

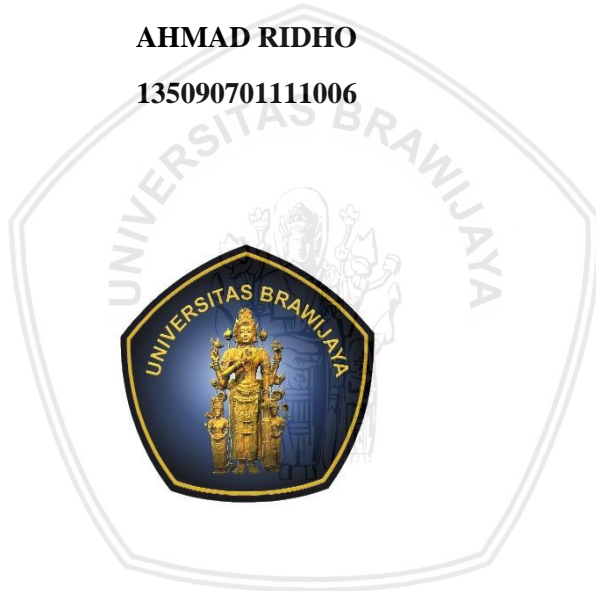
**EVALUASI PETROFISIKA DAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK
UNTUK MENENTUKAN DISTRIBUSI KARBONAT BERPORI
PADA INTERVAL Z16, FORMASI CIBULAKAN ATAS,
CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

SKRIPSI

oleh:

AHMAD RIDHO

135090701111006



JURUSAN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

MALANG

2018



Halaman ini sengaja dikosongkan

**EVALUASI PETROFISIKA DAN INVERSI IMPEDANSI
AKUSTIK UNTUK MENENTUKAN DISTRIBUSI
KARBONAT BERPORI PADA INTERVAL Z16, FORMASI
CIBULAKAN ATAS, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

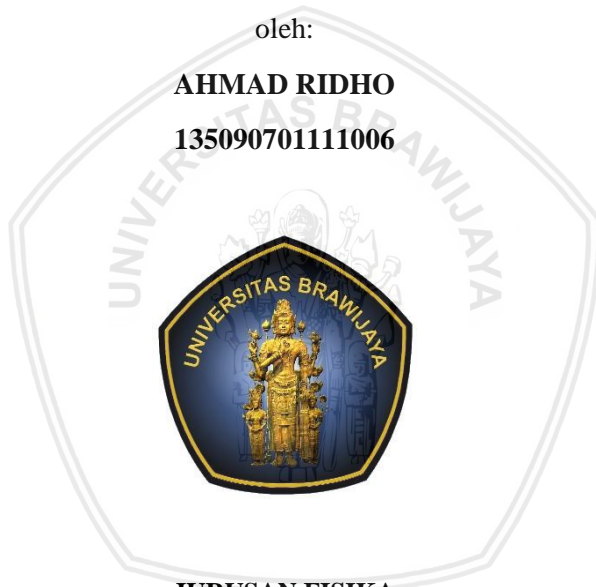
SKRIPSI

Sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Sains
dalam bidang Fisika

oleh:

AHMAD RIDHO

135090701111006



JURUSAN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

MALANG

2018



Halaman ini sengaja dikosongkan

LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI

**EVALUASI PETROFISIKA DAN INVERSI IMPEDANSI
AKUSTIK UNTUK MENENTUKAN DISTRIBUSI
KARBONAT BERPORI PADA INTERVAL Z16, FORMASI
CIBULAKAN ATAS, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

Oleh:

Ahmad Ridho

135090701111006

**Setelah dipertahankan di depan Majelis Penguji pada
tanggal.....**

**dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar Sarjana
Sains dalam bidang Fisika**

Pembimbing I

Pembimbing II

Drs. A. M. Juwono, M.Sc., PhD.

NIP. 1960042 1198802 1 001

Dicky Hilmawan, S.Si, M.Sc

NIK. 19011928

**Mengetahui,
Ketua Jurusan Fisika
Fakultas MIPA Univ. Brawijaya**

Prof. Dr. rer. nat Muhammad Nurhuda

NIP. 1964091 0199021 001



Halaman ini sengaja dikosongkan

LEMBAR PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Ahmad Ridho
NIM : 135090701111006
Prodi/Jurusan : Geofisika/Fisika

Penulis skripsi berjudul :

**Evaluasi Petrofisika dan Inversi Impedansi Akustik untuk
Menentukan Distribusi Karbonat Berpori pada Interval Z16,
Formasi Cibulakan Atas, Cekungan Jawa Barat Utara**

Dengan ini menyatakan bahwa:

1. Tugas akhir ini adalah benar-benar karya saya sendiri dan bukan hasil plagiat dari karya orang lain. Karya-karya yang tercantum dalam Daftar Pustaka Tugas Akhir ini, semata-mata digunakan sebagai rujukan atau referensi.
2. Apabila di kemudian hari diketahui bahwa isi Tugas Akhir saya merupakan hasil plagiat, maka saya bersedia menanggung akibat dari keadaan tersebut.

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.

Malang, Januari 2018

Yang menyatakan,

Ahmad Ridho

NIM. 135090701111006



Halaman ini sengaja dikosongkan

repository.ub.ac.id

EVALUASI PETROFISIKA DAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK UNTUK MENENTUKAN DISTRIBUSI KARBONAT BERPORI PADA INTERVAL Z16, FORMASI CIBULAKAN ATAS, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA

ABSTRAK

Interval Z16 pada Formasi Cibulakan Atas merupakan reservoir tipe karbonat yang menjadi target penelitian. Interval Z16 ini merupakan suatu *buildup* karbonat dengan distribusi porositas yang tidak merata. Tidak meratanya distribusi porositas ini, membagi interval Z16 menjadi bagian dengan tingkat porositas yang baik, yang disebut dengan karbonat berpori, dan bagian dengan tingkat porositas yang buruk. Untuk dapat memetakan distribusi karbonat berpori pada interval Z16, dilakukan inversi impedansi akustik dengan sebelumnya dilakukan evaluasi petrofisika pada sumur-sumur yang menembus interval Z16. Inversi impedansi akustik pada penelitian ini dilakukan dengan menerapkan teknik inversi berbasis model (*model based inversion*). Data yang digunakan pada penelitian ini berupa data seismik 3D serta tiga buah data sumur. Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa interval Z16 seluruhnya merupakan reservoir dengan litologi batu gamping (*limestone*) dengan kandungan lempung di bawah 13%, porositas efektif bervariasi dari 0% hingga 6% untuk karbonat nonporos (*tight carbonate*) dan di atas 6% untuk karbonat berpori (*porous carbonate*), serta saturasi air berkisar dari 0% hingga 100%. Berdasarkan nilai impedansi akustiknya, karbonat berpori pada interval Z16 ini didefinisikan sebagai batu gamping dengan impedansi akustik di bawah 43000 ft.g/s.cc. Penyayatan pada volume impedansi hasil inversi dan volume porositas menunjukkan bahwa secara vertikal, karbonat berpori terdistribusi lebih banyak di bagian atas tubuh *buildup* Z16, dan secara lateral karbonat berpori terdistribusi lebih banyak di sebelah barat laut dari lokasi ketiga sumur penelitian.

Kata kunci: karbonat *buildup* Z16, porositas efektif, impedansi akustik, inversi impedansi akustik.



Halaman ini sengaja dikosongkan

repository.ub.ac.id

PETROPHYSICS EVALUATION AND ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION TO DETERMINE POROUS CARBONATE DISTRIBUTION OF Z16 INTERVAL, UPPER CIBULAKAN FORMATION, NORTH WEST JAVA BASIN

ABSTRACT

Z16 interval of Upper Cibulakan Formation is a carbonate reservoir that be the target of this research. Z16 interval is a buildup carbonate with unequal porosity distribution which divides the Z16 into porous and tight carbonates. In order to map porosity distribution of Z16 interval, an acoustic impedance inversion and petrophysics evaluation were performed. Acoustic impedance inversion in this research was done by applying model based inversion technique. The data used in this research were 3D seismic data and those data from three wells. The results of this research show that Z16 interval is a carbonate reservoir that composed of limestone with shale volume below 13%, effective porosity 0% to 6% for tight carbonate and above 6% for porous carbonate. Water saturation of Z16 interval varies from 0% to 100%. Based on acoustic impedance value, porous carbonate is defined as limestone with acoustic impedance value below 43000 ft.g/s.cc. Slicing on impedance and porosity volume shows that porous carbonate is well distributed over the top of buildup Z16 body, and laterally to the northwest of wells location.

Keywords: Z16 buildup carbonate, effective porosity, acoustic impedance, acoustic impedance inversion.



Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Assalamualaikum Wr. Wb. Puji syukur ke hadirat Allah SWT, berkat rahmat dan hidayahnya, penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir yang kemudian disebutkan sebagai skripsi yang berjudul **“Evaluasi Petrofisika dan Inversi Impedansi Akustik untuk Menentukan Distribusi Karbonat Berpori pada Interval Z16, Formasi Cibulakan Atas, Cekungan Jawa Barat Utara”** yang merupakan salah satu syarat wajib dalam memperoleh gelar Sarjana Sains (S.Si) dalam bidang geofisika. Adapun laporan ini diharapkan akan memberikan manfaat yang sesuai dan tidak disalahgunakan oleh masyarakat umum. Laporan skripsi ini sebagaimana tercantum pada judul, merupakan laporan yang bergerak di bidang kegeofisikaan, lebih tepatnya tentang interpretasi data geofisika, di bidang eksplorasi minyak dan gas bumi.

Laporan tugas akhir ini tidak akan tersusun dengan baik dan benar tanpa adanya peranan dan bantuan dari berbagai pihak. Ucapan terimakasih penulis ucapkan kepada pihak-pihak sebagaimana tercantum di bawah ini:

1. Ibu tercinta, Rukayah yang selalu memberikan semangat dan dukungan penuh kepada penulis bahkan sebelum dimulainya penelitian tugas akhir.
2. Almarhum Ayah tercinta, Mari'e, yang selalu mendoakan dari surga.
3. Ketua Jurusan Fisika UB, Bapak Prof. Dr. rer. nat Muhammad Nurhuda yang berperan penting dalam proses administrasi dan izin yang telah diberikan kepada penulis untuk melaksanakan tugas akhir.
4. Ketua Prodi Geofisika, Bapak Drs. Alamsyah M. Juwono, M.Sc, PhD., yang sekaligus merupakan dosen pembimbing akademik dan pembimbing I penelitian tugas akhir ini, atas dukungan, semangat, serta bimbingan yang tiada henti diberikan kepada penulis.
5. Mas Dicky Hilmawan dan Mas Indra Surya Atmaja selaku pembimbing lapangan yang telah memberikan bimbingan dan ilmu yang sangat berharga dalam pengerjaan penelitian tugas akhir penulis.

6. Mas Allan, Mas Aldis, Mas Akbar, Mas Dafid, Mas Julian, Mas Mufied, serta Kang Totong yang senantiasa menjadi teman diskusi dan sumber ilmu tambahan yang sangat berguna dalam penelitian tugas akhir penulis.
7. Mas Galang dan Kang Cecep yang selalu menyemangati dan memberikan inspirasi serta semangat pada penulis untuk konsisten dalam pengerjaan tugas akhir.
8. Galih, Linda, Dana, Chandra, Nisa, dan Ishfi sebagai rekan kerja pelaksanaan tugas akhir yang banyak membantu menyemangati penulis dalam pelaksanaan tugas akhir.
9. Iqbal, Hadi Tulus, Sirka, Seno, Vincent, Syamsuddin, Pangestu, dan Rahmat Hidayat Anhari selaku sahabat usil namun menjadi *trigger* penulisan laporan Tugas Akhir ini.
10. Teman-teman seperjuangan Geofisika angkatan 2013, atas dukungan moril yang diberikan, serta kenangan 4 tahun kuliah yang takkan terlupakan. Semoga sukses kehidupan dunia dan akhirat bagi kita semua.
11. Serta pihak-pihak lain yang tidak dapat disebutkan oleh penulis, atas sekecil apapun bantuan yang telah diberikan kepada penulis selama penulis melaksanakan dan menyusun laporan Tugas akhir ini.

Tentunya sebagai manusia, akan terdapat banyak kekurangan dalam laporan ini. Atas kekurangan tersebut, penulis mohon maaf, semoga laporan ini dapat bermanfaat dan dipergunakan sebagaimana mestinya. Walau kesempurnaan adalah milik Yang Maha Kuasa, namun mencoba untuk terlihat yang paling baik dan bermanfaat bagi orang lain adalah kewajiban kita sebagai manusia.

Malang, Januari 2018

Ahmad Ridho

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI.....	iii
LEMBAR PERNYATAAN	v
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	ix
KATA PENGANTAR.....	xi
DAFTAR ISI.....	xiii
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xxi
DAFTAR LAMPIRAN	xxii
DAFTAR ISTILAH DAN SINGKATAN	xxiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan Penelitian.....	2
1.4 Manfaat Penelitian.....	3
1.5 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJUAN PUSTAKA.....	5
2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara	5
2.2 Struktur – Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara	6
2.3 Sistem Minyak Bumi Cekungan Jawa Barat Utara	10
2.3.1 Batuan sumber.....	10
2.3.2 Reservoar.....	11
2.3.3 Jebakan minyak	11
2.3.4 Jalur migrasi	11
2.3.5 Lapisan penutup	12
2.4 <i>Logging</i> dan Evaluasi Petrofisika.....	12

2.5	Batuan Reservoir dan Porositas	13
2.6	Perhitungan Parameter Petrofisika	14
2.6.1	Kandungan lempung (V_{Sh})	14
2.6.2	Porositas (ϕ)	16
2.6.3	Saturasi air (S_w)	18
2.7	Wavelet Seismik	18
2.8	Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi	20
2.9	Seismogram Sintetik	21
2.10	Inversi Seismik <i>Model Based</i>	21
BAB III METODOLOGI		25
3.1	Waktu dan Tempat Penelitian	25
3.2	Data dan Perangkat Penelitian	25
3.3	Evaluasi Petrofisika	25
3.3.1	<i>Quality control</i> data sumur	26
3.3.2	Pre-kalkulasi petrofisika	26
3.3.3	Identifikasi litologi	28
3.3.4	Perhitungan kandungan lempung dan porositas	28
3.3.5	Identifikasi <i>pay</i> dan <i>wet zone</i>	29
3.3.6	Analisa resistivitas air formasi	29
3.3.7	Perhitungan saturasi air	29
3.3.8	Penentuan nilai penggal (<i>cutoff</i>)	30
3.3.9	<i>Lumping</i> reservoir	30
3.4	Inversi Seismik Impedansi Akustik	30
3.4.1	Uji kelayakan (<i>feasibility test</i>)	31
3.4.2	Estimasi <i>wavelet</i>	31
3.4.3	<i>Well seismic tie</i>	31
3.4.4	<i>Picking horizon</i>	32

3.4.5	Pembuatan model awal inversi (<i>initial model</i>).....	32
3.4.6	Analisa inversi.....	33
3.4.7	Inversi impedansi	33
3.4.8	<i>Quality control</i> hasil inversi	33
3.4.9	Konversi impedansi dan penyayatan (<i>slicing</i>).....	34
3.5	Diagram Alir Penelitian.....	35
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....		37
4.1	<i>Quality Control</i> Data Sumur	37
4.2	Gradien Temperatur dan Salinitas Lumpur	39
4.3	Litologi Bawah Permukaan	41
4.3.1	Litologi berdasarkan <i>mudlog</i>	41
4.3.2	Litologi berdasarkan plot N-D.....	41
4.3.3	Litologi berdasarkan plot M-N.....	41
4.4	Kandungan Lempung dan Porositas Efektif.....	52
4.4.1	Kandungan lempung (V_{sh}).....	52
4.4.2	Porositas efektif (ϕ_e).....	52
4.5	Zona Hidrokarbon (<i>Pay</i>) dan Zona Air (<i>Wet</i>)	56
4.6	Resistivitas Air Formasi	56
4.7	Saturasi Air (S_w).....	60
4.8	Nilai Penggal Petrofisika.....	64
4.9	<i>Lumping</i> Reservoir.....	67
4.10	Analisa Kelayakan (<i>Feasibility Analysis</i>)	69
4.11	<i>Well Seismic Tie</i>	72
4.12	Model Awal Inversi.....	76
4.13	Analisa Inversi (<i>Inversion Analysis</i>)	76
4.14	Analisa Hasil Inversi	80
4.15	<i>Quality Control</i> Hasil Inversi	83
4.16	Volume Porositas dan Penyayatan (<i>Slicing</i>).....	88

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN 99

 5.1 Kesimpulan..... 99

 5.2 Saran..... 99

DAFTAR PUSTAKA..... 101

LAMPIRAN 103



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Lokasi Cekungan Jawa Barat Utara (modifikasi dari Bishop, 2000).....	5
Gambar 2.2 <i>Geological setting</i> Cekungan Jawa Barat Utara (Hareira, 1991).....	6
Gambar 2.3 Kolom stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Noble et al., 2006).	9
Gambar 2.4 Ilustrasi ruang pori pada batuan (modifikasi dari Fristad & Constable, 2012).	13
Gambar 2.5 Efek dilakukannya rotasi/penggeseran pada <i>zero phase wavelet</i> (modifikasi dari Brown, 2004).	19
Gambar 2.6 Ilustrasi pembuatan seismogram sintetik (Simm & White, 2002).	21
Gambar 2.7 Ilustrasi perbandingan <i>forward modeling</i> dan <i>inverse modeling</i> (Sukmono, 2000).	22
Gambar 2.8 Inversi impedansi akustik mengubah data seismik menjadi impedansi akustik dengan kontrol sumur (modifikasi dari Hampson, 2014).	23
Gambar 2.9 Diagram alir pengerjaan inversi seismik <i>model based</i> (Russell, 1988).....	23
Gambar 3.1 Diagram alir penelitian. Penelitian dibagi menjadi dua tahap utama yakni tahap evaluasi petrofisika dan inversi seismik.....	35
Gambar 4.1 Analisa <i>badhole</i> sumur. <i>Badhole</i> ditunjukkan pada <i>track</i> ke-4, ditandai dengan <i>flag</i> berwarna merah.....	37
Gambar 4.2 Eror log DTSM sumur AR-01 (1995 – 2120 mTVDSS) dan eror log DTSM & DTCO sumur AR-02 (1860 – 1960 mTVDSS).	38
Gambar 4.3 Grafik hubungan temperatur terhadap kedalaman. Besar gradien temperatur didapatkan sebesar 0,04 °C/m.	39
Gambar 4.4 Data log dan <i>mudlog</i> sumur AR-01. Litologi pada interval Z16 merupakan batuan karbonat dengan dominasi mineral kalsit.....	43
Gambar 4.5 Data log dan <i>mudlog</i> sumur AR-02. Litologi pada interval Z16 merupakan batuan karbonat dengan dominasi mineral kalsit.....	44

Gambar 4.6 Data log dan <i>mudlog</i> sumur AR-03. Litologi pada interval Z16 merupakan batuan karbonat dengan dominasi mineral kalsit.	45
Gambar 4.7 Plot N-D sumur AR-01 interval Z16. Zona merah diperkirakan merupakan batugamping berisi hidrokarbon.	46
Gambar 4.8 Plot N-D sumur AR-02 interval Z16. Zona merah diperkirakan merupakan batugamping berisi hidrokarbon.	47
Gambar 4.9 Plot N-D sumur AR-03 interval Z16. Zona merah diperkirakan merupakan batugamping berisi hidrokarbon.	48
Gambar 4.10 Plot M-N sumur AR-01 interval Z16. Zona merah diperkirakan merupakan batugamping berisi hidrokarbon.	49
Gambar 4.11 Plot M-N sumur AR-02 interval Z16. Zona merah diperkirakan merupakan batugamping berisi hidrokarbon.	50
Gambar 4.12 Plot M-N sumur AR-03 interval Z16. Zona merah diperkirakan merupakan batugamping berisi hidrokarbon.	51
Gambar 4.13 Hasil perhitungan kandungan lempung (<i>track 10</i>) dan porositas efektif (<i>track 11</i>) sumur AR-01.	53
Gambar 4.14 Hasil perhitungan kandungan lempung (<i>track 10</i>) dan porositas efektif (<i>track 11</i>) sumur AR-02.	54
Gambar 4.15 Hasil perhitungan kandungan lempung (<i>track 10</i>) dan porositas efektif (<i>track 11</i>) sumur AR-03.	55
Gambar 4.16 Zona hidrokarbon (merah) dan zona air (biru). Zona hidrokarbon memiliki resistivitas yang relatif lebih tinggi dibandingkan zona air.	57
Gambar 4.17 Resistivitas air formasi berdasarkan <i>Schlumberger chart</i> . Resistivitas air didapatkan sebesar 0,22 Ωm pada suhu 102,4 °C dengan konsentrasi NaCl 9000 ppm.	58
Gambar 4.18 Resistivitas air formasi berdasarkan <i>Pickett Gtot</i> . Nilai resistivitas air didapatkan sebesar 0,22 Ωm	59
Gambar 4.19 Hasil perhitungan saturasi air (<i>track 12</i>) sumur AR-01.	61

Gambar 4.20 Hasil perhitungan saturasi air (<i>track</i> 12) sumur AR-02.	62
Gambar 4.21 Hasil perhitungan saturasi air (<i>track</i> 12) sumur AR-03.	63
Gambar 4.22 Nilai penggal (<i>cutoff</i>) kandungan lempung interval Z16. Nilai penggal V_{sh} didapatkan sebesar 0,13 (13%).	65
Gambar 4.23 Nilai penggal (<i>cutoff</i>) porositas efektif (PHIE) dan saturasi air (S_w). Nilai penggal PHIE = 0,06 (6%) dan $S_w = 0,75$ (75%).	66
Gambar 4.24 Hasil <i>lumping</i> reservoir. <i>Net reservoir</i> (NR) berwarna kuning, <i>Net effective reservoir</i> (NER) berwarna hijau, dan <i>net pay</i> (NP) berwarna merah.	68
Gambar 4.25 <i>Feasibility</i> plot interval Z16. Didapatkan impedansi (AI) maksimum untuk karbonat berpori sebesar 43000 ft.g/s.cc.	70
Gambar 4.26 <i>Feasibility section</i> interval Z16. Karbonat berpori paling tebal berada pada sumur AR-03.	71
Gambar 4.27 Hasil <i>well seismic tie</i> sumur AR-01. <i>Wavelet</i> yang digunakan ialah stat10.	73
Gambar 4.28 Hasil <i>well seismic tie</i> sumur AR-02. <i>Wavelet</i> yang digunakan ialah stat10.	74
Gambar 4.29 Hasil <i>well seismic tie</i> sumur AR-03. <i>Wavelet</i> yang digunakan ialah stat10.	75
Gambar 4.30 Model awal impedansi. Model dibuat menggunakan sumur AR-01 dan AR-03.	77
Gambar 4.31 <i>Quality control</i> model awal impedansi. Terlihat bahwa impedansi model telah bersesuaian dengan impedansi sumur.	78
Gambar 4.32 Analisa inversi (<i>inversion analysis</i>) sumur AR-01. Nilai korelasi sumur AR-01 didapatkan sebesar 0,99.	79
Gambar 4.33 Analisa inversi (<i>inversion analysis</i>) sumur AR-03. Nilai korelasi sumur AR-03 didapatkan sebesar 0,99.	79
Gambar 4.34 Hasil inversi impedansi akustik. Karbonat berpori ditandai dengan zona berwarna kuning hingga merah kebiruan.	81

Gambar 4.35 Perbandingan amplitudo seismik pada data seismik (atas) terhadap hasil inversi (bawah). Hasil inversi mampu membedakan karbonat berpori dengan lebih baik daripada data seismik konvensional. 82

Gambar 4.36 *Quality control* hasil inversi. Terlihat impedansi hasil inversi dan impedansi sumur bersesuaian..... 84

Gambar 4.37 *Quality control* hasil inversi. *Trend* impedansi hasil inversi menyerupai *trend* impedansi sumur..... 85

Gambar 4.38 *Quality control* hasil inversi. Amplitudo *trace inverted error* yang kecil menunjukkan eror inversi yang kecil. 86

Gambar 4.39 *Quality control* hasil inversi. Amplitudo eror inversi relatif kecil jika dibandingkan amplitudo data seismik..... 87

Gambar 4.40 Regresi linier yang menyatakan hubungan porositas terhadap impedansi akustik. Porositas meningkat dengan penurunan impedansi. 90

Gambar 4.41 Volume porositas efektif hasil konversi. Karbonat berpori ditunjukkan dengan zona berwarna kuning hingga merah..... 91

Gambar 4.42 Perbandingan volume impedansi (atas) dan porositas (bawah). Karbonat berpori dapat dibedakan berdasarkan impedansinya maupun berdasarkan porositasnya. 92

Gambar 4.43 *Slice* 20 ms di bawah horizon Z16 pada volume impedansi (kiri) dan volume porositas (kanan)..... 93

Gambar 4.44 *Slice* 40 ms di bawah horizon Z16 pada volume impedansi (kiri) dan volume porositas (kanan)..... 94

Gambar 4.45 *Slice* 60 ms di bawah horizon Z16 pada volume impedansi (kiri) dan volume porositas (kanan)..... 95

Gambar 4.46 *Slice* 80 ms di bawah horizon Z16 pada volume impedansi (kiri) dan volume porositas (kanan)..... 96

Gambar 4.47 Perubahan distribusi porositas *buildup* Z16 secara vertikal dan lateral. Bagian poros Z16 terdistribusi paling banyak di bagian atas tubuh Z16..... 97

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1 Temperatur terukur pada ketiga sumur penelitian.....	40
Tabel 4.2 Profil lumpur pemboran setiap <i>suite</i>	40
Tabel 4.3 Ketebalan NR, NER, dan NP ketiga sumur pada interval Z16.	67
Tabel 4.4 Hasil estimasi <i>wavelet</i> . Didapatkan <i>wavelet</i> stat10 sebagai <i>wavelet</i> dengan tingkat korelasi terbaik.	71



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Kronostratigrafi regional NWJ <i>Basin</i>	103
Lampiran 2 Hasil <i>picking</i> horizon pada penampang seismic.	104
Lampiran 3 <i>Time structure map</i> Z16.	105



DAFTAR ISTILAH DAN SINGKATAN

<u>Istilah/Singkatan</u>	<u>Keterangan</u>
V_{Sh}	Besar kandungan lempung batuan dalam fraksi volume maupun persen volume.
I_{GR}	Indeks <i>Gamma Ray</i> .
GR	Log <i>Gamma Ray</i> (sinar Gama).
ϕ_t	Porositas total batuan.
ϕ_e	Porositas dari pori yang saling berhubungan pada batuan.
Δt	<i>Transite time</i> , waktu perambatan gelombang seismik pada batuan, dinyatakan dalam waktu per jarak.
S_w	Saturasi air, menyatakan banyaknya air (volume air) yang terkandung pada batuan.
a	<i>Turtuosity factor</i> , menyatakan kualitas pori yang terhubung.
m	Eksponen sementasi.
n	Eksponen saturasi fluida.
R_w	Resistivitas dari air formasi.
R_t	Resistivitas formasi.
ρ	Densitas, dinyatakan dalam massa per volume.

v	Kecepatan gelombang, dinyatakan dalam jarak per waktu.
AI	<i>Acoustic Impedance</i> , impedansi akustik batuan. Menyatakan kemampuan batuan dalam meneruskan perambatan gelombang seismik.
<i>Bacterial gas</i>	Gas yang terbentuk dari proses biologis bakteri.
<i>Badhole</i>	Kondisi di mana batuan pada dinding sumur rusak atau amblas.
BHT	<i>Bottom Hole temperature</i> , temperatur terukur pada kedalaman akhir <i>suite</i> .
<i>Buildup karbonat</i>	Batuan karbonat (umumnya karbonat terumbu) yang tumbuh menumpang di atas batuan/formasi lain.
CAL	Log <i>caliper</i> , mengukur diameter lubang sumur.
<i>Checkshot</i>	Data survei untuk korelasi kedalaman terhadap waktu.
<i>Clean sand</i>	Batu pasir yang memiliki sedikit atau hampir tidak ada lempung di dalamnya.
<i>Composite log</i>	Data <i>wireline logging</i> yang dilengkapi parameter <i>logging</i> dan parameter koreksi log.
<i>Core</i>	Batuan inti pemboran.
<i>Dolostone</i>	Batuan dolomit, terbentuk dari mineral dolomit sebagai penyusun utama.

<i>Dry well</i>	Kondisi di mana sumur minyak tidak memproduksi minyak ataupun gas bumi.
<i>DTCO</i>	Log gelombang sonik P.
<i>DTSM</i>	Log gelombang sonik S.
<i>Early synrift</i>	Fase awal ketika terbentuknya palung (<i>rift</i>). Bersifat ekstensional.
<i>Feasibility test</i>	Uji kelayakan inversi menggunakan data log sumur.
<i>Fluvial deltaic coal</i>	Batubara yang terbentuk di daerah muara (sekitar delta).
<i>Hydrocarbon province</i>	Daerah penghasil hidrokarbon, baik minyak maupun gas.
<i>Hydrocarbon show</i>	Indikasi keberadaan hidrokarbon.
<i>Lacustrine shale</i>	Batuan lempung yang terbentuk di daerah danau.
<i>Limestone</i>	Batu gamping, terbentuk dari mineral kalsit sebagai penyusun utama.
<i>Log</i>	Grafik suatu parameter batuan dalam domain kedalaman ataupun waktu.
<i>Logging</i>	Proses pengambilan data log.
<i>Lumping</i>	Proses perhitungan ketebalan reservoir hidrokarbon berdasarkan parameter kandungan lempung, porositas, dan saturasi air.

<i>Marine shale</i>	Batuan lempung yang terbentuk di daerah laut.
MMC	<i>Mid Main Carbonate</i> , batu gamping terumbu pada Formasi Cibulakan Atas.
mMD	Meter <i>Measured Depth</i> , menyatakan kedalaman berdasarkan panjang lintasan pemboran. Diukur dari <i>Kelly Bushing</i> (KB) sumur terkait.
MST	Temperatur sampel lumpur pemboran yang terukur di permukaan.
mTVDS	Meter <i>True Vertical Depth Sub Sea</i> , menyatakan kedalaman vertikal yang diukur dari muka air laut.
<i>Mudlog</i>	Data terkait kondisi bawah permukaan (litologi dan kandungan hidrokarbon) berdasarkan sampel yang dibawa oleh lumpur pemboran.
NER	<i>Net Effective Reservoir</i> , batuan dengan nilai kandungan lempung di bawah nilai penggal kandungan lempung dan memiliki porositas di atas nilai penggal porositas. Merupakan reservoir yang poros.
NP	<i>Net Pay</i> , batuan dengan nilai kandungan lempung di bawah nilai penggal kandungan lempung, memiliki porositas di atas nilai penggal porositas, serta saturasi air di bawah nilai penggal saturasi air. Merupakan reservoir yang diduga berisi hidrokarbon.

NPHI	<i>Neutron Porosity Hidrogen Index</i> , Porositas neutron batuan.
NR	<i>Net Reservoir</i> , batuan dengan nilai kandungan lempung di bawah nilai penggal kandungan lempung.
<i>Offshore</i>	Daerah migas yang terletak di lepas pantai atau laut.
<i>Onshore</i>	Daerah migas yang terletak di daratan.
<i>Pay zone</i>	Zona yang diduga mengandung hidrokarbon.
Porositas (ϕ)	Tingkat kesangaran yang menyatakan banyaknya pori pada batuan.
<i>Porous carbonate</i>	Bagian batuan karbonat yang poros.
PSTM	<i>Pre Stack Time Migration</i> , suatu data seismik yang belum melalui proses <i>stacking</i> .
QC	<i>Quality control</i> , proses kontrol kualitas data ataupun kontrol kualitas hasil dari suatu proses.
RC	<i>Reflectivity coefficient</i> , koefisien refleksi (pantulan) gelombang seismik pada bidang batas batuan.
Reservoar (<i>reservoir</i>)	Batuan berpori yang dapat menampung fluida.
RHOZ	Log densitas.
RLA3	Log resistivitas dangkal (<i>shallow resistivity</i>).

RLA5	Log resistivitas dalam (<i>dap resistivity</i>).
RM75	Resistivitas lumpur pemboran pada suhu 75 °F / 24 °C.
RMS	Resistivitas sampel lumpur yang terukur di permukaan.
RXOZ	Log resistivitas mikro (<i>micro resistivity</i>).
SALM	Salinitas lumpur pemboran.
<i>Sandstone</i>	Batu pasir, terbentuk dari mineral karsa sebagai penyusun utama.
<i>Shale</i>	Batuan lempung.
<i>Slicing</i>	Penyayatan pada suatu volume tertentu untuk menghasilkan penampang parameter terkait.
<i>Source rock</i>	Batuan yang dapat menghasilkan hidrokarbon.
SP	Log <i>Self Potential</i> .
<i>Suite</i>	Interval kedalaman sumur, dibatasi oleh ukuran dari pipa sumur (<i>casing</i>).
<i>Thermogenic gas</i>	Gas yang terbentuk dari pemanasan temperatur pada senyawa hidrokarbon.
<i>Tight carbonate</i>	Bagian batuan karbonat yang tidak porous.
TNPH <i>Trace</i>	Log porositas neutron (<i>neutron porosity</i>). Pulsa seismik panjang hasil survei seismik maupun hasil pemodelan.

<i>Track</i>	Kolom pada data log (<i>wireline log</i> , <i>composite log</i> , <i>mudlog</i>).
<i>Velocity model</i>	Data model kecepatan.
<i>Vuggy porosity</i>	Porositas batuan karbonat yang terbentuk karena adanya pelarutan mineral batuan.
<i>Wavelet</i>	Pulsa seismik pendek.
<i>Wet zone</i>	Zona yang diduga mengandung air.
<i>Wiggle</i>	Kenampakan atau bentukan pulsa suatu <i>trace</i> seismik.
<i>Wireline logging</i>	<i>Logging</i> menggunakan sensor-sensor dengan media kabel sebagai penransmisi hasil pengukuran.
XM	Faktor salinitas lumpur pemboran.
Z16	<i>Buildup</i> karbonat berupa batu gamping terumbu yang merupakan bagian dari MMC Formasi Cibulakan Atas.



Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia merupakan negara dengan kondisi geologi yang kompleks. Kompleksnya kondisi geologi ini menyebabkan Indonesia memiliki lebih dari 60 cekungan sedimen, yang pada masa sekarang menjadi fokus eksplorasi, khususnya dalam hal eksplorasi minyak dan gas bumi. Minyak dan gas bumi mengambil peranan penting dalam sektor energi di Indonesia. Minyak dan gas bumi termasuk sumber daya alam (SDA) yang tidak dapat diperbaharui dikarenakan pembentukannya membutuhkan waktu yang lama serta tersimpan jauh di bawah permukaan bumi.

Fakta bahwa minyak dan gas bumi masih menjadi sumber energi utama, serta statusnya yang merupakan sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui, menekan negara Indonesia untuk dapat memaksimalkan usaha eksplorasi minyak dan gas bumi. Eksplorasi dilakukan untuk menemukan cadangan-cadangan minyak dan gas bumi baru sehingga dapat memenuhi kebutuhan minyak dan gas negara. Problematika dalam eksplorasi minyak dan gas bumi sering kali terjadi. Hal ini dikarenakan ketidakpastian lokasi akumulasi minyak dan gas bumi di bawah permukaan. *Dry well*, atau kondisi di mana sumur minyak tidak memproduksi minyak maupun gas, sering kali terjadi. Hal ini menyebabkan kerugian pada berbagai pihak yang terlibat dalam eksplorasi minyak dan gas bumi tersebut. Oleh karena itu, perlu dilakukannya pengoptimalan eksplorasi untuk memperkecil kemungkinan terjadinya *dry well*.

Karakterisasi reservoir merupakan teknik analisa reservoir untuk mendapatkan informasi yang akurat terkait parameter fisik reservoir beserta persebaran spasialnya. Karakterisasi reservoir dilakukan dengan melakukan analisa geologi, geofisika, maupun geokimia yang saling terintegrasi. Evaluasi petrofisika dan inversi seismik merupakan bagian dari karakterisasi reservoir. Evaluasi petrofisika dikhususkan pada analisa skala sumur, untuk mengevaluasi parameter-parameter fisik dan kondisi reservoir bawah

permukaan. Sedangkan, inversi seismik dimaksudkan untuk membuat satu model geologi bawah permukaan yang diharapkan mendekati keadaan sesungguhnya.

Porositas batuan merupakan faktor penting yang menentukan kemampuan batuan untuk menampung hidrokarbon. Interval Z16 yang menjadi target penelitian, merupakan *buildup* karbonat dari anggota *Main Formasi Cibulakan Atas*. Sebagai batuan karbonat, Z16 memiliki distribusi porositas yang tidak seragam, menjadikan persebaran porositas vertikal dan lateral pada tubuh *buildup* Z16 tidak merata. Dengan penerapan evaluasi petrofisika dan inversi seismik, maka karakter dari reservoir interval Z16, khususnya distribusi porositas, akan dapat diketahui dengan lebih akurat, sehingga dapat meningkatkan peluang didapatkannya cadangan hidrokarbon.

1.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah dalam penelitian ini ialah sebagai berikut:

1. Bagaimanakah persentase kandungan lempung, kualitas pori (porositas), serta saturasi air pada interval Z16?
2. Berapakah ketebalan *net reservoir*, *net effective reservoir*, serta *net pay* pada daerah penelitian?
3. Bagaimanakah penentuan karbonat berpori dan nonporos berdasarkan hasil inversi seismik?
4. Bagaimanakah persebaran porositas reservoir berdasarkan hasil inversi seismik?

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari dilaksanakannya penelitian ini ialah sebagai berikut:

1. Mengetahui persentase kandungan lempung, kualitas pori, serta saturasi air pada interval Z16.
2. Mengetahui ketebalan *net reservoir* (NR), *net effective reservoir* (NER), dan *net pay* (NP) pada daerah penelitian.

3. Menentukan karbonat berpori dan nonporos pada *buildup* Z16 berdasarkan hasil inversi seismik.
4. Mengetahui persebaran porositas reservoir berdasarkan hasil inversi seismik.

1.4 Manfaat Penelitian

Manfaat dari disusunnya laporan penelitian tugas akhir ini ialah sebagai berikut:

1. Dapat digunakan sebagai referensi oleh peneliti lain yang memiliki kesamaan ataupun keterkaitan model penelitian.
2. Dapat memberikan kontribusi dalam kumpulan hasil riset untuk Indonesia pada umumnya dan secara khusus untuk Universitas Brawijaya.
3. Dapat dijadikan pertimbangan dalam penentuan titik pemboran sumur baru di lapangan yang bersangkutan.

1.5 Batasan Masalah

Masalah yang terdapat dalam penelitian ini terbatas pada:

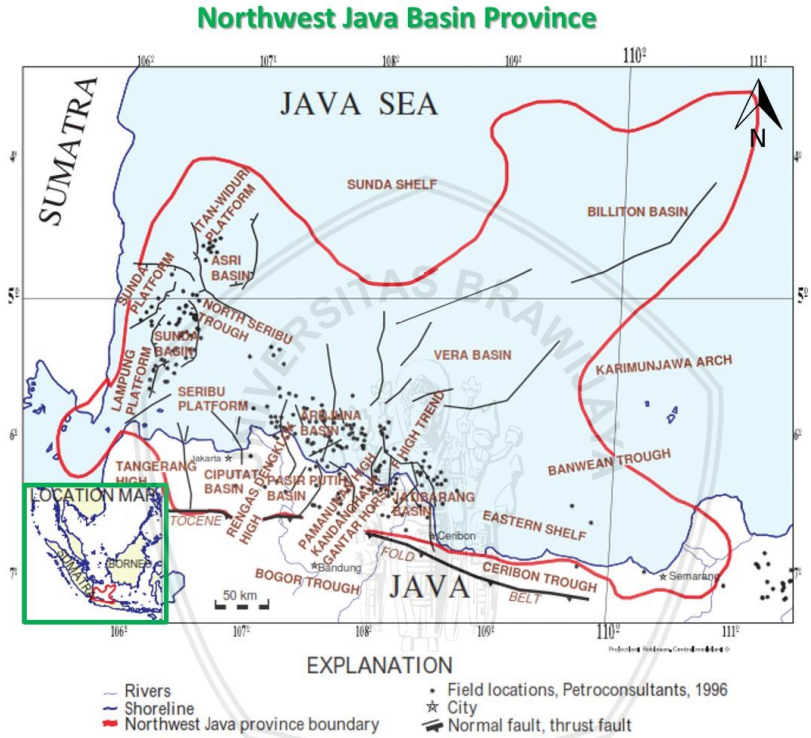
1. Target penelitian berfokus pada horizon Z16 formasi Cibulakan Atas. Evaluasi Petrofisika dan Inversi pada penelitian ini dilakukan dari Parigi hingga Baturaja ke bawah, namun analisa dan interpretasi hanya berpusat pada Z16.
2. Penelitian distribusi porositas interval Z16 dilakukan dengan evaluasi petrofisika dan inversi seismik saja tanpa menerapkan metode lain yang mungkin dapat diterapkan untuk mencapai tujuan yang sama.
3. Parameter batuan hasil evaluasi petrofisika berupa kandungan lempung, porositas, dan saturasi air tanpa parameter permeabilitas batuan.



Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB II TINJUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara



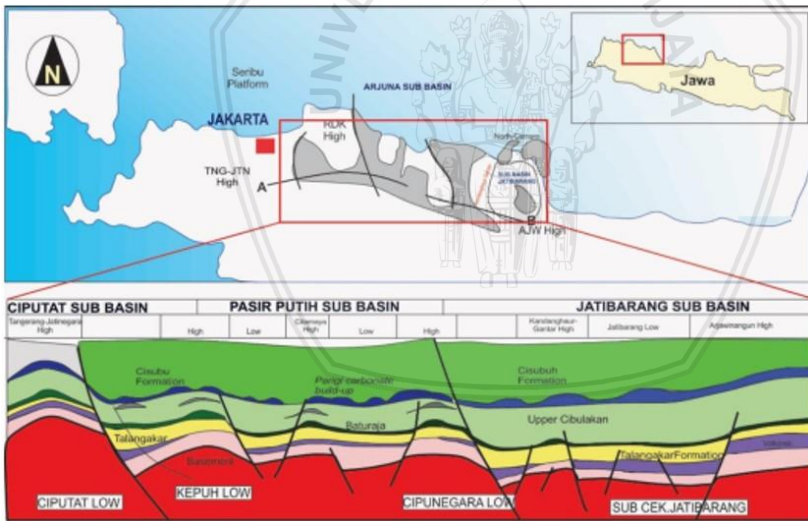
Gambar 2.1 Lokasi Cekungan Jawa Barat Utara (modifikasi dari Bishop, 2000).

Pulau Jawa secara fisiografis dan struktural dapat dibagi menjadi empat bagian utama yaitu Jawa Barat (daerah sebelah barat Cirebon), Jawa Tengah (antara Cirebon dan Semarang), Jawa Timur (antara Semarang dan Surabaya), dan daerah timur Pulau Jawa yang meliputi Selat Madura dan Pulau Madura (Van Bemmelen, 1949). Di daerah Jawa Barat, terdapat Cekungan Jawa Barat Utara (*North West Java Basin / NWJ Basin*) yang merupakan *hydrocarbon province*

utama di wilayah eksplorasi PT. Pertamina EP Region Cirebon. Cekungan Jawa Barat Utara terletak di bagian barat daya Pulau Jawa dan meluas hingga lepas pantai Laut Jawa. Cekungan Jawa Barat Utara secara regional merupakan sistem busur belakang (*back arc basin*) yang terletak di antara lempeng mikro Sunda dan tunjangan tersier India-Australia (Darman & Sidi, 2000).

2.2 Struktur – Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara

Cekungan Jawa Barat Utara mengalami tiga kali fase tektonik menyebabkan Cekungan Jawa Barat Utara terbagi menjadi blok-blok akibat patahan utama yang berarah utara – selatan. Patahan-patahan ini memegang peranan penting dalam perkembangan sub cekungan dan sedimentasi pada Cekungan Jawa Barat Utara. Cekungan Jawa Barat Utara terdiri atas empat sub cekungan yaitu sub cekungan Ciputat, Kepuh, Cipunegara, dan Jatibarang (Gambar 2.2).



Gambar 2.2 *Geological setting* Cekungan Jawa Barat Utara (Hareira, 1991).

Urutan stratigrafi dari Cekungan Jawa Barat Utara dari tua ke muda berdasarkan Noble et al. (2006) ialah sebagai berikut:

a. Batuan dasar (*basement*)

Batuan dasar cekungan ini tersusun atas satuan batuan beku berumur Kapur Tengah sampai Kapur Atas dan batuan metamorf berumur Pra-Tersier. Lingkungan pembentukannya merupakan suatu permukaan dengan sisa vegetasi tropis yang lapuk (Koesoemadinata, 1980).

b. Formasi Jatibarang

Formasi ini tersusun oleh endapan *erly synrift*, terutama pada bagian tengah dan timur cekungan (daerah Tambun – Rengasdengklok). Formasi ini di dalam cekungan memiliki ketebalan yang sangat tipis sehingga kenampakannya jarang dijumpai. Bagian bawah formasi ini tersusun atas *tuff* dan bagian atasnya tersusun atas batu pasir. Formasi ini terendapkan secara tidak selaras di atas batuan dasar.

c. Ekuivalen Formasi Talang Akar

Litologi formasi ini diawali oleh perselingan sedimen batu pasir dengan serpih nonmarin dan diakhiri oleh perselingan batu gamping, serpih, dan batu pasir fasies *marine*. Ketebalan formasi ini sangat bervariasi dari hanya beberapa meter hingga ratusan meter. Formasi ini berkembang dengan baik di daerah Sukamandi dan sekitarnya. Formasi ini diendapkan pada kala Oligosen sampai dengan Miosen Awal. Pada formasi ini juga ditemukan lapisan batubara dan serpih yang diperkirakan merupakan produk pengendapan *deltaic*.

d. Ekuivalen Formasi Baturaja

Formasi ini terendapkan secara tidak selaras di atas Ekuivalen formasi Talang Akar. Litologi penyusunnya terdiri dari batu gamping terumbu dengan penyebaran tidak merata. Pada bagian bawah tersusun oleh batu gamping masif yang semakin ke atas makin berpori. Ditemukan pula dolomit, interkalasi serpih *glaukonit*, napal, rijang dan batubara. Formasi ini terbentuk pada Kala Miosen Awal sampai Miosen Tengah. Lingkungan pengendapan formasi ini diperkirakan merupakan laut dangkal.

e. Formasi Cibulakan Atas

repository.ub.ac.id

Formasi ini terdiri dari perselingan antara serpih dengan batu pasir dan batu gamping. Batu gamping pada formasi ini umumnya merupakan batu gamping klastik dan batu gamping terumbu yang berkembang secara lokal. Batu gamping terumbu ini dikenal sebagai *Mid Main Carbonate* (MMC). Formasi ini terbagi menjadi tiga anggota yaitu:

Massive

Anggota ini terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Baturaja. Litologi anggota ini adalah perselingan batulempung dengan batu pasir yang mempunyai ukuran butir dari halus hingga sedang.

Main

Anggota Main terendapkan secara selaras di atas anggota *Massive*. Litologi penyusunnya adalah perselingan batulempung dengan batu pasir dengan ukuran butir halus hingga sedang. Pada anggota *main* ini ditemui MMC.

Pre-Parigi

Anggota *Pre-Parigi* terendapkan secara selaras di atas anggota Main. Litologinya tersusun atas perselingan batu gamping, dolomit, batu pasir, serta batu lanau. Anggota *Pre-Parigi* terbentuk pada Kala Miosen Tengah sampai Miosen Akhir.

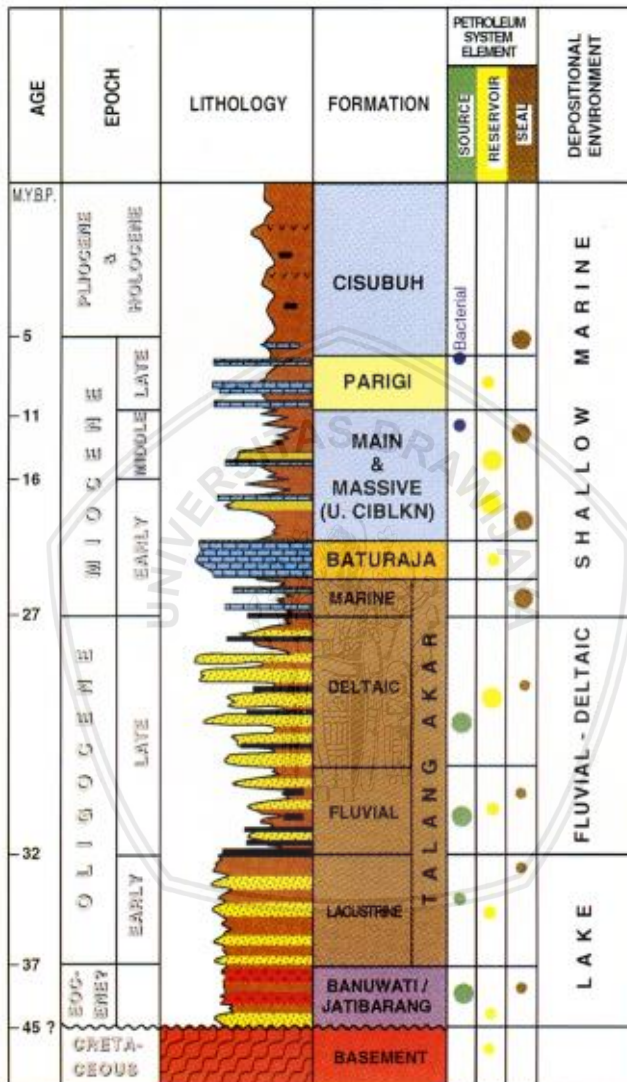
f. Formasi Parigi

Formasi ini terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Cibulakan Atas. Litologi penyusunnya sebagian besar adalah batu gamping abu-abu terang, berfosil, berpori dengan sedikit dolomit. Formasi Parigi berkembang sebagai batu gamping terumbu, namun di beberapa tempat ketebalannya menipis. Batas bawah formasi Parigi ditandai dengan perubahan berangsur dari batuan fasies campuran klastik karbonat Formasi Cibulakan Atas menjadi batuan karbonat Formasi Parigi.

g. Formasi Cisubuh

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas formasi Parigi. Litologinya tersusun atas batulempung yang berselingan

dengan batu pasir dan serpih gampingan. Formasi ini terendapkan pada Kala Miosen Akhir sampai Pliosen-Plistosen.



Gambar 2.3 Kolom stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Noble et al., 2006).

2.3 Sistem Minyak Bumi Cekungan Jawa Barat Utara

Elemen sistem minyak bumi utama agar dapat memproduksi minyak dan gas bumi antara lain harus terdapatnya batuan sumber (*source rock*) yang matang, adanya jalur migrasi, adanya reservoir, terdapatnya jebakan minyak, serta terpenuhinya waktu pematangan minyak bumi. Hampir seluruh formasi dalam Cekungan Jawa Barat Utara dapat memproduksi hidrokarbon. Secara regional, sistem minyak bumi Cekungan Jawa Barat Utara dapat diwakilkan oleh Gambar 2.3.

2.3.1 Batuan sumber

Pada Cekungan Jawa Barat Utara terdapat tiga tipe utama batuan induk, yaitu *lacustrine shale (oil prone)*, *fluvio deltaic coals and shales (oil dan gas prone)* dan *marine claystone (bacterial gas)*. Studi geokimia dari *crude oil* yang ditemukan di Pulau Jawa dan lepas pantai Arjuna menunjukkan bahwa *fluvio deltaic coals and shale* dari Formasi Talang Akar bagian atas berperan dalam pembentukan batuan induk yang utama. *Lacustrine shales* juga menjadi batuan sumber penghasil hidrokarbon yang mengisi beberapa sub cekungan, terutama pada sub cekungan Jatibarang (Noble et al., 2006).

- ***Lacustrine Shale***
Lacustrine shale terbentuk pada periode *syn rift* dan berkembang dalam dua macam fasies yang kaya material organik. Fasies pertama yang berkembang pada Formasi Banuwati dan Ekuivalen Formasi Jatibarang berupa *lacustrine clastic* dan vulkanik klastik. Fasies kedua adalah fasies yang terbentuk selama akhir *syn rift* dan berkembang pada bagian bawah Ekuivalen Formasi Talang Akar (Noble et al., 2006).
- ***Fluvial Deltaic Coal and Shale***
Batuan induk tipe ini diendapkan pada Ekuivalen Formasi Talang Akar selama *post rift sag*. Fasies ini dicirikan oleh *coal bearing sediment* yang terbentuk pada sistem *fluvial* kala Oligosen Akhir. Batuan induk tipe ini menghasilkan minyak dan gas (Noble et al., 2006).
- ***Marine Shale***

Batuan induk tipe ini diendapkan pada Formasi Parigi dan Cisubuh. Batuan induk ini dicirikan oleh proses *methanogenic bacteria* (Noble et al., 2006).

2.3.2 Reservoir

Setiap formasi pada Cekungan Jawa Barat Utara berpotensi sebagai reservoir. Reservoir dengan cadangan terbesar terdapat pada *Main*, *Massive*, dan Formasi Talang Akar. Minyak juga dapat diproduksi dari rekahan volkaniklastik Formasi Jatibarang. Karbonat *buildup* Parigi bersifat sangat porous dan biasanya mengandung gas dalam jumlah yang besar. Gas ini dapat berupa *bascterial gas* maupun *thermogenic gas*. Parigi merupakan reservoir minyak pada beberapa lapangan *onshore* Jawa (Noble et al., 2006).

2.3.3 Jebakan minyak

Jebakan di semua sistem minyak bumi Cekungan Jawa Barat Utara memiliki kemiripan. Hal ini disebabkan evolusi tektonik dari semua cekungan sedimen di sepanjang batas selatan dari Kraton Sunda memiliki struktur geologi dan mekanisme jebakan yang hampir sama. Bentuk jebakan struktural berupa *domeanticlinal* yang lebar dan blok-blok besar yang miring. Pada beberapa daerah dengan reservoir *reef buildup*, terbentuk jebakan stratigrafi. Jebakan stratigrafi yang berkembang umumnya dikarenakan terbatasnya penyebaran batu gamping dan perbedaan fasies (Noble et al., 2006).

2.3.4 Jalur migrasi

Migrasi hidrokarbon terbagi menjadi tiga, yaitu migrasi primer, sekunder dan tersier. Migrasi primer adalah migrasi minyak bumi dari batuan induk masuk ke dalam reservoir melalui lapisan penyalur (*carrier bed*). Migrasi sekunder dianggap sebagai pergerakan fluida dalam batuan penyalur menuju jebakan. Sedangkan, migrasi tersier adalah pergerakan minyak dan gas bumi setelah terbentuknya akumulasi yang nyata (Koesoemadinata, 1980). Pada Cekungan Jawa Barat Utara, jalur migrasi lateral utama kebanyakan berupa celah batu pasir dengan arah utara – selatan pada Formasi Talang Akar, mirip dengan orientasi jalur migrasi anggota *Main* maupun *Massive* Formasi Cibulakan Atas. Sesar menjadi jalur utama untuk migrasi vertikal (Noble et al., 2006).

2.3.5 Lapisan penutup

Lapisan penutup atau lapisan penudung merupakan lapisan impermiabel yang dapat menghambat atau menutup jalannya hidrokarbon. Lapisan yang sangat baik adalah batulempung. Pada Cekungan Jawa Barat Utara, hampir setiap Formasi memiliki lapisan penutup yang efektif. Namun, formasi yang bertindak sebagai lapisan penutup utama adalah Formasi Cisubuh karena formasi ini memiliki litologi impermiabel yang cocok sebagai penghalang bagi hidrokarbon untuk bermigrasi lebih lanjut (Noble et al., 2006).

2.4 Logging dan Evaluasi Petrofisika

Logging merupakan kegiatan pengukuran parameter-parameter fisika batuan seperti sifat kelistrikan, keradioaktifan, dan sifat akustik dari batuan. Hasil pengukuran ini dikenal dengan istilah log (Ketaren, 2017b). Log merupakan suatu grafik kedalaman (dapat pula berdomain waktu) dari satu set parameter yang diukur secara berkesinambungan di sebuah sumur. Log memiliki dua fungsi utama yaitu untuk mempelajari korelasi dan stratigrafi formasi serta untuk evaluasi litologi dan fluida pada formasi (Harsono, 1997). Harsono (1997) membagi *logging* pada sumur menjadi 4 kategori, yaitu:

- Log operasi pemboran (log lumpur/*mudlog*), MWD, dan LWD (*Logging While Drilling*).
- Analisa batuan inti (*core analysis*).
- Log sumur dengan kabel (*wireline log*).
- Uji produksi kandungan lapisan (*formation test*).

Petrofisika merupakan studi properti batuan dan interaksinya terhadap fluida (gas, hidrokarbon cair, maupun cairan-cairan terlarut). Petrofisika sangat erat kaitannya dengan pembelajaran mineral (mineralogi) dan geologi dikarenakan hampir seluruh cadangan hidrokarbon di dunia, didapatkan dari batuan sedimen berporos (Tiab & Donaldson, 2004). Evaluasi petrofisika merupakan evaluasi data log sumur khususnya sumur eksplorasi untuk mengetahui kondisi litologi, porositas, permeabilitas, kandungan lempung, maupun saturasi fluida

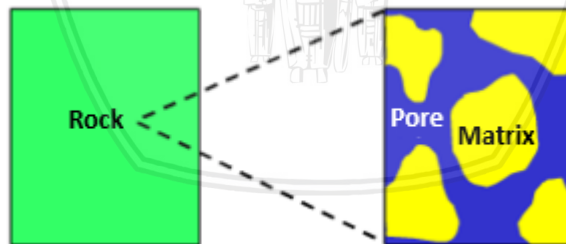
pada batuan. tujuan utama dalam evaluasi petrofisika adalah menganalisa karakter reservoir berdasarkan data yang diperoleh dari sumur.

2.5 Batuan Reservoir dan Porositas

Reservoir merupakan batuan beserta pori pada batuan tersebut. Hidrokarbon akan mengisi ruang pori (*pore space*) yang terdapat di antara butir sedimen atau ruang antar kristal pada batuan. Batuan reservoir umumnya berasal dari golongan batu pasir berbutir kasar atau batuan karbonat. Suatu batuan reservoir dapat memiliki bentuk dan ukuran yang berbeda dengan reservoir lainnya. Properti reservoir seperti porositas dan permeabilitas juga bersifat khas untuk setiap reservoir (Gluyas & Swarbrick, 2004).

Porositas batuan merupakan perbandingan volume pori terhadap volume keseluruhan batuan (Gambar 2.4). Porositas biasanya dinyatakan dalam persen ataupun dalam fraksi volume.

$$\text{Porositas} = \phi = \frac{V_{\text{Pori}}}{V_{\text{Batuan}}} \times 100\% \quad (2.1)$$



Gambar 2.4 Ilustrasi ruang pori pada batuan (modifikasi dari Fristad & Constable, 2012).

Porositas dapat berkisar dari nol hingga sangat besar, namun biasanya berkisar antara 5% sampai 40%, dan pada prakteknya, umumnya porositas maksimum yang ditemukan ialah sebesar 20%

saja (Koesoemadinata, 1980). Besarnya porositas dapat ditentukan dengan berbagai cara yaitu:

- Uji laboratorium menggunakan peralatan porosimeter.
- Dari log listrik, log sonik, dan log radioaktivitas.
- Dari log kecepatan pemboran.
- Pemeriksaan dan perkiraan berdasarkan mikroskop.
- Dari kejadian hilangnya inti pemboran (*core*).

Menurut Koesoemadinata (1980), skala porositas secara visual dapat dibagi menjadi beberapa kelas, antara lain:

- Dapat diabaikan (*negligible*) dengan porositas 0 – 5%.
- Buruk (*poor*) dengan porositas 5 – 10%.
- Cukup (*fair*) dengan porositas 10 – 15%.
- Baik (*good*) dengan porositas 15 – 20%.
- Sangat baik (*very good*) dengan porositas 20 – 25%.
- Istimewa (*excellent*) dengan porositas di atas 25%.

Pori pada batuan merupakan rongga tempat dimungkinkannya fluida tersimpan. Semakin banyak pori pada batuan, maka batuan tersebut dapat dikatakan memiliki porositas yang baik. Ada dua jenis porositas yakni porositas total dan porositas efektif. Porositas total menyatakan perbandingan volume seluruh pori yang terdapat pada batuan terhadap volume batuan tersebut. sedangkan, porositas efektif (*effective porosity*) hanya memperhitungkan pori yang saling berhubungan saja (*interconnected pore*). Porositas efektif lah yang berperan dalam menyalurkan fluida (Krygowski, 2003).

2.6 Perhitungan Parameter Petrofisika

2.6.1 Kandungan lempung (V_{Sh})

Kandungan lempung dinyatakan sebagai banyaknya lempung yang terdapat dalam pori-pori batuan sehingga mengurangi porositas batuan. Perhitungan kandungan lempung digunakan untuk mengkorelasi nilai porositas batuan. Beberapa cara untuk menentukan kandungan lempung secara kuantitatif, antara lain dijelaskan sebagai berikut (Asquith & Krygowski, 2004).

Kandungan lempung berdasarkan log Gamma Ray (GR)

Kandungan lempung (V_{Sh}) berdasarkan pengukuran log gamma ray ialah sebagai berikut (Asquith & Krygowski, 2004):

$$V_{Sh-GR} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \tag{2.2}$$

di mana,

- V_{Sh-GR} : Kandungan lempung berdasarkan gamma ray
- I_{GR} : Indeks gamma ray
- GR_{log} : Pembacaan log GR
- GR_{min} : GR minimum, pembacaan log pada clean sand atau karbonat
- GR_{max} : GR maksimum, pembacaan log pada lempung

Kandungan lempung berdasarkan log ganda Neutron-Densitas

Kandungan lempung (V_{Sh}) berdasarkan kombinasi pengukuran log neutron dan densitas ialah sebagai berikut (Asquith & Krygowski, 2004):

$$V_{Sh-N} = \frac{(\phi_N - \phi_{Ne}) \times 0.45}{0.03 \times \phi_{Nshale}} \tag{2.3}$$

$$V_{Sh-D} = \frac{(\phi_D - \phi_{De}) \times 0.45}{0.13 \times \phi_{Nshale}} \tag{2.4}$$

$$V_{Sh-ND} = \sqrt{\frac{V_{Sh-N}^2 + V_{Sh-D}^2}{2}} \tag{2.5}$$

di mana,

- V_{Sh-N} : Kandungan lempung log neutron
- V_{Sh-D} : Kandungan lempung log densitas
- V_{Sh-ND} : Kandungan lempung log neutron-densitas
- ϕ_{Nshale} : Porositas lempung

- ϕ_N : Porositas neutron
- ϕ_D : Porositas densitas
- ϕ_{Ne} : Porositas neutron terkoreksi lempung
- ϕ_{De} : Porositas densitas terkoreksi lempung

Kandungan lempung berdasarkan log sonik

Kandungan lempung (V_{Sh}) berdasarkan pengukuran log sonik ialah sebagai berikut (Asquith & Krygowski, 2004):

$$V_{Sh-S} = \left(\left[\frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \times \frac{100}{\Delta t_{sh}} \right] - PHI_{Se} \right) \times \left[\frac{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}} \right] \quad (2.6)$$

di mana,

- V_{Sh-S} : Kandungan lempung log sonik
- Δt_{log} : *Transit time* formasi (pembacaan log sonik)
- Δt_{ma} : *Transit time* matriks
- Δt_{fl} : *Transit time* fluida
- Δt_{sh} : *Transit time* lempung
- ϕ_{Se} : Porositas sonik terkoreksi lempung

2.6.2 Porositas (ϕ)

Porositas suatu medium adalah perbandingan volume rongga-rongga pori terhadap volume total seluruh batuan (Koesoemadinata, 1980). Beberapa cara untuk menentukan porositas antara lain dijelaskan sebagai berikut (Asquith & Krygowski, 2004).

Porositas berdasarkan log ganda neutron-sonik

Perhitungan porositas total (ϕ_t) dan porositas efektif (ϕ_e) menggunakan kombinasi log neutron dan sonik ialah sebagai berikut (Asquith & Krygowski, 2004):

$$\phi_{IS} = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad (2.7)$$

$$\phi_{tNS} = \sqrt{\frac{\phi_{tN}^2 + \phi_{tS}^2}{2}} \quad (2.8)$$

$$\phi_{eNS} = \phi_{tNS} - (V_{Sh} \times \phi_{Shale}) \quad (2.9)$$

di mana,

- ϕ_{tN} : Porositas total neutron
- ϕ_{tS} : Porositas total sonik
- ϕ_{tNS} : Porositas total neutron-sonik
- ϕ_{eNS} : Porositas efektif neutron-sonik
- V_{Sh} : Kandungan lempung
- Δt_{\log} : *Transit time* formasi (pembacaan log sonik)
- Δt_{ma} : *Transit time* matriks
- Δt_{fl} : *Transit time* fluida

Porositas berdasarkan log ganda neutron-densitas

Perhitungan porositas total (ϕ_t) dan porositas efektif (ϕ_e) menggunakan kombinasi log neutron dan densitas ialah sebagai berikut (Asquith & Krygowski, 2004):

$$\phi_{tD} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (2.10)$$

$$\phi_{tND} = \sqrt{\frac{\phi_{tN}^2 + \phi_{tD}^2}{2}} \quad (2.11)$$

$$\phi_{eND} = \phi_{tND} - (V_{Sh} \times \phi_{Shale}) \quad (2.12)$$

di mana,

- ϕ_{tN} : Porositas total neutron
- ϕ_{tD} : Porositas total sonik

ϕ_{tND}	:	Porositas total neutron-sonik
ϕ_{eND}	:	Porositas efektif neutron-sonik
V_{Sh}	:	Kandungan lempung
ρ_{ma}	:	Densitas matriks batuan
ρ_{fl}	:	Densitas fluida pori
ρ_b	:	Densitas bulk batuan

2.6.3 Saturasi air (S_w)

Saturasi air menyatakan banyaknya air yang mengisi pori pada batuan. Saturasi air dapat dinyatakan dalam persen maupun fraksi. Saturasi merupakan besaran yang tidak memiliki dimensi karena hanya berupa rasio. Jika fluida yang terkandung di dalam pori berupa air saja maka nilai saturasi air adalah 1. Saturasi air dapat dihitung menggunakan persamaan Archie sebagai berikut (Ketaren, 2017a):

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t}} \quad (2.13)$$

di mana,

S_w	:	Saturasi air dalam fraksi
ϕ	:	Porositas batuan
a	:	<i>Turtuosity</i> , umumnya bernilai 1
m	:	Eksponen sementasi
n	:	Eksponen saturasi
R_w	:	Resistivitas air formasi
R_t	:	Resistivitas formasi

2.7 Wavelet Seismik

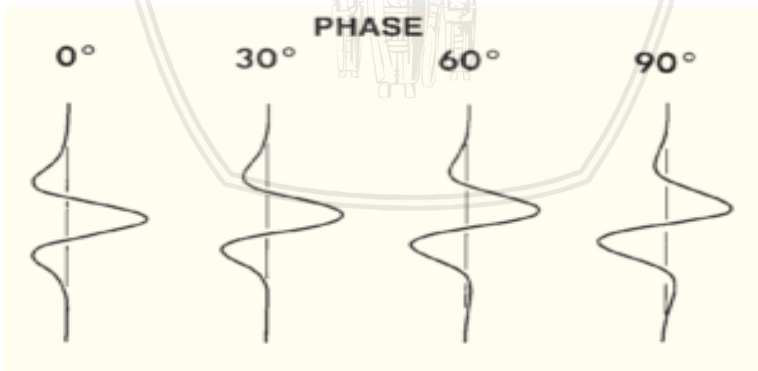
Dikarenakan kompleksitas perambatan gelombang seismik di dalam bumi, dibuatlah suatu model sinyal refleksi seismik untuk mempermudah interpreter dalam menganalisa perambatan gelombang seismik tersebut. Model sinyal ini merupakan model konvolusi yang dihasilkan dari konvolusi koefisien refleksi terhadap suatu pulsa

seismik (Gambar 2.5). Pulsa seismik ini lah yang kemudian disebut sebagai *wavelet* (Simm & White, 2002).

Wavelet sebagai suatu pulsa seismik pendek, memiliki beberapa karakter sebagai berikut (Badley, 1987):

- *Wavelet* memiliki amplitudo maksimum yang merupakan simpangan terbesar dalam deret amplitudonya.
- *Wavelet* memiliki frekuensi seperti halnya gelombang pada umumnya.
- *Wavelet* memiliki fase gelombang yang menyatakan beda waktu puncak putaran terhadap waktu referensi. Fase *wavelet* ini dinyatakan dalam derajat.

Berdasarkan fasenya, *wavelet* dapat dibagi menjadi *zero phase wavelet*, *minimum phase wavelet*, *maksimum phase wavelet*, dan *mixed phase wavelet*. Dalam prakteknya, pada akuisisi data seismik refleksi, kita hanya mendapatkan *minimum phase wavelet*. Namun untuk mempermudah proses pengolahan sinyal seismik, *minimum phase wavelet* ini kemudian dikonversi ke dalam *wavelet* jenis lain. Pada masa sekarang, umumnya digunakan *zero phase wavelet* daripada fase jenis lain. *Zero phase wavelet* ini juga dapat dirotasi untuk mempermudah pengolahan sinyal seismik. Beberapa efek rotasi pada *zero phase wavelet* diperlihatkan pada Gambar 2.5.



Gambar 2.5 Efek dilakukannya rotasi/penggeseran pada *zero phase wavelet* (modifikasi dari Brown, 2004).

2.8 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi

Impedansi akustik menyatakan kemampuan batuan meneruskan perambatan gelombang seismik pada batuan tersebut. Impedansi akustik dipengaruhi oleh jenis litologi, tingkat porositas, kandungan fluida dalam pori, tekanan, serta temperatur. Oleh sebab itu, impedansi akustik atau yang biasa disingkat menjadi AI (*acoustic impedance*) dapat digunakan sebagai indikator pembeda litologi, indikator hidrokarbon, serta dapat digunakan untuk mendeskripsikan karakter reservoir (Sukmono, 1999). Secara matematis impedansi akustik dapat dirumuskan dengan Persamaan 2.14.

$$AI = \rho \times v \quad (2.14)$$

di mana,

AI	:	Impedansi akustik (ft.g/s.cc)
ρ	:	Densitas batuan (g/cc)
v	:	Kecepatan gelombang seismik (ft/s)

Terpantulannya gelombang seismik disebabkan oleh perubahan nilai AI pada lapisan batuan. AI sering disamakan dengan *acoustic hardness*. Meski demikian, dalam memperoleh variasi nilai AI, kecepatan mempunyai arti yang lebih penting daripada densitas. Batuan yang keras dan sukar dimampatkan, seperti batu gamping, memiliki nilai AI yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti batu pasir, dan batulempung, memiliki nilai AI yang rendah. AI juga menentukan energi gelombang yang dipantulkan atau diteruskan pada suatu bidang batas. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi datang, pada keadaan normal, disebut koefisien refleksi atau biasa disingkat RC (*reflectivity coefficient*). Koefisien refleksi secara matematis dapat dirumuskan menggunakan Persamaan 2.15.

$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (2.15)$$

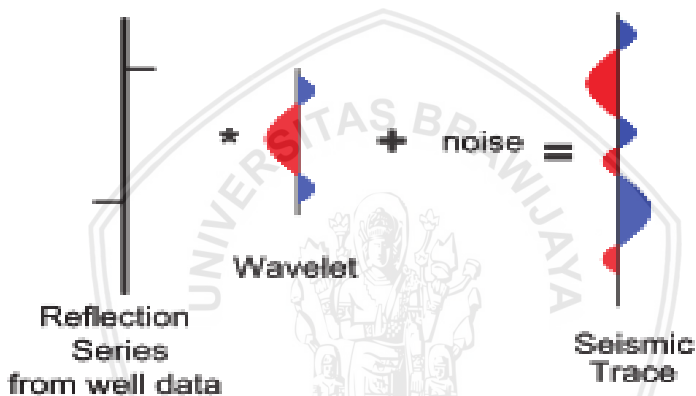
di mana,

RC	:	Koefisien refleksi (fraksi)
AI_1	:	Impedansi akustik lapisan 1

AI_2 : Impedansi akustik lapisan 2

2.9 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan *trace* seismik yang dibuat dari data sumur. Seismogram sintetik digunakan untuk mengikat data sumur dengan data seismik pada proses *well seismic tie*. Data-data yang digunakan untuk menghasilkan sintetik seismogram diantaranya log kecepatan, log densitas, data *checkshot*, serta *wavelet* (Sukmono, 2000).

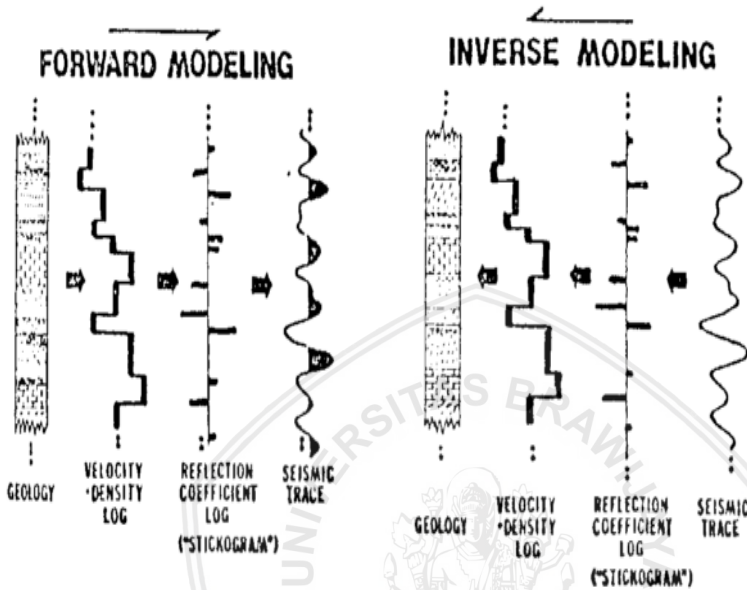


Gambar 2.6 Ilustrasi pembuatan seismogram sintetik (Simm & White, 2002).

2.10 Inversi Seismik *Model Based*

Inversi seismik merupakan bagian dari teknik inversi geofisika yang melibatkan pemetaan struktur fisis dan properti fisis bawah permukaan bumi, menggunakan data-data yang terukur di permukaan (Russell, 1988). Berbeda dengan *forward modeling* yang bertujuan untuk menghasilkan rekaman seismik berdasarkan kondisi geologi, *inverse modeling* bertujuan untuk membentuk kondisi geologi menggunakan rekaman seismik (Gambar 2.7). Inversi seismik adalah bentuk dari pemodelan ke belakang (*inverse modeling*) di mana data inputnya berupa rekaman seismik yang didekonvolusikan dengan

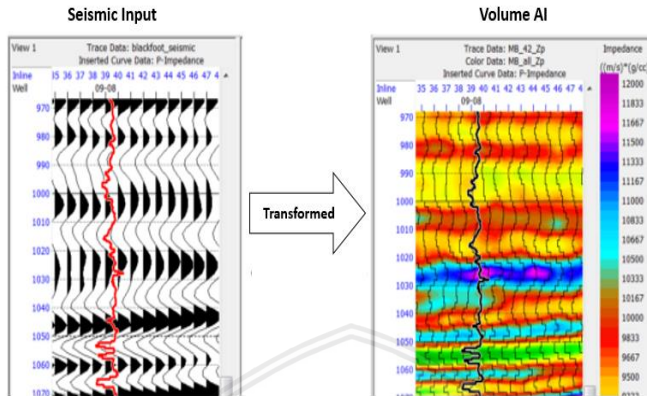
wavelet sehingga menghasilkan penampang impedansi. Dalam pemodelan ke belakang ini, digunakan data sumur untuk mengontrol hasil inversi (Sukmono, 2000).



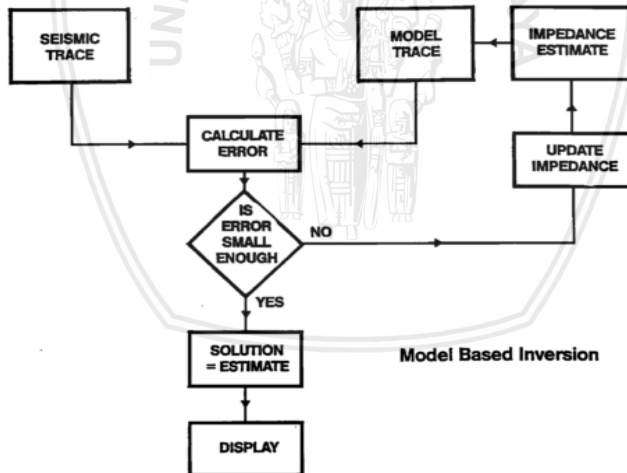
Gambar 2.7 Ilustrasi perbandingan *forward modeling* dan *inverse modeling* (Sukmono, 2000).

Salah satu teknik inversi seismik ialah inversi seismik *model based*. Inversi tipe ini dilakukan dengan membuat model geologi (*initial model*) berdasarkan impedansi seismik dan sumur. Model geologi sebagai model impedansi akustik awal akan dibandingkan dengan data *rill* seismik. Hasil perbandingan akan diperbaharui secara iteratif untuk menghasilkan eror antara *inverse modeling* dan *forward modeling* yang bernilai kecil (Russell, 1988). Teknik inversi *model based* tidak menginversi langsung data seismik melainkan menginversi hasil model geologinya. Kekurangan dari teknik ini yaitu hanya menghasilkan satu model akustik saja. Kualitas dari hasil inversi *model based* ini sangat bergantung pada kualitas model geologi serta pemilihan *wavelet* yang digunakan untuk inversi seismik. Inversi pada penelitian ini merupakan inversi impedansi akustik di mana data

seismik diubah menjadi volume impedansi akustik Langkah kerja inversi *model based* diperlihatkan oleh Gambar 2.9.



Gambar 2.8 Inversi impedansi akustik mengubah data seismik menjadi impedansi akustik dengan kontrol sumur (modifikasi dari Hampson, 2014).



Gambar 2.9 Diagram alir pengerjaan inversi seismik *model based* (Russell, 1988).



Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB III METODOLOGI

3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian Tugas Akhir yang berjudul “Evaluasi Petrofisika dan Inversi Impedansi Akustik untuk Menentukan Distribusi Karbonat Berpori pada interval Z16, Formasi Cibulakan Atas, Cekungan Jawa Barat Utara” ini berlangsung dari tanggal 20 Maret sampai 23 Juni 2017. Penelitian bertempat di Pertamina EP Pusat, Menara Standard Chartered, Jl. Prof. DR. Satrio, Jakarta Selatan, DKI Jakarta.

3.2 Data dan Perangkat Penelitian

Data yang digunakan dalam penelitian Tugas Akhir ini meliputi data seismik *Pre Stack Time Migration* (PSTM) 3D, data model kecepatan (*velocity model*), 3 buah data sumur yang dilengkapi *composite log* dan *mudlog*, serta data survei deviasi sumur. Sumur yang digunakan dalam penelitian ini diberi nama AR-01, AR-02, dan AR-03. Sumur AR-01 dan AR-03 merupakan sumur vertikal, sedangkan sumur AR-02 merupakan sumur deviasi. Data ketiga sumur dalam penelitian ini terbagi menjadi beberapa *suite* untuk setiap sumurnya. Data sumur AR-01 tersusun atas data *suite* 17.5 dan *suite* 12.25, data sumur AR-02 tersusun atas data *suite* 12.25 dan *suite* 8.5, data sumur AR-03 tersusun atas *suite* 12.25 dan *suite* 8.5. Perangkat yang digunakan berupa satu set *workstation* dengan sistem operasi Windows 7, satu buah laptop dengan sistem operasi Windows 8.1, perangkat lunak CGG Hampson Russel 8 dan 10, Schlumberger Petrel 2009, Schlumberger Techlog 2011, serta Microsoft Office.

3.3 Evaluasi Petrofisika

Evaluasi petrofisika bertujuan untuk mencari parameter petrofisika berupa kandungan lempung, porositas total dan porositas efektif, serta saturasi air formasi Cibulakan, khususnya pada interval

Buildup Z16. Data input yang digunakan berupa data sumur yang terdiri atas log caliper (CAL), bit diameter, gamma ray (GR), SP, resistivitas mikro (RXOZ), resistivitas dangkal (RLA3), resistivitas dalam (RLA5), log densitas (RHOZ), log porositas neutron (TNPH), log sonik-P (DTCO), dan sonik-S (DTSM). Adapun *composite log* serta *mudlog* sumur digunakan sebagai kontrol dan informasi tambahan daripada evaluasi petrofisika. Tahapan pengerjaan data sumur hingga menghasilkan parameter petrofisika dimulai dengan dilakukannya *quality control* (QC) data sumur, pre-kalkulasi petrofisika, dilanjutkan dengan identifikasi litologi, perhitungan kandungan lempung, perhitungan porositas total dan efektif, identifikasi *pay* dan *wet zone*, analisa resistivitas air formasi, kemudian dilanjutkan dengan perhitungan saturasi air, penentuan nilai penggal (*cutoff*) parameter petrofisika, dan terakhir *lumping* petrofisika.

3.3.1 *Quality control* data sumur

Quality control data sumur meliputi identifikasi *badhole* dan pengecekan terhadap data log setiap sumur. Identifikasi *badhole* diperlukan untuk menandai zona dengan kualitas dinding sumur yang buruk yang dapat mempengaruhi keakuratan pembacaan alat *logging*. Zona *badhole* ditandai dengan selisih log caliper terhadap bit diameter yang lebih dari *cutoff*. Selanjutnya, dengan diketahuinya zona *badhole* tiap sumur, maka pengolahan serta interpretasi pada tahap selanjutnya dapat dilakukan dengan lebih hati-hati dan teliti khususnya pada interval *badhole*.

3.3.2 Pre-kalkulasi petrofisika

Prekalkulasi petrofisika meliputi perhitungan indikator litologi, perhitungan gradien temperatur, dan perhitungan salinitas lumpur. Indikator litologi dihitung menggunakan data input log densitas, neutron porositas, dan log sonik-P. Data output berupa indikator M dan indikator N akan digunakan sebagai data input plot litologi M-N untuk identifikasi litologi. Indikator M dan N didapatkan berdasarkan Persamaan 3.1 dan 3.2.

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_b - \rho_f} \times 0.01 \quad (3.1)$$

$$N = \frac{1 - NPHI}{\rho_b - \rho_f} \tag{3.2}$$

di mana,

- Δt : Sonik-P terukur (us/ft)
- Δt_f : Sonik-P fluida (us/ft)
- $NPHI$: Porositas neutron terukur (v/v)
- ρ_b : Densitas *bulk* terukur (g/cc)
- ρ_f : Densitas *bulk* fluida (g/cc)

Gradien temperatur didapatkan dari *trendline* setelah data temperatur permukaan dan BHT (*Bottom Hole Temperature*) setiap *suite* diplotkan terhadap kedalaman. Setiap *suite* menggunakan lumpur pemboran dengan nilai resistivitas sampel lumpur dan densitas lumpur yang berbeda dari *suite* lainnya. Hal ini akan berpengaruh terhadap hasil perhitungan tekanan formasi dan salinitas lumpur. Salinitas lumpur dihitung menggunakan input data resistivitas sampel lumpur beserta temperaturnya. Salinitas lumpur dapat dicari dengan menggunakan Persamaan 3.5.

$$RM75 = RMS \times \frac{(MST + 21.5)}{(23.9 + 21.5)} \tag{3.3}$$

$$XM = \frac{(3.562 - \log_{10}(RM75 - 0.0123))}{0.955} \tag{3.4}$$

$$SALM = 10^{XM} \tag{3.5}$$

di mana,

- RM75 : Resistivitas lumpur pada suhu 75 °F / 24 °C
- RMS : Resistivitas sampel lumpur
- MST : Temperatur sampel lumpur dalam °C
- XM : Faktor salinitas
- SALM : Salinitas lumpur dalam ppm

3.3.3 Identifikasi litologi

Identifikasi litologi bertujuan untuk mengetahui jenis litologi bawah permukaan. Dalam penelitian ini, identifikasi litologi berdasarkan pada data *mudlog*, diperkuat dengan hasil analisa plot N-D dan plot M-N. Informasi litologi dari *mudlog* berdasarkan pada keratan pemboran (*cuttings*) yang dibawa oleh lumpur pemboran. Litologi dari plot N-D didapatkan dari hasil plotting antara log porositas neutron (N) dan densitas (D). Sedangkan litologi plot M-N didapatkan dari plotting indikator litologi M dan N.

3.3.4 Perhitungan kandungan lempung dan porositas

Perhitungan kandungan bertujuan untuk mengetahui persentase kehadiran lempung (*shale*) untuk setiap interval kedalaman. Reservoir target dicirikan dengan persentase kehadiran lempung yang sedikit. Pada penelitian ini kandungan lempung dihitung dengan menggunakan data gamma ray dan neutron-densitas sebagai data input. Dari perhitungan ini, akan didapatkan kandungan lempung berdasarkan gamma Ray (V_{Sh-GR}) dan kandungan lempung berdasarkan neutron-densitas (V_{Sh-ND}). Kandungan lempung akhir, $V_{Sh-Final}$, diambil dari kandungan lempung terkecil antara V_{Sh-GR} dan V_{Sh-ND} untuk setiap kedalaman.

Perhitungan porositas, baik porositas total maupun porositas efektif dilakukan menggunakan parameter neutron-densitas (N-D) dan neutron-sonik (N-S) sebagai data input. Dari perhitungan ini, didapatkan porositas total berdasarkan neutron-densitas (ϕ_{IND}) dan porositas total berdasarkan neutron-sonik (ϕ_{INS}). Selanjutnya, untuk mencari porositas efektif, digunakan data kandungan lempung ($V_{Sh-Final}$) sebagai data input tambahan sehingga didapatkan porositas efektif neutron-densitas (ϕ_{eND}) dan porositas efektif neutron-sonik (ϕ_{eNS}). Porositas total akhir (ϕ_{tFinal}) dan porositas efektif akhir (ϕ_{eFinal}) diambil dari porositas terbesar antara ϕ_{ND} dan ϕ_{NS} .

3.3.5 Identifikasi pay dan wet zone

Setelah diketahui jenis litologi dan nilai kandungan lempung serta porositas setiap sumur, khususnya pada Formasi Cibulakan, maka dilakukan identifikasi zona hidrokarbon (*pay*) dan zona air (*wet zone*). Langkah identifikasi zona hidrokarbon dan zona air pada interval target (*Buildup* Z16) dengan litologi karbonat dimulai dengan mencari zona poros yang dicirikan dengan nilai ϕ_e (porositas efektif) yang tinggi. Pada zona poros ini selanjutnya dipisahkan antara zona hidrokarbon dan zona air. Zona hidrokarbon dicirikan dengan nilai resistivitas (khususnya resistivitas dalam / *deep resistivity*) yang relatif tinggi, sedangkan zona air dicirikan dengan nilai resistivitas yang relatif rendah.

3.3.6 Analisa resistivitas air formasi

Analisa ini bertujuan untuk mengetahui nilai resistivitas air (R_w) pada interval target. Pada penelitian ini digunakan Schlumberger Chart Gen-6 serta Pickett Plot untuk menentukan resistivitas air formasi. Resistivitas air formasi yang ditentukan menggunakan Schlumberger Chart berdasarkan pada salinitas air formasi (konsentrasi NaCl) pada temperatur tertentu. Informasi salinitas air didapatkan dari hasil pemboran. Menggunakan Pickett Plot, resistivitas air formasi ditentukan dari plot resistivitas terhadap porositas. Dengan menggunakan parameter $a=1$, $m=2$, $n=2$, dan asumsi bahwa pada zona basah seluruh pori tersaturasi oleh air ($S_w = 100\%$), maka nilai R_w dapat ditentukan.

3.3.7 Perhitungan saturasi air

Perhitungan saturasi air dilakukan dengan menerapkan persamaan Archie. Persamaan Archie menggunakan variabel *turtuosity* (a), eksponen sementasi (m), eksponen saturasi (n), porositas efektif (ϕ_e), resistivitas air formasi (R_w), dan resistivitas terukur (R_t). Setelah didapatkannya nilai porositas efektif serta resistivitas air formasi, dengan $a=1$, $m=2$, $n=2$ dan $\log RLA5$ sebagai R_t , maka saturasi air dapat ditentukan.

3.3.8 Penentuan nilai penggal (*cutoff*)

Setelah seluruh parameter petrofisika (kandungan lempung, porositas, dan saturasi air) didapatkan, langkah selanjutnya ialah menentukan zona *net reservoir* (NR), zona *net effective reservoir* (NER) dan zona *net pay* (NP). Untuk itu diperlukan nilai penggal (*cutoff*) kandungan lempung, porositas, dan saturasi air. Interval *Buildup* Z16 diasumsikan seluruhnya reservoir, sehingga penentuan nilai penggal kandungan lempung berdasarkan histogram ketiga sumur untuk data dalam interval Z16 saja. Pada penelitian ini, lapisan produktif atau *net pay* diasumsikan memiliki nilai penggal saturasi air sebesar 75%. Penentuan nilai penggal porositas dilakukan dengan plot saturasi air (S_w) versus porositas efektif (ϕ_e), di mana nilai penggal porositas ditentukan setelah zona hidrokarbon ditandai.

3.3.9 *Lumping* reservoir

Lumping reservoir bertujuan untuk menghitung ketebalan *net reservoir* (NR), *net effective reservoir* (NER), dan *net pay* (NP). Penerapan nilai penggal volume serpih terhadap *gross reservoir* akan menghasilkan *net reservoir*, penerapan nilai penggal porositas pada *net reservoir* akan menghasilkan *net effective reservoir*, dan penerapan nilai penggal saturasi air pada *net effective reservoir* akan menghasilkan *net pay*.

3.4 Inversi Seismik Impedansi Akustik

Inversi seismik bertujuan untuk membuat model bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai data input dan data sumur sebagai kontrol. Dalam penelitian ini, model bawah permukaan yang dihasilkan berupa impedansi akustik, sehingga disebut sebagai inversi seismik impedansi akustik (*acoustic impedance* / AI). Data input yang digunakan dalam inversi ini terdiri atas data seismik 3D dan data sumur yang telah dilengkapi parameter petrofisika (kandungan lempung, porositas efektif, dan saturasi air). Pada penelitian ini, hasil inversi yang merupakan volume impedansi akustik akan diubah ke dalam volume porositas berdasarkan hubungan linier porositas terhadap impedansi akustik. Tahapan inversi seismik

impedansi akustik ini dilakukan sesuai diagram alir yang ditunjukkan oleh Gambar 3.1.

3.4.1 Uji kelayakan (*feasibility test*)

Uji *feasibility* dilakukan untuk menguji apakah impedansi akustik dapat menggambarkan dan memisahkan karakter tertentu dari reservoir, dan untuk penelitian ini, karakter reservoir yang dimaksud ialah porositas. Uji *feasibility* dilakukan dengan membuat *crossplot* antara impedansi akustik dan porositas efektif yang telah didapatkan pada evaluasi petrofisika sebelumnya. Hasil *crossplot* akan memperlihatkan bagaimana hubungan antara porositas terhadap impedansi akustik pada daerah penelitian. Apabila *crossplot* tersebut dapat memisahkan tingkat porositas batuan sehingga jelas batas impedansi antara karbonat berpori (poros) dan nonporos, maka dapat diambil kesimpulan bahwa hasil inversi seismik impedansi akustik mampu memodelkan distribusi porositas reservoir daerah penelitian.

3.4.2 Estimasi *wavelet*

Estimasi *wavelet* dilakukan untuk mencari satu *wavelet* yang akan digunakan pada proses *well seismic tie* dan inversi. *Wavelet* tersebut diharapkan dapat menghasilkan seismogram sintetik yang dapat berkorelasi baik dengan *trace* seismik pada saat melakukan *well seismic tie*. *Wavelet* tersebut juga diharapkan dapat menghasilkan impedansi sumur yang mendekati atau bahkan sama dengan impedansi data seismik pada proses inversi. Estimasi *wavelet* pada penelitian ini dilakukan dengan menerapkan ekstraksi *wavelet statistical*, ekstraksi *wavelet use well*, dan pembuatan *wavelet Ricker*. Dari sekian banyak *wavelet* yang telah dihasilkan, kemudian dipilih satu *wavelet* terbaik yang akan dipakai dalam proses *well seismic tie* dan inversi impedansi akustik.

3.4.3 *Well seismic tie*

Well seismic tie bertujuan untuk mengikat data sumur yang berdomain kedalaman terhadap data seismik yang berdomain waktu. Sehingga, data sumur yang menyediakan parameter reservoir dapat terpetakan dengan tepat posisinya pada data seismik. Data input pada proses ini berupa data seismik, log densitas dan log sonik-P terkoreksi *checkshot* yang merupakan bagian dari data sumur, serta *wavelet*. Proses *well seismic tie* ini dilakukan untuk ketiga sumur (AR-01, AR-

02, dan AR-03) dengan jendela analisa (*window analysis*) sedikit di atas top interval *Buildup* Z16 hingga sedikit di bawah top Formasi Baturaja. Kualitas pengikatan data sumur terhadap data seismik dinilai secara kualitatif dan kuantitatif. Penilaian secara kualitatif dilakukan dengan melihat kesamaan *wiggle* seismogram sintetik dan *trace* seismik dari data seismik. Sedangkan penilaian kuantitatif berdasarkan nilai korelasi antara seismogram sintetik dan *trace* seismik yang diperlihatkan oleh *software* Hampson Russel.

3.4.4 *Picking horizon*

Picking horizon merupakan proses penelusuran kemenerusan horizon atau reflektor seismik pada suatu penampang seismik. Horizon yang diperoleh dari *picking horizon* berupa luasan bawah permukaan yang akan berfungsi sebagai kontrol pada proses inversi. Proses *picking horizon* dimulai dengan menentukan top formasi, dan dilanjutkan dengan menelusuri horizon yang melalui setiap top formasi berdasarkan kenampakan reflektor seismik. Selanjutnya, penelusuran horizon ini dilakukan menerus hingga seluruh luasan daerah penelitian selesai ditelusuri horizonnya. Pada penelitian ini, dilakukan 4 kali *picking horizon* untuk keempat horizon yang berbeda. Empat horizon dalam penelitian ini antara lain Parigi, Cibulakan, *Buildup* Z16, dan Baturaja. Hasil *picking horizon* setiap horizon juga dapat dibuat peta struktur waktunya (*time structure map*) sehingga dapat diketahui daerah tinggian dan rendahan pada setiap horizon, khususnya untuk *Buildup* Z16.

3.4.5 Pembuatan model awal inversi (*initial model*)

Model awal inversi berupa volume impedansi akustik dibuat menggunakan data impedansi sumur, horizon seismik, serta data seismik. Model awal ini secara vertikal dikontrol oleh impedansi sumur, dan secara lateral penyebaran impedansi model dikontrol dan dibatasi oleh horizon seismik. Semakin banyak jumlah sumur yang digunakan dalam proses pembuatan model awal ini, maka kualitas model awal yang dihasilkan akan semakin baik dan mendekati konsep geologi yang sebenarnya. Pada penelitian ini data sumur yang digunakan untuk pembuatan model awal hanya sumur AR-01 dan AR-03 saja. Sumur AR-02 tidak diikutkan dalam pembuatan model dikarenakan adanya perekaman log sonik-P yang buruk pada interval

Z16. Jumlah horizon yang digunakan dalam pembuatan model awal berjumlah 4 buah, yakni Parigi, Cibulakan, Z16, dan Baturaja.

3.4.6 Analisa inversi

Proses ini bertujuan untuk memperoleh parameter inversi yang akan digunakan. Pada tahap ini dilakukan analisa tingkat korelasi antara sintetik seismik dan *real* seismik (data seismik). Semakin tinggi korelasi antara sintetik seismik dan *real* seismik, maka kualitas inversi nantinya akan semakin baik. Pada proses analisa inversi ini juga melibatkan impedansi dari model awal yang sudah dibuat sebelumnya. Impedansi model berperan untuk membatasi perubahan impedansi hasil inversi berdasarkan parameter pembatas (*constrain*) yang ditetapkan. Analisa inversi pada penelitian ini dilakukan pada sumur AR-01 dan AR-03 saja dikarenakan hanya kedua sumur ini yang terlibat dalam proses pembuatan model awal.

3.4.7 Inversi impedansi

Proses ini dilakukan setelah didapatkan nilai korelasi di atas 0,8 pada proses analisa inversi. Jendela inversi yang digunakan terletak pada 100 ms di atas horizon Parigi hingga 150 ms di bawah horizon Baturaja. Adapun pembatas (*constrain*) yang digunakan ialah sebesar 75% untuk *lower* dan *upper value*. Output proses ini berupa volume impedansi akustik. Selanjutnya, akan dilakukan *quality control* pada volume impedansi ini untuk mengetahui kualitas hasil inversi.

3.4.8 *Quality control* hasil inversi

Setelah didapatkan volume impedansi akustik sebagai output hasil inversi, selanjutnya dilakukan *quality control* pada hasil inversi tersebut. *Quality control* yang dilakukan terdiri atas:

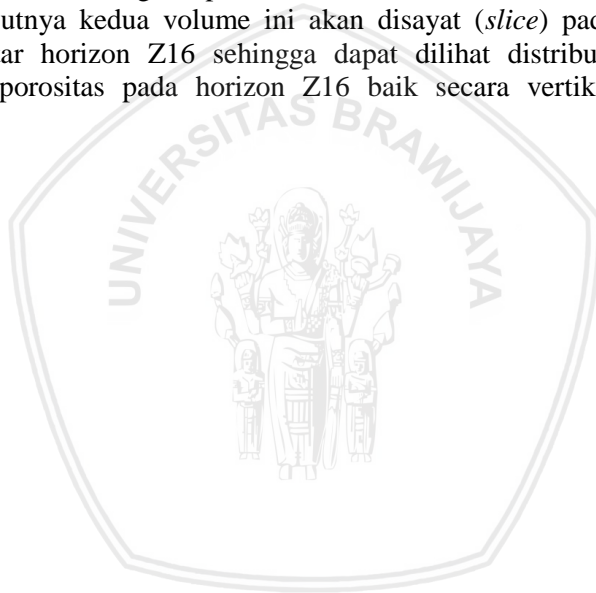
- Membandingkan impedansi sumur (log impedansi) dan impedansi hasil inversi pada lokasi sumur terkait.
- Menganalisa eror hasil inversi secara vertikal menggunakan penampang yang melewati ketiga sumur.
- Menganalisa rentang eror dan distribusi eror hasil inversi secara lateral dengan penyayatan (*slicing*) pada horizon Z16.

Hasil inversi yang baik akan menghasilkan impedansi yang menyerupai impedansi sumur. Kemudian, eror hasil inversi yang

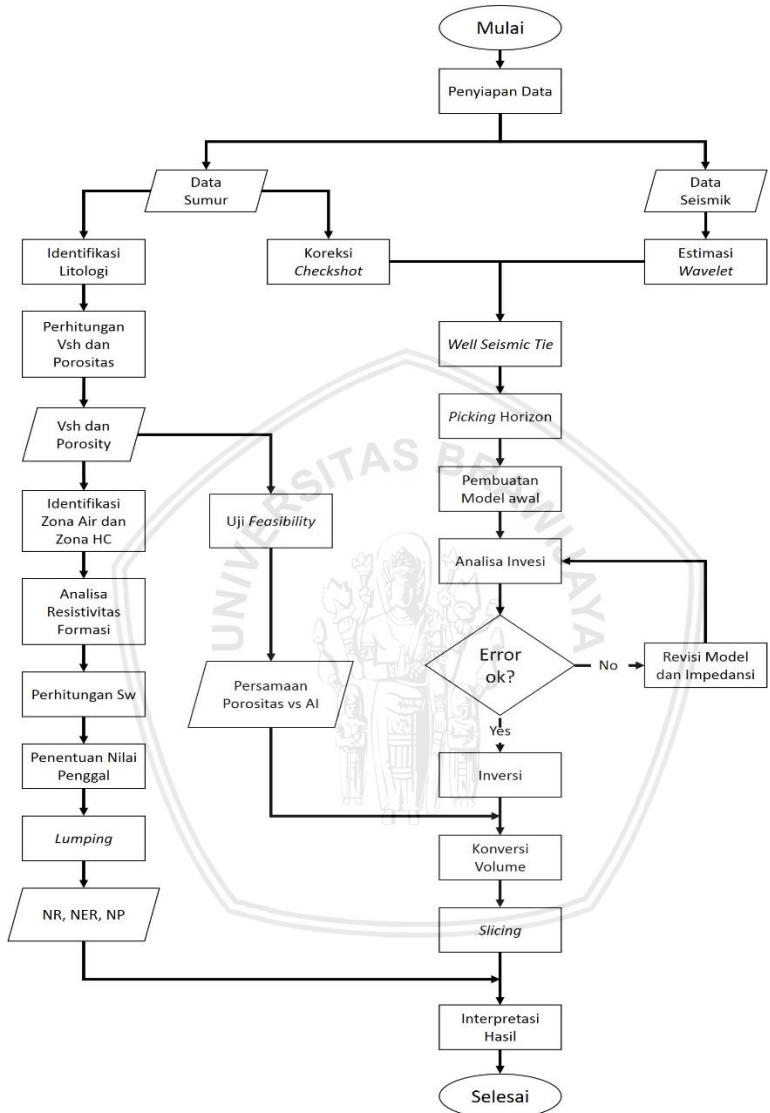
merupakan perbedaan (*difference*) antara impedansi seismik (data seismik) dan impedansi hasil inversi, pada hasil inversi yang baik akan memiliki nilai yang rendah. Setelah *quality control* menunjukkan bahwa hasil inversi (volume impedansi) memiliki kualitas yang baik, maka volume impedansi ini dapat dikonversi menjadi volume porositas.

3.4.9 Konversi impedansi dan penyayatan (*slicing*)

Sebelum melakukan konversi porositas dari impedansi akustik, terlebih dahulu dicari persamaan linier antara porositas dan impedansi. Setelah didapatkan persamaan tersebut, dengan menggunakan volume impedansi hasil inversi sebagai input, maka akan dihasilkan volume porositas. Selanjutnya kedua volume ini akan disayat (*slice*) pada kedalaman sekitar horizon Z16 sehingga dapat dilihat distribusi impedansi dan porositas pada horizon Z16 baik secara vertikal maupun lateral.



3.5 Diagram Alir Penelitian



Gambar 3.1 Diagram alir penelitian. Penelitian dibagi menjadi dua tahap utama yakni tahap evaluasi petrofisika dan inversi seismik.

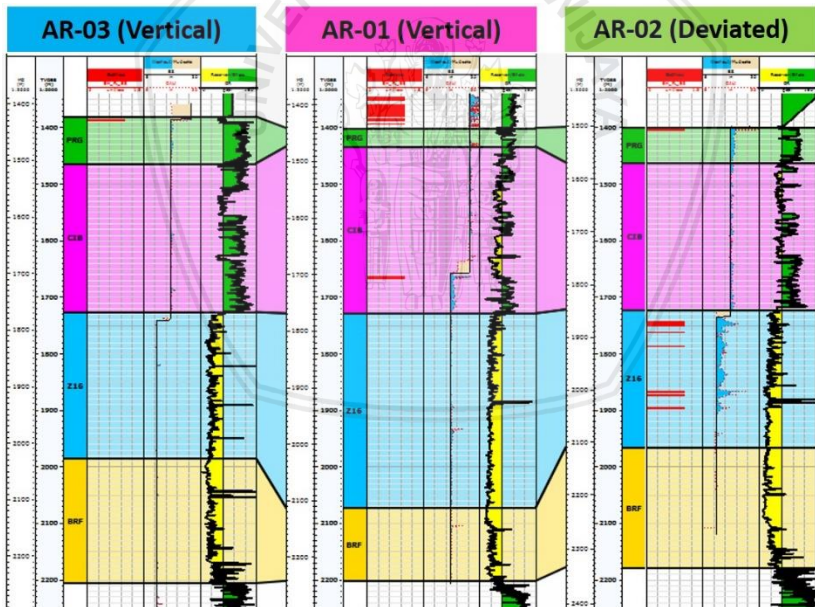


Halaman ini sengaja dikosongkan

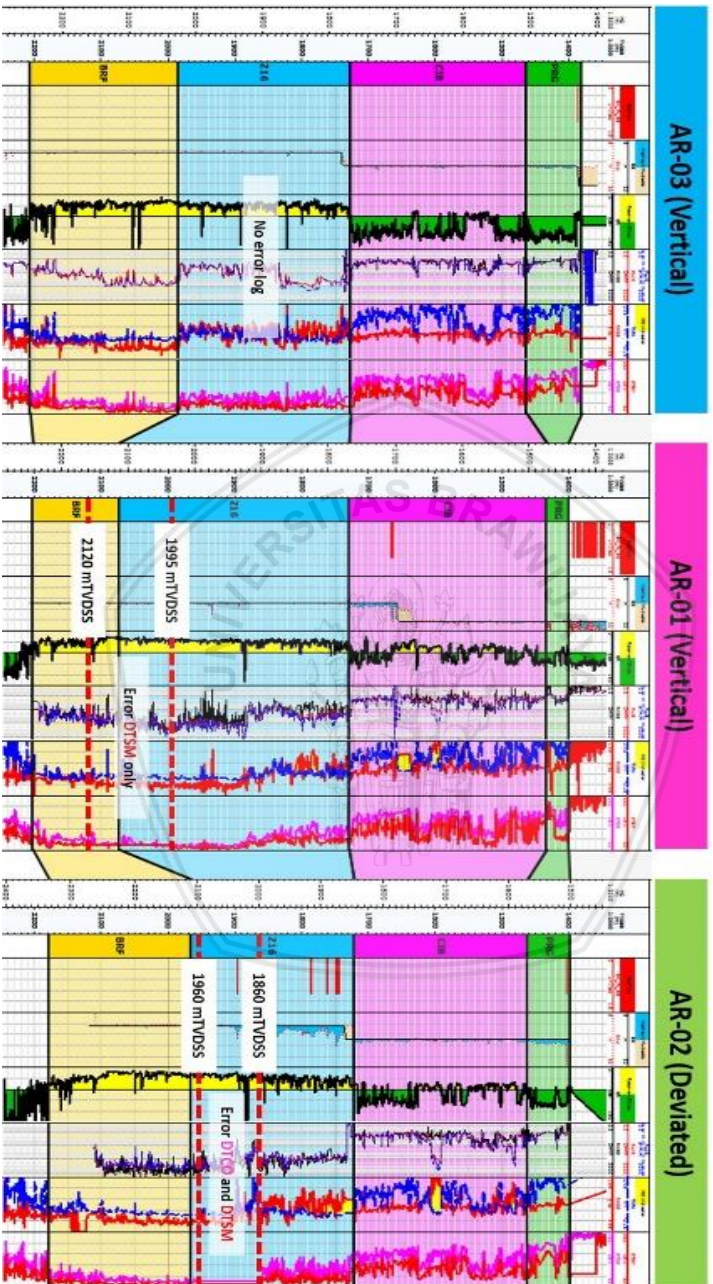
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 *Quality Control Data Sumur*

Quality control yang dilakukan pada penelitian ini berupa identifikasi *badhole* serta pengecekan kualitas log. *Badhole* ditandai dengan selisih diameter lubang sumur terbaca caliper terhadap diameter bit yang lebih dari nilai *cutoff* diameter. *Cutoff* diameter yang digunakan penulis ialah 3,5 inci. Berdasarkan hasil analisa *badhole* yang telah dilakukan (Gambar 4.1), dapat diketahui bahwa kualitas dinding sumur AR-01, AR-02, dan AR-03 terbilang bagus. *Badhole* pada interval Z16 sumur AR-02 terbilang kecil sehingga dapat diabaikan. Dari sini dapat disimpulkan bahwa kualitas pembacaan log ketiga sumur tidak dipengaruhi oleh kondisi dinding sumur.



Gambar 4.1 Analisa *badhole* sumur. *Badhole* ditunjukkan pada *track* ke-4, ditandai dengan *flag* berwarna merah.

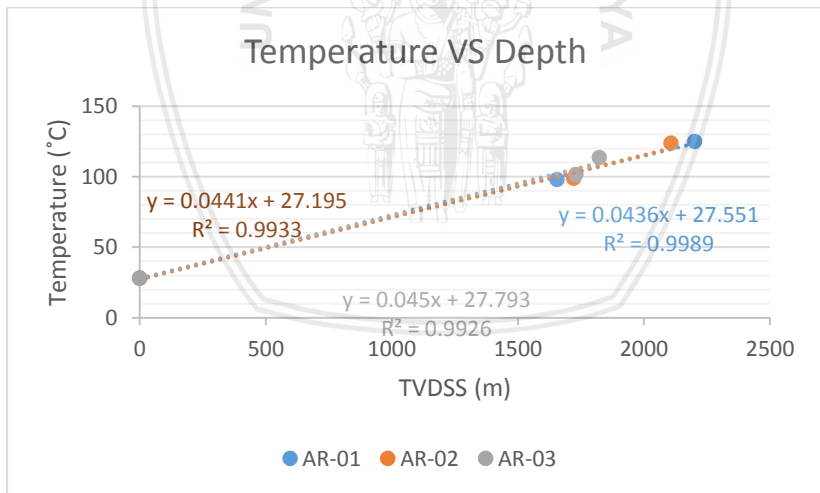


Gambar 4.2 Error log DTSM sumur AR-01 (1995 – 2120 mTVDSS) dan error log DTSM & DTSM sumur AR-02 (1860 – 1960 mTVDSS).

Kemudian, berdasarkan Gambar 4.2 dapat dilihat bahwa pada sumur AR-01 eror log sonik-S (DTSM / kurva merah) berada pada kedalaman 1995 – 2120 mTVDSS. Pada AR-02, eror log sonik-P (DTCO / kurva merah muda) dan sonik-S pada kedalaman 1860 – 1960 mTVDSS. Sedangkan pada sumur AR-03, kualitas seluruh log (GR, resistivitas, neutron porositas, densitas, sonik-P, dan sonik-S) untuk sumur AR-03 terbilang baik. Eror log pada sumur AR-01 dan AR-02 ditunjukkan dengan pembacaan log yang konstan (grafik log terlihat lurus).

4.2 Gradien Temperatur dan Salinitas Lumpur

Gradien temperatur ditentukan berdasarkan *trendline* dari temperatur terukur pada setiap sumur (Tabel 4.1). Berdasarkan Gambar 4.3, dapat diketahui bahwa gradien temperatur daerah penelitian ialah sebesar 0,04 °C/m. *Surface temperature* atau temperatur permukaan yang digunakan pada penelitian ini ialah sebesar 28 °C.



Gambar 4.3 Grafik hubungan temperatur terhadap kedalaman. Besar gradien temperatur didapatkan sebesar 0,04 °C/m.

Salinitas lumpur dihitung menggunakan Persamaan 3.5. Perhitungan dilakukan untuk setiap *suite* dikarenakan adanya perbedaan lumpur pemboran yang digunakan pada setiap *suite*. *Suite* 17.5 dan 12.25 sumur AR-01 berada pada kedalaman 345 – 1654 mTVDSS dan 1660 – 2201 mTVDSS. *Suite* 12.25 dan 8.5 sumur AR-02 berada pada kedalaman 1400 – 1721 mTVDSS dan 1735 – 2110 mTVDSS. *Suite* 12.25 dan 8.5 sumur AR-03 berada pada kedalaman 1385 – 1730 mTVDSS dan 1742 – 2222 mTVDSS. Besarnya resistivitas dan temperatur sampel lumpur (RMS dan MST) tiap *suite* beserta hasil perhitungan salinitas lumpurnya diperlihatkan pada Tabel 4.2.

Tabel 4.1 Temperatur terukur pada ketiga sumur penelitian.

AR-01		AR-02		AR-03	
TVDSS (m)	T (°C)	TVDSS (m)	T (°C)	TVDSS (m)	T (°C)
0	28	0	28	0	28
1656	98	1722	98.8	1731	101.6
2202	125	2107	123.8	1823	113.73

Tabel 4.2 Profil lumpur pemboran setiap *suite*.

WELL	SUITE	ρ MUD (g/cc)	RMS (Ω m)	MST	RM 75 (Ω m)	XM	SALM (ppm)
AR-01	17.5	1.29	0.443	26	0.463	4.09	12352.902
AR-01	12.25	1.23	0.168	25	0.172	4.56	36633.461
AR-02	12.25	1.2	0.2	28.5	0.22	4.44	27796.541
AR-02	8.5	1.09	11.13	21	10.419	2.66	461.946

AR-03	12.25	1.2	0.07	28.7	0.077	4.98	93790.824
AR-03	8.5	1.06	0.08	32.22	0.095	4.86	73318.592

4.3 Litologi Bawah Permukaan

4.3.1 Litologi berdasarkan *mudlog*

Berdasarkan *mudlog*, *Buildup* Z16 merupakan batuan karbonat dengan dominasi mineral kalsit yang lebih banyak daripada dolomit sehingga litologi pada interval Z16 lebih bersifat *limestone* daripada *dolostone*. Batuan pada interval Z16 ini berwarna *creamy white*, pori batuan tipe *vuggy porosity*, dengan porositas teramati (*visible porosity*) dalam skala buruk (*poor*) hingga sangat baik (*very good*). Pada interval Z16 juga terdapat indikasi keberadaan hidrokarbon (*hydrocarbon show*). *Mudlog* sumur AR-01, AR-02, dan AR-03 diperlihatkan oleh Gambar 4.4, Gambar 4.5, dan Gambar 4.6.

4.3.2 Litologi berdasarkan plot N-D

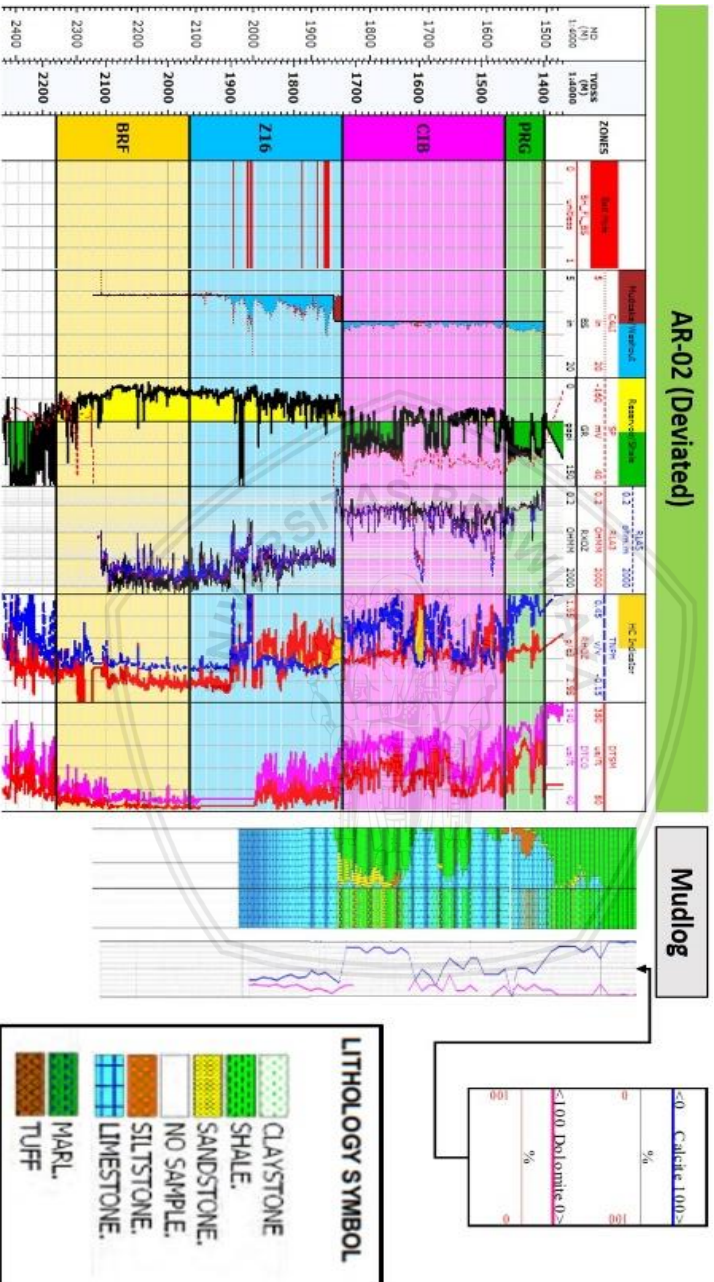
Gambar 4.7, Gambar 4.8, dan Gambar 4.9 menunjukkan hasil plot log porositas neutron (TNPH) dan log densitas (RHOZ) pada interval *buildup* Z16. Dari plot N-D ini terlihat bahwa data terplotkan pada ketiga garis litologi (*dolostone*, *limestone*, dan *sandstone*), sehingga litologi pada interval *buildup* Z16 dapat berupa percampuran dari litologi dolomit, gamping, dan batu pasir. Jika dikorelasikan dengan sampel litologi *mudlog*, pada interval Z16 tidak ditemukan adanya batu pasir. Sehingga, data yang terletak pada garis litologi *sandstone* dan sekitarnya diperkirakan merupakan batu gamping berisi hidrokarbon. Kehadiran hidrokarbon pada batu gamping ini menyebabkan turunnya nilai pembacaan log densitas, sehingga data terplotkan ke kanan dari garis litologi *limestone* dan terbaca sebagai *sandstone*.

4.3.3 Litologi berdasarkan plot M-N

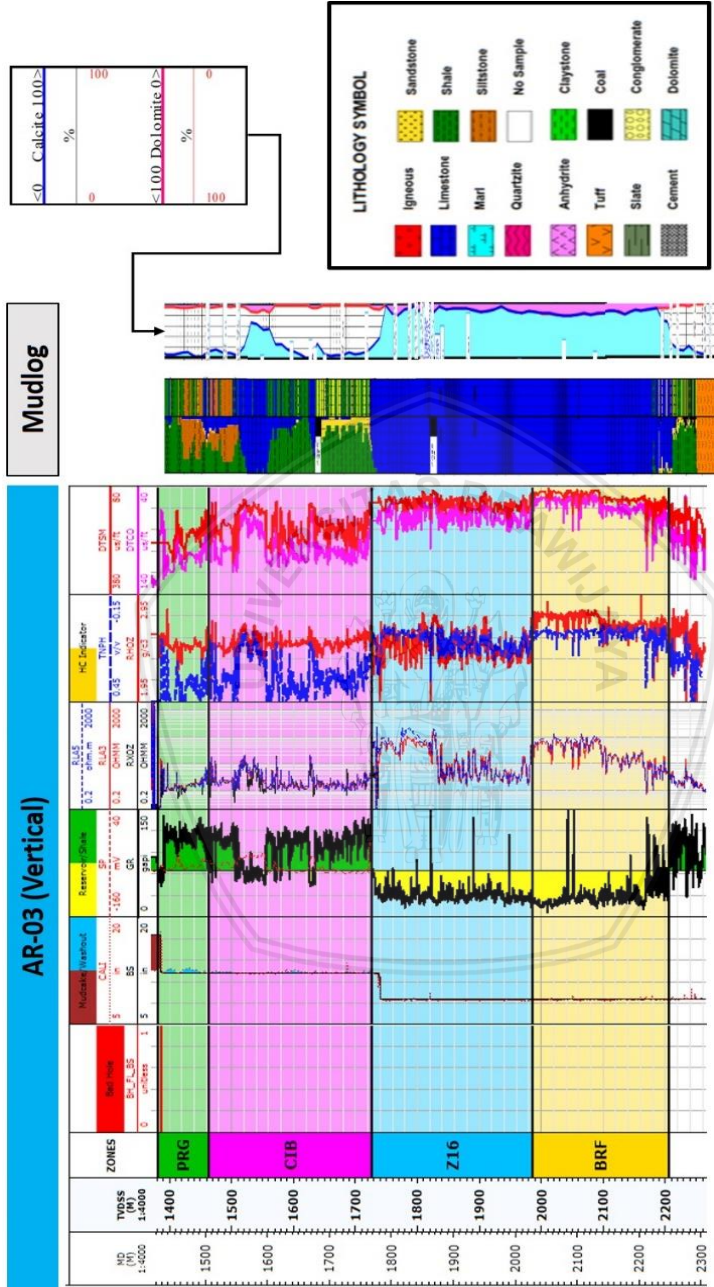
Plot M-N sumur AR-01, AR-02, dan AR-03 berturut-turut ditunjukkan oleh Gambar 4.10, Gambar 4.11, dan Gambar 4.12. Berdasarkan plot M-N masing-masing sumur, sekali lagi terlihat

bahwa litologi pada interval Z16 merupakan *limestone*. Kemudian, apabila zona-zona hidrokarbon pada plot N-D sebelumnya ditandai, maka akan terlihat bahwa data tersebut terakumulasi di sebelah kanan plot M-N, sehingga dapat diinterpretasikan bahwa benar pada kedalaman di mana data tersebut berada (Gambar 4.16) merupakan *limestone* yang berisi hidrokarbon. Khusus untuk analisa plot M-N sumur AR-02, perlu ditandai data dengan kualitas sonik-P (DTCO) yang buruk agar tidak menyebabkan kekeliruan dalam analisa litologi. Pada Gambar 4.11 data dengan log sonik buruk di tandai dengan *highlight* berwarna abu-abu.



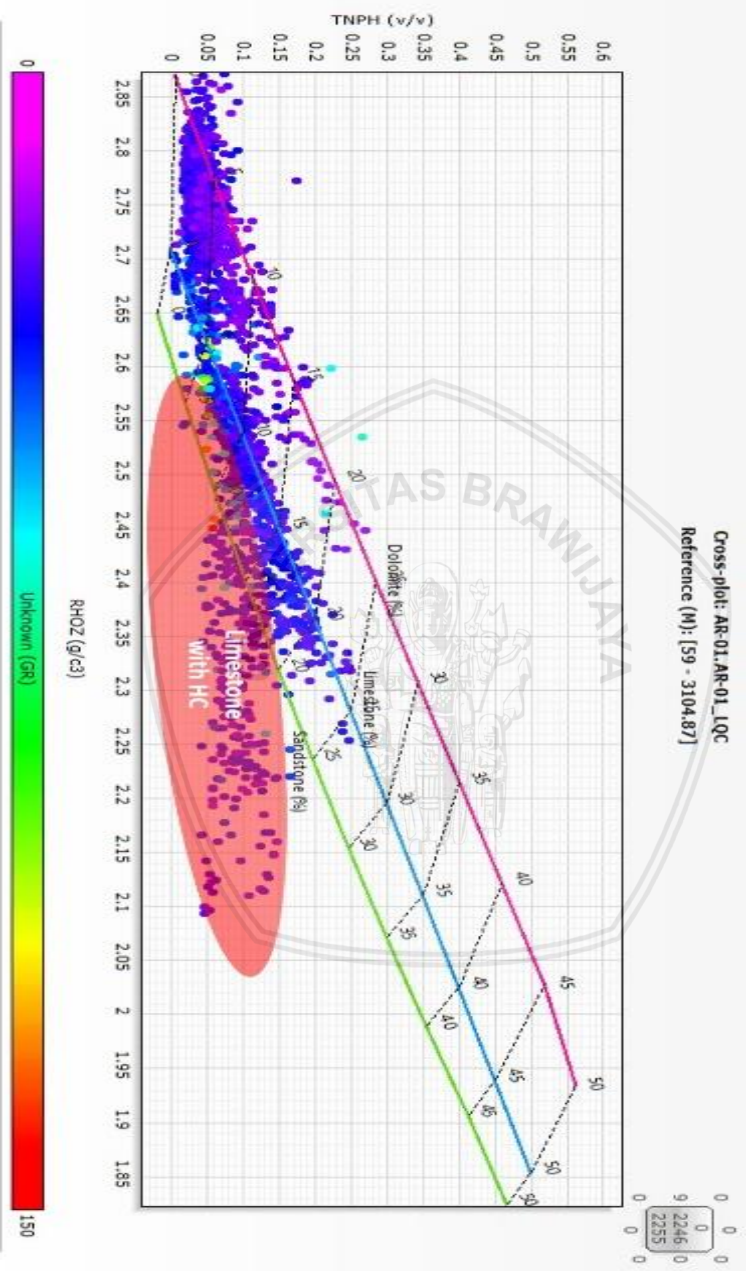


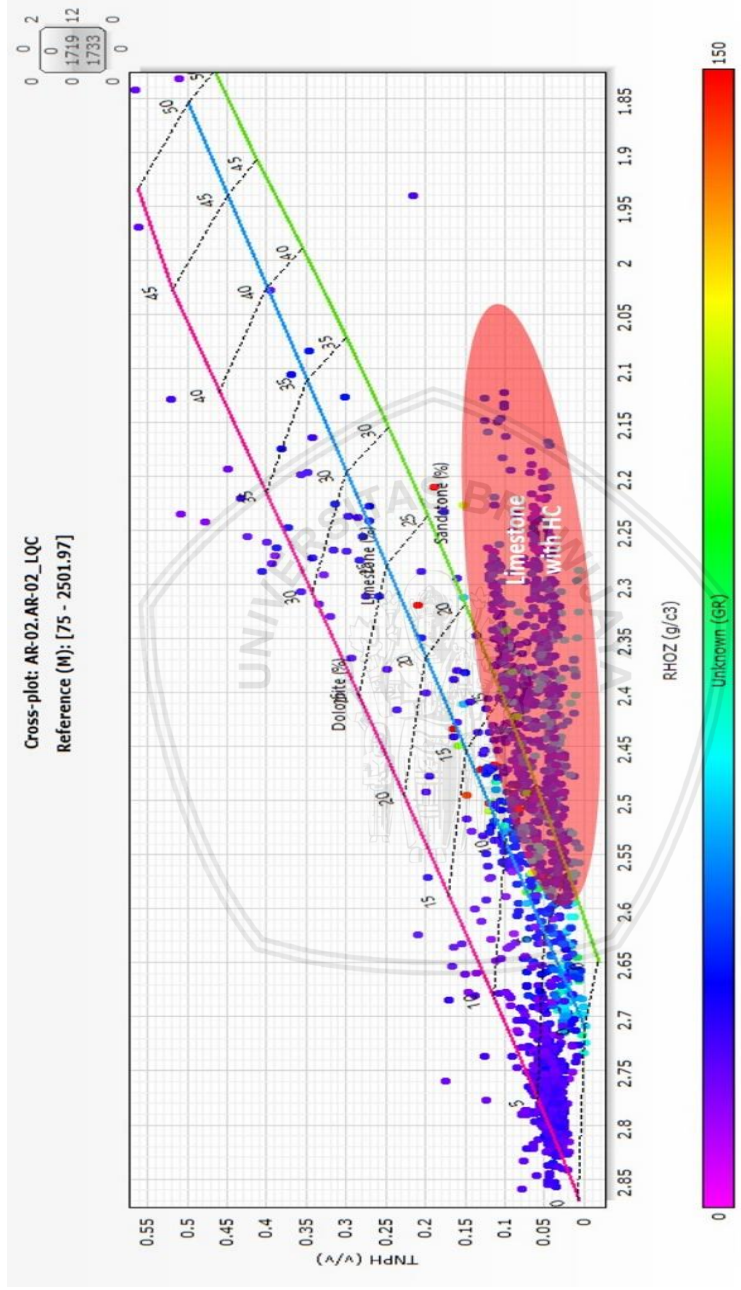
Gambar 4.5 Data log dan *mudlog* sumur AR-02. Litologi pada interval Z16 merupakan batuan karbonat dengan dominasi mineral kalsit.



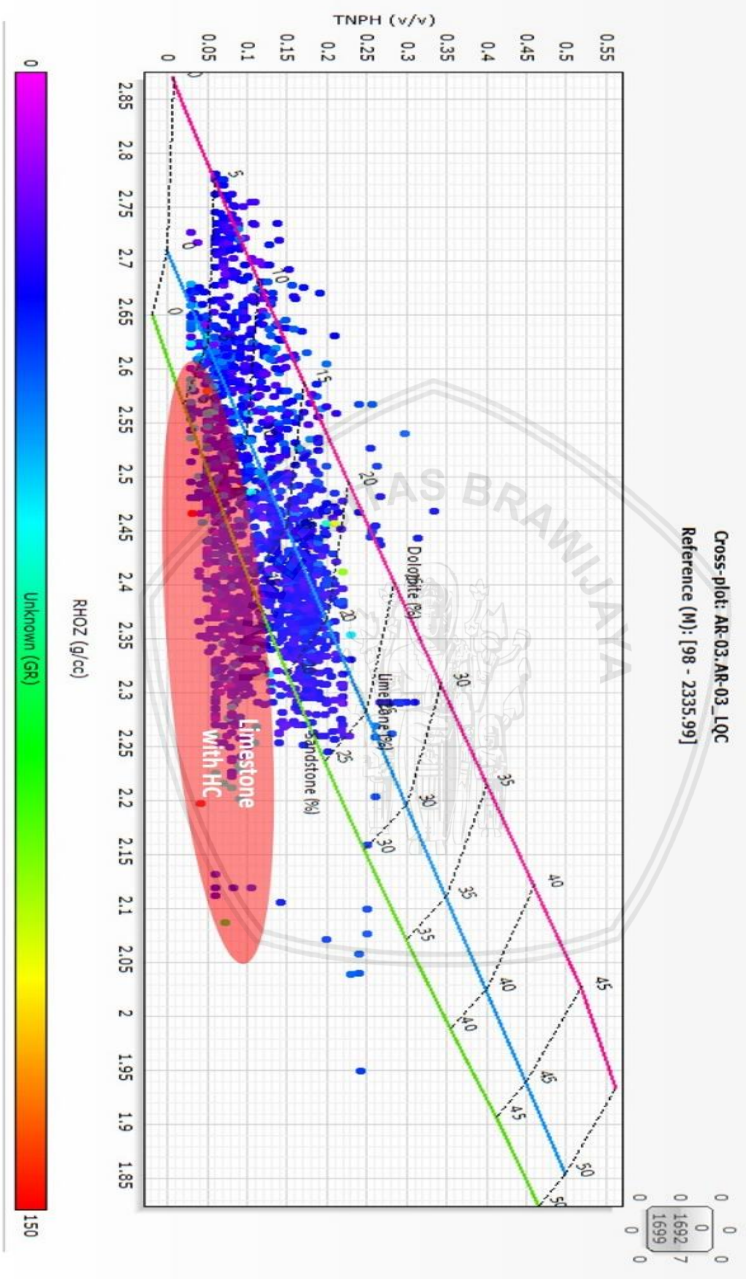
Gambar 4.6 Data log dan *mudlog* sumur AR-03. Litologi pada interval Z16 merupakan batuan karbonat dengan dominasi mineral kalsit.

Gambar 4.7 Plot N-D sumur AR-01 interval Z16. Zona merah diperkirakan merupakan batugamping berisi hidrokarbon.

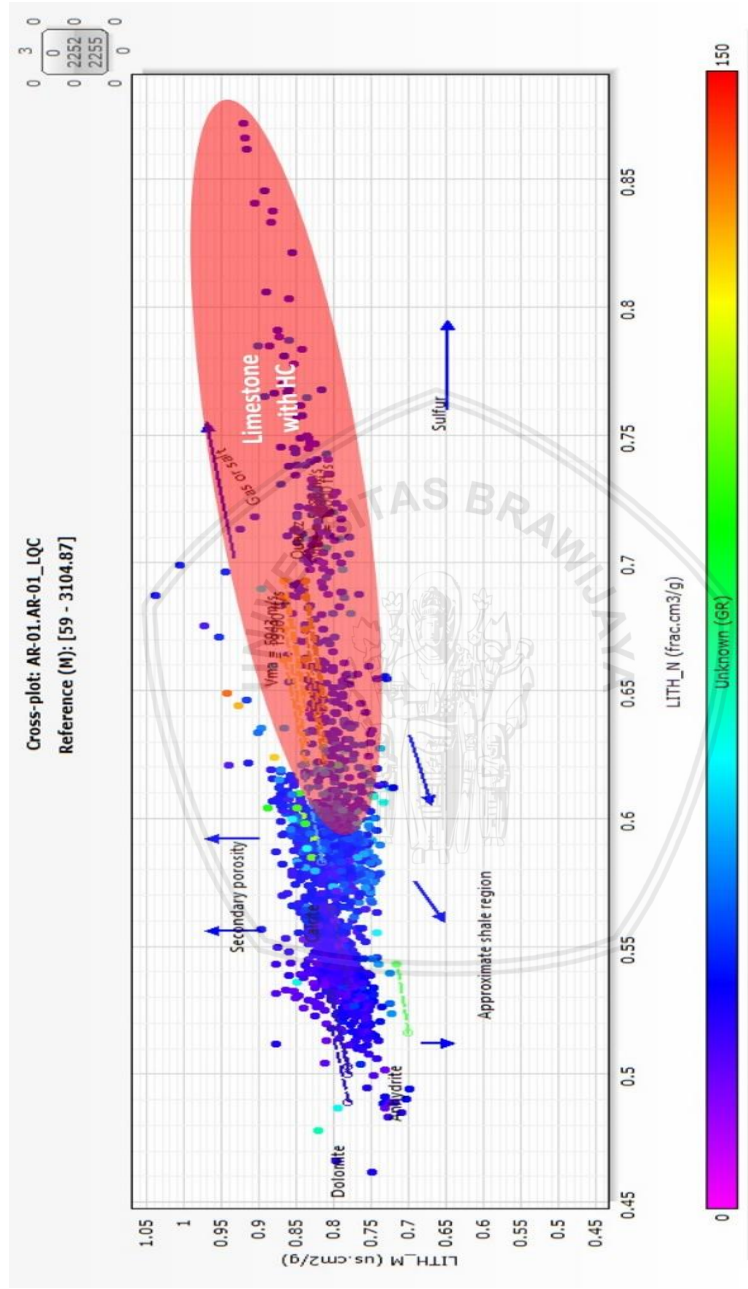




Gambar 4.8 Plot N-D sumur AR-02 interval Z16. Zona merah diperkirakan merupakan batugamping berisi hidrokarbon.

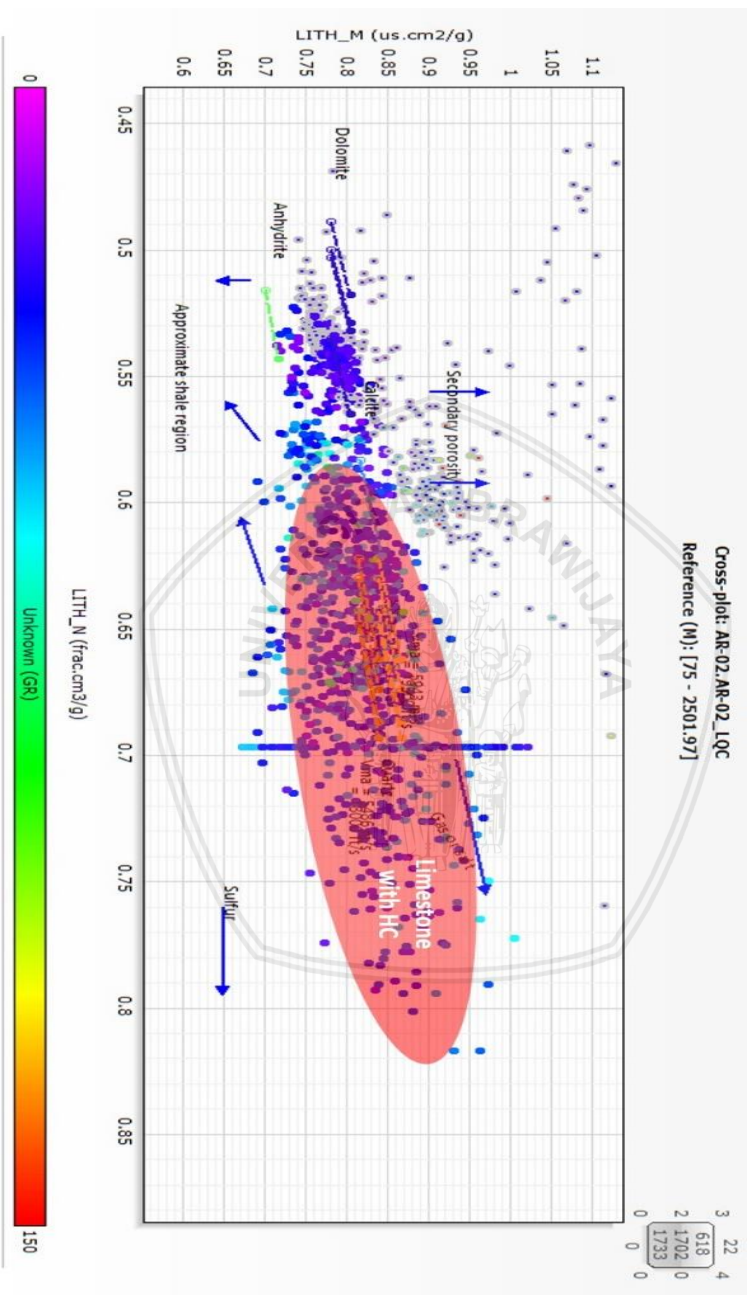


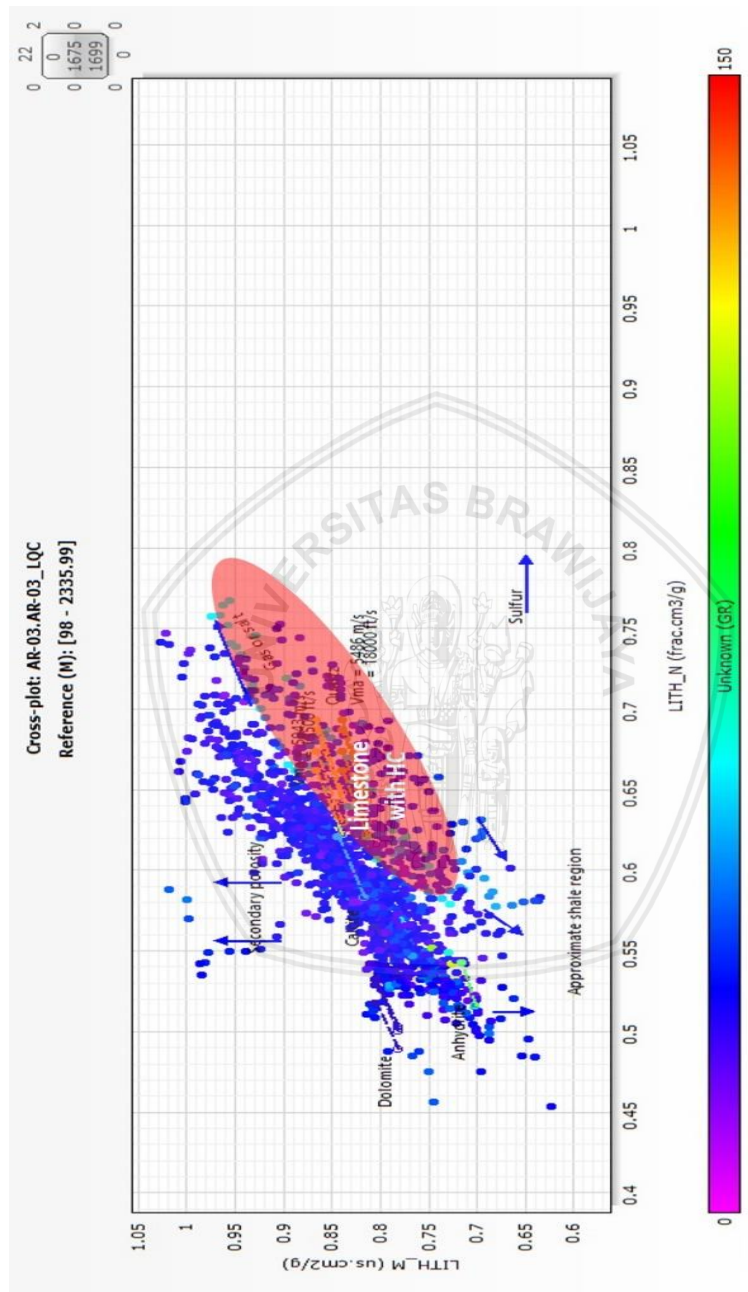
Gambar 4.9 Plot N-D sumur AR-03 interval Z16. Zona merah diperkirakan merupakan batugamping berisi hidrokarbon.



Gambar 4.10 Plot M-N sumur AR-01 interval Z16. Zona merah diperkirakan merupakan batugamping berisi hidrokarbon.

Gambar 4.11 Plot M-N sumur AR-02 interval Z16. Zona merah diperkirakan merupakan batugamping berisi hidrokarbon.





Gambar 4.12 Plot M-N sumur AR-03 interval Z16. Zona merah diperkirakan merupakan batugamping berisi hidrokarbon.

4.4 Kandungan Lempung dan Porositas Efektif

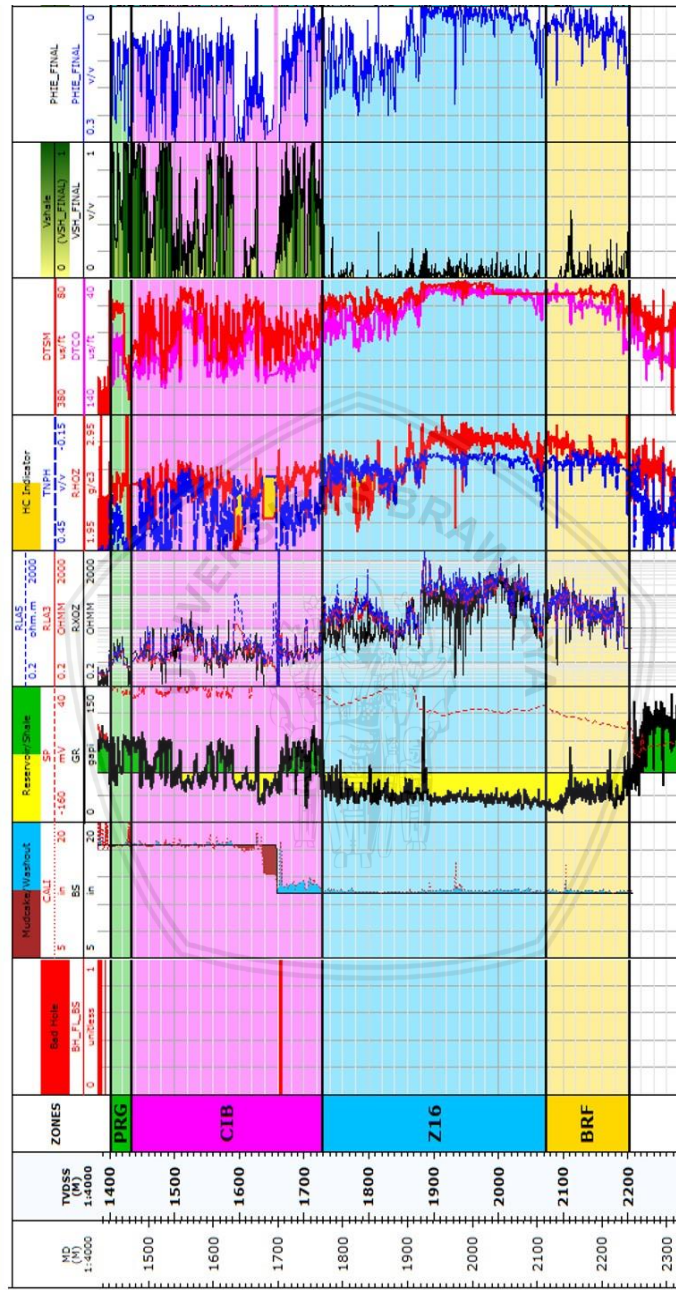
4.4.1 Kandungan lempung (V_{sh})

Hasil perhitungan kandungan lempung sumur AR-01, AR-02, dan AR-03 berturut-turut ditunjukkan oleh Gambar 4.13, Gambar 4.14, dan Gambar 4.15 pada *track* 10. Pada sumur AR-01, interval Z16 dengan litologi *limestone* memiliki nilai kandungan lempung antara 0 – 0,1. Pada zona hidrokarbon, yakni pada kedalaman 1777 – 1840 mTVDSS, memiliki kandungan lempung sebesar 0 – 0,02 saja. Pada sumur AR-02, nilai kandungan lempung didapatkan sebanyak 0 – 0,15 di sepanjang interval Z16. Sedangkan, pada zona hidrokarbon, yakni pada kedalaman 1750 – 1855 mTVDSS kandungan lempung sebesar 0 – 0,06. Pada sumur AR-03, nilai kandungan lempung pada interval Z16 didapatkan sebesar 0 – 0,15. Sedangkan, pada zona hidrokarbon di kedalaman 1762 – 1810 mTVDSS kandungan lempung sebesar 0 – 0,03. Dari hasil perhitungan kandungan lempung ketiga sumur, dapat disimpulkan bahwa zona potensial hidrokarbon pada interval Z16 memiliki kandungan lempung yang sedikit.

4.4.2 Porositas efektif (ϕ_e)

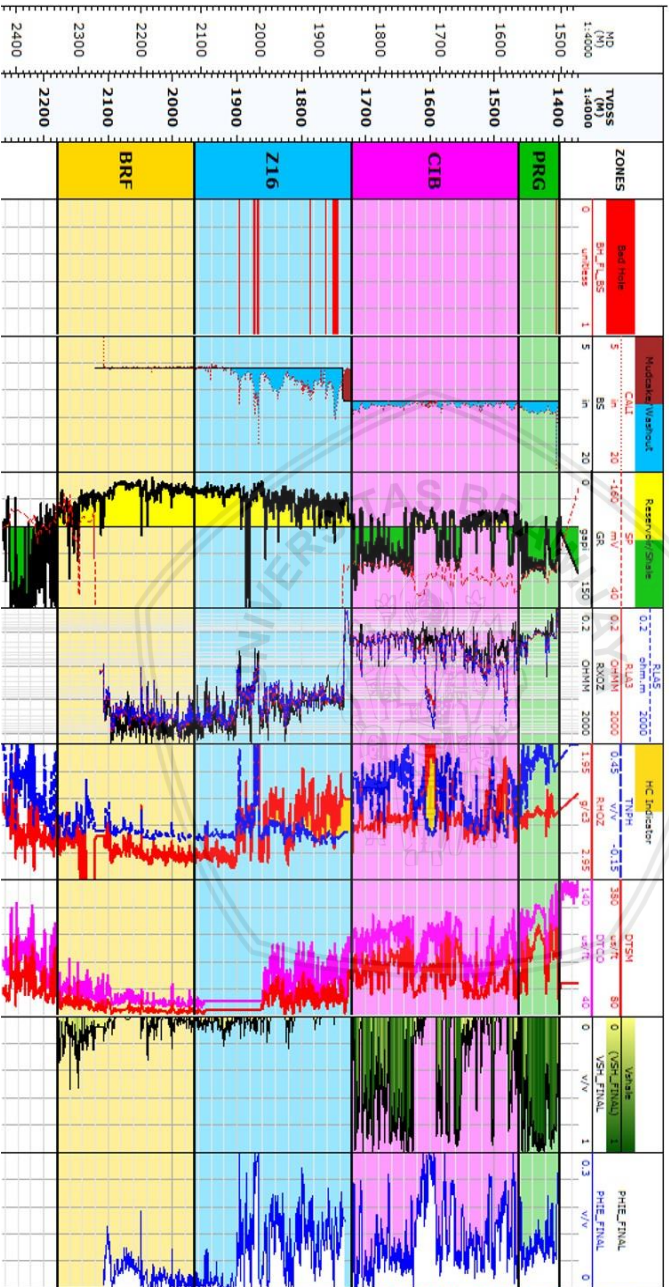
Besarnya porositas efektif dipengaruhi oleh kandungan lempung. Semakin banyak kandungan lempung dalam suatu batuan, maka porositas efektifnya akan semakin kecil. Hasil perhitungan porositas efektif sumur AR-01, AR-02, dan AR-03 berturut-turut diperlihatkan oleh Gambar 4.13, Gambar 4.14, dan Gambar 4.15 pada *track* 11. Porositas efektif sumur AR-01 pada interval Z16 berada pada rentang 0 – 0,25. Porositas efektif zona hidrokarbon sumur AR-01 berkisar antara 0,05 – 0,25. Pada sumur AR-02, untuk interval Z16 didapatkan porositas efektif pada rentang 0 – 0,25 dengan porositas efektif zona hidrokarbon antara 0,03 – 0,2. Pada sumur AR-03, porositas efektif interval Z16 berada pada rentang 0 – 0,24. Zona hidrokarbon sumur AR-03 memiliki porositas efektif antara 0,03 – 0,18.

AR-01 (Vertical)

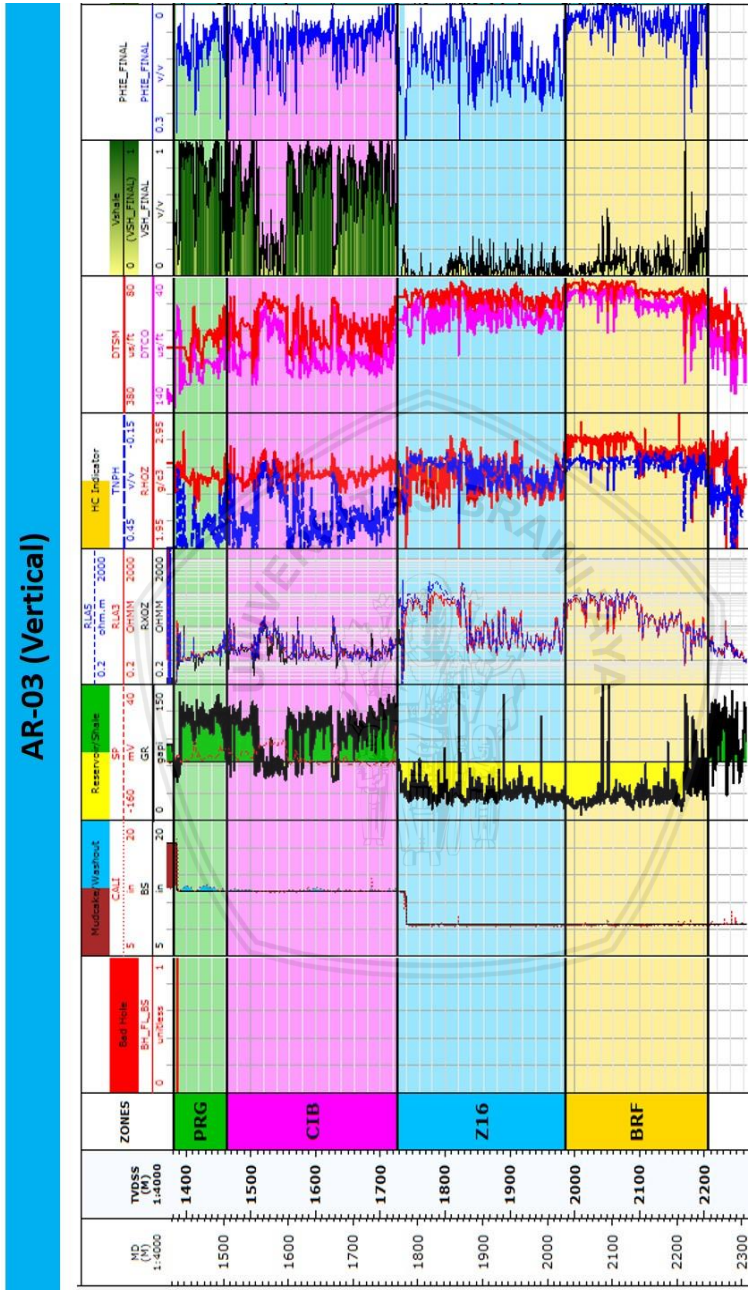


Gambar 4.13 Hasil perhitungan kandungan lempung (*track 10*) dan porositas efektif (*track 11*) sumur AR-01.

AR-02 (Deviated)



Gambar 4.14 Hasil perhitungan kandungan lempung (*track 10*) dan porositas efektif (*track 11*) sumur AR-02.



Gambar 4.15 Hasil perhitungan kandungan lempung (*track 10*) dan porositas efektif (*track 11*) sumur AR-03.

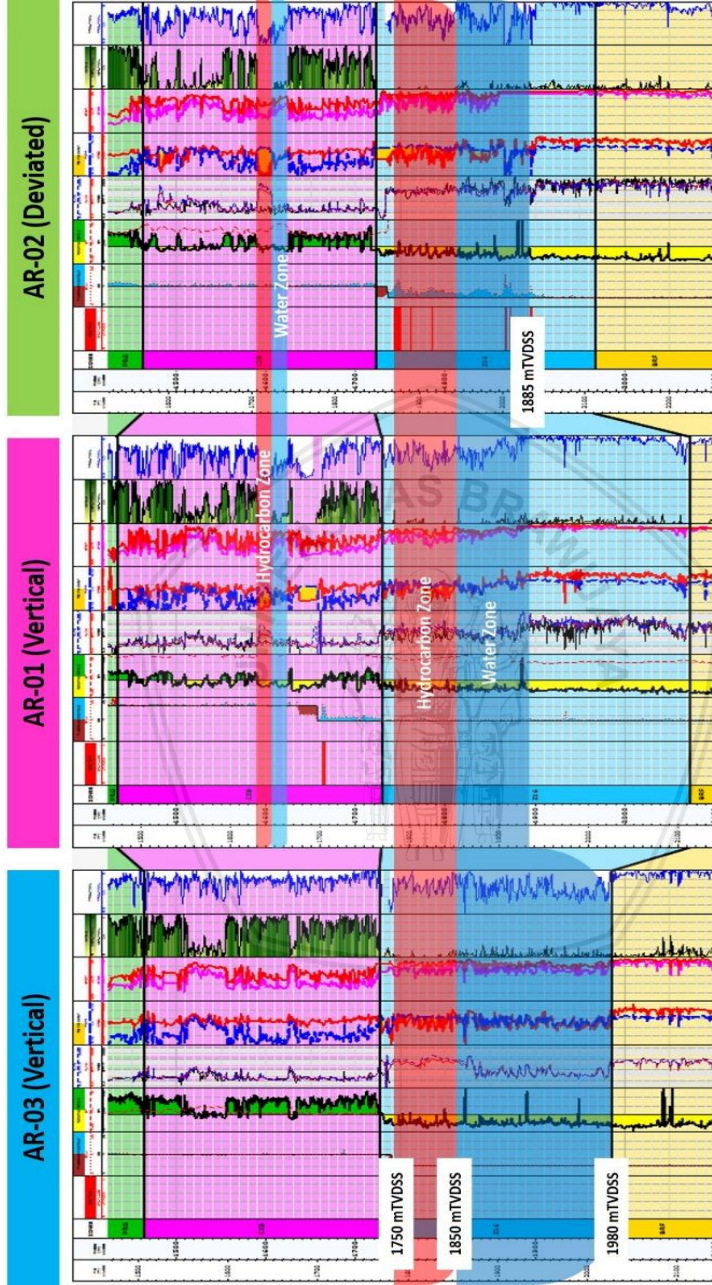
4.5 Zona Hidrokarbon (*Pay*) dan Zona Air (*Wet*)

Seperti telah dijelaskan pada subbab 3.3.5 sebelumnya, identifikasi *pay* dan *wet zone* dilakukan dengan terlebih dahulu mencari zona poros sebagai zona yang dapat terisi fluida, yang kemudian dilanjutkan dengan identifikasi jenis fluidanya (hidrokarbon atau air) berdasarkan log resistivitas. Pada zona hidrokarbon, nilai pembacaan resistivitas akan relatif lebih tinggi daripada zona air. Zona hidrokarbon diidentifikasi berada pada kedalaman 1750 mTVDSS hingga 1850 mTVDSS. Sedangkan, zona air diidentifikasi tepat berada di bawah zona hidrokarbon, yakni pada kedalaman di bawah 1850 mTVDSS. Gambar 4.16 menunjukkan hasil identifikasi zona hidrokarbon dan zona air.

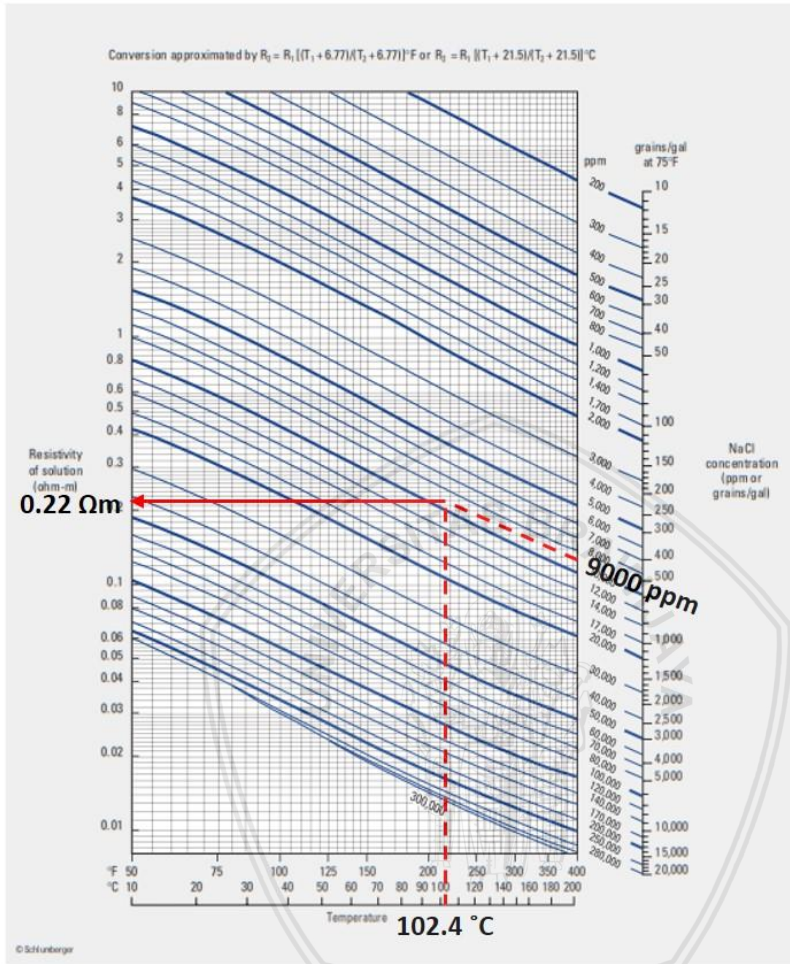
4.6 Resistivitas Air Formasi

Menggunakan *Schlumberger chart*, resistivitas air formasi dengan salinitas dan temperatur tertentu dapat diketahui. Berdasarkan data sumur AR-03 *suite* 8.5, diketahui bahwa air formasi memiliki salinitas sebesar 9000 ppm dengan temperatur formasi sebesar 102,4 °C. Apabila nilai ini diplot pada *Schlumberger chart*, maka didapatkan resistivitas air formasi sebesar 0,22 Ωm (Gambar 4.17).

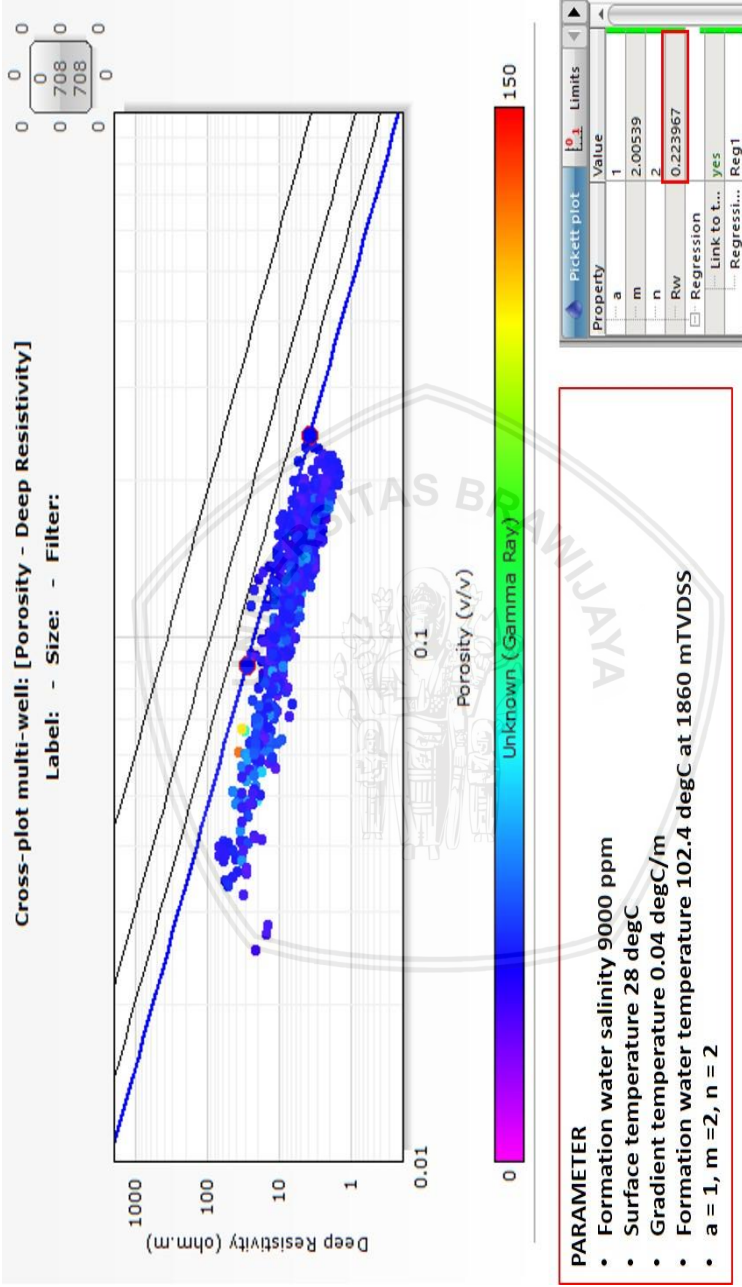
Resistivitas air formasi yang didapatkan dari *Schlumberger chart* merupakan resistivitas air berdasarkan konsentrasi NaCl (salinitas) pada temperatur formasi. Selain menggunakan *Schlumberger chart*, resistivitas air formasi juga dicari menggunakan *Pickett plot*. Berbeda dengan *Schlumberger chart*, *Pickett plot* mencari nilai resistivitas air formasi berdasarkan hubungannya terhadap porositas. Terdapat empat garis saturasi air pada *Pickett plot*, keempat garis ini dari garis paling bawah menyatakan saturasi air 100%, 75%, 50%, dan 25%. Data yang diplotkan pada *Pickett plot* dibatasi hanya pada zona air saja, dengan asumsi bahwa pada zona air tersebut dijenuhi air sepenuhnya (saturasi air 100%), maka didapatkan nilai resistivitas air formasi sebesar 0,22 Ωm (Gambar 4.18). Berdasarkan *Schlumberger chart* dan *Pickett plot*, didapatkan nilai resistivitas air formasi yang sama, sehingga dapat disimpulkan bahwa resistivitas air formasi ialah sebesar 0,22 Ωm .



Gambar 4.16 Zona hidrokarbon (merah) dan zona air (biru). Zona hidrokarbon memiliki resistivitas yang relatif lebih tinggi dibandingkan zona air.



Gambar 4.17 Resistivitas air formasi berdasarkan *Schlumberger chart*. Resistivitas air didapatkan sebesar 0,22 Ωm pada suhu 102,4 °C dengan konsentrasi NaCl 9000 ppm.

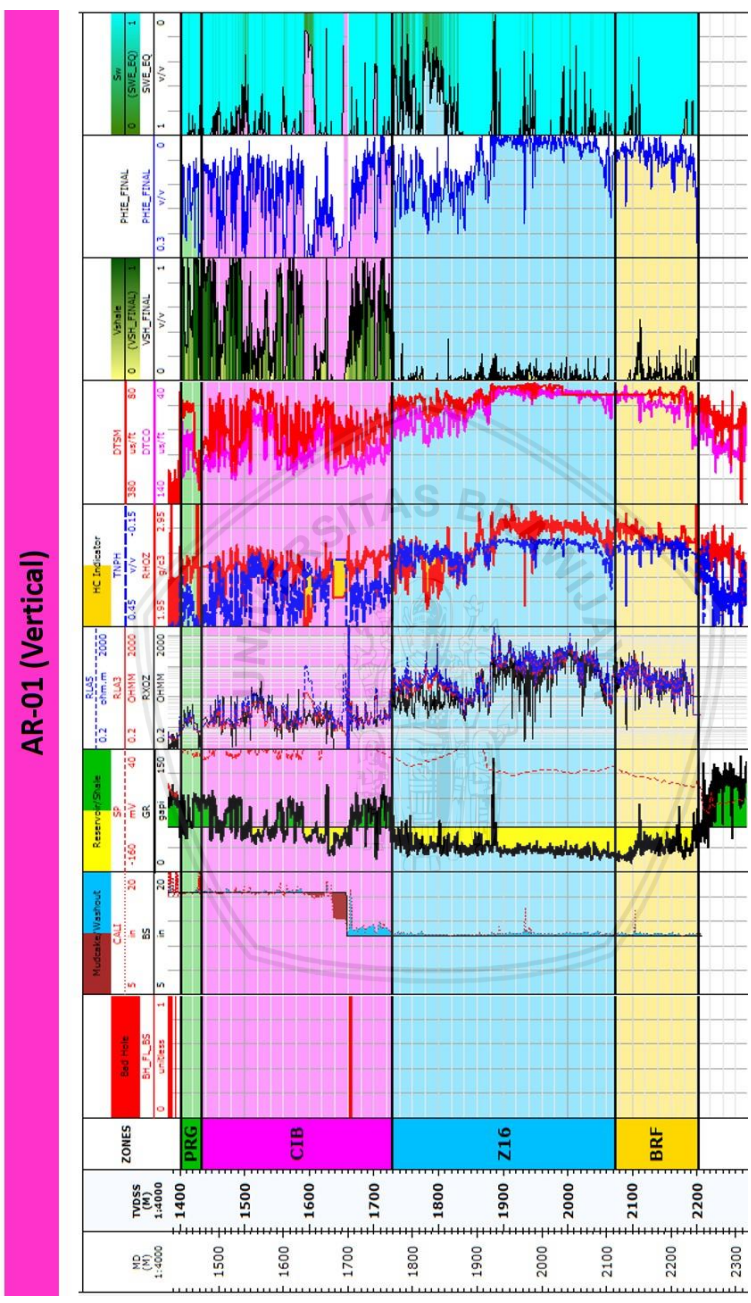


Gambar 4.18 Resistivitas air formasi berdasarkan *Pickett Gtot*. Nilai resistivitas air didapatkan sebesar 0,22 Ω m.

4.7 Saturasi Air (S_w)

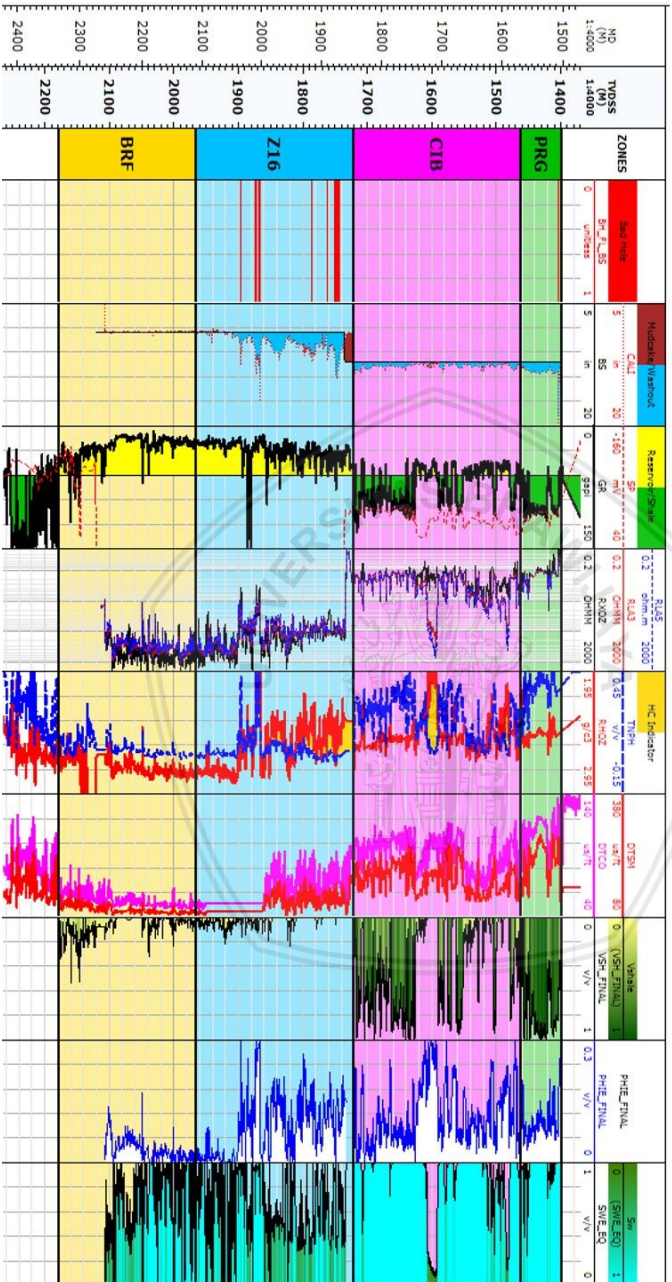
Hasil perhitungan saturasi air sumur AR-01, AR-02, dan AR-03 berturut-turut diperlihatkan oleh Gambar 4.19, Gambar 4.20, dan Gambar 4.21. Pada sumur AR-01, saturasi air interval Z16 berkisar antara 0,1 hingga 1, dan untuk zona hidrokarbon sumur AR-01, saturasi air sebesar 0,1 hingga 0,7. Pada sumur AR-02, saturasi air untuk interval Z16 secara keseluruhan berkisar antara 0,25 hingga 1 dengan saturasi air zona hidrokarbon sebesar 0,25 hingga 0,72. Pada sumur AR-03 saturasi air interval Z16 didapatkan sebesar 0,16 hingga 1, dan pada zona hidrokarbon saturasi air didapatkan sebesar 0,16 hingga 0,75.



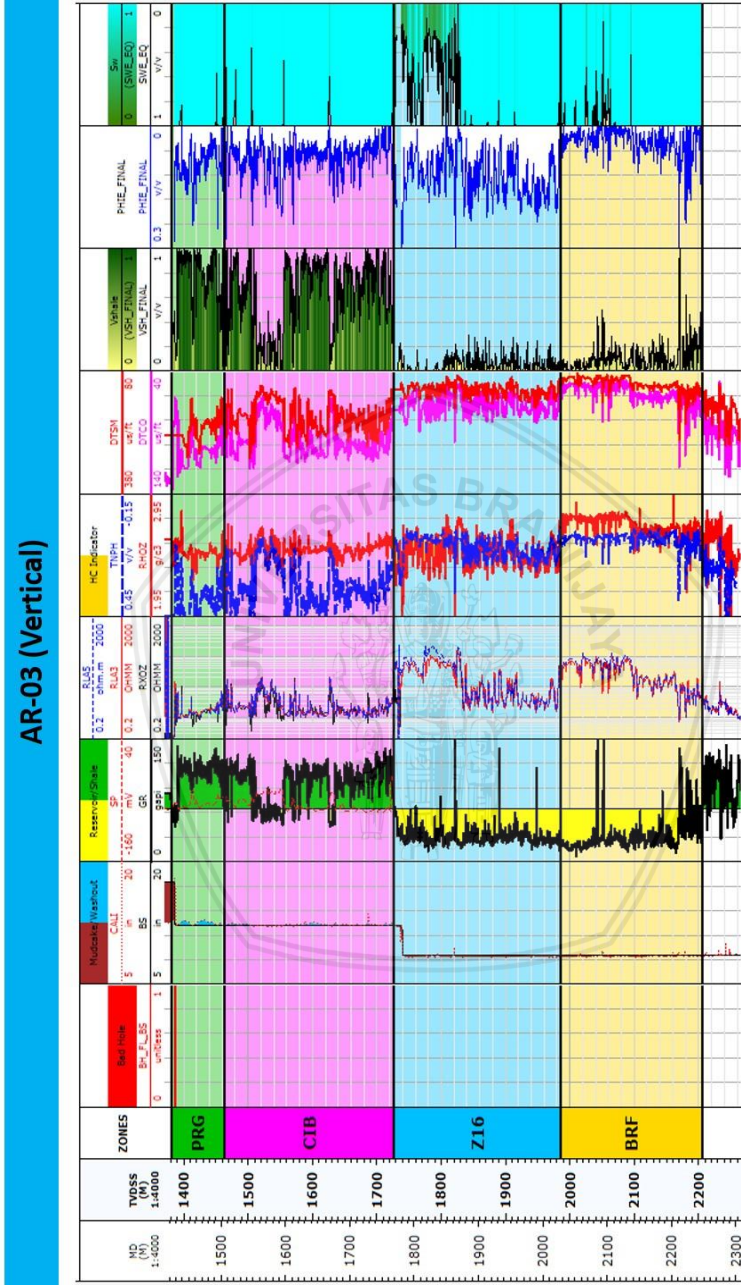


Gambar 4.19 Hasil perhitungan saturasi air (track 12) sumur AR-01.

AR-02 (Deviated)



Gambar 4.20 Hasil perhitungan saturasi air (*track 12*) sumur AR-02.

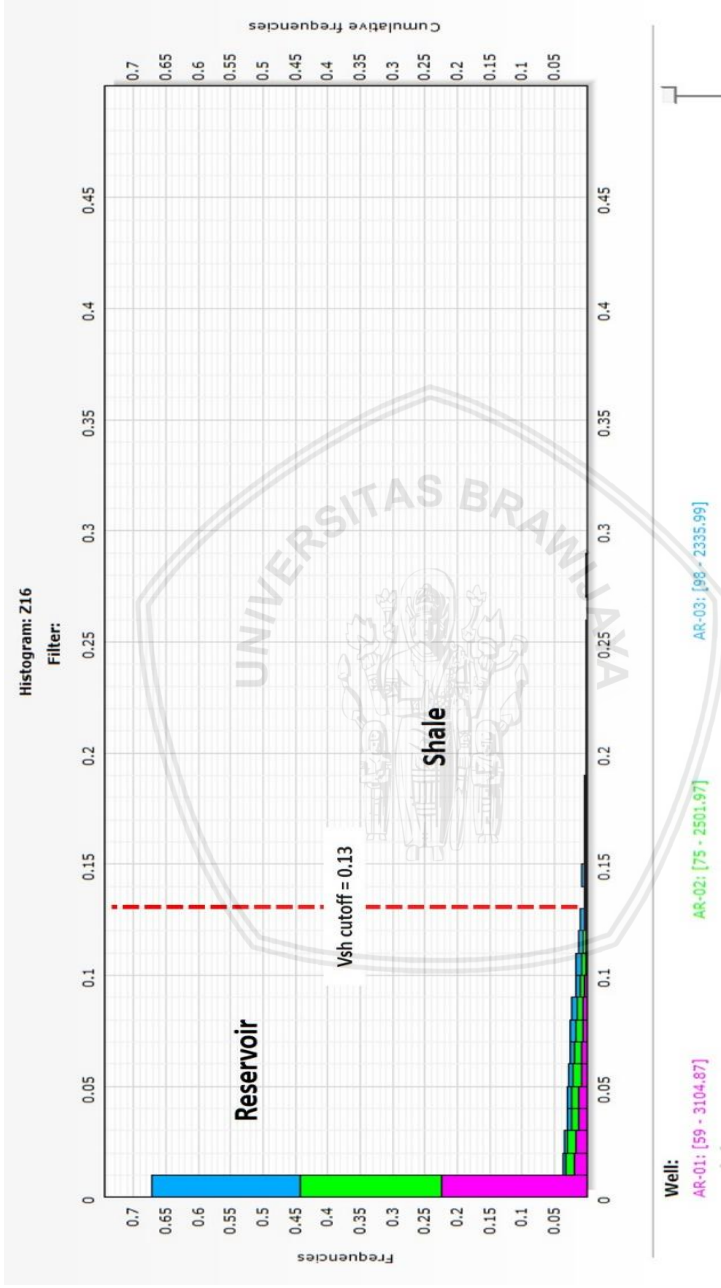


Gambar 4.21 Hasil perhitungan saturasi air (*track 12*) sumur AR-03.

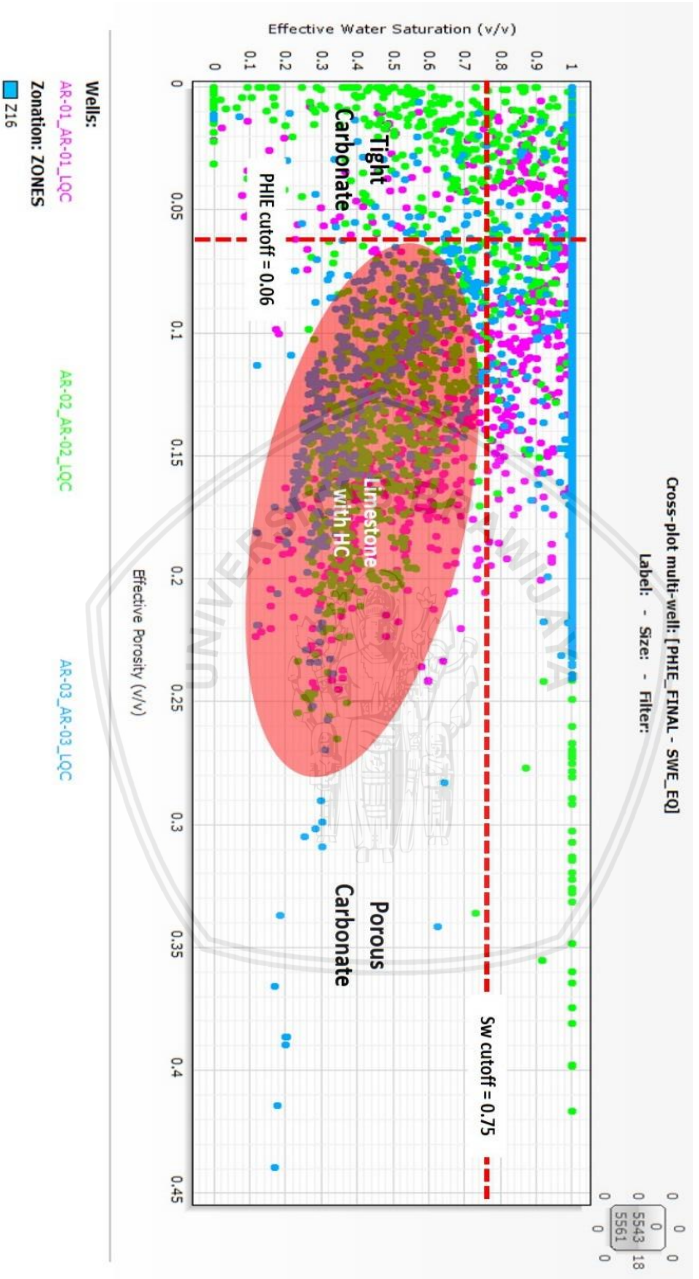
4.8 Nilai Penggal Petrofisika

Interval Z16 seluruhnya diasumsikan sebagai reservoir (*net reservoir*) dengan litologi *limestone*, dengan ini maka nilai penggal kandungan lempung untuk batuan agar dapat dikategorikan sebagai *net reservoir* harus berada di bawah nilai maksimum kandungan lempung Z16. Gambar 4.22 menunjukkan histogram kandungan lempung interval Z16 pada ketiga sumur. Berdasarkan histogram tersebut didapatkan nilai penggal kandungan lempung ialah sebesar 0,13 atau 13%. Sehingga, syarat batuan dapat dikategorikan sebagai reservoir ialah kandungan lempungnya tidak melebihi 13% dari volume batuan keseluruhan.

Nilai penggal porositas ditentukan menggunakan grafik saturasi air (S_w) versus porositas efektif (ϕ_e), grafik ini diperlihatkan oleh Gambar 4.23 Dengan menandai (*highlight*) zona hidrokarbon ketiga sumur, maka akan terlihat bahwa hidrokarbon terisi pada batuan dengan porositas lebih dari 0,06 (6%). Selanjutnya, nilai ini (0,06) digunakan sebagai nilai penggal porositas. Sehingga, batuan karbonat berpori (*porous carbonate*) ditandai dengan nilai porositas di atas 0,06 dan karbonat nonporos (*tight carbonate*) ditandai dengan nilai porositas di bawah 0,06. Adapun nilai penggal saturasi air pada penelitian ini ialah sebesar 0,75 (75%). Jika dilihat kembali grafik S_w vs ϕ_e , terlihat bahwa pada interval zona hidrokarbon dari ketiga sumur, tidak satu pun yang memiliki saturasi air di atas 75%, sehingga penetapan nilai penggal saturasi air sebesar 0,75 dirasa tepat.



Gambar 4.22 Nilai penggal (*cutoff*) kandungan lempung interval Z16. Nilai penggal V_{sh} didapatkan sebesar 0,13 (13%).



Gambar 4.23 Nilai penggal (*cutoff*) porositas efektif (PHIE) dan saturasi air (Sw). Nilai penggal PHIE = 0,06 (6%) dan Sw = 0,75 (75%).

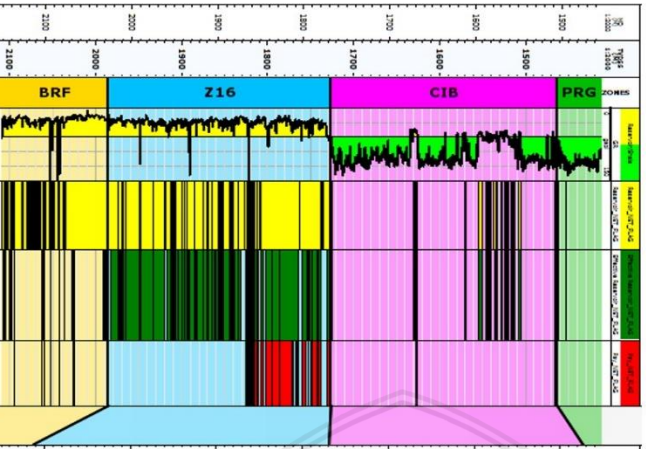
4.9 Lumping Reservoir

Berdasarkan pembahasan pada subbab 4.8 sebelumnya, didapatkan nilai penggal kandungan lempung sebesar 0,13 (13%), nilai penggal porositas sebesar 0,06 (6%), dan nilai penggal saturasi air sebesar 0,75. Ketiga nilai penggal ini digunakan dalam *lumping* reservoir sehingga akan didapatkan ketebalan *net reservoir* (NR), *net effective reservoir* (NER), dan *net pay* (NP). Hasil *lumping* reservoir diperlihatkan pada Gambar 4.24. Selanjutnya, ketebalan NR, NER, dan NP pada interval Z16 untuk setiap sumur dirangkum dalam Tabel 4.3. Berdasarkan Tabel 4.3 dapat diketahui bahwa *net effective reservoir* (NER) atau karbonat berpori dengan ketebalan paling tebal terdapat pada sumur AR-03, yakni mencapai 206 m. Ketebalan NER/karbonat berpori yang tidak sama pada ketiga sumur menunjukkan bahwa persebaran karbonat berpori interval Z16 tidak merata.

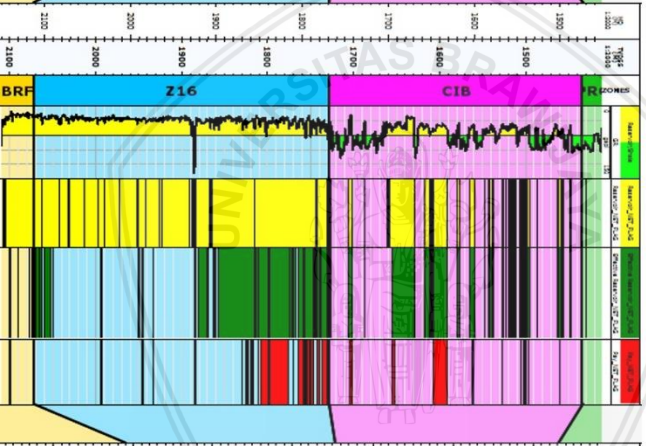
Tabel 4.3 Ketebalan NR, NER, dan NP ketiga sumur pada interval Z16.

WELL		AR-01	AR-02	AR-03
INTERVAL		Z16	Z16	Z16
GROSS		343.516	244.538	259.044
THICKNESS (m)	NR	335.286	240.197	240.145
	NER	147.072	133.607	206.499
	NP	61.569	101.3	64.16

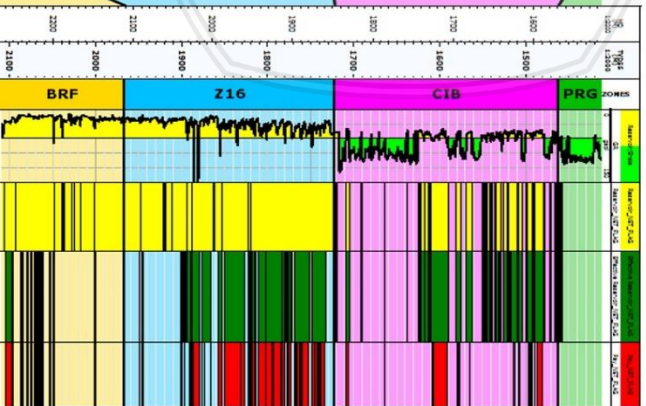
AR-03 (Vertical)



AR-01 (Vertical)



AR-02 (Deviated)

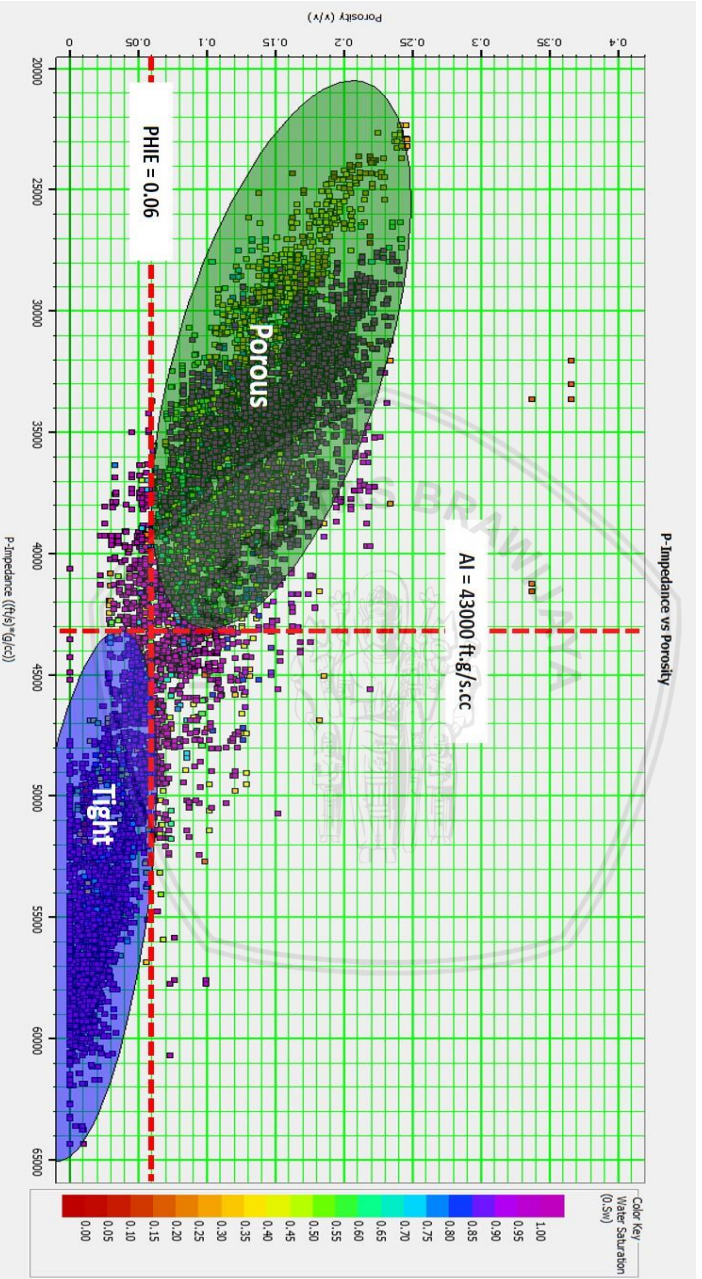


Gambar 4.24 Hasil lumping reservoir. *Net reservoir* (NR) berwarna kuning, *Net effective reservoir* (NER) berwarna hijau, dan *net pay* (NP) berwarna merah.

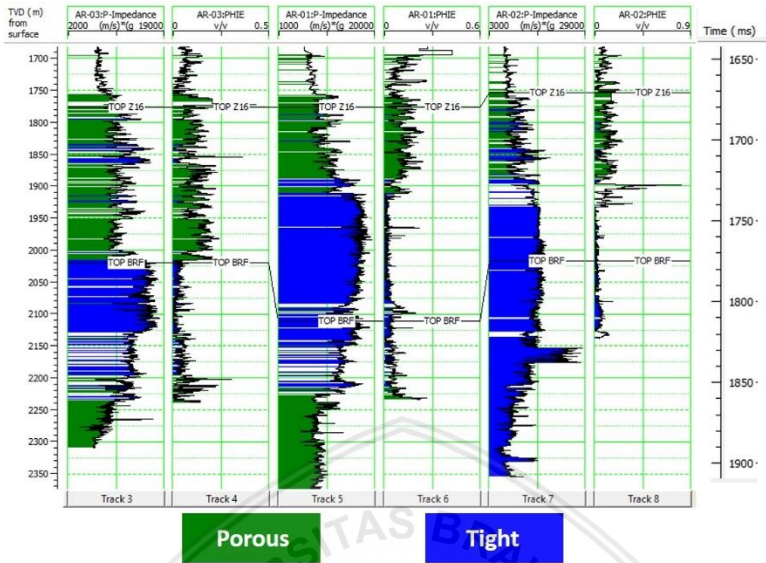
4.10 Analisa Kelayakan (*Feasibility Analysis*)

Gambar 4.25 menunjukkan hasil *feasibility test*. Sumbu X pada Gambar 4.25 merupakan impedansi akustik (*acoustic impedance / AI*) dan sumbu Y merupakan porositas efektif (ϕ_e). Data sumur yang digunakan pada *feasibility test* ini dibatasi hanya pada Top Z16 hingga Top Baturaja (BRF) serta hanya menggunakan data sumur AR-01 dan AR-03 saja dikarenakan terjadi eror pada data sonik-P (DTCO) sumur AR-02. Sebelumnya, telah didapatkan nilai penggal antara karbonat berpori dan nonporos yakni sebesar 0,06 (6%). Berdasarkan informasi ini, maka pada *feasibility test*, data dapat dipisah menjadi dua zona, yakni zona porous dan zona nonporous. Pada hasil *feasibility test*, terlihat bahwa zona porous dan nonporous juga dapat dibatasi berdasarkan nilai impedansinya. Zona porous (hijau) dengan porositas efektif lebih dari 0,06 memiliki nilai impedansi di bawah 43000 ft.g/s.cc, sedangkan zona nonporous (biru) dengan porositas kurang dari 0,06 memiliki impedansi di atas 43000 ft.g/s.cc. Dari sini dapat diketahui bahwa nilai porositas yang tinggi berkorelasi dengan nilai impedansi yang rendah. Terpisahkannya karbonat berpori dan nonporous oleh porositas dan impedansi akustik, membuktikan bahwa inversi impedansi akustik dapat digunakan untuk memisahkan karbonat berpori ($\phi_e > 0,06$) dan karbonat nonporous ($\phi_e < 0,06$).

Gambar 4.26 merupakan penampang (*cross section*) dari *feasibility plot*. Berdasarkan Gambar 4.26 dapat diketahui bahwa sumur AR-03 memiliki ketebalan karbonat berpori (NER) paling tebal dibandingkan kedua sumur lainnya. Hal ini sesuai dengan hasil *lumping* yang ditunjukkan pada Gambar 4.24. Dari *cross section* ini dapat disimpulkan bahwa distribusi porositas pada tubuh *Buildup* Z16 tidak merata.



Gambar 4.25 Feasibility plot interval Z16. Didapatkan impedansi (AI) maksimum untuk karbonat berpori sebesar 43000 ft.g/s.cc.



Gambar 4.26 Feasibility section interval Z16. Karbonat berpori paling tebal berada pada sumur AR-03.

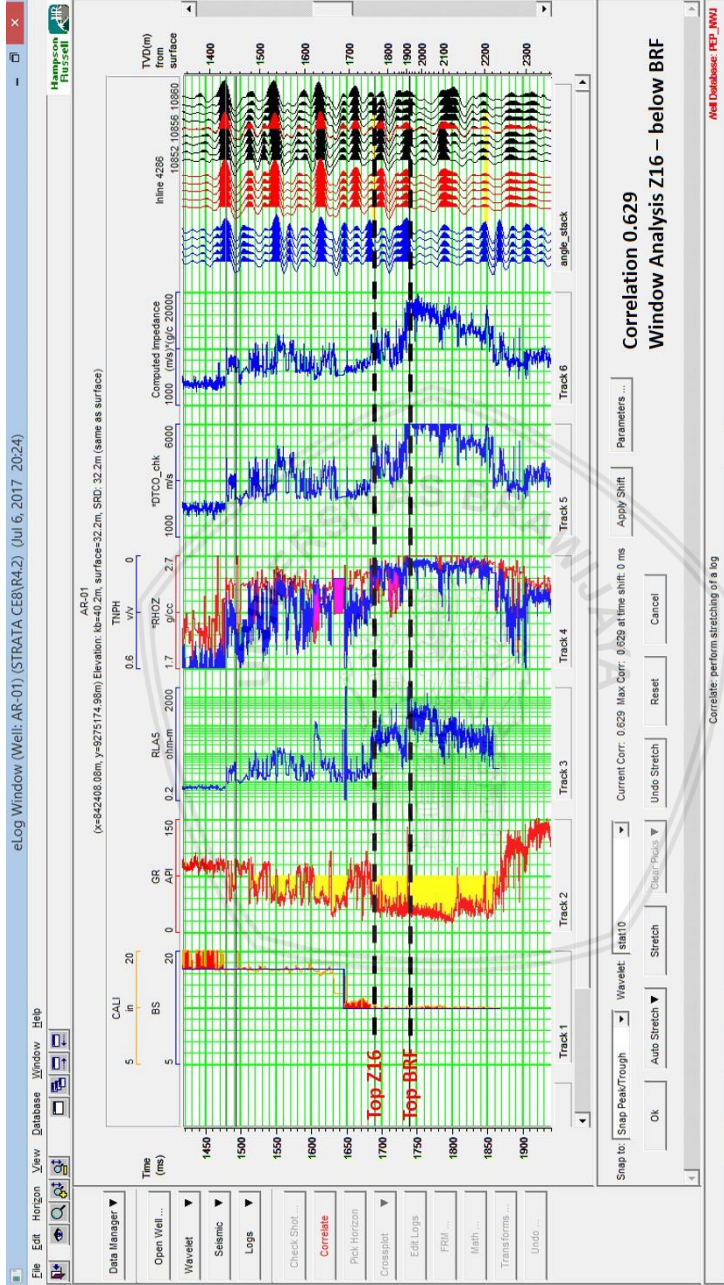
Tabel 4.4 Hasil estimasi wavelet. Didapatkan wavelet stat10 sebagai wavelet dengan tingkat korelasi terbaik.

WAVELET TYPE	WAVELET NAME	WAVELET PHASE	CORRELATION VALUE		
			AR-01	AR-02	AR-03
Ricker Wavelet	ricker01	0	0.614	0.389	0.691
	ricker02	0	0.602	0.358	0.671
	ricker03	0	0.612	0.387	0.624
Statistical Wavelet	stat01	0	0.606	0.405	0.702
	stat02	0	0.609	0.401	0.703
	stat03	0	0.58	0.394	0.705
	stat04	0	0.603	0.397	0.706
	stat05	0	0.58	0.394	0.705
	stat06	0	0.611	0.394	0.717
	stat07	0	0.627	0.412	0.697
	stat08	0	0.614	0.394	0.707
	stat09	0	0.605	0.389	0.701
	stat10	0	0.629	0.438	0.714
Use Well Wavelet	well01	146	-0.604	-0.182	-0.659
	well02	148	-0.639	-0.229	-0.69
	well03	146	-0.612	-0.199	-0.677

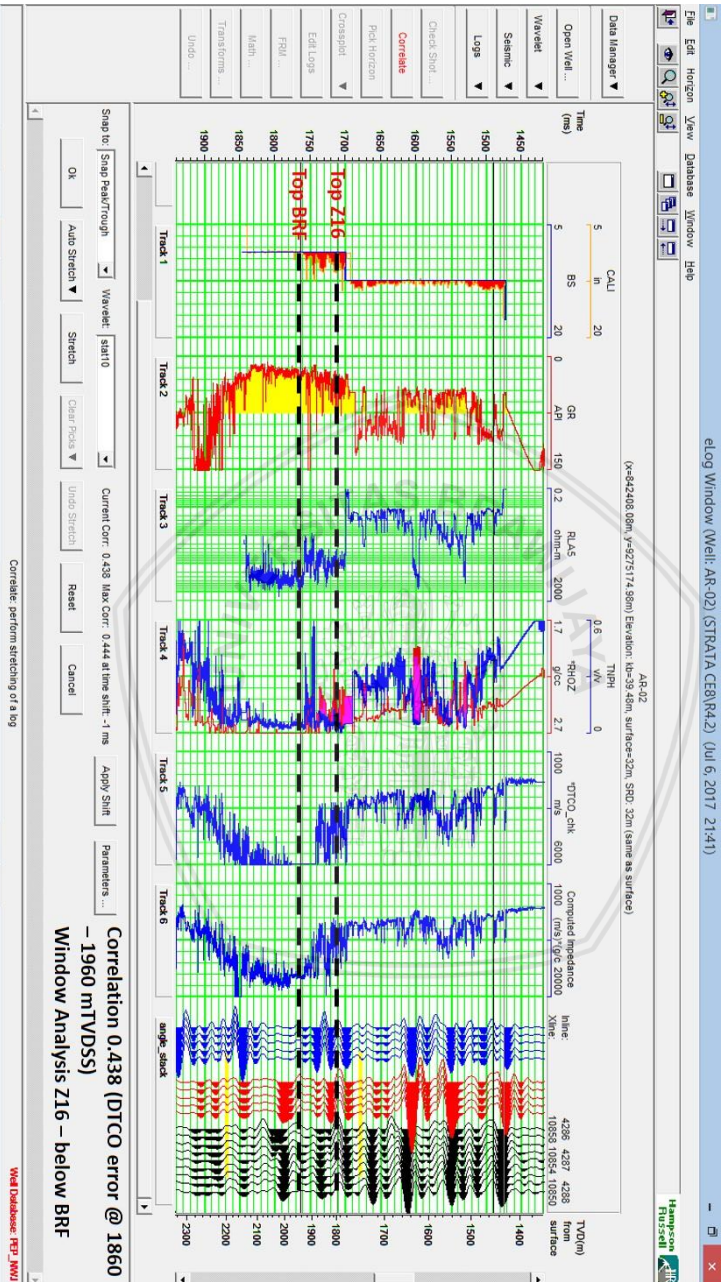
4.11 Well Seismic Tie

Sebelum dilakukannya *well seismic tie*, dilakukan terlebih dahulu estimasi *wavelet*. Pada penelitian ini penulis mendapatkan 17 *wavelet* yang kemudian dipilih satu *wavelet* dengan nilai korelasi terbaik. Ketujuh belas *wavelet* beserta nilai korelasinya ditunjukkan pada Tabel 4.4 *Wavelet* terbaik, yakni stat10 merupakan *wavelet* hasil ekstraksi statistik dengan fase nol (*zero phase*), memiliki frekuensi maksimum 18 Hz, dan *wavelength* 150 ms. Menggunakan *wavelet* stat10 kemudian dilakukan *well seismic tie* pada sumur AR-01, AR-02, dan AR-03. Hasil dari *well seismic tie* ketiga sumur ini diperlihatkan oleh Gambar 4.27, Gambar 4.28, dan Gambar 4.29.

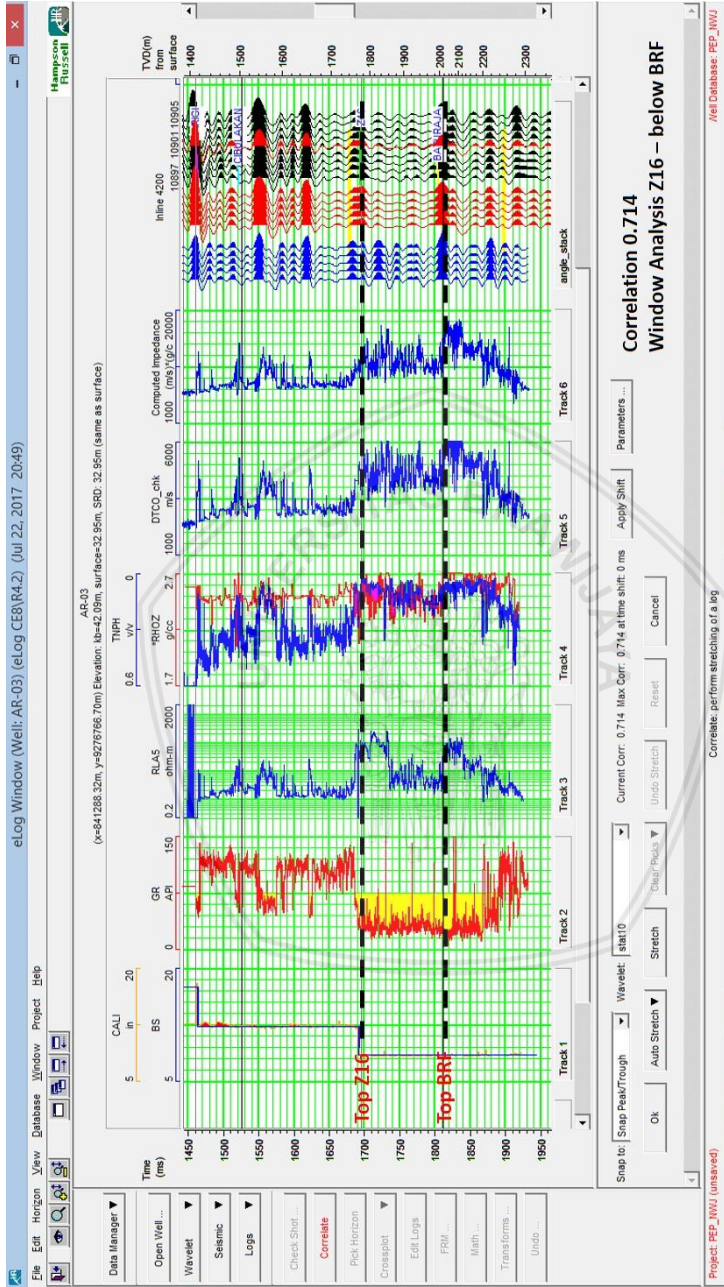
Well seismic tie ketiga sumur dilakukan dengan jendela analisa (*window analysis*) pada 10 ms di atas Top Z16 hingga 100 ms di bawah Top Baturaja (BRF). Secara kuantitatif, nilai korelasi *well seismic tie* sumur AR-01 dan AR-03 melebihi 0,6 sehingga dapat dikategorikan baik. Secara kualitatif pun, *trace* seismogram sintetik (*trace* biru) sudah memiliki kesamaan bentuk terhadap *trace* seismik dari data seismik (*trace* merah). Jika dilihat hasil *well seismic tie* sumur AR-02 (Gambar 4.28), secara kuantitatif memiliki nilai korelasi yang buruk (di bawah 0,6). Hal ini dikarenakan terdapat eror log sonik-P (DTCO) pada sumur AR-02, tepatnya pada kedalaman 1860 – 1960 mTVDSS. Secara kualitatif, *well seismic tie* sumur AR-02 terbilang cukup baik karena sudah menunjukkan kesamaan antara *trace* sintetik seismogram dan *trace* seismik. Sehingga, *well seismic tie* pada sumur AR-02 dapat dikategorikan baik.



Gambar 4.27 Hasil well seismic tie sumur AR-01. Wavelet yang digunakan ialah stat10.



Gambar 4.28 Hasil well seismic tie sumur AR-02. *Wavetlet* yang digunakan ialah stat10.



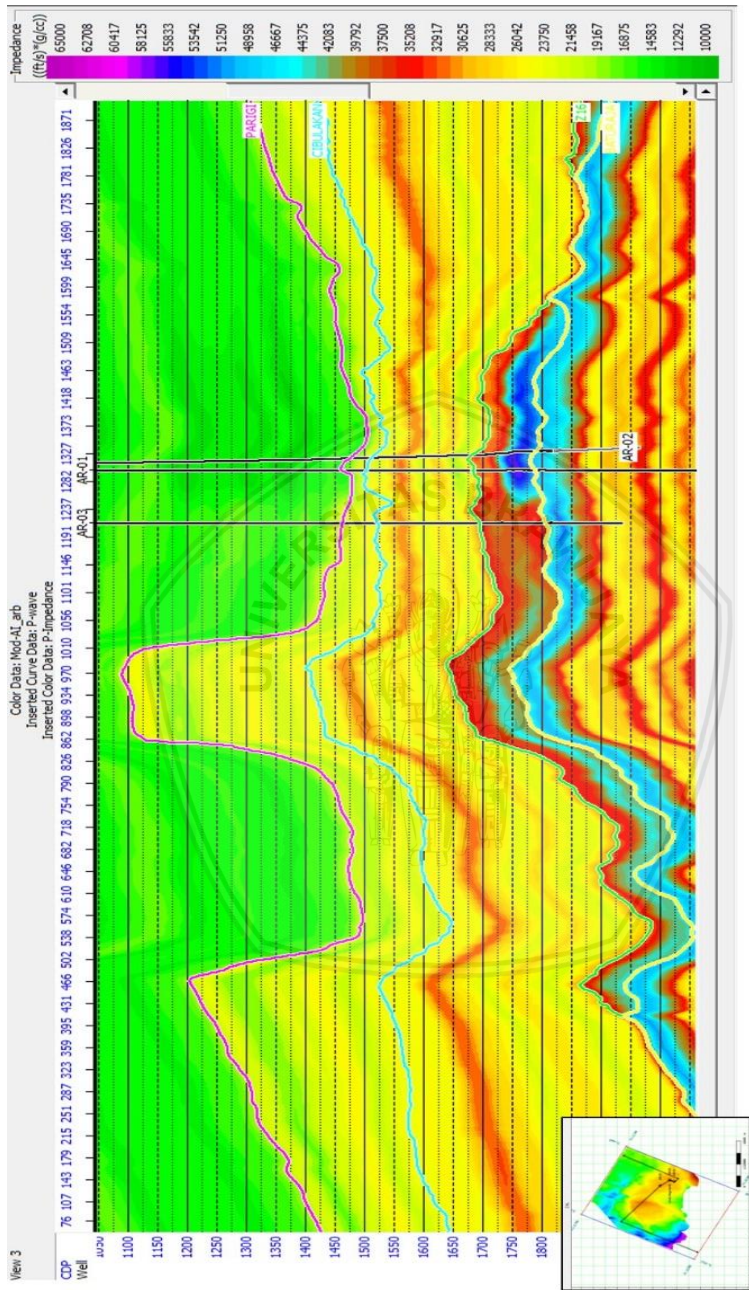
Gambar 4.29 Hasil well seismic tie sumur AR-03. Wavelet yang digunakan ialah stat10.

4.12 Model Awal Inversi

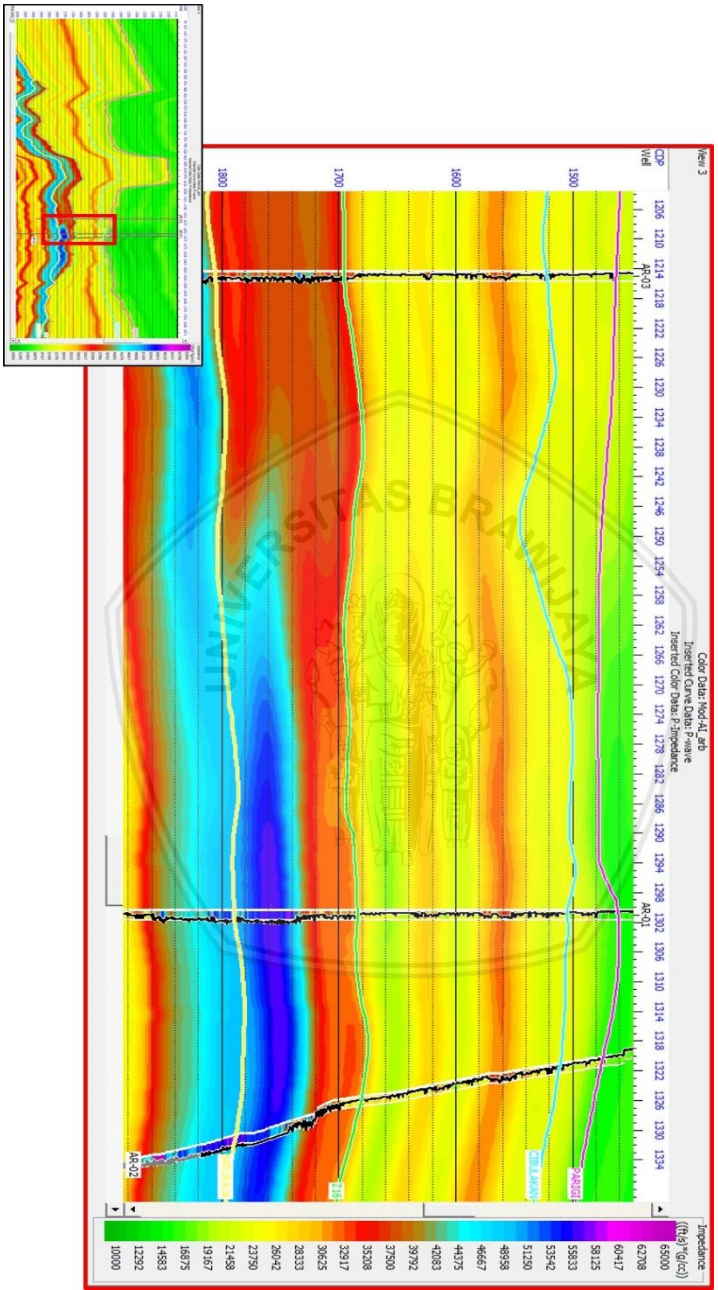
Gambar 4.30 menunjukkan model awal (*initial model*) yang akan digunakan pada proses inversi. *Wavelet* yang digunakan dalam pembuatan model awal ini ialah *wavelet* stat10, horizon yang digunakan ialah horizon Parigi, Cibulakan, Z16, dan Baturaja. Sumur yang digunakan untuk pembuatan model awal hanya sumur AR-01 dan AR-03 saja dikarenakan pada sumur AR-02 terdapat eror log sonik-P yang akan mempengaruhi impedansi akustik sumur tersebut. Jika dibuat penampang yang melewati ketiga sumur, dan dengan membandingkan impedansi sumur terhadap impedansi model, terlihat bahwa impedansi sumur dan impedansi model sudah sesuai, hal ini diperlihatkan dengan kesamaan warna impedansi antara sumur dan model (Gambar 4.31). Dari sini dapat disimpulkan bahwa model awal yang dihasilkan memiliki kualitas model impedansi yang baik, dan dapat digunakan dalam proses inversi selanjutnya.

4.13 Analisa Inversi (*Inversion Analysis*)

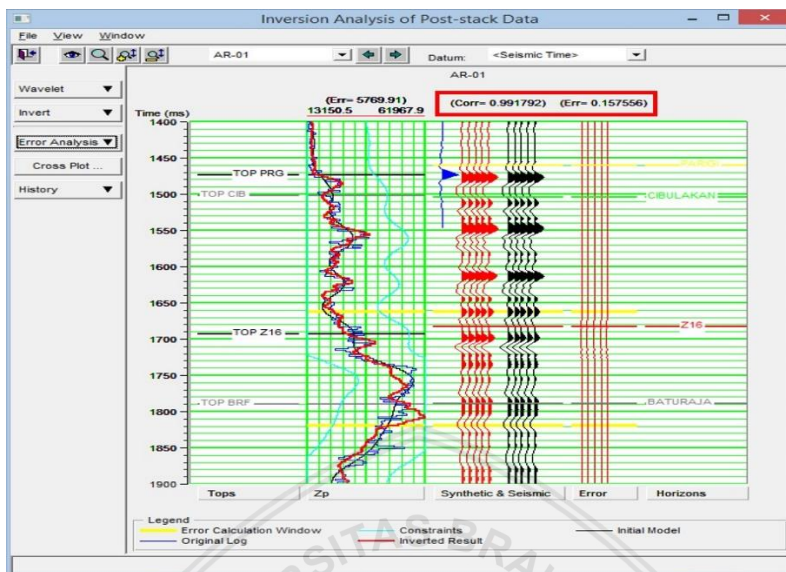
Analisa inversi dilakukan pada sumur AR-01 dan AR-03 saja dikarenakan hanya kedua sumur ini yang terlibat dalam pembuatan model awal inversi. *Wavelet* yang digunakan pada analisa inversi ini ialah *wavelet* stat10. Tujuan dari analisa inversi ini ialah untuk mendapatkan parameter inversi saat korelasi antara sintetik seismik (*trace* merah) dan *real* seismik (*trace* hitam) mencapai nilai korelasi yang tinggi. Analisa inversi sumur AR-01 (Gambar 4.32) dan sumur AR-03 (Gambar 4.33) mencapai 0,99 dengan eror korelasi di bawah 0,2. Nilai korelasi ini terbilang sangat baik karena nilainya yang mendekati satu.



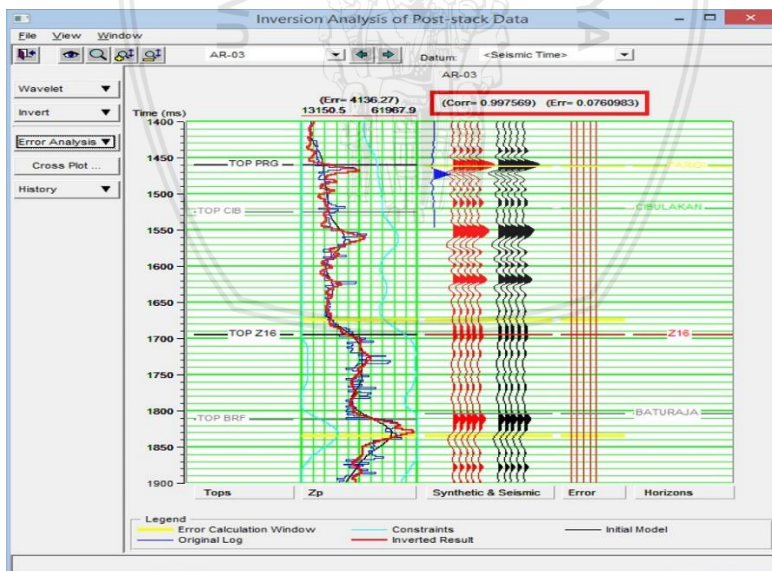
Gambar 4.30 Model awal impedansi. Model dibuat menggunakan sumur AR-01 dan AR-03.



Gambar 4.31 *Quality control* model awal impedansi. Terlihat bahwa impedansi model telah disesuaikan dengan impedansi sumur.



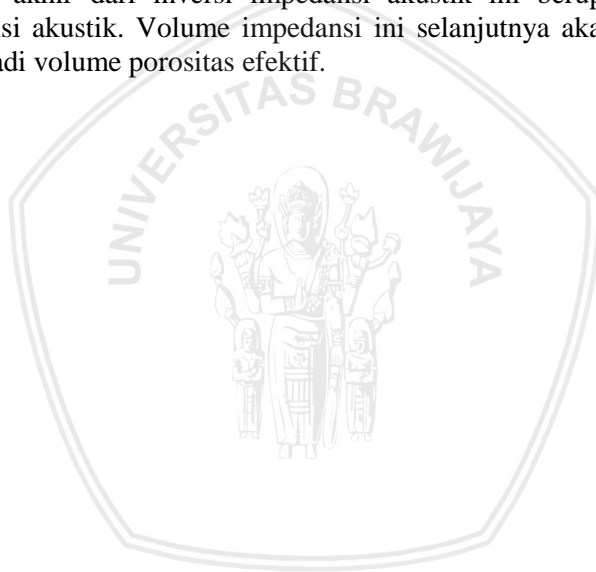
Gambar 4.32 Analisa inversi (*inversion analysis*) sumur AR-01. Nilai korelasi sumur AR-01 didapatkan sebesar 0,99.

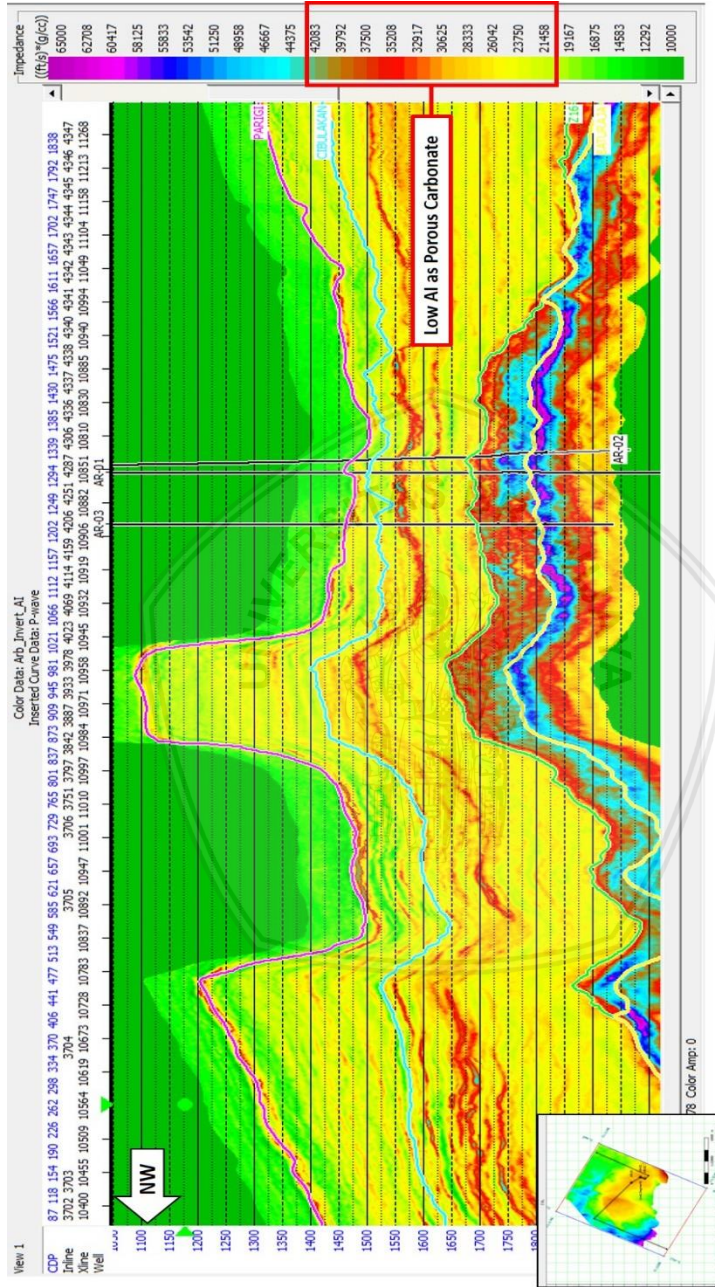


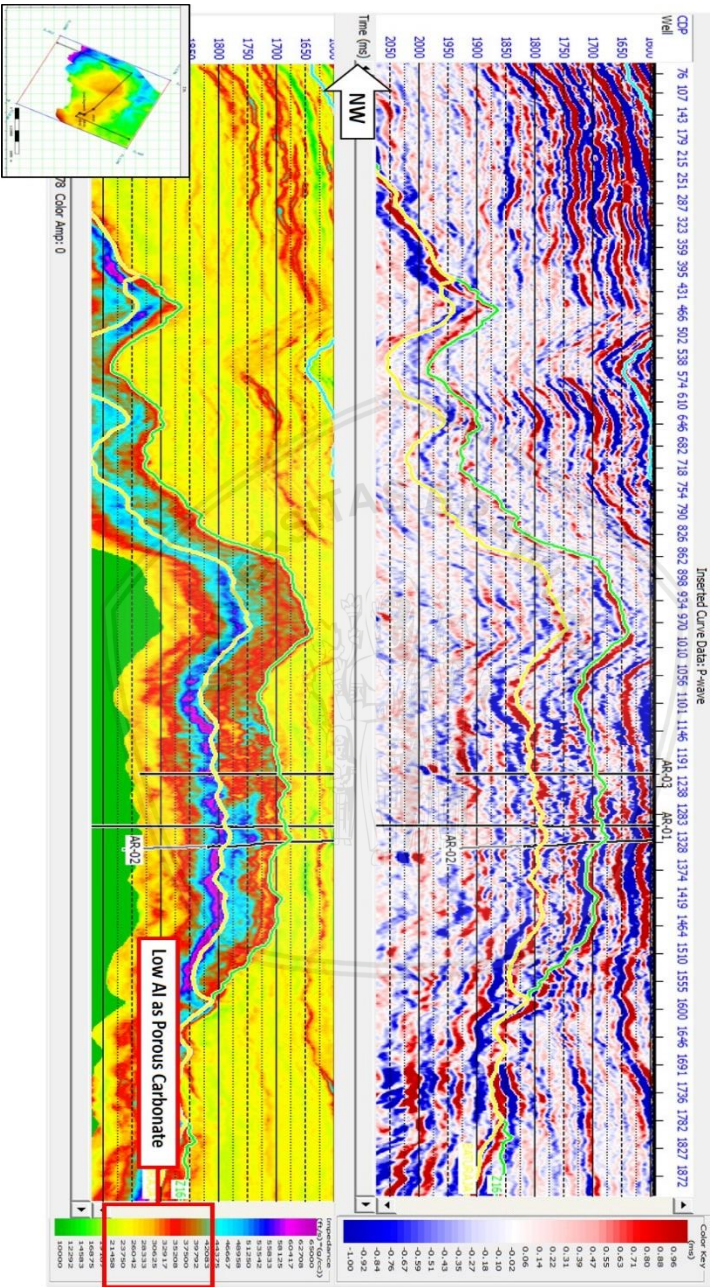
Gambar 4.33 Analisa inversi (*inversion analysis*) sumur AR-03. Nilai korelasi sumur AR-03 didapatkan sebesar 0,99.

4.14 Analisa Hasil Inversi

Gambar 4.34 merupakan hasil inversi impedansi akustik yang ditampilkan oleh penampang yang melewati ketiga sumur. Pada pembahasan subbab 4.10 sebelumnya, karbonat berpori memiliki nilai impedansi akustik di bawah 43000 ft.g/s.cc. Pada Gambar 4.34 karbonat berpori ini ditunjukkan oleh zona-zona berwarna kuning hingga merah kebiruan. Jika dilakukan perbandingan hasil inversi impedansi akustik terhadap data seismik awal (Gambar 4.35), terlihat bahwa data seismik tidak dapat membedakan dengan jelas antara karbonat berpori (poros) dan karbonat nonporos. Hal ini berbeda dengan hasil inversi yang dapat memisahkan karbonat berpori dan nonporos. Hasil akhir dari inversi impedansi akustik ini berupa volume impedansi akustik. Volume impedansi ini selanjutnya akan dikonversi menjadi volume porositas efektif.





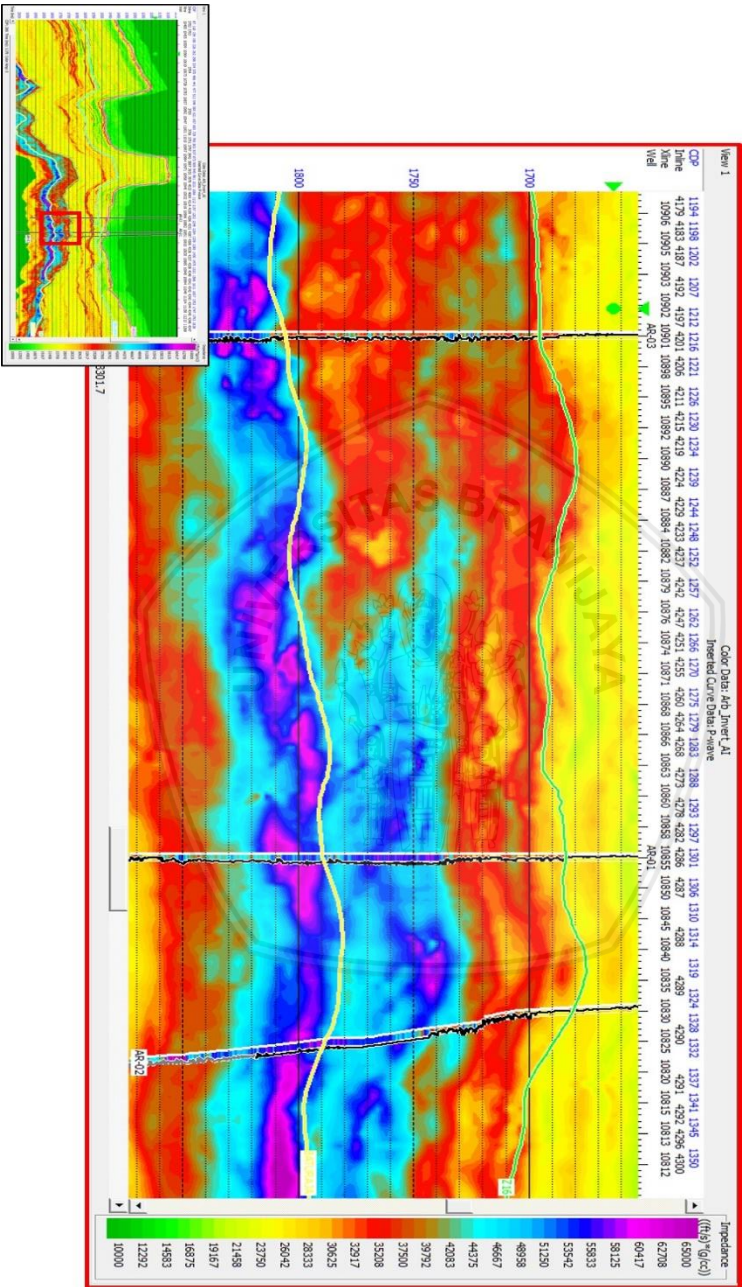


Gambar 4.35 Perbandingan amplitudo seismik pada data seismik (atas) terhadap hasil inversi (bawah). Hasil inversi mampu membedakan karbonat berpori dengan lebih baik daripada data seismik konvensional.

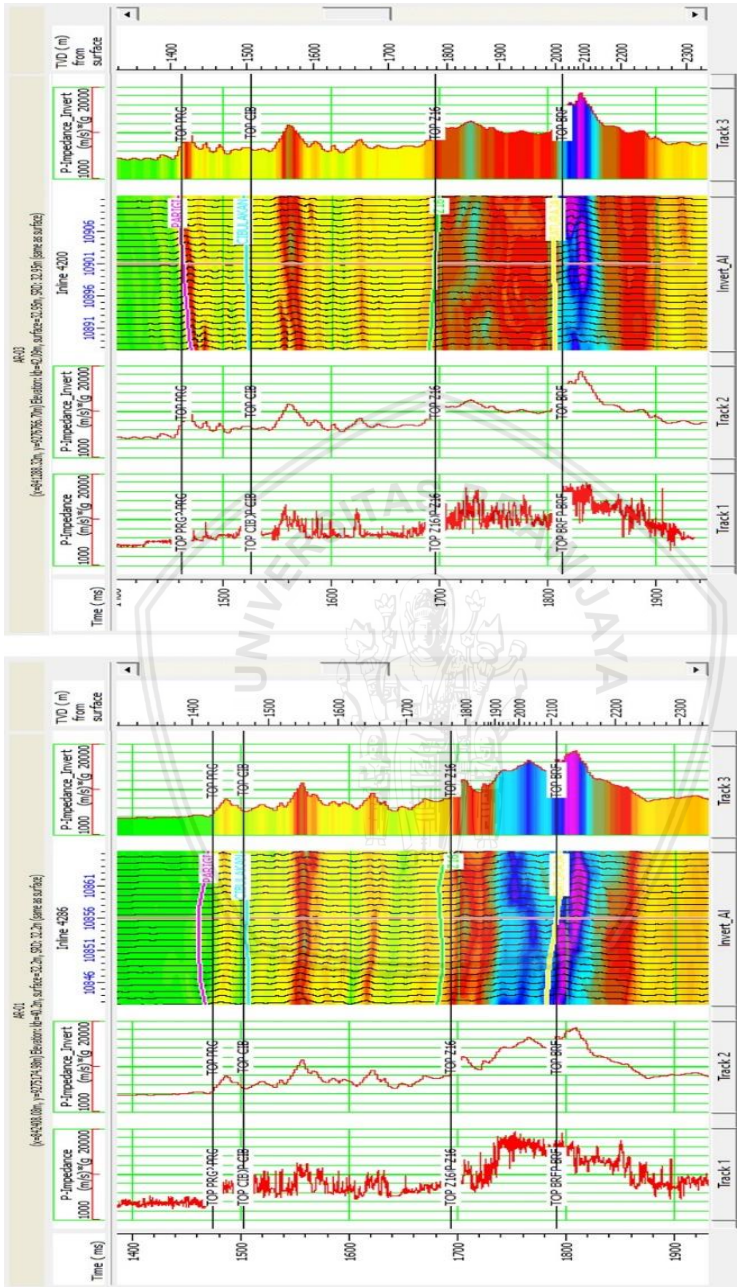
4.15 *Quality Control* Hasil Inversi

Sebelum dilakukannya konversi ke dalam volume porositas, terlebih dahulu dilakukan *quality control* pada volume impedansi. *Quality control* ini dilakukan dengan membandingkan impedansi hasil inversi terhadap impedansi sumur (log impedansi) serta dengan menganalisa eror hasil inversi. Gambar 4.36 dan Gambar 4.37 menunjukkan perbandingan antara impedansi hasil inversi terhadap impedansi sumur. Kesamaan rentang impedansi serta kesamaan *trend* impedansi antara impedansi hasil inversi (P-Impedance_Invert, Gambar 4.37) terhadap impedansi sumur (P-Impedance), menunjukkan bahwa impedansi hasil inversi dan impedansi sumur saling bersesuaian.

Analisa eror inversi diperlihatkan oleh Gambar 4.38 dan Gambar 4.39. Gambar 4.38 menampilkan eror inversi secara vertikal dan lateral, sedangkan Gambar 4.39 menampilkan distribusi eror secara lateral. Pada Gambar 4.38 terlihat bahwa *trace inverted error* horizon Z16 hingga Baturaja memiliki amplitudo yang rendah, hal ini ditunjukkan dengan bentuk *trace* yang lurus. Kemudian, jika eror inversi ini dilihat secara lateral (Gambar 4.39), terlihat bahwa untuk seluruh luasan daerah penelitian, amplitudo *trace inverted error* memiliki amplitudo yang relatif kecil jika dibandingkan data seismik awal. Amplitudo eror ini hanya berkisar antara -1884 hingga 60 ms. Terbilang kecil jika dibandingkan dengan data seismik inputan yang memiliki rentang amplitudo dari -13604 hingga 14123 ms. Berdasarkan hasil seluruh *quality control* yang telah dijelaskan, maka dapat disimpulkan bahwa kualitas hasil inversi terbilang baik.

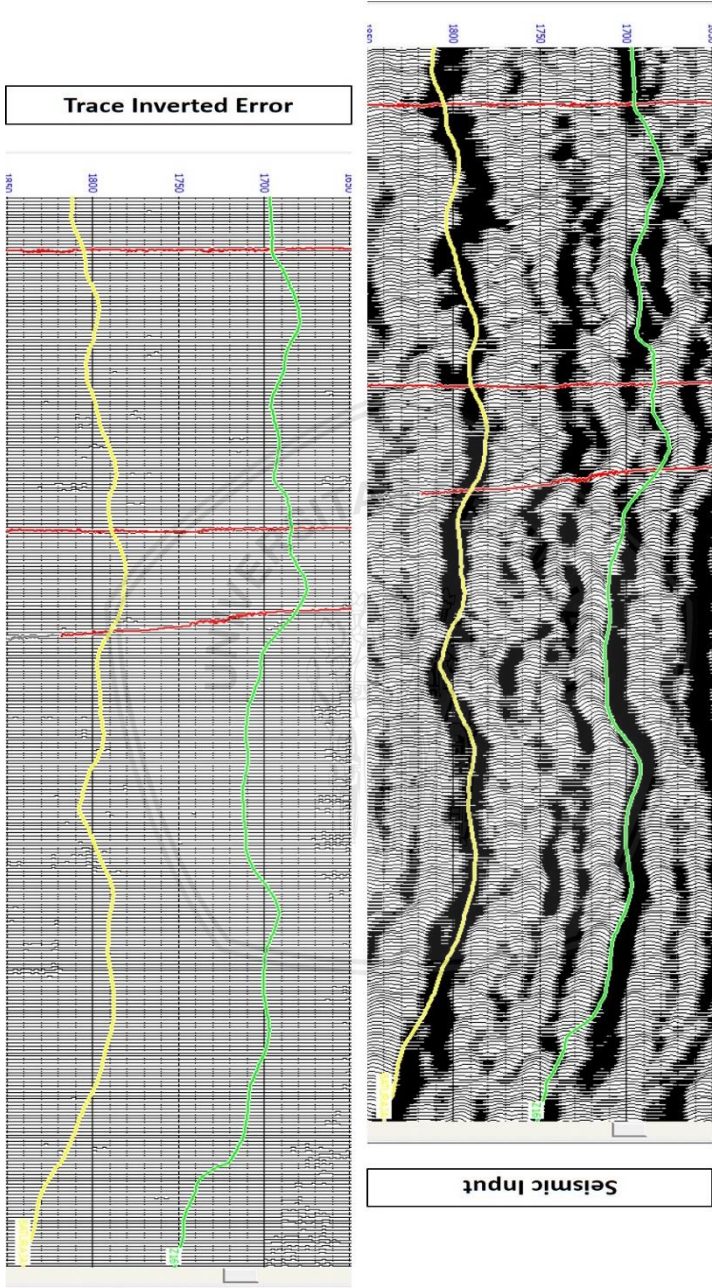


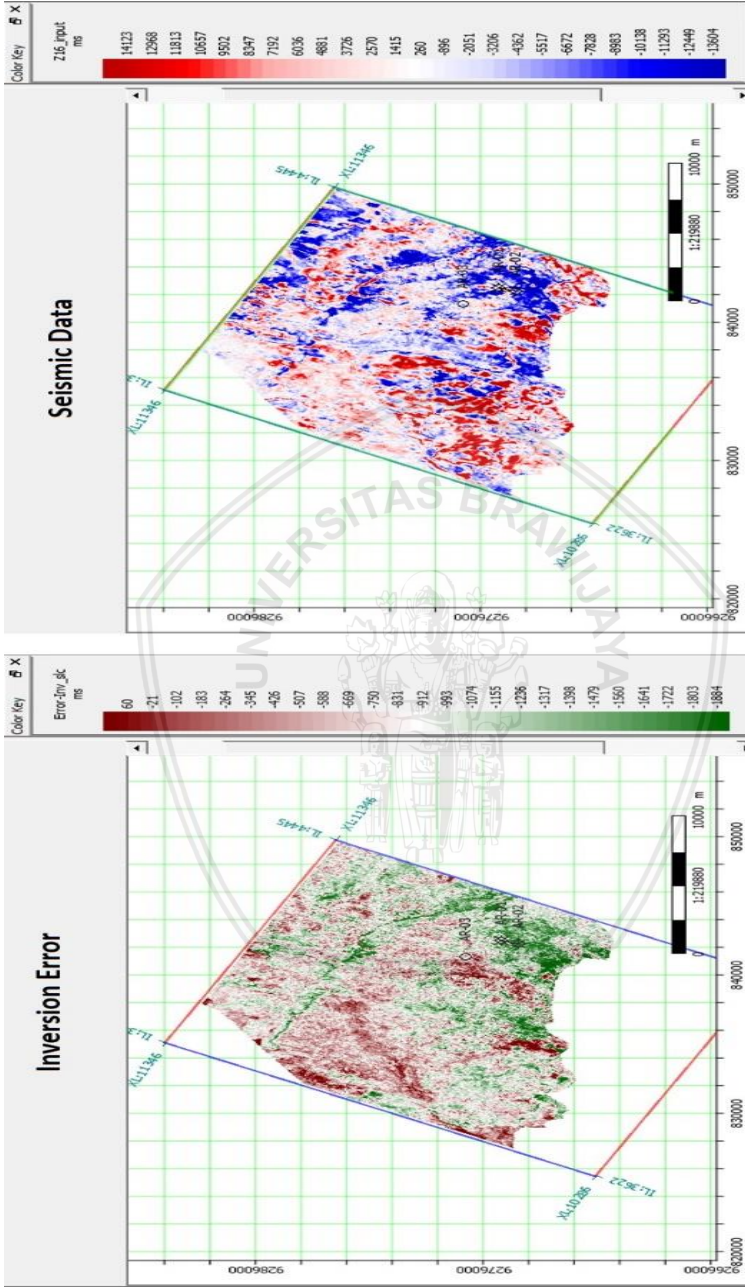
Gambar 4.36 *Quality control* hasil inversi. Terlihat impedansi hasil inversi dan impedansi sumur bersesuaian.



Gambar 4.37 Quality control hasil inversi. *Trend impedansi* hasil inversi merupakan *trend impedansi* sumur.

Gambar 4.38 *Quality control* hasil inversi. Amplitudo *trace inverted error* yang kecil menunjukkan eror inversi yang kecil.





4.16 Volume Porositas dan Penyayatan (*Slicing*)

Setelah didapatkan volume impedansi akustik yang telah melewati *quality control*, selanjutnya ialah mengkonversi volume impedansi ini menjadi volume porositas. Sebelum dilakukan konversi, terlebih dahulu mencari persamaan linier yang dapat menghubungkan antara impedansi akustik dan porositas (Gambar 4.40). Oleh sebab itu, dibuat *cross plot* antara porositas efektif/ ϕ_e (sumbu Y) dan impedansi akustik/AI (sumbu X). Dari *cross plot* ini, didapatkan persamaan linier impedansi dan porositas, yaitu $\phi_e = -0,0000058 \times AI + 0,338$ dengan eror regresi sebesar 0,036. Menggunakan persamaan ini, dengan volume impedansi akustik sebagai input AI, maka akan dihasilkan volume porositas efektif (Gambar 4.41). Gambar 4.42 merupakan perbandingan antara impedansi akustik dan porositas efektif pada penampang yang melewati ketiga sumur. Dari Gambar 4.41 dapat diketahui bahwa karbonat berpori dengan porositas efektif di atas 0,06 memiliki ketebalan paling tebal di sekitar sumur AR-03 hingga ke arah barat laut dari sumur tersebut.

Penyayatan atau *slicing* dilakukan terhadap volume impedansi hasil inversi dan volume porositas untuk melihat distribusi poros karbonat. *Slicing* dilakukan pada kedalaman 20, 40, 60, dan 80 ms di bawah horizon Z16. Gambar 4.43 menunjukkan hasil *slicing* impedansi dan porositas pada Z16 + 20 ms. Dari sayatan tersebut, terlihat bahwa karbonat berpori pada *Buildup* Z16 yang ditunjukkan oleh zona berwarna merah pada sayatan impedansi atau dengan warna kuning – merah pada sayatan porositas, terdistribusi secara luas dan hampir menyeluruh dari tubuh *Buildup* Z16. Ketiga sumur penelitian terlihat menembus karbonat berpori pada kedalaman 20 ms di bawah horizon Z16 ini.

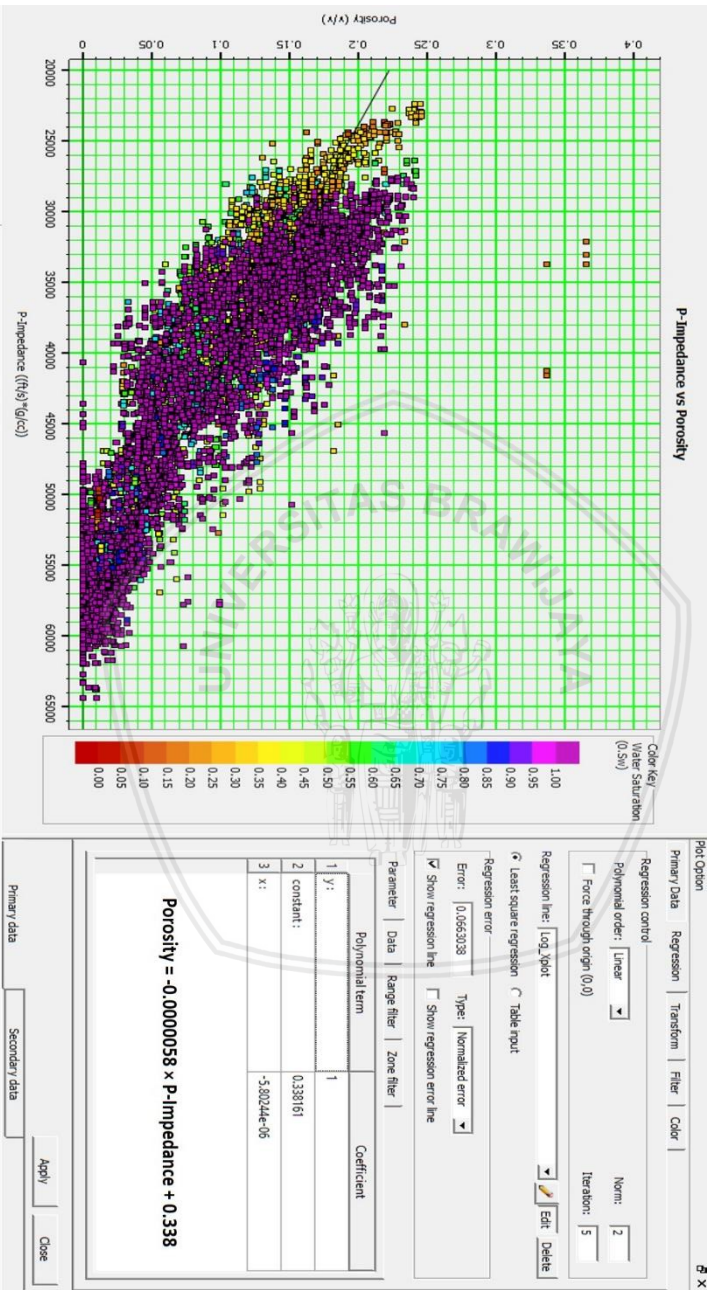
Gambar 4.44 menunjukkan hasil *slicing* impedansi dan porositas pada Z16 + 40 ms. Dari sayatan tersebut, terlihat bahwa karbonat berpori pada *Buildup* Z16 yang ditunjukkan oleh zona warna merah pada sayatan impedansi atau dengan warna kuning – merah pada sayatan porositas, terdistribusi secara luas dan hampir menyeluruh dari tubuh *Buildup* Z16, meski distribusi porositas batumannya secara kuantitatif menurun jika dibandingkan Z16 + 20 ms

(Gambar 4.44). Ketiga sumur penelitian terlihat menembus karbonat berpori pada kedalaman 40 ms di bawah horizon Z16 ini.

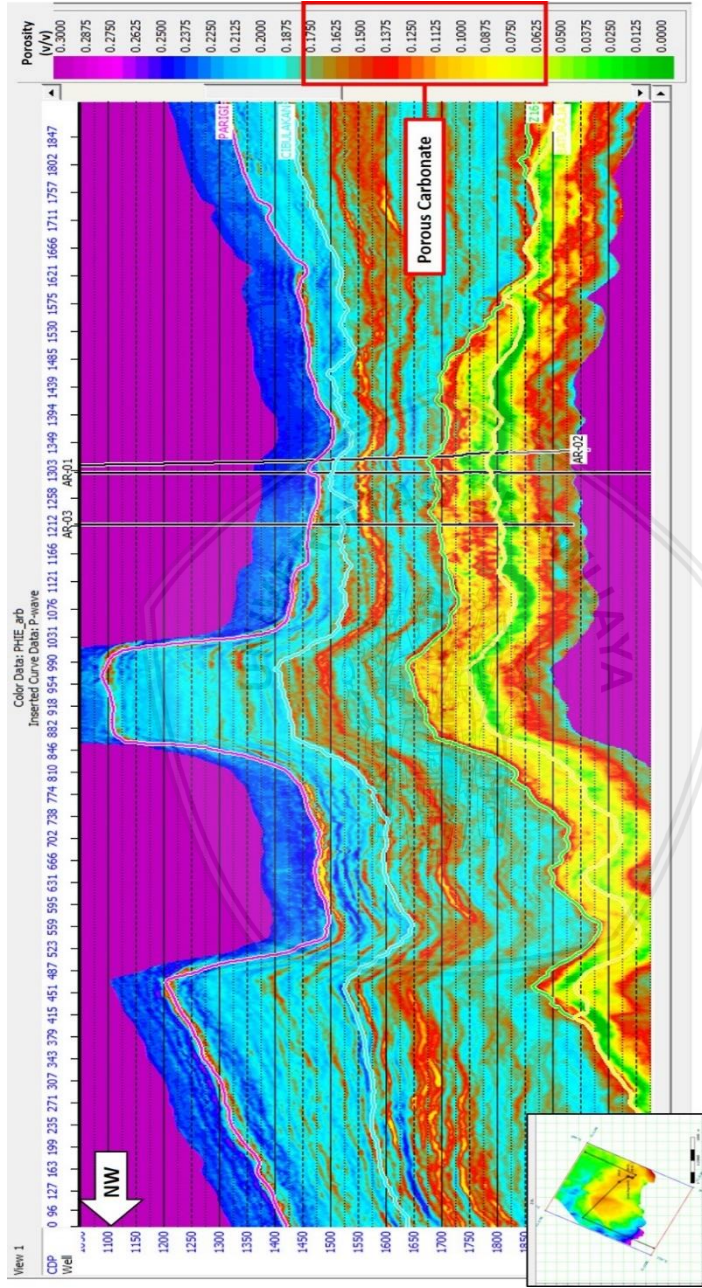
Gambar 4.45 menunjukkan hasil *slicing* impedansi dan porositas pada Z16 + 60 ms. Dari sayatan tersebut, terlihat bahwa karbonat berpori pada *Buildup* Z16 yang ditunjukkan oleh zona warna merah pada sayatan impedansi atau dengan warna kuning – merah pada sayatan porositas, memiliki distribusi yang lebih kecil jika dibandingkan dua sayatan sebelumnya. Hanya sumur AR-03 yang menembus karbonat berpori pada kedalaman 60 ms di bawah horizon Z16 ini.

Gambar 4.46 menunjukkan hasil *slicing* impedansi dan porositas pada Z16 + 80 ms. Dari sayatan tersebut, terlihat bahwa karbonat berpori pada *Buildup* Z16 yang ditunjukkan oleh zona berwarna merah pada sayatan impedansi atau dengan warna kuning – merah pada sayatan porositas, memiliki distribusi yang semakin kecil jika dibandingkan tiga sayatan sebelumnya. Hanya sumur AR-03 yang menembus karbonat berpori pada kedalaman 80 ms di bawah horizon Z16 ini.

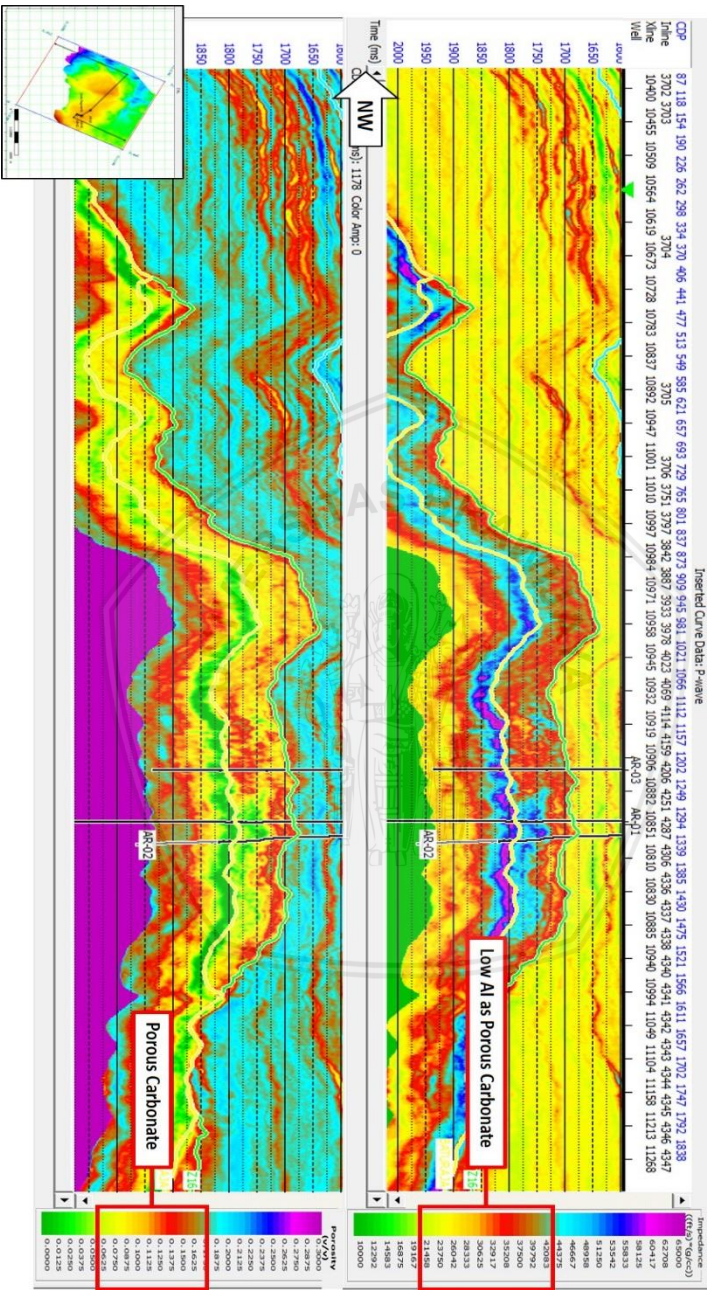
Gambar 4.47 menunjukkan perubahan distribusi karbonat berpori pada kedalaman 20, 40, 60, dan 80 ms di bawah horizon Z16. Dari Gambar 4.47 dapat disimpulkan bahwa kualitas distribusi porositas pada tubuh *Buildup* Z16 semakin mengecil dengan bertambahnya kedalaman. Di antara ketiga sumur penelitian, hanya sumur AR-03 yang konsisten menembus karbonat berpori hingga kedalaman 80 ms di bawah horizon Z16. Sedangkan sumur AR-01 dan AR-02 sudah menembus karbonat nonporos ($\phi_e < 0,06$) pada kedalaman 60 ms di bawah horizon Z16. Hal ini sesuai jika dikorelasikan dengan hasil *lumping* reservoir maupun *feasibility section*.



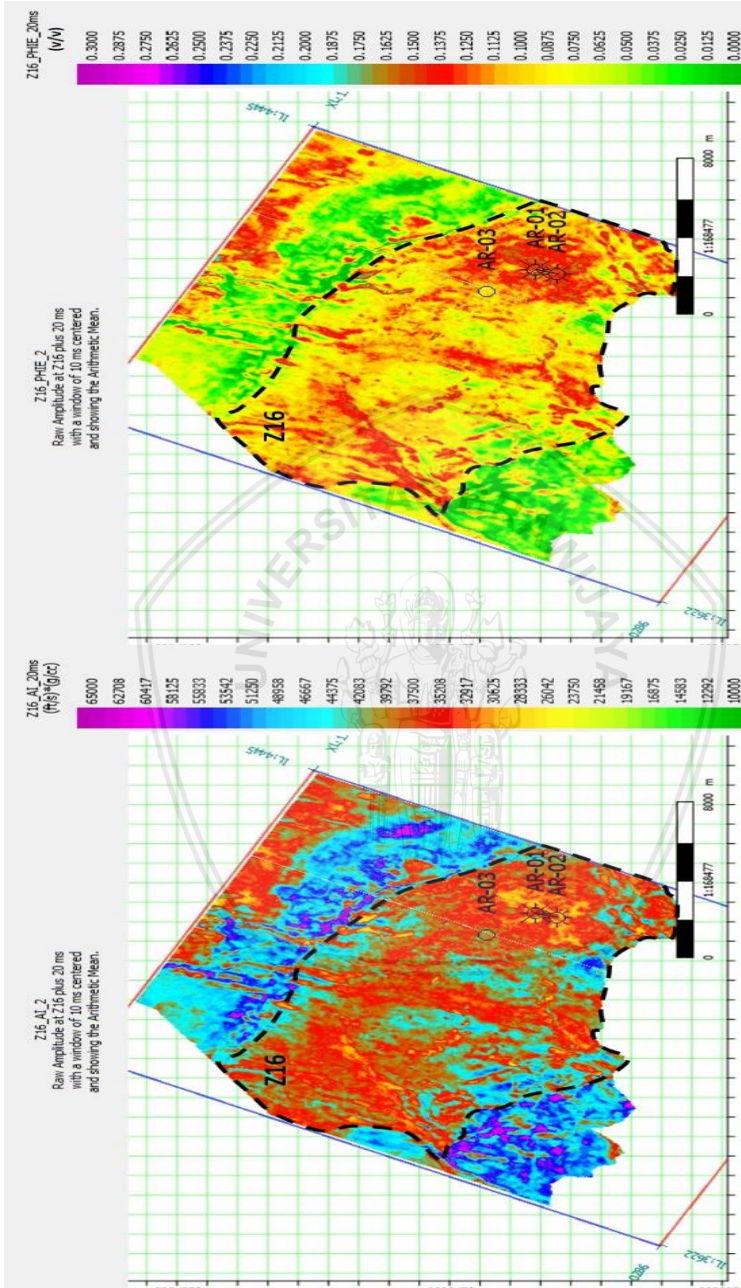
Gambar 4.40 Regresi Linier yang menyatakan hubungan porositas terhadap impedansi akustik. Porositas meningkat dengan penurunan impedansi.



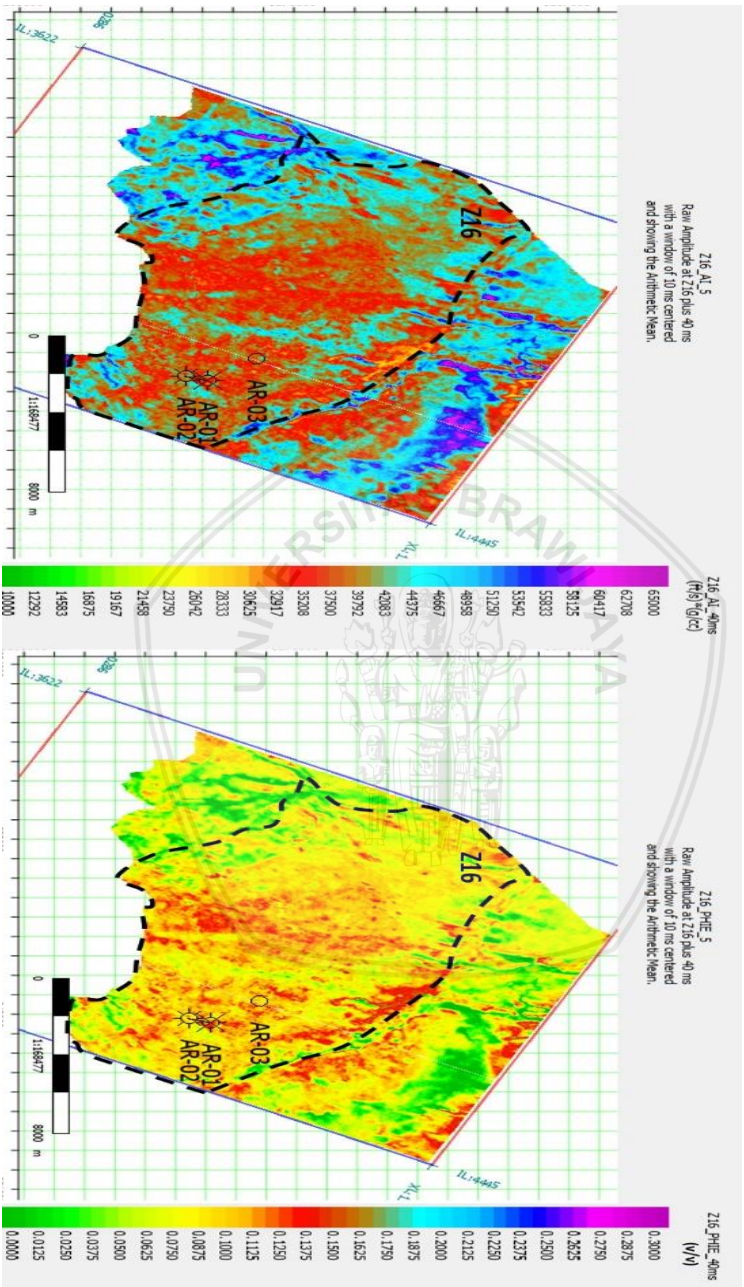
Gambar 4.41 Volume porositas efektif hasil konversi. Karbonat berpori ditunjukkan dengan zona berwarna kuning hingga merah.



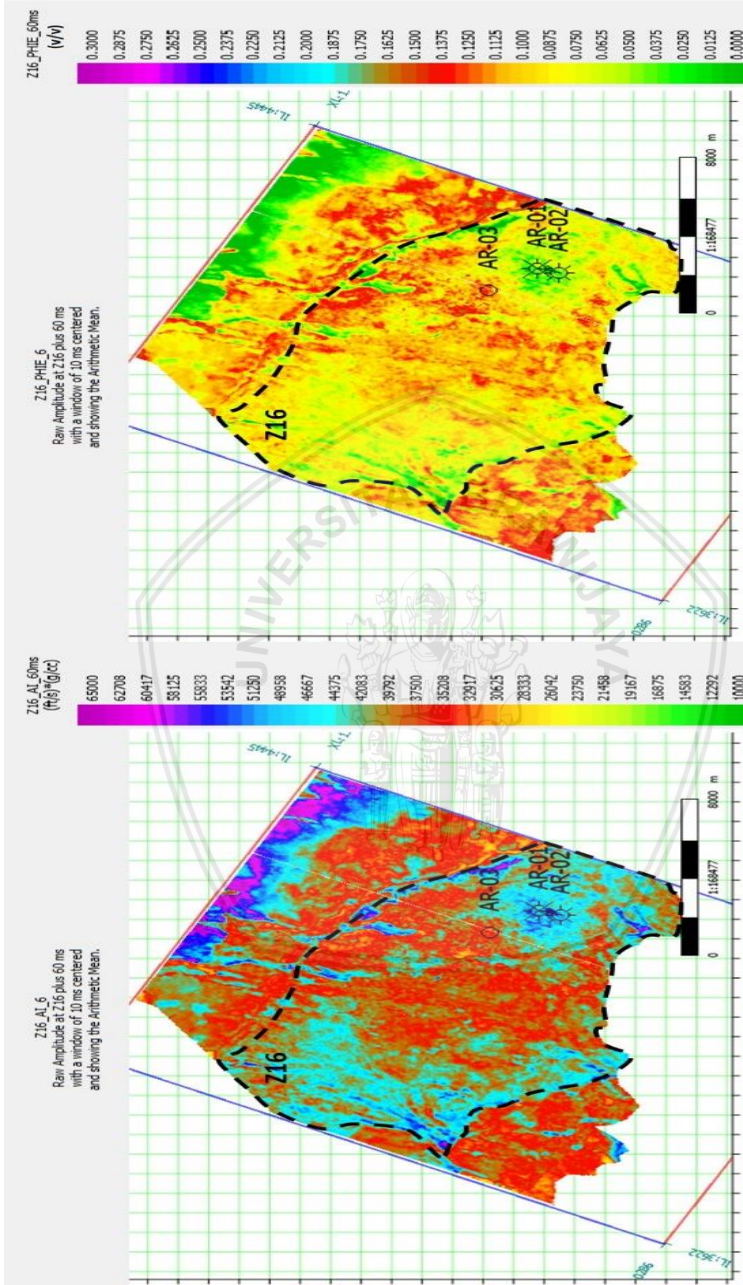
Gambar 4.42 Perbandingan volume impedansi (atas) dan porositas (bawah). Karbonat berpori dapat dibedakan berdasarkan impedansinya maupun berdasarkan porositasnya.



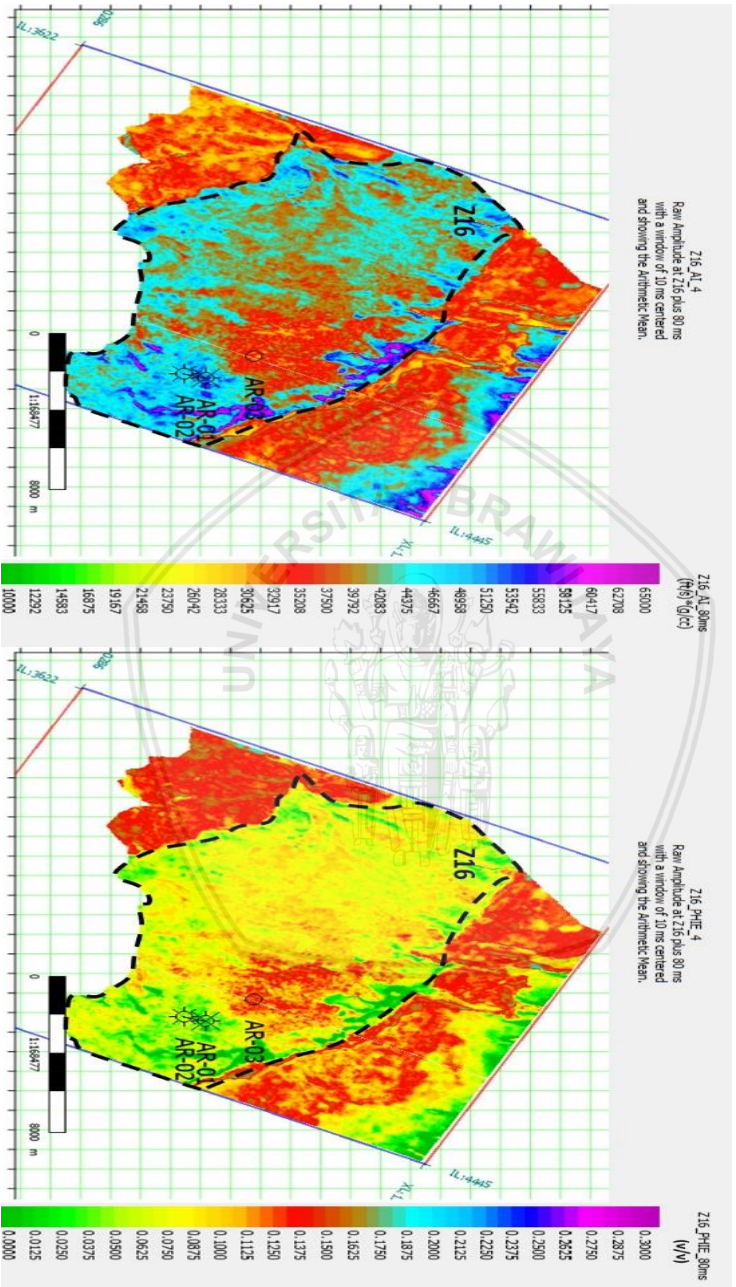
Gambar 4.43 *Slice* 20 ms di bawah horizon Z16 pada volume impedansi (kiri) dan volume porositas (kanan).



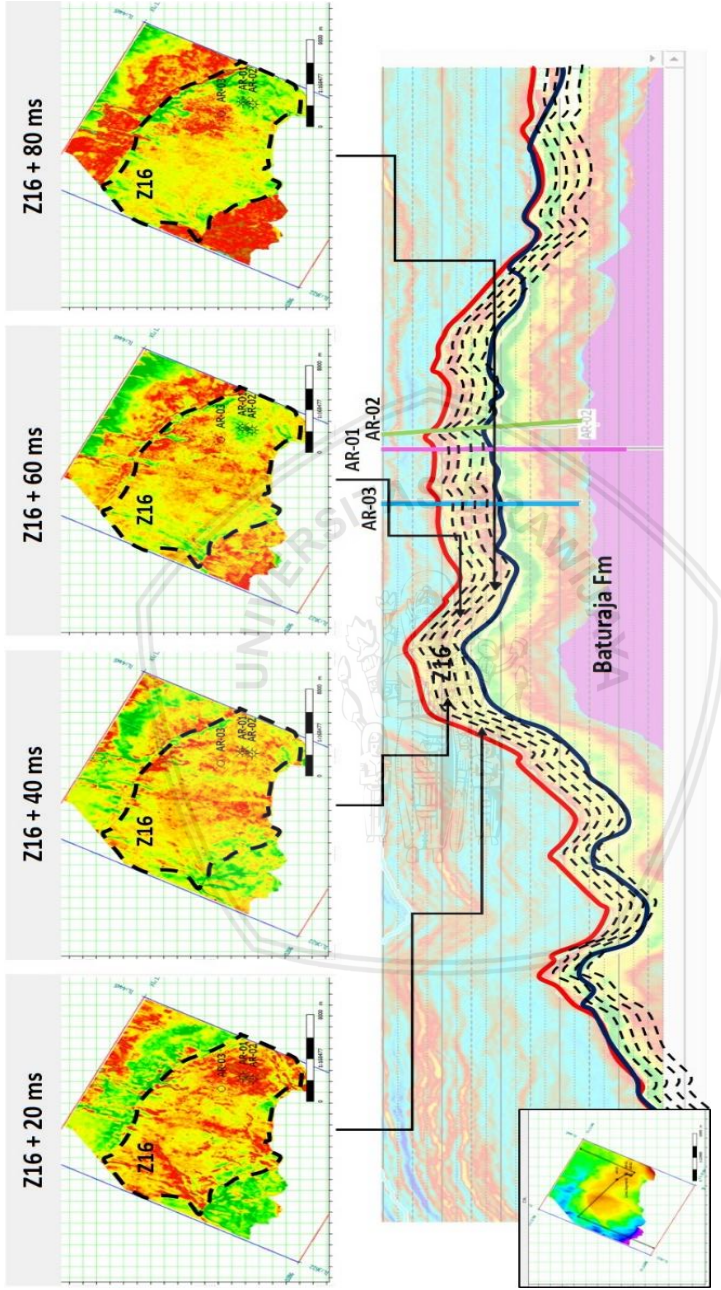
Gambar 4.44 Slice 40 ms di bawah horizon Z16 pada volume impedansi (kiri) dan volume porositas (kanan).



Gambar 4.45 *Slice* 60 ms di bawah horizon Z16 pada volume impedansi (kiri) dan volume porositas (kanan).



Gambar 4.46 Slice 80 ms di bawah horizon Z16 pada volume impedansi (kiri) dan volume porositas (kanan).



Gambar 4.47 Perubahan distribusi porositas *builudup* Z16 secara vertikal dan lateral. Bagian poros Z16 terdistribusi paling banyak di bagian atas tubuh Z16.



Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, didapatkan beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Kandungan lempung pada interval Z16 berkisar dari 0 – 0,13, porositas efektif berkisar dari 0 – 0,25, dan saturasi air berkisar dari 0 – 1. Karbonat berpori pada interval Z16 didefinisikan sebagai bagian batuan yang memiliki porositas efektif di atas 0,06 (6%).
2. Ketebalan *net reservoir* (NR), sumur AR-01, AR-02, dan AR-03 berturut-turut sebesar 335 m, 240 m, 240 m. *Net effective reservoir* (NER) sebesar 147 m, 134 m, 206 m. Serta *Net pay* (NP) sebesar 62 m, dan 101 m, 64 m.
3. Karbonat berpori interval Z16, yakni batuan dengan porositas di atas 6% memiliki nilai impedansi yang rendah. Berdasarkan hasil inversi, karbonat berpori memiliki respon impedansi akustik di bawah 43000 ft.g/s.cc. Di atas nilai tersebut, batuan dapat digolongkan sebagai karbonat nonporos (*tight carbonate*).
4. Persebaran porositas pada interval Z16 sangat beragam. Porositas efektif dengan nilai di atas 6% distribusinya semakin mengecil dengan bertambahnya kedalaman. Secara lateral, area sebelah barat laut dari ketiga sumur memiliki kualitas porositas yang lebih baik dibanding area lainnya pada interval Z16 ini.

5.2 Saran

Saran-saran yang dapat diberikan berdasarkan penelitian ini ialah sebagai berikut:

1. Penambahan sumur eksplorasi khususnya di bagian barat dan barat laut area penelitian sehingga evaluasi porositas dapat dilakukan berdasarkan data sumur, bukan hanya perkiraan dari inversi seismik semata.

2. Dilakukan analisa atribut seismik yang dapat mendeteksi tingkat porositas batuan sehingga dapat dibandingkan dengan hasil seismik inversi pada penelitian ini.



DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis* (2nd ed.). Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists.
- Badley, M. E. (1987). *Practical Seismic Interpretation.pdf*. England: Badley, Ashton, and Associates Limited.
- Bishop, M. G. (2000). *Petroleum Systems of The Northwest Java Province, Java and Offshore Southeast Sumatra, Indonesia*. United States of America.
- Brown, A. R. (2004). *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data* (6th ed.). United States of America: The American Association of Petroleum Geologists and Society of Exploration Geophysicists.
- Darman, H., & Sidi, F. H. (2000). *An Outline of The Geology of Indonesia*. (H. Darman & F. H. Sidi, Eds.). Jakarta: Ikatan Ahli Geologi Indonesia (IAGI).
- Fristad, P., & Constable, M. V. (2012). *Introduction to Petrophysics*. United Kingdom: Statoil.
- Gluyas, J., & Swarbrick, R. (2004). *Petroleum Geoscience*. United Kingdom: Blackwell Publishing.
- Hampson, D. (2014). *Post-Stack Seismic Inversion Workshop*. United States of America: CGG Veritas.
- Hareira, I. (1991). *Tinjauan Geologi dan Prospek Hidrokarbon Cekungan Jawa Barat Utara*. Jakarta.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Services.
- Ketaren, L. R. (2017a). *Petrofisika dan Perhitungan Parameter*. Malang: PetroChina International.
- Ketaren, L. R. (2017b). *Petrofisika Pendahuluan*. Malang: PetroChina International.
- Koesoemadinata, R. P. (1980). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.

- Krygowski, D. A. (2003). *Guide to Petrophysical Interpretation*. United States of America.
- Noble, R. A., Pratomo, K. H., Nugrahanto, K., Ibrahim, A. M. T., Prasetya, I., Mujahidin, N., ... Howes, J. V. C. (2006). Petroleum systems of Northwest Java, Indonesia. In *Proceedings Indonesian Petroleum Association* (pp. 585–600). Jakarta: Indonesian Petroleum Association.
- Russell, B. H. (1988). *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.
- Simm, R., & White, R. (2002). Phase , Polarity and The Interpreter's Wavelet. *EAGE First Break 2002*, 20(May), 277–281.
- Sukmono, S. (1999). *Karakterisasi Reservoir Seismik*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. (2000). *Seismic Inversion for Reservoir Characterization*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2004). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties* (2nd ed.). United States of America: Gulf Professional Publishing.
- Van Bemmelen, R. W. (1949). *The Geology of Indonesia*. Hague: Government Printing Office.