas lempung (gr/cc)

$\phi_{N.clean}$ = porositas neutron pada formasi bebas lempung (v/v)

V_{clay} = volume kandungan lempung (frac)

Dengan demikian nilai porositas didapat dengan persamaan:

$$\phi_{ND} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \quad (2.6)$$

Dimana ϕ_N = porositas neutron, ϕ_D = porositas densitas.

2.2.3.3 Saturasi Air (Sw)

Volume pori batuan yang terisi oleh air disebut dengan saturasi air (Sw), sedangkan bagian yang terisi oleh hidrokarbon disebut saturasi hidrokarbon (Sh) dengan nilai (1-Sw). Bermula batuan terisi oleh air formasi yang kemudian terdesak oleh hidrokarbon selama proses migrasi. Air yang terdesak tidak semuanya pindah, masih ada air yang tersisa karena tegangan permukaan butiran. Air sisa tersebut dinamakan saturasi air sisa (Swirr).

Ada beberapa metode atau model saturasi yang digunakan sesuai dengan kondisi lingkungan pengendapan, kandungan lempung, dan litologi target reservoir antara lain Archie, Simandoux, Indonesian, Juhasz, dan Waxman Smit.

Persamaan yang digunakan adalah model saturasi air Indonesian:

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{cl} \left(1 - \frac{V_{cl}}{2}\right)}{\sqrt{R_{cl}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{\alpha \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \quad (2.7)$$

2.2.3.4 Permeabilitas

Permeabilitas (k) adalah ukuran kemampuan batuan untuk dapat melewati fluida. Permeabilitas berhubungan dengan porositas yang saling berhubungan (*connected*) dan butiran matriks yang besar. Sedimen dengan matriks yang besar dan porositas besar akan memiliki permeabilitas yang besar pula. Sedangkan batuan dengan matriks dan porositas kecil akan menyulitkan fluida untuk mengalir yang berarti permeabilitasnya kecil. Permeabilitas dinyatakan dalam *milidarcy* (mD) dengan interval 0.1 – 1000 mD untuk ukuran produksi.

Persamaan permeabilitas Timur:

$$K = 8581 \frac{PHIE^{4.4}}{S_w^2} \quad (2.8)$$

2.2.4 Lumping (Pembungkalan)

Untuk melakukan pemetaan dan *gridding* diperlukan pendeskripsian yang lebih sederhana dari parameter-parameter petrofisika di dalam zona reservoir di setiap sumur. Proses tersebut disebut lumping atau pembungkalan.

Pembungkalan memiliki nilai kumulatif dari parameter itu di dalam zona tersebut. Nilai kumulatif memiliki definisi jumlah dari parameter pada setiap kedalaman *sampling*. Nilai interval *sampling* ditentukan dengan nilai penggal (*cutoff*) yang menghilangkan zona tidak produktif sehingga di dapatkan zona *net reservoir* dan *net pay*. *Net reservoir* merupakan zona produktif reservoir dengan nilai porositas besar dan kandungan lempung kecil, sedangkan *net pay* zona produktif reservoir

yang hanya tersaturasi hidrokarbon sehingga ditambahkan nilai penggal saturasi air dimana saturasi air yang tinggi tidak diperlukan.

2.3 Metode Inversi Seismik

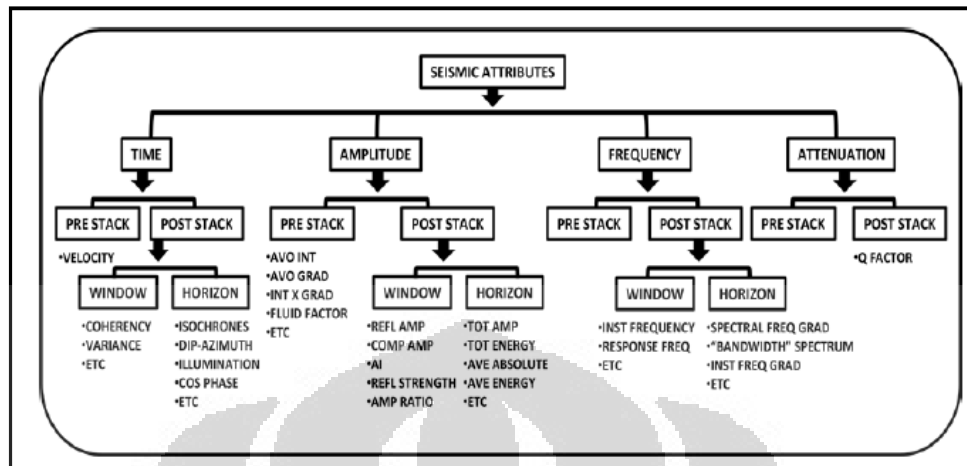
Inversi seismik adalah suatu metode untuk mendapatkan model geologi bawah permukaan dari data seismik dengan data log (sumur) sebagai kontrolnya (Sukmono, 2007). Parameter yang didapatkan dari inversi seismik adalah impedansi akustik (Z). Dari data densitas dan sonik dari sumur didapatkan nilai impedans kemudian didapatkan nilai koefisien refleksi. Koefisien refleksi tersebut dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga didapatkan seismogram sintetik yang selanjutnya akan digunakan untuk *well-seismik tie*.

Terdapat beberapa model inversi seismik, tapi dalam penelitian ini menggunakan inversi *model-based*. Secara umum, inversi *model-based* menggunakan model awal impedansi yang berasal dari sumur lokal dan kemudian di *generate* ke dalam volum seismik secara lateral dengan panduan horizon. Hasil inversi dapat digunakan untuk melakukan karakterisasi reservoir.

2.4 Analisa Multiatribut Seismik

Analisa multiatribut merupakan salah satu metode statistika yang menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari dalam bumi. Dengan analisis ini dicari hubungan antara log dengan data seismik, kemudian digunakan untuk mengestimasi atau memprediksi volum dari properti log pada volum seismik.

Atribut sendiri didefinisikan oleh Chen dan Sydney (1997) sebagai segala informasi yang bisa didapatkan dari seismik, baik dengan pengukuran secara langsung atau dengan analisis berdasarkan pengalaman. Barnes (1999) mendefinisikan atribut seismik sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari seismik yang dapat ditampilkan pada skala yang sama dengan data orisinal. Sedangkan definisi atribut menurut Brown (1999) adalah suatu derivatif pengukuran seismik dasar. **Gambar 2.19** adalah gambar diagram atribut seismik.



Gambar 2. 15 Diagram atribut seismik (Sukmono, 2007)

Pada sifat reservoir tertentu beberapa atribut seismik lebih sensitif dibandingkan dengan atribut seismik lainnya, sedangkan atribut seismik lainnya juga dapat menampilkan informasi bawah permukaan yang mula-mula tersembunyi menjadi lebih baik, atau bahkan dapat mendeteksi *Direct Hydrocarbon Indicator (DHI)*.

Beberapa atribut seismik sangat berkaitan erat dengan porositas karena porositas memiliki peran besar dalam mempengaruhi efek penjalaran gelombang dalam medium. Atribut seismik dapat dikategorikan menjadi 2 kelompok, yaitu:

- a. Atribut Horizontal-Based : dihitung sebagai nilai rata-rata antara 2 horizon.
- b. Atribut Sampled-Based : nilai dihitung per sampel.

Atribut yang digunakan dalam analisa multiatribut menggunakan software Humpson Russell (EMERGE) dalam bentuk *sampled-based attributes*. Terdapat 6 macam atribut yang digunakan dalam atribut *sample-based* yang digunakan sebagai atribut internal:

- a. Atribut sesaat atau atribut kompleks
- b. Atribut jendela frekuensi
- c. Atribut filter slice
- d. Derivatif attributes
- e. Integrated attributes
- f. Atribut waktu

2.4.1 Regresi Linear Multiatribut

Pengembangan dari *crossplot* konvensional adalah dengan menggunakan *multiple attribute*. Dalam metode ini bertujuan mencari sebuah operator yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik di dekatnya. Pada kenyataannya kita menganalisa data atribut seismik bukan data seismik itu sendiri. Karena data atribut lebih menguntungkan data seismik itu sendiri, sehingga mampu meningkatkan kemampuan prediksi.

Pada tiap sampel waktu, log target dimodelkan oleh persamaan linier:

$$L(t) = w_0 + w_1A_1(t) + w_2A_2(t) + w_3A_3(t) \quad (2.9)$$

Pembobotan pada persamaan ini dihasilkan dengan meminimalisasi *mean squared prediction error*.

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1A_{1i} - w_2A_{2i} - w_3A_{3i})^2 \quad (2.10)$$

Untuk mendapatkan kombinasi atribut yang paling baik untuk memprediksi log target dilakukan proses *stepwise regression*. Tahap awal proses ini dengan menggunakan *trial and error* untuk mencari atribut tunggal pertama yang paling baik. Atribut terbaik adalah yang memberikan eror prediksi yang paling rendah. Tahap kedua, dicari pasangan atribut yang paling baik, yaitu pasangan yang memberikan eror paling kecil. Tahap pertama dan kedua akan terus berulang sebanyak yang diinginkan. Eror prediksi untuk n atribut selalu lebih kecil atau sama dengan n-1 atribut.

Semakin banyak jumlah atribut yang digunakan, maka eror prediksi akan semakin berkurang. Namun makin banyak atribut yang digunakan data yang dihasilkan akan buruk bila diterapkan pada data baru (yang tidak termasuk data *training*) karena atribut tersebut terlalu dicocokkan dengan data *training*. Hal ini dinamakan *over training*.

2.4.2 Neural Network

Regresi multiatribut dapat berjalan dengan baik apabila ada relasi linier fungsional yang baik antara log yang diprediksi dan atribut seismik. Pada kasus hubungan yang non-linier kita dapat mengaplikasikan transformasi tersebut dengan metode *neural network* sebagai algoritma prediksi. *Neural network* adalah sekumpulan komponen elektronika atau program komputer yang didesain untuk memodelkan kerja sistem otak. Sistem kompleks pada *neural network* ini mempunyai kemampuan untuk membangun cara kerjanya dan menyimpan informasi.

Neural network mendapatkan pengetahuan atau data dari proses *training*. Lalu pengetahuan atau informasi ini disimpan oleh koneksi inter-neuron seperti pada syaraf otak. Prosedur yang digunakan dalam proses *training* disebut algoritma *training*. Algoritma ini berfungsi untuk memodifikasi bobot sinaptik dari sebuah *network* untuk mendesain sebuah objek yang diinginkan.

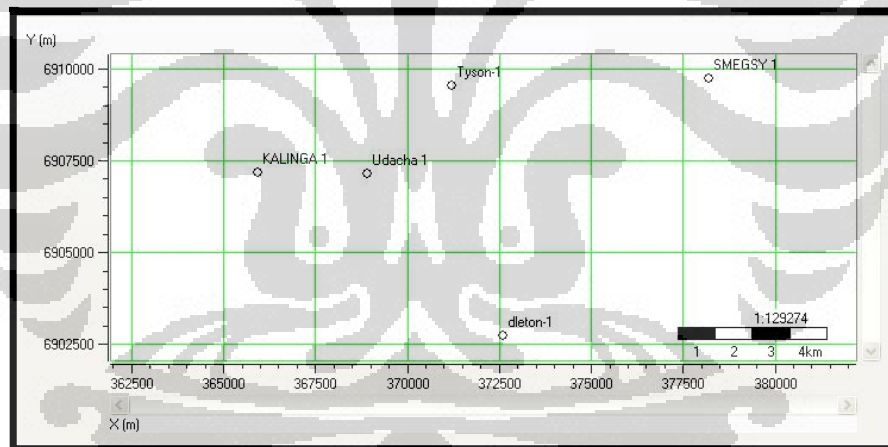
Pada tugas akhir ini menggunakan *Probabilistic Neural Network* (PNN) yang menerapkan satu data atau lebih yang disebut variabel independen untuk memprediksi variabel tunggal. Tujuan utama algoritma ini adalah untuk memprediksi variabel dependen yang tidak diketahui. Estimasi ini didasarkan pada persamaan fundamental dari regresi umum PNN:

$$y'(x) = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \exp(-D(x, x_i))}{\sum_{i=1}^n \exp(-D(x, x_i))} \quad (2.11)$$

BAB III DATA DAN PENGOLAHAN DATA

3.1 Penyajian Data

Data-data yang digunakan pada penelitian ini adalah data sumur, seismik, dan checkshot pada lapangan Spinel, Cekungan Cooper-Eromanga, Australia Selatan. Data sumur yang digunakan terdiri dari 5 buah sumur, antara lain: Dleton, Kalinga, Smegsy, Tyson, dan Udacha. Semua sumur memiliki data log Gamma Ray (GR) dan hanya 3 sumur saja yang memiliki data lengkap yaitu Dleton, Tyson, dan Udacha yang digunakan dalam pengolahan data. Data lainnya hanya sebagai penunjang. Distribusi lokasi sumur dapat dilihat pada **gambar 3.1** dan database log yang tersedia dapat dilihat pada **tabel 3.1** dan **tabel 3.2**.



Gambar 3. 1 Basemap 5 sumur pada lapangan Spinel

Data checkshot diambil dari keenam sumur, tapi karena hanya 3 sumur saja yang memiliki log lengkap maka 3 sumur saja yang dapat dilakukan *well-seismic tie*. Data marker dan horizon yang digunakan adalah horizon 1 untuk zona reservoir 1, horizon 7 untuk zona reservoir 2, dan horizon 12 untuk zona reservoir 3.

Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *Post Stack Time Migration* (PSTM) yang terdiri dari 950 inline dan 1000 crossline. Data seismik yang tersedia dalam format *.seg.y.

Tabel 3.1 Database sumur

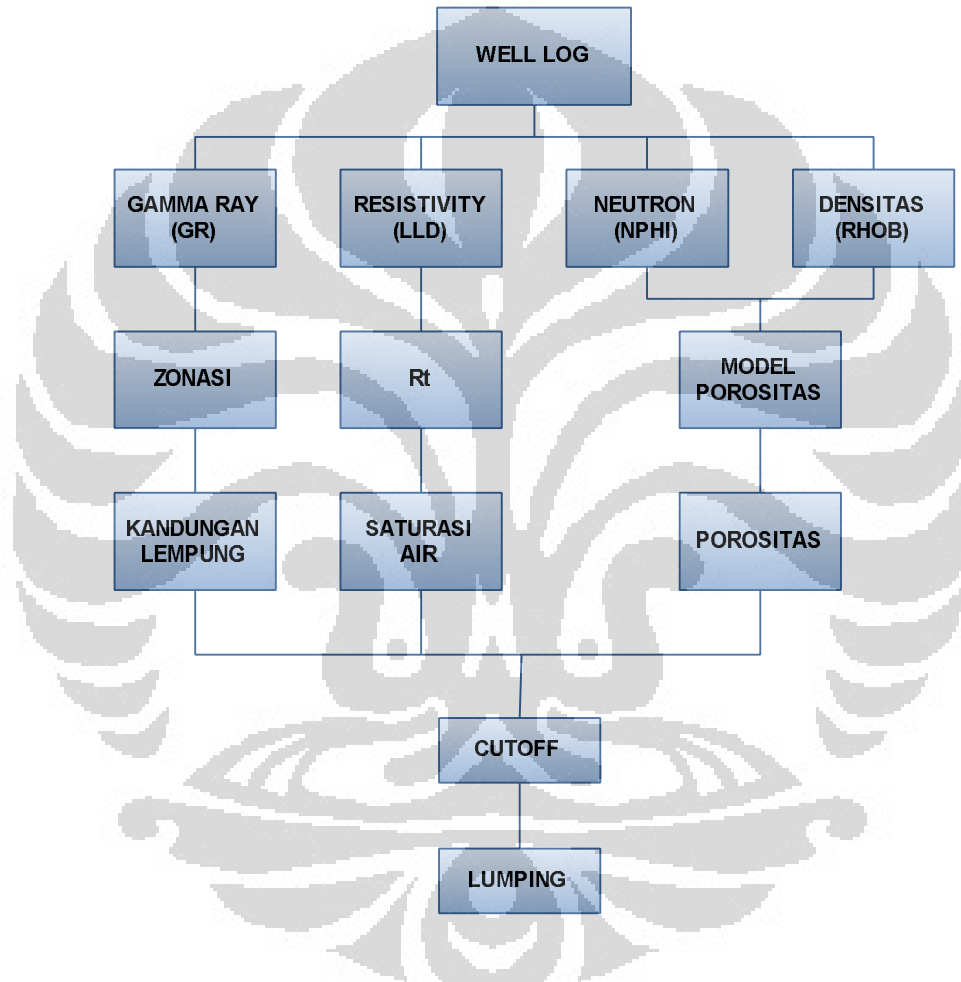
Well	LAT	LONG	UTM X (EASTING)	UTM Y (NORTHING)	Start Depth (ft)	End Depth(ft)	Start Depth (m)	End Depth (m)
KALINGA 1			365922.73	6907189.32	10	8934.5	3.048	2723.2356
SMEGSY 1			378214.34	6909723.56	0	9792.5	0	2984.754
TYSON 1	27 55' 58.45" S	139 41' 38.14" E	371225	6909541	9396	121	36.8808	2863.9008
UDACHA 1	27 57' 15.94" S	139 40' 2.18" E	368901	6907131	8899	28.5	8.6868	2712.4152
DLETON 1	27 59' 39.64 S	139 42' 16.08 E	372607	6902748	9253	71	21.6408	2820.3144
Well	Elevation of Permanent Datum above Mean Sea Level	Elevation of tool zero above Mean Sea Level	Elevation of Depth Reference (LMF) above Permanent Datum (m)	HALS-B Temperature of calibration (DEGC)	STRETCH CORRECTION (m)	SURFACE HOLE TEMPERATURE (DEGC)	step (ft)	step (m)
KALINGA 1	--	--	--	--	--	--	0.5	0.1524
SMEGSY 1	--	--	--	--	--	--	0.5	0.1524
TYSON 1	0	0	38	87.632	2	20	-0.5	-0.1524
UDACHA 1	0	0	28	33.952	NO	38.5	-0.5	-0.1524
DLETON 1	0	0	35	53.96	1.1	28	-0.5	-0.1524

Tabel 3.2 Tabel data log sumur

Well	LITHOLOGY			RESISTIVITY							
	GR	SP	HLLD	HLLS	HLRD	HLRS	HRM	HMIN	HMNO	RHOZ	RHO8
KALINGA 1	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
SMEGSY 1	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
TYSON 1	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES
UDACHA 1	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES
DLETON 1	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Well	POROSITY										
	DSOZ	RHOZ	RHO8	SPHI	NPHI	NPL	TNPH	NPOR	SVEL		
KALINGA 1	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO		
SMEGSY 1	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO		
TYSON 1	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES		
UDACHA 1	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES		
DLETON 1	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES		

3.2 Pengolahan Data Log Sumur

Pengolahan data yang dilakukan pada penelitian ini terdiri dari 2 tahapan, yaitu analisa petrofisika, serta seismik multiatribut untuk melakukan distribusi parameter petrofisika. *Workflow* penelitian dapat ditunjukkan pada **gambar 3.2** dibawah ini:



Gambar 3. 2 *Workflow* proses pengolahan data petrofisika

3.2.1 Pengkondisian Data

Sebelum melangkah jauh dalam proses pengolahan data, sebaiknya data sumur yang ingin digunakan diperiksa kelengkapan dan dibuat *database*-nya sehingga memudahkan dalam pencarian informasi mengenai data sumur tersebut. Dalam hal ini, diperiksa kembali data log apa saja yang terdapat di suatu sumur dan informasi apa saja yang dapat membantu dalam tahap selanjutnya. Proses analisa petrofisika membutuhkan setidaknya 3 parameter *output* berupa kandungan lempung, porositas, dan saturasi air. Ketiga parameter tersebut ditentukan dengan data log yang tersedia, yaitu gamma ray, porositas neutron-densitas-sonic, dan resistivitas. Lokasi atau posisi dan juga kedalaman sumur akan mempengaruhi hasil interpretasi untuk korelasi antar sumur.

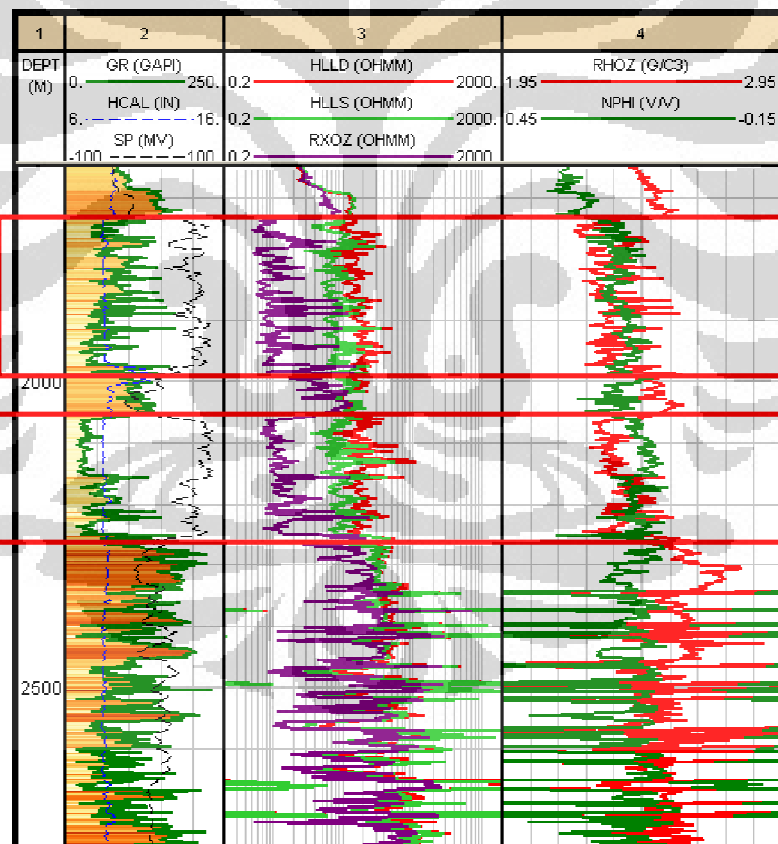
Data penunjang lainnya dapat dilihat pada *well log header* **gambar 3.3** sebagai data tambahan untuk memudahkan pengolahan lanjutan. Mulai informasi mengenai titik referensi ketinggian, titik referensi pengukuran, dan juga informasi mengenai jenis lumpur beserta nilai resistivitasnya pada suhu tertentu.

Gambar 3. 3 Info Well Log Header

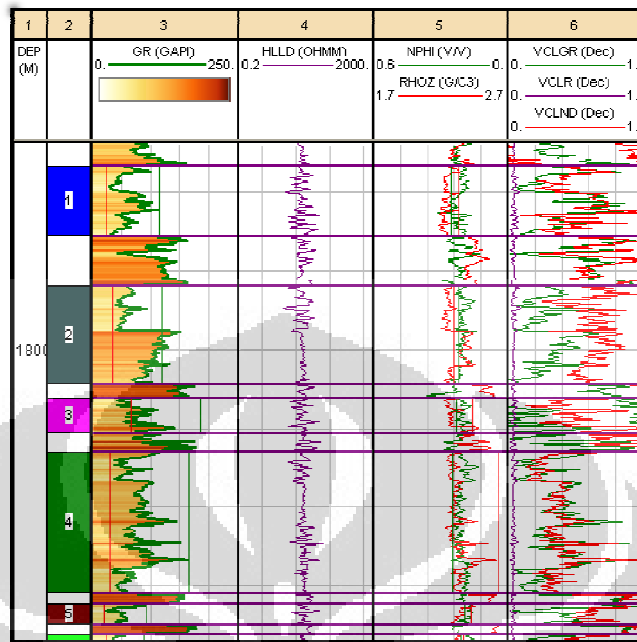
3.2.2 Zonasi Reservoir

Setelah dipastikan data dalam keadaan bagus, maka dapat langsung melakukan pengolahan data. Tahap pertama dalam pengolahan data ini yaitu zonasi reservoir. Data log sudah sesuai dengan kedalamannya dan kemudian ditentukan mana saja zona yang *interest* sebagai zona reservoir. Hal pertama yang dilihat adalah

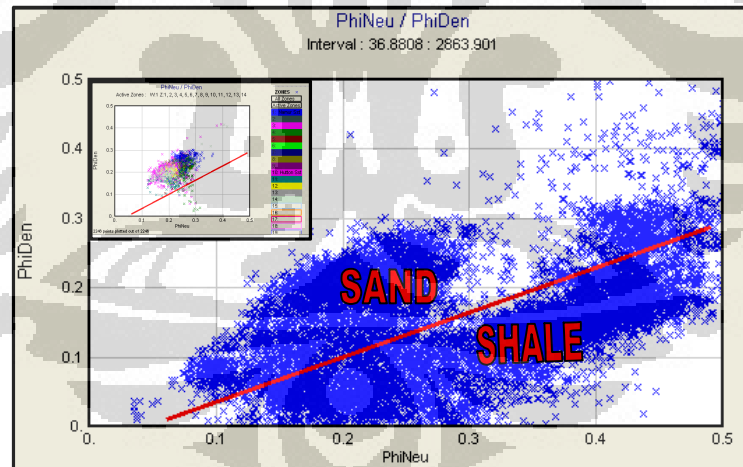
kesamaan litologi batuan dari log gamma ray dan SP, log yang dapat membedakan lapisan permeabel atau bukan. Reservoir yang baik mempunyai sifat permeabel atau dapat dilewati oleh fluida. Setelah interpretasi secara pintas berdasarkan litologi, log resistivitas dapat dijadikan acuan sebagai zona *interest* dimana ada atau tidaknya keberadaan hidrokarbon. Keberadaan hidrokarbon sendiri ditunjukkan dengan nilai resistivitas yang tinggi, sedangkan air, lempung, atau lumpur asin memiliki resistivitas yang relatif rendah. Zona *interest* pada penelitian ini berada pada kedalaman sekitar 1730-2280 meter yang dapat dilihat pada **gambar 3.4** dan **3.5**. Terdapat 2 reservoir dengan masing-masing reservoir terdapat perselingan lempung.



Gambar 3.4 Target penelitian pada 2 reservoir



Gambar 3. 5 Hasil zonasi reservoir pada zona sandstone dengan kedalaman 1742,4 m – 1887,2 m



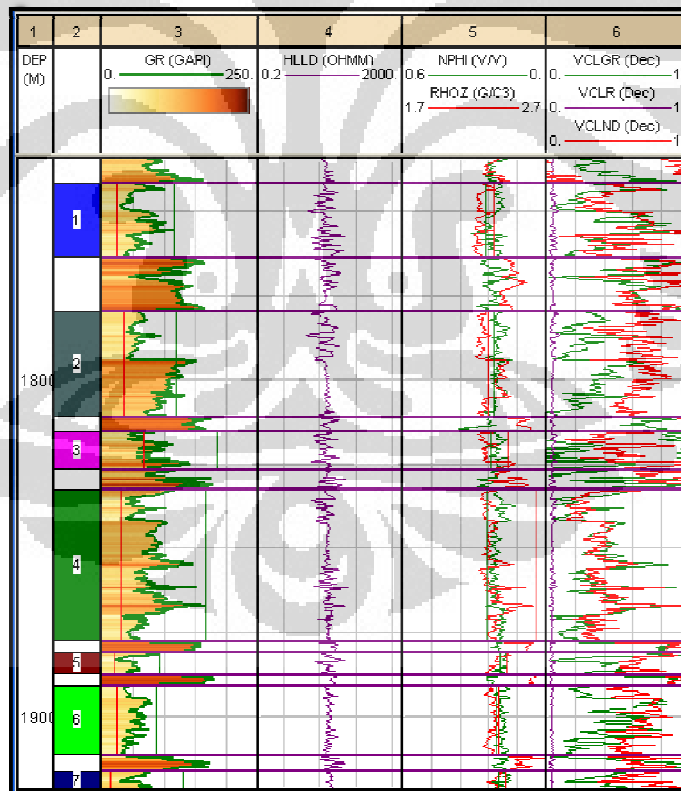
Gambar 3. 6 Crossplot porositas neutron dan porositas densitas untuk zona target

Dari log gamma ray terlihat 2 reservoir yang cukup tebal, tapi dari keduanya harus dizonasi karena terdapat sisipan atau perselingan lempung. Hasil zonasi terdiri dari 14-16 zona yang prospek. Bila dilakukan *crossplot* porositas neutron dan porositas densitas terlihat zona yang telah dizonasi berada di atas garis linier. Dimana zona tersebut adalah zona sand, sedangkan zona yang berada dibawah

garis linier adalah zona shale. **Gambar 3.6** merupakan *crossplot* untuk melihat apakah zona target benar merupakan zona sand atau tidak karena zona sand memiliki porositas densitas yang besar dan porositas neutron yang kecil.

3.2.3 Kandungan Lempung

Evaluasi kandungan lempung berguna untuk menghilangkan efek keberadaan lempung atau serpihan di dalam reservoir. Perhitungan kandungan lempung dapat menggunakan indikator tunggal dan indikator ganda. Indikator tunggal terdiri dari gamma ray, resistivitas, SP, dan neutron, sedangkan indikator ganda terdiri dari densitas-neutron, densitas-sonic, dan sonic-neutron. Indikator yang digunakan pada penelitian ini adalah indikator tunggal dengan log gamma ray dan resistivitas, serta indikator ganda densitas-neutron.



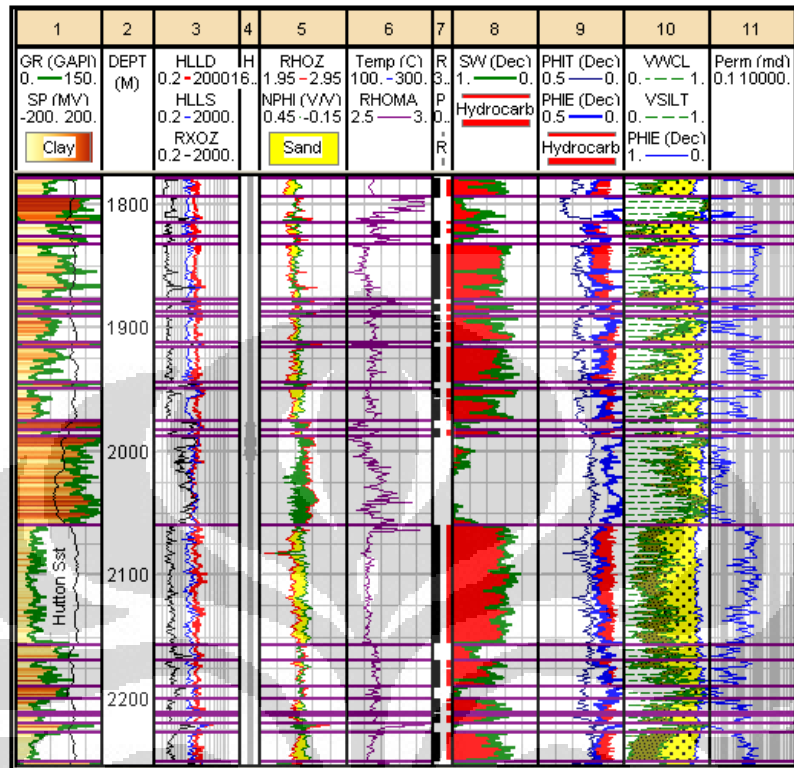
Gambar 3. 7 Evaluasi kandungan lempung untuk kedalaman dari 1742,4 m sampai 1910,2 m

Dalam masing-masing indikator harus ditentukan nilai yang mengandung *clay* dan bersih dari lempung. Dengan begitu secara matematis akan terhitung nilai kandungan lempung sesuai rumus yang berlaku untuk tiap indikatornya. Nilai kandungan lempung (V_{cl}) yang terkecil (minimum) dari semua indikator adalah nilai yang paling mendekati kebenaran (Harsono, 1997). Pada **gambar 3.7** menunjukkan hasil penghitungan kandungan lempung dengan 3 indikator. Indikator kandungan lempung dengan gamma ray atau VCLGR selanjutnya akan digunakan untuk koreksi lempung dalam perhitungan porositas dan saturasi air karena banyak terdapat kandungan lempung sehingga sangat berpengaruh pada parameter petrofisika.

3.2.4 Porositas dan Saturasi Air (S_w)

Setelah formasi batuan dikoreksi terhadap kandungan lempung, selanjutnya adalah menghitung porositas batuan dan saturasi air yang terkandung di dalamnya. Sumur yang dapat dilakukan evaluasi antara lain Tyson, Dleton, dan Udacha. Input data yang digunakan antara lain log neutron, densitas, sonik, *deep resistivity*, *shallow resistivity*, *clay volume*, model porositas, persamaan saturasi air yang akan digunakan, dan temperatur.

Dalam penelitian ini model porositas yang digunakan adalah model neutron-densitas dengan 2 indikator porositas valid yang dapat mendeskripsikan kondisi batuan sebenarnya. Untuk menghitung saturasi air, dalam penelitian ini menggunakan model persamaan Indonesian. Hal ini dikarenakan formasi batuan reservoir merupakan batuan pasir dengan perselingan lempung (*shaly-sand*) yang berlapis (laminasi) dan juga berdasarkan perhitungan pada sumur lain dengan litologi yang sama. Perhitungan saturasi air dapat dikorelasikan dengan hasil kalkulasi langsung lapangan. Hasil perhitungan porositas dan saturasi air dapat dilihat pada **gambar 3.8**.

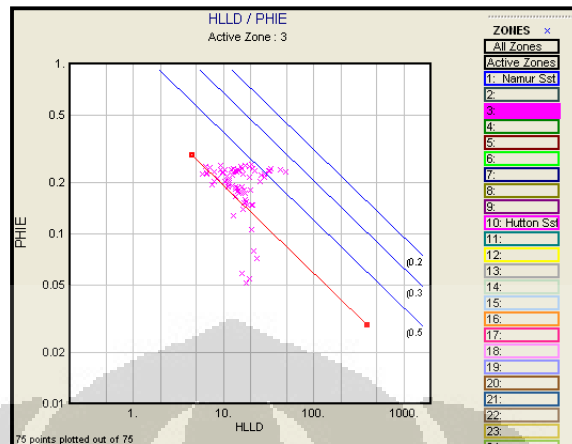


Gambar 3. 8 Hasil perhitungan porositas dan saturasi air (S_w) pada zona target dengan kedalaman 1730 m – 2280 m

3.2.5 Evaluasi Resistivitas Air Formasi (R_w) dan Resistivitas Lumpur (R_{mf})

Nilai R_w dan R_{mf} pada *default module software* dihitung dengan menggunakan pendekatan metode rasio dari rumus Archie, sehingga nilai R_w dan R_{mf} yang didapat berupa nilai semu (*apparent*). Perhitungan tersebut berdasarkan nilai R_t (HLLD) dan R_{xo} (RXOZ) dari data log resistivitas.

Perhitungan R_w *apparent* pada penelitian ini dihitung berdasarkan kondisi sumur sebenarnya dengan menggunakan *pickett plot*, sedangkan R_{mf} dihitung berdasarkan R_{mf} dominan di tiap lapisan batuan. *Picket plot* dapat dilihat pada gambar 3.9.



Gambar 3. 9 *Pickett Plot* untuk menghitung resistivitas air formasi (R_w)

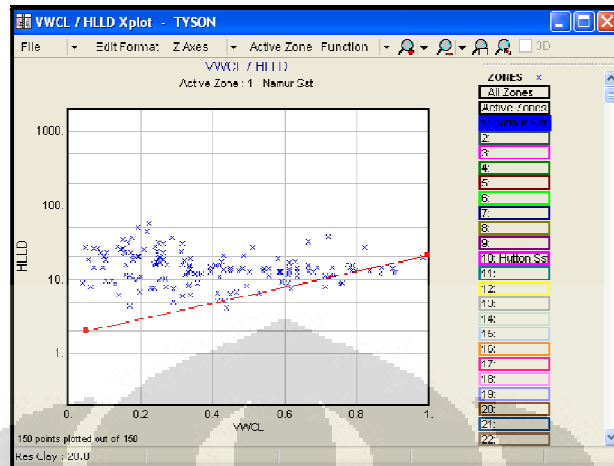
Sehingga untuk *pickett plot* memiliki hubungan matematis berikut:

$$\log R_t = -m \log \phi + \log R_w - n \log S_w \quad (3.1)$$

Garis merah merupakan garis dasar air atau memiliki nilai saturasi air 100%. Tiap zona memiliki nilai saturasi air yang berbeda, sehingga *sampling* nilai saturasi air akan tersebar. Bila distribusi tersebut dominan berada di interval hidrokarbon (S_w dibawah 60%), maka zona tersebut memiliki kandungan hidrokarbon yang cukup banyak maka akan berdekatan dengan garis saturasi air 20%-50%. Analisa tersebut hanya sebatas analisa awal dalam penentuan R_w untuk analisa kuantitatif yang berkelanjutan seperti perhitungan saturasi air.

3.2.6 Evaluasi Resistivitas Lempung

Nilai resistivitas lempung berdasarkan kondisi lubang bor sesungguhnya dengan melakukan *crossplot* antara kandungan lempung (VWCL) dengan resistivitas dalam (HLLD). Evaluasi ini berguna mereduksi faktor resistivitas dari lempung yang dianggap berpengaruh pada pembacaan log resistivitas. Tiap lapisan memiliki lempung yang berbeda sehingga harus dikoreksi untuk tiap lapisannya. Nilai kandungan lempung yang digunakan berasal dari batuan dengan kandungan lempung 100% dan dikenal dengan sebutan *clay resistivity*. **Gambar 3.10** merupakan koreksi kandungan lempung dengan indikator resistivitas.



Gambar 3. 10 Evaluasi resistivitas lempung

Setelah dilakukannya beberapa evaluasi lempung, maka nilai porositas dan saturasi air akan didapatkan. Nilai porositas yang didapat berupa nilai porositas total dan porositas efektif. Porositas berasal dari nilai akhir perhitungan model neutron-densitas. Untuk nilai saturasi air juga bisa dilihat sesuai dengan nilai perhitungan langsung dilapangan dengan model persamaan yang digunakan adalah persamaan Indonesia.

3.2.7 Evaluasi Permeabilitas

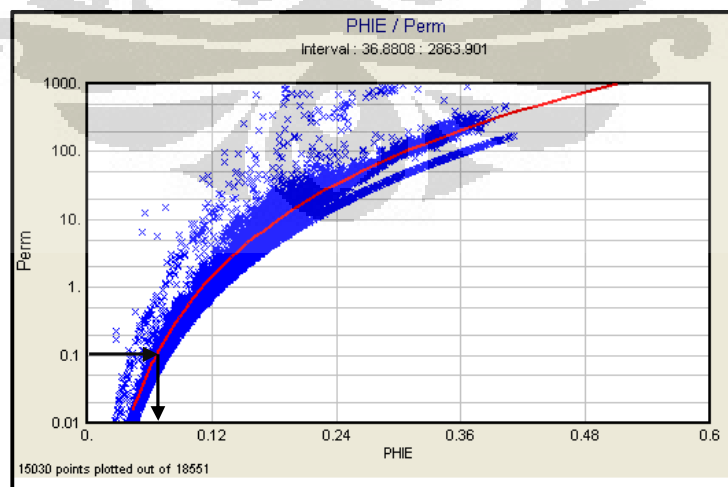
Permeabilitas adalah ukuran suatu medium untuk dapat dilewai oleh fluida. Medium yang dimaksud dalam konteks penelitian ini ialah medium batuan. Jadi dengan perhitungan secara empiris, nilai permeabilitas dapat diketahui dengan fungsi porositas dan saturasi air. Namun sebenarnya nilai permeabilitas hanya dapat ditentukan dengan uji batu inti (*core*) di laboratorium.

Model persamaan yang digunakan pada penelitian ini adalah model persamaan Timur (persamaan 2.8). Bila nilai permeabilitas ini sudah diketahui, maka nilai tersebut akan digunakan untuk penentuan *cutoff* kandungan lempung dan porositas sebagai batasan pembungkalan atau *lumping* berupa *net reservoir* dan *net pay*.

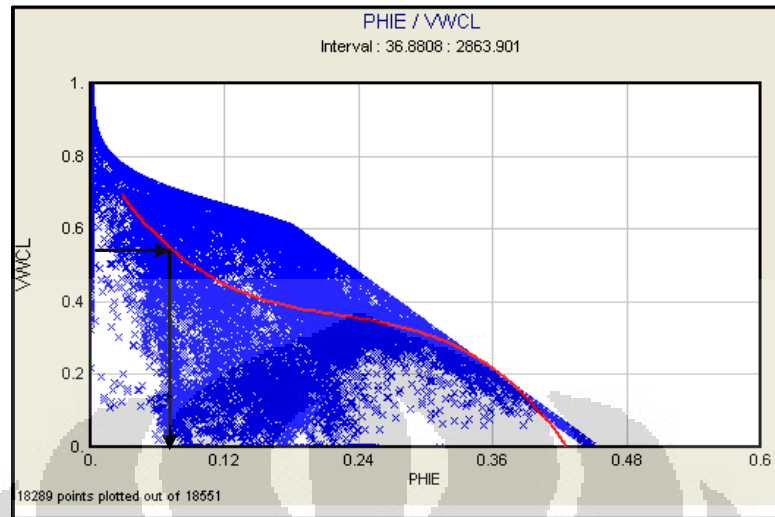
3.2.8 Nilai Penggal (*Cutoff*)

Bila semua parameter petrofisika batuan telah didapatkan, maka langkah selanjutnya ialah menentukan zona reservoir (*net reservoir*) dan zona produktif (*net pay*). Kedua zona tersebut memerlukan suatu batasan dari parameter fisika untuk menentukan suatu batuan reservoir berpotensi hidrokarbon atau tidak. Batasan-batasan tersebut dinamai dengan istilah nilai penggal atau *cutoff*.

Nilai penggal yang digunakan adalah porositas, kandungan lempung, dan saturasi air. Nilai penggal porositas didapat dari hubungan empiris dengan permeabilitas menggunakan *crossplot*. Nilai penggal permeabilitas didapat dari data *core* cekungan dan reservoir yang sama dengan nilai 0,1 mD (Alexander dan Boulton, 1998). Untuk nilai penggal kandungan lempung menggunakan nilai penggal porositas yang telah didapat kemudian dihubungkan secara empiris. Bila sudah didapatkan nilai penggal porositas dan kandungan lempung, maka nilai tersebut digunakan sebagai input pembuatan lumping untuk mendapatkan *net reservoir* dan ditambahkan nilai penggal saturasi air untuk mendapatkan *net pay*. Nilai penggal saturasi air yang digunakan adalah 60%. **Gambar 3.11** dan **3.12** merupakan *crossplot* porositas vs permeabilitas dan porositas vs kandungan lempung. Interval kedalaman *sampling* data diambil dari batas atas pengukuran log (*top*) sampai batas bawah (*bottom*). Dan hal yang perlu diperhatikan adalah skala permeabilitas haruslah logaritmik.



Gambar 3. 11 *Crossplot* antara porositas efektif dengan permeabilitas

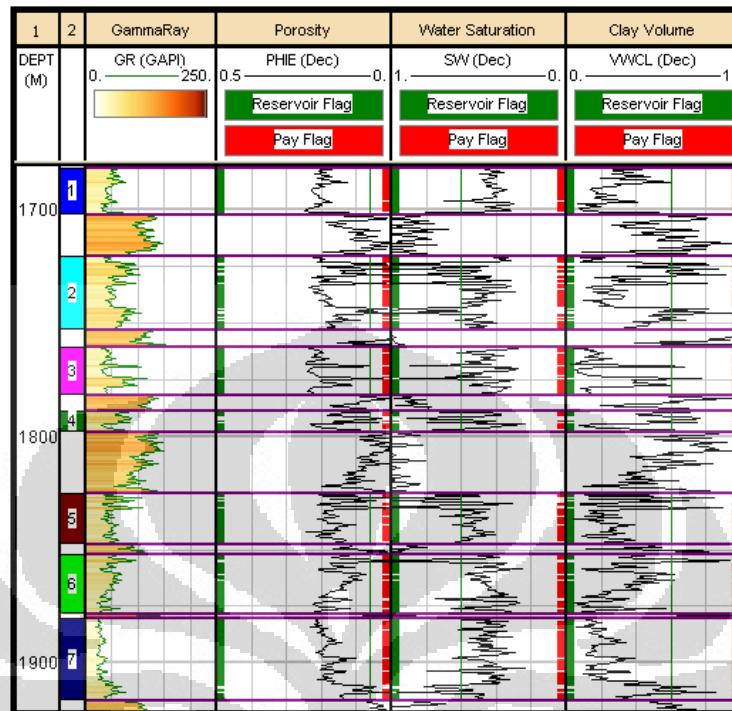


Gambar 3. 12 Crossplot antara porositas efektif dengan kandungan lempung

3.2.9 Lumping

Lumping dibuat dengan menerapkan nilai penggal porositas, kandungan lempung dan saturasi air yang telah didapat. Lumping berupa zona *net reservoir* yang dibatasi dengan nilai penggal porositas dan kandungan lempung. Zona *net reservoir* ditambahkan nilai saturasi air maka akan didapatkan zona *net pay*.

Reservoir sebagai zona interest harus memiliki nilai porositas yang baik dan bersifat permeabel. Zona tersebut harus terbebas dari lempung yang dapat menyebabkan reservoir kurang produktif. Oleh karena itu nilai penggal porositas bersifat filter dengan nilai yang lebih besar sama dengan (\geq) nilai penggal tersebut. Untuk kandungan lempung haruslah lebih kecil sama dengan (\leq) nilai penggal. Begitu juga dengan zona reservoir produktif akan hidrokarbon ditentukan dengan nilai penggal saturasi air yang lebih kecil sama dengan (\leq) nilai penggal karena yang diinginkan bukanlah reservoir yang berisikan air tetapi hidrokarbon. Hasil lumping terdapat pada **gambar 3.13**.



Gambar 3. 13 Hasil lumping berupa *net reservoir* (hijau) dan *net pay* (merah)

3.2.10 *Moveable Oil Saturation (MOS)*, *Residual Oil Saturation (ROS)*, dan *Moveable Hydrocarbon Index (MHI)*

Dalam melakukan analisa produktif hidrokarbon MOS, ROS, dan MHI, harus menggunakan fasilitas *user formula* atau perhitungan manual dari software yang digunakan karena tidak tersedianya formula *default* pada software.

Dengan melakukan kalkulasi sederhana menggunakan persamaan tiap parameternya, maka nilai ketiga parameter tersebut akan didapatkan dan ditampilkan dalam kurva.

$$MOS = SXO - SW \quad (3.2)$$

$$ROS = 1 - SXO \quad (3.3)$$

$$MHI = SW / SXO \quad (3.4)$$

3.3 Pengolahan Data Seismik

Dalam penelitian ini selain melakukan pengolahan data sumur untuk mencari parameter petrofisika, juga melakukan pengolahan data seismik berupa inversi seismik dan analisa multiatribut untuk melakukan distribusi parameter petrofisika ke dalam volum seismik secara lateral.

Tahapan-tahapan pengerjaan data seismik meliputi:

- a. Ekstraksi *wavelet* dan *well-seismic tie*, tahap ini berguna untuk pembuatan sintetik seismogram yang bertujuan mengikat data sumur dan data seismik.
- b. *Picking Horizon*, bertujuan melihat kemenerusan lapisan batuan yang dibuat berdasarkan acuan data marker. Ada 3 data horizon yang dipakai yaitu top Namur Sandstone (*horizon top1*), top Hutton Sandstone (*horizon top7*), dan top Formasi Toolachee (*horizon top12*).
- c. Pembuatan model awal, sebagai model geologi awal untuk kontrol saat melakukan inversi seismik yang didapatkan dari sumur.
- d. Inversi seismik *model-based*, hasil inversi ini akan digunakan sebagai *external attribute* pada proses multiatribut seismik.
- e. Pembuatan volum distribusi petrofisika, menggunakan prediksi properti log dengan atribut seismik.

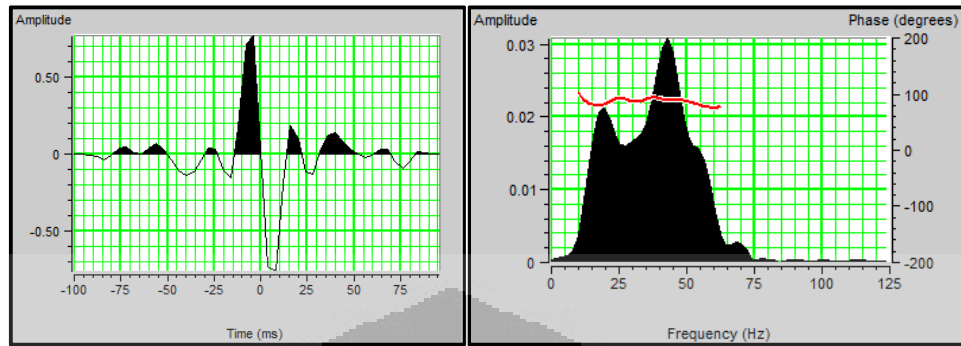
3.3.1 Ekstraksi Wavelet dan Well-Seismic Tie

Ekstraksi *wavelet* diambil dari ekstraksi sumur pada interval *time window* 1400-2300ms dan memiliki *wave length* 200 ms dengan frekuensi dominan 45 Hz. Berikut keterangan dan gambar (**gambar 3.14**) *wavelet* yang digunakan.

Time Window : 1400-2300 ms

Wavelength : 200 ms

Sample Rate : 4 ms

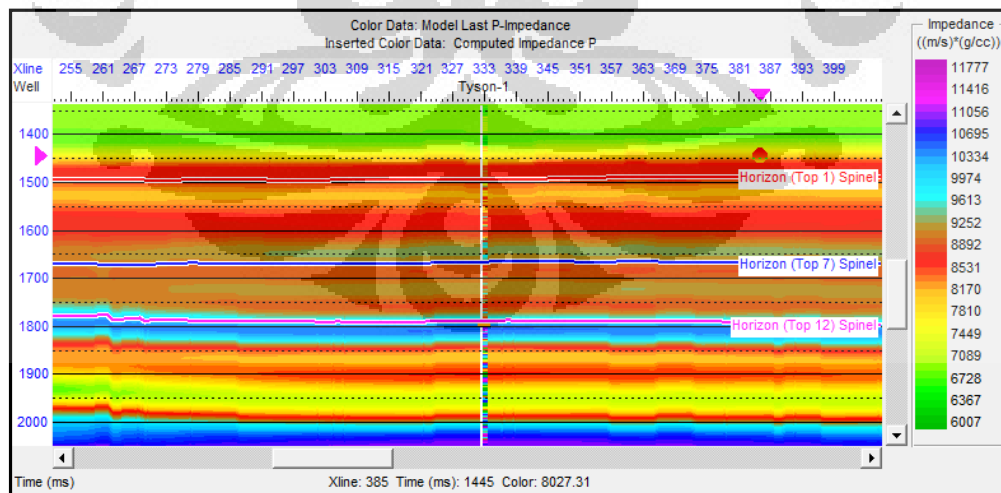


Gambar 3. 14 Wavelet hasil ekstraksi sumur

Hasil ekstraksi *wavelet* tersebut kemudian digunakan untuk melakukan *well-seismic tie*. Karena hasil ekstraksi berupa *minimum phase*, maka *picking horizon* berada diantara *pick* dan *trough*. Setelah mendapatkan hasil korelasi yang baik maka dilakukanlah inversi seismik.

3.3.2 Inversi Seismik

Pada penelitian ini inversi berguna sebagai parameter atribut eksternal dalam melakukan analisa multiatribut seismik. Metode yang digunakan adalah inversi *model-based*. *Time window* yang dilakukan inversi berada pada 1400-2000 ms.



Gambar 3. 15 Model awal dalam melakukan inversi

Sebelum melakukan inversi seismik, terlebih dahulu dibuat model awal penampang impedansi akustik yang ditampilkan pada **gambar 3. 15**. Model dalam pembuatan inversi ini mengikuti nilai impedansi akustik dari sumur. Kemudian dengan bantuan data horizon sebagai *guide*, maka model geologi bumi sesungguhnya akan terlihat pada penampang model inversi. Parameter yang dimasukkan untuk melakukan proses inversi adalah:

- a. Data sumur : Tyson, Dleton, dan Udacha.
- b. Horizon : Horizon 1, 7, dan 12.
- c. Wavelet : Wavelet well

3.3.3 Analisa Multiatribut

Setelah dilakukan semua proses di atas, selanjutnya adalah melakukan proses multiatribut. Untuk membuat volum pseudo log, harus membutuhkan suatu parameter untuk saling mengintegrasikan antara data seismik di sekitar sumur dengan data log. Parameter itu adalah atribut seismik.

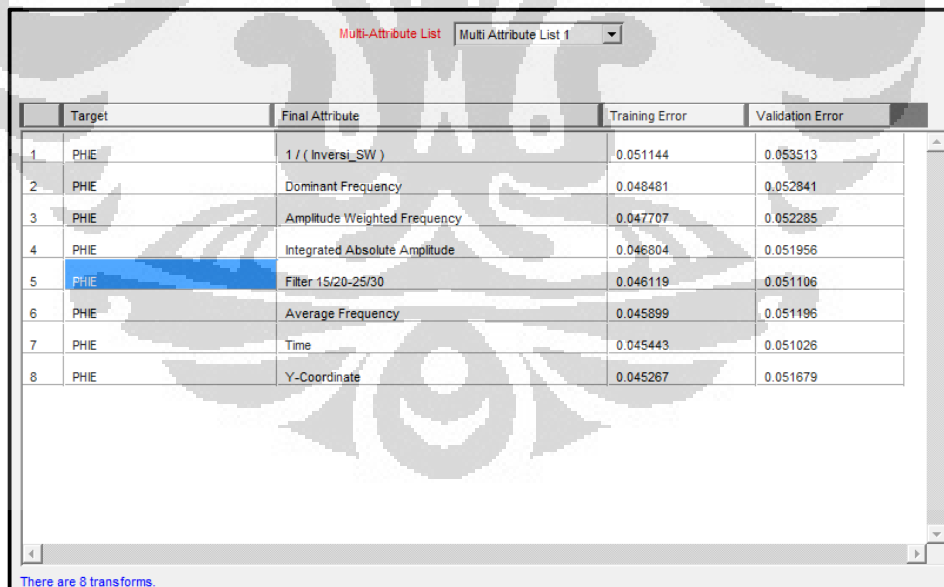
Proses analisa multiatribut berawal dari pemilihan *property log* dari sumur yang ingin diintegrasikan dengan data seismik sebagai parameter pembuatan pseudo volum. Dalam penelitian ini, *property log* yang akan dipilih adalah porositas efektif (PHIE) dan saturasi air (SW). Kemudian dilanjutkan dengan memasukkan data RAW seismik dan hasil inversi sebagai atribut eksternal. Pemilihan *time window* dalam analisa atribut ini akan menentukan seberapa besar korelasi antara atribut log sebenarnya dengan atribut log hasil prediksi melalui analisa multiatribut ini. *Time window* yang digunakan pada tahap ini bervariasi mengikuti horizon 1 dan 12 di tiap sumurnya.

Langkah selanjutnya dengan membuat analisa multiatribut dengan menggunakan *step-wise regression* untuk mencari kombinasi atribut-atribut terbaik melalui *training data* sehingga atribut-atribut tersebut dipergunakan untuk memprediksi *property log* . Sedangkan untuk mengetahui seberapa banyak atribut yang dapat digunakan, ditentukan berdasarkan prediksi *error* dan validasi *error*. Nilai prediksi *error* akan menurun bila semakin banyak atribut yang digunakan. Nilai

validasi *error*, yaitu nilai prediksi *error* yang diperoleh jika salah satu dari ketiga sumur tidak diikutsertakan dalam proses *training*.

Dari hasil *training* dengan menggunakan 8 buah atribut, nilai prediksi *error* akan menurun. Namun untuk nilai validasi *error* penurunan hanya sampai atribut ke-lima dan terjadi *over training* pada atribut ke-enam. Oleh karena itu jumlah atribut yang dapat digunakan selanjutnya hanya lima atribut saja. Daftar atribut yang dapat digunakan beserta nilai prediksi *error* dan validasi *error* dapat dilihat pada **gambar 3.16** dan **gambar 3.17**.

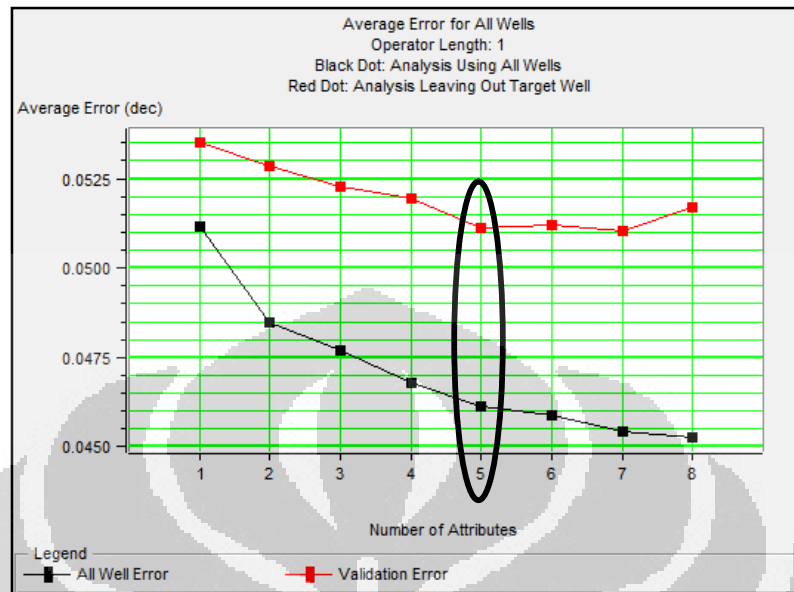
Tahap selanjutnya dapat dilihat seberapa besar korelasi antara prediksi log porositas efektif dengan porositas efektif sebenarnya. Semakin baik korelasi adalah yang memiliki nilai mendekati 1 saat dilakukan *cross plot* antara keduanya. Nilai korelasi yang dihasilkan pada penelitian ini adalah 0,531 dengan *error* 0,046. Hasil prediksi tersebut tergolong kurang baik. *Cross plot* berada pada **gambar 3.18** yang menerapkan regresi linier.



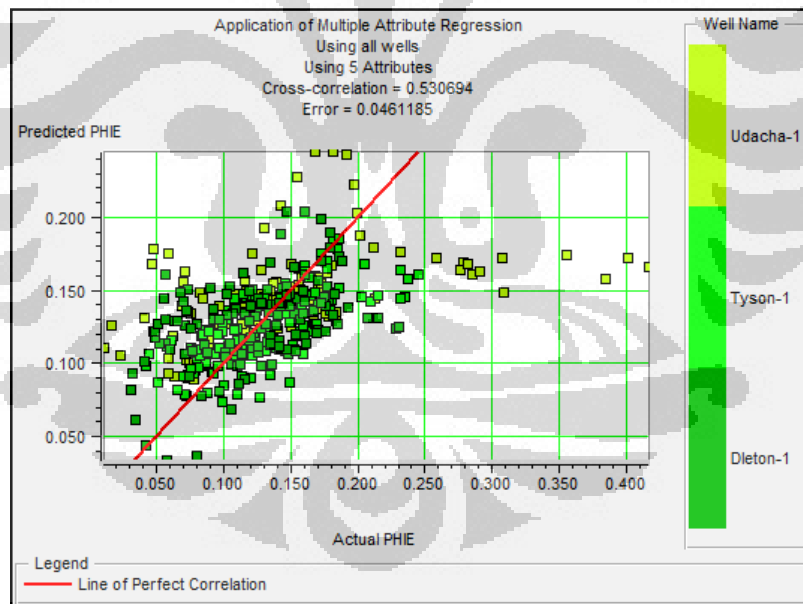
	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	PHIE	1 / (Inversi_SW)	0.051144	0.053513
2	PHIE	Dominant Frequency	0.048481	0.052841
3	PHIE	Amplitude Weighted Frequency	0.047707	0.052285
4	PHIE	Integrated Absolute Amplitude	0.046804	0.051956
5	PHIE	Filter 15/20-25/30	0.046119	0.051106
6	PHIE	Average Frequency	0.045899	0.051196
7	PHIE	Time	0.045443	0.051026
8	PHIE	Y-Coordinate	0.045267	0.051679

There are 8 transforms.

Gambar 3. 16 Daftar atribut untuk prediksi PHIE



Gambar 3. 17 Perhitungan eror validasi PHIE

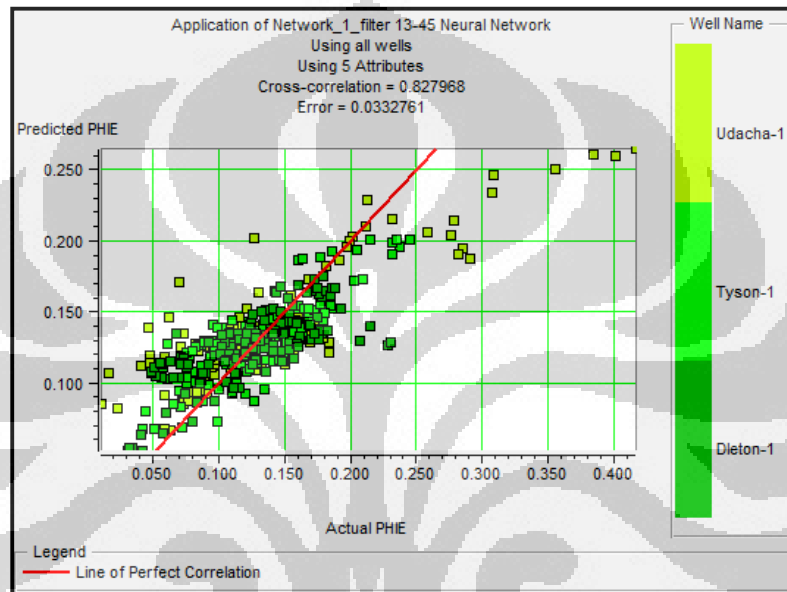


Gambar 3. 18 Hasil korelasi *crossplot* PHIE sebenarnya dengan hasil prediksi

Bila nilai korelasi dirasa kurang bagus, tahap selanjutnya adalah dengan melakukan analisa *Probabilistic Neural Network* (PNN) untuk mendapatkan

korelasi yang lebih bagus. Dari proses PNN ini didapatkan korelasi sebesar 0,828 dengan *error* 0,033 seperti yang ditunjukkan pada **gambar 3.19**.

Hasil PNN ini kemudian dapat digunakan untuk melakukan distribusi PHIE pada seismik dengan *window* horizon 1 dan 12 karena zona target berada diantaranya.

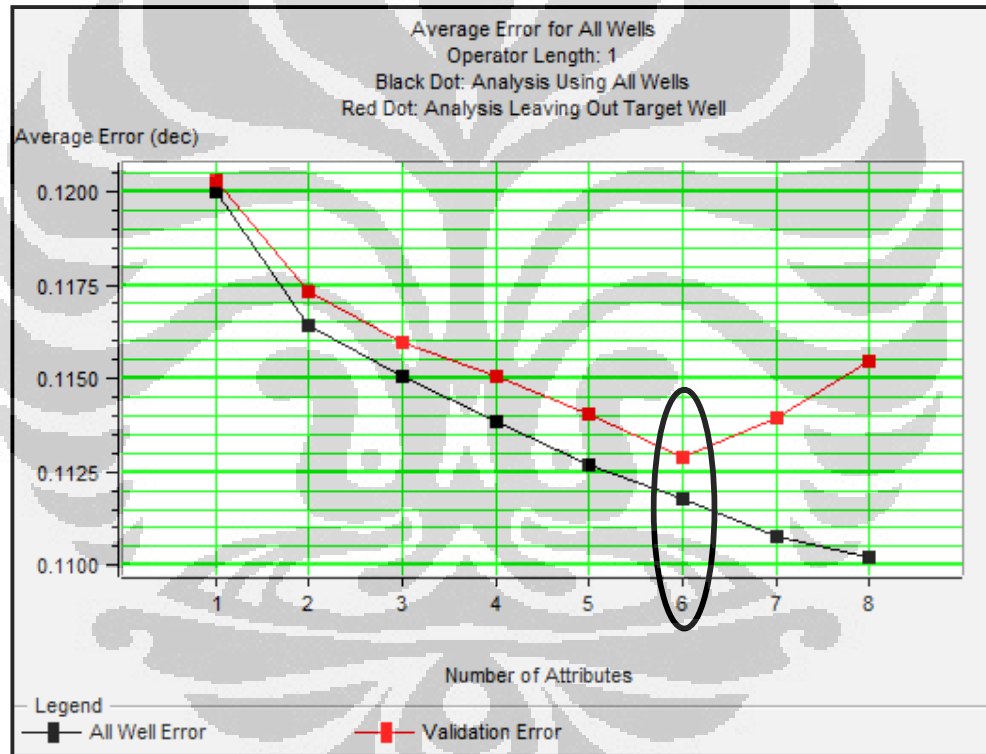


Gambar 3. 19 Hasil korelasi *crossplot* PHIE setelah training PNN

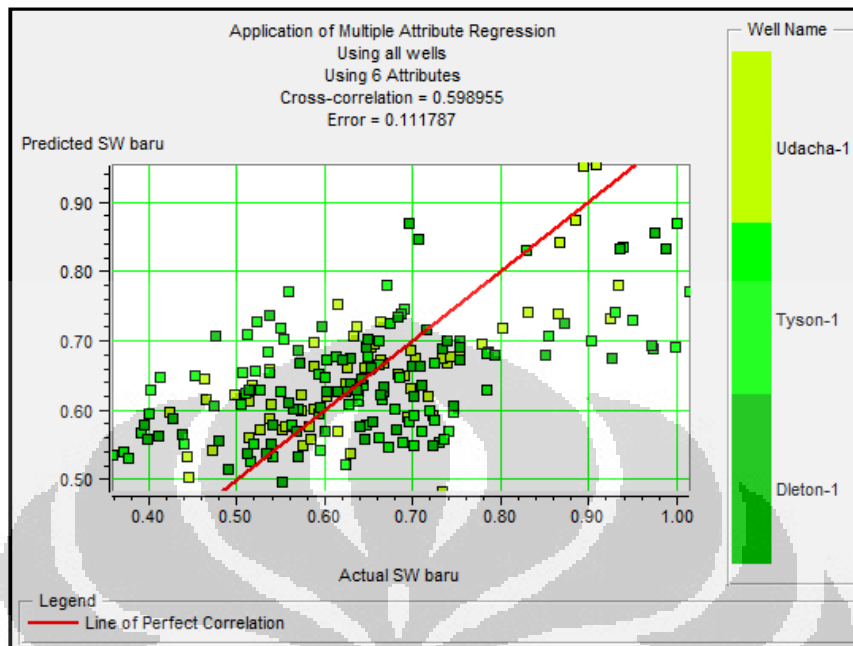
Tahap pengerjaan analisa multiatribut untuk saturasi air sama dengan tahap pengerjaan PHIE. Namun hanya berbeda saat pemilihan properti log, yaitu nilai saturasi air hasil analisa petrofisika. Jumlah atribut yang dipilih dalam melakukan proses analisa multiatribut ini sebanyak 8 atribut. Nilai validasi *error* semakin menurun hingga atribut kedelapan, sehingga semua atribut tersebut dapat digunakan. Daftar atribut yang digunakan dapat dilihat pada **gambar 3.20** dan **3.21** beserta prediksi *error* dan validasi *error*-nya. Karena atribut semakin banyak, maka nilai korelasinya pun semakin meningkat. Hasil korelasi prediksi saturasi air terdapat pada **gambar 3.22**.

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	SW baru	(inversi mos)**2	0.119999	0.120301
2	SW baru	Time	0.116438	0.117309
3	SW baru	Second Derivative	0.115066	0.115964
4	SW baru	Quadrature Trace	0.113873	0.115075
5	SW baru	Amplitude Weighted Phase	0.112709	0.114067
6	SW baru	Integrated Absolute Amplitude	0.111787	0.112875
7	SW baru	Amplitude Envelope	0.110758	0.113964
8	SW baru	Second Derivative Instantaneous Amplitude	0.110218	0.115455

Gambar 3. 70 Daftar atribut untuk prediksi saturasi air (Sw)



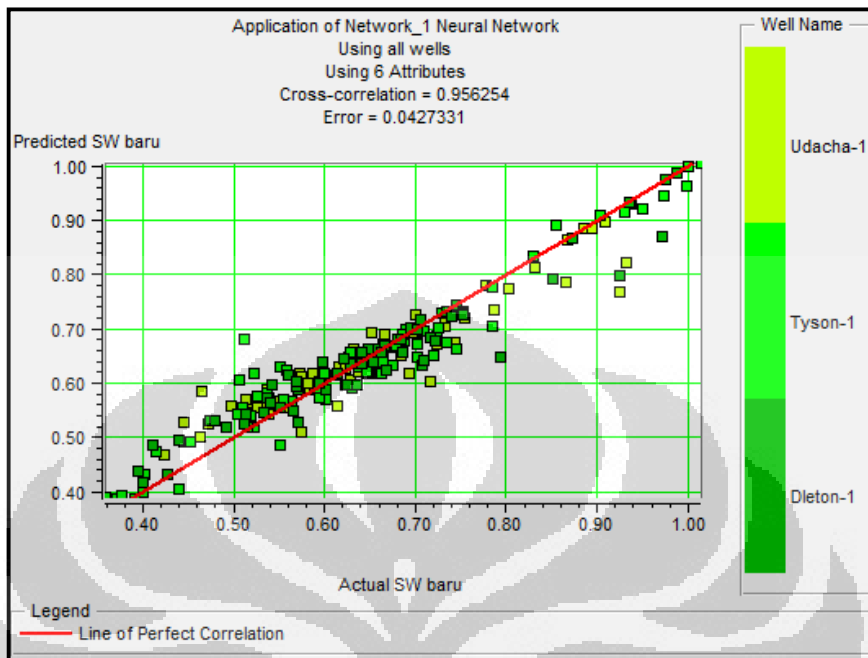
Gambar 3. 81 Perhitungan eror validasi saturasi air (Sw)



Gambar 3. 92 Hasil korelasi *crossplot* Sw sebenarnya dengan hasil prediksi

Nilai korelasi antara saturasi sebenarnya dengan hasil prediksi memiliki korelasi 0,599 dengan *error* 0,112. Korelasi tersebut masih kurang bagus untuk digunakan kedalam volum seismik, sehingga harus dilakukan *Probabilistic Neural Network* (PNN) agar nilai korelasi yang diharapkan meningkat. **Gambar 3.23** menunjukkan korelasi dengan menerapkan regresi linier.

Dari hasil PNN yang dilakukan, didapatkan peningkatan nilai korelasi menjadi 0,956 dengan *error* 0,043. Nilai tersebut sangat baik untuk selanjutnya digunakan pada distribusi properti saturasi air ke dalam volum seismik dengan dibatasi *window horizon* 1 dan 12. Dengan nilai korelasi yang bagus, diharapkan distribusi saturasi air pada volum seismik akan bagus pula.



Gambar 3. 103 Hasil korelasi *crossplot* Sw setelah training PNN

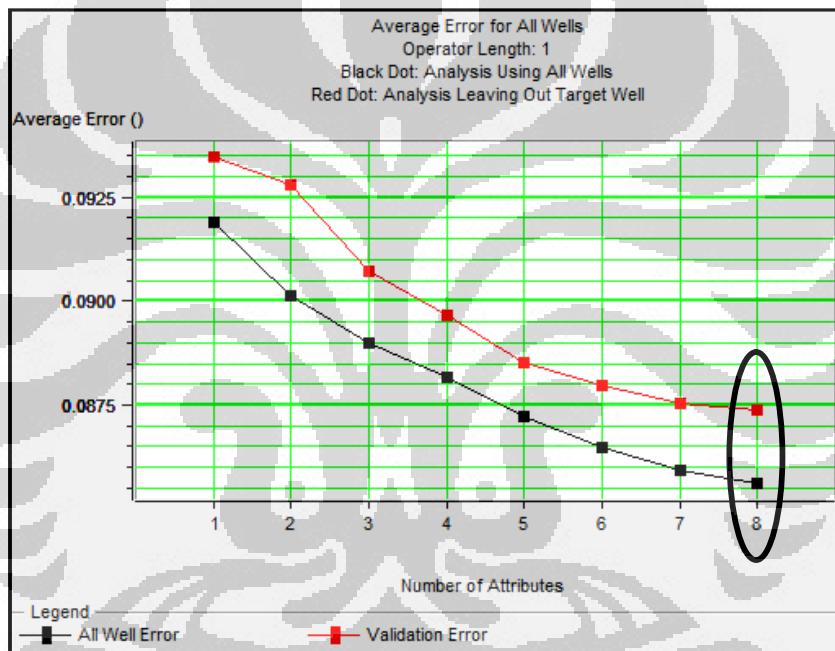
Seperti penjelasan sebelumnya MOS, ROS, dan MHI sebagai parameter produktif atau tidaknya suatu hidrokarbon dalam reservoir. Oleh karena itu distribusi MOS dan MHI akan membantu dalam penentuan tahap eksplorasi lanjutan dan eksploitasi pada zona target.

Untuk melakukan distribusi MOS dan MHI sama seperti tahapan sebelumnya, yaitu dengan melakukan analisa multiatribut seismik dan kemudian atribut-atribut dengan nilai *predict error* besar dan *validation error* kecil digunakan sebagai input atribut pada distribusi properti log.

Dari hasil yang telah dilakukan untuk MOS, *predict error* bernilai 0,632 dan *error* bernilai 0,086. Atribut awal yang digunakan sebanyak 8 dan kesemua atribut dapat digunakan. Informasi mengenai jumlah atribut beserta nilai eror prediksi dan eror validasi ditunjukkan pada **gambar 3.24** dan **gambar 3.25**.

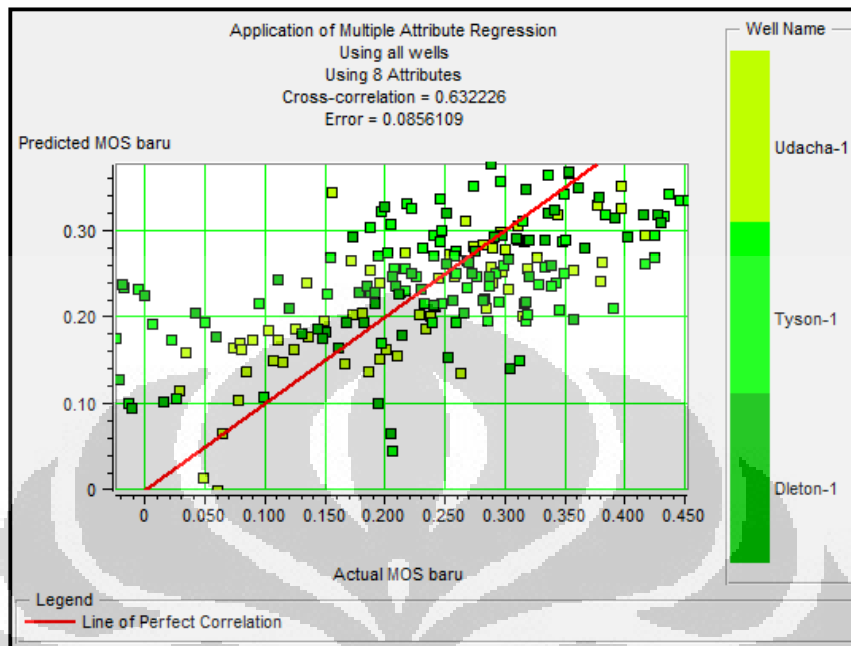
	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	MOS baru	(inversi mos)**2	0.091891	0.093473
2	MOS baru	Amplitude Weighted Frequency	0.090125	0.092805
3	MOS baru	Average Frequency	0.089006	0.090734
4	MOS baru	Second Derivative	0.088184	0.089657
5	MOS baru	Quadrature Trace	0.087238	0.088532
6	MOS baru	Amplitude Weighted Phase	0.086463	0.087985
7	MOS baru	Instantaneous Phase	0.085933	0.087547
8	MOS baru	Derivative Instantaneous Amplitude	0.085611	0.087374

Gambar 3. 24 Daftar atribut untuk prediksi MOS

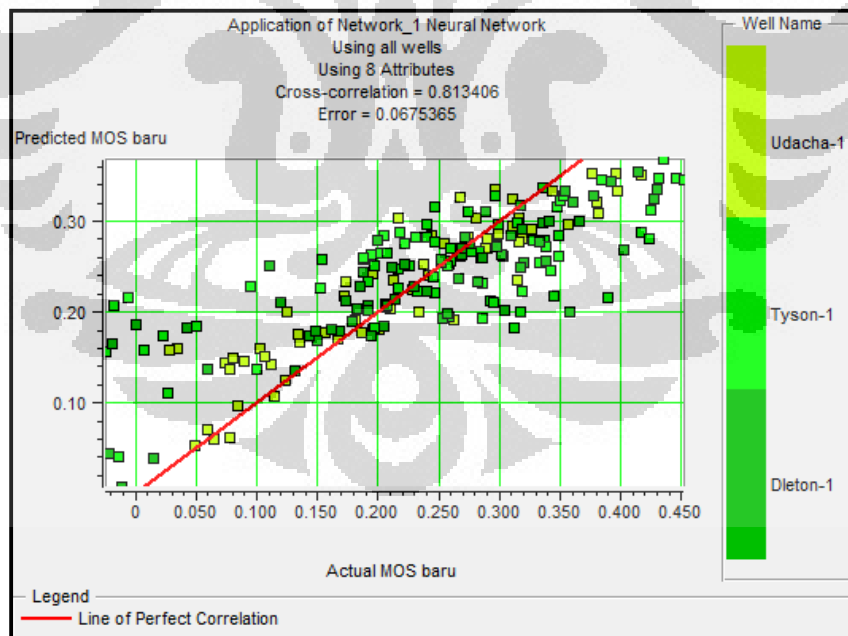


Gambar 3. 115 Perhitungan error validasi MOS

Nilai korelasi awal yang telah didapat masih sangat kecil, sehingga harus dilakukan PNN agar nilai korelasi tersebut meningkat. Konsekuensinya distribusi MOS pada seismik tidak akan terlihat homogen sesuai dengan nilai sebenarnya. Setelah di PNN, nilai korelasi (*predict error*) menjadi 0,813 dan *error* 0,068. **Gambar 3.26** dan **gambar 3.27** merupakan *crossplot* antara nilai MOS sebenarnya dan prediksi, sebelum dan setelah dilakukan PNN.



Gambar 3. 26 Crossplot MOS sebenarnya dengan hasil prediksi sebelum PNN

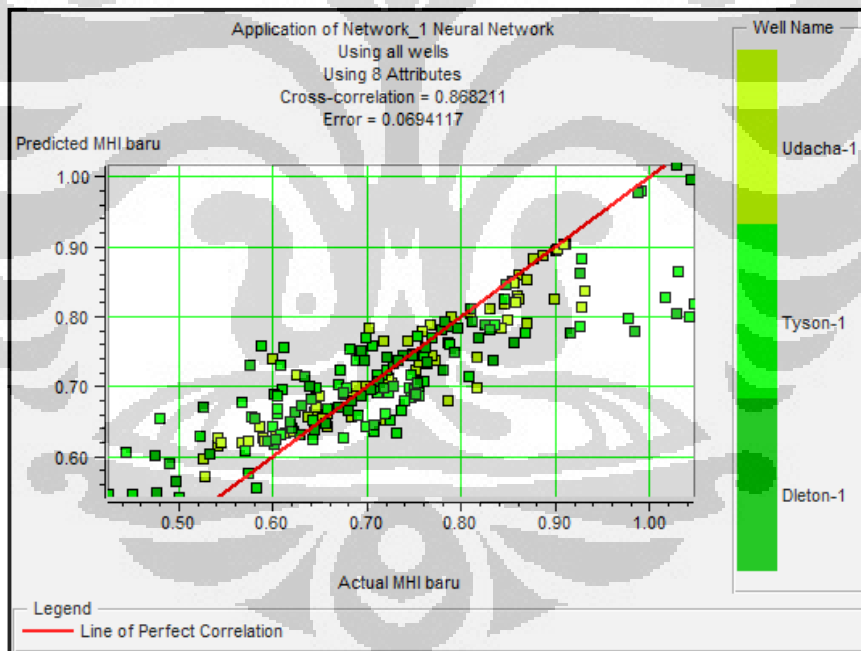


Gambar 3. 27 Crossplot MOS sebenarnya dengan hasil prediksi setelah PNN

Sedangkan untuk MHI, hasil korelasi pada *crossplot* atau prediksinya bernilai 0,616 dengan *error* 0,102 dan menggunakan 8 atribut pada **gambar 3.28**. Setelah dilakukan PNN nilai korelasi meningkat menjadi 0,868 dengan *error* 0,069. Hasil korelasi MHI setelah PNN terdapat pada **gambar 3.29**.

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	MHI baru	(inversi mos)**2	0.111341	0.112978
2	MHI baru	Amplitude Envelope	0.108530	0.110893
3	MHI baru	Average Frequency	0.107323	0.108909
4	MHI baru	Second Derivative	0.105979	0.107891
5	MHI baru	Quadrature Trace	0.104453	0.106556
6	MHI baru	Amplitude Weighted Phase	0.103599	0.106258
7	MHI baru	Instantaneous Phase	0.103118	0.105867
8	MHI baru	Filter 25/30-35/40	0.102401	0.105582

Gambar 3.28 Daftar atribut untuk prediksi MHI

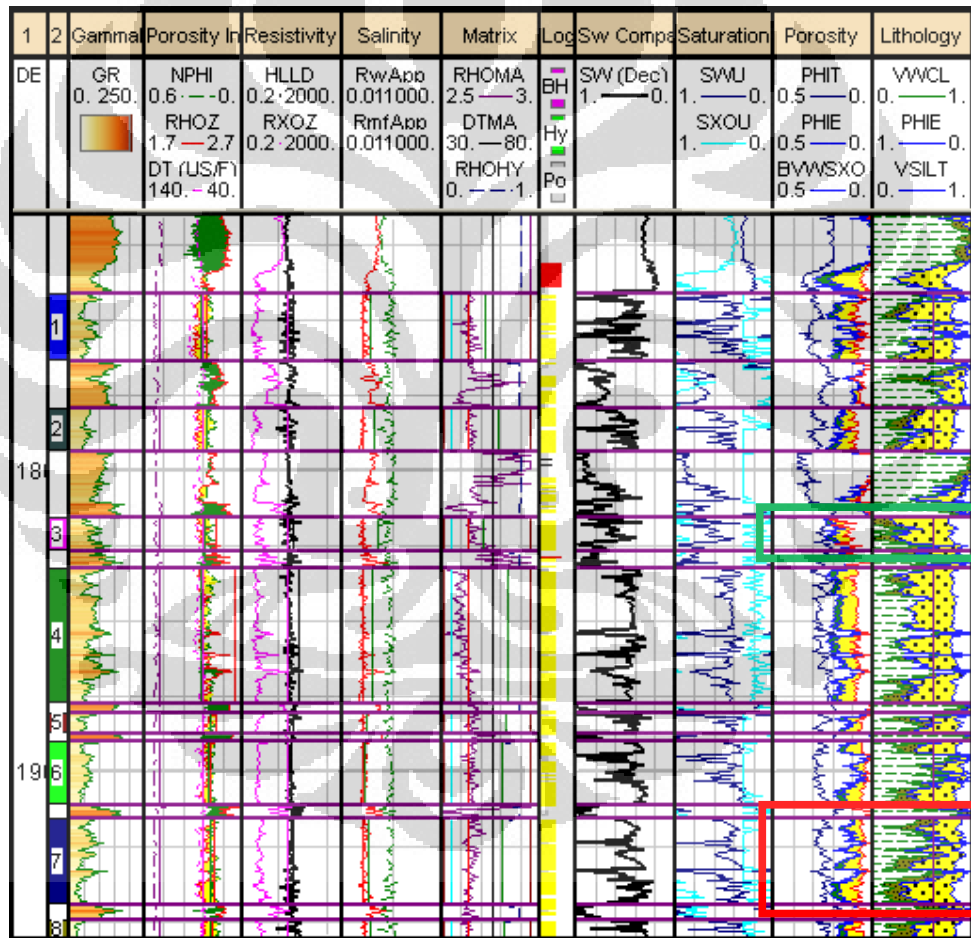


Gambar 3. 29 *Crossplot* MHI sebenarnya dengan hasil prediksi setelah PNN

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Kandungan Lempung dan Porositas

Perhitungan kandungan lempung dilakukan pada ketiga sumur dengan menggunakan indikator tunggal GR, resistivitas, dan indikator ganda neutron-densitas. Evaluasi kandungan lempung ini dilakukan pada masing-masing zona di tiap sumurnya.



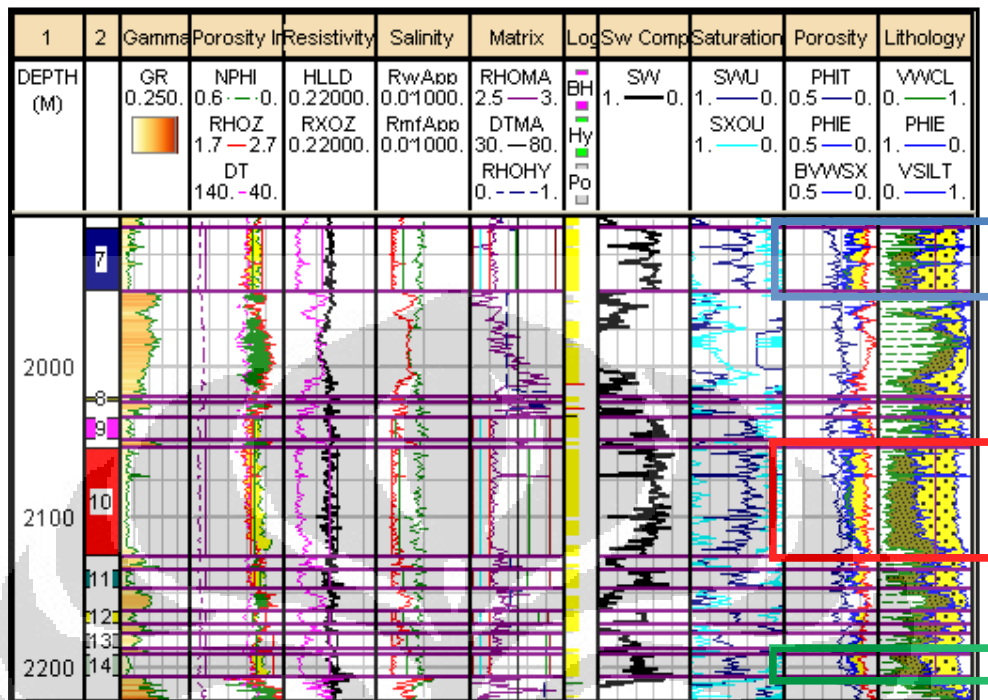
Gambar 4. 1 Zona 3 dan 7 sebagai zona potensial sumur Tyson

Pada sumur Tyson terbagi menjadi 14 zona yang semuanya didominasi oleh sandstone. Zona-zona tersebut berada mulai dari kedalaman 1741,55 - 2251,71 meter dengan ketebalan masing-masing zona beragam. Zona paling potensial

dengan kandungan lempung sedikit adalah zona 3, zona 7, dan zona 10. Zona 3 berada pada formasi Westbourne yang memiliki besar kandungan lempung 11%. Ketebalan yang dimiliki zona 3 ini sekitar 11,28 meter mulai kedalaman 1815,5 meter. Pola pengendapan yang ditunjukkan oleh zona potensial ini berupa *coarsening-upward* dimana tanggapan log gamma ray berkurang ke atas membentuk bel. Porositas yang dimiliki sebesar 21%. Dengan porositas sebesar itu, maka batuan tersebut berpotensi sebagai reservoir yang baik.

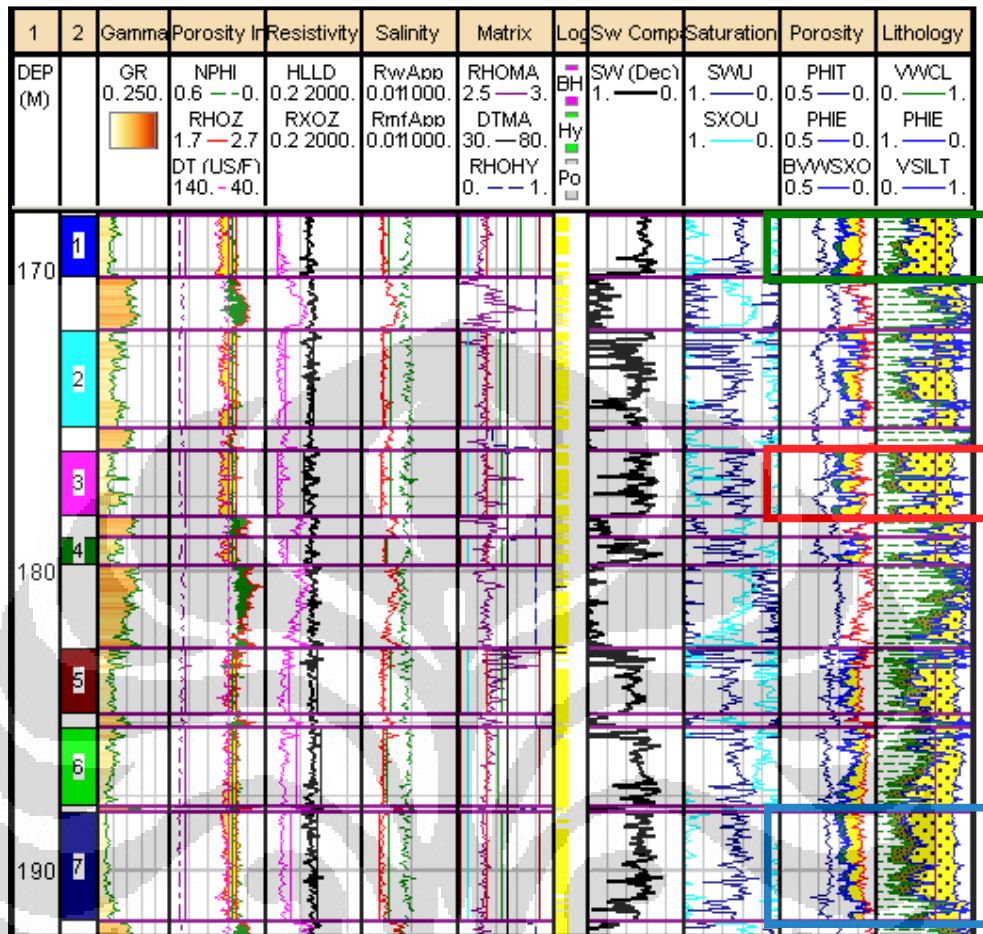
Zona yang kedua potensial pada sumur Tyson adalah zona 7 yang berada pada Adori Sandstone juga dengan kandungan lempung sekitar 29,9%, cukup kecil dibandingkan beberapa zona. Zona ini memiliki ketebalan mencapai 29 meter, mulai kedalaman 1915,97 meter sampai 1944,78 meter. Pola pengendapan di zona ini kemungkinan adalah *braided fluvial* dengan tanggapan log GR *finning-upward*. Porositas yang dimiliki berkisar 15,3%. Dengan ketebalan dan nilai porositas besar yang dimiliki, maka zona ini sangat prospek menjadi reservoir hidrokarbon yang produktif. Sesuai dengan data dari PIRSA, Adori Sandstone pada cekungan Eromanga memiliki prospek reservoir yang baik. Zona potensial lainnya adalah zona 10 dengan porositas 16% dan kandungan lempung 20%. **Gambar 4.1** menunjukkan kurva porositas dan kandungan lempung zona 3 dan 7.

Sumur Dleton berada di selatan lapangan penelitian. Berdasarkan hasil zonasi, sumur Dleton ini memiliki 14 zona seperti sumur Tyson. Zona paling potensial dengan sedikit kandungan lempung adalah zona 3, 7, 10, dan 14. Masing-masing memiliki kandungan lempung sebesar 18%, 20%, 13,5%, dan 17%. Zona 3 berada pada kedalaman 1769,82 meter dengan ketebalan 16 meter. Porositas yang dimiliki oleh zona ini 17%. Zona 7 memiliki porositas 17%. Pada zona 10 dengan ketebalan mencapai 73 meter memiliki porositas yang cukup besar sekitar 17%. Zona 14 berada pada kedalaman 2190,293 dengan ketebalan 15,4 meter dengan porositas berkisar 17%. Pola pengendapan berupa *lacustrine* atau *channel*. **Gambar 4.2** menunjukkan kandungan lempung dan porositas zona 7, 10, dan 14 sumur Dleton.



Gambar 4. 2 Zona 7, 10, dan 14 pada sumur Dleton

Pada sumur Udacha terdapat banyak zona potensial dimana ada 1 zona yang diduga terdapat suatu mineral dikarenakan nilai resistivitasnya yang membesar tapi tidak ditunjang dengan log lainnya. Zona 1 memiliki porositas sebesar 21% dengan kandungan lempung 25%. Zona 3 pada kedalaman 1760,372 dengan ketebalan 21 meter memiliki kandungan lempung sebesar 19% dan porositas 21%. Untuk zona 7 porositasnya 18% serta kandungan lempungnya 23%. Zona 10 dan 11 merupakan satu kesatuan reservoir (zona) tapi pada zona 11 terdapat anomali yang diduga sebagai mineral karena memiliki resistivitas yang sangat besar. Ketebalan kedua zona tersebut adalah 21 meter dengan kandungan lempung keduanya sekitar 24-30% dan porositas masing-masing 17% dan 15%. Zona 14 memiliki kandungan lempung 22% dan porositas 17%. Rata-rata keseluruhan reservoir (zona) tiap sumur dirangkum dalam tabel lumping pada lampiran. Kurva kandungan lempung dan porositas dapat dilihat pada **gambar 4.3**.



Gambar 4.3 Zona potensial 1, 3, dan 7 pada sumur Udacha

4.2 Saturasi Air (Sw)

Nilai saturasi air pada sumur Tyson bervariasi, tapi di tiap zonanya diindikasikan berada hidrokarbon. Zona 3 memiliki nilai saturasi air sebesar 55,6%, zona 7 dengan saturasi air 41,3%, dan zona 10 memiliki saturasi air sebesar 37,7%. Rata-rata saturasi air yang dimiliki reservoir adalah 46%. Karena banyak hidrokarbon yang terdesak oleh lumpur disekitar daerah *flushed zone* sehingga dapat dilihat besar hidrokarbon yang *moveable* pada kurva porositas.

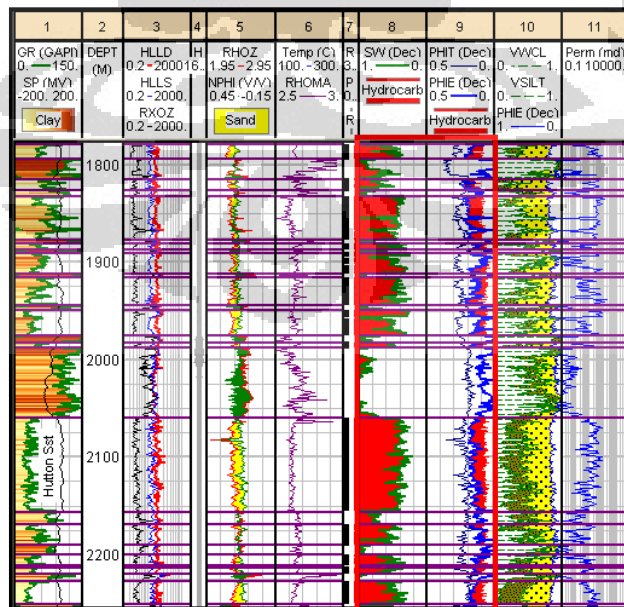
Pada sumur Dleton, zona 7 memiliki nilai saturasi air 43,3%. Zona 10 sebagai zona potensial juga memiliki nilai saturasi air 39,3% dan zona 14 memiliki saturasi air 54%. Untuk beberapa zona dengan nilai saturasi air yang cukup besar kemungkinan jumlah hidrokarbon yang sedikit dan juga pengaruh pori batuan

Universitas Indonesia

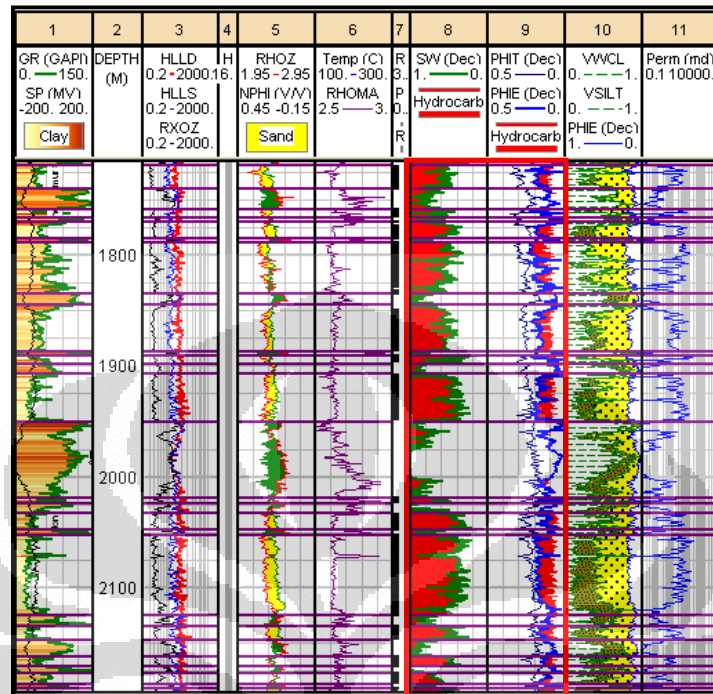
yang agak rapat. Pengaruh lempung yang sedikit pun akan mempengaruhi nilai saturasi air. Variasi nilai tersebut masih dalam interval hidrokarbon dengan saturasi air bernilai 47,8%. Kurva Sw sumur Dleton ada pada **gambar 4.5**

Zona-zona potensial pada sumur Udacha memiliki saturasi air yang hampir sama, hanya berbeda pada zona 11. Zona 1 memiliki saturasi air 42,2%. Zona 3 memiliki saturasi air 43%, zona 7 dengan saturasi air 44%. Semua zona tersebut diindikasikan adanya hidrokarbon dengan rata-rata saturasi air 45%. Kurva saturasi air sumur Udacha terdapat pada **gambar 4.6**. Pada **gambar 4.7** untuk zona 11 memiliki saturasi air sekitar 10%. Hal tersebut diindikasikan adanya suatu mineral pada zona dengan nilai resistivitasnya besar. Bila zona tersebut diindikasikan adanya gas, pada log neutron dan densitas tidak memberikan respon keberadaan gas. Seharusnya log neutron sangat kecil dan densitas juga sangat kecil yang menyebabkan adanya *cross over* dengan separasi yang cukup besar. Begitu juga pada log sonik yang konstan dari *top* zona 10 hingga *bottom* zona 11.

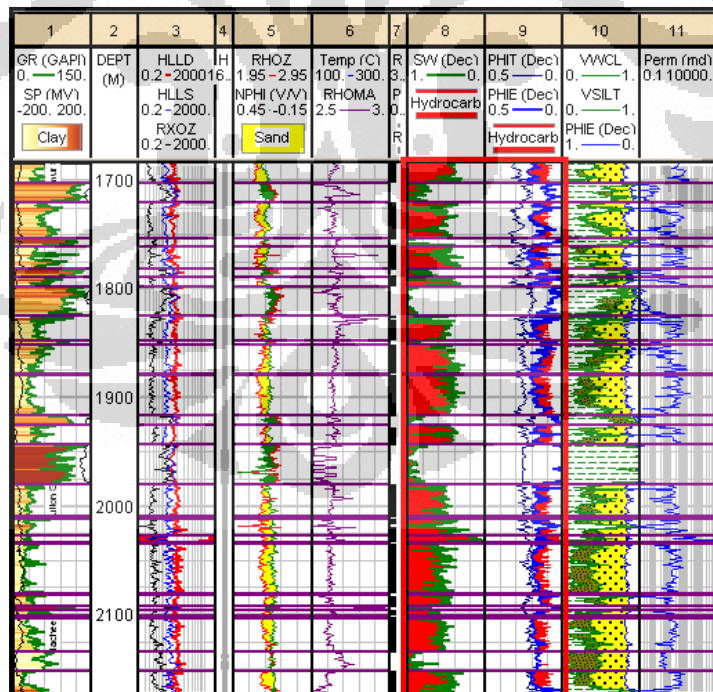
Secara keseluruhan nilai saturasi air pada target reservoir antara 45-46%, sehingga dapat diartikan reservoir yang menjadi target mengandung hidrokarbon. Hanya saja analisa kuantitatif memberikan gambaran detail berapa nilai saturasi air pada zona tersebut.



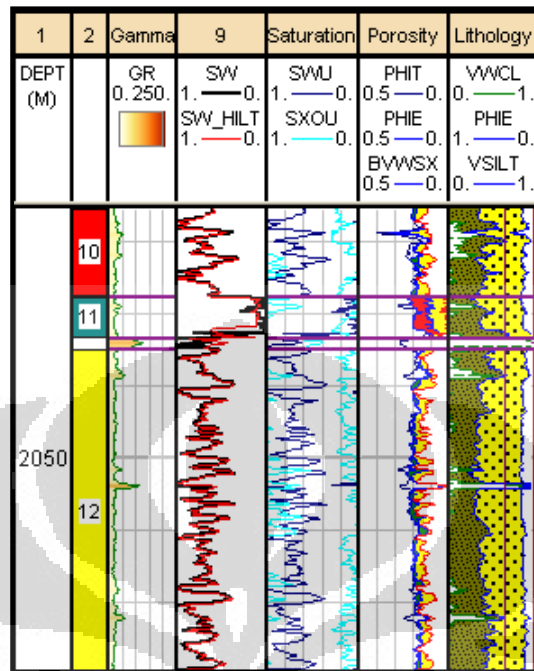
Gambar 4. 4 Saturasi air pada sumur Tyson



Gambar 4. 5 Saturasi air pada sumur Dleton



Gambar 4. 6 Saturasi air pada sumur Udacha



Gambar 4.7 Zona 11 pada sumur Udacha indikasi adanya mineral

4.3 Cutoff dan Lumping

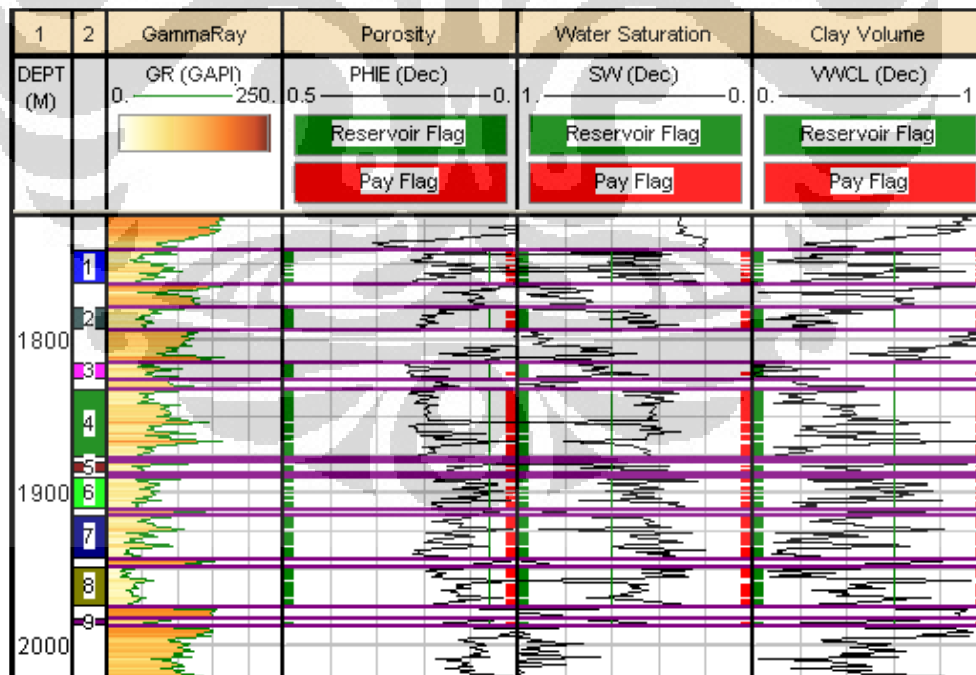
Berdasarkan proses penentuan *cutoff* pada BAB III, masing-masing sumur memiliki nilai *cutoff* porositas dan kandungan lempung. Masing-masing nilai di semua sumur dirata-ratakan sehingga didapatkan suatu nilai yang digunakan untuk pembuatan lumping. Untuk nilai saturasi air *cutoff* yang digunakan 60%. Nilai *cutoff* tiap sumurnya berada pada **tabel 4.1**.

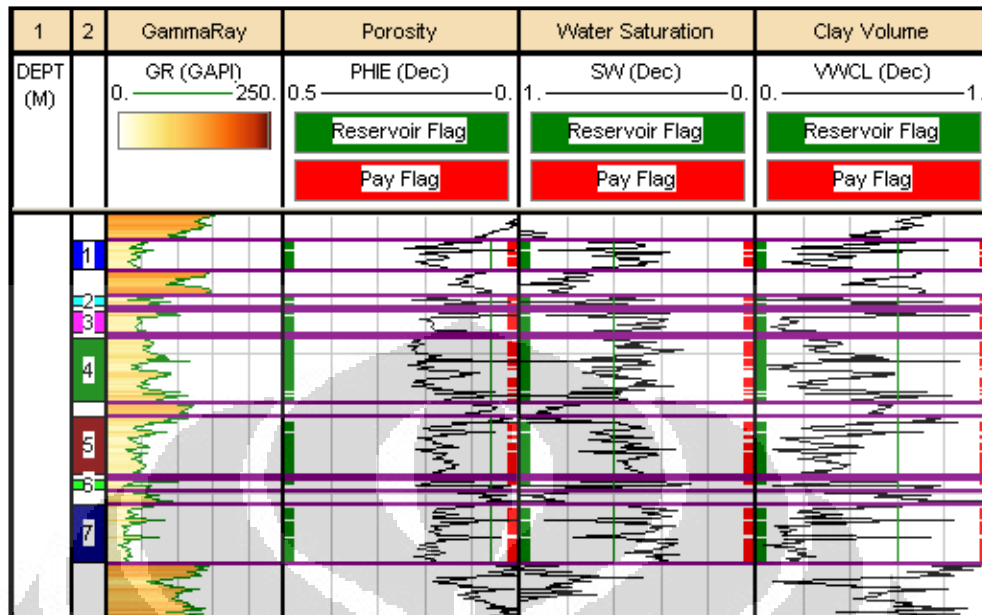
Dengan memasukkan nilai *cutoff* porositas sebesar 0,06 (pembulatan) atau 6% dan *cutoff* kandungan lempung sebesar 60% sehingga dihasilkan *net reservoir*. Bila *net reservoir* ditambahkan nilai *cutoff* saturasi air maka didapatkan *net pay* sebagai indikator zona potensial akan hidrokarbon. Dari lumping ini ada beberapa *output* yang selanjutnya akan dirangkum dalam suatu tabel. **Gambar 4.8** merupakan nilai penggal yang digunakan hasil hubungan empiris berdasarkan *crossplot*.

Tabel 4.1 *Cutoff* porositas dan kandungan lempung

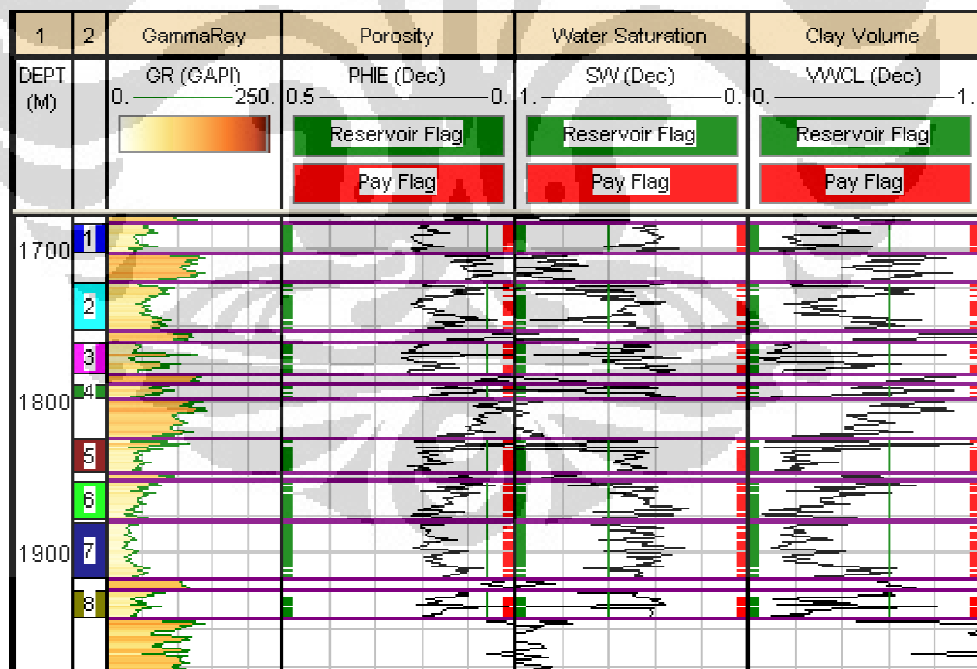
SUMUR	Tyson	Dleton	Udacha	AVERAGE
PHIE	0.0641	0.0671	0.0497	0.0603
VWCL	0.5666	0.4765	0.6135	0.5522

Report Title	Reservoir		Pay	
Short Name	Res	Res	Pay	Pay
Use report	✓		✓	
Cutoff	Default	Default	Default	Default
Name	Cut Value	Use	Cut Value	Use
1 Porosity	0.06	✓	0.06	✓
2 Water Saturation	0.6		0.6	✓
3 Clay Volume	0.6	✓	0.6	✓

Gambar 4.8 *Cutoff* atau nilai penggal**Gambar 4.9** Lumping pada sumur Tyson



Gambar 4. 10 Lumping pada sumur Dleton



Gambar 4. 11 Lumping pada sumur Udacha

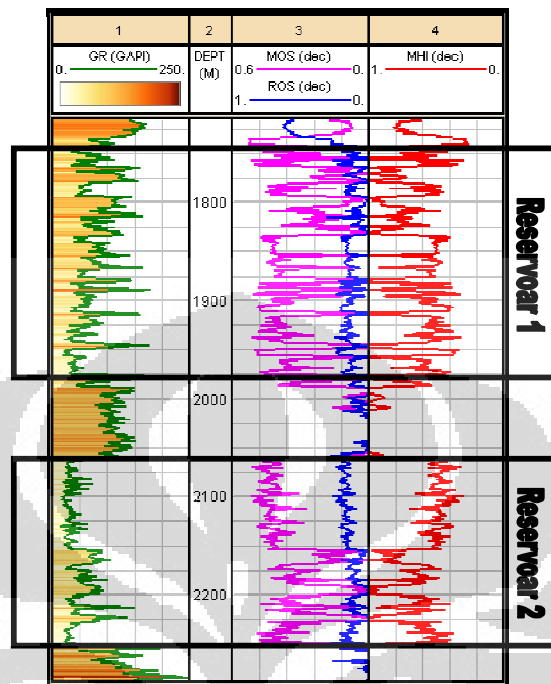
Gambar 4.9, gambar 4.10, dan gambar 4.11 menunjukkan zona *net reservoir* (hijau) dan *net pay* (merah) untuk sumur Tyson, Dleton, dan Udacha. Pada sumur Tyson, zona yang memiliki nilai *Net to Gross* (NTG) besar berada pada zona 4 dengan NTG 0,898, zona 7 dengan NTG 0,889, zona 10 dengan NTG 0,962, dan zona 14 dengan NTG 0,919. Pada sumur Dleton, zona paling potensial berdasarkan zonasi lumping adalah zona 3 dengan NTG sebesar 0,861, zona 7 dengan NTG 0,913, dan zona 10 dengan NTG 0,937. Pada sumur Udacha, zona potensial zonasi lumping berada pada zona 3 dengan NTG 0,911, zona 6 dengan NTG 0,891, zona 7 dengan NTG 0,92, dan zona 11 memiliki NTG 0,816.

Reservoir yang potensial dengan produksi banyak, sebaiknya memiliki nilai *net to gross* (NTG) yang besar sebagai representasi rasio reservoir yang dapat menampung hidrokarbon. NTG yang baik adalah NTG dengan rasio mendekati 1. Nilai tersebut dipengaruhi oleh nilai porositas, kandungan lempung, dan saturasi air pada reservoir. Tabel lumping ditampilkan dalam lampiran.

4.4 Moveable Oil Saturation (MOS), Residual Oil Saturation (ROS), dan Moveable Hydrocarbon Index (MHI)

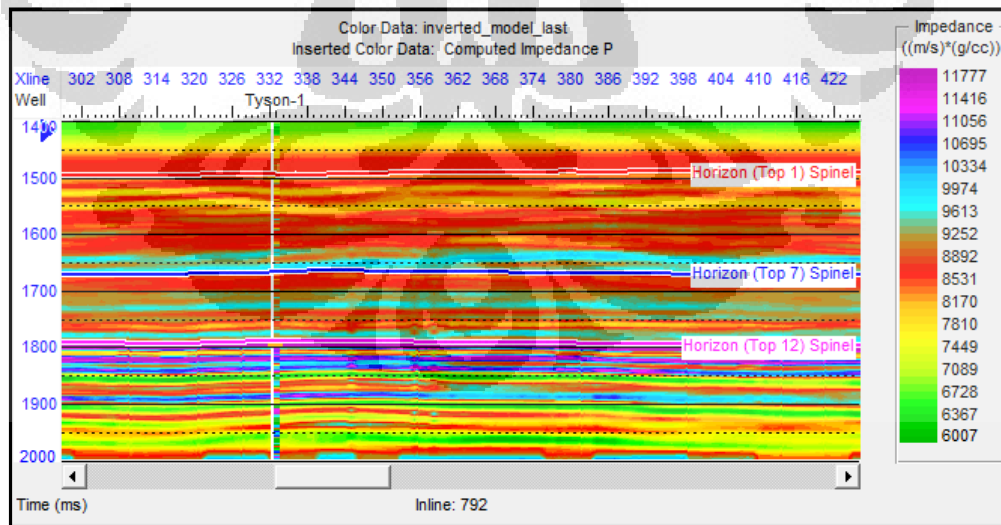
Analisa *Moveable Oil Saturation* (MOS), *Residual Oil Saturation* (ROS), dan *Moveable Hydrocarbon Index* (MHI) harus memiliki nilai MOS yang besar dan ROS yang kecil sebagai indikator hidrokarbon dapat atau tidak diproduksi.

Pada semua sumur mulai dari *top* Namur Sandstone hingga *top* formasi Birkhead memiliki MOS yang besar dan ROS yang kecil. Seperti yang ditunjukkan zona 2, tiap sumurnya memiliki nilai MOS rata-rata 0,38-0,45. Pada zona 2 ini di sumur Udacha dan Tyson, nilai MOS mencapai 0,45. Hal tersebut dimungkinkan karena porositas-permeabilitas besar dan menjadi terakumulasinya hidrokarbon. Sedangkan sumur Dleton yang jauh dari *trap* memiliki nilai MOS yang lebih kecil sebesar 0,38. Zona lain yang memiliki MOS besar adalah zona 4 dengan rata-rata MOS sebesar 0,4. Untuk nilai ROS zona 2 sebesar 0,09 sedangkan zona 4 0,08. Zona 10 juga memiliki nilai MOS besar dengan rata-rata 0,45 dan ROS sebesar 0,1. MOS, ROS, MHI terdapat pada **gambar 4.12**.



Gambar 4. 12 Kurva MOS, ROS, dan MHI pada sumur Tyson

4.5 Hasil Inversi Seismik dan Analisa Multiatribut

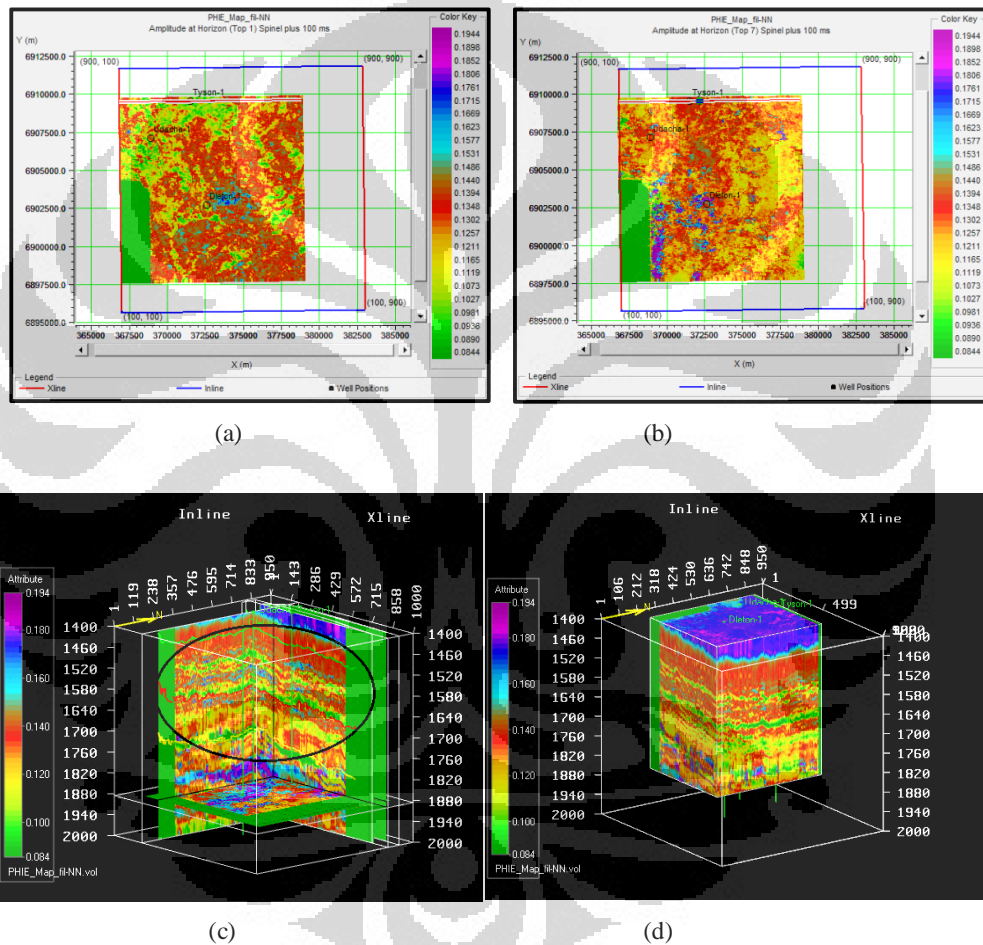


Gambar 4. 13 Hasil inversi seismik *model-based*

Pada **gambar 4.13** menunjukkan hasil inversi seismik *model-based*. Nilai impedansi akustik pada target berkisar 7500-9000 (m/s)*(gr/cc) dengan hasil

korelasi sekitar 0,95. Hasil inversi inilah yang digunakan sebagai *external attribute* pada distribusi petrofisik untuk peta pseudo volum.

Hasil *time slice* hasil distribusi porositas pada seismik menggunakan metode analisa multiatribut seismik dapat dilihat pada **gambar 4.14** (a) dan (b). *Time slice* tersebut merupakan *time slice* dengan *event* dari horizon top 1 dan top 7.

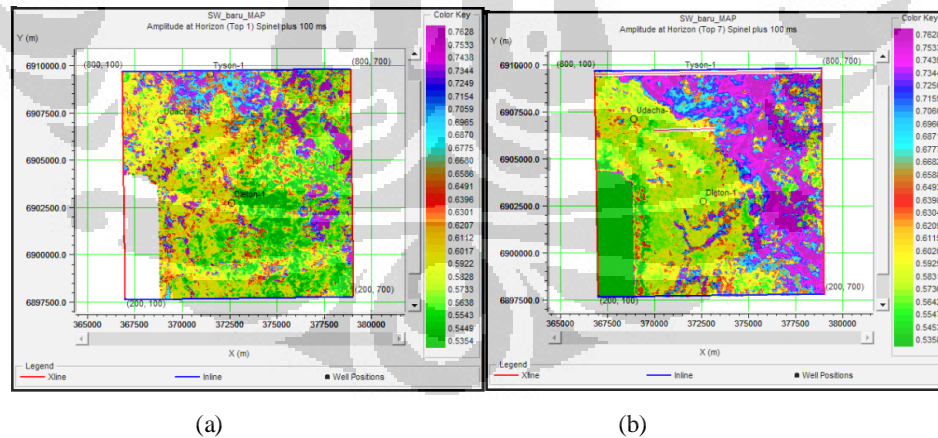


Gambar 4. 14 (a).*Time slice* marker horizon top 1. (b).*Time slice* marker horizon top 7. (c).Distribusi 3D PHIE dalam bentuk *slice*. (d).Distribusi 3D PHIE dalam bentuk volum.

Berdasarkan gambar di atas, warna kuning hingga ungu (11%-19%) menunjukkan porositas efektif yang cukup baik sebagai potensi reservoir sedangkan skala hijau bernilai kecil (<11%) sehingga kurang potensi. Sebarannya pun cukup luas dalam satu *cube volume*. Namun karena litologi utamanya adalah

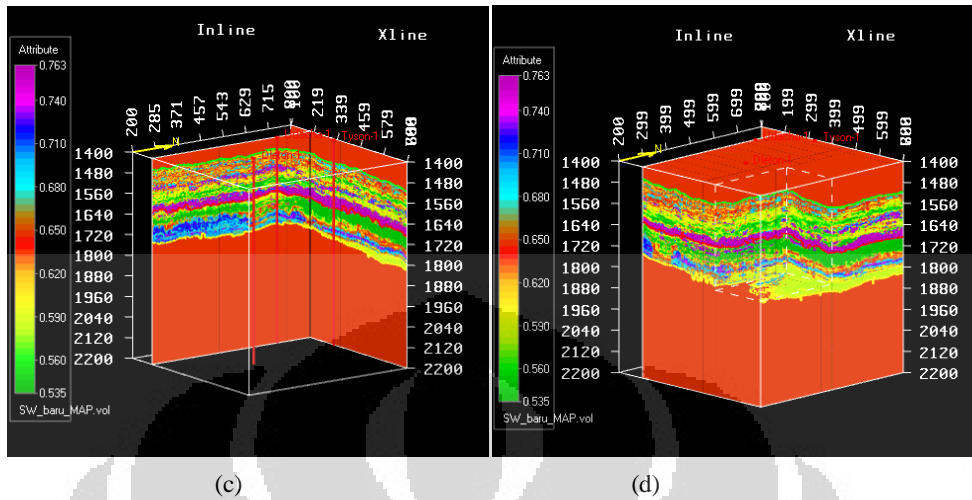
shaly sand, maka distribusi porositasnya tidak akan terlalu homogen atau adanya variasi nilai porositas. Selain karena faktor litologi, faktor pengendapan menyebabkan perbedaan nilai porositas sehingga porositas tinggi akan bercampur dengan porositas kecil. Bila dilihat dari peta 3D **gambar 4.14** (c) dan (d), daerah yang dilingkari hitam merupakan daerah potensial yang dibatasi 2 horizon dimana terlihat adanya perangkat struktur berupa *fold* dan juga porositasnya bagus sehingga sangat potensi sebagai reservoir. Struktur lipatan (*fold*) tersebut terlihat di dekat sumur Udacha. Sumur Udacha memotong puncak lipatan. Sumbu lipatan mengarah sepanjang utara-selatan dengan lipatan ke arah barat-timur. Dengan begitu distribusi porositas dan saturasi air akan mengikuti pola struktur tersebut.

Gambar 4.15 merupakan distribusi 3D saturasi air (S_w). Reservoir berisi hidrokarbon berada pada skala berwarna hijau hingga merah dengan nilai dibawah 0,65. Shale sebagai *seal* memiliki nilai saturasi air tinggi karena banyak kandungan air yang berasal dari air ikat lempung atau *Clay Bound Water* dengan S_w diatas 0.65-0.76 ditunjukkan dengan warna biru hingga ungu.



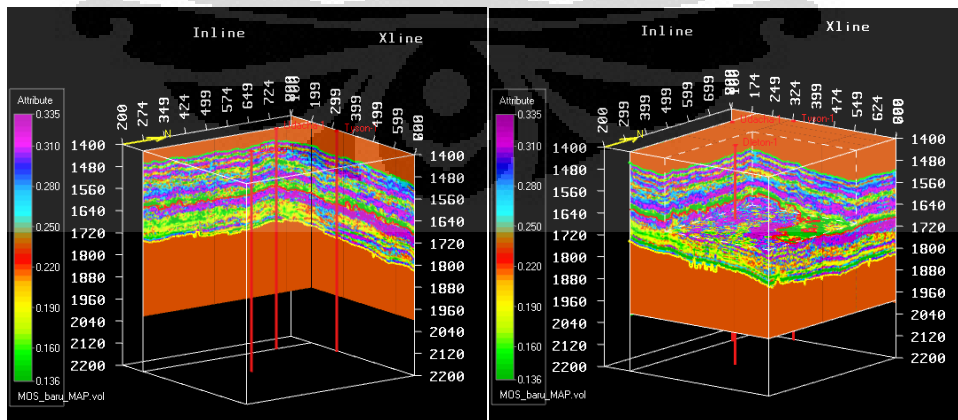
(a)

(b)



Gambar 4. 15 (a).Time slice marker horizon top 1. (b).Time slice marker horizon top 7.
(c).Distribusi 3D Sw dalam bentuk slice. (d).Distribusi 3D Sw dalam bentuk volum.

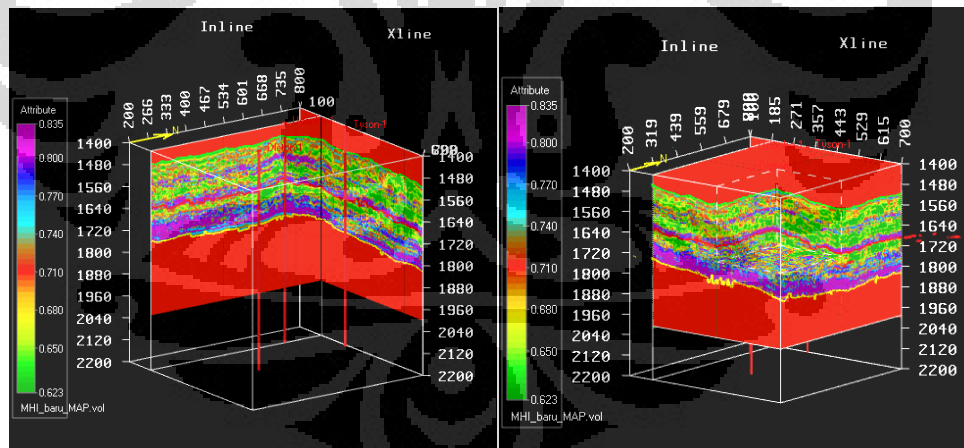
Dengan melihat parameter petrofisika saturasi air dan porositas yang masuk karakteristik potensi reservoir, maka akan diketahui seberapa prospek hidrokarbon yang dihasilkan dari reservoir tersebut. Namun dengan melihat peta distribusi *Moveable Oil Saturation* (MOS) dan *Moveable Hydrocarbon Index* (MHI), maka akan mempermudah analisa seberapa besar rasio hidrokarbon yang dapat diproduksi. MOS besar dan MHI kecil merepresentasikan rasio hidrokarbon yang dapat diproduksi dari reservoir yang terdapat pada **gambar 4.16 dan 4.17**.



Gambar 4. 16 Distribusi 3D MOS dalam bentuk slice (kiri) dan dalam bentuk volum (kanan)

Hidrokarbon yang bergerak pada pori batuan dan dapat diproduksi dengan nilai MOS besar pada reservoir target, ditunjukkan dengan warna merah hingga ungu dengan nilai 0,22-0,34. Semakin besar rasio MOS, maka hidrokarbon tersebut semakin berpotensi untuk dapat diproduksi dikarenakan formula MOS merupakan perhitungan rasio hidrokarbon yang dapat bergerak (*moveable*). Karena hidrokarbon yang dapat bergerak merepresentasikan hidrokarbon tersebut mudah untuk diproduksi. MOS dengan nilai kecil atau ROS besar menunjukkan hidrokarbon yang kurang berpotensi untuk diproduksi. Nilai MOS kecil ditunjukkan dengan warna hijau hingga kuning dengan nilai 0,14-0,2.

Bila dilihat distribusi pseudo volum MOS, nilai MOS semakin ke timur semakin besar. Zona yang potensi untuk dapat diproduksi semakin tebal terutama pada target reservoir kedua dengan top Hutton Sandstone, sedangkan reservoir pertama dengan top Namur Sandstone relatif dengan ketebalan yang konstan. Perselingan shale pada target dan *seal* memiliki MOS kecil karena impermeabel.

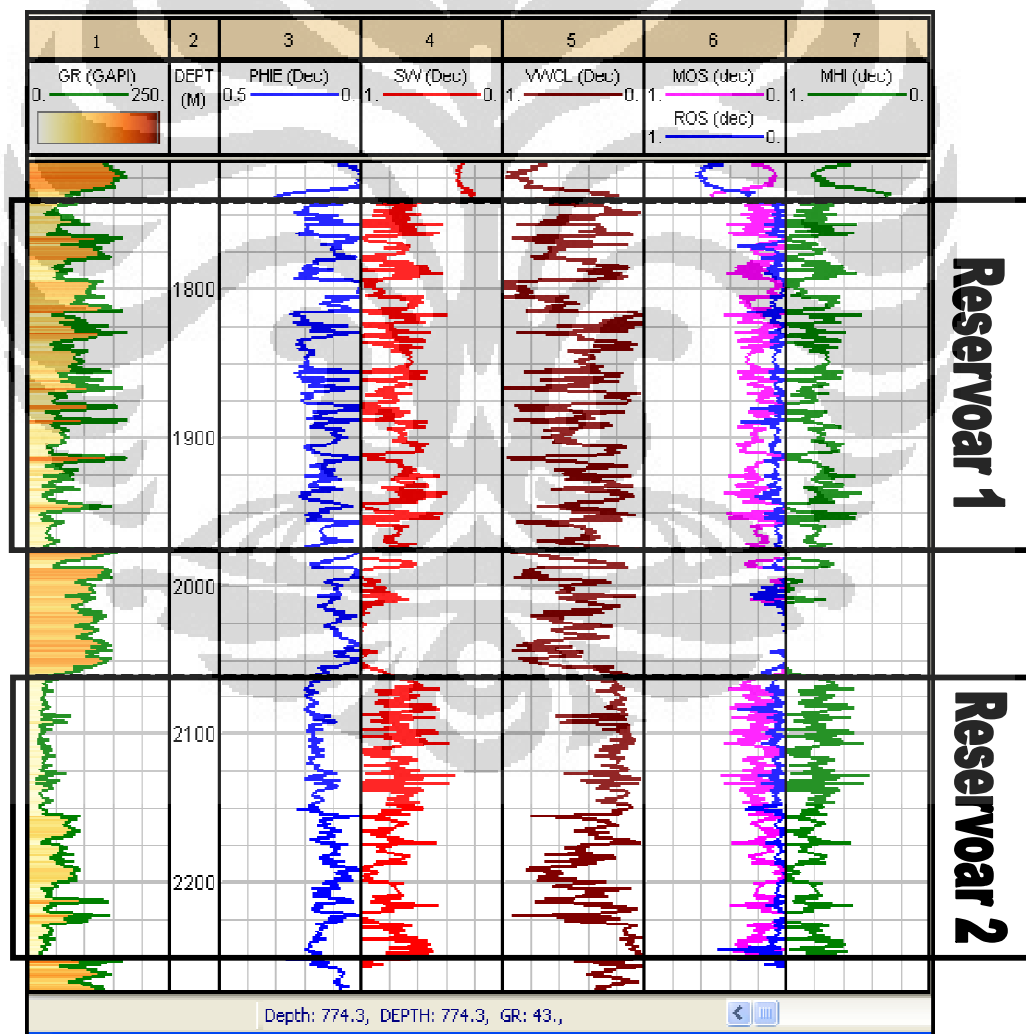


Gambar 4. 17 Distribusi 3D MHI dalam bentuk *slice* (kiri) dan dalam bentuk volum (kanan)

Hidrokarbon yang dapat diproduksi tidak hanya dapat dilihat dari MOS-ROS, tetapi juga MHI. MHI akan lebih akurat dalam memberikan batasan tersebut. Zona dengan nilai MHI dibawah sama dengan 0,7 memiliki hidrokarbon yang benar-benar dapat diproduksi. Karena MHI merupakan index suatu rasio antara saturasi air pada *uninvaded zone* (S_w) dengan saturasi air di *flushed zone* (S_{xo}).

Distribusi MHI dapat dilihat pada **gambar 4.17**. MHI rendah ditunjukkan dengan warna hijau hingga kuning dengan nilai 0,62-0,7.

Namun nilai MOS maupun MHI ini belum cukup untuk dapat merepresentasikan secara pasti dan akurat rasio hidrokarbon yang dapat diproduksi karena masih banyak evaluasi. Evaluasi *picking horizon*, analisa petrofisika, dan hasil inversi juga harus diperhatikan agar perhitungan kedua parameter tersebut lebih akurat. Hal terpenting adalah memperhatikan faktor lain dalam penentuan dapat atau tidaknya suatu hidrokarbon dapat diproduksi. Metode MOS dan ROS ini hanya memberikan gambaran umum produktivitas hidrokarbon berdasarkan Asquith.



Gambar 4. 18 Kurva ringkasan parameter petrofisika pada sumur Tyson

BAB V

KESIMPULAN

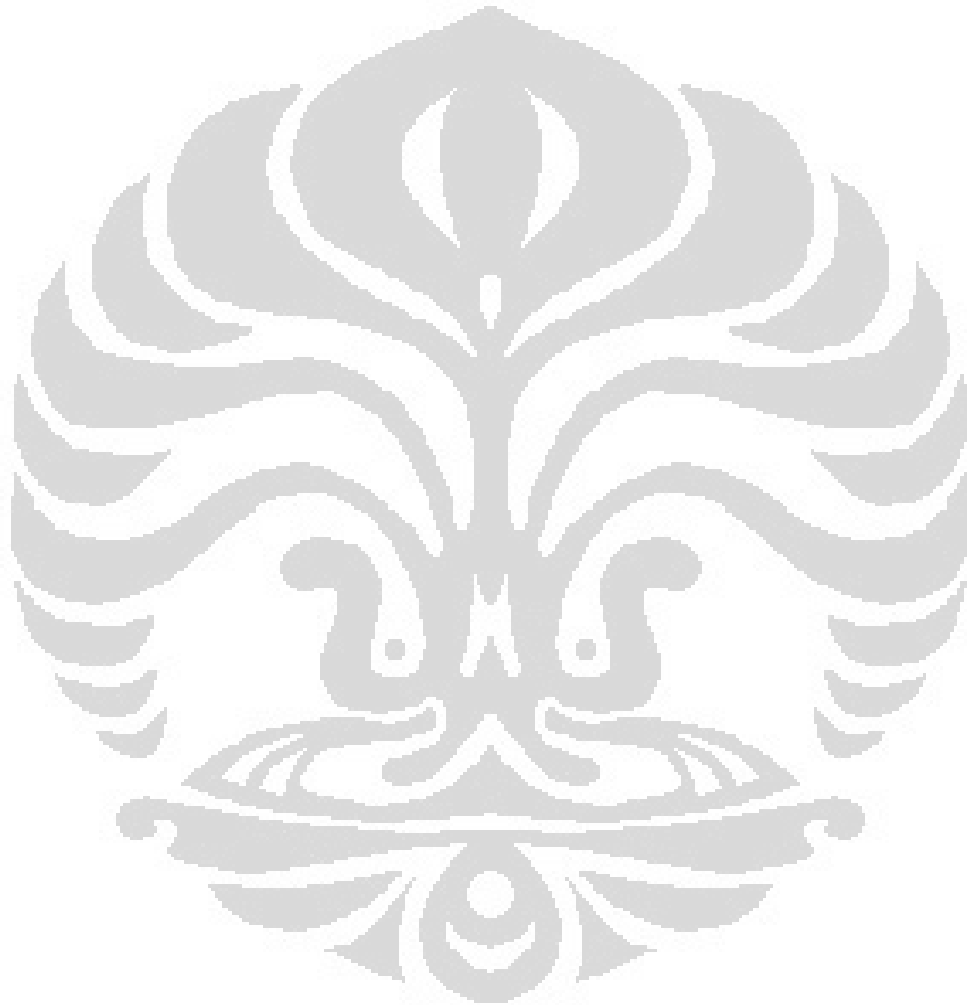
1. Dilihat dari pola log gamma ray, pengendapan lapangan Spinel berada pada pengendapan *fluvial* dan *lacustrine*.
2. Model porositas densitas-neutron sangat efektif dalam menentukan nilai porositas. Begitu juga dengan model saturasi air Indonesia untuk menghitung saturasi air pada litologi *shaly sand*.
3. Nilai penggal (*cutoff*) porositas sebesar 6%, kandungan lempung 60%, dan saturasi air 60%.
4. Pembuatan lumping sangat memudahkan dalam pendeskripsian reservoir.
5. Dari hasil perhitungan petrofisika, reservoir top Namur Sandstone dan Hutton Sandstone memiliki prospek sebagai reservoir yang baik dengan nilai porositas 14%-21% dan saturasi air 35%-55% berupa gas. Nilai parameter petrofisika tersebut dapat dilihat dalam tabel lumping.
6. Berdasarkan analisa *Moveable Oil Saturation* (MOS) dan *Residual Oil Saturation* (ROS), hidrokarbon pada lapangan Spinel dapat diproduksi.
7. Analisa multiatribut dapat memprediksi distribusi sifat fisik batuan keseluruhan pada volume data seismik.
8. Dengan melihat distribusi parameter petrofisika, akan memudahkan dalam melakukan interpretasi hingga tahap pemodelan.

DAFTAR ACUAN

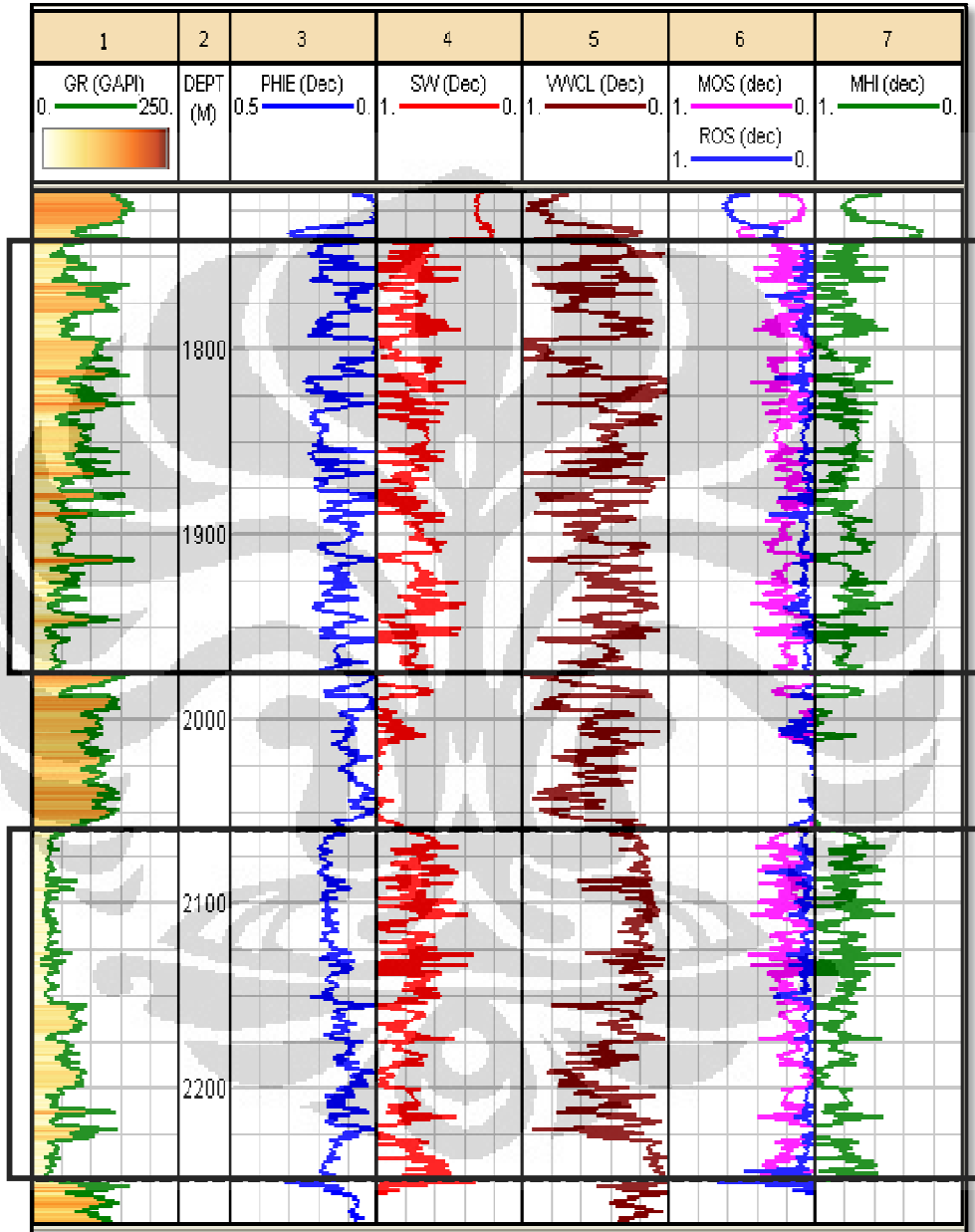
- Alexander, Elinor. 1998. *Cooper-Eromanga Basin Exploration Opportunities Blocks CO98-A to K*. Primary Industries and Resources SA.
- Asquith, G. dan Krygowski, D. 2004, *Basic Well Log Analysis*, The American Association of Petroleum Geologist, Tjulsa, Oklahoma.
- Bassiouni, Zaki. 1994. *Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs*, volume 4, Society of Petroleum Engineers, Louisiana.
- Cutton TB. *et. al.* 2006. *Petroleum Geology of South Australia. Volume 2: Eromanga Basin*. Primary Industries and Resources SA (PIRSA).
- Glover, Paul. 2007. *Petrophysics MSc course notes*
- Gravestock, D.I. *et. al.* 1998. *The Petroleum Geology of South Australia, Volume 4: Cooper Basin*. Primary Industries and Resources SA (PIRSA).
- Hampson-Russell Software Service, Ltd. 2000. *EMERGE Analysis Tutorial*.
- Hampson-Russell Software Service, Ltd. 2000. *STRATA Analysis Tutorial*.
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi log*. Schlumberger Oilfield Services
- Interactive Petrophysics Software Service Ltd. 2007. *IP help manual Version 3.4*
- Sukmono, S. 2007. *Fundamentals of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.

Sukmono, S. 2001. *Seismik Atribut Untuk Karakterisasi Reservoar*. Lab. Geofisika Reservoar. Jurusan Teknik Geofisika ITB, Bandung.

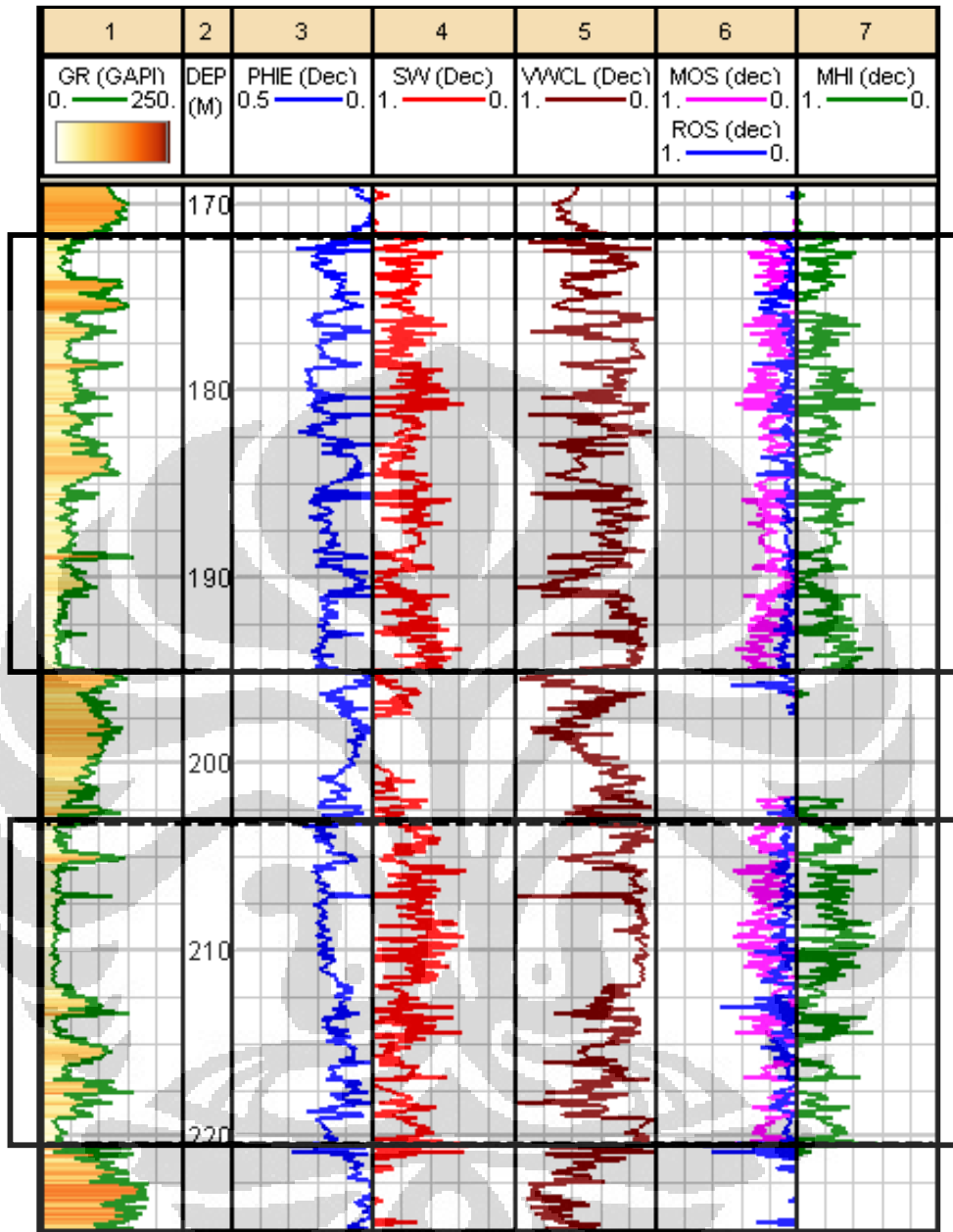
Torres-Verdin, Carlos. 2002. *Integrated Formation Evaluation*. University of Texas, Austin. USA.



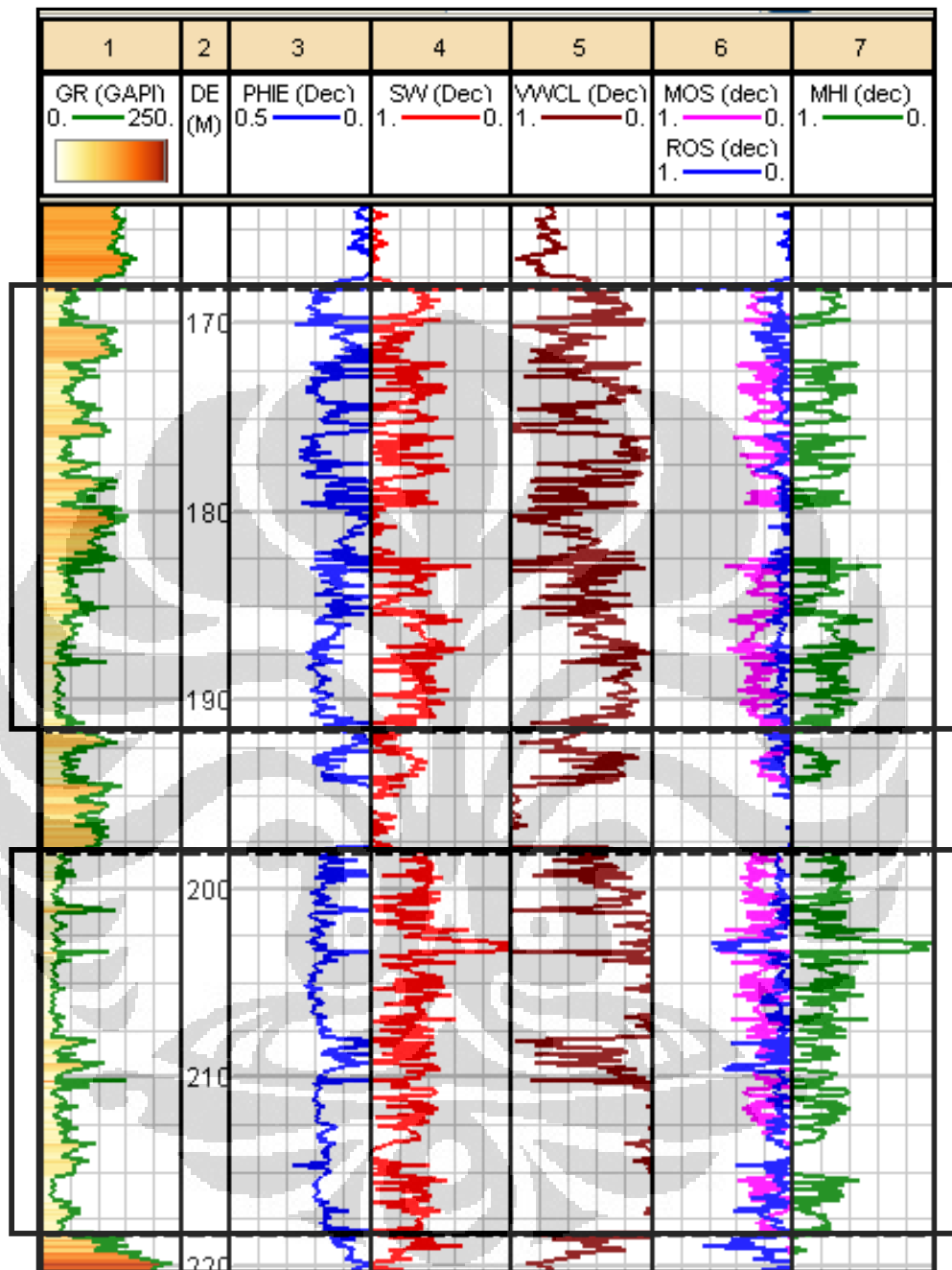
LAMPIRAN



Gambar 1 Parameter Petrofisika Sumur Tyson



Gambar 2 Parameter Petrofisika Sumur Dleton



Gambar 3 Parameter Petrofisika Sumur Udacha

Tabel 1. Tabel lumping sumur Tyson berupa *net reservoir*

Net Reservoir											
Well	Zn	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	
	#									Ari	
TYSON	1	Namur Sst	1741.55	1764.18	22.63	17.37	0.768	0.186	0.435	0.294	
	2		1779.57	1794.21	14.63	14.17	0.969	0.189	0.522	0.238	
	3		1815.54	1826.82	11.28	10.82	0.959	0.205	0.645	0.119	
	4		1832.76	1877.72	44.96	41.38	0.92	0.192	0.452	0.313	
	5		1880.92	1887.47	6.55	5.49	0.837	0.147	0.418	0.351	
	6		1890.52	1911.55	21.03	14.86	0.707	0.148	0.355	0.314	
	7		1915.97	1944.78	28.8	25.91	0.899	0.154	0.413	0.301	
	8		1949.65	1975.37	25.72	21.07	0.819	0.149	0.428	0.337	
	9		1982.57	1987.91	5.33	4.65	0.871	0.151	0.54	0.241	
			Average					0.861	0.169	0.467556	0.278667
	10	Hutton Sst	2060.37	2156.92	96.55	93.8	0.972	0.158	0.38	0.202	
	11		2169.72	2190.45	20.73	18.06	0.871	0.127	0.491	0.308	
	12		2200.2	2211.48	11.28	9.3	0.824	0.141	0.512	0.309	
	13		2213.91	2220.62	6.71	5.94	0.886	0.152	0.562	0.2	
	14		2227.94	2250.64	22.71	22.71	1	0.165	0.464	0.108	
			Average					0.9106	0.1486	0.4818	0.2254
		Average All					0.8858	0.1588	0.474678	0.252033	

Tabel 2. Tabel lumping sumur Tyson berupa *net pay*

Net Pay											
Well	Zn	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	Vcl	
	#										
TYSON	1	Namur Sst	1741.55	1764.18	22.63	16.46	0.727	0.188	0.421	0.287	
	2		1779.57	1794.21	14.63	12.57	0.859	0.192	0.49	0.233	
	3		1815.54	1826.82	11.28	6.32	0.561	0.21	0.556	0.114	
	4		1832.76	1877.72	44.96	40.39	0.898	0.193	0.446	0.313	
	5		1880.92	1887.47	6.55	5.18	0.791	0.149	0.406	0.345	
	6		1890.52	1911.55	21.03	14.86	0.707	0.148	0.356	0.314	
	7		1915.97	1944.78	28.8	25.6	0.889	0.153	0.413	0.299	
	8		1949.65	1975.37	25.72	20.31	0.79	0.148	0.414	0.338	
	9		1982.57	1987.91	5.33	4.34	0.814	0.152	0.529	0.227	
			Average					0.781778	0.170333	0.447889	0.274444
	10	Hutton Sst	2060.37	2156.92	96.55	92.89	0.962	0.158	0.377	0.201	
	11		2169.72	2190.45	20.73	17.6	0.849	0.127	0.484	0.313	
	12		2200.2	2211.48	11.28	9.3	0.824	0.141	0.512	0.309	
	13		2213.91	2220.62	6.71	5.33	0.795	0.157	0.549	0.183	
	14		2227.94	2250.64	22.71	20.88	0.919	0.168	0.442	0.108	
			Average					0.8698	0.1502	0.4728	0.2228
		Average All					0.825789	0.160267	0.460344	0.248622	

Tabel 3. Tabel lumping sumur Dleton berupa *net reservoir*

Net Reservoir											
Well	Zn	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	
	#									Ari	
DLETON	1	Namur Sst	1718.88	1740.71	21.83	18.75	0.859	0.184	0.485	0.315	
	2		1759	1766.32	7.32	6.55	0.896	0.189	0.547	0.276	
	3		1769.82	1785.67	15.85	13.94	0.88	0.173	0.486	0.183	
	4		1788.57	1835.05	46.48	40.39	0.869	0.193	0.515	0.301	
	5		1844.95	1887.32	42.37	38.18	0.901	0.166	0.542	0.297	
	6		1890.37	1897.99	7.62	5.72	0.75	0.172	0.37	0.302	
	7		1907.29	1950.11	42.82	39.7	0.927	0.169	0.436	0.203	
	8		2018.99	2023.72	4.73	4.12	0.871	0.166	0.547	0.177	
			Average					0.869125	0.1765	0.491	0.25675
	9	Hutton Sst	2033.02	2047.95	14.94	12.34	0.827	0.146	0.336	0.298	
	10		2052.83	2125.37	72.54	70.41	0.971	0.166	0.402	0.138	
	11		2134.82	2147.01	12.19	12.12	0.994	0.156	0.513	0.137	
	12		2161.64	2170.94	9.3	7.7	0.828	0.148	0.515	0.255	
	13		2177.49	2187.09	9.6	8.99	0.937	0.14	0.638	0.277	
14		2190.29	2205.69	15.39	15.16	0.985	0.161	0.567	0.174		
		Average					0.923667	0.152833	0.495167	0.213167	
		Average All					0.896396	0.164667	0.493083	0.234958	

Tabel 4. Tabel lumping sumur Dleton berupa *net pay*

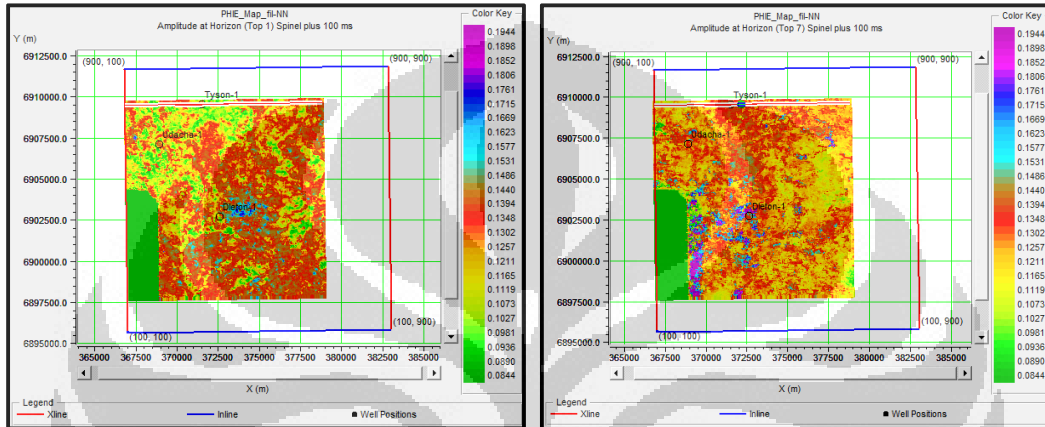
Net Pay											
Well	Zn	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	Vcl	
	#										
DLETON	1	Namur Sst	1718.88	1740.71	21.83	18.29	0.838	0.186	0.479	0.309	
	2		1759	1766.32	7.32	5.72	0.781	0.189	0.491	0.27	
	3		1769.82	1785.67	15.85	13.64	0.861	0.174	0.482	0.182	
	4		1788.57	1835.05	46.48	37.57	0.808	0.195	0.499	0.301	
	5		1844.95	1887.32	42.37	36.42	0.86	0.166	0.532	0.298	
	6		1890.37	1897.99	7.62	5.72	0.75	0.172	0.37	0.302	
	7		1907.29	1950.11	42.82	39.09	0.913	0.17	0.433	0.202	
	8		2018.99	2023.72	4.73	3.89	0.823	0.17	0.538	0.166	
			Average					0.82925	0.17775	0.478	0.25375
	9	Hutton Sst	2033.02	2047.95	14.94	12.34	0.827	0.146	0.336	0.298	
	10		2052.83	2125.37	72.54	67.97	0.937	0.168	0.393	0.135	
	11		2134.82	2147.01	12.19	10.29	0.844	0.161	0.479	0.126	
	12		2161.64	2170.94	9.3	7.32	0.787	0.148	0.502	0.259	
	13		2177.49	2187.09	9.6	7.39	0.77	0.147	0.622	0.254	
14		2190.29	2205.69	15.39	12.73	0.827	0.165	0.535	0.171		
		Average					0.832	0.155833	0.477833	0.207167	
		Average All					0.830625	0.166792	0.477917	0.230458	

Tabel 5. Tabel lumping sumur Udacha berupa *net reservoir*

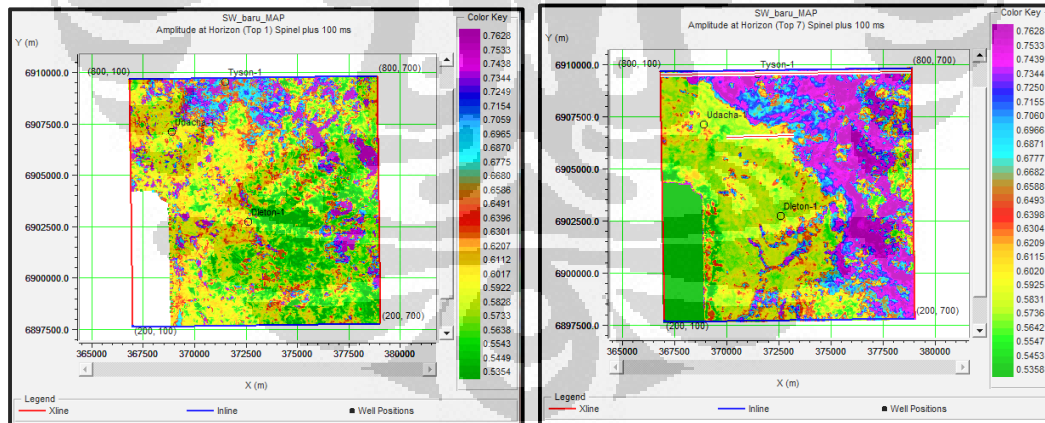
Net Reservoir											
Well	Zn	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	
	#									Ari	
UDACHA	1	Namur Sst	1681.88	1702.77	20.89	19.28	0.923	0.205	0.428	0.255	
	2		1720.9	1753.21	32.31	25.3	0.783	0.181	0.477	0.324	
	3		1760.68	1782.01	21.34	20.19	0.946	0.211	0.438	0.195	
	4		1789.18	1798.17	8.99	6.4	0.712	0.176	0.411	0.369	
	5		1825.45	1847.7	22.25	20.19	0.908	0.172	0.537	0.22	
	6		1851.96	1878.63	26.67	24.38	0.914	0.16	0.418	0.297	
	7		1880.01	1916.88	36.87	35.05	0.95	0.175	0.445	0.238	
	8		1925.42	1943.71	18.29	14.94	0.817	0.16	0.415	0.298	
			Average					0.869125	0.18	0.446125	0.2745
	9	Hutton Sst	1979.98	2009.55	29.57	25.07	0.848	0.169	0.554	0.291	
	10		2012.44	2027.68	15.24	12.88	0.845	0.161	0.454	0.306	
	11		2027.68	2033.47	5.79	4.8	0.829	0.156	0.119	0.245	
	12		2035.15	2080.26	45.11	44.58	0.988	0.176	0.613	0.136	
	13		2082.39	2092	9.6	6.93	0.722	0.143	0.495	0.288	
	14		2096.72	2101.6	4.88	4.72	0.969	0.171	0.623	0.227	
	15		2103.27	2134.82	31.55	30.18	0.957	0.176	0.616	0.222	
16		2152.04	2182.98	30.94	25.22	0.815	0.176	0.426	0.281		
		Average					0.871625	0.166	0.4875	0.2495	
		Average All					0.870375	0.173	0.466813	0.262	

Tabel 6. Tabel lumping sumur Udacha berupa *net pay*

Net Pay											
Well	Zn	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	Vcl	
	#										
UDACHA	1	Namur Sst	1681.88	1702.77	20.89	18.83	0.901	0.205	0.422	0.252	
	2		1720.9	1753.21	32.31	24.84	0.769	0.181	0.473	0.322	
	3		1760.68	1782.01	21.34	19.43	0.911	0.213	0.427	0.189	
	4		1789.18	1798.17	8.99	6.25	0.695	0.178	0.406	0.365	
	5		1825.45	1847.7	22.25	18.36	0.825	0.176	0.513	0.212	
	6		1851.96	1878.63	26.67	23.77	0.891	0.161	0.411	0.293	
	7		1880.01	1916.88	36.87	33.91	0.92	0.177	0.438	0.233	
	8		1925.42	1943.71	18.29	14.78	0.808	0.161	0.413	0.299	
			Average					0.84	0.1815	0.437875	0.270625
	9	Hutton Sst	1979.98	2009.55	29.57	23.62	0.799	0.171	0.54	0.295	
	10		2012.44	2027.68	15.24	12.04	0.79	0.164	0.438	0.299	
	11		2027.68	2033.47	5.79	4.72	0.816	0.155	0.102	0.243	
	12		2035.15	2080.26	45.11	32.38	0.718	0.179	0.551	0.128	
	13		2082.39	2092	9.6	6.71	0.698	0.145	0.486	0.286	
	14		2096.72	2101.6	4.88	3.96	0.812	0.172	0.597	0.222	
	15		2103.27	2134.82	31.55	24.46	0.775	0.174	0.569	0.233	
16		2152.04	2182.98	30.94	24.61	0.796	0.176	0.418	0.28		
		Average					0.7755	0.167	0.462625	0.24825	
		Average All					0.80775	0.17425	0.45025	0.259438	



Gambar 4 Slice peta distribusi porositas efektif (PHIE)



Gambar 5 Slice peta distribusi saturasi air (SW)