



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS PETROFISIKA DAN MULTITRIBUT SEISMIK UNTUK
MEMETAKAN POROSITAS, SATURASI AIR, DAN *VOLUME CLAY*
PADA LAPANGAN X, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

SKRIPSI

IVEN GANESJA

1006703420

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

PROGRAM STUDI FISIKA

DEPOK

DESEMBER 2014



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS PETROFISIKA DAN MULTIATRIBUT SEISMIK UNTUK
MEMETAKAN POROSITAS, SATURASI AIR, DAN *VOLUME CLAY*
PADA LAPANGAN X, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains

IVEN GANESJA

1006703420

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

PROGRAM STUDI FISIKA

DEPOK

DESEMBER 2014

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Iven Ganesja

NPM : 1006703420

Tanda Tangan : 

Tanggal : 22 Desember 2014

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :
Nama : Iven Ganesja
NPM : 1006703420
Program Studi : Geofisika (SI Fisika)
Judul Skripsi : Analisis Petrofisika dan Multiatribut Seismik
Untuk Memetakan Porositas, Saturasi Air, dan
Volume Clay Pada Lapangan X, Cekungan
Sumatera 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 1 : Dr.Eng. Supriyanto, M.Sc

Pembimbing 2 : Reza Syahputra, S.T, M.Si

Penguji 1 : Ir. Kris Hendarjo, M.BA

Penguji 2 : Ir.Moestoto Moehadi, MM, MT

Ditetapkan di : Depok
Tanggal : 22 Desember 2014

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT karena berkat rahmat dan hidayah-Nya lah penulis dapat menyelesaikan tugas akhir dan penyusunan skripsi ini dengan judul “**ANALISIS PETROFISIKA DAN MULTIATRIBUT SEISMIK UNTUK MEMETAKAN POROSITAS, SATURASI AIR, DAN VOLUME CLAY PADA LAPANGAN X, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**”. Shalawat dan salam tak lupa selalu terlimpah untuk Nabi Muhammad SAW beserta keluarga, sahabat, dan para pengikutnya.

Penulisan skripsi ini dilakukan untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Sains Jurusan Fisika pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia

Penulis menyadari bahwa dalam penyelesaian skripsi ini mendapat uluran tangan dari berbagai banyak pihak. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terima kasih kepada :

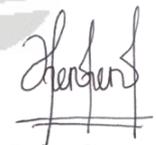
1. Allah SWT yang telah memberikan kesempatan lahir dan batin, kekuatan, dan kemudahan dalam menyelesaikan tugas akhir dan penulisan skripsi ini.
2. Kedua orangtua penulis, Bapak Suroso Hidayat, S.Sos, M.Si dan Ibu Ambar Widatun atas segala dukungan moral dan moril, doa yang selalu menyertai penulis, dan memberikan kekuatan saat penulis menghadapi kesulitan dan kesusahan dalam menyelesaikan tugas akhir dan penulisan skripsi ini.
3. Ghina Salsabila, Apresia Kirana Sari, Malik Afu Hamid , Adik dan sepupu penulis yang telah memberikan dukungan, dan menghibur penulis dikala sedih dan kesulitan dalam menyelesaikan tugas akhir dan penulisan skripsi ini.
4. Dr.Eng. Supriyanto, M.Sc, selaku Pembimbing 1 tugas akhir yang telah mengorbankan waktunya dan memberikan pengarahan serta bimbingan, dan ilmu yang sangat bermanfaat kepada penulis dengan sabar.

5. Reza Syahputra.S.T,M.Si, selaku Pembimbing 2 tugas akhir yang telah banyak memberikan saran, ilmu dan arahan serta masukan yang sangat bermanfaat untuk penulis.
6. Ir. Kris Hendarjo, M.BA, selaku penguji 1 yang telah merelakan waktunya untuk memberikan pengarahannya, masukan, dan saran yang sangat bermanfaat untuk penulis.
7. Ir.Moestoto Moehadi, MM,MT selaku penguji 2 yang telah memberikan banyak saran dan masukan yang berharga kepada penulis.
8. Sahabat-sahabat penulis Mahdalenah, Widya Asri Hapsari, Aysha Mareta Karlina, Rachmayasti Rachmat, Baim Abdurahman yang telah memberikan semangat dan doa kepada penulis.
9. Seluruh wanita tangguh Geofisika 2012, Giant, Fitri, Dini, Uci, Dhanys, dan Tari yang selalu memberikan dukungan semangat bantuan yang begitu banyak kepada penulis, *thankyou for precious time* 😊, terimakasih atas waktu berharga dan kebersamaan disaat senang maupun sedih.
10. Seluruh pengurus Pusat Studi Geosains UI (PSG UI) Kak Anisa Cinintia yang telah sabar membimbing penulis, kak Arif, kak Agus, Kak Alvie, Ikhsan Novryan, Ahmad Marzuki yang telah memberikan arahan dan masukan kepada penulis.
11. Kak Riki Pahlevi Zain dan Kak Aryo terimakasih atas bimbingan dan masukan kakak-kakak semua disaat penulis menghadapi kesulitan, walau sedang sibuk kerja, semoga kalian selalu sukses.
12. *Steering Committee* American Association Petroleum Geologist UI 2013-2014, Pengurus Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia 2013-2014, terimakasih atas waktu yang berharganya, sehingga penulis bisa belajar banyak hal dari kalian.
13. Seluruh teman-teman Lab Geofisika *Modelling*, Putty, Ayu, Dian, Rozi, Anis, Tya dll tetap menebar manfaat untuk banyak orang ya.

14. Seluruh teman-teman seperjuangan genk “grup amat sangat pintar” (Aji, Fiky, Kak Bagus, dan Kak Jonathan), dan “pejuang 45 and friends” Fisika UI, terimakasih atas bantuan, dukungan, dan kebersamaannya, InshaAllah wisuda bareng kita☺.
15. Seluruh teman-teman peminatan Geofisika UI 2012 dan teman-teman Fisika UI yang telah memberikan dukungan, bantuan, dan menghibur penulis.
16. Teman-teman The British Institute Capstone Class (Darma, Dirga, Isti, Risang, Cel, Lulu, Lala, Anwar, Abrar) yang sudah memberikan dukungan dan semangat dan setia menemani dan menghibur penulis mengetik skripsi setiap Kamis-Jumat.
17. Seluruh staf sekretariat Fisika UI yang membantu penulis dalam urusan administrasi dengan sabar.
18. Semua pihak yang penulis tidak bisa sebutkan satu persatu, terimakasih banyak atas doa dukungannya.

Semoga Allah SWT membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu dengan sebaik-baiknya. Saran dan kritik mengenai skripsi ini sangat berharga bagi penulis, karena penulis menyadari bahwa skripsi ini belum mencapai kesempurnaan. Semoga skripsi ini bermanfaat bagi penulis pribadi dan para pembacanya.

Depok, 22 Desember 2014



Iven Ganesja

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

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

Nama : Iven Ganesja
NPM : 1006703420
Program Studi : Geofisika
Departemen : Fisika
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 :

**ANALISIS PETROFISIKA DAN MULTIATRIBUT SEISMIK UNTUK
MEMETAKAN POROSITAS, SATURASI AIR, DAN *VOLUME CLAY*
PADA LAPANGAN X, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan 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 :



(Iven Ganesja)

ABSTRAK

Nama : Iven Ganesja
Program Studi : Geofisika
Judul : Analisis Petrofisika dan Multiatribut seismik untuk memetakan porositas, saturasi air, dan volum clay pada Lapangan X, Cekungan Sumatera Selatan.

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu Cekungan busur belakang (back-arc basin) yang terbentuk akibat proses subduksi antara lempeng Indo Australia dengan lempeng Eurasia pada Jaman Pra Tersier hingga Tersier awal (Sarjono dan Sardjito, 1989). Formasi AirBenakat yang terdapat pada Cekungan Sumatera Selatan telah terbukti menghasilkan hidrokarbon dan telah dieksplorasi sejak tahun 1979. Target pada Top M, Top N dan Top O merupakan zona prediksi dengan ketebalan 0.69 meter hingga 22.3 meter. Berdasarkan data produksi zona-zona tersebut terbukti terdapat hidrokarbon. Analisa petrofisika dan evaluasi formasi merupakan tahap awal untuk mengkarakterisasi reservoir dengan menganalisa sifat batuan seperti porositas, kandungan lempung, permeabilitas, dan saturasi air. Metode multiatribut seismik merupakan salah satu metode statistika menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Pada analisis ini dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volume dari properti log pada semua lokasi pada volum seismik. Inversi sparse-spike digunakan sebagai *external attribute*, metode *neural network* digunakan untuk meningkatkan korelasi antara aktual dan log prediksi. Berdasarkan hasil petrofisika porositas pada zona target berkisar 9.6-26% dan reservoir yang berpotensi terdapat gas memiliki saturasi air sebesar 8.9%-39.7, dan reservoir yang berpotensi terdapat oil memiliki saturasi sebesar 40-43%, dengan kandungan lempung sekitar 10.7%-26.9%.

Kata Kunci : Cekungan Sumatera Selatan, Formasi AirBenakat, Multiatribut seismik, *neural network*.
xvi +103 halaman : 82 gambar, 10 tabel
Daftar Acuan : 21 (1949-2014)

ABSTRACT

Name : Iven Ganesja
Study Program : Physics
Title : Petrophysical Analysis and Multi-attributes seismic Analysis for mapping porosity, saturation of water, and clay volume in Field X, South Sumatera Basin.

South Sumatera Basin is a back-arc basin that was formed by subduction process between Indo-Australia Plate and Eurasia Plate in Pre-Tertiary mass until Early Tertiary mass (Sarjono and Sarjito, 1989). AirBenakat formation which is located in South Sumatera Basin has been proven that it has produced and it has been produced since 1979. Target zones at Top M, Top N, Top O are prediction zones that have been proven as reservoir zones by production data. Target zones have thickness between 0.69 meter until 22.3 meter. Petrophysical analysis and evaluation formation is the first step to characterize reservoir with analyzing rock properties such as porosity, clay volume, permeability, and saturation of water. Multi-attributes seismic is one statistical method that uses more than one attribute to predict earth's physical properties. In this analysis, we find the correlation between log data with seismic data in well location, and use this correlation to predict or estimate volume of log property in all seismic volume. Sparse-spike inversion is used as external attribute, *neural network* method is used to increase correlation between actual and predicted log. Based on petrophysical analysis result, target zones have porosity values 9.6-26% and reservoir that is potential for being gas reservoir have saturation of water values 8.9-39.7%, reservoir that is potential for being oil reservoir have saturation of water values 40-43%, with volume clay values 10.7-26.9%

Keyword : South Sumatera Basin, AirBenakat Formation, Multi-attributes seismic, *Neural network*.
xvi + 103 pages : 82 figures, 10 tables
Bibliography : 21 (1949-2014)

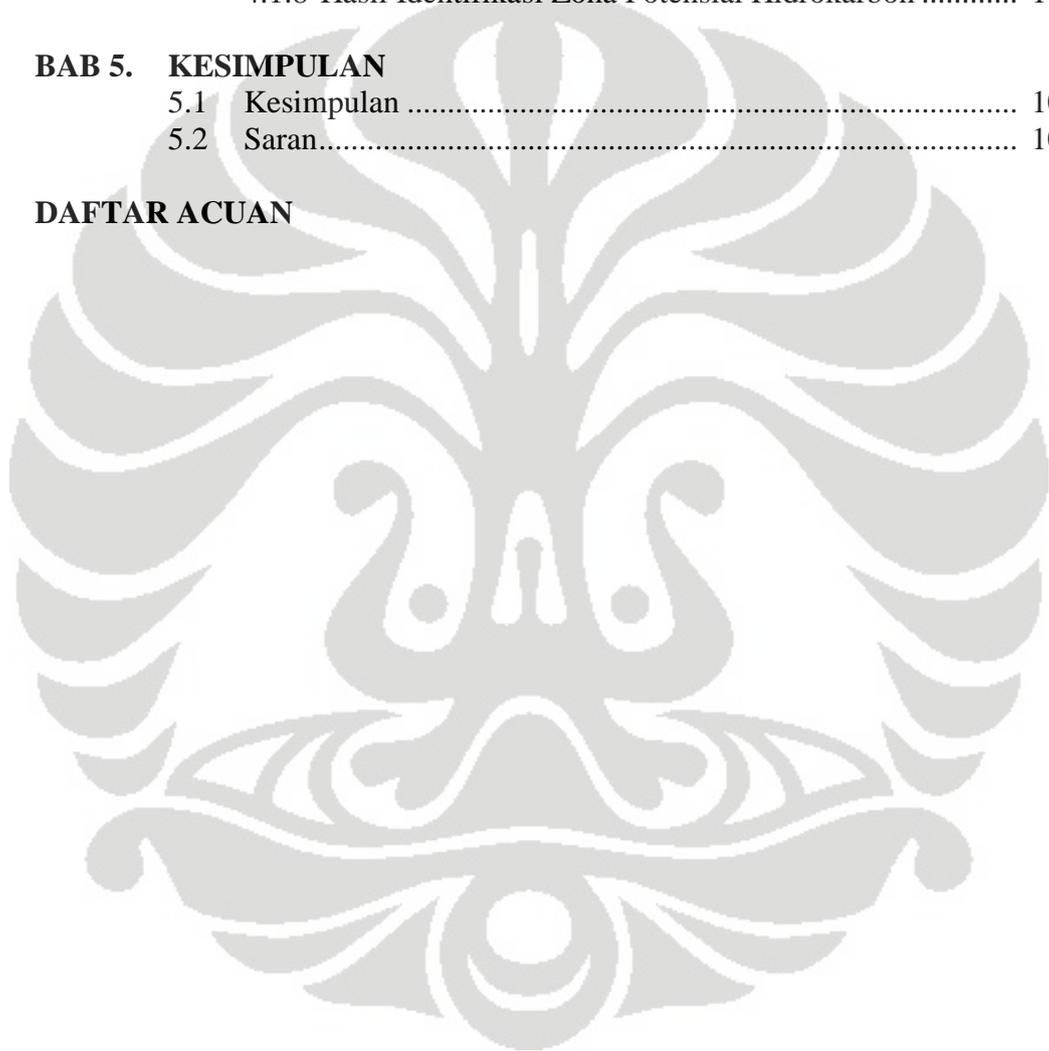
DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI	vii
ABSTRAK (Bahasa Indonesia)	viii
ABSTRACT (Bahasa Inggris)	ix
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xvi
BAB 1 PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Metode Penelitian.....	3
1.5 Sistematika Penulisan.....	5
BAB 2. TINJUAN PUSTAKA	
2.1 Geologi Regional	6
2.1.1 Fisiologi dan Morfologi	6
2.1.2 Kerangka Tektonik	8
2.1.3 Statigrafi Regional.....	9
2.1.3.1 Batuan Dasar	10
2.1.3.2 Formasi Lahat.....	10
2.1.3.3 Formasi Talang Akar.....	11
2.1.3.4 Formasi Baturaja.....	11
2.1.3.5 Formasi Gumai.....	12
2.1.3.6 Formasi Air Benakat	12
2.1.3.7 Formasi Muara Enim.....	13
2.1.3.8 Formasi Kasai.....	13
2.1.3.9 Endapan Kuartar.....	14
2.1.4 Struktur Geologi Regional.....	14
2.1.5 <i>Petroleum System</i> daerah penelitian.....	17
2.1.5.1 Bantuan Induk	17
2.1.5.2 Reservoir	18
2.1.5.3 Batuan Penutup.....	18
2.1.5.4 Perangkap Hidrokarbon.....	18
2.1.5.5 Migrasi.....	19
2.2 Konsep Dasar.....	19
2.2.1 Log Litologi	20
2.2.1.1 Log Gamma Ray	20
2.2.1.2 Log SP (<i>Spontaneous Potential</i>).....	21
2.2.2 Log Caliper	23
2.2.3 Log Resistivitas	24
2.2.3.1 Lateral Log	25

2.2.3.2	Log Induksi.....	26
2.2.3.3	Log Mikroresistivitas.....	27
2.2.4	Log Porositas	28
2.2.4.1	Log Sonik	28
2.2.4.2	Log Densitas	29
2.2.4.3	Log Neutron.....	31
2.3	Analisis dan Parameter Petrofisika.....	32
2.3.1	Kandungan Lempung (Vsh)	34
2.3.2	Porositas.....	34
2.3.3	Saturasi Air (Sw)	35
2.3.4	Permeabilitas (K).....	36
2.4	Data Mud Log.....	36
2.5	Lumping	37
2.6	Inversi Seismik	37
2.7	Seismik Atribut.....	38
2.7.1	Atribut Kompleks Sesaat	38
2.7.2	Trace Rill dan Imaginer.....	39
2.7.3	Kuat Refleksi	40
2.7.4	Fasa Sesaat.....	40
2.7.5	Frekuensi Sesaat	41
2.7.5.1	Polaritas Semu	41
2.7.6	Atribut Amplitudo Primer	41
2.7.6.1	Amplitudo RMS	42
2.7.6.2	Amplitudo Puncak Maksimum.....	42
2.7.6.3	Amplitudo Palung Maksimum	42
2.7.6.4	Amplitudo Rata-rata	42
2.8	Analisis Multi Atribut Seismik	42
2.9	Regresi Linier Multi Atribut	45
2.10	<i>Conventional Cross-Plotting</i>	47
2.11	Pengembangan Cross-Plotting Terhadap Multi Atribut.....	48
2.12	Validasi	49
2.13	<i>Probabilistic Neural network</i>	51
BAB 3	PENGOLAHAN DATA	
3.1	Penyajian Data.....	54
3.2	Pengolahan Data Petrofisika.....	54
3.3	Zonasi	55
3.4	Evaluasi Kandungan Lempung.....	57
3.5	Porositas.....	59
3.6	Saturasi Air (Sw)	59
3.7	Perhitungan Nilai Resistivitas Air (Rw) dan Rmf.....	60
3.8	Evaluasi Permeabilitas.....	61
3.9	Nilai Penggal (<i>Cutoff</i>).....	62
3.10	Lumping	65
3.11	Pengolahan Data Seismik.....	66
3.11.1	Ekstraksi <i>wavelet</i> dan <i>Well-Seismic-Tie</i>	67
3.11.2	Inversi Seismik	69
3.12	Analisa Multiatribut	69

BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN	
4.1 Hasil Pengolahan Data Petrofisika.....	77
4.1.1 Zonasi dan Evaluasi Kandungan Lempung	77
4.1.2 Kandungan Lempung, Saturasi Air, Porositas dan Permeabilitas	81
4.1.3 Hasil Lumping	84
4.1.4 Hasil Inversi Seismik dan Analisis Multiatribut.....	91
4.1.5 Persebaran Kandungan Lempung.....	93
4.1.6 Persebaran Porositas	95
4.1.7 Persebaran saturasi air	98
4.1.8 Hasil Identifikasi Zona Potensial Hidrokarbon	100
BAB 5. KESIMPULAN	
5.1 Kesimpulan	102
5.2 Saran.....	103

DAFTAR ACUAN



DAFTAR GAMBAR

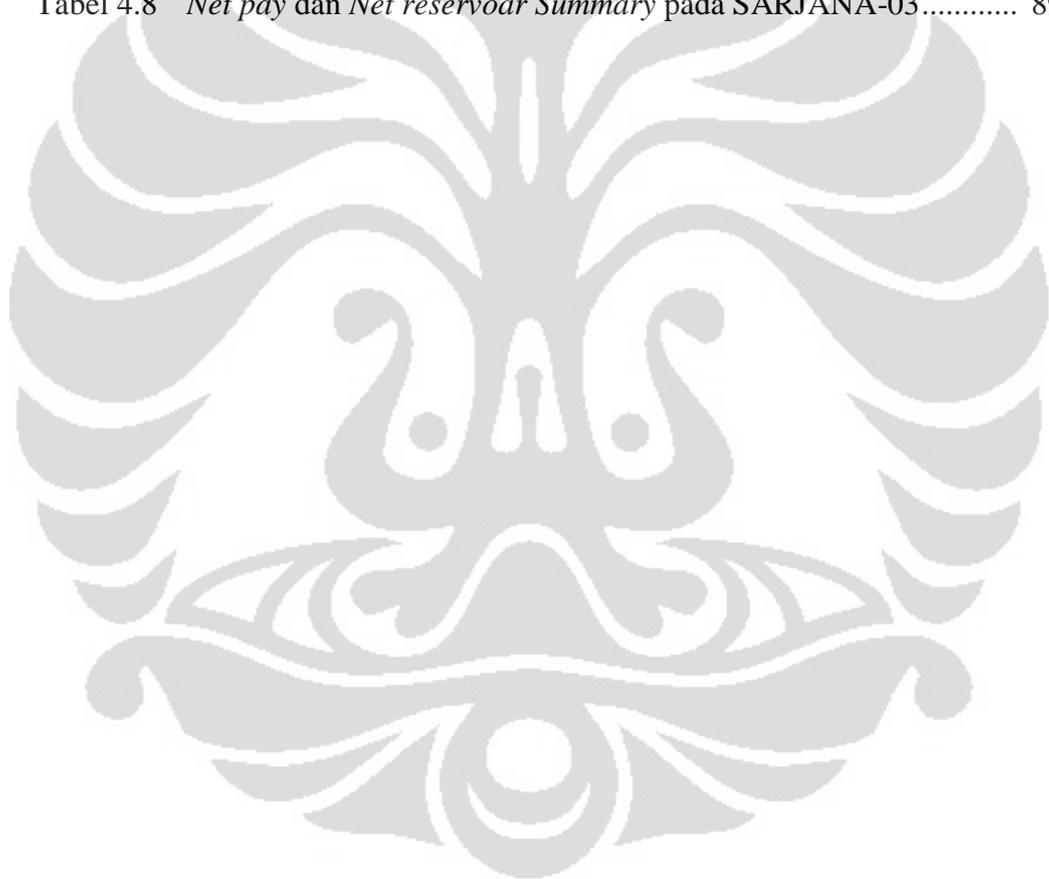
Gambar 1.1	Diagram Alur Penelitian	4
Gambar 2.1	Posisi Geografis Cekungan Sumatera Selatan (Koesomadinata dkk., 1976)	7
Gambar 2.2	Tiga Fase Tektonik Utama yang berkaitan dengan perkembangan Cekungan Sumatera Selatan (Pulunggono et al., 1992).....	9
Gambar 2.3	Kolom Statigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2000)	14
Gambar 2.4	Tatanan Tektonik Regional Pulau Sumatera	16
Gambar 2.5	Kenampakan Struktur Plio-Pleistosen di Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2000)	17
Gambar 2.6	Jenis-Jenis Wirelog (Torres-Ferdin, 2005).....	20
Gambar 2.7	Contoh respon log GR(Glover, 2007)	21
Gambar 2.8	Contoh defleksi SP dari <i>shale baseline</i>	23
Gambar 2.9	Contoh log <i>caliper</i> pada formasi	24
Gambar 2.10	Zona daerah sekitar lubang bor (Asquith dan Krygowski, 2004)	25
Gambar 2.11	Prinsip Pengukuran Log Lateral (Glover, 2007)	26
Gambar 2.12	Prinsip Pengukuran Log Induksi (Glover, 2007)	26
Gambar 2.13	Prinsip Pengukuran Log MSFL (Glover, 2007).....	27
Gambar 2.14	Contoh Respon Log Sonik (Glover, 2007).....	29
Gambar 2.15	Alat log Neutron (Bateman, 1985)	31
Gambar 2.16	Contoh kurva indikator ganda log neutron-densitas (Asquith dan Krygowski, 2004)	32
Gambar 2.17	Contoh data <i>mudlog</i> (Asquith dan Krygowski, 2004).....	37
Gambar 2.18	Perbedaan pemodelan data seismik inversi dan forward (Russel, 1988).....	38
Gambar 2.19	Penggambaran vektor kompleks atribut dari trace seismik real ..	39
Gambar 2.20	Conventional cross-plot antara plot log target dan atribut seismik (Emerge, 1997)	47
Gambar 2.21	Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama	49
Gambar 2.22	Plot dari prediksi <i>error</i> terhadap jumlah atribut yang digunakan dalam transformasi, secara matematis kurva turun secara asimptotis.....	50
Gambar 2.23	Plot validasi error total sebagai kurva paling atas (Russel dkk, 1997).....	51
Gambar 2.24	Prediksi kurva yang diperoleh dari MLFN dengan lima nodes pada <i>hidden layer</i>	53
Gambar 3.1	<i>workflow</i> proses pengolahan data petrofisika.....	55
Gambar 3.2	Zonasi pada sumur SARJANA-05	57
Gambar 3.3	Hasil Perhitungan Evaluasi Kandungan Lempung pada Sumur SARJANA-12.....	58
Gambar 3.5	Hasil perhitungan porositas, saturasi air, dan permeabilitas	

	SARJANA-09.....	61
Gambar 3.6	Plot antara permeabilitas terhadap porositas pada lapisan M....	63
Gambar 3.7	Plot antara permeabilitas terhadap porositas pada lapisan N	63
Gambar 3.8	Plot antara permeabilitas terhadap porositas pada lapisan O	64
Gambar 3.9	Plot antara VWCL (<i>Volume Clay</i>) terhadap porositas pada lapisan M	64
Gambar 3.10	Plot antara VWCL (<i>Volume Clay</i>) terhadap porositas pada lapisan N.....	65
Gambar 3.11	Plot antara VWCL (<i>Volume Clay</i>) terhadap porositas pada lapisan O.....	65
Gambar 3.12	Hasil lumping berupa <i>net reservoir</i> (hijau) dan <i>Net pay</i> (merah) sumur SARJANA-09	66
Gambar 3.13	Wavelet hasil ekstraksi <i>statistical</i>	68
Gambar 3.14	Proses <i>well to seismic tie</i> sumur SARANA-03 dengan korelasi 0.518	68
Gambar 3.15	Model awal dalam melakukan inversi.....	69
Gambar 3.16	Daftar atribut untuk prediksi PHIE.....	70
Gambar 3.17	Perhitungan <i>error</i> validasi PHIE	71
Gambar 3.18	Hasil korelasi <i>crossplot</i> PHIE sebenarnya dengan hasil prediksi	71
Gambar 3.19	Hasil Korelasi <i>crossplot</i> PHIE setelah <i>training</i> PNN.....	72
Gambar 3.20	Daftar atribut untuk prediksi <i>Volume Clay</i> (VWCL)	72
Gambar 3.21	Perhitungan <i>error</i> validasi <i>Volume Clay</i> (VWCL).....	73
Gambar 3.22	Hasil korelasi <i>crossplot volume clay</i> VWCL sebenarnya dengan hasil prediksi	73
Gambar 3.23	Hasil korelasi <i>crossplot</i> Volume Clay (VWCL) setelah <i>training</i> PNN	74
Gambar 3.24	Daftar atribut untuk prediksi <i>saturation</i>	74
Gambar 3.25	Perhitungan <i>error</i> validasi saturasi air	75
Gambar 3.26	Hasil korelasi <i>crossplot</i> saturasi sebenarnya dengan hasil Prediksi	75
Gambar 3.27	Hasil korelasi <i>crossplot</i> Volume Clay (VWCL) setelah <i>training</i> PNN	76
Gambar 4.1	Zonasi dan Evaluasi Kandungan Lempung pada sumur SARJANA-09.....	78
Gambar 4.2	Zonasi dan Evaluasi Kandungan Lempung pada sumur SARJANA-06.....	78
Gambar 4.3	Zonasi dan Evaluasi Kandungan Lempung pada sumur SARJANA-12.....	79
Gambar 4.4	Zonasi dan Evaluasi Kandungan Lempung pada sumur SARJANA-05.....	79
Gambar 4.5	Zonasi dan Evaluasi Kandungan Lempung pada sumur SARJANA-03.....	80
Gambar 4.6	Hasil porositas, saturasi air, dan permeabilitas sumur SARJANA 12	82
Gambar 4.7	Hasil porositas, saturasi air, dan permeabilitas sumur SARJANA 06	82
Gambar 4.8	Hasil porositas, saturasi air, dan permeabilitas sumur	

	SARJANA-05.....	83
Gambar 4.9	Hasil porositas, saturasi air, dan permeabilitas sumur SARJANA-03.....	83
Gambar 4.10	Hasil porositas, saturasi air, dan permeabilitas sumur SARJANA-09.....	83
Gambar 4.11	Hasil Lumping SARJANA-09.....	85
Gambar 4.12	Hasil Lumping SARJANA-12.....	86
Gambar 4.13	Hasil Lumping SARJANA-05.....	86
Gambar 4.14	Hasil Lumping SARJANA-06.....	87
Gambar 4.15	Hasil Lumping SARJANA-03.....	87
Gambar 4.16	Hasil inversi seismik <i>linier sparse spike</i>	91
Gambar 4.17	Hasil inversi seismik <i>linier sparse spike time slice</i> Top M.....	91
Gambar 4.18	Hasil inversi seismik <i>linier sparse spike time slice</i> Top N.....	91
Gambar 4.19	Hasil inversi seismik <i>linier sparse spike time slice</i> Top O.....	92
Gambar 4.20	Hasil <i>time slice</i> kandungan lempung horizon M.....	93
Gambar 4.21	Hasil <i>time slice</i> kandungan lempung horizon N.....	93
Gambar 4.22	Hasil <i>time slice</i> kandungan lempung horizon O.....	94
Gambar 4.23	Hasil <i>time slice</i> porositas horizon M.....	95
Gambar 4.24	Hasil <i>time slice</i> porositas horizon N.....	96
Gambar 4.25	Hasil <i>time slice</i> porositas horizon O.....	97
Gambar 4.26	Hasil <i>time slice</i> saturasi air pada horizon M.....	98
Gambar 4.27	Hasil <i>time slice</i> saturasi air pada horizon N.....	99
Gambar 4.28	Hasil <i>time slice</i> saturasi air pada horizon O.....	99
Gambar 4.29	Zona potensial hidrokarbon pada horizon N.....	100
Gambar 4.30	Zona potensial hidrokarbon pada horizon O.....	101
Gambar 4.31	Zona potensial hidrokarbon pada horizon M.....	101

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Data log kelima sumur	54
Tabel 3.2	Nilai <i>Rw</i> hasil analisis air pada daerah penelitian.....	60
Tabel 4.1	Zonasi pada sumur SARJANA-03, SARJANA 05, SARJANA-06, SARJANA-09, dan SARJANA-12	80
Tabel 4.2	Nilai rata-rata porositas, volume clay, saturasi air, dan permeabilitas pada zona M, N, dan O di semua sumur.....	84
Tabel 4.3	Nilai <i>Cutoff</i> kandungan lempung dan porositas pada lapisan M, N, dan lapisan O	85
Tabel 4.4	<i>Net pay</i> dan <i>Net reservoir Summary</i> pada SARJANA-09.....	88
Tabel 4.5	<i>Net pay</i> dan <i>Net reservoir Summary</i> pada SARJANA-12.....	88
Tabel 4.6	<i>Net pay</i> dan <i>Net reservoir Summary</i> pada SARJANA-06.....	89
Tabel 4.7	<i>Net pay</i> dan <i>Net reservoir Summary</i> pada SARJANA-05.....	89
Tabel 4.8	<i>Net pay</i> dan <i>Net reservoir Summary</i> pada SARJANA-03.....	89



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia adalah suatu negeri yang dikaruniai banyak kekayaan alamnya. Mulai dari minyak bumi, gas, hingga panas bumi banyak melimpah di negeri Indonesia. Indonesia sampai saat ini masih mengandalkan minyak sebagai energi utama untuk memasok kebutuhan utama. Keadaan tersebut tidak didukung oleh kenyataan bahwa perkembangan produksi minyak bumi di Indonesia telah mengalami penurunan dari tahun ke tahun sehingga diperlukan upaya serius untuk mengatasi permasalahan ini. Di sinilah ilmu geofisika lahir, untuk memberi gambaran bawah permukaan atau khususnya untuk mengetahui letak zona reservoir suatu zat hidrokarbon dengan menggunakan data seismik yang diikat dengan data sumur. Ia dapat juga dimanfaatkan untuk karakterisasi reservoir. Salah satu metode geofisika yang sering digunakan dalam eksplorasi hidrokarbon adalah metode seismik refleksi. Metode ini dapat menggambarkan keadaan geologi bawah permukaan bumi dengan baik. Dalam perkembangannya, metode seismik refleksi dituntut untuk tidak hanya dapat memetakan struktur bawah permukaan daerah target tapi juga dapat menggambarkan detail stratigrafi dan kemungkinan kandungan fluida di dalam reservoir. Hal tersebut dapat dilakukan dengan cara pemrosesan data seismik lanjutan dengan menggunakan analisis atribut data seismik.

Atribut seismik merupakan penyajian dari analisis data seismik berdasarkan informasi utama, yaitu informasi waktu, frekuensi, amplitudo dan atenuasi (Munadi, 2002). Atribut tersebut menghadirkan suatu kemajuan dalam resolusi seismik, sehingga dari ekstraksi data seismik diperoleh informasi mengenai struktur dan stratigrafi bawah permukaan yang lebih mendetail hingga dapat mencitrakan kemungkinan kandungan gas dalam reservoir.

Analisa atribut seismik merupakan salah satu metode yang digunakan dalam dunia perminyakan untuk mendapatkan informasi mengenai karakteristik reservoir dari data seismik. Analisa atribut seismik dilakukan dengan cara mengekstraksi parameter seismik amplitudo dan frekuensi dari data seismik 3D

untuk melihat penyebaran zona prospek reservoir hidrokarbon. Atribut tersebut memiliki karakter yang berbeda dalam merespon daerah prospek. Atribut amplitudo ditentukan berdasarkan adanya anomali amplitudo tinggi karena keberadaan persilangan batupasir dan serpih yang menyebabkan kontras impedansi akustik yang tinggi. Anomali frekuensi rendah terjadi ketika gelombang seismik melewati zona reservoir hidrokarbon yang menyebabkan penurunan frekuensi tinggi.

Metode multiatribut merupakan salah satu metode statistika menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Pada analisis ini dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volume dari properti log pada semua lokasi pada volum seismik (Russel et al., 2000).

Hasil akhir dari penelitian ini adalah distribusi parameter petrofisika yang telah didapat dari analisa petrofisika dan evaluasi formasi ke dalam volum seismik 3D, sehingga mendapatkan gambaran distribusi parameter petrofisika sesuai dengan keadaan di bawah permukaan sebenarnya sehingga memudahkan dalam menentukan zona prospek hidrokarbon dan zona reservoir.

1.2 Tujuan penelitian

- Melakukan analisa petrofisika batuan dari data log sumur dan mengevaluasi formasi reservoir.
- Mencari zona prospek dan zona reservkoar dari analisis petrofisika dan analisis data seismik
- Menentukan nilai parameter petrofisika dari reservoir untuk mendeskripsikan zona prospek hidrokarbon.
- Membuat data statistika pembungkalan (*lumping*) dengan hasil akhir berupa zona *net reservoir* dan *Net pay*.
- Melakukan distribusi parameter petrofisika (saturasi air, *volume clay*, dan porositas) pada volum seismik 3D dengan analisa multiatribut seismik dan *neural network*.

1.3 Batasan Masalah

Penelitian ini memiliki batasan masalah sebagai berikut :

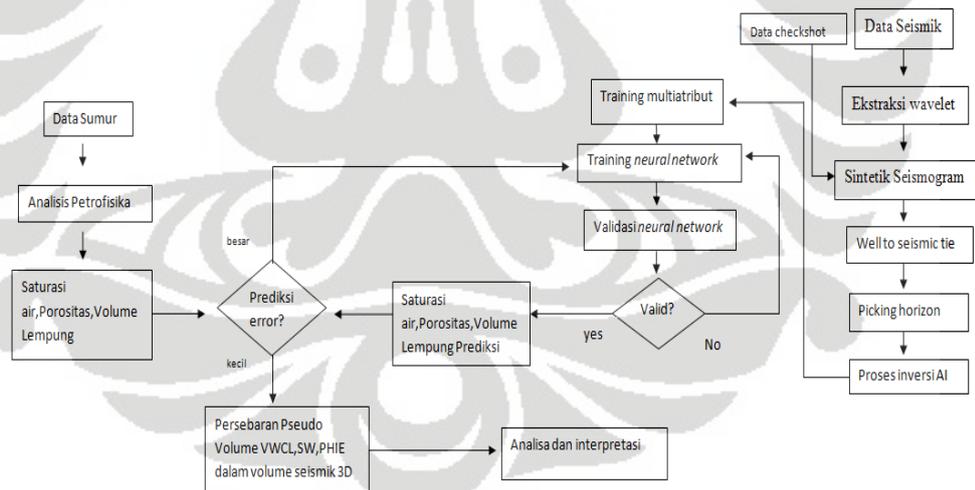
1. Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *Post-Stack* pada lapangan X didukung dengan data sumur dan data checkshot.
2. Evaluasi formasi dan log sumur dengan menggunakan 5 sumur.
3. Melakukan analisis nilai parameter petrofisika reservoir berupa kandungan lempung, porositas, dan saturasi air.
4. Zonasi dilakukan hanya pada Formasi AirBenakat.
5. Data statistika pembungkalan reservoir ditampilkan dalam urutan zonasi.
6. Persebaran nilai porositas, *volume clay*, dan saturasi air hanya dilakukan pada zona M, N, dan O saja.
7. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah analisis formasi dan log sumur, inversi seismik, analisa multi atribut dan *neural network*.

1.4 Metode Penelitian

Penelitian ini dilakukan dengan beberapa langkah sebagai berikut :

1. Mempersiapkan data yang diolah, yaitu data seismik 3D *post stack*, data sumur dan data *checkshot* untuk mengikat data sumur dan data seismik.
2. Melakukan analisis petrofisika yaitu: zonasi, evaluasi kandungan lempung, perhitungan porositas, perhitungan saturasi air, penentuan nilai *cutoff* dan lumping sehingga didapatkan nilai *Sw*, *Volume Clay*, dan porositas efektif yang akan didistribusikan dalam *volume* seismik 3D menggunakan analisis multiatribut dan *neural network*.
3. Menentukan marker geologi menggunakan data sumur dan menentukan zona target.

4. Melakukan *well to seismic tie* dengan menggunakan data *checkshot* untuk mengikat data sumur dengan data seismik.
5. Melakukan inversi seismik sebagai atribut eksternal dalam proses multiatribut seismik.
6. Melakukan proses *training* multiatribut dan *neural network* untuk mendapatkan atribut terbaik yang kemudian akan digunakan untuk mendapatkan nilai estimasi dari PHIE, SW, dan *volume clay*.
7. Menginterpretasikan dan membandingkan dengan *real* data PHIE, SW, dan *volume clay* yang didapat dari analisis petrofisik dengan data PHIE, SW, dan *volume clay* hasil estimasi.
8. Pembuatan volum distribusi parameter petrofisika, dari hasil *training* multiatribut terbaik sehingga didapat distribusi *volume* parameter petrofisika dalam *volume* 3D seismik seperti keadaan bawah permukaan sebenarnya.

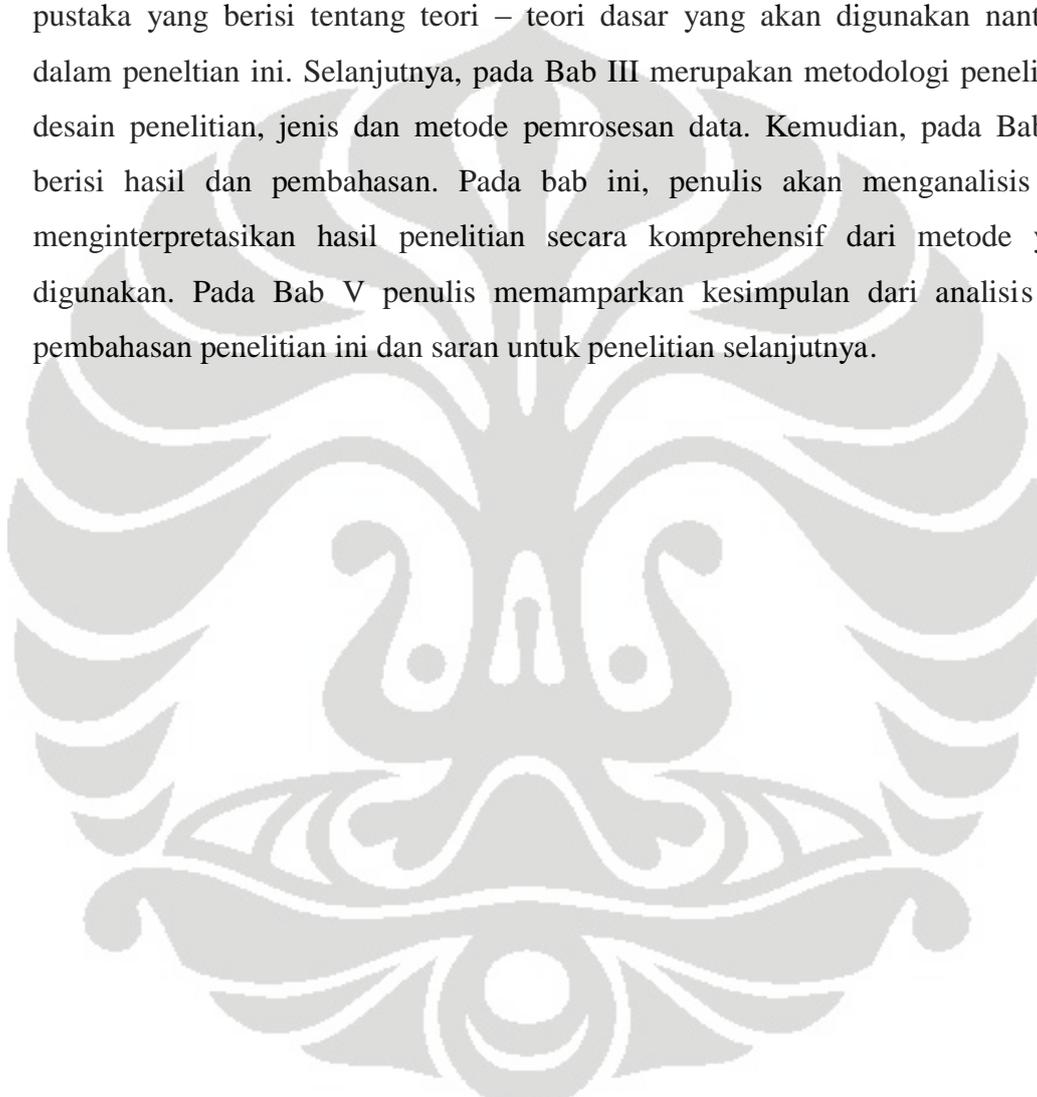


Gambar 1.1 Diagram alur penelitian

1.5 Sistematika Penulisan

Penyusunan tugas akhir ini dibagi menjadi lima bab. Pada Bab I berisi pendahuluan, bab ini terdiri dari latar belakang, perumusan masalah, tujuan penelitian, batasan masalah, metode penelitian dan sistematika penulisan proposal tugas akhir ini.

Dalam Bab II berisi kajian geologi di daerah penelitian dan tinjauan pustaka yang berisi tentang teori – teori dasar yang akan digunakan nantinya dalam penelitian ini. Selanjutnya, pada Bab III merupakan metodologi penelitian, desain penelitian, jenis dan metode pemrosesan data. Kemudian, pada Bab IV berisi hasil dan pembahasan. Pada bab ini, penulis akan menganalisis dan menginterpretasikan hasil penelitian secara komprehensif dari metode yang digunakan. Pada Bab V penulis memamparkan kesimpulan dari analisis dan pembahasan penelitian ini dan saran untuk penelitian selanjutnya.



BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional

2.1.1 Fisiologi dan Morfologi

Pulau Sumatera memiliki orientasi barat-laut terbentang pada ekstensi dari Lempeng Benua Eurasia. Pulau Sumatera memiliki luas area sekitar 435.000 km², dihitung dari 1650 km dari Banda Aceh pada bagian utara menuju Tanjungkarang pada bagian selatan. Lebarinya mencapai 100-200 km pada bagian utara dan sekitar 350 km pada bagian selatan. *Trendline* utama dari pulau ini cukup sederhana. Bagian belakangnya dibentuk oleh Pegunungan Barisan yang berada sepanjang bagian barat. Daerah ini membagi pantai barat dan timur. Lereng yang menuju Samudera Hindia biasanya curam yang menyebabkan sabuk bagian barat biasanya berupa pegunungan dengan pengecualian 2 *embayment* pada Sumatera Utara yang memiliki lebar 20 km. Sabuk bagian timur pada pulau ini ditutupi oleh perbukitan besar dari formasi tersier dan dataran rendah aluvial. Pada diamond point di daerah Aceh, sabuk rendah bagian timur memiliki lebar sekitar 30 km, lebarnya bertambah 150-200 km pada Sumatera Tengah dan Selatan.

Pulau Sumatera terletak di sebelah barat daya kontinen Paparan Sunda dan merupakan jalur konvergensi antara Lempeng Hindia-Australia yang menyusup di sebelah barat Lempeng Sundaland/Lempeng Eurasia. Konvergensi lempeng menghasilkan subduksi sepanjang Palung Sunda dan pergerakan lateral manganan dari sistem Sesar Sumatera.

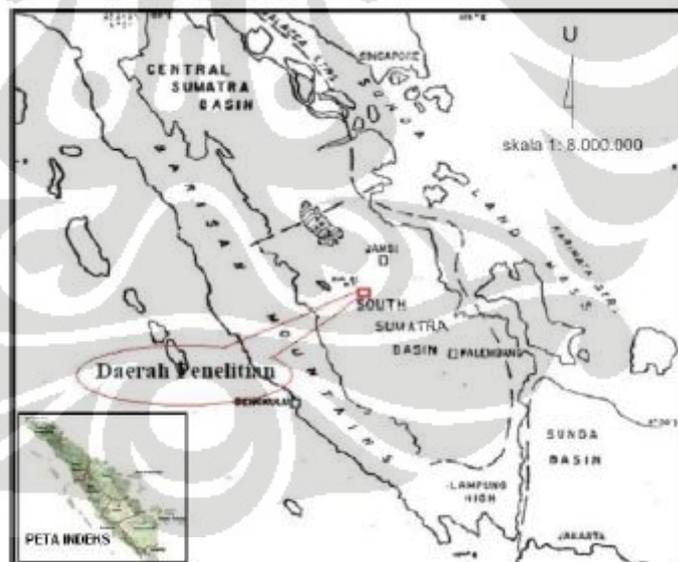
Van Bammelen membagi Pulau Sumatera menjadi 6 zona fisiografi (gambar 2.1), yaitu:

1. Zona Jajaran Barisan
2. Zona Semangko
3. Zona Pegunungan Tiga Puluh
4. Zona Kepulauan Busur Luar
5. Zona Paparan Sunda

6. Zona Dataran Rendah dan Berbukit

Berdasarkan posisi geografisnya, daerah penelitian termasuk ke dalam zona fisiografi dataran rendah dan berbukit (gambar 2.1). Zona ini dicirikan oleh morfologi perbukitan homoklin dengan elevasi 40-80 meter di atas permukaan laut dan tersebar luas di pantai timur Pulau Sumatera.

Daerah penelitian termasuk ke dalam Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur berumur Tersier yang terbentuk sebagai akibat adanya interaksi antara Paparan Sunda (sebagai bagian dari lempeng kontinen Asia) dan Lempeng Samudra Hindia. Daerah cekungan ini meliputi daerah seluas 330 x 510 km² secara geografis terletak di bagian selatan Pulau Sumatera, menempati posisi dalam arah relatif baratlaut – tenggara (gambar 2.1). Batas-batas cekungan ini adalah Paparan Sunda di sebelah timur, Bukit Barisan di sebelah barat, Tinggian Lampung di sebelah selatan, dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah utara (Koesomadinata, dkk., 1976).



Gambar 2.1 Posisi Geografis Cekungan Sumatera Selatan
(Koesomadinata dkk., 1976)

2.1.2 Kerangka Tektonik

Menurut Bishop (2001), Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi lima Sub-Cekungan yakni: Sub-Cekungan Jambi, Sub Cekungan Palembang Utara, Sub Cekungan Palembang Selatan dan Sub-Cekungan Bandar Jaya.

Deformasi tektonik yang mempengaruhi Cekungan Sumatera Selatan dapat dibagi menjadi tiga fase tektonik utama (Pulunggono et al., 1992) (Gambar 2.3).

1. Fase kompresi (Jura Awal-Kapur Akhir)

Fase ini ditandai dengan subduksi Lempeng India-Australia dengan arah $N30^{\circ}W$ dan menghasilkan pola-pola *simple shear* ($N300^{\circ}E$). Pola-pola *simple shear* tersebut berkembang sebagai *strike-slip fault* dan selanjutnya membentuk sistem wrenching. Sistem wrenching ini diperkirakan sebagai pola terbentuknya pola kelurusan berarah utara-selatan sebagai sesar geser kiri (*antithetic*) yang tidak bergerak aktif. Pergerakan ini menghasilkan sesar naik berarah barat laut-tenggara yang membagi batuan dasar menjadi beberapa blok. Bersamaan fase ini terjadi magmatisme berupa intrusi granit yang mengisi jalur-jalur rekahan sepanjang bidang sesar yang selanjutnya membentuk *old basement high* yang disebut Bukit Barisan.

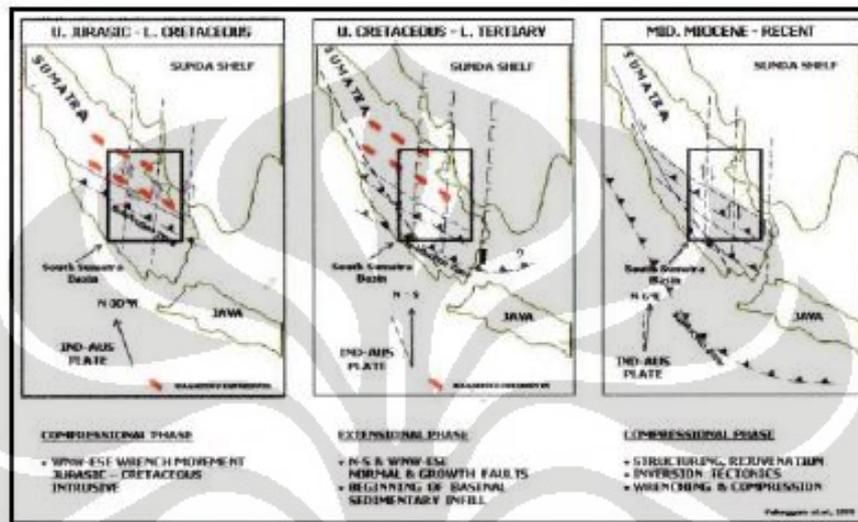
2. Fase Regangan (Kapur Awal-Tersier Akhir)

Fase ini ditandai oleh perubahan subduksi Lempeng India-Australia menjadi arah utara-selatan. Fase ini merupakan awal pembentukan cekungan dengan konfigurasi batuan dasar pra-tersier berupa horst dan graben yang dibatasi oleh sesar-sesar tua dengan arah $N300^{\circ}E$ dan utara-selatan. Secara bersamaan terjadi aktivitas pembentukan Bukit Barisan. Awal sedimentasi dimulai pada saat daerah tinggian purba (*horst*). Mengalami pelapukan dan erosi yang membawa material endapan ke daerah dalaman (*graben*).

3. Fase Kompresi (Miosen Tengah-Sekarang)

Pada fase ini terjadi perubahan arah subduksi Lempeng India-Australia menjadi $N6^{\circ}E$ yang menyebabkan terjadinya proses peremajaan sesar-sesar

normal menjadi sesar naik, terjadi sesar geser (*wrenching*) dan perlipatan dengan arah sumbu masih mengikuti arah yang lama (N300°E dan N-S). Fase kompresi ini mencapai puncaknya pada periode Plio-Pleistosen yang membentuk pola struktur sesar dan perlipatan baru dengan arah N330°E dikenal dengan nama Bukit Barisan.



Gambar 2.2 Tiga Fase Tektonik Utama yang berkaitan dengan perkembangan Cekungan Sumatera Selatan (Pulunggono et al., 1992)

2.1.3 Stratigrafi Regional

Secara umum, sedimentasi di Cekungan Sumatera Selatan merupakan suatu daur lengkap yang terdiri dari seri transgresi dan regresi (Jackson, 1961 *op.cit.* Koesomadinata, dkk., 1976). Penjelasan dari fase-fase tersebut adalah sebagai berikut :

1. Fase transgresi, ditandai dengan pengendapan Kelompok Telisa secara tidak selaras di atas batuan dasar berumur Pra Tersier. Selama pengendapan yang terjadi pada fase transgresi, penurunan dasar cekungan lebih cepat daripada proses sedimentasi, sehingga terbentuk urutan fasies non marin, transisi, laut dangkal, dan laut dalam (Pulunggono, 1969; De Coster, 1974; Koesomadinata, dkk., 1976).
2. Fase regresi, ditandai dengan pengendapan kelompok Palembang. Pada fase ini, pengendapan lebih cepat daripada penurunan dasar cekungan, sehingga terbentuk urutan yang berkebalikan dengan fase transgresi, yaitu fasies laut

dangkal, transisi, dan non marin (Pulunggono 1969; De Coster, 1974; Koesoemadinata, dkk., 1976).

Urutan stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dari tua ke muda adalah Batuan Dasar, Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, Formasi Kasai, dan Endapan Kuartar (Bishop, 2000) (gambar 2.3).

2.1.3.1 Batuan Dasar

Komplek Pra-tercier merupakan batuan dasar (*basement rock*) yang tersusun oleh batuan beku berumur Mesozoik, batuan metamorf dan batuan karbonat berumur Paleozoik dan Mesozoik. Pada Mesozoik Tengah terjadi proses orogenesis yang menyebabkan batuan metamorf dan batuan sedimen tersebut mengalami proses perlipatan, pensesaran dan kemudian diintrusi oleh batuan beku (De Coster, 1974).

2.1.3.2 Formasi Lahat

Formasi Lahat diendapkan secara tidak selaras di atas batuan dasar, merupakan lapisan tebal (mencapai 3550 meter) terdiri dari breksi vulkanik andesitik, tuf, endapan lahar, dan aliran lava, di bagian tengah terdapat batupasir kuarsa. Formasi ini terdiri dari 3 anggota, yaitu (Pulunggono, 1976);

- Anggota Tuf Kikim Bawah, terdiri dari tuf andesitik, breksi, dan lapisan lava. Ketebalan anggota ini bervariasi, antara 0-800 meter.
- Anggota Batupasir Kuarsa, diendapkan secara selaras di atas anggota pertama. Terdiri dari konglomerat dan batupasir *crossbedding*. Butiran didominasi oleh kuarsa.
- Anggota Tuf Kikim atas, diendapkan secara selaras dan bergradasi di atas Anggota Batupasir Kuarsa, terdiri dari tuf dan batulempung tufan berselingan dengan endapan mirip lahar.

Formasi Lahat berumur Paleosen hingga Oligosen Awal (Pulunggono, 1976).

2.1.3.3 Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar diendapkan secara selaras di atas Formasi Lahat (Pulunggono, 1976), berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal. Bagian bawah formasi ini terdiri dari batupasir kasar, serpih, batulempung, batulanau, dan sisipan batubara. Bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan serpih. Ketebala formasi mencapai 400-850 meter. Formasi Talang Akar diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga aluvial (Pulunggono, 1976).

Sumber sedimen Formasi Talang Akar bagian bawah pada umur Oligosen Akhir ini berasal dari dua daerah yaitu sebelah timur (*Sundaland Mass*) dan sebelah barat (deretan Pegunungan Barisan dan area tinggian dekat Bukit Barisan).

Sedimen Formasi Talang Akar ini umumnya berubah dari lingkungan fluvial pada bagian bawah, berangsur ke arah atas menjadi lingkungan deltaik dan laut dangkal. Sedimen ini terdiri dari butiran yang berukuran halus sampai kasar, kadang-kadang dijumpai konglomerat, pemilihan bagus relatif bersih, berlapis tebal dan memiliki porositas baik. Formasi Talang Akar bagian bawah merupakan *reservoir* dengan kualitas paling baik di Cekungan Sumatera Selatan.

Dengan pengisian yang terus berlanjut pada topografi yang umumnya mengalami penurunan, lingkungan pengendapan secara perlahan berangsur menjadi lingkungan laut, kemudian diendapkan Formasi Talang Akar bagian atas. Formasi ini diendapkan pada lingkungan deltaik sampai lingkungan laut dalam yang dicirikan oleh litologi batupasir dan serpih berselingan dengan batubara. Batupasir umumnya sangat halus sampai kasar, *argillaceous* hingga *calcareous* dengan porositas dan permeabilitas yang buruk hingga baik.

Pengendapan Formasi Talang Akar sangat dipengaruhi oleh relief topografi, memiliki ketebalan hingga 300 meter. Pengendapan Formasi Talang Akar berakhir pada masa transgresi maksimum dengan munculnya endapan laut pada cekungan selama Miosen Awal (Pulunggono, 1976).

2.1.3.4 Formasi Baturaja

Transgresi berlangsung menerus sampai Miosen awal dengan pengendapan serpih di daerah-daerah graben dan kondisi laut dangkal di daerah-

daerah tinggian intra-basinal dan sebagian besar bagian timur cekungan. Produksi karbonat besar-besaran terjadi pada saat ini dan menghasilkan pengendapan batugamping baik di bagian *platform* dari tepi Cekungan maupun sebagai terumbu di bagian tinggian intra-basinal. Reservoir karbonat berkualitas tinggi umum dijumpai di bagian selatan cekungan, namun lebih sedikit di Sub-Cekungan Jambi di utara cekungan (Ginger dan Fielding, 2005).

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Talang Akar dengan ketebalan 200-250 meter. Formasi Baturaja tersusun atas batuan karbonat sedangkan bagian bawah umumnya tersusun atas serpih dengan lapisan tipis batugamping. Ketebalan formasi ini berkisar antara 20-120 meter yang umumnya dijumpai pada batugamping yang diakibatkan oleh relief topografi yang tidak teratur dari batuan Pra-Tersier.

2.1.3.5 Formasi Gumai

Formasi Gumai menandai terjadinya transgresi maksimum di Cekungan Sumatera Selatan, diendapkan secara selaras di atas Formasi Baturaja pada lingkungan laut dalam. Ketebalan formasi ini secara umum tidak kurang dari 1500 meter, terdiri dari batupasir gampingan dan sisipan batugamping, serpih gampingan kaya foraminifera, napal dan batulanau bagian bawahnya. Di bagian atasnya beruba perselingan antara batupasir dan serpih. Formasi Gumai berumur Miosen Awal- Miosen Tengah (Pulunggono, 1976).

2.1.3.6 Formasi Air Benakat

Formasi Air Benakat diendapkan secara selaras di atas Formasi Gumai dan karakter litologinya mencirikan awal terjadinya fase transgresi di Cekungan Sumatera Selatan. Ketebalan Formasi Air Benakat bervariasi antara 100-1300 meter dan berumur Miosen Tengah-Miosen Akhir, lingkungan pengendapannya adalah laut dangkal (Pulunggono, 1976).

Formasi ini terdiri atas perselingan batulempung dengan batupasir dan sisipan batulanau. Batulempung berwarna abu-abu sampai coklat dan abu-abu kebiruan, berlapis baik dengan tebal lapisan antara 15-40 cm, umumnya batu pasir gampingan. Batupasir berwarna abu-abu kehijauan sampai hijau tua, kompak,

berlapis baik dengan tebal lapisan 10-30 cm, berbutir halus hingga sedang, mengandung glaukonit dan sisa tumbuhan terutama pada bidang perlapisan. Konglomerat terdapat pada puncak formasi secara lokal, berwarna abu-abu tua, disusun oleh komponen berukuran 2-25 mm. Komponen terdiri dari batupasir, batuan beku dan cangkang moluska. Tebal lapisan konglomerat sampai 1,5 meter. Formasi diendapkan di lingkungan laut dangkal dan diendapkan di atas Formasi Gumai (Pulunggono,1976).

2.1.3.7 Formasi Muara Enim

Formasi Muara Enim dikenal juga dengan sebutan Formasi Palembang Tengah yang berumur Miosen akhir. Formasi diendapkan pada lingkungan laut dangkal-lingkungan air payau, *delta plain* dan lingkungan *non marine* (De Coster, 1974). Bagian bawah dari formasi ini tersusun oleh perselingan serpih, napal dan batulempung serta beberapa lapisan tipis batupasir dan batubara. Pada bagian tengah didominasi oleh perselingan batupasir tebal dengan serpih dan batulempung serta terdapat sisipan batulanau. Pada bagian atas tersusun oleh serpih dengan sisipan batulempung karbonatan. Formasi ini memiliki ketebalan berkisar antara 200 meter sampai 750 meter dengan menipis ke arah utara dan menebal ke arah selatan. Pengangkatan Pegunungan Barisan menjadi sumber sedimen klastik untuk Formasi Muaraenim dari arah barat dan selatan selama proses pengendapan formasi ini (Bishop, 2001).

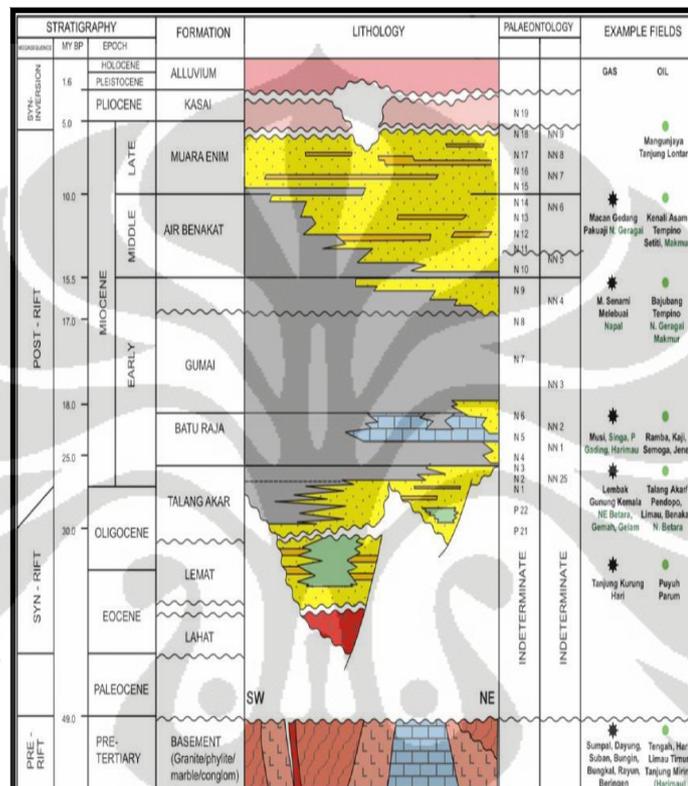
2.1.3.8 Formasi Kasai

Formasi ini diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Muara Enim, berumur Pliosen Akhir-Plistosen. Formasi Kasai memiliki ketebalan 850-1200 meter, terdiri dari batupasir tufan dan tefra riolitik di bagian bawah. Bagian atas terdiri dari tuf *pumice* kaya kuarsa, batupasir, dan konglomerat, banyak dijumpai sisa tumbuhan dan lapisan tipis lignit dan kayu tersilifikasi (Pulunggono,1976).

Litologi Formasi Kasai merupakan hasil erosi dan formasi yang lebih tua. Sebagian besar merupakan endapan *synoregenic*, terbentuk terutama di bagian sinklin. Formasi Kasai diendapkan pada lingkungan *fluvial* dan *alluvial fan* (Pulunggono, 1976)

2.1.3.9 Endapan Kuartar

Litologi termuda yang tidak terpengaruh oleh orogenesis Plio-Plistosen digolongkan dalam Sedimen Kuartar. Golongan ini diendapkan secara tidak selaras diatas formasi yang lebih tua, dicirikan oleh kehadiran batuan vulkanik andesitik-basaltik berwarna gelap (Pulunggono, 1976).



Gambar 2.3 Kolom Statigrafik Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2000)

2.1.4 Struktur Geologi Regional

Struktur geologi Cekungan Sumatera Selatan tidak dapat dipisahkan dari tatanan tektonik regional Pulau Sumatera dengan unsur utama subduksi oblique Lempeng Indo-Australia terhadap Kontinen Sunda dengan kecepatan 6-7cm/tahun (gambar 2.4).

Secara umum, Sumatera dapat dibagi menjadi 5 bagian (gambar 2.5), yaitu :

- Busur Luar Sunda, berupa busur non-vulkanik yang terletak di luar pantai barat Pulau Sumatera, yaitu sepanjang Pulau Singkil, Nias, Kepulauan Mentawai, dan Enggano, menerus ke selatan Pulau Jawa. Busur ini

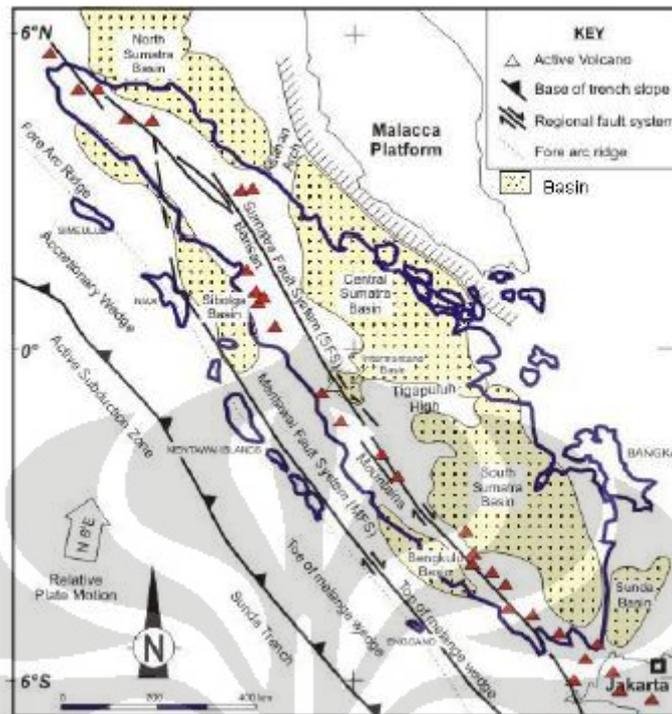
memisahkan cekungan depan busur dengan palung tempat menunjarnya Lempeng Indo-Australia ke Kontinen Sunda.

- Cekungan Depan Busur, terletak di antara busur luar non-vulkanik dan busur vulkanik Sumatera.
- Cekungan Belakang Busur, termasuk Cekungan Sumatera Selatan dan Sumatera Tengah. Cekungan-cekungan ini terbentuk oleh depresi batuan dasar di kaki Pegunungan Barisan.
- Jalur Pegunungan Barisan, dan memanjang arah baratlaut-tenggara, sejajar dengan Pulau Sumatera.
- Cekungan *intermontane*, atau *intra-arc basin*

Cekungan Sumatera Selatan mulai terbentuk pada Pra-Tersier Akhir melalui proses ekstensi berarah barat-timur. Aktivitas orogenesis selanjutnya berlangsung hingga Eosen membentuk 4 sub-cekungan dalam cekungan ini, berupa konfigurasi *half graben*, *horst*, dan *fault block*

Pola struktur yang terdapat di Cekungan Sumatera Selatan merupakan hasil dari 3 orogenesis utama (De Coster, 1974). Orogenesa pertama terjadi pada Mesozoikum Tengah, mengakibatkan batuan berumur Paleozoikum dan Mesozoikum Awal mengalami perlipatan, pensesaran, metamorfisme, dan penerobosan oleh tubuh-tubuh granit. Orogenesa pertama ini menghasilkan pola struktur berarah barat laut-tenggara, sejajar dengan batuan penyebaran batuan Pra-Tersier.

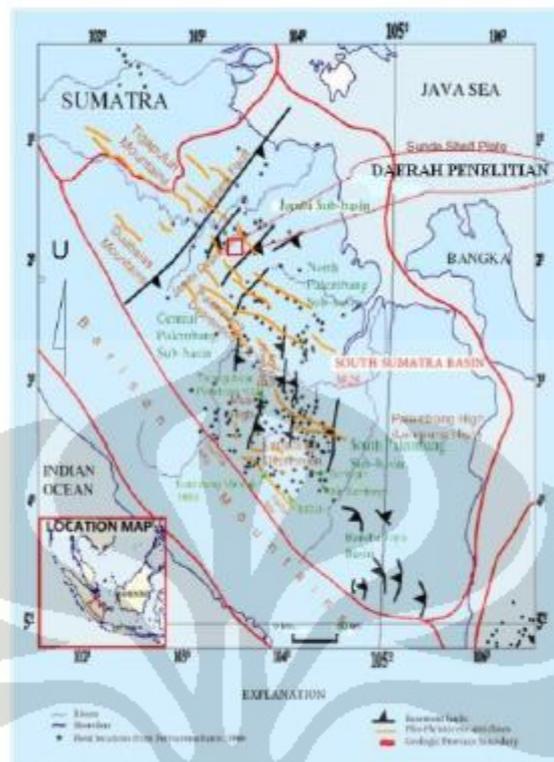
Orogenesa kedua terjadi pada Kapur Akhir-Eosen, menghasilkan pola struktur berarah utara-selatan yang berkaitan dengan *transform fault*. Pola struktur yang dihasilkan oleh orogenesis pertama dan kedua ini membentuk konfigurasi batuan dasar yang berupa *half graben*, *horst*, dan *fault block* (De Coster, 1974). Orogenesa ketiga terjadi pada Plio-Plistosen, menghasilkan pola struktur berarah baratlaut-tenggara dan depresi ke arah timur laut (gambar 2.5) (De Coster, 1974).



Gambar 2.4 Tatanan Tektonik Regional Pulau Sumatera

Pola struktur Plio-Pleistosen ini dibentuk oleh:

- *Semangko Wrench Fault* yang merupakan hasil dari subduksi *oblique* Lempeng Indo-Australia terhadap Kontinen Sunda yang menimbulkan gerak rotasi *right lateral*.
- Perlipatan-perlipatan dengan arah baratlaut-tenggara sebagai akibat dari *Semangko Wrenching*.
- Patahan yang berasosiasi dengan perlipatan dan juga peremajaan sesar-sesar Pra-Tersier.



Gambar 2.5 Kenampakan Struktur Plio-Pleistosen di Cekungan Sumatera Selatan (Bishop,2000)

2.1.5 *Petroleum System* daerah penelitian

Petroleum system adalah seluruh elemen dan proses pada suatu cekungan sedimen yang diperlukan untuk terakumulasinya hidrokarbon. Dari elemen-elemen *petroleum system* selanjutnya dibuat *hydrocarbon play*. Secara geografi, pembentukan hidrokarbon tidak tersebar secara merata pada cekungan di daerah ini. Akumulasi dari hidrokarbon tersebut dikontrol oleh beberapa faktor, yaitu struktur, fasies, ketebalan pengendapan dan kedekatan *sources rock* yang cukup matang. Berikut ini adalah *petroleum system* yang terdapat di Sub-Cekungan Jambi:

2.1.5.1 Batuan Induk (*Source Rock*)

Hidrokarbon pada Sub-Cekungan Jambi berasal dari dua batuan induk, yakni berasal dari serpih batubaraan *terrestrial* Formasi Lahat dan serpih batubaraan (*lacustrine*) Formasi Talangakar (Sarjono dan Sardjito, 1989). Untuk

daerah penelitian (lapangan "X") batuan induk berasal dari Formasi Talangakar yang diendapkan secara tidak selaras di atas batuan dasar (*basement rock*) dengan kandungan material organik yang berkisar antara 0.5-1.5 %. Diperkirakan tengah Cekungan Formasi Talang Akar telah mencapai tingkat lewat matang.

Sistem pemanasan (*kitchen*) batuan induk di Cekungan Sumatera Selatan adalah akibat panas yang dihasilkan oleh bidang-bidang sesar yang terbuka pada *graben / half graben*, sehingga cukup untuk menghasilkan hidrokarbon.

2.1.5.2 Reservoir

Batuan reservoir penghasil minyak yang utama di Sub-Cekungan Jambi adalah batupasir Formasi Talang Akar yang berumur Oligosen-Miosen (Bishop, 2001). Selain itu batugamping dari Formasi Baturaja yang terdiri dari *carbonate platform, carbonate build up* dan *reef* juga merupakan batuan reservoir (Bishop, 2001). Menurut Petroconsultant dalam Bishop (2001), Formasi Gumai pada batupasir *shoreline*, batupasir Formasi Air Benakat dan batupasir Formasi Muara Enim juga merupakan batuan reservoir yang baik.

2.1.5.3 Batuan penutup (*seal rock*)

Batuan penutup pada umumnya merupakan lapisan serpih yang tebal. Serpih ini ditemukan pada Formasi Gumai yang diendapkan pada saat transgresi maksimum yang selaras diatas Formasi Talang Akar atau pada serpih Formasi Air Benakat yang dapat dianggap sebagai batuan penutup intraformasional pada skala lapangan. Selain itu juga, terjadinya perubahan fasies kearah lateral atau adanya sesar-sesar dapat juga bertindak sebagai penutup atau tudung.

2.1.5.4 Perangkap Hidrokarbon

Pada umumnya perangkap hidrokarbon di Cekungan Sumatera Selatan merupakan perangkap struktur dan stratigrafi. Pada daerah penelitian (Lapangan "X") terdapat jenis perangkap struktur berupa sesar atau antiklin dengan arah baratlaut–tenggara. Struktur berupa sesar atau antiklin yang terbentuk merupakan hasil dari gaya kompresi yang terjadi pada saat Miosen Tengah (Pulonggono,

dkk., 1992). Namun di beberapa tempat tertentu, yang reservoirnya berupa *carbonate build up*, seperti pada Formasi Baturaja dan Formasi Gumai, perangkap yang terbentuk berjenis perangkap stratigrafi (*stratigraphy trap*).

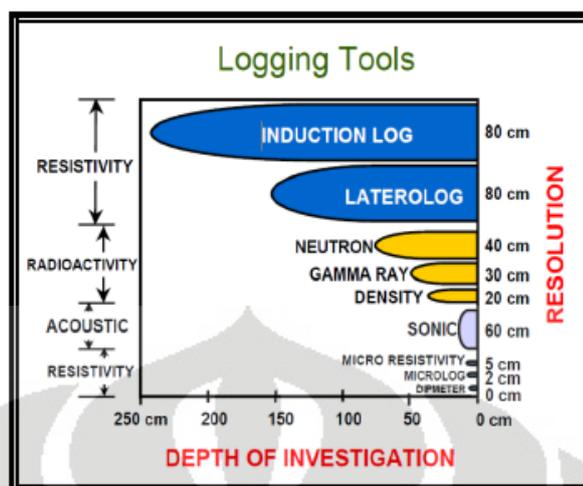
2.1.5.5 Migrasi

Konsep migrasi pada umumnya adalah migrasi bergerak ke arah lapisan atas (*up dip migration*) dimana hidrokarbon terbentuk pada daerah lebih rendah, kemudian bergerak melalui sistem migrasi lateral yang melewati lapisan batupasir atau sepanjang bidang ketidakselarasan. Migrasi secara vertikal terjadi melalui bidang patahan dan bidang ketidakselarasan antara batuan dasar dengan lapisan sedimen di atasnya.

Pada daerah penelitian, migrasi hidrokarbon terjadi di sepanjang lapisan pembawa dan mengarah ke atas melalui bidang kemiringan lapisan batuan dan bidang sesar. Migrasi ini bermula pada *rift* cekungan yang dalam, dimana batuan induk yang ada telah matang dan kemudian bermigrasi di sepanjang rekahan atau sesar sampai ke lapisan penutup pada struktur antiklin yang membentuk jebakan utama (Sarjono dan Sardjito, 1989). Migrasi ini kemungkinan telah terjadi pada Akhir Miosen Tengah. Sesar yang memotong Formasi Gumai (sebagai batuan penutup secara regional) menjadi jalan hidrokarbon untuk bermigrasi ke batuan reservoir pada umur Miosen Tengah - Miosen Akhir (Sarjono dan Sardjito, 1989).

2.2 Konsep Dasar Log

Log merupakan suatu catatan yang menerus, sedangkan *well log* merupakan catatan yang menerus mengenai sifat batuan bawah permukaan di dalam lubang sumur berdasarkan kedalaman sumur itu sendiri. Dalam mengidentifikasi suatu reservoir yang bersifat ekonomis, dapat dilakukan pengintegrasian dari beberapa log seperti log gamma ray, log spontaneous potensial, log resistivitas, log densitas, log neutron dan log sonik.



Gambar 2.6 Jenis Wirelog (Torres-Ferdin, 2005)

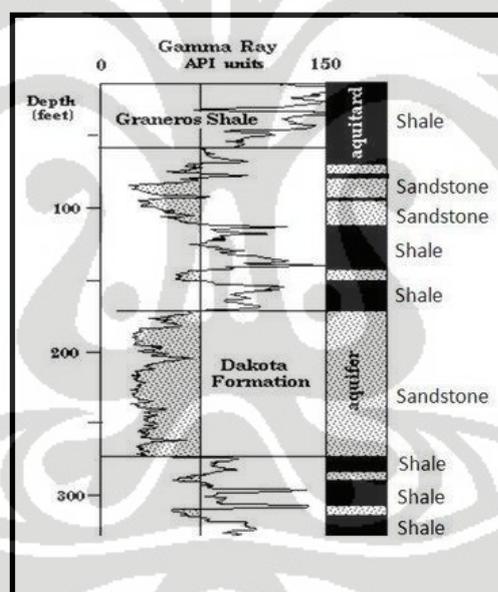
2.2.1 Log litologi

Log litologi merupakan log-log sumur yang respon kurva -nya dapat digunakan untuk mengidentifikasi jenis litologi dari suatu formasi batuan. Log litologi terdiri dari :

2.2.1.1. Log Gamma Ray

Prinsip log GR adalah perekaman radioaktivitas alami bumi. Radioaktivitas GR berasal dari 3 unsur radioaktivitas yang ada dalam batuan yaitu Uranium-U, Thorium-Th dan Potasium-K yang secara kontinu memancarkan GR dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi yang tinggi. Sinar Gamma ini mampu menembus batuan dan dideteksi oleh sensor sinar gamma yang umumnya merupakan detektor sintilasi. Setiap GR yang terdeteksi akan menimbulkan pulsa listrik pada detektor. Parameter yang direkam adalah jumlah dari pulsa yang tercatat per satuan waktu (sering disebut cacah GR) . Log GR diskala pada satuan API (GAPI). Log GR biasanya ditampilkan pada kolom pertama, bersama-sama kurva SP dan kaliper, dibaca dari kiri ke kanan pada skala 0-100 atau 0-150 GAPI. Tingkat radiasi serpih lebih tinggi dibanding batuan lain karena unsur-unsur radioaktif cenderung mengendap di lapisan serpih yang tidak permeabel. Hal ini terjadi selama proses perubahan geologi batuan. Pada formasi permeabel tingkat radioaktifitas lebih rendah, dan kurva akan turun ke kiri sehingga log GR

sangat efektif untuk memisahkan lapisan serpih dari lapisan permeabel (Harsono,1997) . Secara khusus log GR dapat digunakan untuk mendefinisikan lapisan permeabel disaat kurva SP tidak berfungsi karena formasi yang sangat resistif atau saat keadaan $R_{mf}=R_w$ (keadaan dimana kurva SP kehilangan karakternya), atau ketika kurva SP tidak dapat direkam karena lumpur yang tidak konduktif (*oil base mud*). Selain itu log GR dapat digunakan secara luas dalam interpretasi batuan pasir-lempung untuk menghitung volume lempung V_{sh} , karena kandungan Uranium, Thorium dan Potasium terkonsentrasi secara besar pada mineral lempung, log GR dapat digunakan untuk korelasi antar sumur dan menentukan *sequence boundary* dimana sejumlah tanda-tanda perubahan litologi hanya terlihat pada log GR.



Gambar 2.7 Contoh respon log GR(Glover,2007)

2.2.1.2 Log SP (*Spontaneous Potential*)

Log SP merupakan rekaman beda potensial dari *direct current (DC)* antara elektroda yang bergerak di dalam lubang sumur dan elektroda tetap yang berada di permukaan .Satuannya adalah milivolt. SP dapat direkam apabila suatu sumur diisi oleh lumpur konduktif, karena dibutuhkan suatu medium yang dapat menghantarkan arus listrik antara elektroda alat dan formasi. hal yang diamati

pada pembacaan kurva SP adalah bagaimana defleksi yang dihasilkan pada kurva tersebut. Log SP dapat digunakan untuk mengidentifikasi lapisan-lapisan permeabel, mencari batas-batas lapisan permeabel dan korelasi antar sumur berdasarkan batasan lapisan itu. Menentukan nilai resistivitas air-formasi, R_w , dan memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih.

Kurva SP umumnya berupa garis lurus disebut garis dasar serpih (*shale baseline*) pada lapisan serpih karena tidak adanya pengaruh lumpur konduktif pada lapisan serpih, sedangkan pada formasi permeabel kurva SP menyimpang dari garis dasar serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan permeabel yang cukup tebal, yaitu garis pasir (*sand baseline*). Pada kasus normal di mana lumpur lebih tawar dari pada air formasi, SP akan menyimpang ke bagian kiri dari garis dasar serpih, namun jika air formasi lebih tawar daripada lumpur, maka SP akan menyimpang ke kanan SP positif. SP yang diukur hanya menunjukkan suatu bagian dari penurunan tegangan total. Jika arus listrik dicegah mengalir, maka akan diukur SP statis, atau SSP. Ini dapat diamati pada formasi bersih yang tebal. SSP diukur pada garis dasar serpih, persamaan SSP sendiri adalah :

$$SSP = -Kc \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad (2.1)$$

SSP = Statik spontaneous potensial (mv)

Kc = Kosntanta litologi batuan

$$= 61 + (0.133 \times T), (^{\circ}F)$$

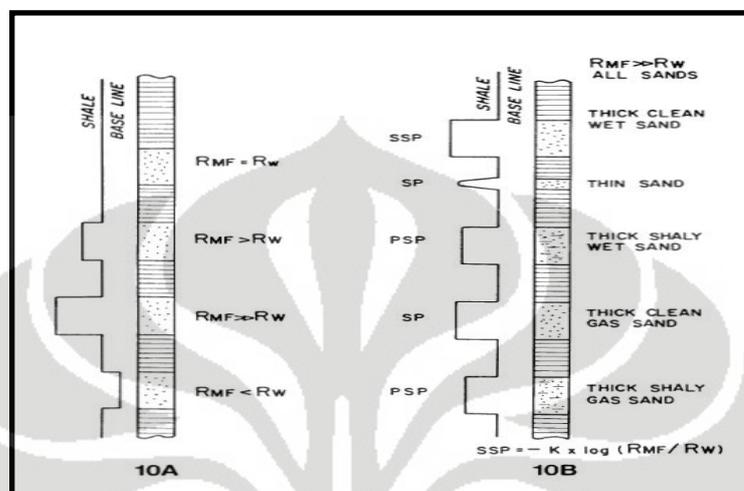
$$= 65 + (0.24 \times T), (^{\circ}C)$$

R_{mf} = Tahanan filtrat air lumpur (ohm-m)

R_w = Tahanan air formasi (ohm-m)

Kemiringan kurva pada setiap kedalaman adalah sebanding dengan intensitas arus SP dalam lumpur pada kedalaman tersebut. Intensitas dari arus listrik dalam lumpur adalah maksimum pada batas-batas formasi permeabel, sehingga kemiringan dari kurva SP adalah maksimum pula, sehingga kemiringan

kurva SP adalah maksimum pada batas-batas tersebut (ada titik belok). Bentuk serta besar dari kemiringan log SP ditentukan oleh ketebalan formasi, resistivitas formasi, resistivitas lumpur, resistivitas rembesan, kedalaman zona rembesan.



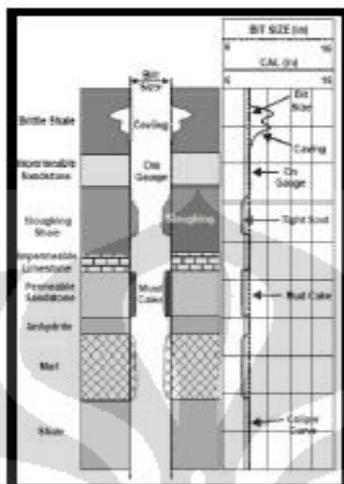
Gambar 2.8 Contoh defleksi SP dari *shale baseline*

2.2.2 Log Caliper

Log caliper memberikan kondisi gambaran ukuran lubang bor dan litologi dari suatu sumur. Log ini sangat penting karena digunakan sebagai koreksi lubang bor pada data log sebelum digunakan. Selain itu, log caliper juga digunakan untuk menghitung volume sumur guna menentukan volume semen pada operasi *cementing*, diameter lubang bor, menentukan zona rekahan, dan sebagai kontrol utama atas kualitas dan stabilitas sumur.

Unuk menyesuaikan dengan kondisi lubang bor, peralatan log caliper dilengkapi dengan pegas yang mengembang secara fleksibel. Ujung paling bawah pegas dihubungkan dengan *rod*. Posisi *rod* ini tergantung pada kompresi dari *spring* dan ukuran lubang bor. Jika hasil yang didapat pada kurva dari log caliper menunjukkan adanya pengurangan pada diameter, ini merupakan proses rembesan yang menyebabkan adanya *mud cake*. Hal ini mengindikasikan adanya suatu lapisan permeabel pada formasi tersebut, dijelaskan pada (gambar 2.9). Namun jika hasil yang didapat pada kurva dari log caliper menunjukkan adanya perubahan

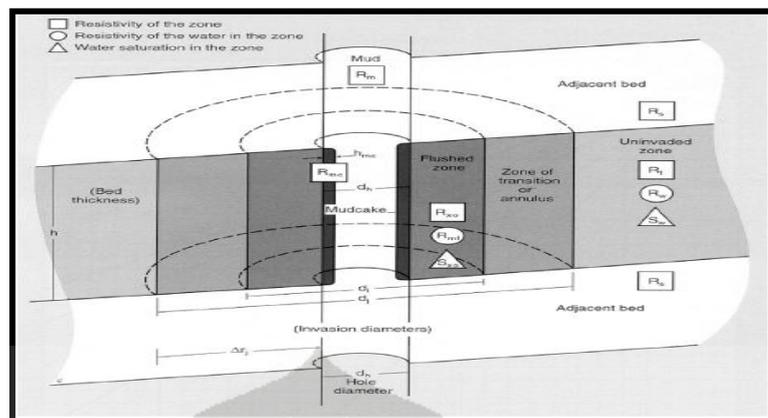
penambahan pada diameter, hal ini mengindikasikan adanya suatu lapisan keras atau lapisan impermeabel dibawah permukaan.



Gambar 2.9 Contoh log *caliper* pada formasi

2.2.3 Log Resistivitas

Nilai resistivitas suatu formasi dibutuhkan untuk menentukan nilai dari saturasi hidrokarbon. Resistivitas atau tahanan jenis merupakan kemampuan dari suatu materi untuk menahan aliran listrik yang akan melewatinya. Arus listrik dapat mengalir didalam suatu formasi batuan karena konduktivitas dari fluida yang dikandungnya. Nilai resistivitas pada formasi bergantung pada resistivitas dari air formasi, volume total dari air, dan struktur geometri porinya. Selain digunakan untuk menentukan nilai dari saturasi hidrokarbon, log resistivitas juga digunakan untuk menentukan nilai resistivitas air (R_w) dan menentukan saturasi air. Satuan resistivitas dideskripsikan dalam satuan ohm-meter dan ditampilkan dalam satuan logaritmik 0.2-2000 ohm-meter. Jika ditemukan resistivitas yang lebih dari 2000 ohm-meter, umumnya terjadi pada lapisan yang memiliki porositas sangat kecil.



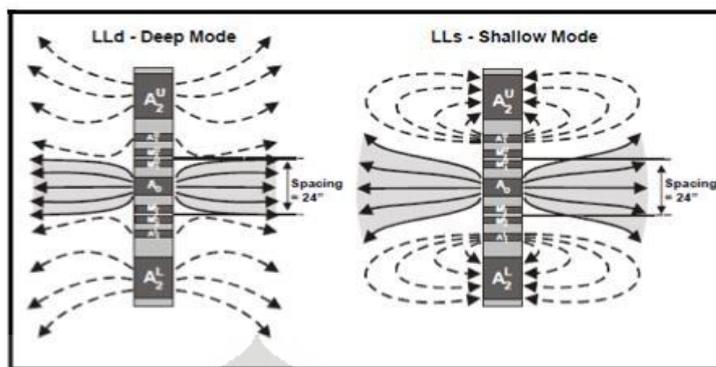
Gambar 2.10 Zona daerah sekitar lubang bor (Asquith dan Krygowski, 2004)

Pengukuran resistivitas dalam suatu formasi dapat dilakukan dengan tiga cara, yaitu menggunakan lateral log, alat induksi, dan mikroresistivitas.

2.2.3.1 Lateral log

Alat lateral log ganda atau DLT (Dual Laterallog Tool) merupakan alat pengukuran resistivitas dengan memfokuskan arus bolak-balik secara lateral ke dalam formasi. ini dicapai dengan menggunakan arus pengawal (*bucking current*) yang fungsinya untuk mengawal arus utama (*measured current*) masuk kedalam formasi sedalam-dalamnya. Dengan tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik utama yang besarnya tetap, resistivitas dapat dihitung dengan hukum Ohm.

Alat DLT terdiri dari dua bagian, satu bagian mempunyai elektroda yang berjarak tertentu untuk menghasilkan arus utama masuk sejauh mungkin kedalam formasi dan mengukur resistivitas lateral log dalam (LLD). Yang lain mempunyai elektroda berjarak tertentu membiarkan arus utama terbuka dan mengukur resistivitas lateral log dangkal (LLS). Hal ini memungkinkan karena arus yang dipancarkan adalah arus bolak-balik dengan frekuensi yang berbeda, arus LLD menggunakan frekuensi 28 kHz, sedangkan arus LLS adalah 35 kHz. Laterolog digunakan untuk mengukur resistivitas formasi batuan pada lubang bor yang terisi lumpur air asin atau lumpur yang sangat konduktif. Laterolog sangat optimal pada formasi dengan resistivitas tinggi (> 200 ohm-m).

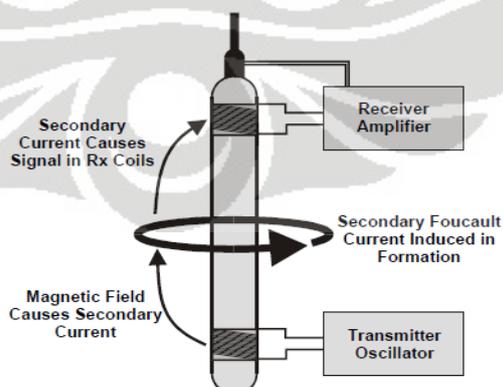


Gambar 2.11 Prinsip Pengukuran Log Lateral (Glover, 2007)

2.2.3.2 Log Induksi

Log induksi merupakan alat log jenis lainnya yang digunakan untuk mengukur sifat kelistrikan suatu formasi batuan dibawah permukaan. Alat ini bekerja sesuai hukum Faraday yaitu dengan mengemisikan arus AC ke dalam formasi, sehingga menghasilkan medan magnet yang apabila mengenai batuan yang konduktif akan menghasilkan arus sekunder (*eddy current*) yang kemudian akan terekam oleh penerima yang langsung dikirim ke komputer dalam bentuk nilai konduktivitas yang kemudian dikonversi ke dalam nilai resistivitas.

Tujuan utama dari log induksi adalah menghasilkan suatu daerah yang jauh didalam lapisan-lapisan untuk menentukan harga R_t (*true resistivity*). Kondisi yang baik untuk pengoperasian log induksi ini adalah menggunakan lumpur yang tidak banyak mengandung garam ($R_{mf} > R_w$) serta pada formasi dengan R_t kurang dari 100 ohm-m.

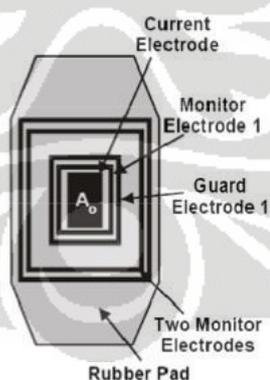


Gambar 2.12 Prinsip Pengukuran Log Induksi (Glover, 2007)

2.2.3.3 Log Mikroresistivitas

Log mikroresistivitas digunakan untuk mengukur sifat kelistrikan suatu formasi pada *flushedzone* (R_{xo}). Log ini juga digunakan sebagai indikator lapisan *porous permeable* yang ditandai dengan adanya *mud cake*. Hasil pembacaan R_{xo} dipengaruhi oleh R_{mc} (tahanan *mud cake*). Terdapat 3 macam jenis dari log mikroresistivitas, diantaranya *microlog*, MSFL (*Micro Spherical FocusedLog*) dan *proximity log*. Namun, yang saat ini banyak digunakan adalah MSFL.

MSFL biasanya diukur bersamaan dengan alat log induksi dan lateralog. Pengukuran MSFL dibuat dengan sebuah bantalan elektroda khusus yang ditekan ke dinding lubang bor dengan bantuan sebuah *caliper*. Pada bantalan tersebut dipasang suatu rangkaian bingkai logam konsentrik, yang disebut elektroda yang mempunyai fungsi memancarkan, mengfokuskan, dan menerima kembali arus listrik yang hampir sama dengan cara kerja elektroda laterolog. Bantalan pada MSFL ini kecil dan elektrodanya berdekatan sehingga hanya beberapa inci dari formasi dekat lubang bor yang diselidiki yang mengakibatkan mempunyai suatu pengukuran dari nilai resistivitas didaerah rembesan. Pengukuran terhadap diameter lubang bor secara bersamaan oleh kaliper yang merupakan bagian tak terpisahkan dari alat MSFL.



Gambar 2.13 Prinsip Pengukuran Log MSFL (Glover, 2007)

2.2.4 Log Porositas

Log porositas yang umum digunakan di lapangan pada saat ini: sonik, densitas, dan neutron. Nama-nama ini berhubungan dengan besaran fisika yang dipakai dimana pengukuran ini dibuat sehingga timbulah istilah “porositas sonik”, “porositas densitas, dan “porositas neutron”.

2.2.4.1 Log Sonik

Log sonik merupakan jenis log porositas pertama. Terciptanya alat ini dilatar belakangi dengan pengetahuan bahwa setiap benda padat dapat menyalurkan gelombang akustik. Gelombang akustik atau gelombang sonik merupakan jenis dari gelombang mekanik yang dapat menjalar pada medium padat, cair, dan gas. Gelombang ini berupa getaran molekul-molekul zat dan saling beradu satu sama lain. Cepat rambat dari gelombang ini tidak sama untuk berbagai jenis benda padat, sehingga dapat digunakan sebagai bahan karakterisasi dari suatu formasi batuan.

Alat log sonik terdiri dari satu atau lebih *ultrasonic transmitters* dan dua atau lebih *receivers*. Prinsip kerja alat sonik adalah memancarkan gelombang suara melalui *transmitters* yang kemudian gelombang akan merambat ke dalam formasi dan sebagian ada yang dipantulkan dan diterima oleh *receivers*. Alat sonik mengukur kelajuan gelombang suara tetapi log sonik diskalakan menurut besaran waktu-transit (transit time) yang mempunyai satuan $\mu\text{s}/\text{ft}$ (*slowness*). Nilai DT(delta-T) setiap litologi bervariasi, tergantung pada formasi dibawah permukaan, contohnya untuk *sandstone* nilai DT (delta-T) berkisar antara 55.5 $\mu\text{s}/\text{ft}$. Batuan yang terkompaksi dengan baik memiliki DT yang kecil berkisar 40 $\mu\text{s}/\text{ft}$. Sedangkan batuan yang poros memiliki nilai DT yang besar. Dalam proses *well to seismic tie* dibutuhkan data sonik sebagai fungsi dari impedansi akustik yang kemudian digunakan untuk pembuatan sintetik seismogram. Log sonik berfungsi untuk mengidentifikasi porositas batuan dan sebagai informasi utama korelasi dan kalibrasi data log dengan seismik. Untuk menghitung porositas sonik dari pembacaan log Δt harus terdapat hubungan antara waktu transit dan porositas, hubungan tersebut dapat direpresentasikan dalam persamaan Wylie berikut:

$$\Delta t_{log} = \Delta t_{fluid} \cdot \phi + \Delta t_{ma} \cdot (1 - \phi - V_{sh}) + \Delta t_{sh} \cdot V_{sh} \quad (2.2)$$

Δt_{log} = waktu tempuh yang terbaca pada log ($\mu s/ft$)

Δt_{fluid} = waktu tempuh pada fluida ($\mu s/ft$)

Δt_{ma} = waktu tempuh formasi batuan ($\mu s/ft$)

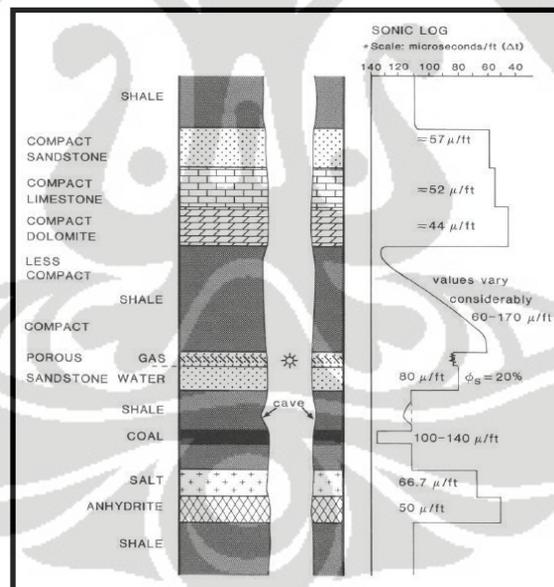
Δt_{sh} = waktu tempuh pada lempung ($\mu s/ft$)

Namun, pada formasi yang bebas dari kandungan lempung, persamaanya menjadi sebagai berikut :

$$\Delta t_{log} = \Delta t_{fluid} \cdot \phi + \Delta t_{ma} \cdot (1 - \phi) \quad (2.3)$$

Dari persamaan (2.3) dapat dijabarkan untuk porositas sonik menjadi :

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fluid} - \Delta t_{ma}} \quad (2.4)$$



Gambar 2.14 Contoh Respon Log Sonik (Glover, 2007)

2.2.4.2 Log Densitas

Alat log densitas menggunakan prinsip interaksi dari radiasi gelombang elektromagnetik. Dengan menggunakan sinar gamma yang memiliki energi yang sangat tinggi yang ditembakkan pada suatu formasi batuan dalam lubang bor,

sehingga menimbulkan interaksi seperti efek fotolistrik, efek Compton dan produksi kembar. Sinar gamma yang ditembakkan akan menendang elektron-elektron yang ada dalam suatu formasi batuan, sehingga elektron tersebut memiliki energi yang cukup untuk terkesitasi dan kemudian menjadi elektron bebas. Sinar gamma akan terus menendang elektron-elektron yang ada hingga energinya semakin melemah dan terserap secara keseluruhan akibat dari gejala fotolistrik. Jumlah elektron yang terkesitasi merupakan fungsi dari tenaga foton dan jenis mineral, banyak elektron yang terkesitasi per (jumlah dari elektron persatuan volume) tersebut terekam oleh detektor dari alat log densitas, sehingga dibutuhkan suatu persamaan untuk mengkonversi nilai tersebut menjadi nilai densitas formasi. Berikut persamaan yang digunakan untuk mengkonversi:

$$N_e = \frac{N \cdot Z}{A} \cdot \rho \quad (2.5)$$

$$\rho_e = \frac{2N_e}{N} \quad (2.6)$$

$$\rho_e = \left(\frac{2Z}{A}\right) \cdot \rho_b \quad (2.7)$$

N_e = jumlah elektron

N = bilangan Avogadro ($N=6.02 \cdot 10^{23}$)

Z = nomor atom

A = berat atom (gr)

ρ_b = densitas formasi (gr/cc)

ρ_e = densitas elektron (gr/cc)

Setelah diperoleh nilai densitas formasi, kemudian dilanjutkan dengan mengkonversi nilai tersebut menjadi nilai porositas densitas. Tapi perlu dilakukan koreksi kandungan serpih terlebih dahulu, karena kandungan serpih akan mempengaruhi pengukuran densitas.

$$\rho_b = \rho_{bbersih} \cdot (1 - V_{sh}) + \rho_{sh} \cdot V_{sh} \quad (2.8)$$

$$\rho_{bbersih} = \frac{\rho_b - \rho_{sh} \cdot V_{sh}}{1 - V_{sh}} \quad (2.9)$$

Untuk formasi bersih berpori dapat menggunakan persamaan berikut:

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi) \cdot \rho_{ma} \quad (2.10)$$

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.11)$$

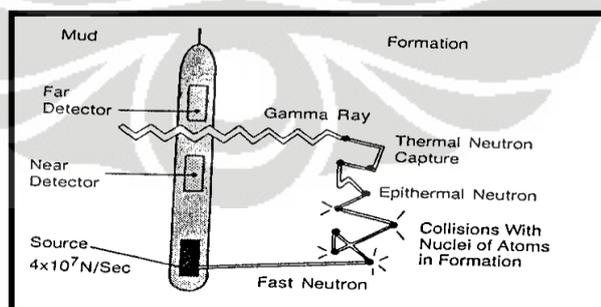
ρ_{ma} = densitas matriks batuan (gr/cc)

ρ_f = densitas fluida (gr/cc)

Satuan yang digunakan dalam log densitas berupa gram/cc dengan skala 2-3 gram/cc. Namun, umumnya alat log densitas digunakan bersamaan dengan alat log neutron, sehingga skalanya diubah menjadi 1.95-2.95 gram/cc ataupun 1.71-2.71 gram/cc, untuk memudahkan dalam interpretasi. Hasil pembacaan terintegrasi dari dua data log tersebut memudahkan pembacaan porositas.

2.2.4.3 Log Neutron

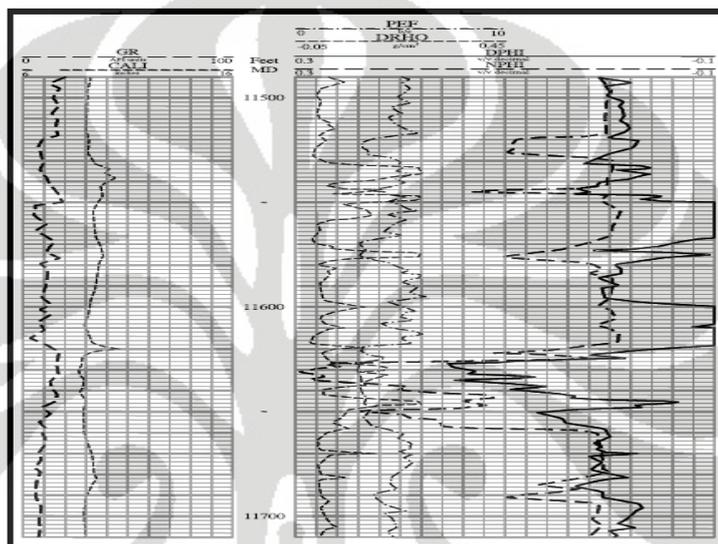
Log Neutron merupakan log porositas yang sangat sensitif terhadap jumlah konsentrasi hidrogen di dalam formasi. alat neutron mencerminkan banyaknya atom hidrogen di dalam formasi. Pengukuran log neutron yaitu dengan memancarkan neutron secara kontinu ke dalam formasi batuan. Alat neutron disebut Alat Neutron Terkompensasi (*Compensated Neutron Tool*). Prinsip kerja dari alat neutron adalah memanfaatkan tumbukan elastis. Alat CNT atau CNL memancarkan neutron ke dalam formasi secara terus menerus, neutron yang dipancarkan akan mengalami tumbukan dengan inti formasi sampai tertangkap oleh atom saat neutron kehilangan tenaganya.



Gambar 2.15 Alat log Neutron (Bateman, 1985)

Minyak dan air memiliki jumlah atom hidrogen yang hampir sama, sehingga akan memberikan respon porositas fluida dan formasi bersih (tidak ada

crossover). Tetapi, neutron tidak dapat membedakan antara hidrogen bebas dengan atom hidrogen yang berikatan, sehingga seolah-olah memberikan porositas yang tinggi. Log neutron merupakan indikator gas yang baik, karena gas hanya memiliki kandungan hidrogen yang sedikit, sehingga akan memberikan pembacaan porositas yang lebih rendah dari formasi sesungguhnya. Atom hidrogen paling banyak dijumpai di fluida, sehingga indeksi hidrokarbon secara langsung berhubungan dengan porositas.



Gambar 2.16 Contoh kurva indikator ganda log neutron-densitas (Asquith dan Krygowski, 2004)

2.3 Analisis dan Parameter Petrofisika

Analisis petrofisika merupakan suatu evaluasi terhadap rekaman *logging* sumur eksplorasi untuk mengetahui litologi beserta sifat fisis batuan seperti porositas batuan, permeabilitas, kandungan lempung, dan saturasi air. Tujuan utama dari dilakukannya analisis petrofisika adalah untuk mengidentifikasi reservoir, memperkirakan cadangan hidrokarbon, dan perkiraan perolehan hidrokarbon. Pengukuran pada lubang bor dapat digolongkan menjadi 4 kategori (Harsono, 1997) :

1. Log operasi pemboran :
 - Log lumpur (*mud logs*)

- MWD dan LWD (*Logging While Drilling*)
2. Analisis batu inti (*core*)
 3. Log sumur dengan kabel
 4. Uji produksi kandungan lapisan

Untuk pengenalan lapisan yang diharapkan atau lapisan-lapisan prospek dapat diidentifikasi menggunakan jenis-jenis log yang telah dijelaskan sebelumnya. Setiap respon suatu kurva log memberikan arti fisis yang berbeda. Menurut Harsono (1997), lapisan serpih atau lempung yang impermeabel ditunjukkan oleh :

- Tingginya aktivitas sinar gamma
- Tidak adanya kerak lumpur, lubang bor sering (tapi tidak selalu) membesar
- Pemisahan negatif pada kurva-kurva mikrolog
- Pembacaan alat resistivitas-dalam (LLD) hampir sama dengan resistivitas-dangkal (LLS)
- Pembacaan porositas tampak Neutron lebih tinggi dari densitas

Lapisan permeabel dapat ditunjukkan oleh :

- Rendahnya aktivitas sinar gamma
- Adanya kerak lumpur
- Pemisahan positif pada kurva-kurva mikrolog
- Porositas sedang hingga tinggi

Lapisan yang mengandung hidrokarbon dapat ditunjukkan oleh :

- Pemisahan yang lebih besar antara alat resistivitas mikro dan alat resistivitas-dalam

Gas dapat dibedakan dari minyak ditunjukkan oleh :

- Porositas neutron yang jauh lebih rendah dibandingkan porositas densitas.

Beberapa sifat fisis batuan yang menjadi parameter penting dalam analisis petrofisika adalah :

2.3.1 Kandungan Lempung (Vsh)

Kandungan lempung merupakan suatu nilai volume yang merepresentasikan banyaknya lempung pada suatu formasi. Pada dasarnya kandungan lempung merupakan fraksi volume lempung yang terkandung dengan volume total formasi. Evaluasi kandungan lempung di dalam formasi di dapatkan melalui log sinar gamma maupun, kurva ganda dari log densitas dan neutron. Namun, log sinar gamma yang paling efektif digunakan untuk menghitung kandungan lempung karena lempung biasanya mengandung unsur radioaktif yang lebih banyak dibandingkan dengan batu pasir atau batu gamping. Dan efektif dalam membedakan antara lapisan permeabel dan tak permeabel karena unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam lempung yang tak permeabel. Perhitungan indeks sinar gamma merupakan satu langkah yang digunakan untuk menghitung *volume shale* dari *log gamma ray*. Berikut di bawah ini merupakan persamaan untuk menentukan *volume shale* dengan respon linier ($V_{sh} = I_{GR}$) :

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.12)$$

Dimana :

I_{GR} = Indeks sinar gamma (API)

GR_{log} = *Gamma ray* terbaca di log (API)

GR_{min} = *Gamma ray* minimum (*clean sand* atau karbonat) (API)

GR_{max} = *Gamma ray* maksimum (lempung) (API)

2.3.2 Porositas

Ditandai dengan ϕ adalah bagian dari volume total batuan yang berpori dan tidak terisi oleh benda padat (Harsono, 1997). Besarnya porositas dari suatu formasi tergantung pada ukuran, bentuk butiran dan distribusi butiran (sortasi). Sortasi merupakan pemilihan ukuran butir yang bila semakin besar butir maka porositas akan semakin besar. Ada beberapa alat yang dapat digunakan menentukan porositas antara lain : log densitas, log neutron, dan log sonik.

Porositas yang digunakan pada penelitian ini adalah nilai porositas efektif (PHIE) yang dirumuskan :

$$PHIE = PHIT - CBW \quad (2.13)$$

Dimana :

PHIE = Porositas Efektif

PHIT = Porositas Total

CBW = Faktor Lempung

Model porositas awal pada penelitian ini menggunakan model porositas neutron densitas. Model porositas neutron densitas menggunakan perumusan :

$$\phi_{N-D} = \sqrt{\frac{\phi_D + \phi_N}{2}} \quad (2.14)$$

Dimana :

ϕ_{N-D} = porositas neutron densitas

ϕ_D = porositas densitas

ϕ_N = porositas neutron

2.3.3 Saturasi air (S_w)

Saturasi air adalah bagian ruang pori yang terisi air atau volume pori batuan yang terisi oleh air, sedangkan bagian yang terisi oleh hidrokarbon disebut dengan saturasi hidrokarbon (S_h) yang memiliki nilai ($1 - S_w$) (Harsono, 1997). Mula-mula batuan terisi oleh air formasi, namun kemudian terdesak oleh hidrokarbon yang mengalami proses migrasi. Beberapa metode atau model saturasi yang dapat digunakan untuk menentukan nilai saturasi air sesuai dengan kondisi lingkungan pengendapan, kandungan lempung, dan litologi target reservoir antara lain : Archie, Simandoux, Indonesian, dan Waxman Smith. Dalam perhitungan nilai saturasi air, nilai Rmf (resistivitas filtrasi lumpur) akan mempengaruhi pembacaan nilai saturasi air nya dan nilai Rmf setiap sumur berbeda-beda, selain itu perhitungan saturasi air juga diperlukan nilai R_w (resistivitas air).

Persamaan yang digunakan pada penelitian ini adalah persamaan saturasi air *Indonesian* sebagai berikut :

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{cl} \left(1 - \frac{V_{cl}}{2}\right)}{\sqrt{R_{cl}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \quad (2.15)$$

2.3.4 Permeabilitas (K)

Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk dilewati oleh fluida. Permeabilitas memiliki keterkaitan dengan porositas tetapi nilai permeabilitas dari suatu formasi tidak selalu bergantung pada porositasnya (Asquith dan Kyrowski, 2004). Nilai permeabilitas dinyatakan dalam milidarcy (md) dengan rentang nilai antara 1.0 md dan 1000 md (Harsono, 1997). Permeabilitas sangat bergantung pada ukuran butiran batuan. Apabila suatu batuan memiliki ukuran butiran besar dengan pori-pori besar maka permeabilitasnya tinggi. Ada beberapa jenis persamaan permeabilitas seperti Wyllie & Rose, Timur, dan Coates & Dumanoir. Pada penelitian ini persamaan permeabilitas yang digunakan adalah persamaan permeabilitas Timur :

$$K = 8581 \frac{PHIE^{4.4}}{S_w^2} \quad (2.16)$$

Dimana :

PHIE = Porositas efektif

Sw = Saturasi air

2.4 Data Mud Log

Mudlog merupakan suatu data hasil mud *logging* (analisa lumpur) yang digunakan untuk mengetahui temperatur lumpur, debit aliran lumpur, chromatograph lumpur, volume dari mud pit, tekanan casing, tekanan pada stand pipe, berat dari pahat, rate of penetration, dan yang terpenting adalah deskripsi litologi. Dalam hal ini, mudlog digunakan untuk menunjukkan kandungan mineral apa saja yang terdapat pada formasi, agar menghasilkan model yang semakin akurat.

HALLIBURTON		HIGH RES INDUCTION SPECTRAL DENSITY DUAL SPACED NEUTRON		
COMPANY: GO FOR IT		WELL: 1		
FIELD: TRAVIS		COUNTY: TRAVIS STATE: TEXAS		
API No: 2322 Location: 135° FWL & 2560 ENL OF BALCONES "A" LEASE		Other Services: SFT		
Sect: N/A Twp: N/A Rge: N/A		Permanent Datum: G.L. Elev: 291.00		
Log measured from: T.K.B. 25.000 ft. above perm. datum		Elev.: K.B. 317.00		
Drilling measured from: T.K.B.		D.F.: 315.00		
		G.L.: 291.00		
Date	11-4-1999	11-21-1999	11-27-1999	02000
Run No.				
Depth - Driller	8000.0000	11900.0000	12910.0000	
Depth - Logger	7985.0000	11900.0000	12906.0000	
Bottom - Logged Interval	7977.0000	11898.0000	12897.0000	
Top - Logged Interval	2008.0000	8000.0000	11906.0000	
Casing - Driller	13.37 @ 2008.0	9.625 @ 8000.0	7.625 @ 11900	@
Casing - Logger	2008.0000	8000.0000	11906.0000	
Bit Size	12 25/32	8 5/8	5 7/8	
Type Fluid in Hole	WATER BASE MUD	OIL BASE MUD	OIL BASE MUD	
Dens Visc	12.80 41.000	16.00 53.000	14.33 47.000	
PHI (Est Loss)	8.200 5.4000	4.0000	8.0000	
Source of Sample	FLOW LINE	FLOW LINE	FLOW LINE	
Rm @ Meas. Temp.	1.673 @ 75.00	@	@	@
Rm @ Meas. Temp.	1.200 @ 75.00	@	@	@
Rm @ Meas. Temp.	0.880 @ 75.00	@	@	@
Source Rm Res.	MSAS MSAS	N/A N/A	N/A N/A	
Rm @ BHT	0.630 @ 210.0			@
Time Since Circ.	8	10	8	
Time on Bottom	320	430	194	
Max. Rec. Temp.	210.0 @	210.0 @	210.0 @	210.0 @
Estas. Location	51541 ALICE	9179 ALICE	8425 ALICE	
Recorded By	J. ZIMMER	VISHOK JAIN	AL PADILLA	
Witnessed By	DAN	PAUL		

Gambar 2.17 Contoh data *mudlog* (Asquith dan Krygowski, 2004)

2.5 Lumping

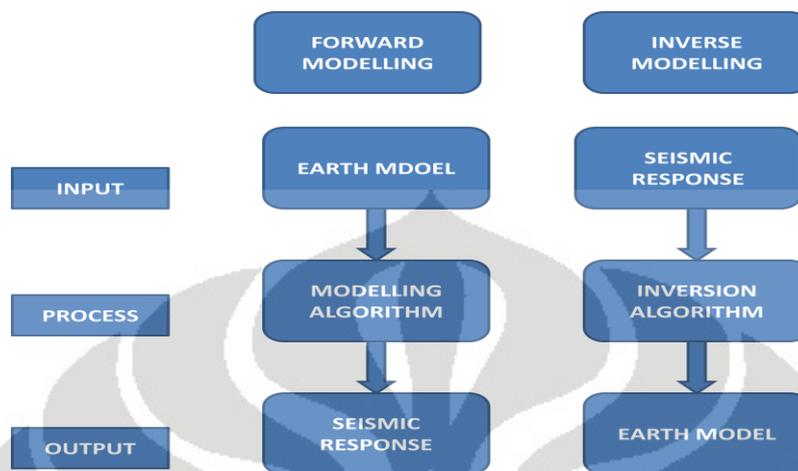
Data log terekam secara diskrit. Untuk deskripsi reservoir lebih lanjut diperlukan suatu teknik deskripsi dari data log yang lebih sederhana. Teknik ini dinamakan lumping atau pembungkalan. Maksud kata pembungkalan disini adalah nilai kumulatif parameter parameter petrofisika yang terdapat pada sumur-sumur eksplorasi. Nilai kumulatif merupakan jumlah dari parameter tertentu pada setiap kedalaman cuplikan (sampling) dikalikan dengan interval sampling. Nilai interval tergantung pada nilai penggal yang digunakan. Dalam tugas akhir ini digunakan nilai penggal Sw, kandungan lempung, dan porositas. Nilai penggal berfungsi menghasilkan bagian sumur yang tidak produktif sehingga didapatkan zona *net reservoir* dan *net pay*.

2.6 Metode Inversi Seismik

Inversi seismik didefinisikan sebagai suatu teknik untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000).

Data seismik konvensional yang biasa digunakan dimodelkan sebagai konvolusi dari reflektifitas batuan dengan wavelet ditambah bising (noise). Untuk

keperluan interpretasi dan karakteristik reservoir, akan lebih mudah dilakukan setelah data seismik tersebut dikembalikan menjadi model geologi. Proses pembalikan tersebut disebut inversi seismik.



Gambar 2.18 Perbedaan pemodelan data seismik inversi dan forward (Russel, 1988)

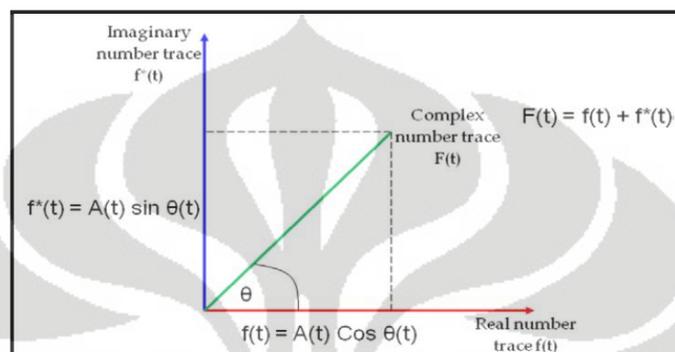
2.7 Seismik Atribut

Seismik atribut didefinisikan sebagai sifat kuantitatif dan kualitatif dari data seismik yang dapat ditampilkan pada skala yang sama dengan data asli. Keunggulan seismik atribut adalah kemampuannya untuk mengekstraksi informasi dari data seismik yang mula-mula tersembunyi dalam tampilan normal atau reflektivitas.

2.7.1 Atribut Kompleks Sesaat

Salah satu teknik analisis yang bermanfaat dalam menginterpretasikan penampang seismik adalah dengan analisis trace seismik kompleks. Perhitungan atribut trace seismik kompleks pada dasarnya adalah suatu transformasi yang memisahkan informasi amplitudo dan sudut (fasa dan frekuensi) dalam tampilan yang terpisah. Informasi dalam penampang seismik secara matematis dimanipulasi untuk menghasilkan tampilan baru yang menonjolkan amplitudo atau sudut. Trace seismik adalah ukuran kecepatan pergerakan pada geofon atau variasi tekanan pada hidrofon sebagai akibat menjalarnya gelombang seismik.

Penjalaran gelombang seismik melibatkan pergerakan partikel zat dari posisi kesimbangannya dan menghasilkan energi kinetik. Pergerakan partikel tersebut dihalangi oleh gaya elastis sehingga energi tersimpan sebagai energi potensial. Trace seismik kompleks $f(t)$ dapat dianggap sebagai trace sebuah vektor yang secara menerus berubah panjangnya dan berotasi.



Gambar 2.19 Penggambaran vektor kompleks atribut dari trace seismik real

2.7.2 Trace Rill dan Imaginer

Trace rill dan imaginer diberikan sebagai proyeksi dari vektor yang berotasi pada bidang rill dan imaginer. Saat partikel bergerak akibatnya menjalarnya gelombang seismik, maka terjadi transfer bolak balik antara energi potensial dan energi kinetik. Trace kuadratur/imaginer mempresentasikan energi potensial, sedangkan trace rill mempresentasikan energi kinetik dari partikel yang bergerak akibat respon gelombang seismik. Trace seismik real $f(t)$ dirumuskan sebagai berikut :

$$f(t) = A(t)\cos\theta(t) \quad (2.17)$$

Dimana, $A(t)$: Amplitudo

$\Theta(t)$: fasa dalam suatu waktu tertentu

Trace imaginer $f^*(t)$ identik dengan trace rill yang fasenya tergeserkan 90° , dimana $f^*(t)$ dirumuskan sebagai berikut :

$$f^*(t) = A(t)\sin\theta(t) \quad (2.18)$$

Dimana, $A(t)$: Amplitudo

$\Theta(t)$: fasa dalam waktu tertentu

2.7.3 Kuat refleksi

Kuat refleksi $A(t)$ adalah akar dari energi total seismik pada waktu sesaat tertentu dimana merupakan selubung dari trace seismik. Kuat refleksi dapat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$A(t) = \sqrt{f(t)^2 + f^*(t)^2} \quad (2.18)$$

Dimana, $f(t)$: trace rill

$F^*(t)$: trace imaginer

Kuat refleksi yang tinggi sering berasosiasi dengan perubahan litologi yang tajam antara lapisan batuan yang berdekatan, seperti sepanjang ketidakselarasan atau batas yang berasosiasi dengan perubahan tajam lingkungan pengendapan. Kuat refleksi juga merupakan alat efektif untuk mengidentifikasi anomali *brightspots*.

Reservoir gas sering muncul sebagai refleksi amplitudo tinggi dan terang, kuat refleksi juga berfungsi juga bisa berfungsi untuk mendeteksi dan mengkalibrasi efek tuning.

2.7.4 Fasa Sesaat

Fasa sesaat adalah besar sudut dimana tangennya adalah amplitudo kuadratur sebagai amplitudo real sesaat:

$$\phi(t) = \text{tg}^{-1} \left[\frac{f^*(t)}{f(t)} \right] \quad (2.19)$$

Dimana, $f(t)$: trace real

$f^*(t)$: trace imaginer

Fasa sesaat cenderung menyamakan reflektor lemah dan kuat, oleh karena itu sangat berguna untuk mendeteksi sesar, pembajian, ketidakselarasan, *channel*,

kipas-kipas. Pada kasus reservoir gas tertentu, fasa sesaat bisa berguna untuk mengidentifikasi dan memetakan pembalikan fasa, fasa sesaat bisa berguna juga untuk mendeteksi hidrokarbon sebagai efek tuning lapisan tipis yang menyebabkan perubahan fasa lokal, sehingga atribut ini sering dikombinasikan dengan atribut lainnya untuk analisis DHI.

2.7.5 Frekuensi sesaat

frekuensi sesaat merupakan hasil turunan fasa sesaat terhadap waktu dalam derajat/ms. Atribut frekuensi sesaat sering digunakan untuk memperkirakan atenuasi seismik. Hidrokarbon biasanya menurunkan komponen frekuensi tinggi. Perubahan ke frekuensi rendah ini hanya terjadi pada reflektor-reflektor yang terletak dibawah DHI.

2.7.5.1 Polaritas semu

Polaritas semu didefinisikan sebagai tanda dari *trace rill* dimana trace kuat refleksi mempunyai maksimum lokal (Taner et al, 1997). Nilai suatu sampel waktu yang berhubungan dengan suatu maksimum lokal (m) pada trace refleksi dihitung berdasarkan :

$$\text{Nilai(m)} = \text{kuat refleksi (m)} \times \text{Tanda(m)} \quad (2.20)$$

Polaritas semu dapat mengidentifikasi anomali terang akibat adanya akumulasi gas, dimana anomali tersebut berasosiasi dengan nilai Impedansi Akustik yang rendah dibandingkan lapisan di sekitarnya. Anomali tersebut akan direfleksikan sebagai polaritas negatif pada top reservoir dan polaritas positif untuk batas gas air.

2.7.6 Atribut Amplitudo Primer

Amplitudo merupakan atribut berdasarkan trace seismik yang banyak digunakan untuk mengenali anomali amplitudo akibat hidrokarbon. Kegunaan lainnya adalah untuk mengidentifikasi ketidakselarasan, efek tuning, perubahan stratigrafi sekuen. Beberapa contoh atribut yang masuk dalam kelompok atribut

amplitudo primer adalah amplitudo RMS, amplitudo puncak maksimum, amplitudo palung maksimum, amplitudo rata-rata.

2.7.6.1 Amplitudo RMS

Amplitudo RMS dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\text{Amplitudo RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2} \quad (2.21)$$

Dimana, N : jumlah sampel amplitudo pada jendela analisis

A: besar amplitudo

2.7.6.2 Amplitudo puncak maksimum

Perhitungan amplitudo puncak maksimum yaitu dengan menentukan amplitudo positif maksimum dalam jendela analisis. Nilai maksimum yang didapatkan diinterpolasi dan dikeluarkan sebagai nilai atribut ini.

2.7.6.3 Amplitudo palung maksimum

Perhitungan amplitudo palung maksimum yaitu dengan menentukan amplitudo negatif maksimum pada jendela analisis. Nilai negatif maksimum yang didapatkan kemudian diinterpolasi dan dikeluarkan sebagai nilai atribut ini.

2.7.6.4 Amplitudo Rata-rata

Atribut amplitudo rata-rata merupakan jumlah dari semua amplitudo dalam jendela analisis dibagi banyaknya nilai non nol.

2.8 Analisis MultiAtribut Seismik

Metode multi atribut merupakan salah satu metode statistika menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Pada analisis ini dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk mempredikasi atau mengestimasi volume

dari properti log pada semua lokasi pada volume seismik. Statistik dalam karakteristik reservoir digunakan untuk mengestimasi dan mensimulasikan hubungan spasial variabel pada nilai yang diinginkan pada lokasi yang tidak mempunyai data sampel terukur. Hal ini didasari pada kenyataan yang sering terjadi bahwa pengukuran suatu variabel disuatu area yang berdekatan adalah sama. Kesamaan antara dua pengukuran tersebut akan menurun seiring bertambahnya jarak pengukuran. Ide menggunakan multiatribut seismik untuk memprediksi log properti pertama kali diusulkan oleh Schlutz dkk.(, 1994) dalam sebuah artikel yang diterbitkan oleh majalah *The Leading Edge*. Dalam pendekatan tradisional, properti reservoir dihasilkan dari data seismik dengan menggunakan hubungan fisika antara parameter yang dipetakan dengan atribut dari data seismik. Dan kemudian menggunakan sebuah atribut dari penampang 2D atau 3D untuk memprediksi parameter reservoir tersebut. Pendekatan dalam memprediksi parameter reservoir dengan cara ini disebut pendekatan secara deterministik. Beberapa contoh yang termasuk dalam pendekatan ini adalah :

- a) Perubahan amplitudo pada trace seismik mengindikasikan perubahan dalam koefisien refleksi. Sebagai contoh, perubahan yang cepat pada impedansi akustik, seperti dalam gas sand, pada trace seismik akan ditunjukkan sebagai *bright spot*.
- b) Ekstraksi impedansi austik dari data seismik menggunakan inversi rekursif (dengan menggunakan hubungan terbaik), dimana:

$$IA_{i+1} = IA_i(1+KR_i)/(1-KR_i) \quad (2.22)$$

Salah satu masalah utama dari inversi rekursif adalah hilangnya komponen frekuensi rendah akibat pengaruh wavelet seismik. Hal ini biasanya dikoreksi dengan menambahkan komponen frekuensi rendah dari model kecepatan,yaitu kecepatan interval yang diperoleh dari kecepatan stacking sepanjang penampang seismik. Penggunaan data prestack untuk mengekstrak informasi mengenai intercept dan gradien,sehingga bisa mengetahui Poisson's ratio dan reflektifitas gelombang S,menggunakan persamaan:

$$R(v) = Rp+G\sin^2v \quad (2.23)$$

Dimana, R_p : intercept

G : gradient

R_s : $(R_p - G)/2$

$\Delta\sigma \approx (R_p + G)/4 =$ perubahan poisson's ratio

Dalam persamaan diatas beberapa aproksimasi telah dibuat, kita telah mengasumsikan $V_p/V_s \approx 1/2$ dan telah menurunkan suku ketiga dari persamaan Aki Richards.

V_p : Kecepatan gelombang P

V_s : Kecepatan gelombang S

c) Ekstraksi impedansi akustik dari data seismik menggunakan inversi. Atribut-atribut ini dihasilkan berdasarkan definisi dari trace kompleks, dimana, dalam bentuk polar memberikan tiga atribut seismik klasik, yaitu: kuat refleksi, fase sesaat dan frekuensi sesaat.

Secara matematis:

$$C(t) = s(t) + ih(t) \quad (2.24)$$

Dimana, $C(t)$: trace kompleks

$s(t)$: $A(t)\cos v(t)$ = trace seismik

$h(t)$: $A(t)\sin v(t)$ = transformasi Hilbert dari trace seismik

$A(t)$: $(s^2(t) + h^2(t))^{1/2}$ = kuat refleksi

$v(t)$: $\tan^{-1}(h(t)/s(t))$ = fase sesaat

$\omega(t)$: $v(t)/dt$ = frekuensi sesaat

d) Atribut yang dihasilkan secara spasial dari multiple trace, seperti koherensi.

Walaupun hubungan antara atribut dan parameter reservoir ini telah didapatkan, dasar fisiknya tidak jelas, kita lebih menginginkan untuk menghasilkan hubungan statistik daripada hubungan deterministik. Pendekatan ini oleh Schultz dkk disebut sebagai data-driver methodology.

Dalam kasus yang paling umum, kita mencari sebuah fungsi yang akan mengkonversi m atribut yang berbeda kedalam properti yang diinginkan. Dituliskan sebagai:

$$P(x,y,z) = F[A_1(x,y,z), \dots, A_m(x,y,z)] \quad (2.25)$$

Dimana, P : properti log, sebagai fungsi dari koordinat x,y,z

F : fungsi yang menyatakan hubungan antara atribut seismik

A_i : atribut m .

i : $1, \dots, m$.

Untuk kasus yang paling sederhana, hubungan antara log properti dan atribut seismik dapat ditunjukkan oleh pembobotan linier.

$$P = w_0 + w_1 A_1 + \dots + w_m A_m \quad (2.26)$$

Dimana, w_i : nilai bobot dari $m+1$

i : $0, \dots, m$.

2.9 Regresi Linier MultiAtribut

Metode regresi linier multiatribut pada dasarnya untuk menemukan operator maksimal yang memprediksi log sumur dari data seismik. Pada kenyataannya, kita menganalisis data atribut seismik dan bukan data seismik itu sendiri. Salah satu kenapa kita melakukan hal ini karena menggunakan data atribut seismik lebih menguntungkan daripada data seismik itu sendiri, banyak dari atribut ini bersifat nonlinier, sehingga mampu meningkatkan kemampuan prediksi (Sulistiyono, 2012)

Atribut Input pada Analisis Multiatribut :

- a) *Horizon-based attributes* : dihitung dari nilai rata-rata antara dua horizon.
- b) *Sample-based attributes* : merupakan informasi transformasi dari trace input untuk menghasilkan trace output lainnya dengan jumlah yang sama dengan trace input yang nilainya dihitung per sampel.

Atribut yang digunakan dalam analisis multi atribut dengan menggunakan perangkat lunak EMERGE harus dalam bentuk *sample-based attribute*. Atribut-atribut ini dapat dikelompokkan kedalam 6 katagori,yaitu:

a) Atribut Sesaat

- Kuat refleksi
- Fasa sesaat
- Frekuensi sesaat
- Kosinus fasa sesaat
- Polaritas semu
- *Amplitude weighted cosine phase*
- *Amplitude weighted frequency*
- *Amplitude weighted phase*

b) Windowed Frequency Attributes

- Fase sesaat
- Average Grequency Amplitude
- Frekuensi Dominan

c) Filter slices (Band Filter)

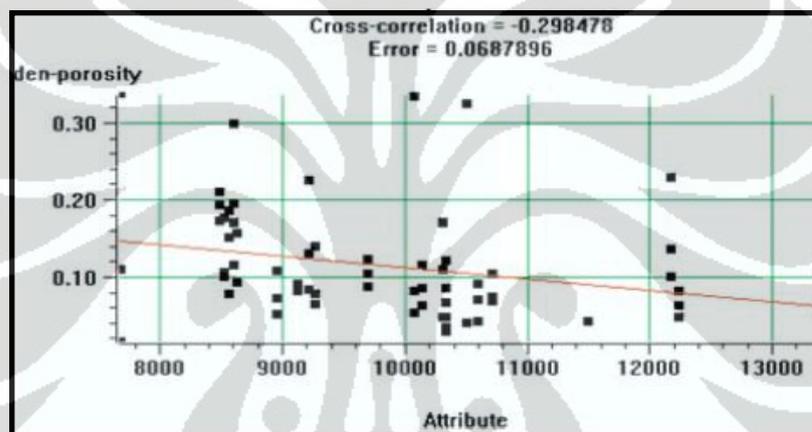
- Filter 5/10 – 15/20 Hz
- Filter 15/20 – 25/30 Hz
- Filter 25/30 – 35/40 Hz
- Filter 45/50- 55/60 Hz
- Filter 55/60- 65/70 Hz

d) Derivative attributes

- Derivative of the Seismic Trace
- Derivative Instantaneous Amplitude
- Second Derivative of the Seismic Trace
- Second Derivative Instantaneous Amplitude
- Integrated Attributes
- Time (a linier ramp)

2.10 Conventional Cross-Plotting

Prosedur sederhana untuk menentukan hubungan antara data log target dan atribut seismik adalah dengan melakukan *cross-plot* diantara kedua data tersebut.



Gambar 2.20 Conventional cross-plot antara plot log target dan atribut seismik (Emerge, 1997)

(Gambar 2.20) merupakan cross-plot antara log target dalam hal ini densitas-porositas dengan sebuah atribut seismik. Dengan asumsi bahwa log target telah dikonversi kedalam satuan waktu dan memiliki *sample rate* yang sama dengan atribut seismik. Tiap titik pada crossplot terdiri dari jumlah data yang berhubungan dengan sample waktu tertentu.

Hubungan linier antara log target dan atribut ditunjukkan oleh sebuah garis lurus yang memenuhi persamaan

$$y = a + bx$$

koefisien a dan b pada persamaan ini diperoleh dengan meminimalkan *mean-square prediction error*:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - b x_i)^2 \quad (2.27)$$

Dimana penjumlahan dilakukan pada setiap titik di *cross-plot*.

Perhitungan pada prediksi *error* E, merupakan pengukuran kecocokan untuk garis regresi. Koefisien korelasi didefinisikan oleh persamaan :

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \quad (2.28)$$

Dimana :

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y) \quad (2.29)$$

$$\sigma_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)^2 \quad (2.30)$$

$$\sigma_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - m_y)^2$$

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (2.31)$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \quad (2.32)$$

2.11 Pengembangan *cross-plotting* terhadap Multi atribut

Pengembangan analisa linier konvensional terhadap multi atribut (regresi linier multivarian) dilakukan secara langsung. Sebagai penyederhanaan, kita mempunyai tiga atribut seperti gambar 3. Pada setiap sampel waktu log target dimodelkan oleh persamaan linier:

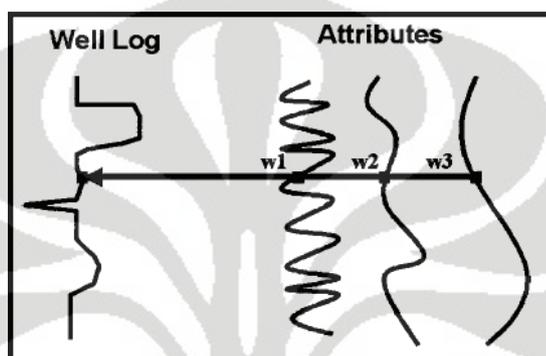
$$L(t) = w_0 + w_1 A_{1i}(t) + w_2 A_{2i}(t) + w_3 A_{3i}(t) \quad (2.33)$$

Pembobotan (*weights*) pada persamaan ini dihasilkan dengan *meminimalisi mean-squared prediction error*, yang diperoleh dari persamaan:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1 A_{1i} + w_2 A_{2i} + w_3 A_{3i})^2 \quad (2.34)$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar:

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A^2 & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{1i} A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A^2 A_{2i} & \sum A_{2i} A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i} A_{3i} & \sum A_{2i} A_{3i} & \sum A^2 A_{3i} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i} L_i \\ \sum A_{2i} L_i \\ \sum A_{3i} L_i \end{bmatrix} \quad (2.35)$$



Gambar 2.21 Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama.

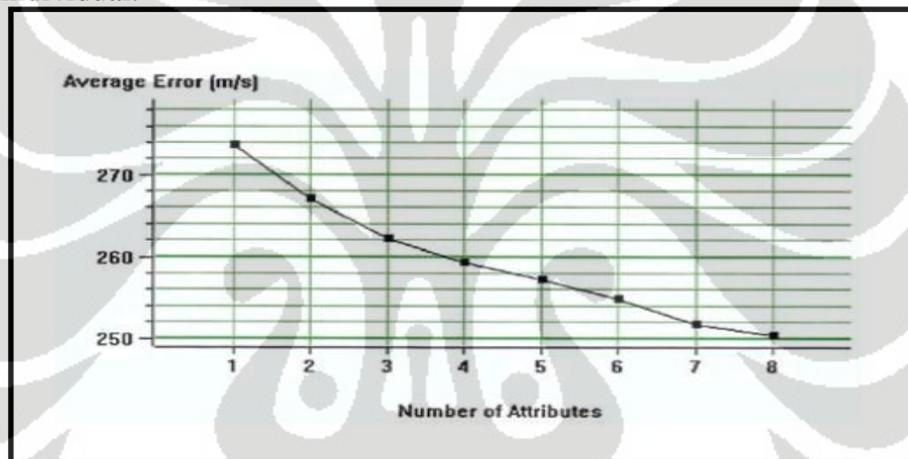
Pada kasus atribut tunggal, *mean squared error* sering dihitung menggunakan pembobotan, merupakan pengukuran kesesuaian untuk transformasi tersebut, seperti pada persamaan koefisien korelasi dimana sekarang koordinat x merupakan nilai log yang diprediksi dan koordinat y merupakan real data log.

2.12 Validasi

Untuk menentukan jumlah atribut yang digunakan, transformasi multi atribut dengan jumlah atribut $N+1$ selalu memiliki prediksi *error* lebih kecil atau sama dengan transformasi dengan N atribut. Dengan ditambahkan sejumlah atribut diharapkan penurunan secara asimptotis dari prediksi *error*, seperti yang terlihat pada (gambar 2.22). Dengan ditambahkan atribut maka ia akan meningkatkan kecocokan data *training*, tetapi hal ini biasanya disebut dengan *over training*. Dengan menggunakan jumlah atribut yang besar dapat dianalogikan dengan pencocokan cross-plot dengan orde polinomial yang besar. Cross validasi

membagi seluruh data *training* kedalam dua bagian,yaitu data *training* dan data validasi.

Data *training* digunakan untuk menghasilkan persamaan jumlah pembobotan linier, terdiri dari data sampel *training* semua sumur, kecuali beberapa sumur yang disembunyikan. Data validasi digunakan untuk mengukur hasil akhir prediksi *error*, terdiri dari beberapa sampel data sumur yang disembunyikan, dengan asumsi bahwa *over training* pada *training* akan mengakibatkan kecocokan yang buruk pada data validasi. Pada proses *cross validasi* diulang beberapa kali untuk semua sumur setiap pengukuran meninggalkan sumur yang berbeda. Validasi *error* total merupakan rata-rata rms *error* individual.



Gambar 2.22 Plot dari prediksi *error* terhadap jumlah atribut yang digunakan dalam transformasi, secara matematis kurva turun secara asimptotis

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N e_{vi}^2 \quad (2.36)$$

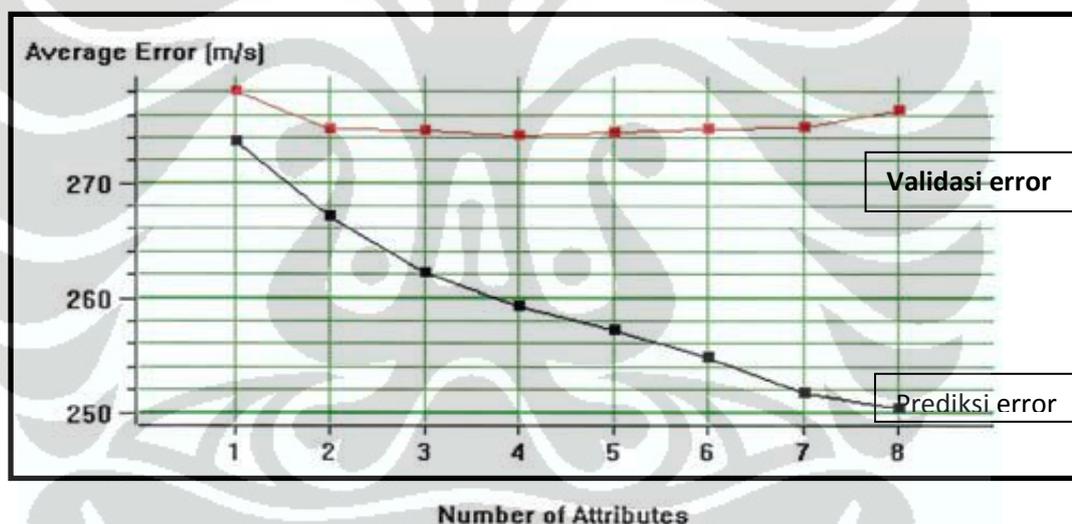
E_v : validasi *error* total

e_{vi} : validasi *error* untuk sumur i

N : jumlah sumur

Validasi *error* untuk setiap jumlah atribut selalu lebih besar dari data *training error*. Hal ini disebabkan karena memindahkan sebuah data sumur dari data set *training* akan menurunkan hasil kemampuan prediksi.

Perlu dicatat bahwa kurva validasi *error* tidak menurun secara monoton. Pada kenyataannya, kurva tersebut menunjukkan minimum lokal disekitar empat atribut, dan kemudian secara bertahap meningkat. Bila diinterpretasikan ini berarti setiap penambahan atribut setelah yang keempat, sistem akan *over training*. Pada umumnya, jika kurva validasi *error* secara jelas menunjukkan paling umum, kita mengasumsikan jumlah atribut pada titik tersebut adalah optimum. Jika kurva *validasi error* memperlihatkan minimum regional seperti pada (gambar 2.23), atau sekumpulan minimum lokal, maka dipilih titik dimana kurva berhenti menurun secara meyakinkan. Hal ini akan berhubungan dengan dua atribut pertama.



Gambar 2.23 Plot validasi error total sebagai kurva paling atas (Russel dkk, 1997)

2.13 Probabilistic Neural network

Hampson et al., (2000) dalam papernya berjudul *Use of Multiattribute transforms to predict log properties from seismic data* menyebutkan bahwa terdapat dua buah tipe *neural network* yaitu *feed forward multilayer neural network* (MLFN) dan *Probabilistic Neural network* (PNN). PNN dipilih dalam metode *Neural networks* karena memiliki keunggulan pada matematika. *Probabilistic neural network* (PNN) merupakan interpolasi matematika dengan

skema yang juga menggunakan arsitektur *neural network* dalam aplikasinya. PNN memiliki formulasi matematis sehingga menjadi lebih baik dibanding MLFN. Data yang dipakai oleh PNN sama dengan data percobaan MLFN. Data ini terdiri dari :

$$\begin{aligned} &\{A_{11}, A_{21}, A_{31}, L_1\} \\ &\{A_{12}, A_{22}, A_{32}, L_2\} \\ &\{A_{1n}, A_{2n}, A_{3n}, L_n\} \end{aligned} \quad (2.37)$$

Dimana A adalah atribut seismik, n merupakan contoh data *training* dengan 3 atribut. Nilai L_i merupakan nilai target log yang terukur dari masing-masing contoh.

Dengan memberikan data percobaan, asumsi PNN adalah nilai log terukur yang baru dapat ditulis sebagai kombinasi linier dari nilai log pada data percobaan, maka contoh data baru dengan atributnya :

$$x = \{A_{1j}, A_{2j}, A_{3j}\}, \quad (2.38)$$

maka nilai log yang baru diperkirakan menjadi:

$$L(x) = \frac{\sum_{i=1}^n L_i \exp(-D(x, x_i))}{\sum_{i=1}^n \exp(-D(x, x_i))} \quad (2.39)$$

$$D(x, x_i) = \sum_{j=1}^3 \left(\frac{x_j - x_{ij}}{\sigma_j} \right)^2 \quad (2.40)$$

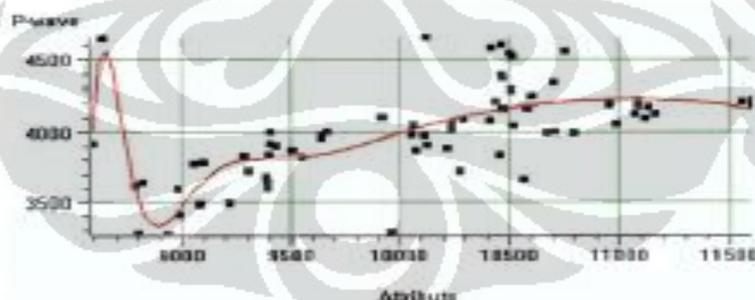
Nilai kuantitas $D(x, x_i)$ adalah interval antara nilai input dan nilai *training* masing masing x_i . Jarak ini diukur dalam ruang multidimensional yang direntang oleh atribut dan ditentukan dalam skala oleh kuantitas σ_j , yang mungkin berbeda untuk masing-masing atribut. Persamaan (2.39) dan (2.40) menggambarkan penerapan PNN. *Training* network terdiri dari penentuan set yang optimal dari parameter *smoothing*, σ_j . Kriteria untuk menentukan parameter ini adalah bahwa network yang dihasilkan harus memiliki kesalahan validasi terendah. Cara menentukan hasil validasi untuk target sampe m th sebagai :

$$L_m(x_m) = \frac{\sum_{i \neq m}^n L_i \exp(-D(x_m, x_i))}{\sum_{i \neq m}^n \exp(-D(x_m, x_i))} \quad (2.41)$$

Ini adalah nilai prediksi dari target sampel m th ketika sampel itu tersisi dari data *training*. Karena kita tahu nilai dari sampel ini, kita dapat menghitung kesalahan prediksi untuk sampel itu. mengulangi proses ini untuk setiap sampel training, kita dapat menentukan kesalahan prediksi total untuk data training sebagai :

$$E_v(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3, \dots) = \sum_{i=1}^N (L_i - \hat{L}_i)^2 \quad (2.42)$$

Perhatikan bahwa kesalahan prediksi tergantung pada pilihan parameter σ_j . kuantitas ini diminalkan dengan menggunakan nonlinier konjugasi algoritma gradien. *Network* yang dihasilkan akan memiliki kesalahan validasi yang diminimalkan. Kinerja PNN pada data crossplot sederhana ditunjukkan pada data *crossplot* sederhana ditunjukkan pada (gambar 2.24). dari angka ini, kita dapat melihat bahwa PNN memiliki karakteristik yang diinginkan dengan data yang mendekati MLFN, tetapi cenderung lebih stabil dibatas rentang atribut. Masalah terbesar dengan PNN adalah karena membawa semua data training dan membandingkan setiap sampel output dengan masing-masing sampel training, sehingga waktu aplikasi lebih lama (Hampson et al, 2000).



Gambar 2.24 Prediksi kurva yang diperoleh dari MLFN dengan lima nodes pada *hidden layer*.

BAB III PENGOLAHAN DATA

3.1 Penyajian Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini berupa data well log, data 3D PSTM (*Post Stack Time Migration*) seismik, data *marker* reservoir, dan data *checkshot* pada sumur SARJANA-06 dan SARJANA-05 dari Lapangan X, Cekungan Sumatera Selatan. Sumur yang digunakan pada penelitian ini berjumlah lima buah, yaitu sumur SARJANA-03, SARJANA-05, SARJANA-09, SARJANA-12, SARJANA-05. Kelima sumur tersebut masing-masing memiliki kelengkapan data well-log sebagai berikut :

Tabel 3.1 Data log kelima sumur

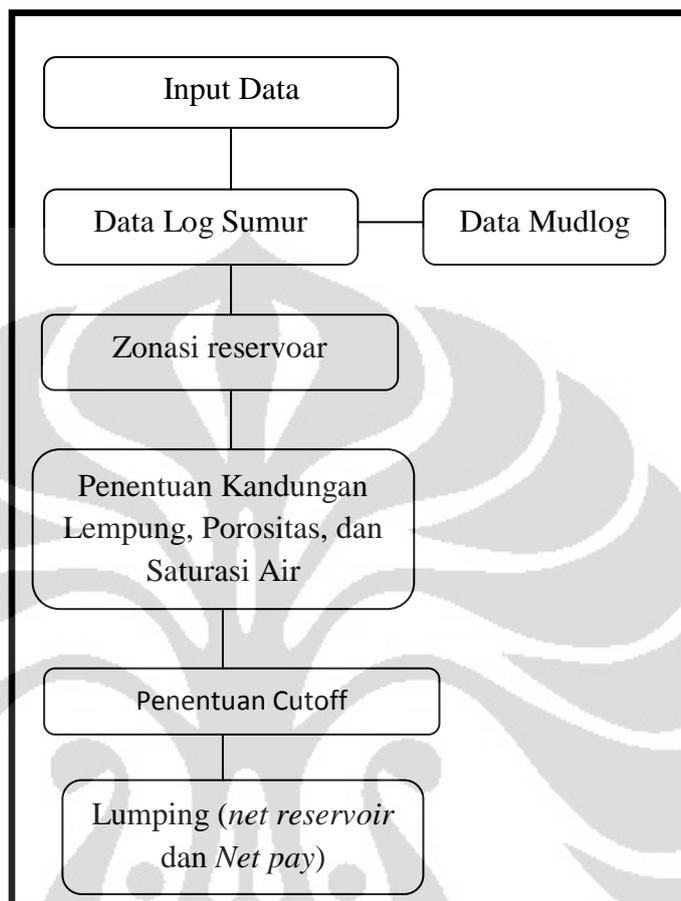
Well	GR	SP	RHOB	DT	TNPH	NPHI	LLD	LLS	MSFL
SARJANA-03	Y	Y	Y	Y	-	Y	Y	Y	
SARJANA-05	Y	Y	Y	Y	Y	-	Y	Y	
SARJANA-09	Y	Y	Y	Y	Y	-	Y	Y	
SARJANA-12	Y	Y	Y	Y	Y	-	Y	Y	
SARJANA-06	Y	Y	Y	Y	Y	-	Y	Y	

Data marker yang digunakan masing-masing sumur berbeda dan data marker yang didapatkan merupakan marker reservoir. Pengolahan data pada penelitian ini menggunakan software Interactive Petrophysics V 3.5, Petrel 2010.1, dan HRS (Hampson Russell). Pengolahan data pada penelitian ini dibagi menjadi tiga tahapan yaitu analisis petrofisika dan formasi, inversi seismik, serta proses multiatribut.

3.2 Pengolahan Data Petrofisika

Proses awal dalam penelitian ini merupakan pengolahan data log sumur yang bertujuan untuk mencari parameter petrofisika yang akan didistribusikan ke

dalam volume seismik 3D, workflow pada pengolahan datalog sumur ditunjukkan pada (gambar 3.1) dibawah ini.



Gambar 3.1 *workflow* proses pengolahan data petrofisika

3.3 Zonasi

Tahapan zonasi bertujuan untuk melihat sebaran litologi dan untuk menentukan dimana saja yang menjadi zona permeabel atau yang menjadi zona menarik yang diduga berpotensi terdapat kandungan hidrokarbon pada suatu sumur. Zonasi pada penelitian ini dilakukan hanya pada formasi AirBenakat Cekungan Sumatera Selatan. Penentuan zonasi dilakukan dengan mengevaluasi sebaran litologi pada setiap sumur. Langkah awal pada zonasi adalah menentukan kesamaan litologi batuan, hal ini dapat dilihat dengan menggunakan log gamma ray dan log SP, dapat dibantu dengan log *caliper*. Reservoir yang baik memiliki sifat permeabel yang artinya zona tersebut dapat dilewati oleh fluida, setelah menentukan litologi batuan dari reservoir hal berikutnya adalah mengidentifikasi

fluida yang terkandung di dalam suatu formasi atau lapisan batuan. Hal tersebut dapat dilakukan dengan menggunakan log resistivitas dan porositas.

Menurut Harsono (1997), lapisan serpih yang tidak permeabel sering kali ditunjukkan dengan

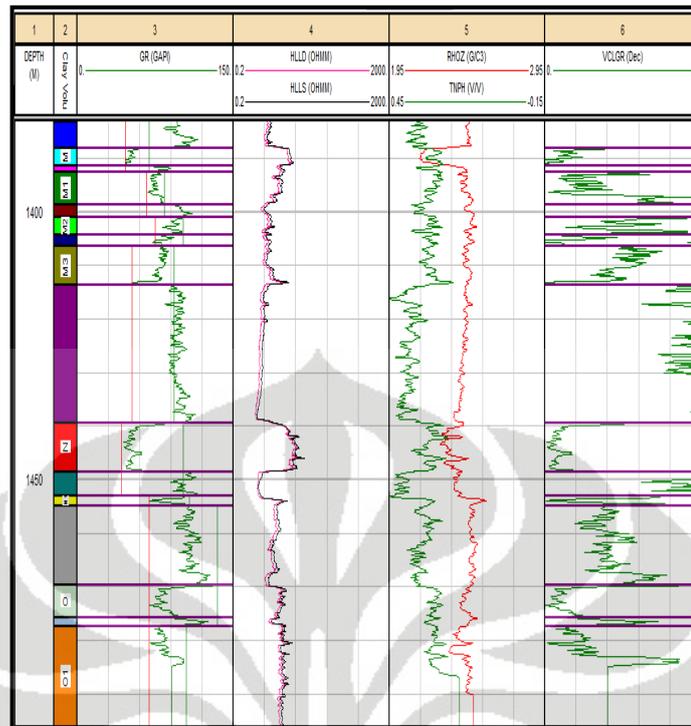
- Tingginya aktivitas sinar Gamma
- Tidak adanya kerak-lumpur, lubang bor sering (tapi tidak selalu) membesar
- Pemisahan negatif kura-kurva mikrolog
- Peembacaan alat resistivitas-dalam hampir sama dengan resistivity dangkal
- Pembacaan porositas neutron lebih tinggi dari dari densitas.

Lapisan permeabel dapat ditunjukkan oleh :

- Rendahnya aktivitas sinar Gamma
- Adanya kerak lumpur
- Pemisahan positif kurva-kurva Mikrolog
- Porositas sedang hingga tinggi

Lapisan yang mengandung hidrokarbon dapat ditunjukkan oleh

- Porositas neutron yang jauh lebih rendah dibandingkan porositas densitas (gas)
- Porositas neutron berhimpit dengan porositas densitas (minyak)



Gambar 3.2 Zonasi pada sumur SARJANA-05

3.4 Evaluasi Kandungan Lempung

Evaluasi terhadap kandungan lempung di suatu sumur pemboran bertujuan untuk identifikasi terhadap zona permeabel dan impermeabel, evaluasi ini dapat dilakukan dengan dua cara yaitu menggunakan *single-clay indicator* atau *double-clay indicator*, pada penelitian ini menggunakan analisis *single-clay indicator*, dengan memanfaatkan *log gamma ray* untuk menentukan kandungan lempung dalam suatu sumur. Nilai gamma ray yang tinggi pada suatu lapisan menandakan lapisan tersebut banyak mengandung unsur radioaktif seperti Uranium(U), Thorium (TH), dan Potasium (K) dan jenis litologi yang mengandung banyak unsur radioaktif adalah *shale*. Berikut dibawah ini merupakan persamaan untuk menentukan volume shale dengan *respon linier* ($V_{sh}=I_{GR}$).

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3.1)$$

Dimana :

I_{GR} = Indeks sinar gamma (API)

GR_{log} = Gamma ray terbaca di log (API)

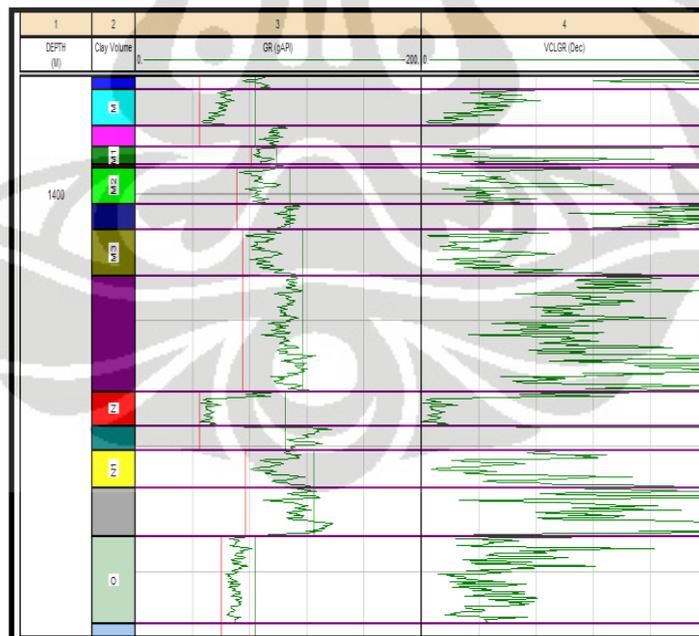
GR_{min} = Gamma ray minimum (*clean sand* atau karbonat) (API)

GR_{max} = Gamma ray maksimum (lempung) (API)

Pada penelitian ini, peneliti menggunakan respon non-linier dalam menentukan kandungan lempung. Terdapat sejumlah persamaan kandungan lempung dengan respon non-linier antara lain Larionov (1969), Steiber(1970), Clavier (1971), Larionov (1969), masing-masing memiliki karakter perhitungan berbeda berdasarkan litologi batuan wilayah yang diteliti, hal yang perlu menjadi pertimbangan dalam penggunaan persamaan kandungan lempung respon non-linier adalah umur batuan pada daerah penelitian. Seluruh persamaan non-linier menghasilkan kandungan lempung yang lebih rendah dibanding dari persamaan linier. Persamaan Clavier yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

$$V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (I_{GR-0.7})^2]^{1/2} \quad (3.2)$$

VCLGR yang merupakan *output* dari tahap ini selanjutnya akan digunakan sebagai koreksi lempung dalam perhitungan porositas dan saturasi air.



Gambar 3.3 Hasil Perhitungan Evaluasi Kandungan Lempung pada Sumur SARJANA-12

3.5 Porositas

Perhitungan porositas dari formasi batuan dilakukan setelah evaluasi kandungan lempung. Pada penelitian ini, model porositas awal yang digunakan adalah model porositas *neutron-density*. Ada dua nilai porositas yang didapat pada analisa petrofisika ini, yaitu porositas total (PHIT), dan porositas efektif (PHIE). Porositas total merupakan pembacaan log porositas atas respon terhadap ruang kosong di antara batuan yang berisi sejumlah air-ikat lempung (CBW), air bebas formasi, dan hidrokarbon. Sedangkan porositas efektif merupakan pembacaan log porositas atas respon terhadap ruang kosong diantara batuan yang berisi air-bebas lempung pada formasi, dan hidrokarbon.

$$PHIE = PHIT - CBW \quad (3.3)$$

PHIE = Porositas Efektif

PHIT = Porositas Total

CBW = Faktor Lempung

3.6 Saturasi Air (Sw)

Tahapan perhitungan saturasi air yang terkandung di dalam formasi batuan zona target dilakukan setelah evaluasi kandungan lempung. Kelima sumur yaitu SARJANA-03, SARJANA-05, SARJANA-06, SARJANA-12, SARJANA-09. Input log yang digunakan adalah *log density*, *log neutron*, *log sonic*, *log resistivity*, *clay content* (VCLGR), persamaan saturasi yang digunakan, dan *temperature*.

Dalam perhitungan nilai saturasi air, diperlukan nilai Rmf (reistivitas filtrasi lumpur) yang terukur saat proses akusisi data dan tercatat pada data *mudlog*. Hal ini karena nilai Rmf disuatu sumur mempengaruhi pembacaan nilai saturasi air nya. Selain itu, diperlukan nilai Rw (resistivitas air) dimana pada penelitian ini didapatkan dari data analisis air yang dilakukan di laboratorium.

Persamaan yang digunakan untuk menghitung nilai saturasi air pada penelitian ini menggunakan *Indonesian equation* (Persamaan 3.4). Persamaan saturasi ini dipilih karena formasi batuan pada zona reservoir wilayah ini merupakan perselingan pasir-lempung (*shaly-sand*).

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{cl}(1 - \frac{V_{cl}}{2})}{\sqrt{R_{cl}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \quad (3.4)$$

Dimana :

- Sw = Saturasi air
 Vsh = Volume shale (lempung)
 Rsh = Resistivitas shale (lempung) ($\Omega \cdot m$)
 Rw = Resistivitas air formasi ($\Omega \cdot m$)
 Rt = Resistivitas terukur ($\Omega \cdot m$)
 ϕ = Porositas efektif
 m = Eksponen sementasi, $m = 0.62$
 n = Eksponen saturasi, $n = 2.15$
 a = Eksponen tortuosity, $a = 2$

3.7 Perhitungan Nilai Resistivitas Air (Rw) dan Rmf

Evaluasi Rw dilakukan dengan melakukan perhitungan tingkat kejenuhan air, dan evaluasi rembesan kualitatif. Pada *default module software Interactive Petrophysics*, nilai Rw dan Rmf dihitung berdasarkan pembacaan nilai Rt dan Rxo. Nilai ini merupakan nilai semu (*apparent*), yaitu nilai yang didapat dengan pendekatan tidak langsung dengan menggunakan formula Archie. Oleh karena itu, pada langkah pengolahan data nilai Rw dan Rmf dihitung berdasarkan keadaan sumur sesungguhnya. Nilai Rmf dihitung dengan menggunakan data resistivitas lumpur filtrasi yang terukur di permukaan, dan diubah sesuai dengan temperatur dan salinitas ekuivalen formasi. Nilai Rw pada penelitian ini didapat dari analisis air di laboratorium dengan nilai sebagai berikut :

Tabel 3.2 Nilai Rw hasil analisis air pada daerah penelitian

Sumur	Nilai Rw (Ωm) pada lapisan		
	M	N	O
SARJANA- 03	0.04	0.192	0.0447
SARJANA-05	0.04	0.192	0.192
SARJANA-12	0.04	0.192	0.625
SARJANA-09	0.04	0.192	0.0447
SARJANA-06	0.04	0.192	0.192

3.8 Evaluasi Permeabilitas

Perhitungan permeabilitas dapat dilakukan setelah didapatkan nilai porositas efektif dan saturasi air. Permeabilitas adalah kemampuan suatu batuan dapat melewatkan fluida. Permeabilitas (K) memiliki satuan *milidarcy*, dimana nilainya berada dalam *range* 0.1 mD-1000 mD. Evaluasi permeabilitas tiap sumur dalam penelitian ini dapat dihitung 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.

Pada Penelitian ini, persamaan yang digunakan untuk menghitung nilai permeabilitas adalah persamaan Timur. Persamaan ini membandingkan antara nilai porositas efektif (PHIE) dengan saturasi air (Sw) setiap sumurnya. Persamaan permeabilitas Timur ditunjukkan sebagai berikut :

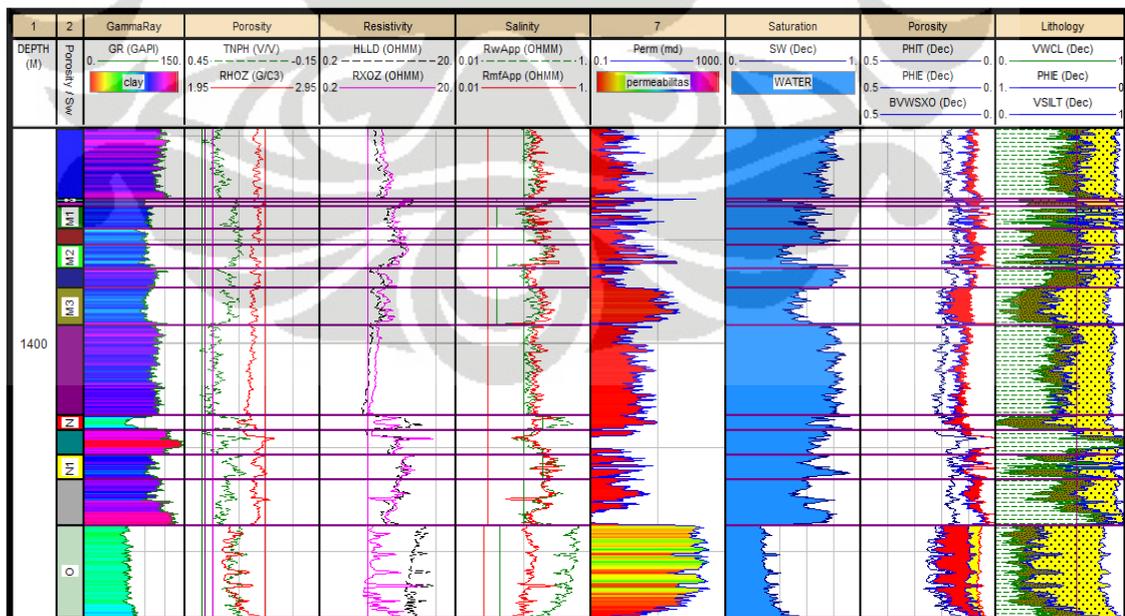
$$K = 8581 \frac{PHIE^{4.4}}{Sw^2} \quad (3.5)$$

Dimana :

PHIE : Porositas efektif

Sw : Saturasi air

Dibawah ini merupakan tampilan salah satu hasil perhitungan porositas, saturasi air, dan permeabilitas :

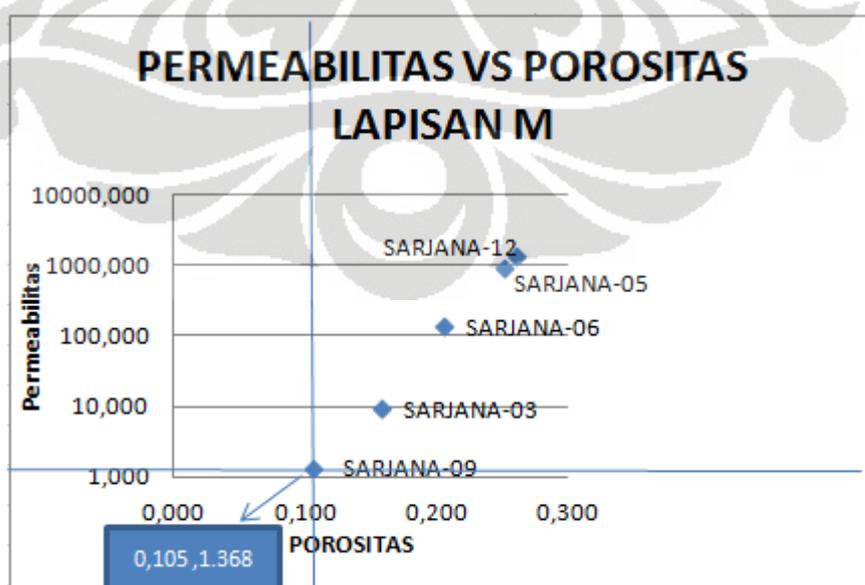


Gambar 3.5 Hasil perhitungan porositas, saturasi air, dan permeabilitas SARJANA-09

3.9 Nilai Penggal (*Cutoff*)

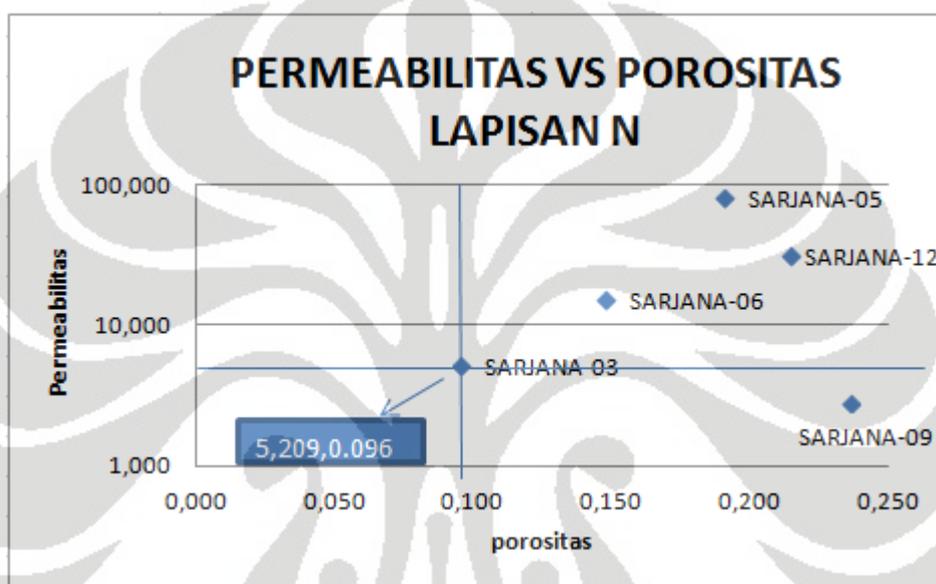
Pada tahapan penentuan nilai penggal (*cutoff*) ini dapat dilakukan setelah mengetahui semua nilai yang dijadikan sebagai parameter petrofisika yaitu, kandungan lempung, porositas, saturasi air, dan permeabilitas. Nilai penggal (*cutoff*) ini nantinya akan digunakan untuk menentukan zona reservoir (*net reservoir*) dan zona produktif (*net pay*).

Kedua zona tersebut memerlukan suatu batasan parameter petrofisika untuk menentukan suatu batuan reservoir berpotensi mengandung hidrokarbon atau tidak dan produktif atau tidak produktif. Nilai penggal porositas pada penelitian ini dihitung setiap lapisan M, lapisan N, dan lapisan O dengan melihat hubungan antara permeabilitas dengan PHIE, nilai permeabilitas dan PHIE rata-rata setiap sumur pada setiap lapisan M, N, dan O di plot menggunakan *excel*. Kemudian ditarik garis mendatar untuk melihat permeabilitas terkecil dan garis vertikal untuk melihat porositas terkecil. Setelah mendapatkan nilai PHIE *cutoff* selanjutnya adalah mendapatkan nilai penggal kandungan lempung menggunakan nilai penggal porositas yang telah didapatkan sebelumnya kemudian dihubungkan menggunakan kurva didalam *excel* antara PHIE dengan kandungan lempung VWCL, maka kedua nilai penggal (*cutoff*) tersebut digunakan untuk mendapatkan nilai *net pay*. Selanjutnya nilai penggal saturasi air (S_w) yang digunakan adalah 60% untuk setiap lapisan pada semua sumur.



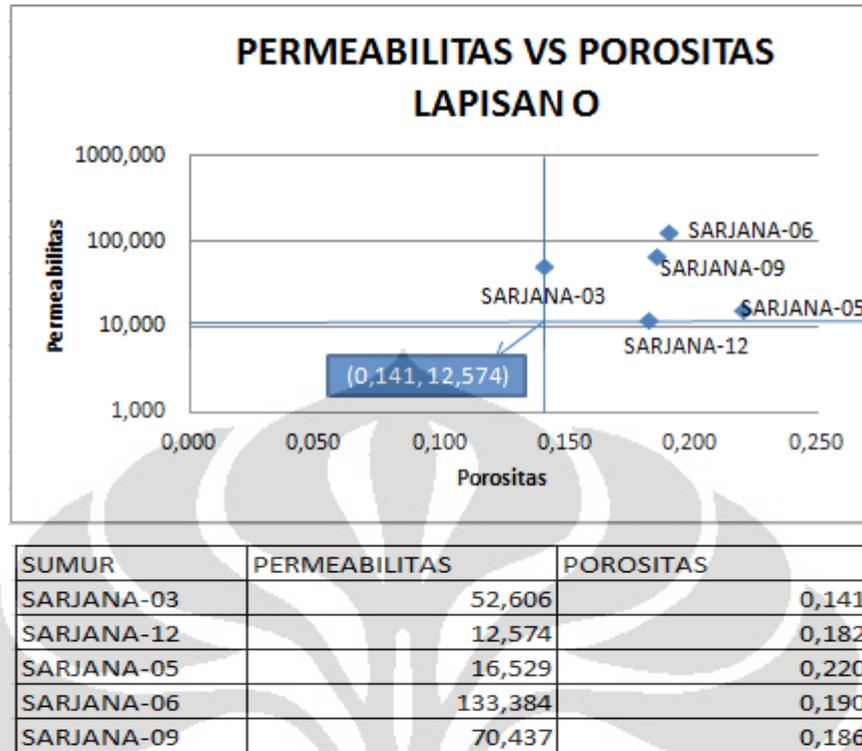
Sumur	PERMEABILITAS	POROSITAS
SARJANA-03	9,567	0,156
SARJANA-12	1326,284	0,260
SARJANA-05	946,713	0,250
SARJANA-06	137,792	0,204
SARJANA-09	1,368	0,105

Gambar 3.6 plot antara permeabilitas terhadap porositas pada lapisan M

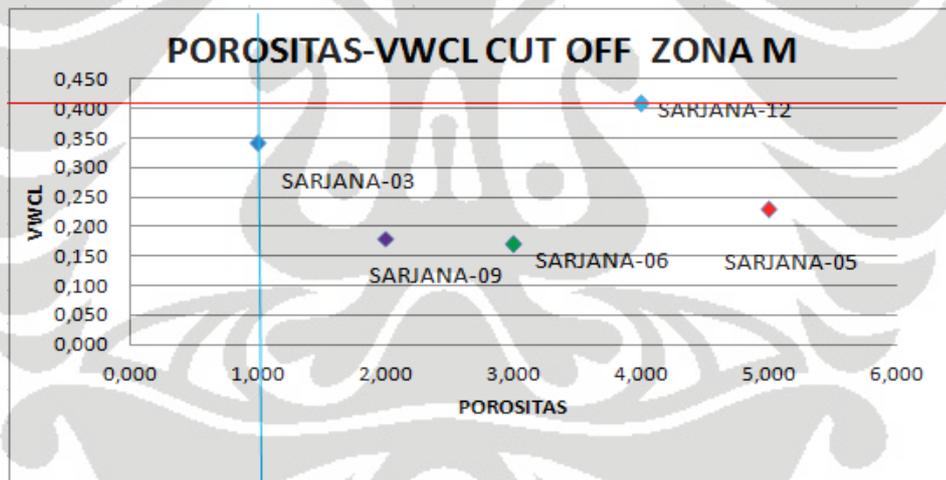


SUMUR	PERMEABILITAS	POROSITAS
SARJANA-03	5,209	0,096
SARJANA-12	31,626	0,215
SARJANA-05	80,673	0,190
SARJANA-06	15,401	0,148
SARJANA-09	2,865	0,236

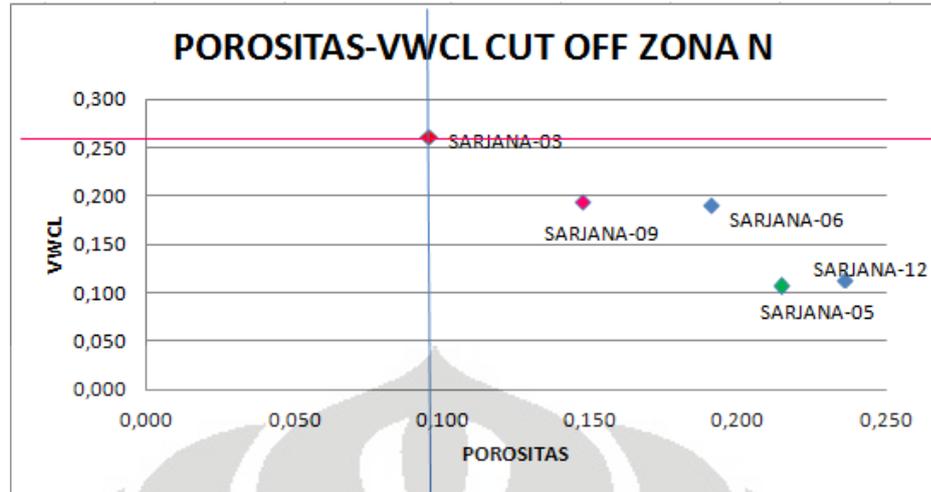
Gambar 3.7 Plot antara permeabilitas terhadap porositas pada lapisan N



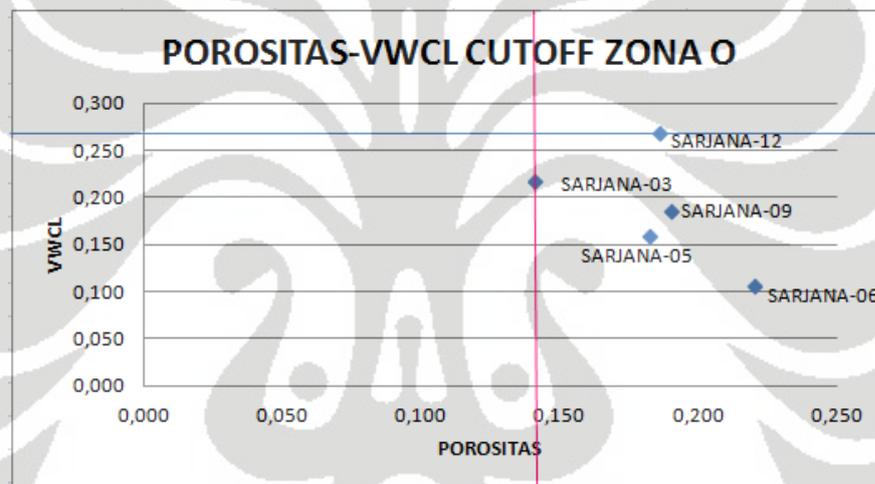
Gambar 3.8 Plot antara permeabilitas terhadap porositas pada lapisan O



Gambar 3.9 Plot antara VWCL (*Volume Clay*) terhadap porositas pada lapisan M



Gambar 3.10 Plot antara VWCL (*Volume Clay*) terhadap porositas pada lapisan N



WELL	Av ϕ . M	Av ϕ . N	Av ϕ . O	WELL	Av. VWCL M	Av. VWCL N	Av. VWCL O
SARJANA-03	0,105	0,096	0,141	SARJANA-03	0,341	0,260	0,218
SARJANA-05	0,250	0,215	0,182	SARJANA-05	0,179	0,107	0,160
SARJANA-06	0,204	0,190	0,220	SARJANA-06	0,169	0,190	0,107
SARJANA-09	0,156	0,148	0,190	SARJANA-09	0,175	0,194	0,188
SARJANA-12	0,260	0,236	0,186	SARJANA-12	0,228	0,114	0,269

Gambar 3.11 Plot antara VWCL (*Volume Clay*) terhadap porositas pada lapisan O

3.10 Lumping

Lumping dibuat dengan menerapkan nilai penggal porositas, kandungan lempung dan saturasi air yang telah didapat. Lumping berupa zona *net reservoir*

inversi seismik dan analisa multiatribut untuk melakukan distribusi parameter petrofisika ke dalam volum seismik secara lateral.

Tahapan-tahapan pengerjaan data seismik meliputi :

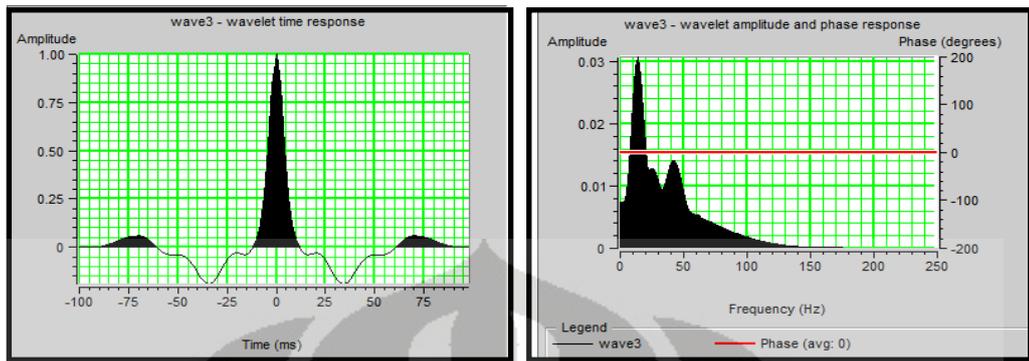
- a) Ekstraksi *wavelet* dan *well-seismic tie*, tahap ini berguna untuk pembuatan sintetik seismogram yang bertujuan mengikat data sumur dan data seismik.
- b) Picking *horizon*, bertujuan melihat kemenerusan lapisan batuan pada data seismik. Pada penelitian ini terdapat 3 data horizon yang dipakai yaitu top M, top N, dan top O.
- c) Pembuatan model awal, sebagai model geologi awal untuk kontrol saat melakukan inversi seismik yang didapat dari data sumur.
- d) Inversi seismik, hasil inversi seismik ini akan digunakan sebagai *eksternal attribute* pada proses multiatribut seismik.
- e) Pembuatan volum distribusi petrofisika, menggunakan prediksi properti log dengan atribut seismik.

3.11.1 Ekstraksi *wavelet* dan *Well-Seismic-Tie*

Well-seismic tie adalah proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur dengan seismik, karena domain sumur adalah kedalaman dalam meter sedangkan domain seismik adalah waktu dengan satuan milidetik. Yang dirubah domain sumur menjadi domain waktu. Tujuan akhir dari proses pengikatan ini adalah untuk mengetahui posisi atau marker geologi data seismik.

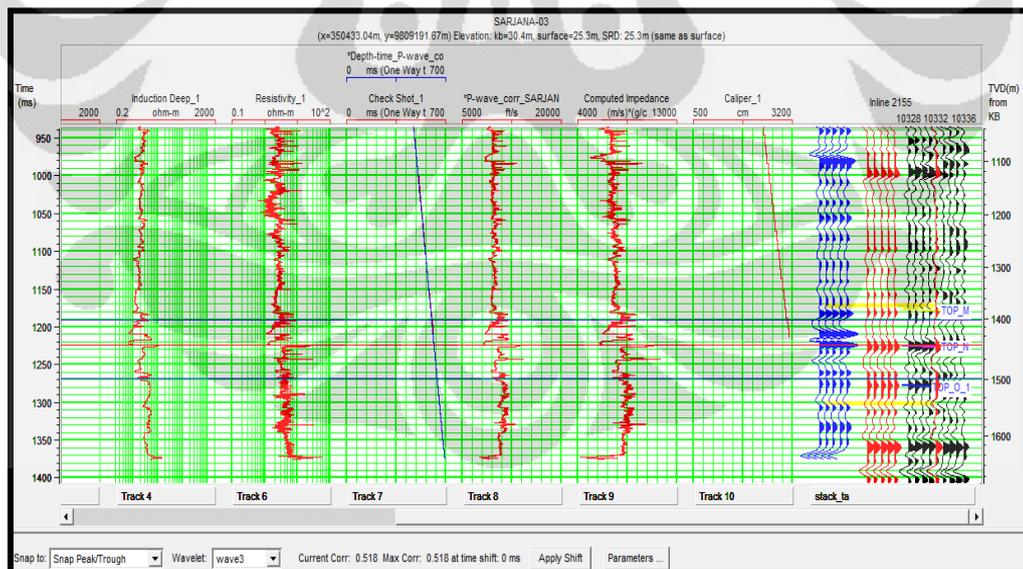
Karena yang dirubah adalah domain data sumur, maka perlu dilakukan pembuatan sintetik seismogram untuk masing-masing sumur. Sintetik seismogram merupakan hasil dari koefisien refleksi dikonvolusikan dengan *wavelet*. Proses ekstraksi *wavelet* dapat dilakukan dengan beberapa metoda. Pertama dengan menggunakan cara statistik, yaitu dengan mengekstraksi *wavelet* dari data cube seismik di sekitar zona target. Kedua, dengan cara membuat *wavelet ricker*. Sumur dikonversi dari fungsi kedalaman menjadi fungsi waktu menggunakan data *checkshot*. Ketiga, menggunakan data sumur, dimana *wavelet* diekstraksi di sekitar lokasi sumur. Pada penelitian ini menggunakan metode statistik. Ekstraksi

wavelet diambil dari interval *time window* 1366 ms-1502 ms dengan *sample rate* 2 ms.



Gambar 3.13 Wavelet hasil ekstraksi *statistical*

Hasil ekstraksi *wavelet* tersebut kemudian dikonvolusikan dengan koefisien refleksi untuk membuat seismogram sintetik yang akan digunakan dalam proses *well to seismic tie*. Sebelum melakukan proses *well to seismic tie*, data sumur (*p-wave*) terlebih dahulu dikonversi menjadi domain kedalaman menjadi domain waktu menggunakan data *checkshot*.

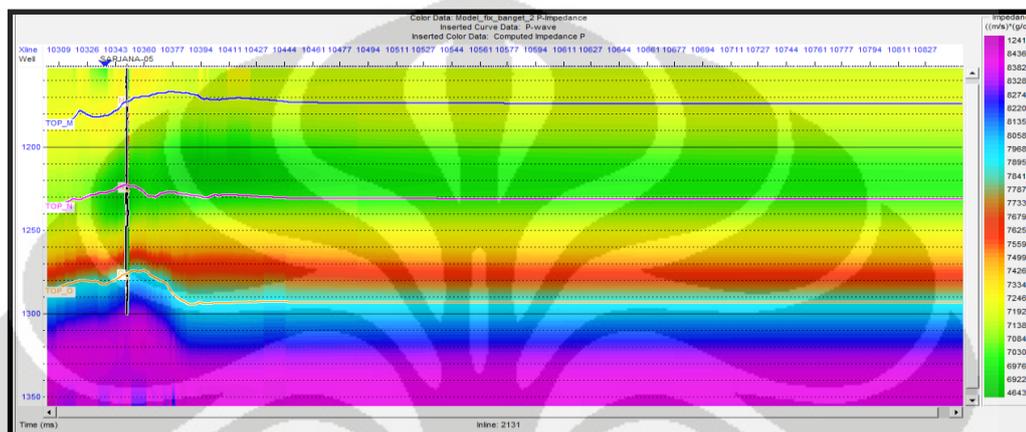


Gambar 3.14 Proses *well to seismic tie* sumur SARJANA-03 dengan korelasi 0.518

Karena hasil ekstraksi berupa *minimum phase*, maka *picking horizon* berada diantara *pick* dan *trough*. Setelah melakukan picking horizon maka akan dilakukan proses inversi seismik

3.11.2 Inversi Seismik

Pada penelitian ini inversi berguna sebagai parameter atribut eksternal dalam analisa multiatribut seismik. Metode yang digunakan adalah inversi *sparse-spike*. Time window yang dilakukan inversi adalah 1150-1360 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 sumur. Kemudian dengan bantuan horizon sebagai *guide*, maka model geologi bumi sesungguhnya akan terlihat pada penampang model inversi.

3.12 Analisa Multiatribut

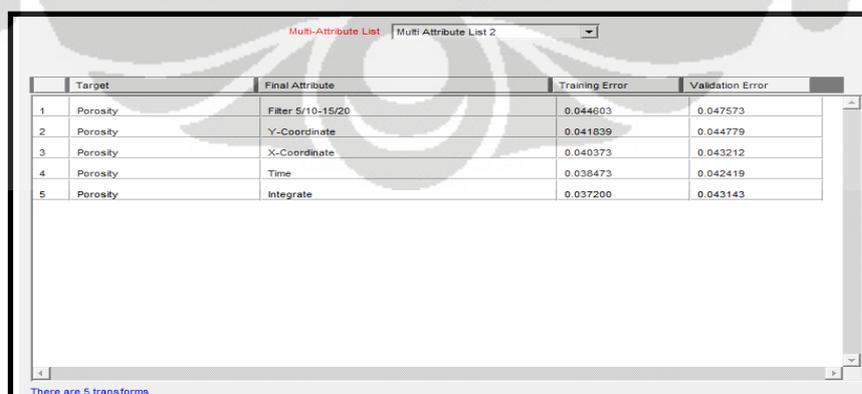
Setelah melakukan semua proses diatas, selanjutnya adalah melakukan proses multiatribut. Untuk membuat *volum pseudo log*, harus membutuhkan suatu parameter untuk mengintegrasikan antara data seismik di sekitar sumur dengan data log. Parameter itu adalah atribut seismik.

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), saturasi air (SW), volume clay (VWCL), 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. Langkah selanjutnya adalah membuat analisa multiatribut dengan menggunakan *step-wise regression* untuk mencari kombinasi atribut terbaik melalui *training data* sehingga atribut-atribut tersebut dipergunakan untuk memprediksi *property-log*. Sedangkan untuk mengetahui seberapa banyak atribut yang 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* jika salah satu dari ketiga sumbu tidak diikutsertakan dalam proses *training*.

Dari hasil *training* dengan menggunakan 5 buah atribut, nilai prediksi *error* akan menurun. Dengan nilai validasi *error* penurunan hanya sampai atribut ke-empat dan akan terjadi *over training* pada atribut ke-lima. Oleh karena itu atribut yang dapat digunakan selanjutnya hanya empat atribut saja. Daftar atribut yang dapat digunakan selanjutnya hanya empat atribut saja. Daftar atribut yang digunakan beserta nilai prediksi *error* dan validasi *error* dapat dilihat pada (gambar 3.16) dan (gambar 3.17).

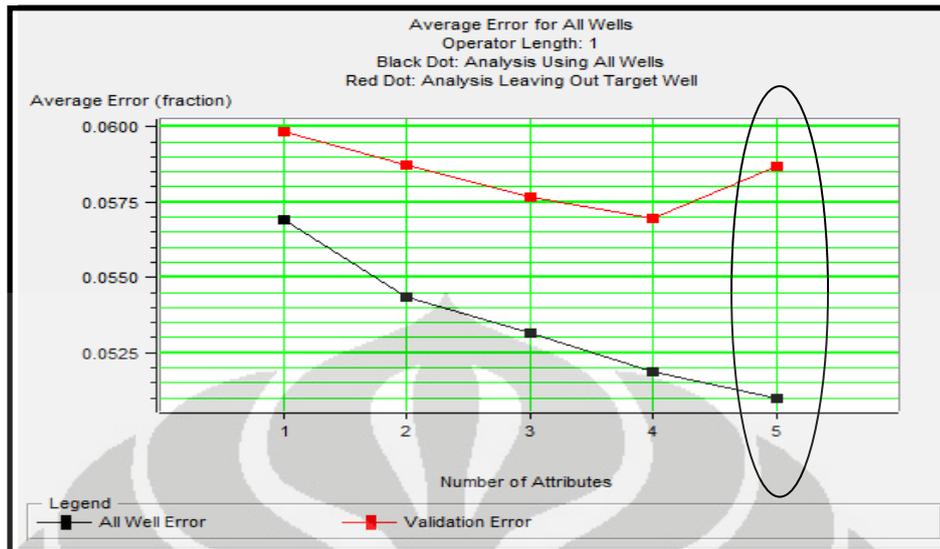
Tahap selanjutnya, dilihat seberapa besar korelasi antara prediksi log porositas efektif dengan porositas sebenarnya. Semakin baik korelasi adalah yang memiliki nilai mendekati 1 saat dilakukan *cross plot* antara keduanya. Nilai korelasi pada penelitian ini adalah 0,658607 dengan *error* 0.0372. hasil prediksi tersebut tergolong kurang baik. *Cross plot* berada pada (gambar 3.18) yang menerapkan regresi linier.



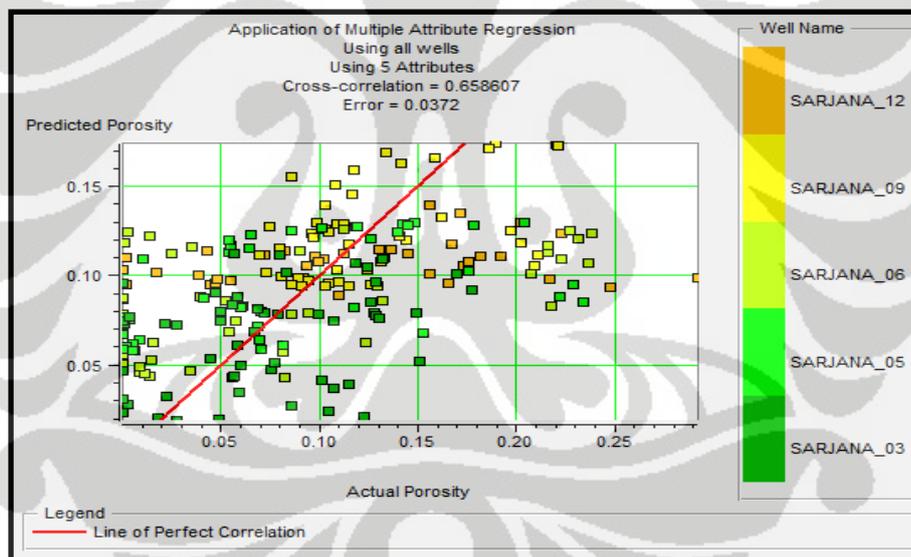
	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Porosity	Filter S/10-15/20	0.044603	0.047573
2	Porosity	Y-Coordinate	0.041839	0.044779
3	Porosity	X-Coordinate	0.040373	0.043212
4	Porosity	Time	0.038473	0.042419
5	Porosity	Integrate	0.037200	0.043143

There are 5 transforms

Gambar 3.16 Daftar atribut untuk prediksi PHIE

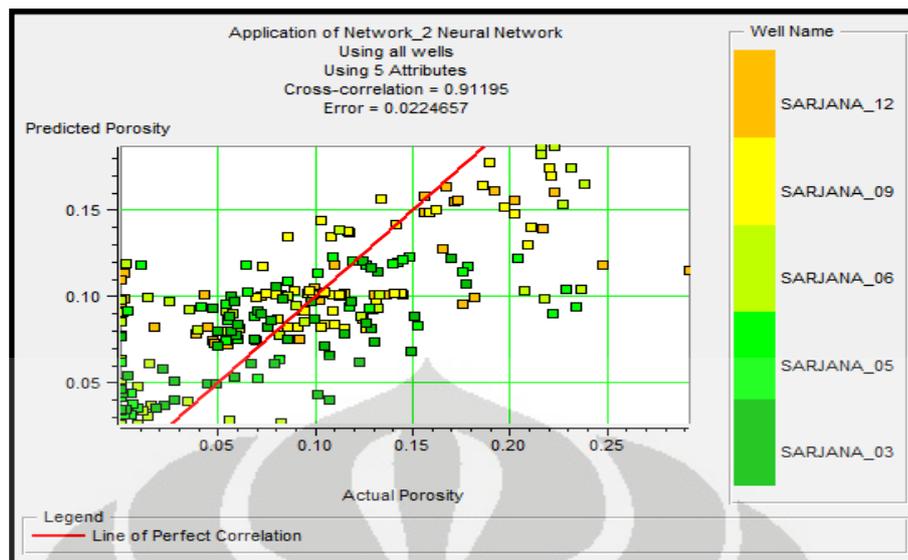


Gambar 3.17 Perhitungan *error* validasi PHIE



Gambar 3.18 Hasil korelasi *crossplot* PHIE sebenarnya dengan hasil prediksi

Bila nilai korelasi dirasa kurang bagus, maka tahap selanjutnya adalah dengan melakukan analisa *Probabilistic Neural network* (PNN) untuk mendapatkan korelasi yang lebih bagus. Dari proses PNN ini didapatkan korelasi 0.91995 dengan *error* 0.022 seperti ditunjukkan pada (gambar 3.19).

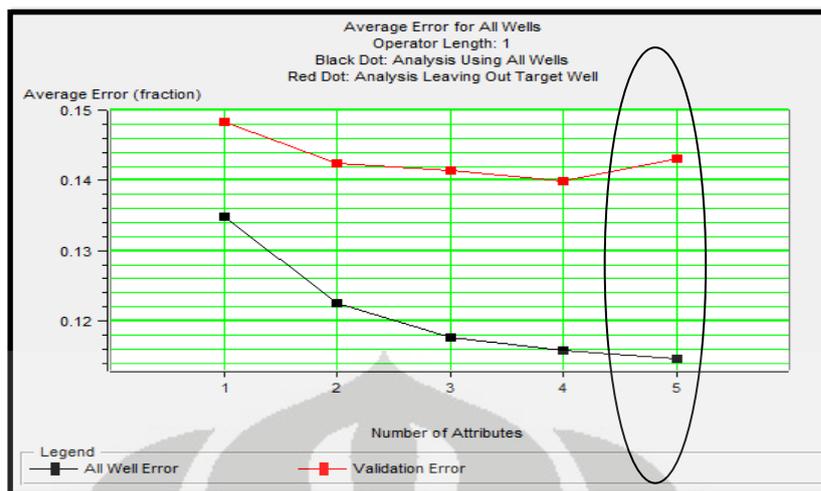


Gambar 3.19 Hasil Korelasi crossplot PHIE setelah *training* PNN

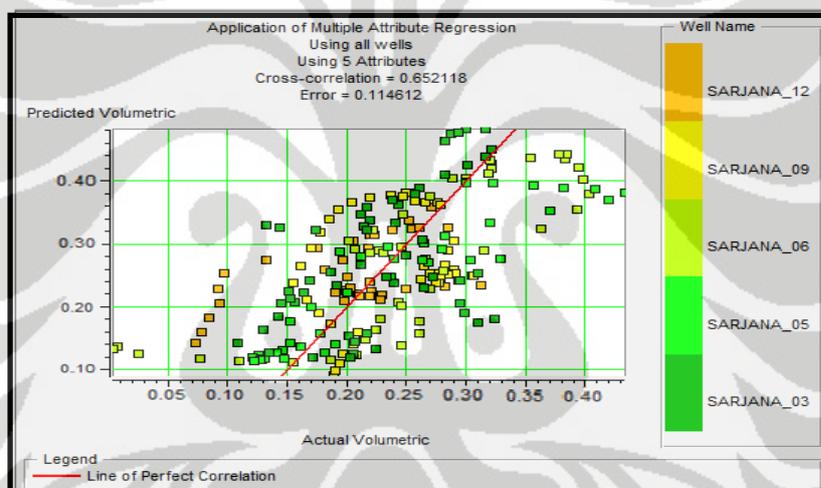
Tahap pengerjaan multiatribut untuk *volume clay* (VWCL) sama dengan tahap pengerjaan PHIE. Perbedaannya adalah pada saat pemilihan properti log, yaitu nilai *volume clay* hasil analisa petrofisika. Jumlah atribut yang dipilih dalam melakukan proses analisa multiatribut sebanyak 4 atribut. Nilai validasi *error* semakin menurun hingga atribut keempat, sehingga hanya empat atribut yang dapat digunakan. Daftar atribut yang digunakan dapat dilihat pada (gambar 3.20) dan (gambar 3.21) beserta prediksi *error* dan validasi *error*-nya. Hasil korelasi prediksi *Volume clay* terdapat pada (gambar 3.22).

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Volumetric	Integrate	0.134812	0.148336
2	Volumetric	Time	0.122460	0.142351
3	Volumetric	Filter 5/10-15/20	0.117727	0.141478
4	Volumetric	Instantaneous Phase	0.115873	0.139845
5	Volumetric	Integrated Absolute Amplitude	0.114612	0.143137

Gambar 3.20 Daftar atribut untuk prediksi *Volume Clay* (VWCL)



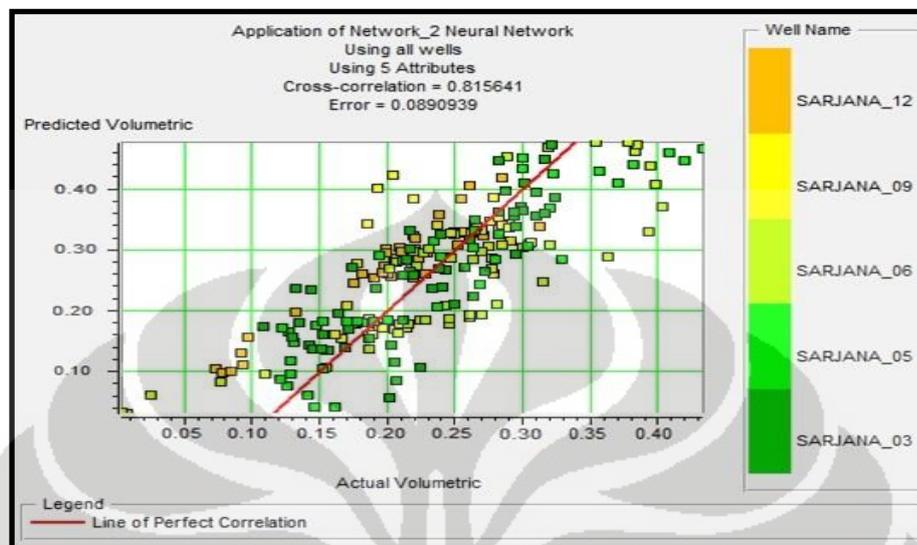
Gambar 3.21 Perhitungan *error* validasi *Volume Clay* (VWCL)



Gambar 3.22 Hasil korelasi *crossplot volume clay* VWCL sebenarnya dengan hasil prediksi

Nilai korelasi antara *volume clay* sebenarnya dengan hasil prediksi memiliki korelasi 0.652118 dengan *error* 0,114612. Korelasi tersebut masih kurang bagus untuk digunakan kedalam volum seismik, sehingga harus dilakukan Probabilistic Neural network (PNN) agar nilai korelasi meningkat. Gambar 3.23 menunjukkan korelasi dengan menerapkan Probabilistic Neural network. Dari hasil PNN yang dilakukan, didapatkan peningkatan nilai korelasi menjadi 0,815641 dengan *volume clay error* 0.089. Nilai tersebut cukup baik untuk

selanjutnya digunakan pada distribusi properti *volume clay* (VWCL) ke dalam volum seismik. Dengan korelasi yang bagus, diharapkan distribusi *volume clay* (VWCL) akan bagus pula.



Gambar 3.23 Hasil korelasi crossplot Volume Clay (VWCL) setelah *training* PNN

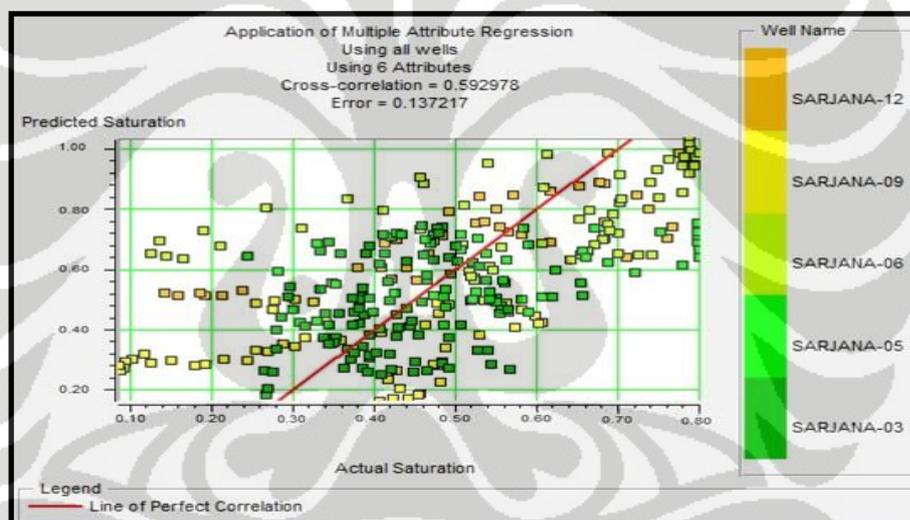
Tahap pengerjaan analisa multiatribut untuk saturasi air sama dengan tahap pengerjaan PHIE dan VWCL (*volume clay*). Namun berbeda saat pemilihan properti log, yaitu nilai saturasi air hasil analisa petrofisika. Jumlah atribut yang dipilih dalam melakukan proses analisa multiatribut adalah 5 atribut. Nilai validasi *error* semakin menurun hingga atribut ketiga, sehingga hanya tiga atribut yang dapat digunakan. Daftar atribut yang digunakan dapat dilihat pada Gambar 3.24 dan gambar 3.25 beserta prediksi *error* dan validasi *error*-nya.

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Saturation	Y-Coordinate	0.157052	0.168107
2	Saturation	(eksternal)**2	0.150212	0.160447
3	Saturation	Cosine Instantaneous Phase	0.145653	0.161111
4	Saturation	Average Frequency	0.142641	0.175622
5	Saturation	Time	0.140358	0.193142
6	Saturation	Dominant Frequency	0.137217	0.449957

Gambar 3.24 Daftar atribut untuk prediksi *saturation*

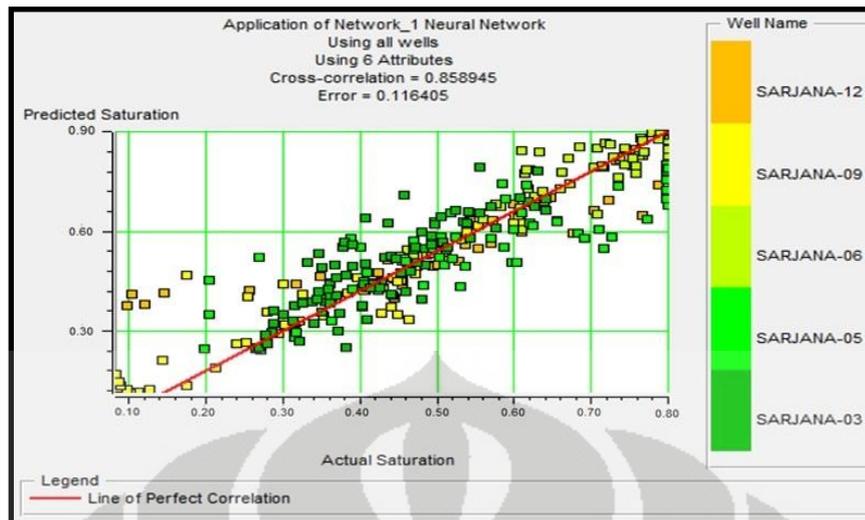


Gambar 3.25 Perhitungan *error* validasi saturasi air



Gambar 3.26 Hasil korelasi *crossplot* saturasi sebenarnya dengan hasil prediksi

Nilai korelasi antara saturasi air sebenarnya dengan hasil prediksi memiliki korelasi 0,593 dengan *error* 0.137. korelasi tersebut masih kurang bagus untuk disebar kedalam volum seismik, sehingga harus dilakukan *Probabilistic Neural network* (PNN) agar nilai korelasi meningkat. (gambar 3.27) menunjukkan korelasi dengan menerapkan *Probabilistic Neural network*.



Gambar 3.27 Hasil korelasi crossplot saturasi (saturation) setelah *training* PNN

Dari hasil PNN yang dilakukan, didapatkan peningkatan nilai korelasi menjadi 0.859 dengan *error* 0,11. Nilai tersebut cukup baik untuk selanjutnya digunakan pada distribusi properti saturasi air ke dalam volum seismik dengan dibatasi *window* horizon M dan horizon O.

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil Pengolahan Data Petrofisika

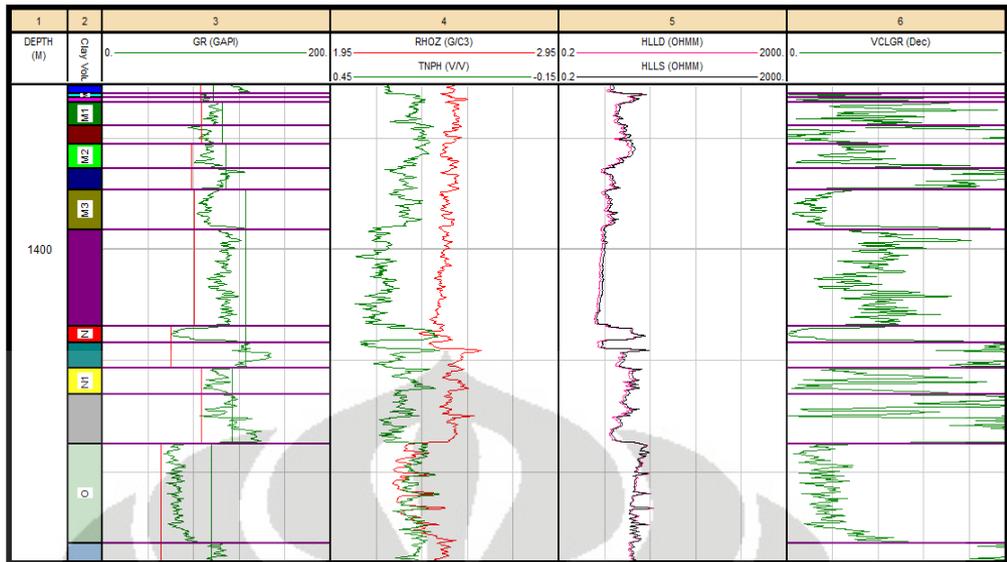
Hasil pengolahan data petrofisika adalah berupa zonasi dan evaluasi kandungan lempung, kemudian selanjutnya nilai saturasi, porositas, dan permeabilitas, kemudian nilai saturasi air, porositas, dan permeabilitas. Kemudian dengan menggunakan cara yang telah dijabarkan pada bab III didapatkan nilai *cutoff* saturasi air, porositas, dan kandungan lempung. Hasil akhir berupa lumping beserta rangkuman dari *net reservoir* dan *net pay*.

4.1.1 Zonasi dan Evaluasi Kandungan Lempung

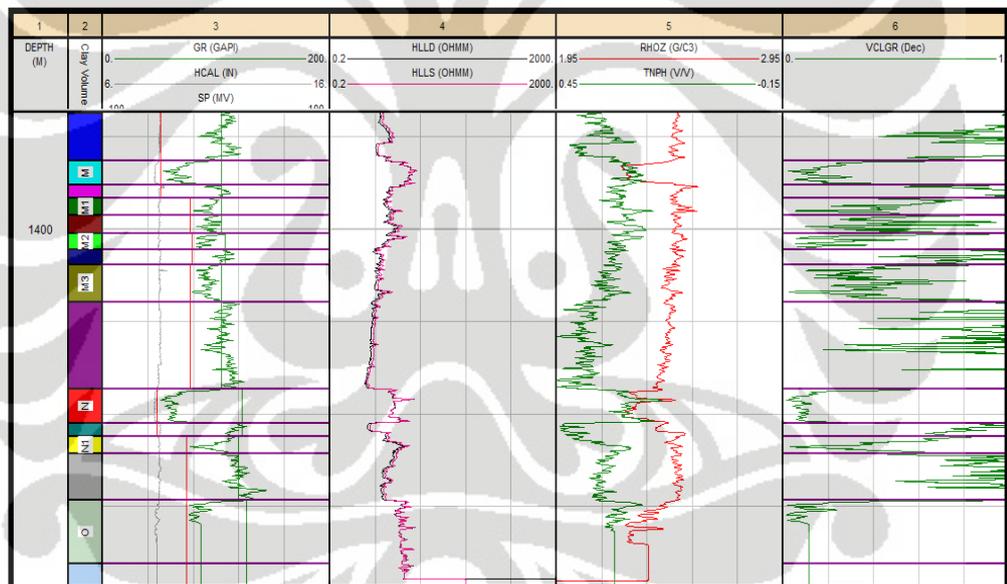
Tahapan zonasi dan evaluasi kandungan lempung dilakukan untuk menentukan lapisan-lapisan yang prospek mengandung hidrokarbon dengan menganalisis respon kurva log. Pada penelitian ini zonasi hanya dilakukan pada formasi Airbenakat. Menurut Harsono (1997) lapisan yang dapat dijadikan prospek adalah lapisan yang permeabel. Untuk mengetahui lapisan yang permeabel dapat dilihat melalui respon sejumlah log, lapisan permeabel ditunjukkan oleh :

- Rendahnya aktivitas sinar gamma
- Adanya kerak lumpur
- Pemisahan kurva mikrolog
- Nilai porositas sedang hingga tinggi
- Pembacaan kurva log resistivitas LLD dan LLS yang tinggi

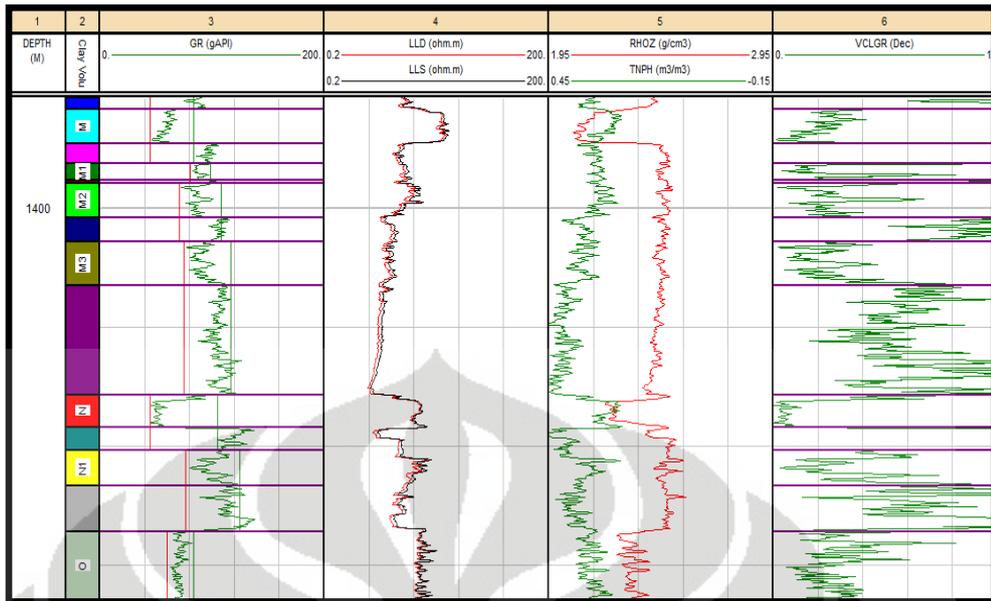
Hasil dari zonasi dan evaluasi kandungan lempung adalah zona-zona prospek dan VCLGR atau kandungan lempung. Berikut adalah hasil zonasi dan evaluasi kandungan lempung setiap sumur :



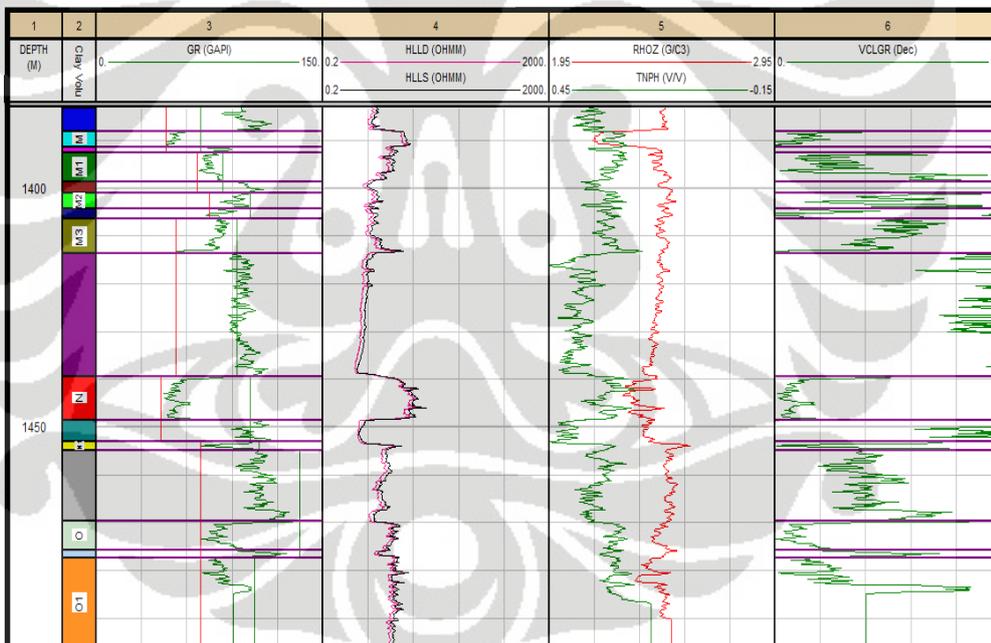
Gambar 4.1 Zonasi dan Evaluasi Kandungan Lempung pada sumur SARJANA-09



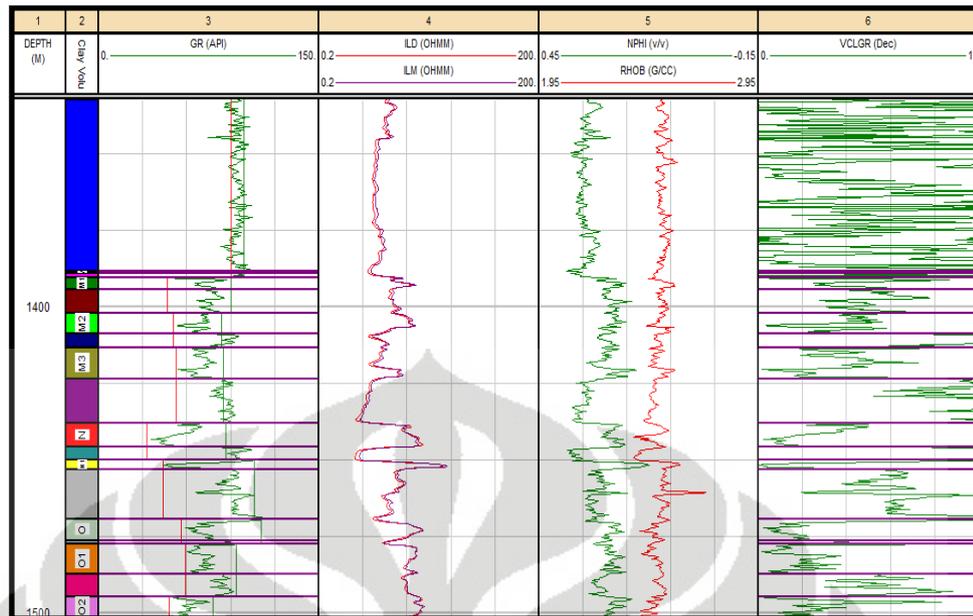
Gambar 4.2 Zonasi dan Evaluasi Kandungan Lempung pada sumur SARJANA-06



Gambar 4.3 Zonasi dan Evaluasi Kandungan Lempung pada sumur SARJANA-12



Gambar 4.4 Zonasi dan Evaluasi Kandungan Lempung pada sumur SARJANA-05



Gambar 4.5 Zonasi dan Evaluasi Kandungan Lempung pada sumur SARJANA-03

Tabel 4.1 Zonasi pada sumur SARJANA-03, SARJANA 05, SARJANA-06, SARJANA-09, dan SARJANA-12

zonasi pada sumur SARJANA-03			
ZONE	TOP(m)	BOTTOM(m)	ketebalan(m)
M	1388,36	1389,04	0,68
M1	1390,38	1394,27	3,89
M2	1402,13	1408,95	6,82
M3	1413,42	1423,53	10,11
N	1437,91	1446,09	8,18
N1	1450	1453,22	3,22
O	1469,34	1476,44	7,1
O1	1477,48	1487,36	9,88
O2	1494,67	1501,57	6,9

zonasi pada sumur SARJANA-05			
ZONA	TOP (m)	BOTTOM(m)	ketebalan (m)
M	1388,14	1391,47	3,33
M1	1392,47	1398,72	6,25
M2	1401,07	1404,37	3,3
M3	1406,48	1413,78	7,3
N	1439,49	1448,61	9,12
N1	1453,17	1454,97	1,8
O	1469,73	1475,87	6,14
O1	1447,43	1501,9	54,47

zonasi pada sumur SARJANA-06			
ZONA	TOP (m)	BOTTOM (m)	Ketebalan (m)
M	1381,34	1387,93	6,59
M1	1391,54	1396,09	4,55
M2	1401,14	1405,65	4,51
M3	1409,71	1419,67	9,96
N	1443,4	1452,69	9,29
N1	1456	1460,8	4,8
O	1473,35	1490,59	17,24

Zonasi pada sumur SARJANA-09			
Zonasi	TOP (m)	BOTTOM(m)	ketebalan(m)
M	1365,01	1365,91	0,9
M1	1366,85	1372,26	5,41
M2	1376,26	1381,91	5,65
M3	1386,62	1395,55	8,93
N	1417,24	1420,89	3,65
N1	1426,71	1432,55	5,84
O	1443,67	1465,97	22,3

zonasi pada sumur SARJANA-12			
zona	top(m)	bottom (m)	ketebalan (m)
M	1379,36	1386,42	7,06
M1	1390,67	1394,1	3,43
M2	1394,81	1402,1	7,29
M3	1407,27	1416,21	8,94
N	1439,22	1446	6,78
N1	1450,91	1458,17	7,26
O	1467,99	1486,15	18,16

4.1.2 Kandungan Lempung, Saturasi Air, Porositas, dan Permeabilitas

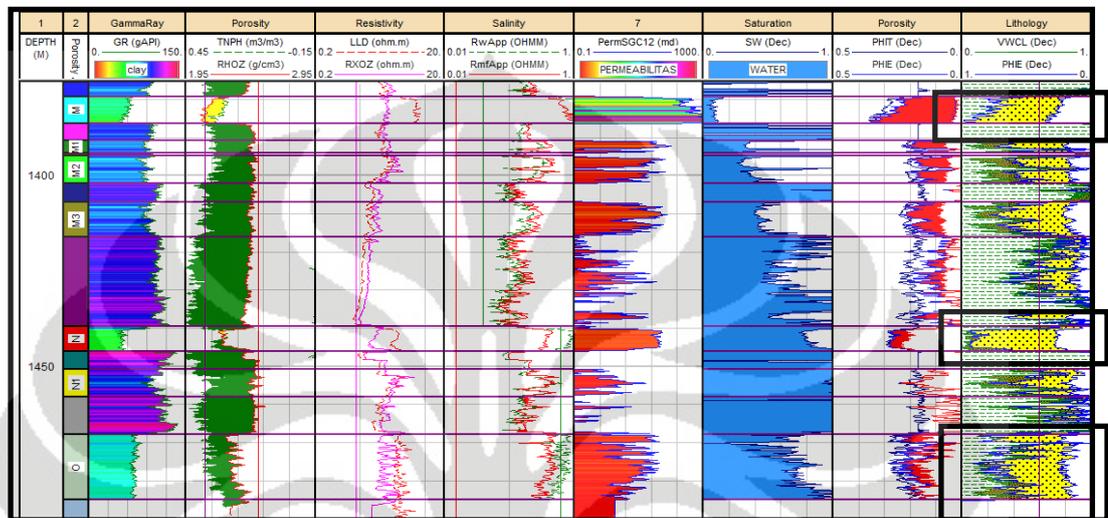
Pada Bab 3 telah dijelaskan bagaimana mendapatkan nilai-nilai dari parameter petrofisika pada penelitian ini. Pertama adalah hasil dari kandungan lempung (V_{sh}) yang dihitung melalui kurva *log gamma ray* menggunakan persamaan non-linier respon yaitu Persamaan Clavier. Persamaan ini digunakan karena menghasilkan nilai V_{sh} yang lebih optimistik dibandingkan hasil V_{sh} yang dihitung dengan persamaan yang linier ($V_{sh}=I_{gr}$) dan persamaan ini sesuai dengan jenis litologi daerah pada daerah penelitian yaitu *shaly-sand*. Hasil perhitungan kandungan lempung berupa kurva VCLGR atau VWCL. Nilai kandungan lempung ini selain digunakan sebagai parameter untuk menentukan lapisan yang permeabel dan tidak permeabel, nilai ini akan digunakan untuk menentukan nilai porositas efektif (PHIE) dan saturasi air.

Hasil porositas tiap sumur pada penelitian ini terbagi menjadi dua yaitu porositas efektif (PHIE) dan porositas total (PHIT), model porositas awal yang digunakan pada penelitian ini adalah model *neutron-densitas*. Porositas efektif yang didapat dari perhitungan akan digunakan dalam perhitungan saturasi air dan permeabilitas.

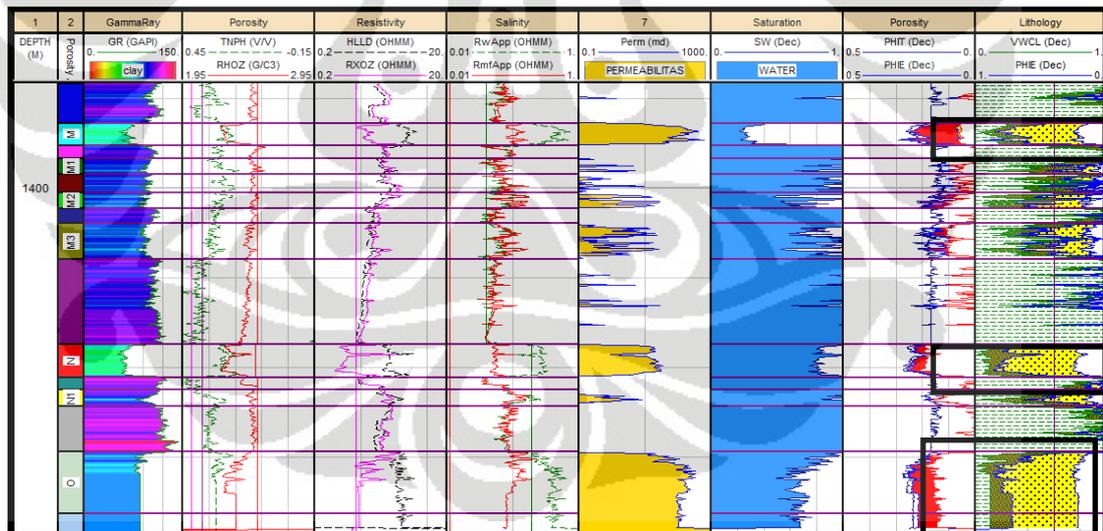
Selanjutnya, hasil saturasi air (S_w) dari setiap sumur didapatkan dari perhitungan menggunakan *Indonesian Equation*. Persamaan ini diterapkan dalam menghitung nilai S_w pada penelitian ini karena target penelitian merupakan reservoir yang cenderung *shaly-sand* dan lapisan batu pasir berlapis lempung. Sehingga dalam perhitungan nilai S_w pada setiap sumur diperlukan evaluasi terhadap resistivitas lempung (R_{cl}) karena banyak lapisan batu pasir yang bercampur dengan lempung. Pada persamaan *Indonesian Equation* menggunakan asumsi bahwa nilai resistivitas air formasi bersifat tidak sama setiap sumur nya, pada penelitian ini nilai resistivitas air didapat dari data hasil analisis air di laboratorium setiap sumur pada setiap lapisan M, N, dan O.

Hasil permeabilitas tiap sumur didapatkan dengan menggunakan persamaan Permeabilitas Timur, dimana persamaan ini membandingkan antara nilai PHIE (porositas efektif) dan S_w (saturasi air) sehingga didapatkan

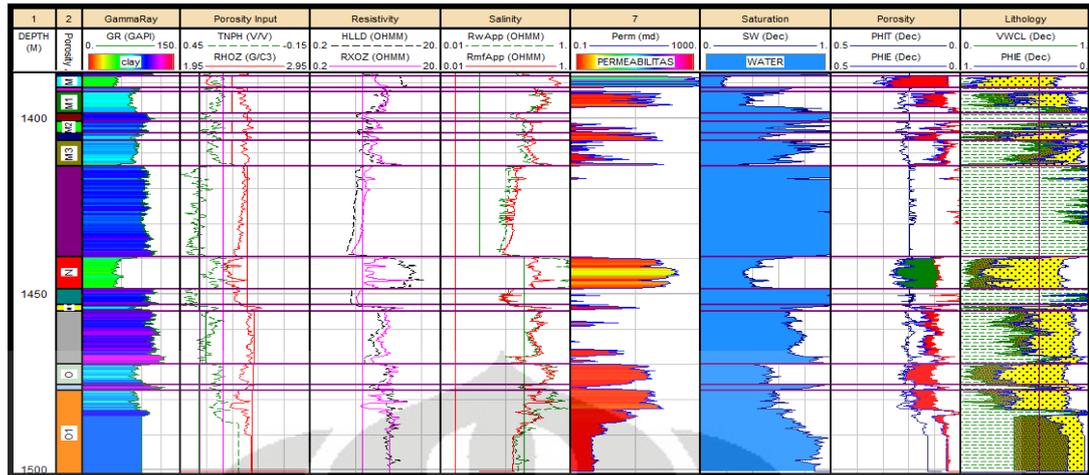
permeabilitas formasi batuan. Nilai kisaran umum yang dipakai di setiap zona berkisar antara 0.1 mD hingga 1000 mD. Pada Gambar 4.6-4.11 juga memperlihatkan sebaran litologi batuan pada zona prospek. Terlihat bahwa kelima sumur keseluruhan memiliki litologi batu pasir dengan perselingan serpih dan batu pasir lempungan (*shaly sand*).



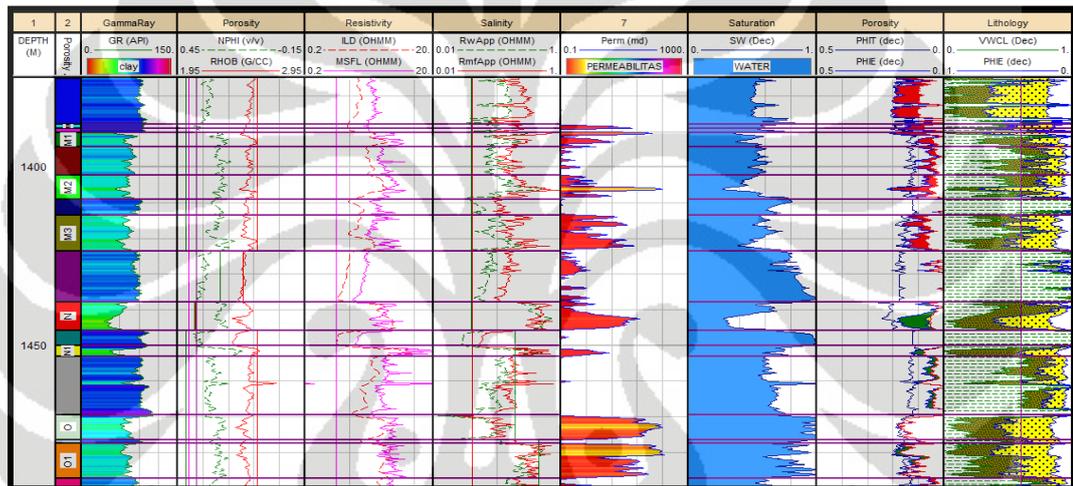
Gambar 4.6 Hasil porositas, saturasi air, dan permeabilitas sumur SARJANA 12



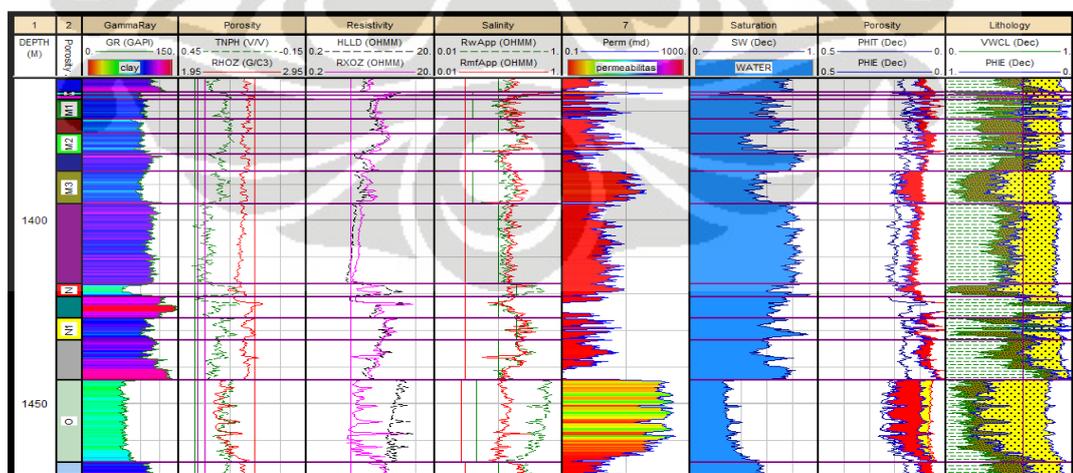
Gambar 4.7 Hasil porositas, saturasi air, dan permeabilitas sumur SARJANA 06



Gambar 4.8 Hasil porositas, saturasi air, dan permeabilitas sumur SARJANA-05



Gambar 4.9 Hasil porositas, saturasi air, dan permeabilitas sumur SARJANA-03



Gambar 4.10 Hasil porositas, saturasi air, dan permeabilitas sumur SARJANA-09

Hasil perhitungan rata-rata saturasi air, porositas dan permeabilitas pada kelima sumur pada zona M, N, dan O terlampir pada tabel berikut :

Tabel 4.2 Nilai rata-rata porositas, volume clay, saturasi air, dan permeabilitas pada zona M, N, dan O di semua sumur

rata rata porositas/layer (fraction)				rata-rata Volume clay/layer (fraction)			
WELL	Av ϕ . M	Av ϕ . N	Av ϕ . O	WELL	Av. VWCL M	Av. VWCL N	Av. VWCL O
SARJANA-03	0,156	0,096	0,141	SARJANA-03	0,341	0,260	0,218
SARJANA-05	0,250	0,215	0,182	SARJANA-05	0,179	0,107	0,160
SARJANA-06	0,204	0,190	0,220	SARJANA-06	0,169	0,190	0,107
SARJANA-09	0,105	0,148	0,190	SARJANA-09	0,407	0,194	0,188
SARJANA-12	0,260	0,236	0,186	SARJANA-12	0,228	0,114	0,269
rata-rata saturasi air /layer (fraction)				rata-rata permeabilitas /layer (fraction)			
WELL	Av SW. M	Av. SW N	Av. SW O	WELL	Av. Perm M	Av. Perm N	Av. Perm O
SARJANA-03	0,600	0,400	0,851	SARJANA-03	9,567	5,209	52,606
SARJANA-05	0,216	0,436	0,664	SARJANA-05	946,713	80,673	16,529
SARJANA-06	0,200	0,872	0,710	SARJANA-06	137,792	15,401	133,384
SARJANA-09	0,397	0,952	0,263	SARJANA-09	1,368	2,865	70,437
SARJANA-12	0,089	0,857	0,699	SARJANA-12	1326,284	31,626	12,574

4.1.3 Hasil Lumping

Hasil lumping kelima sumur didapatkan dengan menggunakan *cutoff* kandungan lempung, saturasi air, dan porositas yang berbeda tiap lapisan M, N, dan O pada semua sumur, nilai *cutoff* tersebut sudah ditentukan melalui pengolahan data petrofisika pada BAB 3. Dalam menentukan nilai *net reservoir* pada semua sumur terlebih dahulu digunakan nilai *cutoff* kandungan lempung (VWCL) dan porositas efektif (PHIE). Suatu zona dapat dijadikan reservoir yang baik apabila zona tersebut merupakan zona yang terbebas dari lempung yang bersifat impermeabel dan zona reservoir tersebut tersusun dari batuan yang memiliki porositas yang baik. Oleh karena itu reservoir harus memiliki nilai kandungan lempung yang lebih kecil dibanding nilai *cutoff* kandungan lempungnya dan memiliki nilai porositas (PHIE) yang lebih besar dari nilai *cutoff* porositas efektif (PHIE)nya (Maisarah, 2014).

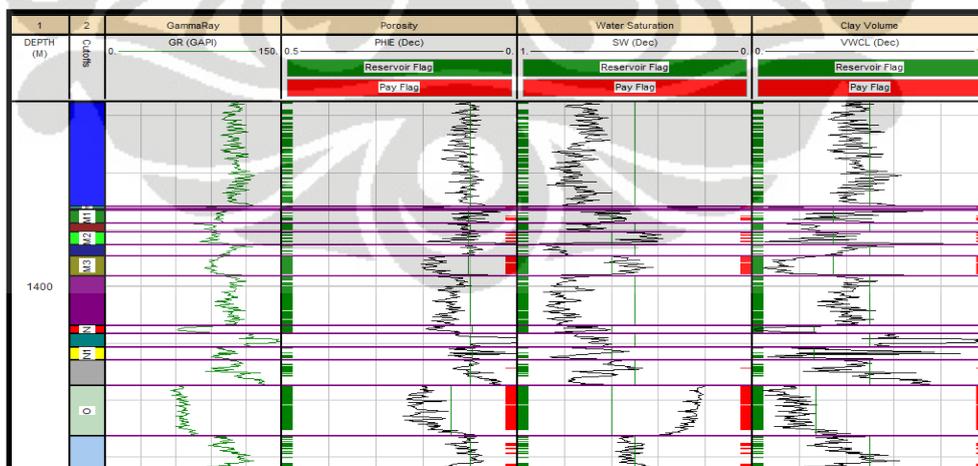
Kemudian, untuk mengetahui apakah zona tersebut mengandung potensi hidrokarbon atau tidak, digunakan nilai *cutoff* dari saturasi air (Sw). Zona reservoir yang memiliki potensi hidrokarbon harus memiliki nilai saturasi air yang lebih rendah dibandingkan dengan nilai *cutoff* saturasi airnya. Sehingga

zona tersebut bukan berisi hidrokarbon melainkan terisi oleh air. Maka zona permeabel yang produktif harus memiliki nilai porositas yang lebih besar dari nilai *cutoff* nya dan memiliki nilai saturasi air yang lebih rendah dibandingkan nilai *cutoff* saturasi air nya, agar zona tersebut berpotensi terisi oleh hidrokarbon dan efektif untuk diproduksi. Nilai *cutoff* porositas dan kandungan lempung pada lapisan M, N, dan O yang didapat dari pengolahan data yang telah di jabarkan pada Bab 3 dijabarkan pada (tabel 4.1) sedangkan nilai *cutoff* saturasi air nya adalah 60%.

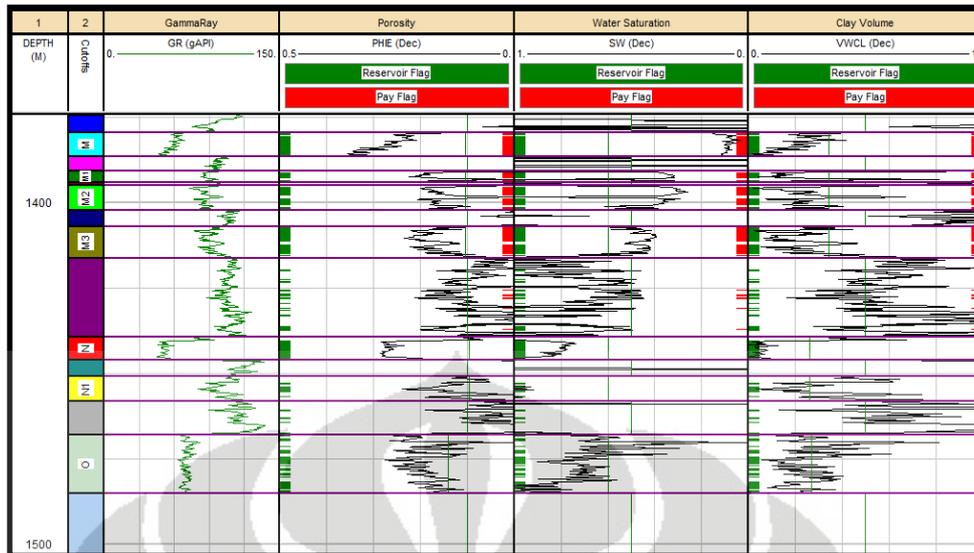
Tabel 4.3 Nilai *Cutoff* kandungan lempung dan porositas pada lapisan M, N, dan lapisan O

Φ cut off. M	VWCL M cutoff	Φ cut off. N	VWCL N cutoff	Φ cut off. O	VWCL O cutoff
0,105	0,341	0,096	0,260	0,141	0,269

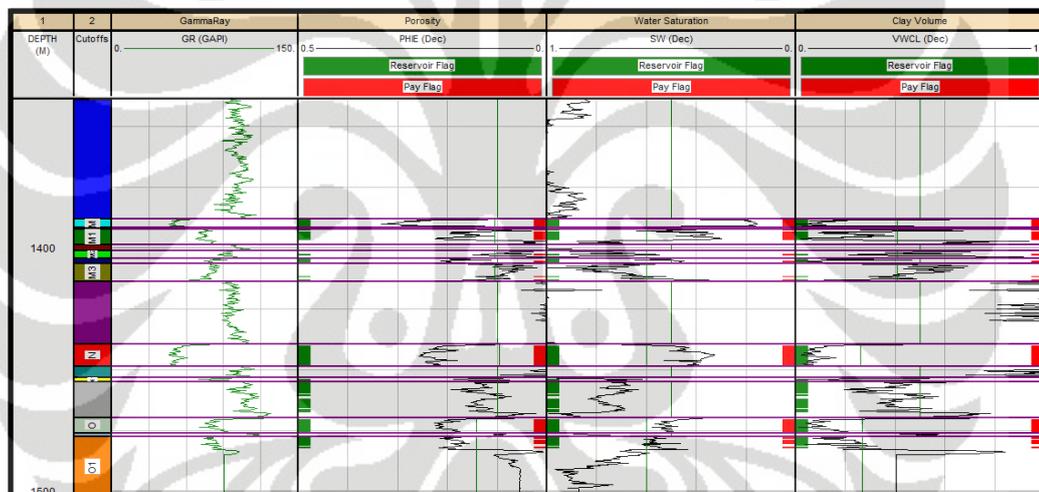
Suatu zona reservoir yang potensial mampu menampung hidrokarbon dengan jumlah yang besar ditunjukkan dengan nilai rasio *net to gross* (NTG) sama dengan satu atau mendekati satu. Apabila nilai NTG sama dengan nol atau mendekati nol merupakan indikasi zona *non pay* dimana nilai ini menunjukkan suatu zona yang tidak potensial. Berikut hasil lumping dari kelima sumur :



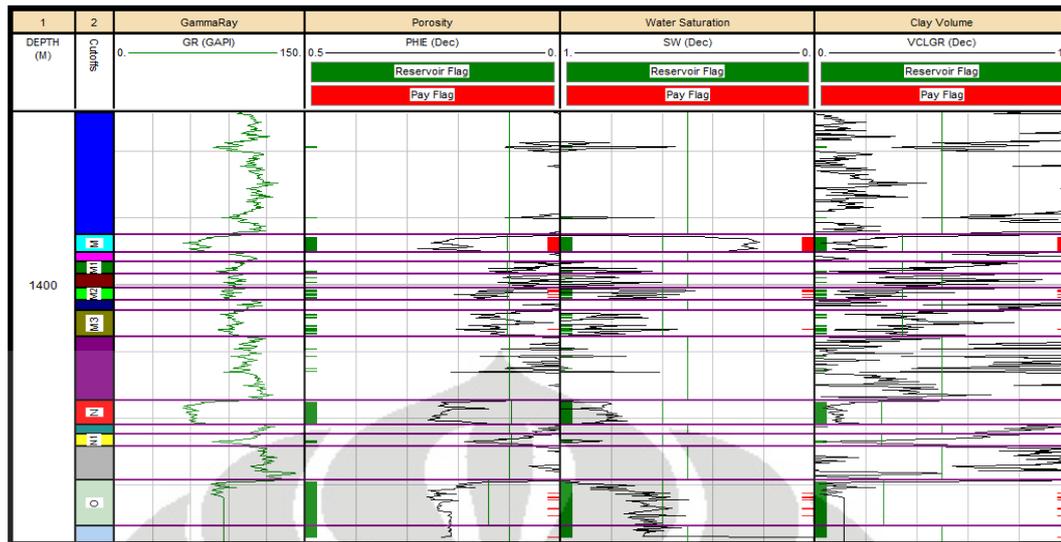
Gambar 4.11 Hasil Lumping SARJANA-09



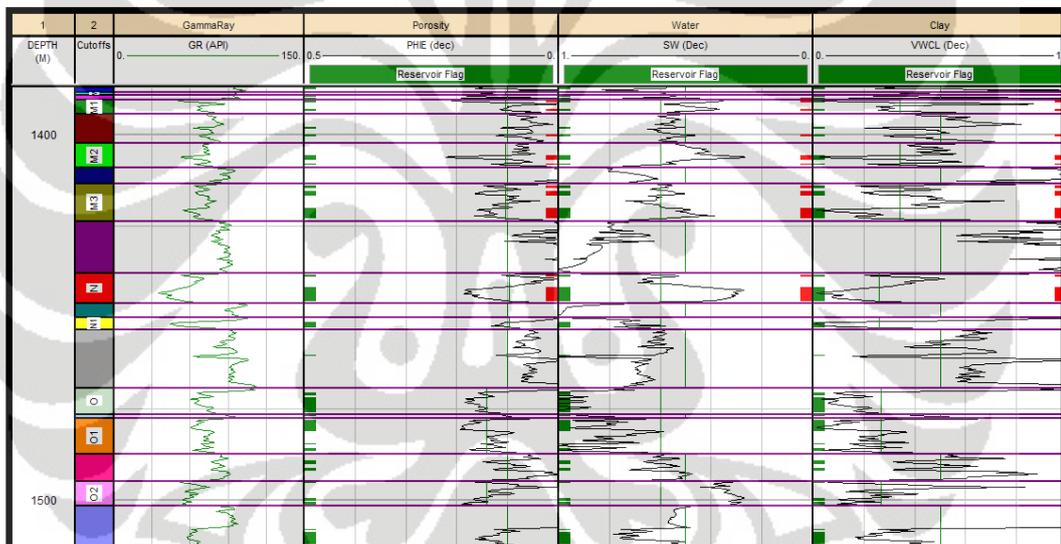
Gambar 4.12 Hasil Lumpung SARJANA-12



Gambar 4.13 Hasil Lumpung SARJANA-05



Gambar 4.14 Hasil Lumping SARJANA-06



Gambar 4.15 Hasil Lumping SARJANA-03

Gross thickness merupakan tebal dari seluruh zona reservoir, dalam hal ini merupakan tebal lapisan sandstone yang masih mengandung lempung, sehingga nilai *gross thickness* ditunjukkan dengan nilai *thickness* yang paling besar. Sedangkan *net reservoir thickness* merupakan tebal dari zona yang tidak dipengaruhi oleh kandungan lempung dan bersifat *porous*, sehingga nilainya selalu lebih kecil dari *gross thickness* nya. Nilai *net reservoir thickness* yang besar menunjukkan bahwa zona tersebut berpotensi memiliki kandungan fluida yang

terbesar dengan belum diketahui jenis fluida apa yang terkandung dalam zona tersebut.

Nilai *net pay thickness* diperoleh setelah menerapkan nilai *cutoff* saturasi air. Nilai *net pay thickness* inilah yang menunjukkan tebal lapisan yang tidak dipengaruhi kandungan lempung, memiliki *porous*, dan mengandung potensi hidrokarbon. Berikut dibawah ini merupakan tabel *summary net reservoir* dan *Net pay* dari kelima sumur :

Tabel 4.4 *Net pay* dan *Net reservoir Summary* pada SARJANA-09

PAY SUMARRY SARJANA-09										
Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Phi*H	PhiSo*H
M	1365,01	1365,91	0.9	0.48	0.531	0.144	0.338	0.205	0.07	0.05
M1	1366,85	1372,26	5.41	1.98	0.366	0.13	0.536	0.236	0.26	0.12
M2	1376,26	1381,91	5.65	2.74	0.484	0.142	0.414	0.207	0.39	0.23
M3	1386,62	1395,55	8.93	7.46	0.836	0.177	0.523	0.137	1.32	0.63
N	1417,24	1420,89	3.65	0.15	0.042	0.174	0.591	0.011	0.03	0.01
N1	1426,71	1432,55	5.84	0.00	0.00	-	-	-	-	-
O	1443,67	1465,97	22.30	18.90	0.847	0.201	0.246	0.158	3.81	2.87

RESERVOIR SUMARRY SARJANA-09											
Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Phi*H	PhiSo*H	
M		1365,01	1365,91	0.9	0.48	0.531	0.144	0.338	0.205	0.07	0.05
M1		1366,85	1372,26	5.41	2.13	0.394	0.129	0.540	0.239	0.27	0.13
M2		1376,26	1381,91	5.65	2.74	0.484	0.142	0.207	0.39	0.23	0.57
M3		1386,62	1395,55	8.93	8.07	0.904	0.175	0.529	0.137	1.41	0.67
N		1417,24	1420,89	3.65	2.74	0.752	0.164	0.699	0.071	0.45	0.14
N1		1426,71	1432,55	5.84	1.98	0.339	0.132	0.769	0.132	0.26	0.06
O		1443,67	1465,97	22.3	18.9	0.847	0.201	0.246	0.158	3.81	2.87

Tabel 4.5 *Net pay* dan *Net reservoir Summary* pada SARJANA-12

PAY SUMARRY SARJANA-12											
Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H
M	1379,36	1386,42	7.06	6.71	0.950	0.270	0.092	0.204	1.81	1.64	1.37
M1	1390,67	1394,1	3.43	2.44	0.711	0.182	0.338	0.174	0.44	0.29	0.42
M2	1394,81	1402,1	7.29	5.49	0.753	0.167	0.344	0.2	0.92	0.6	1.1
M3	1407,27	1416,21	9.21	7.62	0.827	0.183	0.442	0.206	1.39	0.78	1.57
N	1439,22	1446	6.78	-	-	-	-	-	-	-	-
N1	1450,91	1458,17	7.26	-	-	-	-	-	-	-	-
O	1467,99	1486,15	17.5	-	-	-	-	-	-	-	-

RESERVOIR SUMARRY SARJANA-12											
Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H
M	1379,36	1386,42	7.06	6.40	0.950	0.270	0.092	0.204	1.81	1.64	1.37
M1	1390,67	1394,1	3.43	2.44	0.711	0.182	0.338	0.174	0.44	0.29	0.42
M2	1394,81	1402,1	7.29	5.49	0.753	0.167	0.344	0.200	0.92	0.6	1.1
M3	1407,27	1416,21	9.21	7.62	0.827	0.183	0.442	0.206	1.39	0.78	1.57
N	1439,22	1446	6.78	5.59	0.825	0.258	0.829	0.055	1.44	0.25	0.31
N1	1450,91	1458,17	7.26	2.44	0.336	0.170	0.981	0.159	0.41	0.01	0.39
O	1467,99	1486,15	17.15	10.21	0.595	0.211	0.766	0.185	2.15	0.5	1.89

Tabel 4.6 *Net pay dan Net reservoir Summary* pada SARJANA-06

PAY SUMARRY SARJANA-06											
Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H
M	1381.34	1387.93	6.59	5.79	0.879	0.204	0.275	0.169	1.18	0.86	0.98
M1	1391.54	1396.09	4.55	0.00	0.0	-	-	-	-	-	-
M2	1401.14	1405.65	4.51	1.37	0.304	0.170	0.531	0.109	0.23	0.11	0.15
M3	1409.71	1419.67	9.96	0.76	0.077	0.199	0.568	0.117	0.15	0.07	0.09
N	1443.4	1452.69	9.29	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-
N1	1456	1460.8	4.8	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-
O	1473.35	1490.59	17.24	1.83	0.106	0.241	0.556	0.101	0.44	0.2	0.18
RESERVOIR SUMARRY SARJANA-06											
Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H
M	1381.34	1387.93	6.59	5.79	0.879	0.204	0.275	0.169	1.18	0.86	0.98
M1	1391.54	1396.09	4.55	0.76	0.167	0.127	0.7	0.151	0.1	0.03	0.12
M2	1401.14	1405.65	4.51	2.59	0.574	0.159	0.615	0.158	0.41	0.16	0.41
M3	1409.71	1419.67	9.96	4.27	0.428	0.162	0.694	0.220	0.69	0.21	0.94
N	1443.4	1452.69	9.29	8.53	0.919	0.218	0.829	0.093	1.86	0.32	0.80
N1	1456	1460.8	4.8	0.91	0.191	0.16	0.927	0.122	0.15	0.01	0.11
O	1473.35	1490.59	17.24	16.65	0.966	0.220	0.690	0.107	3.67	1.14	1.78

Tabel 4.7 *Net pay dan Net reservoir Summary* pada SARJANA-05

PAY SUMARRY SARJANA-05											
Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H
M	1388,14	1391,47	3,33	3,05	0,915	0,268	0,184	0,126	0,82	0,67	0,38
M1	1392,47	1398,72	6,25	3,44	0,550	0,171	0,366	0,177	0,61	0,39	0,61
M2	1401,07	1404,37	3,3	0,84	0,255	0,160	0,523	0,180	0,13	0,06	0,15
M3	1406,48	1413,78	7,3	0,76	0,104	0,161	0,416	0,174	0,12	0,07	0,13
N	1439,49	1448,61	9,12	8,08	0,886	0,225	0,404	0,074	1,82	1,08	0,6
N1	1453,17	1454,97	1,8	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
O	1469,73	1475,87	6,14	5,49	0,894	0,199	0,513	0,116	1,09	0,53	0,64
O1	1447,43	1501,9	24,47	3,51	0,143	0,188	0,551	0,185	0,66	0,30	0,65
RESERVOIR SUMARRY SARJANA-05											
Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H
M	1388,14	1391,47	3,33	3,05	0,915	0,268	0,184	0,126	0,82	0,67	0,38
M1	1392,47	1398,72	6,25	3,89	0,623	0,171	0,370	0,2	0,67	0,42	0,78
M2	1401,07	1404,37	3,3	0,99	0,301	0,154	0,535	0,197	0,15	0,07	0,2
M3	1406,48	1413,78	7,3	0,91	0,125	0,153	0,433	0,204	0,14	0,08	0,19
N	1439,49	1448,61	9,12	8,23	0,902	0,224	0,407	0,077	1,84	1,09	0,63
N1	1453,17	1454,97	1,8	0,61	0,339	0,171	0,707	0,087	0,1	0,03	0,05
O	1469,73	1475,87	6,14	5,64	0,918	0,199	0,516	0,113	1,12	0,54	0,64
O1	1447,43	1501,9	24,47	4,11	0,168	0,187	0,562	0,177	0,77	0,34	0,73

Tabel 4.8 *Net pay dan Net reservoir Summary* pada SARJANA-03

PAY SUMMARY SARJANA-03											
Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H
M	1388,36	1389,04	0,68	0,37	0,544	0,180	0,567	0,215	0,07	0,03	0,08
M1	1390,38	1394,27	3,89	0,96	0,246	0,160	0,372	0,167	0,15	0,10	0,16
M2	1402,13	1408,95	6,82	1,75	0,257	0,165	0,362	0,160	0,29	0,18	0,28
M3	1413,42	1423,53	10,11	4,80	0,475	0,141	0,509	0,198	0,68	0,33	0,95
N	1437,91	1446,09	8,18	4,27	0,552	0,160	0,319	0,130	0,68	0,47	0,56
N1	1450	1453,22	3,22	1,52	0,473	0,114	0,693	0,049	0,17	0,05	0,07
O	1469,34	1476,44	7,10	7,10	0,00	0,00	-	-	-	-	-
O1	1477,48	1487,36	9,88	9,88	0,00	0,00	-	-	-	-	-
O2	1494,67	1501,57	6,9	0,15	0,022	0,155	0,583	0,237	0,02	0,01	0,04
RESERVOIR SUMMARY SARJANA-03											
Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H
M	1388,36	1389,04	0,68	0,37	0,544	0,180	0,567	0,215	0,07	0,03	0,08
M1	1390,38	1394,27	3,89	0,96	0,246	0,160	0,372	0,167	0,15	0,10	0,16
M2	1402,13	1408,95	6,82	1,75	0,257	0,165	0,362	0,160	0,29	0,18	0,28
M3	1413,42	1423,53	10,11	4,88	0,482	0,141	0,510	0,201	0,69	0,34	0,98
N	1437,91	1446,09	8,18	4,27	0,552	0,160	0,319	0,130	0,68	0,47	0,56
N1	1450	1453,22	3,22	1,52	0,473	0,114	0,693	0,049	0,17	0,05	0,07
O	1469,34	1476,44	7,10	4,88	0,687	0,163	0,836	0,125	0,80	0,13	0,61
O1	1477,48	1487,36	9,88	4,27	0,432	0,172	0,863	0,099	0,73	0,10	0,42
O2	1494,67	1501,57	6,9	2,2	0,319	0,165	0,774	0,131	0,36	0,08	0,29

Pada (tabel 4.4) nilai *pay thickness* pada zona M di sumur SARJANA-09 sebesar 0.48 meter, dengan NTG sebesar 0.58 meter dan rata-rata Sw pada lapisan ini sebesar 33.8%, di Zona N nilai *pay thickness* sebesar 0.15 meter dengan NTG 0.042 dengan demikian dapat disimpulkan bahwa zona M dan O pada sumur SARJANA-09 berpotensi mengandung hidrokarbon berupa gas.

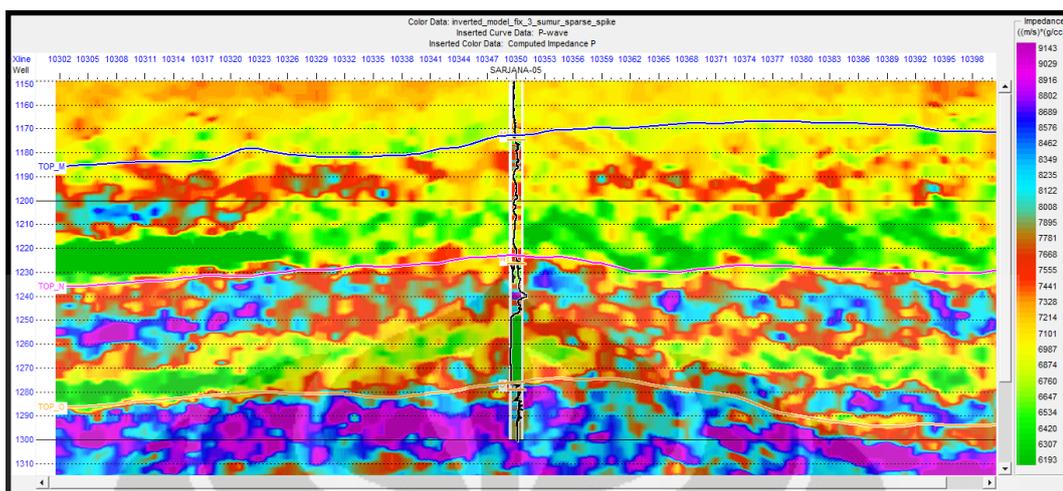
Pada (tabel 4.5) nilai *pay thickness* pada zona M di sumur SARJANA-12 sebesar 6.71 meter dengan NTG sebesar 0.95 dan rata-rata Sw pada lapisan ini sebesar 9.2%. Dapat disimpulkan bahwa zona M pada sumur SARJANA-09 berpotensi mengandung hidrokarbon berupa gas.

Pada (tabel 4.6) nilai *pay thickness* pada zona M di sumur SARJANA-06 sebesar 5.79 meter, dengan NTG sebesar 0.879 dan rata-rata Sw sebesar 27.5%. Dapat disimpulkan bahwa zona M pada sumur SARJANA-06 berpotensi mengandung hidrokarbon berupa gas.

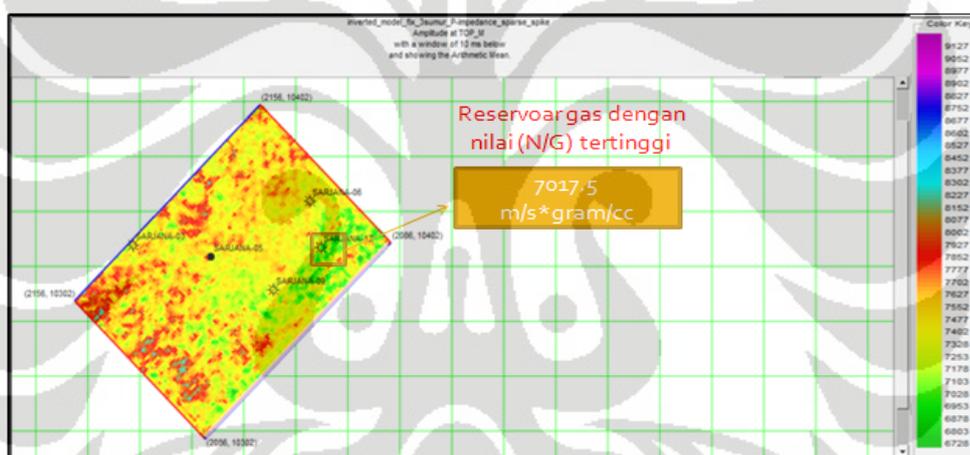
Pada (tabel 4.7) nilai *pay thickness* pada zona M di sumur SARJANA-05 sebesar 3.05 meter, dengan NTG sebesar 0.915 dan rata-rata sw sebesar 18.4%. dan pada Zona N nilai *pay thickness* 8.08 meter dan NTG 0.886 dengan rata-rata nilai Sw sebesar 40.4% Dapat disimpulkan bahwa zona M pada sumur SARJANA-05 berpotensi mengandung hidrokarbon berupa gas, dan zona N pada sumur ini berpotensi mengandung hidrokarbon berupa minyak.

Pada (tabel 4.8) nilai *pay thickness* pada zona N di sumur SARJANA-03 sebesar 4.27 meter, dengan NTG sebesar 0.552 dan rata-rata Sw sebesar 31.9%. dan pada Zona N nilai *pay thickness* 8.08 meter dan NTG 0.886 dengan rata-rata nilai Sw sebesar 40.4% disimpulkan bahwa zona M pada sumur SARJANA-05 berpotensi mengandung hidrokarbon berupa gas, dan zona N pada sumur ini berpotensi mengandung hidrokarbon berupa minyak.

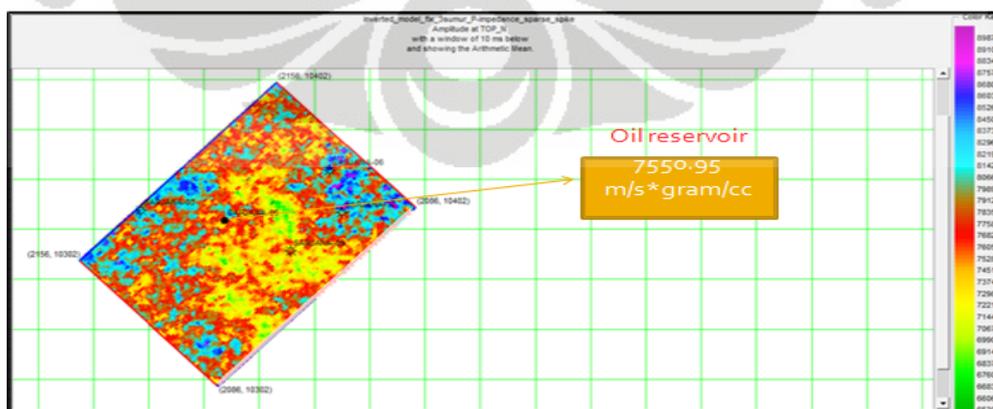
4.1.4 Hasil Inversi Seismik dan Analisis Multiatribut



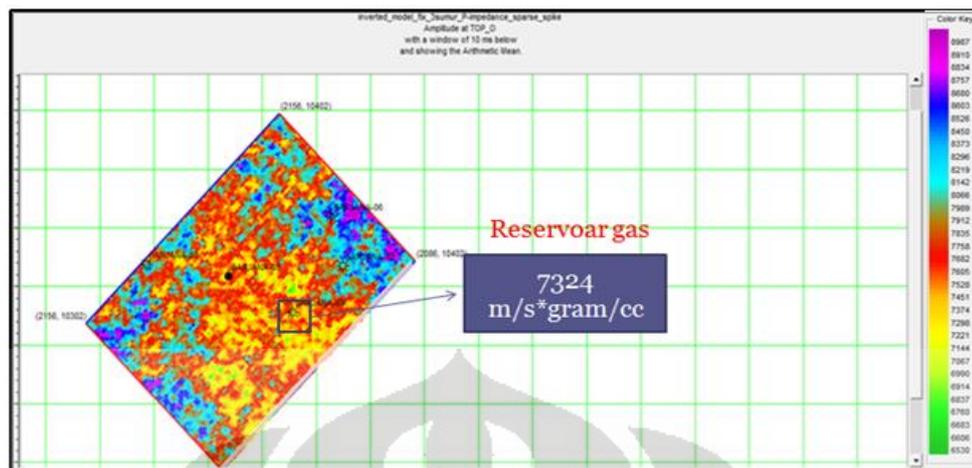
Gambar 4.16 Hasil inversi seismik *linier sparse spike*



Gambar 4.17 Hasil inversi seismik *linier sparse spike time slice Top M*



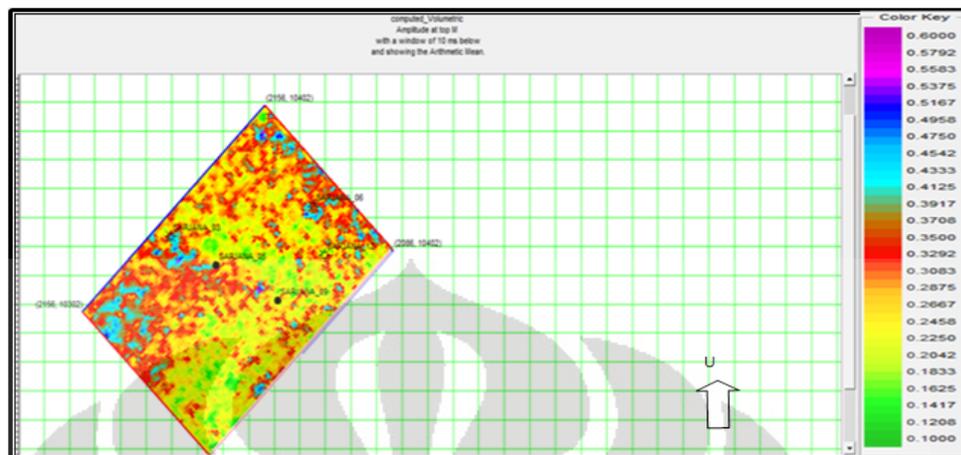
Gambar 4.18 Hasil inversi seismik *linier sparse spike time slice Top N*



Gambar 4.19 Hasil inversi seismik *linier sparse spike time slice* Top O

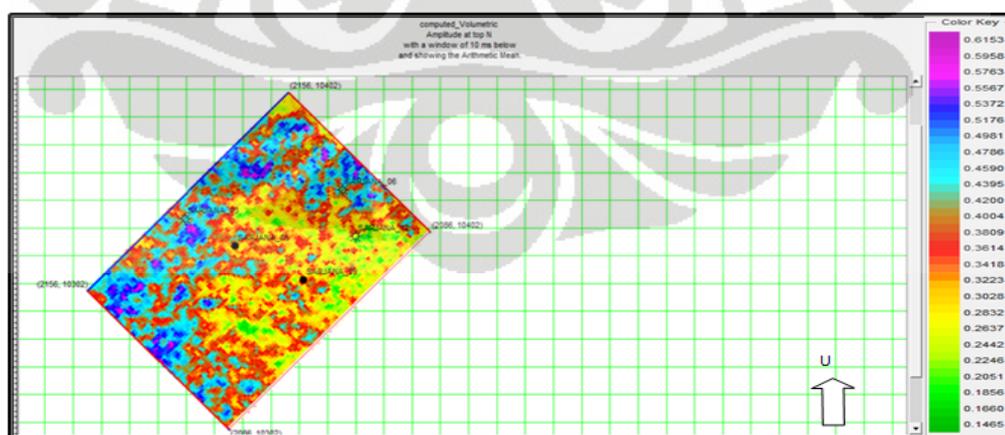
Gambar 4.16 menunjukkan hasil inversi seismik *linier sparse spike* dengan korelasi 0.972 pada (gambar 4.17) menunjukkan nilai impedansi akustik pada zona M berkisar antara 7017.5-7522.32 (m/s)*(gr/cc), terjadi penurunan nilai impedansi akustik pada daerah sekitar sumur SARJANA-12 yaitu menjadi 7017.5 (m/s)*(gr/cc) dikarenakan efek gas, dimana pada daerah tersebut merupakan reservoir gas dengan nilai N/G terbesar. Pada (gambar 4.18) menunjukkan nilai impedansi akustik pada zona N berkisar antara 7550.92-8209.84 (m/s)*(gr/cc), terjadi penurunan nilai impedansi akustik pada daerah sekitar sumur SARJANA-05 yaitu menjadi 7550.92 (m/s)*(gr/cc) hal ini dikarenakan efek minyak, dimana daerah sekitar sumur SARJANA-05 merupakan reservoir minyak dengan nilai N/G terbesar. Dan pada (gambar 4.19) menunjukkan nilai impedansi akustik pada zona O berkisar antara 7324-8548.14 (m/s)*(gr/cc), terjadi penurunan nilai impedansi akustik pada daerah sekitar sumur SARJANA-09 yaitu menjadi 7324 (m/s)*(gr/cc) hal ini dikarenakan efek gas, dimana daerah sekitar sumur SARJANA-09 merupakan reservoir gas dengan nilai N/G terbesar. Hasil inversi inilah yang akan digunakan sebagai *external attribute* pada distribusi parameter petrofisika pada peta *pseudo* volum. Data seismik dan hasil inversi ini akan digunakan untuk menyebar parameter-parameter petrofisika pada setiap lapisan batu pasir pada lapangan tersebut.

4.1.5 Persebaran Kandungan Lempung



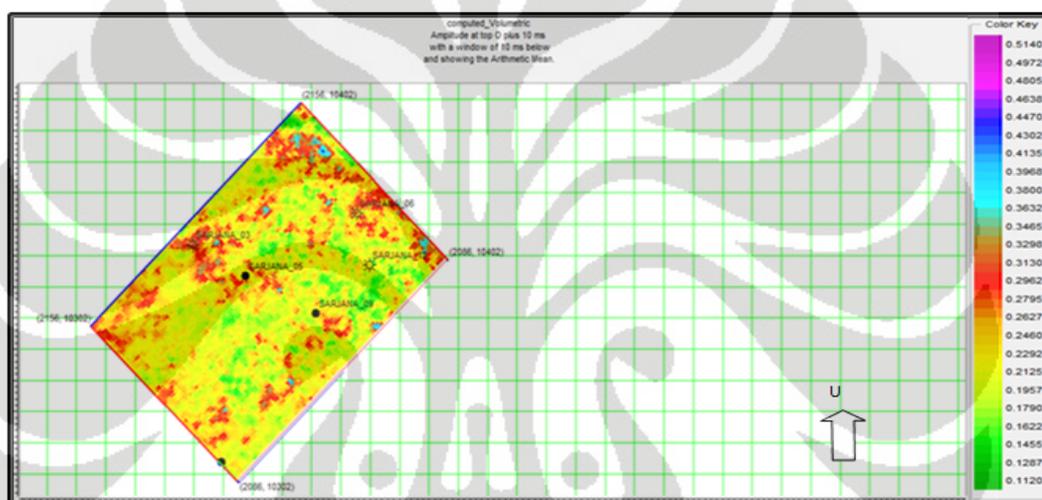
Gambar 4.20 Hasil *time slice* kandungan lempung horizon M

Gambar 4.20 adalah gambar hasil *time slice* distribusi kandungan lempung pada peta *pseudo* volum pada *event* horizon M. *Color key* pada Gambar menunjukkan nilai kandungan lempung dalam *fraction*. Persebaran warna hijau muda hingga kuning merupakan daerah yang memiliki nilai kandungan lempung antara 0.22-0.3083 atau 22%-30.83%, nilai tersebut cukup kecil untuk dijadikan zona reservoir, karena nilainya dibawah nilai *cutoff* yang didapat dari analisis petrofisika sebelumnya yaitu 34.1% sedangkan zona yang berwarna biru muda hingga biru tua merupakan daerah yang kurang berpotensi untuk dijadikan zona reservoir karena memiliki kandungan lempung lebih besar dari 41.25%.



Gambar 4.21 Hasil *time slice* kandungan lempung horizon N

Gambar 4.21 adalah gambar hasil *time slice* distribusi kandungan lempung pada peta *pseudo* volum pada *event* horizon N. *Color key* pada gambar menunjukkan nilai kandungan lempung dalam *fraction*. Pada gambar tersebut menunjukkan persebaran kandungan lempung pada skala 0.1856-0.2637 atau 18.56%-26.37% (warna hijau-kuning), nilai tersebut cukup kecil untuk dijadikan zona reservoir karena masih berada dalam selang nilai *cutoff* lapisan N yaitu 26%. sedangkan zona yang berwarna biru muda hingga biru tua merupakan daerah yang kurang berpotensi untuk dijadikan zona reservoir karena memiliki kandungan lempung lebih besar dari 45.00%.

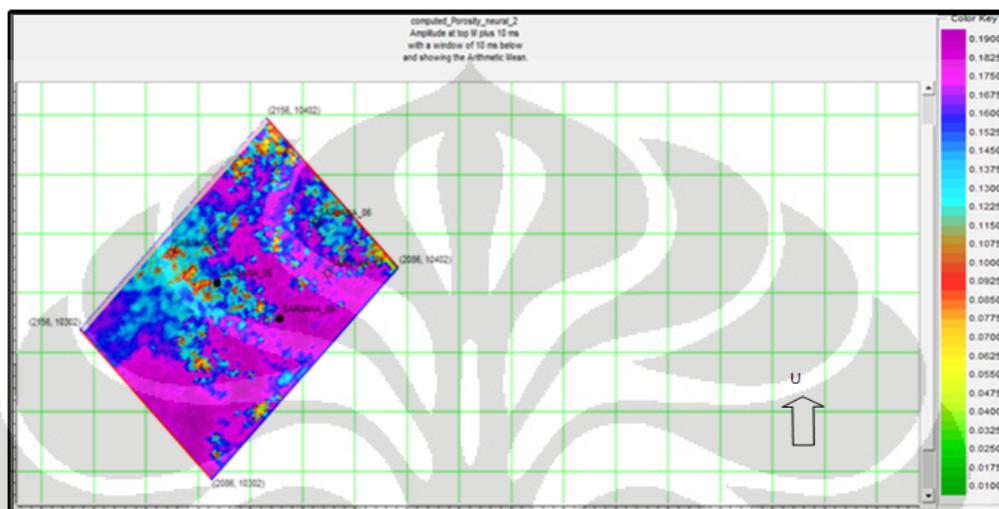


Gambar 4.22 Hasil *time slice* kandungan lempung horizon O

Gambar 4.22 adalah gambar hasil *time slice* distribusi kandungan lempung pada peta *pseudo* volum pada *event* horizon O. *Color key* pada gambar menunjukkan nilai kandungan lempung dalam *fraction*. Pada Gambar tersebut menunjukkan distribusi nilai kandungan lempung yang merata sepanjang *event seismic* pada horizon O, yaitu berada pada *range* 0.1622-0.2795 atau 16.22% hingga 27.95%, nilai tersebut cukup kecil untuk dijadikan reservoir karena batas atas nilai kandungan lempung terbesar tidak jauh dari nilai *cutoff* kandungan lempung yang didapat dari parameter petrofisika yaitu 27%.

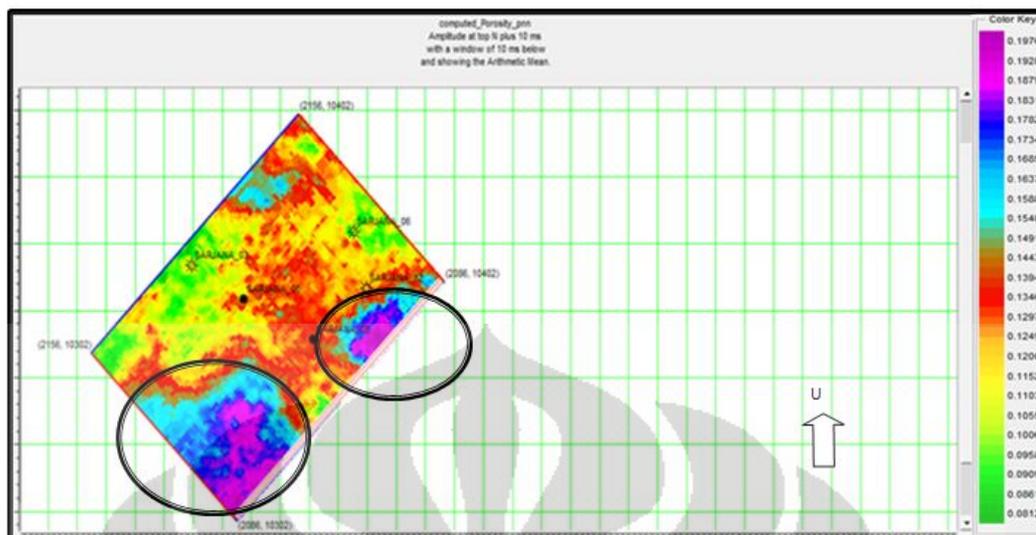
4.1.6 Persebaran Porositas

Persebaran porositas pada daerah prospek perlu di analisis untuk mengetahui persebaran zona prospek dimana daerah tersebut tersusun dari batuan yang *porous*. (gambar 4.24-4.26) menunjukkan persebaran porositas pada *event* horizon M, N, dan O.



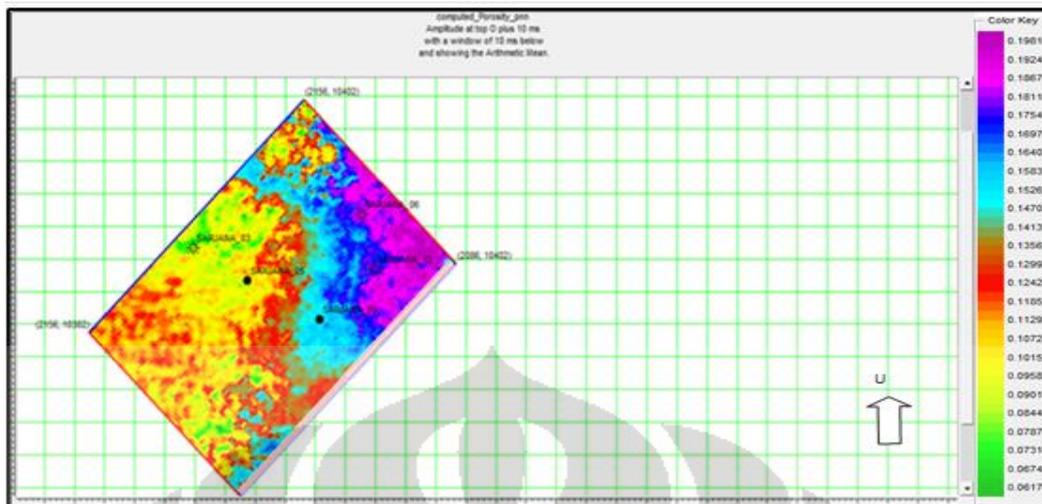
Gambar 4.23 Hasil *time slice* porositas horizon M

Gambar 4.23 adalah gambar hasil *time slice* porositas pada peta *pseudo* volum pada *event* horizon M. *Color key* pada gambar menunjukkan nilai porositas dalam *fraction*. Pada Gambar tersebut menunjukkan distribusi nilai porositas pada *event* horizon M didominasi nilai porositas 0.145 hingga 0.1750 atau 14.5% hingga 17.5% . nilai tersebut cukup besar untuk dijadikan reservoir karena nilai tersebut diatas nilai *cutoff* porositas pada horizon M yaitu 0.105 atau 10.5%. sedangkan persebaran warna orange-coklat muda menunjukkan zona kurang prospektif karena memiliki nilai porositas dibawah 0.105 atau 10.5%.



Gambar 4.24 Hasil *time slice* porositas horizon N

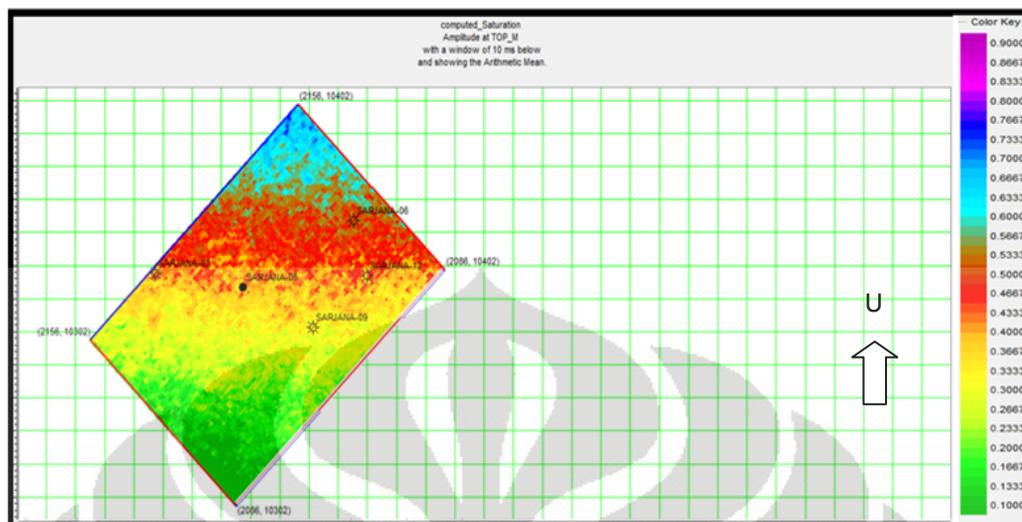
Gambar 4.24 adalah gambar hasil *time slice* porositas pada peta *pseudo* volum pada *event* horizon N. *Color key* pada Gambar menunjukkan nilai porositas dalam *fraction*. Pada gambar tersebut menunjukkan distribusi nilai porositas pada *event* horizon N didominasi nilai porositas 0.1152 hingga 0.1346 atau 11.52% hingga 13.46 % tersebar disekitar daerah sumur SARJANA-05, SARJANA-09, SARJANA 12 . nilai tersebut cukup besar untuk dijadikan reservoir karena nilai tersebut diatas nilai *cutoff* porositas pada horizon N yaitu 0.96 atau 9.6 %. Persebaran nilai porositas tinggi terlihat didaerah yang pada lingkaran hitam yaitu bernilai 0.1762-0.1976 atau 17.62%-19.76%, pada daerah ini dapat dipertimbangkan untuk daerah eksplorasi lainnya, sedangkan persebaran zona yang berwarna hijau-kuning muda menunjukkan daerah yang memiliki nilai porositas sebesar 0.081-0.09 atau 8.1% hingga 9% merupakan daerah kurang produktif untuk dijadikan resevoar.



Gambar 4.25 Hasil *time slice* porositas horizon O

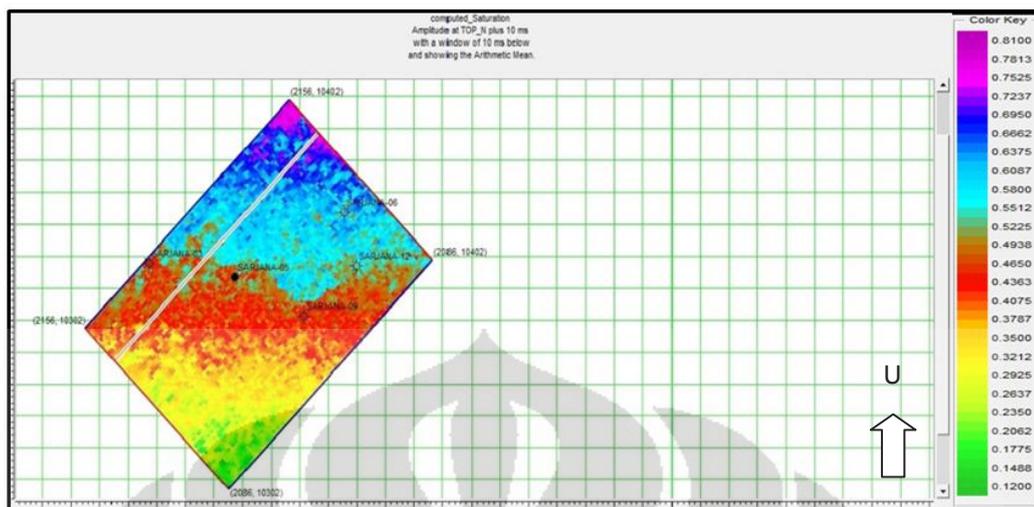
Gambar 4.25 adalah gambar hasil *time slice* porositas pada peta *pseudo* volum pada *event* horizon O. *Color key* pada Gambar menunjukkan nilai porositas dalam *fraction*. Pada gambar tersebut menunjukkan distribusi nilai porositas pada *event seismic* horizon O. Persebaran porositas besar (warna biru tua hingga ungu) tersebar di sekitar daerah sumur SARJANA-12 dan SARJANA-06 dengan nilai kisaran porositas 0.1583-0.1924 atau 15.83% hingga 19.24%, sedangkan pada daerah barat laut sumur SARJANA-09 menunjukkan porositas 0.1527-0.1640 atau 15.27-16.40 %, pada daerah tersebut merupakan daerah yang memiliki nilai porositas diatas nilai porositas *cutoff* pada lapisan O yaitu 14.1%. sehingga daerah tersebut berpotensi untuk menjadi daerah reservoir. Sedangkan daerah yang berwarna hijau-kuning tua menunjukkan daerah yang tidak prospektif karena memiliki nilai porositas dibawah 14.1%.

4.1.7 Persebaran saturasi air



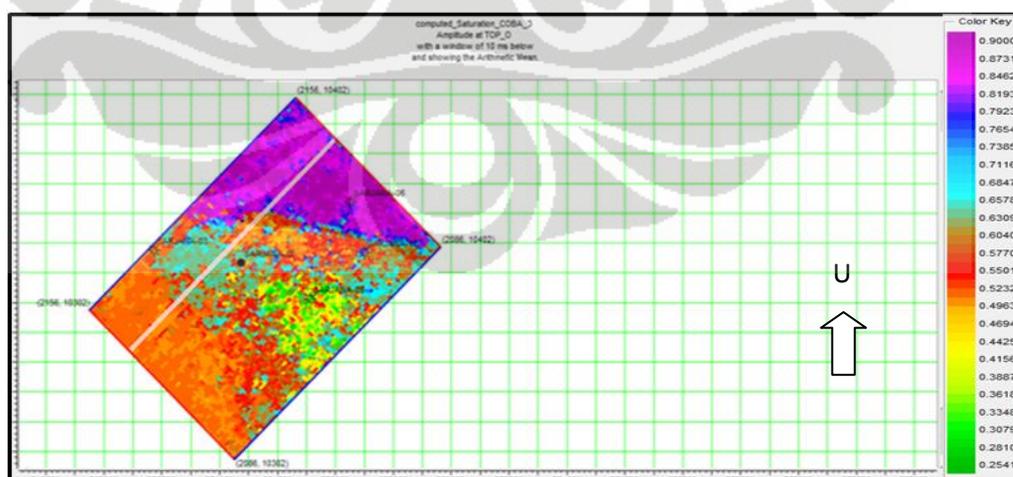
Gambar 4.26 Hasil *time slice* saturasi air pada horizon M

Gambar 4.26 adalah gambar hasil *time slice* saturasi air pada peta *pseudo* volum pada *event* horizon M. *Color key* pada Gambar menunjukkan nilai saturasi air dalam *fraction*. Pada Gambar tersebut menunjukkan distribusi nilai porositas pada *event* horizon M. Persebaran saturasi air pada daerah sekitar sumur SARJANA-09, SARJANA-12, SARJANA-06, SARJANA-05 berkisar antara 0.3-0.467 atau 30%-46.7% yang berpotensi mengandung hidrokarbon berupa gas, dan terbukti dari hasil petrofisika yang telah dikerjakan pada pengolahan data sebelumnya. Sedangkan daerah sekitar SARJANA-03 yang seharusnya berisi air tetapi memiliki nilai saturasi air dibawah 60% hal tersebut dikarenakan adanya faktor kesalahan saat *training* PNN (*Probabilistic Neural network*), kemungkinan distribusi kesalahan terbesar terjadi disekitar daerah sumur SARJANA-03 lapisan M.



Gambar 4.27 Hasil *time slice* saturasi air pada horizon N

Gambar 4.27 adalah gambar hasil *time slice* saturasi air pada peta *pseudo* volum pada *event* horizon N. *Color key* pada Gambar menunjukkan nilai saturasi air dalam *fraction*. Pada Gambar tersebut menunjukkan distribusi nilai porositas pada *event* horizon N. Persebaran saturasi air pada daerah sekitar sumur SARJANA-06, SARJANA-12 berkisar antara 0.5512-0.7613 atau 55.12%-76.13%, pada daerah tersebut tidak berpotensi mengandung hidrokarbon karena kemungkinan besar daerah yang berisi air, sedangkan zona berwarna hijau-*orange* dimana zona tersebut memiliki nilai saturasi air pada *range* 0.12-0.4363 atau 12%-43.63% berpotensi mengandung hidrokarbon berupa gas dan *oil*.

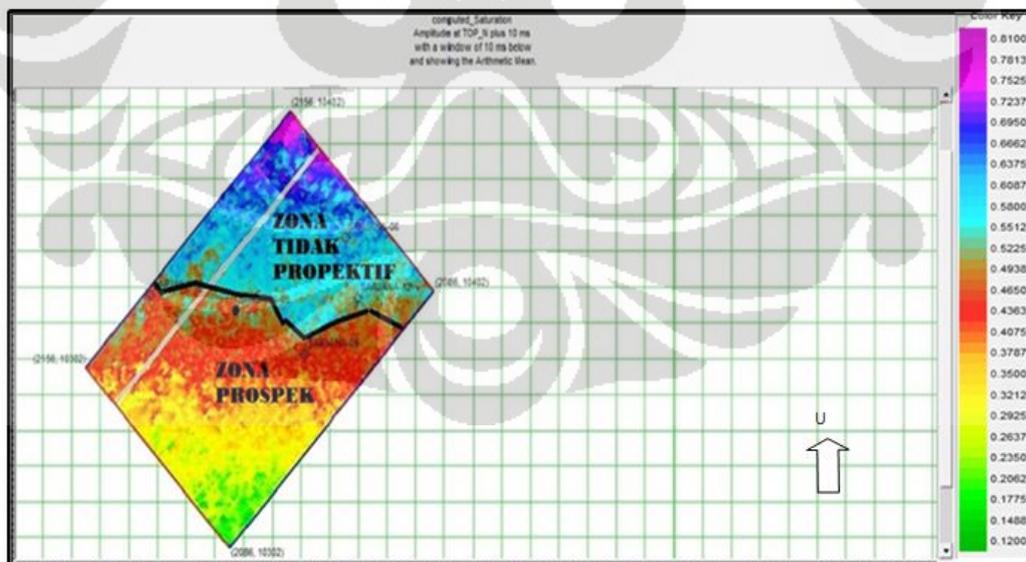


Gambar 4.28 Hasil *time slice* saturasi air pada horizon O

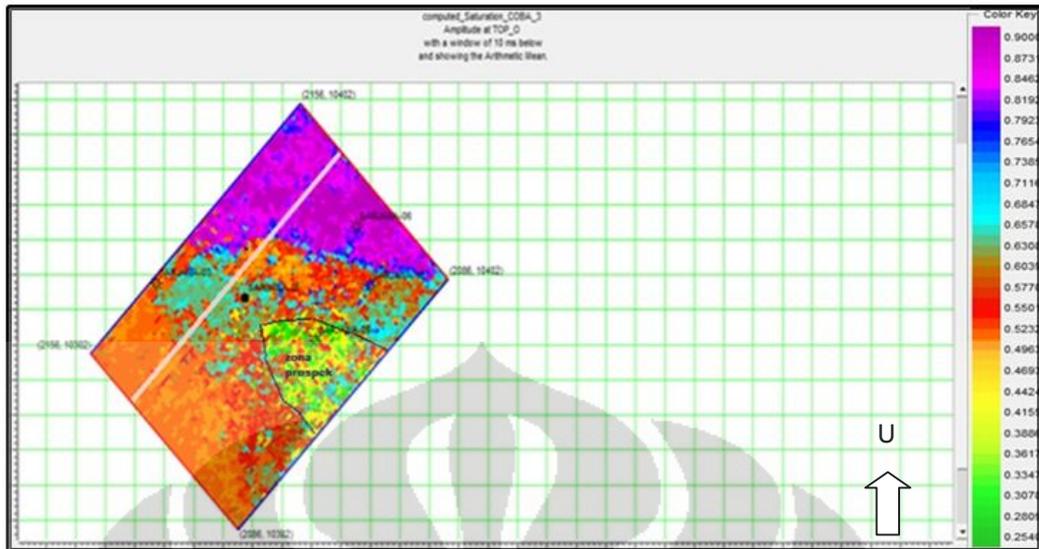
Gambar 4.28 adalah gambar hasil *time slice* saturasi air pada peta *pseudo* volum pada *event* horizon O. *Color key* pada Gambar menunjukkan nilai saturasi air dalam *fraction*. Pada Gambar tersebut menunjukkan distribusi nilai porositas pada *event* horizon O. Persebaran saturasi air pada daerah sekitar sumur SARJANA-09 berkisar antara 0.2809-0.4155 atau 28.09%-41.55% daerah tersebut berpotensi untuk dijadikan reservoir hidrokarbon. Sedangkan daerah yang memiliki persebaran saturasi berwarna orange-ungu (saturasi air berkisar diantara 0.55-0.90 atau 55%-90%) merupakan daerah tidak prospektif untuk dijadikan reservoir.

4.1.8 Hasil Identifikasi Zona Potensial Hidrokarbon

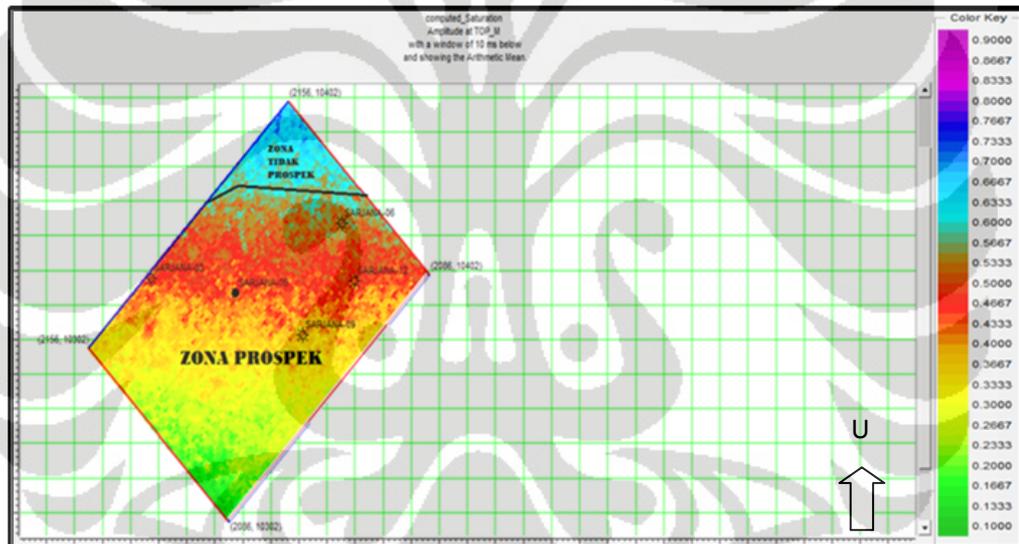
Dari peta persebaran kandungan lempung, porositas efektif, dan saturasi air, dapat diidentifikasi zona-zona yang potensi reservoir hidrokarbon yang baik. Penentuan zona reservoir hidrokarbon akan dievaluasi berdasarkan nilai *cutoff* hasil analisis petrofisika. Zona yang berpotensi adalah zona yang memiliki nilai kandungan lempung lebih rendah dari *cutoff* kandungan lempung, nilai porositas diatas *cutoff* porositas dan nilai saturasi yang lebih kecil dari nilai *cutoff* saturasi air. Garis hitam merupakan batas daerah antara zona prospek dan zona tidak prospek.



Gambar 4.29 Zona potensial hidrokarbon pada horizon N



Gambar 4.30 Zona potensial hidrokarbon pada horizon O



Gambar 4.31 Zona potensial hidrokarbon pada horizon M

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

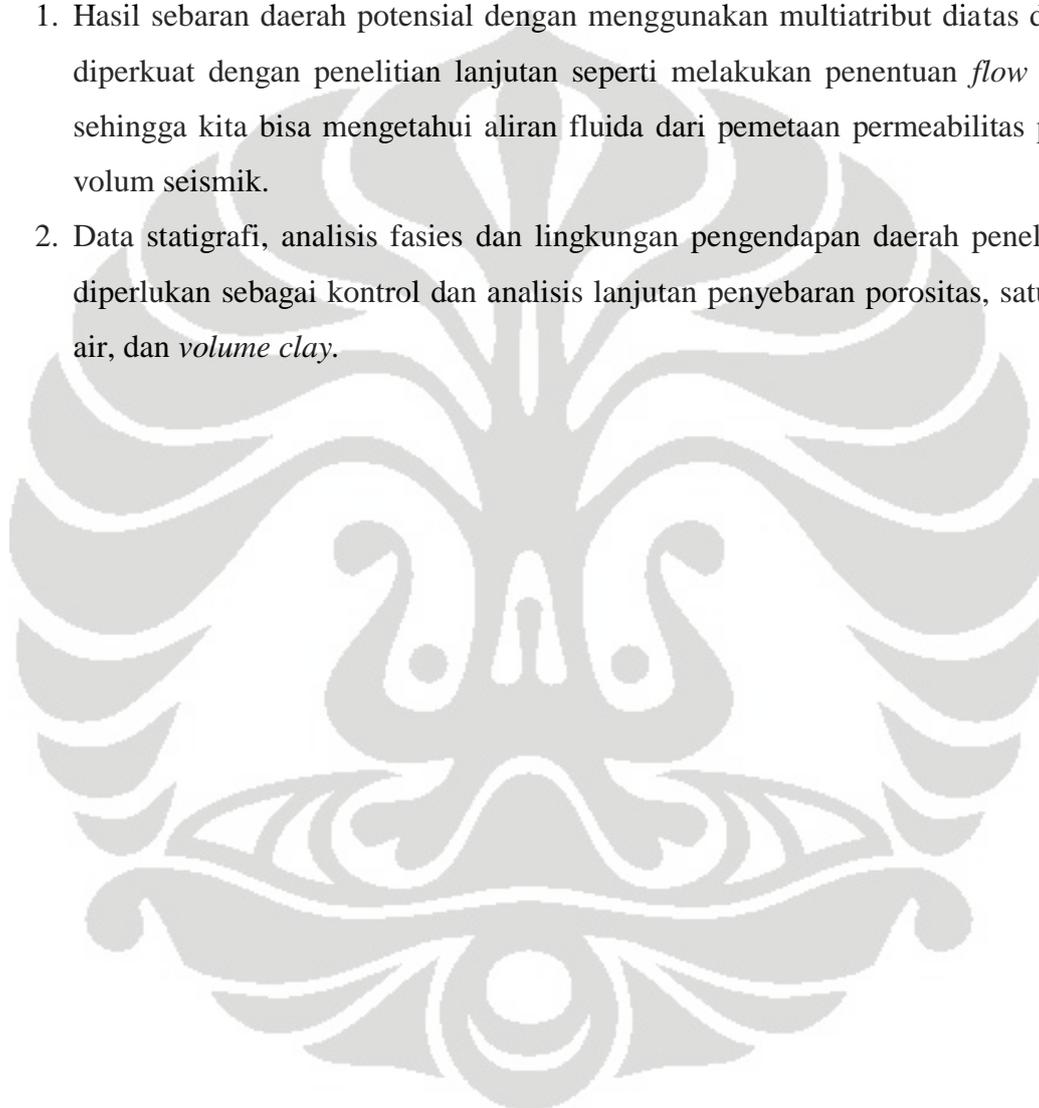
5.1 Kesimpulan

1. Perhitungan nilai penggal (*cutoff*) yang didapat dari sumur SARJANA-03, SARJANA-05, SARJANA-09, SARJANA-12, SARJANA-06 pada lapisan M adalah porositas *cutoff* sebesar 10.5%, kandungan lempung *cutoff* sebesar 34.1 %, lapisan N porositas *cutoff* sebesar 9.6% dan kandungan lempung *cutoff* sebesar 26%, lapisan O porositas *cutoff* sebesar 14.1% dan kandungan lempung *cutoff* 26.9%, dengan nilai *cutoff* saturasi air sebesar 60% pada semua sumur dan semua lapisan.
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. Dari hasil perhitungan petrofisika zona top M pada sumur SARJANA-12, SARJANA-06 dan SARJANA 05 memiliki prospek sebagai reservoir yang baik dengan porositas 20-25% dengan saturasi 15%-40% berupa gas, sedangkan zona top N pada sumur SARJANA-03 dan SARJANA-05 memiliki prospek sebagai reservoir *oil* dengan porositas 9.6% dan 21.5% dengan nilai saturasi air 40-43%, sedangkan zona top O pada sumur SARJANA-09 memiliki prospek sebagai reservoir yang baik dengan porositas 19% dan saturasi air sebesar 26.3% berupa gas. Nilai parameter petrofisika tersebut dapat dilihat pada tabel lumping.
4. Analisa multiatribut dapat memprediksi sifat fisik batuan keseluruhan pada volum data seismik.
5. Dengan melihat distribusi parameter petrofisika, akan memudahkan untuk melakukan interpretasi hingga tahap pemodelan.
6. Semakin kecil *error* yang dihasilkan pada *training* PNN dan multiatribut akan menghasilkan model log yang paling dekat dengan log yang sebenarnya, semakin baik untuk disebar kedalam volum data seismik.

7. Penggunaan *neural network* membantu meningkatkan korelasi antara nilai log yang sebenarnya dengan nilai log *training* pada pendeskripsian porositas, kandungan lempung, dan saturasi air.

5.2 Saran

1. Hasil sebaran daerah potensial dengan menggunakan multiatribut diatas dapat diperkuat dengan penelitian lanjutan seperti melakukan penentuan *flow unit*, sehingga kita bisa mengetahui aliran fluida dari pemetaan permeabilitas pada volum seismik.
2. Data stratigrafi, analisis fasies dan lingkungan pengendapan daerah penelitian diperlukan sebagai kontrol dan analisis lanjutan penyebaran porositas, saturasi air, dan *volume clay*.



DAFTAR ACUAN

- Asquith, George., and D. Krygowski., (2004), *Basic Well Log Analysis* (Second Edition). The American Association of Petroleum Geologist, U.S.A, p. 129-145.
- Bateman, Richard M., 1985, *Open Hole Log Analysis and Formation Evaluation*. International Human Resources Development Corporation, Boston, p. 144.
- Bemmelen, van, R.W., 1949. *The Geology of Indonesia*, Martinus Nyhoff, The Haque, Nederland.
- Bishop, M. G., 2000, South Sumatra Basin Province, Indonesia: *The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*, U. S. Geological Survey, Denver, Colorado.
- De Coster, G. L., 1974, *The Geology of Central and South Sumatra Basins*. Provedings Indonesia Petroleum Association 3rd Annual Convention, p. 77-110.
- Emerge user guides and theory, 2008; Hampson-Russel Software Manual
- Ginger, D., and Fielding, K., 2005. *The Petroleum Systems and Future Potential of the South Sumatra Basin*, Proceeding 30th Annual Convention and Exhibition, Indonesian Petroleum Association, August 2005.
- Glover, Paul. 2007. *Petrophysics MSc course note*
- Hampson, Daniel P., Schuelke, James S., and Quirein, John A., 2000. *Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data*. Society of Exploration Geophysicist.
- Harsono, Adi., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services.
- Maisarah., 2014, Skripsi : *Analisis Petrofisika Kelompok Sihapas-Pematang Pada Lapangan S, Cekungan Sumatera Tengah*. Universitas Indonesia, Depok.
- Munadi, Suprajitno., 2002. *Pengolahan Data Seismik. Prinsip Dasar dan Metodologi*. Program Studi Geofisika, FMIPA, Universitas Indonesia, Depok, p. 87-112.
- PS Schlutz, S. Ronen, M. Hattort and C. Corbett, 1994, *Seismic Guided Estimation of Log Properties : Part 1, 2 and 3*, The Leading Edge.
- Pulunggono, A., A.S Haryo., and C.G.Kusuma., 1992, *Pre-Tertiary and Tertiary Fault System as a Framework of The South Sumatra Basin; a Study of SAR-Maps*, Proc.IPA, 92-11.37.

Russell, B. H., 1998, *Introduction to Seismic Inversion Methods*, S.N. Domenico Editor Course Notes Series b, Volume 2, SEG Continuing Education Short Course.

Sarjono, S., and Sardjito., 1989, *Hydrocarbon source rock identification in the South Palembang sub-basin*: Proc.IPA Eighteenth Annual Convention, October, 1989, p. 427-467.

Sukmono, S., 2002, *Seismik Inversi Untuk Karakteristik Reservoar*, Jurusan Teknik Geofisika – ITB, Bandung.

Sulistiyono., 2012, Tesis : *Aplikasi Multiatribut Seismik Untuk Mengidentifikasi Fasies Paleochannel Formasi Talang Akar Bagian Atas*. Universitas Indonesia, Depok.

Taner, M. T., Koehler, F., and Sherrif, R.E., 1979, *Complex Seismic Trace Analysis*, Geophysics, 44, p. 1041-1063.

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

Wirawan, A., and Luthfi, N., 2005, *Miocene Carbonate As The Potential Hydrocarbon Reservoir in Jambi Are*, Proc.IPA, S-155.