

**IDENTIFIKASI *RESERVOIR PROPERTIES*
(LITOLOGI DAN POROSITAS)
MENGUNAKAN INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI):
STUDI KASUS PADA LAPANGAN BOONSVILLE, TEXAS,
AMERIKA SERIKAT**

TESIS

**IRFAN EKA PUTRA
0706171951**



**UNIVERSITAS INDONESIA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI MAGISTER FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR
JAKARTA
JULI 2010**

**IDENTIFIKASI *RESERVOIR PROPERTIES*
(LITOLOGI DAN POROSITAS)
MENGUNAKAN INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI):
STUDI KASUS PADA LAPANGAN BOONSVILLE, TEXAS,
AMERIKA SERIKAT**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk
memperoleh gelar Magister Sains

**IRFAN EKA PUTRA
0706171951**



**UNIVERSITAS INDONESIA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI MAGISTER FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR
JAKARTA
JULI 2010**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama: Irfan Eka Putra

NPM: 0706171951

Tanda Tangan:

Tanggal: 9 Juli 2010

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh

Nama : Irfan Eka Putra

NPM : 0706171951

Program Studi : Magister Fisika

Kekhususan : Geofisika Reservoar

Judul Tesis : Identifikasi *Reservoir Properties* (Litologi dan Porositas)

Menggunakan Inversi *Acoustic Impedance* (AI): Studi Kasus Pada Lapangan Boonsville, Texas, Amerika Serikat.

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Sains pada Program Magister Fisika Kekhususan Geofisika Reservoar, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Prof. Dr. Suprayitno Munadi (.....)

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

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

Penguji : Dr. Supriyanto (.....)

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 9 Juli 2010

KATA PENGANTAR

Syukur Alhamdulillah kepada Allah SWT atas rahmat dan hidayah-Nya maka tesis ini dapat diselesaikan sebagai syarat untuk menyelesaikan studi pascasarjana di Program Studi Magister Fisika, Kekhususan Geofisika Reservoir, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

Tesis ini berjudul "Identifikasi *Reservoir Properties* (Litologi dan Porositas) Menggunakan Inversi *Acoustic Impedance* (AI): Studi Kasus Pada Lapangan Boonsville, Texas, Amerika Serikat". Saya menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

1. Prof. Dr. Suprayitno Munadi, selaku dosen pembimbing tesis penulis yang sudah membimbing sehingga tesis ini dapat terselesaikan dengan baik.
2. Dr. rer. nat. Abdul Haris, Dr. Waluyo, dan Dr. Supriyanto, selaku dosen penguji yang memberikan kritik dan masukannya.
3. Dosen-dosen pascasarjana Geofisika Reservoir UI yang telah memberikan ilmu dan pengetahuannya baik secara formal di perkuliahan maupun di luar perkuliahan.
4. Suparman, dan Sarmiji yang telah membantu dalam hal administrasi pada pascasarjana Geofisika Reservoir UI.
5. Rekan-rekan mahasiswa pascasarjana Geofisika Reservoir UI 2007 atas kebersamaannya.
6. Tony B. Dewanto yang telah memberikan banyak ilmu, dorongan, dan nasehatnya.
7. Agung N. Putranto, Jhon L. Damanik, Tigor Siagian, Dede Suherman yang telah membantu selama proses penyusunan tesis ini.
8. Orang tua dan adik-adik tercinta, atas doa restu, cinta dan kasih sayangnya.
9. Siti Nila Talitha yang selalu menyemangati dan mendukung.

Dengan segala kerendahan hati, saya menyadari bahwa tesis ini masih jauh dari sempurna. Untuk itu saya mengharapkan kritik dan masukan dari segenap

pembaca agar dapat dikembangkan di masa yang akan datang. Semoga tesis ini dapat menambah dan membawa manfaat bagi pengembangan ilmu, khususnya di dunia perminyakan.

Jakarta, 9 Juli 2010

Penulis



HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Irfan Eka Putra
NPM : 0706171951
Program Studi : Magister Fisika
Kekhususan : Geofisika Reservoar
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis Karya : Tesis

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

“Identifikasi *Reservoir Properties* (Litologi dan Porositas) Menggunakan Inversi *Acoustic Impedance* (AI): Studi Kasus Pada Lapangan Boonsville, Texas, Amerika Serikat”.

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di: Jakarta

Pada tanggal: 9 Juli 2010

Yang menyatakan

(Irfan Eka Putra)

ABSTRAK

Nama : Irfan Eka Putra
Program Studi : Magister Fisika
Kekhususan : Geofisika Reservoir
Judul Tesis : Identifikasi *Reservoir Properties* (Litologi dan Porositas) Menggunakan Inversi *Acoustic Impedance* (AI): Studi Kasus Pada Lapangan Boonsville, Texas, Amerika Serikat.

Model impedansi akustik dapat menjadi indikator litologi, porositas, serta sebagai data untuk analisis kuantitatif dari sifat fisik reservoir seperti porositas. Hasil analisis inversi impedansi akustik serta dengan pendekatan geostatistika menunjukkan bahwa reservoir yang berkembang di lapangan penelitian adalah batupasir *tight* yang diendapkan pada lingkungan fluvial – *dominated fan delta*, dengan nilai impedansi akustik yang tinggi, hidrokarbon gas, nilai *porosity* yang rendah, nilai *gamma ray* yang rendah, nilai *resistivity* yang tinggi, nilai *sonic* yang tinggi, dan nilai *density* yang tinggi pada horison *Caddo, Davis, Runaway, Vineyard*. Namun reservoirnya tidak tebal dan dibawah *limit of separability* tetapi masih diatas *limit of visibility*.

Kata kunci: Impedansi akustik, litologi, porositas, geostatistika.

ABSTRACT

Name : Irfan Eka Putra
Study Program : Master's Degree in Physics
Specialty : Reservoir Geophysics
Title : Identification of Reservoir Properties (Lithology and Porosity) Using Acoustic Impedance Inversion (AI): a Case Study in Boonsville Field, Texas, United States.

The acoustic impedance inversion analysis and geostatistical approach indicates that the reservoir is developed in the field of research is that tight sandstones deposited in fluvial environment - dominated fan delta, with high acoustic impedance value, hydrocarbon gases, low porosity value, low gamma ray value, high resistivity value, high sonic value, and high density value in horizon of Caddo, Davis, Runaway, Vineyard. But not thick reservoir and below the limit of separability but still above the limit of visibility.

Keywords: acoustic impedance, lithology, porosity, geostatistical.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS	vi
ABSTRAK	vii
<i>ABSTRACT</i>	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Maksud dan Tujuan	2
1.3. Metodologi Penelitian	3
1.4. Sistematika Penulisan	3
BAB II GEOLOGI REGIONAL	5
2.1. Tinjauan Umum	5
2.2. Tatahan Geologi	6
2.3. Stratigrafi	7
2.4. Struktur	8
2.4.1. Elemen Struktural	8
2.4.2. Sejarah Tektonik Cekungan Fort Worth	8
2.4.3. Sejarah Tektonik Busur Bend	9
2.5. <i>Petroleum System</i>	10
2.5.1. <i>Source Rock</i>	10
2.5.2. Kematangan Termal	11
2.5.3. Generasi Hidrokarbon	11
2.5.4. Batuan Reservoir	12
2.5.5. Batuan Tudung	12
2.5.6. Perangkap	12
BAB III METODOLOGI	14
3.1. Seismik Inversi	17
3.2. Inversi Impedansi Akustik	17
3.2.1. Inversi Rekursif / <i>Band Limited</i>	18
3.2.2. Inversi <i>Model – Based / Blocky</i>	19
3.2.3. Inversi <i>Sparse-Spike</i>	21
3.3. Determinasi Porositas	21
3.3.1. Log <i>Sonic</i>	22
3.3.2. Log <i>Density</i>	23
3.3.3. Log <i>Neutron</i>	25

3.3.4. <i>Crossplot</i>	25
3.3.5. Perhitungan Variogram	27
3.3.6. <i>Kriging</i>	30
3.3.7. <i>Cokriging</i>	30
3.3.8. <i>External Drift</i>	30
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	31
4.1. Data Yang Tersedia	31
4.1.1. Data Seismik	31
4.1.2. Data Sumur	32
4.2. Proses dan Tahapan Pengolahan Data	32
4.2.1. Proses Data Seismik	34
4.2.2. Proses Data Sumur	34
4.2.3. Pengikatan data seismik terhadap sumur (<i>well-seismic tie</i>)	34
4.2.4. <i>Picking</i> Horison	37
4.2.5. Pembuatan Model Awal Impedansi Akustik	37
4.2.6. Proses Analisis Inversi Impedansi Akustik	38
4.2.7. Proses Inversi Impedansi Akustik	40
4.3. Analisis dan Pembahasan	42
4.3.1. Analisis Log	43
4.3.2. Analisis <i>Crossplot</i>	49
4.3.2.1. Analisis <i>Crossplot P-Wave</i> dengan <i>Density</i>	50
4.3.2.2. Analisis <i>Crossplot P-Wave</i> dan <i>Neutron Porosity</i>	53
4.3.2.3. Analisis <i>Crossplot P-Wave</i> dengan <i>Porosity</i>	55
4.3.2.4. Analisis <i>Crossplot P-Impedance</i> dengan <i>Density</i>	56
4.3.2.5. Analisis <i>Crossplot P-Impedance</i> dengan <i>Porosity</i>	59
4.3.2.6. Analisis <i>Crossplot Density</i> dengan <i>Gamma Ray</i>	62
4.3.2.7. Analisis <i>Crossplot Neutron Porosity</i> dengan <i>Density</i>	65
4.3.2.8. Analisis <i>Crossplot Porosity</i> dengan <i>Density</i>	67
4.3.3. Analisis Inversi	69
4.3.4. Analisis <i>Time Slice</i>	72
4.3.5. Analisis Porositas	78
BAB V KESIMPULAN DAN REKOMENDASI	90
5.1. Kesimpulan	90
5.2. Rekomendasi	91
DAFTAR REFERENSI	92

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1.	Cekungan Arch Bend-Fort Worth dalam batas yang digariskan dalam merah dan elemen struktur primer dari Texas utara dan sudut baratdaya Oklahoma.	5
Gambar 2.2.	Peta Cekungan Fort Worth menunjukkan batas-batas struktur geologi utama dan lokasi sumur minyak dan gas.	6
Gambar 2.3.	Bagian bawah permukaan stratigrafi umum.	7
Gambar 2.4.	Tatanan regional dan struktur peta kontur Cekungan Fort Worth, Texas utara-tengah. Juga ditampilkan adalah lokasi bidang Newark Timur, daerah penghasil utama gas <i>Barnett Shale</i> (interval kontur = 1000 ft [305 m]).	9
Gambar 2.5.	Peta yang menunjukkan elemen struktur utama (garis hitam), minyak (titik hijau) dan gas (titik merah) produksi sumur, lokasi Newark Field Timur, dan batas USGS Cekungan Arch Bend-Fort Worth (garis abu-abu). Garis merah menunjukkan batas-hari sekarang <i>Barnett Shale</i> (Mapel et al., 1979) dan garis ungu adalah batas timur <i>Woodford Shale</i> (Comer, 1991). Garis biru mendekati garis batas dari <i>Paleozoikum Barnett</i> .	13
Gambar 3.1.	<i>Courtesy Grand and West</i> untuk analisis kecepatan gelombang P.	23
Gambar 3.2.	Kurva perbandingan densitas dan porositas.	24
Gambar 3.3.	<i>Courtesy Grand and West</i> untuk analisis densitas.	24
Gambar 3.4.	Kalkulasi nilai <i>bulk density</i> untuk batuan <i>porous</i> pada banyak kasus.	25
Gambar 3.5.	Kurva penetapan porositas dan litologi dari Log Lito-Densitas dan <i>Compensated Neutron Log</i> (CNL).	25
Gambar 4.1.	Lokasi daerah penelitian dan lokasi sumur, dimana sumur yang digunakan dalam penelitian ini ditunjukkan pada <i>shapes</i> hitam.	31
Gambar 4.2.	<i>Wavelet</i> yang digunakan dalam <i>well-seismic tie</i> . 4.2.b. Frekuensi <i>wavelet</i> yang digunakan.	34
Gambar 4.3.	Keterangan parameter <i>wavelet</i> .	34
Gambar 4.4.	Korelasi sumur ke seismik pada lapangan Boonsville. Dimana pada panel menunjukkan hasil yang baik antara <i>seismic trace</i> dan sintetik seismogram dalam warna dan model <i>trace wiggle</i> .	35
Gambar 4.5.	Korelasi sintetik menggunakan <i>wavelet</i> .	35
Gambar 4.6.	Hasil model awal impedansi akustik pada <i>inline</i> 112.	37
Gambar 4.7.	Hasil model awal impedansi akustik pada <i>inline</i> 125.	38
Gambar 4.8.	Hasil model awal impedansi akustik pada <i>inline</i> 116.	38
Gambar 4.9.	<i>Single wavelet</i> yang digunakan dalam proses inversi.	39
Gambar 4.10.	Penampang seismik inversi <i>Model Based</i> pada <i>inline</i> 112.	41
Gambar 4.11.	Penampang seismik inversi <i>Model Based</i> pada <i>inline</i> 125.	41
Gambar 4.12.	Penampang seismik inversi <i>Model Based</i> pada <i>inline</i> 116.	42

Gambar 4.13. Analisis log sumur B Yates 18D.	43
Gambar 4.14. Identifikasi reservoir berdasarkan data log sumur B Yates 18D.	44
Gambar 4.15. Analisis log sumur B Yates 15.	45
Gambar 4.16. Identifikasi reservoir berdasarkan data log sumur B Yates 15.	46
Gambar 4.17. Analisis log sumur C Yates 9.	48
Gambar 4.18. Identifikasi reservoir berdasarkan data log sumur C Yates 9.	48
Gambar 4.19. <i>Crossplot p-wave</i> dengan <i>density</i> sumur B Yates 18D.	50
Gambar 4.20. <i>Cross section p-wave</i> dengan <i>density</i> sumur B Yates 18D.	51
Gambar 4.21. <i>Crossplot p-wave</i> dengan <i>density</i> sumur B Yates 15.	51
Gambar 4.22. <i>Cross section p-wave</i> dengan <i>density</i> sumur B Yates 15.	52
Gambar 4.23. <i>Crossplot p-wave</i> dengan <i>density</i> sumur C Yates 9.	52
Gambar 4.24. <i>Cross section p-wave</i> dengan <i>density</i> sumur C Yates 9.	53
Gambar 4.25. <i>Crossplot p-wave</i> dengan <i>neutron porosity</i> sumur B Yates 18D.	53
Gambar 4.26. <i>Cross section p-wave</i> dengan <i>neutron porosity</i> sumur B Yates 18D.	54
Gambar 4.27. <i>Crossplot p-wave</i> dengan <i>neutron porosity</i> sumur B Yates 15.	54
Gambar 4.28. <i>Cross section p-wave</i> dengan <i>neutron porosity</i> sumur B Yates 15.	55
Gambar 4.29. <i>Crossplot p-wave</i> dengan <i>porosity</i> sumur C Yates 9.	55
Gambar 4.30. <i>Cross section p-wave</i> dengan <i>porosity</i> sumur C Yates 9.	56
Gambar 4.31. <i>Crossplot p-impedance</i> dengan <i>density</i> pada sumur B Yates 18D.	56
Gambar 4.32. <i>Cross section p-impedance</i> dengan <i>density</i> sumur B Yates 18D.	57
Gambar 4.33. <i>Crossplot p-impedance</i> dengan <i>density</i> sumur B Yates 15.	57
Gambar 4.34. <i>Cross section p-impedance</i> dengan <i>density</i> sumur B Yates 15.	58
Gambar 4.35. <i>Crossplot p-impedance</i> dengan <i>density</i> sumur C Yates 9.	58
Gambar 4.36. <i>Cross section p-impedance</i> dengan <i>density</i> sumur C Yates 9.	59
Gambar 4.37. <i>Crossplot p-impedance</i> dengan <i>porosity</i> sumur B Yates 18D.	59
Gambar 4.38. <i>Cross section p-impedance</i> dengan <i>porosity</i> sumur B Yates 18D.	60
Gambar 4.39. <i>Crossplot p-impedance</i> dengan <i>porosity</i> sumur B Yates 15.	60
Gambar 4.40. <i>Cross section p-impedance</i> dengan <i>porosity</i> sumur B Yates 15.	61
Gambar 4.41. <i>Crossplot p-impedance</i> dengan <i>porosity</i> sumur C Yates 9.	61
Gambar 4.42. <i>Cross section p-impedance</i> dengan <i>porosity</i> sumur C Yates 9.	62
Gambar 4.43. <i>Crossplot density</i> dengan <i>gamma ray</i> sumur B Yates 18D.	63
Gambar 4.44. <i>Cross section density</i> dengan <i>gamma ray</i> sumur B Yates 18D.	63
Gambar 4.45. <i>Crossplot density</i> dengan <i>gamma ray</i> sumur B Yates 15.	63
Gambar 4.46. <i>Cross section density</i> dengan <i>gamma ray</i> sumur B Yates 15.	64
Gambar 4.47. <i>Crossplot density</i> dengan <i>gamma ray</i> sumur C Yates 9.	64
Gambar 4.48. <i>Cross section density</i> dengan <i>gamma ray</i> sumur C Yates 9.	65
Gambar 4.49. <i>Crossplot neutron porosity</i> dengan <i>density</i> sumur B Yates 18D.	65
Gambar 4.50. <i>Cross section neutron porosity</i> dengan <i>density</i> sumur B Yates 18D.	66

Gambar 4.51. <i>Crossplot neutron porosity</i> dengan <i>density</i> sumur B Yates 15.	66
Gambar 4.52. <i>Cross section neutron porosity</i> dengan <i>density</i> sumur B Yates 15.	67
Gambar 4.53. <i>Crossplot porosity</i> dengan <i>density</i> sumur C Yates 9.	67
Gambar 4.54. <i>Cross section porosity</i> dengan <i>density</i> sumur C Yates 9.	68
Gambar 4.55. Penampang seismik inversi <i>Model Based</i> pada <i>inline</i> 112 dengan <i>insert color p-impedance</i> .	70
Gambar 4.56. Penampang seismik inversi <i>Model Based</i> pada <i>inline</i> 125 dengan <i>insert color p-impedance</i> .	70
Gambar 4.57. Penampang seismik inversi <i>Model Based</i> pada <i>inline</i> 126 dengan <i>insert color p-impedance</i> .	70
Gambar 4.58. Peta penyebaran impedansi akustik pada <i>picked event horison Caddo</i> .	73
Gambar 4.59. Peta penyebaran impedansi akustik pada <i>picked event horison Davis</i> .	73
Gambar 4.60. Peta penyebaran impedansi akustik pada <i>picked event horison Runaway</i> .	74
Gambar 4.61. Peta penyebaran impedansi akustik pada <i>picked event horison Vineyard</i> .	75
Gambar 4.62. Peta penyebaran <i>velocity</i> pada <i>picked event</i> masing-masing <i>horison (arithmetic 30 ms ke bawah)</i> dari sumur penelitian.	76
Gambar 4.63. Peta <i>isochron</i> diantara <i>picked event horison Caddo</i> dan <i>Davis</i> .	77
Gambar 4.64. Peta <i>isochron</i> diantara <i>picked event horison Davis</i> dan <i>Runaway</i> .	77
Gambar 4.65. Peta <i>isochron</i> diantara <i>picked event horison Runaway</i> dan <i>Vineyard</i> .	78
Gambar 4.66. Analisis <i>crossplot p-impedance</i> dan porositas yang menggambarkan nilai porositas dan <i>p-impedance</i> pada sumur B Yates 18D.	79
Gambar 4.67. Analisis <i>crossplot p-impedance</i> dan porositas yang menggambarkan nilai porositas dan <i>p-impedance</i> pada sumur B Yates 15.	79
Gambar 4.68. Analisis <i>crossplot p-impedance</i> dan porositas yang menggambarkan nilai porositas dan <i>p-impedance</i> pada sumur C Yates 9.	80
Gambar 4.69. Log porositas (<i>flatten on top</i>).	80
Gambar 4.70. Hasil variogram dari sumur ke sumur penelitian.	81
Gambar 4.71. Peta hasil <i>kriging</i> dan pengecekan kesalahan hasil <i>kriging</i> dari porositas dan amplitudo pada 3 sumur penelitian.	81
Gambar 4.72. Peta pengecekan kesalahan absolut dari porositas dan amplitudo.	82
Gambar 4.73. Hasil variogram dari seismik ke seismik terhadap masing-masing horizon.	83
Gambar 4.74. Peta hasil <i>cokriging</i> pada 3 sumur penelitian.	84
Gambar 4.75. Peta pengecekan kesalahan hasil <i>cokriging</i> pada 3 sumur penelitian.	84
Gambar 4.76. Peta hasil <i>external drift</i> pada 3 sumur penelitian.	85

Gambar 4.77. Peta pengecekan kesalahan hasil <i>external drift</i> pada 3 sumur penelitian.	86
Gambar 4.78. Peta frekuensi dari tiap horison pada 3 sumur penelitian.	87
Gambar 4.79. Peta penyebaran <i>density</i> pada <i>picked event</i> horison <i>Caddo</i> serta horison <i>Davis</i> .	88
Gambar 4.80. Peta penyebaran <i>density</i> pada <i>picked event</i> horison <i>Runaway</i> serta horison <i>Vineyard</i> .	89



DAFTAR TABEL

Tabel 3.1.	Korelasi antara parameter reservoir dengan parameter gelombang seismik (Munadi, 2000).	15
Tabel 3.2.	Tabel nilai densitas pada masing-masing tipe batuan.	23
Tabel 3.3.	Tabel nilai densitas pada masing-masing tipe mineral.	24
Tabel 4.1.	<i>Workflow</i> proses dan tahapan pengolahan data pada penelitian ini.	33
Tabel 4.2.	Lokasi sumur penelitian pada lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas.	34
Tabel 4.3.	Analisis inversi pada sumur penelitian pada lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas.	40
Tabel 4.4.	Analisis porositas dan litologi pada log sumur B Yates 18D.	43
Tabel 4.5.	Hasil identifikasi reservoir berdasarkan data log sumur B Yates 18D.	44
Tabel 4.6.	Analisis porositas dan litologi pada log sumur B Yates 15.	45
Tabel 4.7.	Hasil identifikasi reservoir berdasarkan data log sumur B Yates 15.	47
Tabel 4.8.	Analisis porositas dan litologi pada log sumur C Yates 9.	48
Tabel 4.9.	Hasil identifikasi reservoir berdasarkan data log sumur C Yates 9.	49
Tabel 4.10.	Gambar <i>Density, Young's Modulus, Bulk Modulus, Shear Modulus, Vp, Vs, dan Poisson's Ratio</i> . Dikutip dari <i>Stanford Rock Physics Laboratory - Gary Mavko</i> .	50
Tabel 4.11.	Nilai analisis <i>crossplot</i> pada tiap sumur penelitian pada lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas.	68
Tabel 4.12.	Nilai impedansi akustik pada <i>picked event</i> tiap horison sumur penelitian pada lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas.	72
Tabel 4.13.	Hasil pendekatan variogram seismik ke seismik untuk peta <i>cokriging</i> tiap horison sumur penelitian pada lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas.	85
Tabel 4.14.	Hasil pendekatan variogram seismik ke seismik untuk peta KED (<i>Kriging with External Drift</i>) tiap horison sumur penelitian pada lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas.	86
Tabel 4.15.	Nilai densitas pada <i>picked event</i> tiap horison sumur penelitian pada lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas.	89

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Karakterisasi reservoir migas merupakan usaha untuk mencirikan reservoir migas berdasarkan perilaku sifat atau parameter fisika dari batuan reservoir itu sendiri. Kegiatan ini menjadi sangat populer saat ini dan menjadi tahapan yang penting dalam studi cadangan migas.

Dalam karakterisasi reservoir diperlukan suatu parameter fisika batuan yang dapat digunakan untuk membedakan isyarat gelombang yang diakibatkan oleh efek fluida dan litologi. Gelombang seismik yang kita rekam membawa informasi bawah permukaan, batas batuan dan informasi fluida, yang ditunjukkan oleh waktu tempuh gelombang, amplitudo gelombang seismik dan variasi fasa. Pada awalnya data seismik hanya digunakan untuk mengenali batas lapisan/jebakan hidrokarbon yang lebih memberi informasi kearah jebakan struktur. Banyak metode dalam analisis reservoir yang dapat dilakukan dalam interpretasi litologi dalam suatu reservoir, dan pada satuan batuan yang mempunyai porositas dan permeabilitas yang baik sebagai batuan reservoir.

Untuk itu diperlukan suatu metode yang lebih akurat dapat mengekstraksi parameter fisika batuan yang dapat membedakan antara litologi dan fluida reservoir dari rekaman gelombang seismik. Metode ini dikenal sebagai inversi data seismik. Teknik inversi seismik menggunakan data *stack zero-offset* untuk menghasilkan impedansi akustik, yang telah dikenal dan digunakan selama ini sebagai alat bantu dalam karakterisasi reservoir. Seismik inversi dari data *normal incident* telah banyak digunakan oleh interpreter di industri minyak dan gas bumi sejak dua puluh tahun yang lalu. Konversi dari *wiggle* seismik menjadi impedansi akustik menghasilkan tampilan yang lebih komprehensif dan lebih mudah dipahami.

Karakteristik reservoir dengan menggabungkan semua data yang ada termasuk data seismik, petrofisika dan geologi akan memberikan distribusi parameter reservoir seperti: porositas, dan saturasi dengan lebih baik (Burge, D.W. dan Neff, D.B, 1998). Data sumur akan memberikan parameter reservoir

dengan resolusi vertikal yang sangat baik, akan tetapi sangat buruk dalam arah horisontal. Sebaliknya seismik memberikan data dalam arah horisontal yang hampir kontinu, akan tetapi buruk dalam arah vertikal. Kombinasi kedua data ini dan informasi lainnya akan menghasilkan deskripsi sifat fisik reservoir yang lebih baik.

Penelitian ini menggunakan metode impedansi akustik, untuk memprediksi litologi dan porositas hidrokarbon. Karena impedansi akustik lebih mudah dalam interpretasi, pada daerah tertentu dapat merupakan indikator litologi, pada daerah tertentu dapat menjadi indikator porositas, serta sebagai data untuk analisa kuantitatif dari sifat fisik reservoir seperti porositas dan *net pay*.

Namun demikian, karakterisasi berdasarkan impedansi akustik mempunyai keterbatasan dalam membedakan/diskriminasi antara efek litologi dan fluida. Anomali impedansi akustik rendah yang disebabkan oleh kehadiran fluida hidrokarbon seringkali tumpang-tindih (*overlapped*) dengan impedansi akustik rendah dari efek litologi. Hal ini dikarenakan impedansi akustik hanya merupakan fungsi densitas dan kecepatan gelombang-P (V_p) saja, oleh karena itu akan diperkuat dengan analisis porositas dengan menggunakan pendekatan geostatistika, untuk memperoleh keakuratan hasil.

1.2. Maksud dan Tujuan

Ruang lingkup penelitian ini adalah aplikasi inversi impedansi akustik, dalam kaitannya dengan estimasi jenis litologi dan porositas hidrokarbon. Penelitian ini akan difokuskan pada aspek analisis, untuk melakukan identifikasi hidrokarbon.

Penelitian ini bertujuan untuk meningkatkan *bandwidth* frekuensi dengan cara memasukan informasi log sumur berfrekuensi rendah ke dalam data seismik, meningkatkan resolusi dan keabsahan interpretasi amplitudo melalui proses *detuning* yang dilakukan pada data seismik menjadi parameter fisika batuan sehingga memperlihatkan bahwa dengan menggunakan teknik inversi, yaitu inversi impedansi akustik, diharapkan mampu mengidentifikasi jenis litologi reservoir dan porositas hidrokarbon dengan lebih baik, dengan memanfaatkan keterbatasan yang semaksimal mungkin. Dengan mengetahui peta penyebaran

porositas dengan baik, yang dikontrol oleh log, diharapkan dapat membuat suatu prediksi yang lebih baik dalam menghitung cadangan minyak/gas.

1.3. Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian didasarkan atas beberapa hal, adalah sebagai berikut:

1. Melakukan analisis log dan analisis *crossplot* untuk masing-masing sumur.
2. Melakukan *well-seismic tie*, dimana sebelumnya membuat *wavelet*. *Wavelet* dihitung berdasarkan nilai pada suatu titik tertentu dalam suatu survey seismik, dengan cara meminimalkan *miss-tie* antara trace seismik dengan *trace synthetic seismic* yang diperoleh dari log *sonic*. Dimana merupakan tahapan estimasi *wavelet* dari data seismik dan data sumur.
3. Pada setiap titik lokasi sumur, dilakukan analisis inversi untuk mendapatkan nilai setiap *set* dari *constraint* impedansi. Kemudian dilakukan pembuatan model impedansi akustik berdasarkan data interpretasi seismik, dan selanjutnya proses inversi seismik.
4. Model impedansi dalam frekuensi rendah didapatkan untuk semua *trace* seismik melalui proses interpolasi terhadap semua data impedansi log sumur yang tersedia di dalam survey. Interpolasi ini didasarkan horison untuk memperhitungkan faktor stratigrafi dan struktur.
5. Berdasarkan impedansi akustik tersebut, dibuat hubungan empiris antara impedansi akustik dengan porositas yang diperoleh dari log sumur terdekat dengan pendekatan geostatistika.

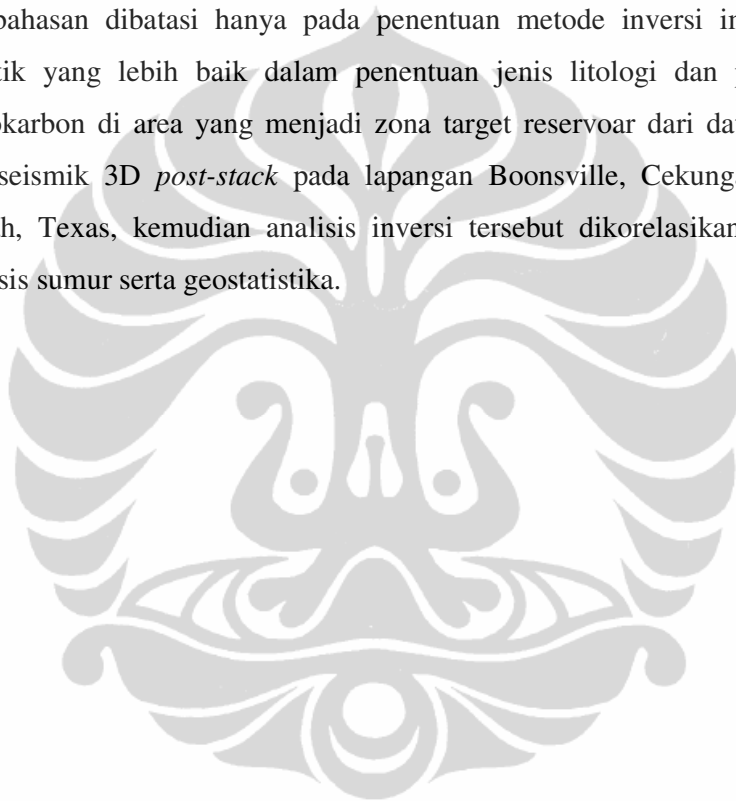
1.4. Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan ini terbagi menjadi empat, yaitu: studi literatur, pemodelan, aplikasi hasil pemodelan, dan analisis.

1. Studi literatur akan membahas tentang teori inversi impedansi akustik, serta pendekatan lainnya, seperti: buku, jurnal serta artikel lainnya yang mendukung pemodelan dan aplikasinya.
2. Setelah mendapatkan gambaran tentang teori dasar dari inversi impedansi akustik, maka dilakukan pemodelan berdasarkan atas data-data sumur dan

seismik untuk melihat karakteristik beberapa parameter impedansi akustik pada lokasi sumur.

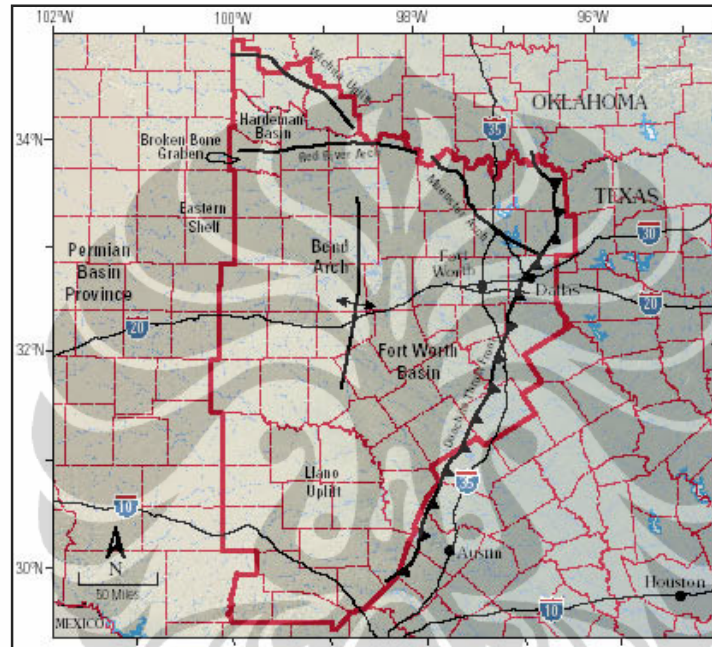
3. Hasil analisis beberapa parameter tersebut pada lokasi sumur akan diterapkan pada data riil yang akan digunakan sebagai standar acuan sebagai aplikasi dalam menentukan jenis litologi dan porositasnya berdasarkan atas kesamaan parameter yang diperoleh dari pemodelan sumur.
4. Pembahasan dibatasi hanya pada penentuan metode inversi impedansi akustik yang lebih baik dalam penentuan jenis litologi dan porositas hidrokarbon di area yang menjadi zona target reservoir dari data sumur dan seismik 3D *post-stack* pada lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas, kemudian analisis inversi tersebut dikorelasikan dengan analisis sumur serta geostatistika.



BAB II GEOLOGI REGIONAL

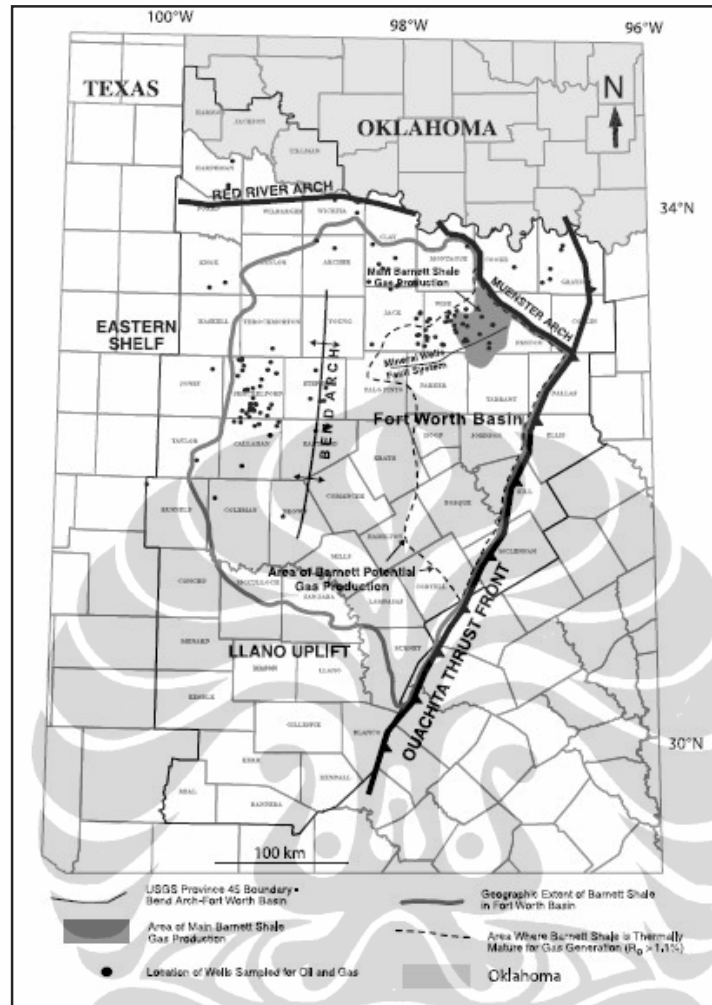
2.1. Tinjauan Umum

Cekungan Arch Bend-Fort Worth memproduksi minyak bumi utama yang terletak di Texas utara dan Oklahoma baratdaya (Gambar 2.1).



Gambar 2.1. Cekungan Arch Bend-Fort Worth dalam batas yang digariskan dalam merah dan elemen struktur primer dari Texas utara dan sudut baratdaya Oklahoma.

Penilaian *undiscovered* dan sumber daya minyak gas dari Cekungan Arch Bend-Fort Worth, Texas utara dan Oklahoma baratdaya (2003), didasarkan pada unsur-unsur geologi setiap Sistem Minyak Total (TPS) termasuk karakterisasi batuan sumber hidrokarbon (pematangan batuan sumber, generasi hidrokarbon, dan migrasi), batuan reservoir (urutan stratigrafi dan sifat petrofisis), dan perangkap hidrokarbon (perangkap formasi dan waktu). Sistem Minyak Total (TPS) mencakup wilayah geografis yang mencakup elemen struktur dari Cekungan Arch Bend-Fort Worth: Ouachita *thrust front*, cekungan Hardeman, Wichita *uplift*, Llano *uplift*, busur Muenster dan Red River, graben Broken Bone, dan bagian paling timur dari *shelf* timur dari cekungan Permian (Gambar 2.2).



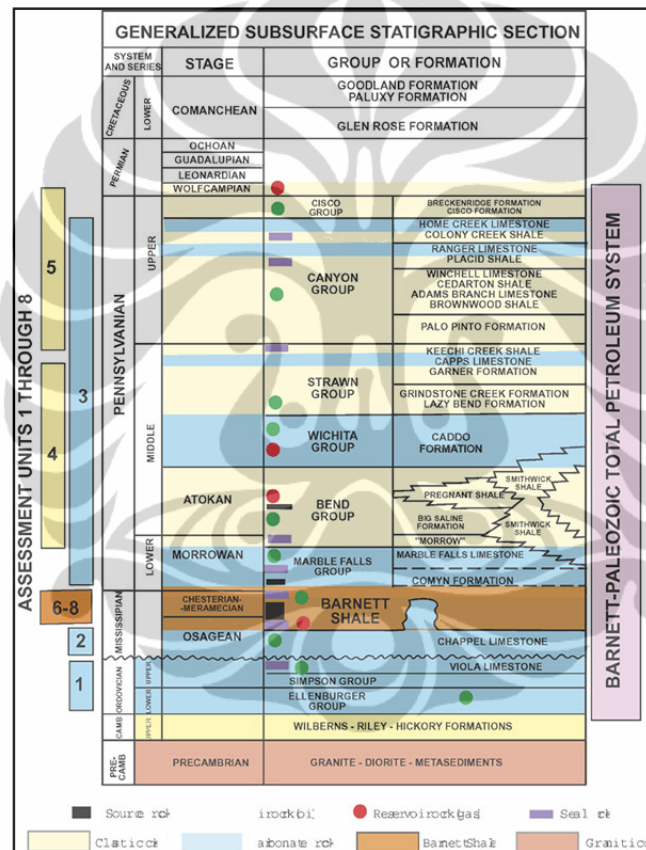
Gambar 2.2. Peta Cekungan Fort Worth menunjukkan batas-batas struktur geologi utama dan lokasi sumur minyak dan gas.

2.2. Tatanan Geologi

Dengan pengecualian dari sudut baratdaya Oklahoma, batas-batas selatan dan timur didefinisikan oleh garis *county* yang umumnya mengikuti struktural depan Ouachita, meskipun sebagian besar fitur struktural ini termasuk dekat Dallas. Batas utara mengikuti garis Negara Texas-Oklahoma di timur, di mana termasuk bagian dari cekungan Sherman dan busur Muenster. Di barat, batas utara mengikuti garis daerah utara-timur dari tiga *county* Oklahoma baratdaya (*county* Harmon, Jackson dan Tillman), yang mencakup sisi selatan pegunungan Wichita dan cekungan Hollis. Kecenderungan perbatasan barat utara-selatan sepanjang garis *county* mendefinisikan persimpangan dengan cekungan Permian.

2.3. Stratigrafi

Produksi hidrokarbon dari batuan *Ordovisium*, *Mississippian*, dan *Pennsylvanian* Awal sebagian besar dari batuan reservoir karbonat, sedangkan produksi di *Pennsylvanian* Menengah melalui Permian Bawah sebagian besar dari reservoir batuan klastik. Bagian sedimen di Cekungan Fort Worth adalah tumpang tindih oleh granit dan diorit Prakambrium. Batu granit Kambrium termasuk konglomerat, batupasir, dan serpih yang ditutupi batuan karbonat laut dan serpih.



Gambar 2.3. Bagian bawah permukaan stratigrafi umum.

Dari waktu Kambrium untuk *Mississippian*, Cekungan Fort Worth adalah bagian dari sebuah *cratonic shelf* stabil dengan pengendapan didominasi oleh karbonat. Grup *Ellenburger* batuan karbonat merupakan *platform* karbonat yang luas meliputi sebagian besar Texas selama *Ordovisium* Awal. Tetapan di permukaan laut pada akhir pengendapan *Ellenburger* menghasilkan eksposur yang

berkepanjangan dan *platform* pengembangan fitur *karst* yang luas di bagian atas urutan batuan karbonat. Selain itu, sebuah peristiwa besar erosi kemudian dihapus setiap batuan *Silur* dan *Devon* (pasca ketidakselarasan Kapur *Viola*) yang mungkin hadir. Asal dari bahan *terrigenous* yang merupakan *Shale Barnett* adalah dari *Ouchita thrust sheets* dan reaktivasi struktur tua seperti busur *Muenster*. batuan klastik yang asalnya sama mendominasi bagian *Pennsylvania* bagian dari stratigrafi di Cekungan Arch Bend-Fort Worth.

Dengan penurunan yang progresif dari cekungan selama *Pennsylvania*, cekungan barat garis engsel dan *shelf* karbonat, yang diwakili oleh batuan karbonat dari *Comyn*, *Marble Falls*, *Big Saline*, dan Formasi *Caddo*, terus bermigrasi ke barat. Pengendapan batuan klastik tebal dari *Atoka*, *Strawn*, dan Formasi *Canyon* terjadi saat ini. Batuan *Pennsylvanian* Menengah dan Akhir sebagian besar terdiri dari batupasir dan konglomerat dengan lapisan batu kapur yang lebih sedikit dan lebih tipis (Gambar 2.3).

2.4. Struktur

2.4.1. Elemen Struktural

Elemen struktural utama meliputi *Muenster* dan busur *Red River* di utara, busur *Bend*, dan busur *Lompasas* sepanjang bagian tengah. Sepanjang bagian timur adalah wilayah yang mencakup *shelf* *Chappel* dan busur *Concho*, yang dikenal sebagai *platform* *Concho*. Sesar *Mineral Wells* sepanjang timurlaut-baratdaya dan bergabung dengan sistem sesar *Newark* Timur.

Sistem sesar yang membagi lapangan *Newark* Timur menciptakan zona produksi miskin di reservoir gas *Barnett Shale*. Beberapa sesar yang memotong *basement* dan batuan *Paleozoikum* lebih rendah di bagian selatan diidentifikasi pada tingkat stratigrafi Grup *Ellenburger Ordovician*. Struktur terkait terbentuk selama perkembangan *Llano uplift* dan Cekungan *Fort Worth* dengan patahan berakhir pada *Missourian* Awal (Browning dan Martin, 1982; Flippen, 1982).

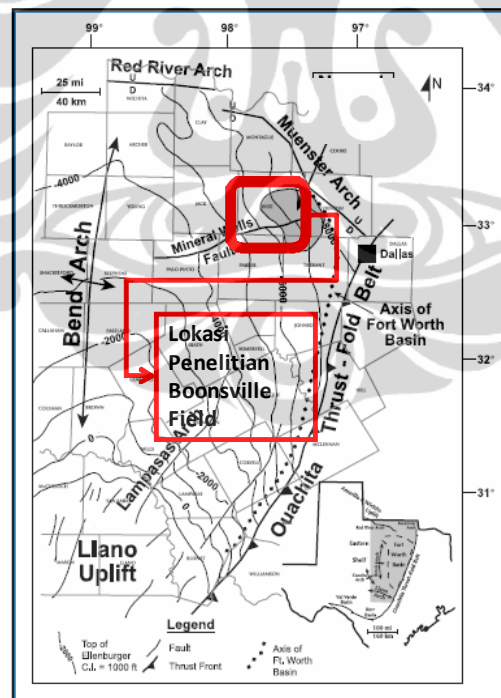
2.4.2. Sejarah Tektonik Cekungan Fort Worth

Asimetris, berbentuk baji Cekungan *Fort Worth* adalah cekungan tanjung perifer *Paleozoikum* sekitar 12,000 kaki dari strata di bagian timurlaut terdalam

dan bersebelahan dengan busur Muenster dan sabuk struktural Ouachita. Cekungan ini mirip dengan cekungan lain dari sabuk struktural Ouachita, seperti Warrior Hitam, Arkoma, Val Verde, dan cekungan Marfa yang terbentuk di depan sabuk Ouachita seperti terdorong ke margin Amerika Utara. Terjadi selama *Paleozoikum Akhir (Mississippian Akhir dan Pennsylvanian Awal)* episode konvergensi lempeng (Flippen, 1982).

2.4.3. Sejarah Tektonik Busur Bend

Busur Bend meluas ke utara dari Llano *uplift*, yang merupakan bawah permukaan luas, *north plunging*, struktur positif. Lengkungan dibentuk sebagai *hinge line* dengan *warping* dari *subsidence* sisi timur akibat adanya penurunan dari Cekungan Fort Worth selama tahap awal pembangunan sabuk struktural Ouachita dalam Mississippian Akhir, dan miring ke barat di akhir *Paleozoikum*, yang membentuk cekungan Midland.



Gambar 2.4. Tatanan regional dan struktur peta kontur Cekungan Fort Worth, Texas utara-tengah. Juga ditampilkan adalah lokasi bidang Newark Timur, daerah penghasil utama gas *Barnett Shale* (interval kontur = 1000 ft [305 m]).

Ada beberapa ketidaksepakatan tentang sejarah struktural dari busur *Bend*. Flippen, (1982) mengatakan bahwa titik tumpu dan struktural yang tinggi serta

Universitas Indonesia

yang hanya mengangkat kecil terjadi di daerah itu untuk membentuk ketidakselarasan di atas permukaan Kapur *Comyn*. Sebaliknya, Cloud dan Barnes (1942) mengatakan bahwa *upward* berkala terhadap busur Bend dari pertengahan *Ordovisium* melalui *Pennsylvanian* Awal menghasilkan ketidakselarasan berupa erosi. Busur Red River dan busur Muenster juga menjadi struktur dominan selama *Mississippian* Akhir dan *Pennsylvanian* Awal (Flippen, 1982) (Gambar 2.4).

2.5. *Petroleum System*

2.5.1. *Source Rock*

Source Rock dari Cekungan Arch Bend-Fort Worth adalah *Barnett Shale Mississippian-Pennsylvanian*. *Barnett Shale* umumnya memberi respons yang tinggi log *gamma ray* di dasar unit. Potensi batuan sumber penting lainnya pada *Pennsylvanian* mencakup batuan karbonat gelap berbutir halus dan unit serpih dalam Kapur *Marble Falls*, fasies serpih hitam dari *Smithwick Shale*, dan beberapa lapisan tipis batubara *Pennsylvanian* di *county* Wise, Jack, Young, Parker, Palo Pinto, dan McCulloch. *Barnett Shale* diendapkan lebih banyak di Texas Utara-Tengah, namun karena erosi pasca pengendapan, distribusi *Barnett* terbatas lebih dari 1,000 kaki (300 m) tebal di sepanjang sisi baratdaya dari busur Muenster. Hal ini mengikis di wilayah sepanjang Red River-Electra dan busur Muenster ke utara, Llano *uplift* ke selatan singkapan, dan bagian timur Barnett serta ke timur *platform shelf-Concho*.

Rata-rata total karbon organik (TOC) dalam *Barnett Shale* adalah sekitar 4% dan TOC adalah setinggi 12% dalam sampel dari singkapan sepanjang pengangkatan Llano pada sisi selatan dari Cekungan Fort Worth. Karakteristik geokimia mirip dengan serpih *Devon-Mississippian* hitam ditemukan di tempat lain di AS (misalnya Formasi *Woodford*, *Bakken*, *New Albany*, dan *Chattanooga*). Serpih hitam semuanya mengandung bahan organik minyak yang rawan (Tipe kerogen II) berdasarkan indeks hidrogen di atas 350 miligram per gram hidrokarbon TOC dan menghasilkan sejenis minyak berkualitas tinggi (belerang rendah > 30 API gravitasi). Meskipun rekahan kerogen dekomposisi merupakan sumber minyak dan gas dari *Barnett Shale*, sumber utama gas di timur lapangan Newark ini dari rekahan minyak dan aspal.

2.5.2. Kematangan Termal

Tingkat kematangan rendah dalam *Barnett Shale* di reflektansi vitrinit (R_o), diperkirakan 0.6-0.7%, hasil minyak dari 38° gravitasi API di *county* Brown. Minyak ditemukan di *county* Shackelford, Coki, dan Callahan, seperti di *county* Montague, berasal dari *Barnett Shale* di tengah zona pembentukan minyak (jendela minyak) tingkat jatuh tempo termal ($R_o \approx 0,9\%$). Meskipun kondensat berhubungan dengan produksi gas *county* Wise, kematangan batuan sumber umumnya R_o 1.1% atau lebih. Zona generasi gas basah adalah dalam kisaran 1.1-1.4% R_o , sedangkan zona utama generasi gas kering (jendela gas utama) dimulai pada R_o sebesar 1.4%.

Kematangan termal *Barnett Shale* juga dapat diturunkan dari TOC dan pengukuran *Rock-Eval* (T_{max}). Meskipun T_{max} tidak terlalu diandalkan untuk kematangan tinggi karena hasil pirolisis miskin puncak bentuk kerogen, sejauh mana transformasi kerogen dapat dimanfaatkan. Kematangan rendah *Barnett Shale* dari singkapan *county* Lampasas dengan nilai TOC rata-rata sekitar 12% dengan potensi hidrokarbon rata-rata 9.85% dari volume. Nilai rata-rata untuk *Barnett Shale* berasal dari *county* Brown dimana TOC adalah 4.2% dan hidrokarbon potensial adalah 3.37% dari volume. Sampel dari Simms TP di wilayah Timur yang memproduksi gas Newark memiliki nilai rata-rata sebesar 4.5% TOC, tetapi lebih besar 90% dari bahan organik diubah menjadi hidrokarbon. Dengan demikian, TOC asli sekitar 7.0% dengan potensi awal diperkirakan 5.64% dari volume.

2.5.3. Generasi Hidrokarbon

Barnett Shale adalah termal matang untuk generasi hidrokarbon di sebagian besar wilayahnya. Batuan induk Barnett saat ini di jendela minyak-generasi sepanjang utara dan bagian barat, dan di jendela gas di setengah timur Paleozoikum Barnett. Ekspulsi minyak berkualitas tinggi dari Barnett adalah episodik dan mulai pada kematangan termal rendah ($R_o = 0.6\%$). Gravitasi API dan kandungan sulfur yang terintegrasi dengan kromatografi gas-resolusi tinggi (GC) dan analisis massa kromatografi gas-spektrometri (GCMS). Gravitasi API minyak berkisar antara 35° sampai 62° dan sulfur rendah (<0.2%), yang

merupakan karakteristik dari kematangan minyak termal tinggi. *Biomarker* dari analisis GCMS menunjukkan minyak yang bersumber dari serpih laut, berdasarkan distribusi *sterane* dan kehadiran *diasteranes*.

2.5.4. Batuan Reservoir

Batuan reservoir termasuk batuan klastik dan karbonat berumur antara *Ordovisium* ke Permian Awal. Sebagian besar produksi dari reservoir konvensional adalah dari batuan *Pennsylvanian*, sedangkan produksi diakui hanya dari akumulasi konvensional adalah *Pennsylvanian Mississippian*-retak *Barnett Shale*. Konglomerat dari Grup Bend *Pennsylvanian* adalah reservoir produksi utama di Lapangan raksasa Boonsville dengan produksi kumulatif sampai 2001 melebihi 3 triliun kaki kubik (85×10^9 m³) gas. Minyak yang bersumber dari *Barnett Shale* dihasilkan dari batuan reservoir di *Cekungan Arch Bend-Fort Worth*, termasuk *Barnett Shale*, Formasi *Caddo*, Grup *Canyon*, Kapur *Chappel*, Grup *Bend*, dan Grup *Ellenburger*.

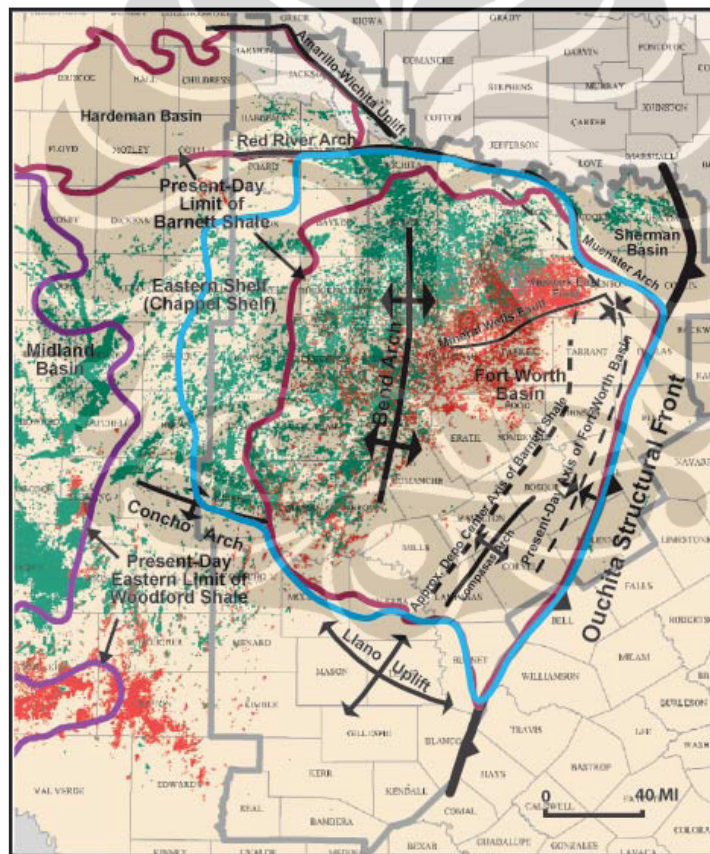
2.5.5. Batuan Tudung

Batuan tudung di Paleozoikum Barnett kebanyakan adalah unit serpih dan padat, permeabilitas rendah batuan karbonat yang didistribusikan pada kedua skala regional dan lokal. *Barnett Shale* adalah batuan tudung regional utama bagi reservoir tua, kebanyakan reservoir karbonat batuan berpori Grup *Ellenburger*. Produksi dari *Barnett Shale* sebagian besar tergantung pada ada atau tidak adanya *Marbel Falls* dan batugamping *Viola*.

2.5.6. Perangkap

Perangkap bagi akumulasi hidrokarbon konvensional sebagian besar stratigrafi untuk reservoir batuan karbonat dan kedua struktural dan stratigrafi dalam reservoir batuan klastik. Kombinasi perangkap struktur dan stratigrafi juga umum di reservoir batupasir *Pennsylvanian*. Perangkap stratigrafi di batuan karbonat hasil dari kombinasi dan topografi fasies pengendapan, erosi, *pinch out updip* dari fasies, dan disempurnakan-*diagenetically* dikontrol zona permeabilitas dan porositas.

Sebuah contoh yang baik dari perangkat stratigrafi karbonat adalah perangkat karang puncak dari Kapur *Chappel*, di mana *grainstone* berpori dan *packstone* dibatasi untuk *buildups* terisolasi atau kelompok karang pada relief paleotopografi rendah dari Grup *Ellenburger* yang terkikis. Puncak terumbu *Chappel* yang terbungkus dan disegel oleh *Barnett Shale* di atasnya. Perangkat stratigrafi Formasi batupasir dan konglomerat *Atoka* terutama *pinch out* berkaitan dengan perubahan fasies atau pemotongan erosi. Perangkat struktural untuk batupasir, konglomerat, dan batuan reservoir *Pennsylvanian* adalah antiklin sederhana dan antiklin *fault-bounded*. (Gambar 2.5).



Gambar 2.5. Peta yang menunjukkan elemen struktur utama (garis hitam), minyak (titik hijau) dan gas (titik merah) produksi sumur, lokasi Newark Field Timur, dan batas USGS Cekungan Arch Bend-Fort Worth (garis abu-abu). Garis merah menunjukkan batas-hari sekarang *Barnett Shale* (Mapel et al., 1979) dan garis ungu adalah batas timur *Woodford Shale* (Comer, 1991). Garis biru mendekati garis batas dari *Paleozoikum* Barnett.

BAB III

METODOLOGI

Seismik inversi adalah proses pemodelan geofisika yang dilakukan untuk memprediksi informasi sifat fisis bumi berdasarkan informasi rekaman seismik yang diperoleh. Upaya inversi merupakan kebalikan dari upaya pengambilan data seismik (*forward modeling*). *Forward modeling* adalah operasi konvolusi antara *wavelet* sumber dengan kontras impedansi akustik bumi (koefisien refleksi).

Proses inversi merupakan proses pembagian rekaman seismik terhadap *wavelet* sumber yang diprediksi, dimana impedansi akustik (hasil inversi) merepresentasikan sifat fisis internal batuan sedangkan rekaman seismik merepresentasikan batas batuan. Sehingga hasil inversi dapat digunakan untuk menginterpretasi perubahan fasies dalam suatu horison geologi. Pemilihan *wavelet* yang diprediksi pada proses inversi merupakan prosedur yang sangat penting, dan mencerminkan horison yang menjadi target. Diantaranya dengan mengekstrak *wavelet* pada horison yang menjadi target inversi, namun tergantung terhadap fasa dan atenuasi. Pada prinsipnya metode seismik inversi itu merupakan suatu teknik yang tujuannya untuk membuat model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data sumur sebagai kontrol.

Pada metode inversi seismik, kita melakukan proses dekonvolusi terhadap *trace* seismik untuk mendapatkan koefisien refleksi. Dari nilai koefisien refleksi tersebut kita dapatkan nilai impedansi akustik. Sehingga hasil akhir dari metode seismik inversi ini adalah berupa data impedansi akustik yang memiliki informasi lebih lengkap jika dibandingkan dengan data seismik. Adapun parameter reservoir pada impedansi akustik adalah kecepatan gelombang P (V_p) dan densitas (ρ) jelas diperoleh dari hasil impedansi akustik, sehingga perlu adanya analisis porositas untuk memperkuat hasil identifikasi terhadap *reservoir properties* nya yang merupakan deskripsi statis untuk karakterisasi reservoir. Karena salah satu faktor yang sangat kritikal dalam kaitannya dengan industri minyak dan gas adalah mengetahui/menentukan penyebaran porositas dalam suatu unit/zona, terutama untuk daerah yang berada pada tahapan pengembangan. Banyak sekali metode yang digunakan dalam membuat penyebaran porositas ini,

mulai dari yang termudah yaitu dengan menggunakan teknik *gridding* dari porositas log pada tiap sumur hingga dengan menggunakan seismik inversi dan model. Korelasi antara parameter reservoir dengan parameter gelombang seismik ditampilkan pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1. Korelasi antara parameter reservoir dengan parameter gelombang seismik (Munadi, 2000).

Parameter Reservoir	Parameter Seimik					
	Vp	Vs	Vp/Vs	σ	Q	A
Ketebalan	*	*				
Litologi	*		*	*		
Porositas	*		*	*		
Saturasi Gas / Air					*	
Kandungan Fluida			*			*
Kandungan Lempung	*	*				
Tekanan	*	*				
Temperatur	*	*				
Orientasi Rekahan	*	*			*	

Secara umum keberhasilan metode inversi impedansi akustik dipengaruhi oleh tiga hal utama yaitu: (i) Data sumur, (ii) Data seismik, serta (iii) Metode inversi seismik yang digunakan. Data sumur akan memberikan parameter reservoir dengan resolusi vertikal yang sangat baik, akan tetapi sangat buruk dalam arah horisontal. Sebaliknya seismik memberikan data dalam arah horisontal yang hampir kontinu, akan tetapi buruk dalam arah vertikal. Kombinasi kedua data ini dan informasi lainnya akan menghasilkan deskripsi sifat fisik reservoir yang lebih baik. Oleh karenanya, sebelum melakukan proses inversi impedansi akustik, beberapa hal yang berkaitan dengan ketiga hal tersebut perlu diperhatikan secara seksama.

1. Data sumur merupakan dasar penentu keberhasilan, mengingat metode inversi secara prinsip adalah teknik ekstrapolasi data/informasi sumur dengan menggunakan data seismik sebagai *guidance* utama. Langkah awal yang perlu dilakukan meliputi:
 - *Editing*, kalibrasi, serta pemodelan. Proses ini perlu dilakukan untuk meminimalkan pengaruh bising pada data sumur, mengingat dalam proses inversi, data sumur akan selalu diasumsikan sebagai data yang

bebas bising (*noise free data*). *Erroneous well data* perlu dihindari karena akan terbawa menjadi kesalahan hasil inversi.

- *Well-seismic-tie*, termasuk didalamnya analisis resolusi seismik dan hasil inversi. Proses ini perlu dilakukan agar didapatkan estimasi *wavelet* yang akurat. Akurasi *wavelet* sangat mempengaruhi akurasi dari estimasi parameter-parameter fisis dalam proses inversi selanjutnya. Kesalahan dalam estimasi *wavelet* akan termanifestasi sebagai kesalahan estimasi parameter fisis reservoir.

2. Data seismik dalam proses inversi merupakan batasan luar dari ekspektasi, mengingat hasil inversi akan selalu bergantung pada kualitas data seismiknya.

- Analisis resolusi seismik, yang akan memberikan informasi tentang seberapa tipis lapisan reservoir yang masih dapat terlihat pada hasil inversi. Dimana resolusi seismik adalah kemampuan untuk memisahkan dua reflektor yang berdekatan. Resolusi terbagi dua: resolusi vertikal (temporal) dan lateral (spasial). Resolusi vertikal didefinisikan dengan $\frac{1}{4}$ panjang gelombang seismik (λ), dimana $\lambda = v/f$ dengan v adalah kecepatan gelombang seismik dan f adalah frekuensi. Frekuensi dominan gelombang seismik bervariasi antara 50 and 20 Hz dan semakin berkurang terhadap kedalaman. Baik resolusi vertikal maupun horisontal tidak bisa dilepaskan dari frekuensi dan lambda. Hal ini diperlukan untuk memperoleh data ketebalan *tuning*, dimana ketebalan *tuning* adalah batas minimal ketebalan lapisan batuan yang mampu dilihat atau dibedakan oleh gelombang seismik. Besaran ketebalan *tuning* yang biasanya dipakai oleh kalangan geofisikawan adalah $1/4$ panjang gelombang seismik.
- Analisis reflektivitas, dimana reflektivitas merupakan kontras impedansi akustik pada batas lapisan batuan sedimen yang satu dengan batuan sedimen yang lain. Besar-kecilnya nilai reflektivitas selain tergantung pada impedansi akustik, juga tergantung pada sudut datang gelombang atau jarak sumber-penerima. Di dalam seismik refleksi, reflektivitas biasanya ditampilkan pada jarak sumber-penerima sama

dengan nol (*zero offset*) sehingga dapat diformulasikan sebagai reflektivitas berbanding lurus dengan amplitudo gelombang seismik refleksi. Jika reflektivitas semakin tinggi, maka amplitudo-nya pun semakin tinggi pula.

3. Metode inversi yang digunakan, termasuk didalamnya pemilihan model bumi (*earth model*) yang akan bertindak sebagai *constraint* sekaligus model awal dari proses inversi. *Earth model* sangat ditentukan/dipengaruhi oleh *horizon picking* dalam proses interpretasi data seismik. Kesalahan *picking* akan berakibat pada kesalahan model awal, dan tentunya akan sangat mempengaruhi hasil akhir dari proses inversi.

3.1. Seismik Inversi

Seismik inversi adalah proses pemodelan geofisika yang dilakukan untuk memprediksi informasi sifat fisis bumi berdasarkan informasi rekaman seismik yang diperoleh. Upaya inversi merupakan kebalikan dari upaya pengambilan data seismik (*forward modeling*). Sebagaimana yang kita ketahui *forward modeling* adalah operasi konvolusi antara *wavelet* sumber dengan kontras impedansi akustik bumi (koefisiensi refleksi). Proses inversi merupakan proses pembagian rekaman seismik terhadap *wavelet* sumber yang diprediksi. Impedansi akustik merepresentasikan sifat fisis internal batuan sedangkan rekaman seismik merepresentasikan batas batuan.

Pemilihan *wavelet* yang diprediksi pada proses inversi merupakan prosedur yang sangat penting, sifat *wavelet* yang diprediksi mencerminkan horison yang menjadi target. Terdapat tiga metode yang dapat diterapkan dalam seismik inversi, yaitu: Metode Inversi Rekursif / *Band Limited*, Metode Inversi *Model Based*, dan Metode Inversi *Sparse Spike*.

3.2. Inversi Impedansi Akustik

Dalam inversi impedansi akustik, kita akan membuat model bumi dimana data seismik sebagai input. Proses ini merupakan kebalikan dari suatu pemodelan ke depan seismik, dimana merupakan suatu proses untuk merubah data seismik menjadi data impedansi akustik. Seismik inversi impedansi akustik, *post stack*

merupakan suatu proses analisis terhadap *trace* seismik yang telah ditampilkan dalam bentuk *zero offset* menjadi struktur lapisan yang digambarkan dalam impedansi. Model satu dimensi yang paling sederhana dan paling sering digunakan untuk *trace* seismik adalah model konvolusi, yang menyatakan bahwa *trace seismic* merupakan hasil konvolusi antara reflektifitas bumi dengan suatu fungsi sumber seismik dengan tambahan komponen bising. Secara matematis dapat dirumuskan sebagai:

$$S_t = w_t * r_t + n_t \quad [3.1]$$

Dimana:

- S_t = *trace* seismik
 W_t = *wavelet* seismik
 r_t = reflektifitas bumi
 n_t = bising

Terkadang dilakukan penyederhanaan dimana bising dianggap nol, sehingga menghasilkan :

$$S_t = w_t * r_t \quad [3.2]$$

Seri koefisien refleksi (KR) atau juga disebut refleksifitas merupakan konsep fisika yang fundamental dalam metode seismik. Pada dasarnya, setiap KR dapat di anggap sebagai sebuah respon dari *wavelet* seismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik di dalam bumi yang didefinisikan sebagai hasil perkalian antara kecepatan gelombang P (V_p) dan densitas (ρ). Secara matematis, konversi dari impedansi akustik ke reflektifitas meliputi pembagian beda impedansi akustik dengan jumlah impedansi akustik tersebut. Oleh karena itu, KR pada batas antara kedua lapisan tersebut:

$$KR_i = \frac{\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_iV_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_iV_i} = \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} \quad [3.3]$$

Dimana lapisan ke-i terletak di atas lapisan ke-(i+1)

3.2.1. Inversi Rekursif / *Band Limited*

Metode Inversi Rekursif / *Band Limited* merupakan metode yang paling sederhana. Seismik data diasumsikan sama dengan model pada persamaan

dibawah ini. Metode ini mengabaikan efek *wavelet* seismik dan memperlakukan *trace* seismik sebagai koefisien refleksi (KR) yang di filter dengan *wavelet zero phase*. Metode inversi rekursif ini juga mengasumsikan skala *absolute* harga koefisien refleksi (KR) adalah benar. Karena persamaan di aplikasikan secara rekursif dari atas sampai bawah, *error* akan diakumulasikan. *Noise* pada *trace* seismik akan diinterpretasikan sebagai refleksi dan ikut serta dalam inversi.

Berangkat dari persamaan [3.3], perhatikan bahwa :

$$1 + KR_i = \frac{AI_{i+1} + AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} + \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} = \frac{2AI_{i+1}}{AI_{i+1} + AI_i}$$

Dan

$$1 - KR_i = \frac{AI_{i+1} + AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} - \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} = \frac{2AI_i}{AI_{i+1} + AI_i}$$

Kemudian

$$\frac{AI_{i+1}}{AI_i} = \frac{1 + KR_i}{1 - KR_i} \text{ atau } AI_{i+1} = AI_i \left[\frac{1 + KR_i}{1 - KR_i} \right] \quad [3.4]$$

Persamaan [3.4] disebut sebagai formulasi inversi rekursif.

3.2.2. Inversi *Model Based / Blocky*

Dalam melakukan inversi dengan metode ini perlu dibuat inisial model dengan merata-ratakan harga impedansi akustik sesuai ukuran bloknya. Melakukan konversi impedansi akustik menjadi reflektivitas dan mengkonvolusikan dengan *wavelet* untuk merekam *trace* model sintetik. Mengurangi *trace* seismik sintetik dari data *trace* seismik aslinya untuk mengetahui *error trace* nya. Atur parameter dalam analisis inversi ini untuk mendapatkan hasil yang paling baik. Metode inversi *Model Based* ini cukup baik dalam menginterpretasikan lapisan batuan yang tipis. Metode inversi yang akan di jelaskan berikut ini adalah yang di kembangkan oleh Hampson-Russel. Dengan mengingat kembali persamaan [3.1], yaitu:

$$S_t = w_t * r_t + n_t$$

Asumsikan bumi kita terdiri atas N lapis. Tiga parameter utama setiap lapisan tersebut adalah ketebalan, kecepatan dan densitas. Asumsikan pula bahwa parameter waktu telah di ketahui. Besaran waktu tersebut tidak harus sama, atau

Universitas Indonesia

nilai ketebalan tiap lapisan bias berbeda. Salah satu cara paling mudah untuk mempresentasikan parameter waktu adalah sebagai berikut:

$$\tau_i = \sum_{j=1}^{i-1} \tau_j \quad [3.5]$$

Dimana $i = 1, N$ dan τ_i adalah TWT (*Two Way Time*) absolut dari permukaan bumi ke permukaan atas lapisan ke- i pada *trace* seismik *zero offset*. Misalkan kita mempunyai estimasi awal model yang dikarakterisasikan oleh koefisien refleksi KR_{ot} , maka *trace* model dapat di hitung sebagai berikut:

$$M_t = w_t * KR_{ot} \quad [3.6]$$

Bila didefinisikan *trace error* sebagai:

$$e_t = S_t - KR_{ot} \quad [3.7]$$

Dan di asumsikan bahwa reflektifitas sebenarnya dapat di tuliskan sebagai:

$$KR_t = KR_{ot} + \phi KR_t$$

Maka kita harus menemukan koreksi KR_t , sehingga kesalahn kuadrat tersebut terminimalkan:

$$J = \sum_{i=1}^{NSAMP} e_i^2 \quad [3.8]$$

Persamaan [3.8] sering juga disebut fungsi objektif, yang menghubungkan total *error* (selisih *trace* orisinil dengan *trace* model) J dengan parameter tidak diketahui ΔKR_t . Fungsi objektif persamaan [3.8] adalah:

$$J = e^T e = (S - WKR)^T (S - WKR) \quad [3.9]$$

Dimana S merupakan vektor yang mengandung semua *trace* seismik, W matriks yang mengandung semua parameter koefisien refleksi yang tidak diketahui. Agar diperoleh solusi maka dilakukan *least-square* sedemikian sehingga vektor KR membuat J menjadi minimum. Hal ini dilakukan dengan membuat turunan J terhadap tiap elemen KR menjadi nol.

$$\partial J / \partial KR(i) = 0 \quad [3.10]$$

Sistem persamaan [3.10] mengarah pada persamaan normal:

$$W^T WKR = W^T T \quad [3.11]$$

Persamaan [3.11] dapat juga di tuliskan:

$$KR = (W^T W)^{-1} W^T T \quad [3.12]$$

Untuk menstabilkan solusi maka suatu faktor *pre-whitening* dapat dimasukkan dan secara matematis dapat ditulis sebagai berikut:

$$KR = ((W^T W) + \lambda I)^{-1} W^T S \quad [3.13]$$

Dimana λ faktor *pre-whitening* 1 matriks identitas.

3.2.3. Inversi *Sparse-Spike*

Metode inversi ini hanya mempertimbangkan *spike* yang besar. Metode ini menempatkan *spike* yang besar dengan melakukan pengecekan *trace* seismik. Reflektivitas merekonstruksi satu *spike* masing-masing setiap waktu. *Spike* ditambahkan sampai model *trace* akurat. Metode Inversi *Sparse-Spike* menggunakan parameter yang sama dengan Metode Inversi *Model Based*. Ada tiga teknik dalam inverse *sparse spike*, yaitu dekonvolusi dan inversi *maximum-likelihood*, dekonvolusi dan inversi *L1 norm*, serta dekonvolusi entropi minimum.

3.3. Determinasi Porositas

Porositas beberapa reservoir menurut Koesoemadinata (1978) dikelompokkan menjadi:

1. Diabaikan (*negligible*) 0 - 5%
2. Buruk (*poor*) 5 - 10%
3. Cukup (*fair*) 10 - 15%
4. Baik (*good*) 15 - 20%
5. Sangat baik (*very good*) 20 - 25%
6. Istimewa (*excellent*) > 25%

Sementara permeabilitas beberapa reservoir menurut Koesoemadinata (1978) dikelompokkan sebagai berikut:

1. Ketat (*tight*) <5 mD
2. Cukup (*fair*) 5 - 10 mD
3. Baik (*good*) 10 - 100 mD
4. Baik sekali 100 - 1000 mD
5. (*very good*) >1000 mD

Permeabilitas pada suatu batuan tergantung pada: porositas, ukuran pori, bentuk pori, morfologi permukaan pori bagian dalam, susunan pori dan batang

pori (topologi dari jaringan pori), ukuran butir dan distribusinya serta kompaksi dan sementasi (Cole, F.W. 1983). Porositas cenderung berhubungan secara linier terhadap logaritma permeabilitas.

Log yang dapat digunakan dalam analisis litologi dan porositas diantaranya dapat dijelaskan sebagai berikut:

3.3.1. Log Sonic

$$V_p = \sqrt{\frac{K + 1.33 G}{\rho}} \quad [3.14]$$

Ekspresi Wyllie (*time-average*):

$$\Delta t_{\log} = \Delta t_f \cdot \phi + \Delta t_{ma} \cdot (1 - \phi - V_{sh}) + \Delta t_{sh} \cdot V_{sh} \quad [3.15]$$

Untuk *clean formation*:

$$\phi_S = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad [3.16]$$

Kondisi:

- keseragaman butir
- bagus untuk batuan dengan $S_w = 100\%$
- *clean formation*
- *consolidated sand*

Pengaruh konsolidasi:

$$\phi_S = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \cdot \frac{1}{C_p} \quad [3.17]$$

C_p = faktor kompaksi

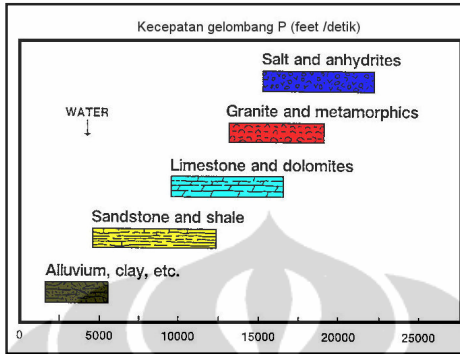
Pengaruh lempung:

$$\phi_S = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma} - (\Delta t_{ma} - \Delta t_{sh})V_{sh}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad [3.18]$$

Koreksi lokal:

$$\phi_S = C \frac{(\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma})}{\Delta t_{\log}} \quad [3.19]$$

Material bumi memiliki kecepatan gelombang P tertentu, dimana kecepatan gelombang P (seismik refleksi) semakin meningkat dengan meningkatnya kekompakkan suatu material.



Gambar 3.1. Courtesy Grand and West untuk analisis kecepatan gelombang P.

3.3.2. Log Density

Density adalah massa batuan per unit volume. Bulk density pada batuan (Gambar 3.1):

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi)\rho_{ma} \tag{3.20}$$

Kemudian,

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \tag{3.21}$$

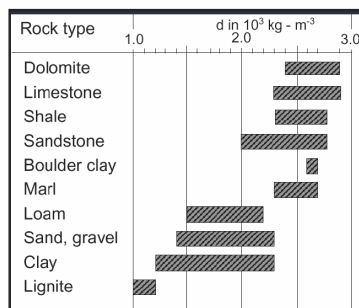
$$\phi_f \approx \phi_{mud\ filtrate} = 1 - 1.1\text{ gr/cc} \tag{3.22}$$

Shale factor:

$$\rho_b = \rho_{b(clean)} \cdot (1 - V_{sh}) + \rho_{sh} \cdot V_{sh} \tag{3.23}$$

$$\rho_{b(clean)} = \frac{\rho_b - \rho_{sh} \cdot V_{sh}}{1 - V_{sh}} \tag{3.24}$$

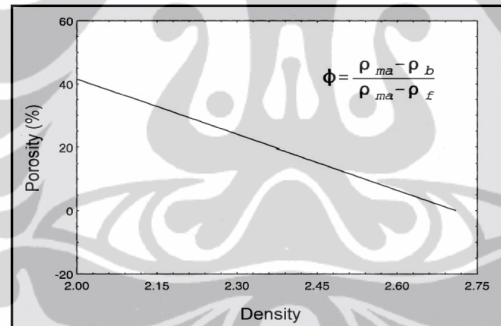
Tabel 3.2. Tabel nilai densitas pada masing-masing tipe batuan.



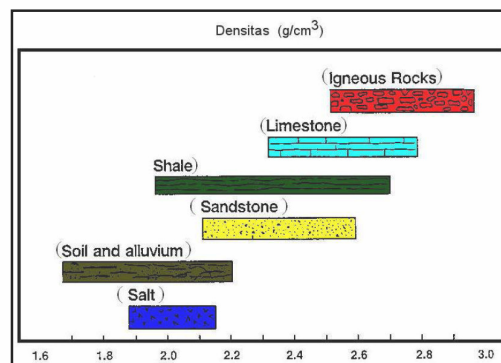
Tabel 3.3. Tabel nilai densitas pada masing-masing tipe mineral.

Substance	ρ (g/cm ³)	ρ_s (g/cm ³)	Z/A	Pe (b/e)
quartz	2.654	2.650	0.499	1.806
calcite	2.710	2.708	0.500	5.084
dolomite	2.870	2.864	0.499	3.142
halite	2.165	2.074	0.479	4.65
gypsum	2.320	2.372	0.511	3.420
anhydrite	2.97	2.96	0.499	5.05
kaolinite	2.44	2.44	0.50	1.83
illite	2.64	2.63	0.499	3.45
barite	4.48	4.09	0.446	200.8
water (fresh)	1.000	1.110	0.555	0.358
oil	0.850	0.948	0.558	0.125

Secara fisis, impedansi akustik merupakan produk perkalian antara kecepatan gelombang kompresi dengan densitas batuan. Nilai densitas berkorelasi dengan tingkat porositas batuan. Semakin tinggi nilai densitas menandakan bahwa zona tersebut *tight*, sedangkan semakin rendah nilai densitas menandakan bahwa zona tersebut semakin *porous*.



Gambar 3.2. Kurva perbandingan densitas dan porositas.



Gambar 3.3. Courtesy Grand and West untuk analisis densitas.

3.3.3. Log Neutron

Provides interpreted porosity (walaupun biasanya memerlukan koreksi lebih jauh pada efek lingkungannya). Log *neutron porosity* tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan.

A. If ρ = bulk density of the porous rock
 ρ_g = grain density
 ρ_c = cement density
 ϕ_0 = initial porosity before cementation
 ϕ_1 = final porosity after cementation
 ρ_h = density of the hydrocarbon
 ρ_w = density of the water
 S_w = water saturation
 then $\rho = \rho_g(1-\phi_0) + \rho_c(\phi_0-\phi_1) + \rho_h\phi_1 + S_w(\rho_w-\rho_h)\phi_1$

B. Grain density ρ_g (all in Mg/m³ = tonne/m³ = g/cm³)

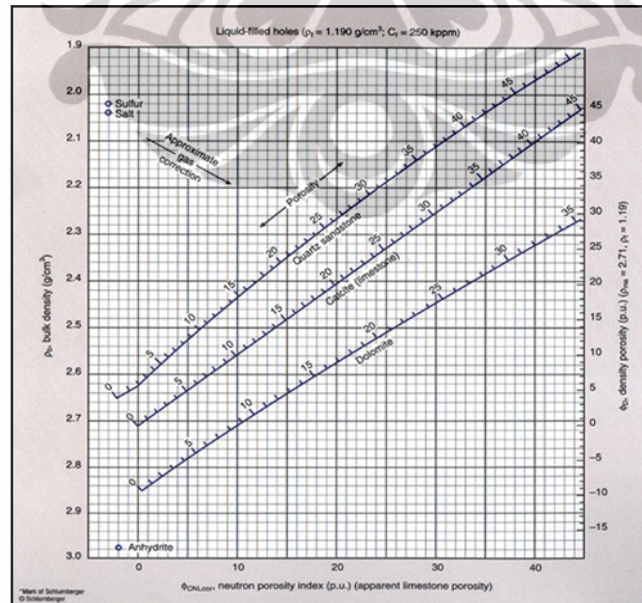
Shale	2.6-2.7	Gypsum	2.32
Sandstone	2.65	Anhydrite	2.98
Limestone, pure	2.71	Salt	2.16
Dolomite, pure	2.85	Coal	1.2-1.8
Average for carbonates	2.80	Basalt	2.8-3.1

C. Reservoir fluids ρ_h
 Water 1.04-1.11, depending on salinity
 Crude oil 0.80-0.88, depending on gravity
 Methane 0.0007, at $T_0 = 273.15K$, $P_0 = 760$ mm Hg
 $0.0007 \left(\frac{P_r T_0}{P_0 T_r} \right)$ at T_r, P_r

Gambar 3.4. Kalkulasi nilai *bulk density* untuk batuan *porous* pada banyak kasus.

3.3.4. Crossplot

Crossplot yang biasanya digunakan dalam penetapan litologi dan porositas adalah: *density - neutron*, *sonic - neutron*, *sonic - density*. (Gambar 3.2).



Gambar 3.5. Kurva penetapan porositas dan litologi dari Log Lito-Densitas dan *Compensated Neutron Log (CNL)*.

Analisis *crossplot* yang dilakukan meliputi *crossplot* antara *P-wave* dengan *density*, *P-wave* dengan *neutron porosity*, *P-wave* dengan *porosity*, *P-impedance* dengan *density*, *P-impedance* dengan *porosity*, *density* dengan *gamma ray*, *neutron porosity* dengan *density*, *porosity* dengan *density*. Dimana keterangan log yang berkaitan dengan *crossplot* tersebut adalah sebagai berikut:

1. Log *sonic* mampu melihat *secondary porosity* dengan baik, serta tidak terlalu banyak terpengaruh oleh koreksi (koreksi karena kondisi lubang bor yang jelek/gerowong, koreksi lumpur pemboran). Disamping jika *velocity* terlalu cepat menandakan batuan tersebut cenderung *tight* dan jika *velocity* terlalu lambat adalah kebalikannya yaitu lebih cenderung batubara. Log *sonic* sensitif terhadap kecepatan gelombang yang dipengaruhi oleh kompaksi, dan porositas. Kelemahan data *sonic* diantaranya adalah sangat rentan terhadap perubahan lokal di sekitar lubang bor seperti *washout zone*, perubahan litologi yang tiba-tiba, serta hanya mampu mengukur formasi batuan sedalam 1-2 *feet*.
2. Log *density* lebih cenderung menggambarkan berat jenis (jika formasi tersusun oleh mineral berat maka pembacaan *density* akan menjadi rendah, padahal belum tentu lapisan tersebut *porous*). Semakin tinggi nilai *density* menandakan bahwa zona tersebut *tight*, sedangkan semakin rendah nilai *density* menandakan bahwa zona tersebut semakin *porous*, dan log *density* dapat melihat residual gas bila porositas nya tinggi dan tekanan gas rendah. Log *density* sensitif terhadap densitas batuan.
3. Log *neutron porosity* sangat sensitif dengan kondisi lubang bor, sensitif terhadap porositas dan memberi indikasi gas lebih baik didalam formasi *shaly* dan mungkin lebih baik dalam menentukan porositas dalam formasi *tight*. Log *neutron porosity* juga dapat memerankan fungsi dalam menentukan tipe matriks serta untuk mengidentifikasi gas dengan bagus. Hubungan antara porositas *density-neutron* mencakup porositas intergranular dan porositas vugular.
4. Log *porosity* dapat menggambarkan dengan rinci tingkat porositas suatu batuan untuk menentukan tipe matriks, dimana *low porosity* lebih penting untuk mengetahui tipe matriks batuan dibanding pada *high porosity*.

Hubungan antara keduanya adalah *velocity* sebuah gelombang kompresi dalam suatu benda yang elastis merupakan sebuah fungsi dari *rigidity* dan densitas benda tadi. Pengaruh porositas terhadap *velocity* adalah melalui pengaruhnya terhadap parameter-parameter tadi. Kenaikan porositas akan mengurangi *rigidity* lebih banyak daripada pengurangan densitas, akibatnya ada pengurangan *velocity*.

5. Log *P-impedance* didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya, dan dapat merefleksikan kekerasan suatu batuan, dimana semakin keras suatu batuan maka impedansi akustik nya semakin besar pula.
6. Log *gamma ray* dapat memberikan respon terhadap beberapa mineral. Log *gamma ray* yang sensitif terhadap kandungan radioaktif dalam batuan, dapat membedakan komposisi batuan yang *shale* dan *non shale*. Log *gamma ray* memiliki satuan API, dimana tipikal kisaran API biasanya berkisar antara 0 – 150 API. Log *gamma ray* sangat membantu didalam evaluasi formasi, khususnya lingkungan pengendapan *fluvio-deltaic* atau *channel system* dimana biasanya sistem perlapisannya terdiri dari *sandstone* atau *shale (sand-shale interbeds)*. Biasanya interval perekaman *gamma ray* memiliki resolusi vertikal sebesar 0.5 feet.

3.3.5. Perhitungan Variogram

Variogram dihitung dengan suatu rumus yang sederhana yaitu perbedaan rata-rata antara dua titik conto dengan jarak tertentu. Oleh karena itu perbedaan tersebut kemungkinan <0 atau >0 , agar perbedaan rata-rata tersebut selalu >0 maka perlu diaplikasikan perhitungan statistik yang berdasarkan pada perbedaan kuadrat.

Delfiner mendefinisikan bahwa perbedaan kuadrat tersebut diasumsikan sebagai ekspektasi $[Z(x_i) - Z(x_{i+h})]$, sehingga definisi variogram menjadi:

$$2g(h) = \text{var} [z(x_i) - z(x_{i+h})]$$

Dimana :

$2g(h)$ = variogram

Var = varians

Dari fungsi tersebut dapat didefinisikan semivariogram sebagai berikut:

$$\gamma(h) = \frac{\sum_{i=1}^N [z(x_i) - z(x_{i+h})]^2}{2N(h)} \quad [3.32]$$

Dimana:

$g(h)$ = (semi) variogram untuk arah tertentu dari jarak h

h = 1d, 2d, 3d, 4d (d = jarak antar conto)

$z(x_i)$ = harga(data) pada titik x_i

$z(x_{i+h})$ = data pada titik yang berjarak h dari x_i

$N(h)$ = jumlah pasangan data.

Secara umum $g(h)$ akan naik dengan bertambahnya harga h , artinya besarnya perbedaan harga pada dua titik akan sangat tergantung dengan jarak ke dua titik tersebut. Kenaikan harga $g(h)$ tersebut akan berlangsung selama masih terdapat pengaruh harga antar titik, daerah ini dikenal dengan daerah pengaruh suatu conto, sampai akhirnya konstan di suatu harga $g(\infty) = C(\text{sill})$ yang merupakan varians populasi (*varians a priori*).

Daerah pengaruh suatu conto mempunyai suatu jarak dengan notasi a yang dikenal dengan nama daerah pengaruh (*range*). Di luar jarak ini, maka rata-rata variasi harga $Z(x)$ dan $Z(x+h)$ tidak lagi tergantung dengan jarak, dengan kata lain $Z(x)$ dan $Z(x+h)$ tidak berkorelasi satu dengan yang lainnya. *Range a* adalah suatu ukuran untuk daerah pengaruh. Mengingat h merupakan suatu vektor, maka suatu variogram harus ditentukan untuk berbagai arah. Suatu penyelidikan perubahan $\gamma(h)$ sesuai dengan arah orientasinya memungkinkan munculnya *anisotropi*.

a. Isotropi

Jika variogram-variogram pada berbagai arah sama, maka dapat diartikan bahwa $\gamma(h)$ merupakan suatu fungsi dari harga absolut vektor yang harga-nya adalah $h = \sqrt{h_1^2 + h_2^2 + h_3^2}$, jika h_1 , h_2 , dan h_3 adalah komponen-komponen vektor h .

b. Anisotropi geometri

Jika pada beberapa $\gamma(h)$ dengan arah yang berbeda tetap mempunyai harga *sill* C dan *nugget variance* yang sama, sedangkan kenaikan variogram yang

dinyatakan dengan harga *range a* berbeda, maka akan terlihat apa yang disebut *anisotropi geometri*.

c. Anisotropi zonal

Dalam beberapa hal mungkin dijumpai bahwa variogram pada arah tertentu sangat berbeda, misalnya pada endapan bahan galian yang mempunyai struktur perlapisan, dimana variasi kadar pada arah tegak lurus terhadap bidang perlapisan sangat besar dibandingkan variasi pada bidang perlapisan.

Parameter variogram antara lain *lag distance* yaitu jarak separasi antara 2 data, *range* yaitu jarak jangkauan variogram pada nilai konstan, serta *sill* yaitu nilai konstan pada variogram setelah *range* didapat. Dalam banyak kasus, *sill* diperkirakan sama pada varians data. Model matematis yang banyak digunakan dan umum terjadi pada endapan mineral adalah model sferis atau *matheron* (David, 1977, Barnes, 1979). Dalam *fitting* variogram ini hanya akan dibahas untuk model sferis saja. Dua metode yang umum digunakan untuk *fitting* variogram eksperimental dengan variogram teoritis yaitu metode visual dan *least square*. Dengan metode visual biasanya sudah cukup memuaskan, dan banyak digunakan oleh para ahli geostatistika (David, 1979). Karena *sense* yang banyak berperan dalam melakukan *fitting* tersebut, maka pengalaman akan sangat menentukan kualitas *fitting*. Tujuan utama dari *fitting* ini adalah untuk mengetahui parameter geostatistika seperti a , C dan C^0 . Berikut ini beberapa pedoman penting dalam melakukan *fitting*:

1. Variogram yang mempunyai pasangan conto yang sangat sedikit agar diabaikan.
2. *Nugget variance* (C^0) didapat dari perpotongan garis *tangential* dari beberapa titik pertama variogram dengan sumbu $\gamma(h)$.
3. *Sill* (C^0+C) kira-kira sama dengan atau mendekati varians populasi. Garis tangensial di atas akan memotong garis *sill* pada jarak $2/3 a$, sehingga selanjutnya dapat dihitung harga a (David, 1977, Clark, 1979, Leigh and Readdy, 1982).
4. Interpretasi *nugget variance* untuk variogram dengan sudut toleransi 180^0 (variogram rata-rata) akan sangat membantu untuk memperkirakan besarnya *nugget variance* (David, 1979).

5. *Nugget variance* diambil dari multiple variogram (dalam berbagai arah). Dalam *multiple* variogram, *best spherical line* sebaiknya lebih mendekati variogram yang mempunyai pasangan conto yang cukup.

3.3.6. Kriging

Kriging merupakan dasar teknik statistik interpolasi, dimana perkiraan properti tertentu pada lokasi yang terukur oleh jumlah tertimbang linier dari nilai-nilai diketahui. Prinsip *kriging* adalah untuk menghitung bobot yang ditetapkan ke tetangga poin individu, dimana bobot tergantung pada hubungan spasial antara lokasi *unsampled* dan nilai-nilai tetangga dan juga hubungan antara nilai-nilai tetangga sendiri.

$$X^*(u_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i X(u_i) \quad [3.33]$$

3.3.7. Cokriging

Cokriging menyediakan sarana termasuk informasi seismik yang diturunkan dalam proses pemetaan geostatistika. Untuk menurunkan nilai kovarian, kita perlu tiga model variogram: *well-to-well*, *seismic-to-seismic*, dan *well-to-seismic*.

3.3.8. External Drift

Kondisi lain yang dijumpai pada suatu variogram adalah *drift*. Kondisi ini dijumpai pada suatu variogram yang pada awalnya berperilaku normal, yaitu naik sampai mencapai *sill*, tetapi selanjutnya naik secara mendadak secara parabolik. Hal ini berarti, bahwa variabel terregionalnya tidak lagi *stationer*. *Drift* ini dapat dengan mudah diketahui jika dihitung perbedaan rata-rata variabel pada x_i dan x_{i+h} sesuai dengan arah vektor h nya:

$$\Delta(h) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{N(h)} \left[\frac{1}{2} [Z(x_i) - Z(x_{i+h})] \right] / N(h) \quad [3.34]$$

dan ditampilkan secara grafis. Jika tidak terdapat *drift*, maka harga $\Delta(h)$ akan terpancar di sekitar sumbu h tersebut.

BAB IV

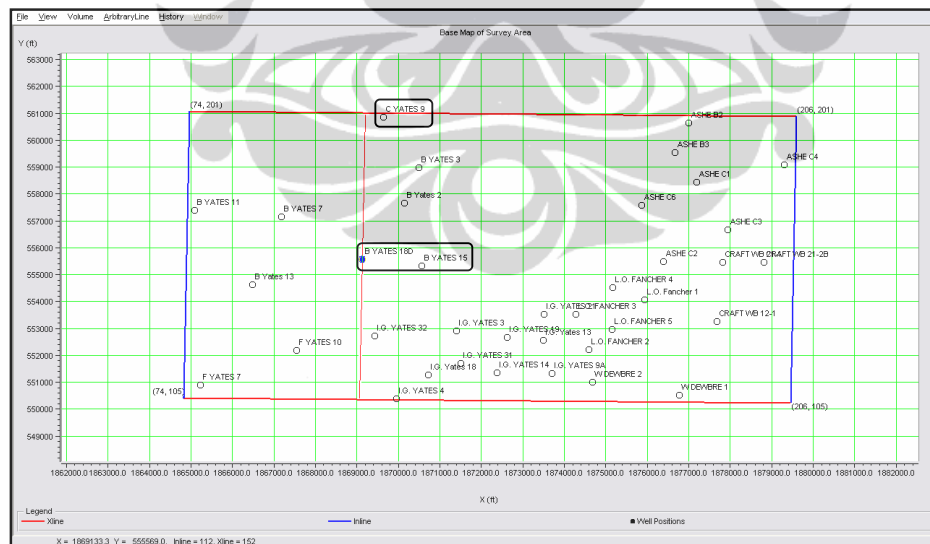
HASIL DAN PEMBAHASAN

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas. Dimana data yang tersedia untuk penelitian ini adalah data sumur dan data seismik.

4.1. Data Yang Tersedia

4.1.1. Data Seismik

Data seismik yang digunakan merupakan data seismik 3D hasil akuisisi data oleh Trend Technology, Midland, Texas. Area terdiri dari 206 *inline* dan 201 *xline*, dimulai dari nomor 74 *inline* dan 105 *xline*, dengan *preserve amplitude* dengan *sample rate* 1 ms, *amplitude type* adalah seismik dengan domain waktu, dan merupakan data *post-stack*, dengan data asli P1 (UTM) nya dengan $X = 1864886$, $Y = 550461$, serta dengan orientasi 0.718. Dibawah ini merupakan daerah penelitian dan menunjukkan lokasi sumur yang digunakan dalam studi kasus ini (Gambar 4.1).



Gambar 4.1. Lokasi daerah penelitian dan lokasi sumur, dimana sumur yang digunakan dalam penelitian ini ditunjukkan pada *shapes* hitam.

Data *checkshot* digunakan untuk keperluan konversi dari domain waktu ke dalam domain kedalaman (*time to depth conversion*) atau sebaliknya. Konversi ini

penting dilakukan selama proses pengikatan data seismik dan sumur (*well-seismic tie*). Log *sonic* dan *density* digunakan untuk proses pengikatan sumur dengan seismik (*well-seismic tie*) yang menghasilkan *trace seismic* sintetik. Sementara log lainnya untuk mendukung interpretasi dan pemodelan.

4.1.2. Data Sumur

Lapangan Boonsville memiliki 38 sumur. Sementara data sumur yang digunakan untuk penelitian ini sebanyak 3 sumur yang meliputi sumur B Yates 18D, sumur B Yates 15, dan sumur C Yates 9. Dimana data log yang tersedia adalah:

1. Well B Yates 18D (log *density*, log *gamma ray*, log *induction deep*, log *induction medium*, log *neutron porosity*, log *resistivity*, log *spontaneous potential*, log *caliper*, log *porosity*, dan *checkshot*).
2. Well B Yates 15 (log *density*, log *gamma ray*, log *induction deep*, log *induction medium*, log *neutron porosity*, log *resistivity*, log *spontaneous potential*, log *caliper*, log *porosity*).
3. Well C Yates 9 (log *density*, log *gamma ray*, log *induction deep*, log *induction medium*, log *resistivity*, log *spontaneous potential*, log *caliper*, log *porosity*).

Sementara data log yang akan digunakan dalam penelitian untuk melakukan proses impedansi akustik, ini adalah log *density*, log *gamma ray*, log *induction deep*, log *neutron porosity*, log *resistivity*, log *porosity*, log *p-wave*, log *p-impedance*. Langkah pertama sebelum menganalisis data log, kita akan melakukan *median filter* untuk setiap log untuk memindahkan *high-frequency noise* yang ada pada setiap log tersebut dengan parameter *operator length* 9.

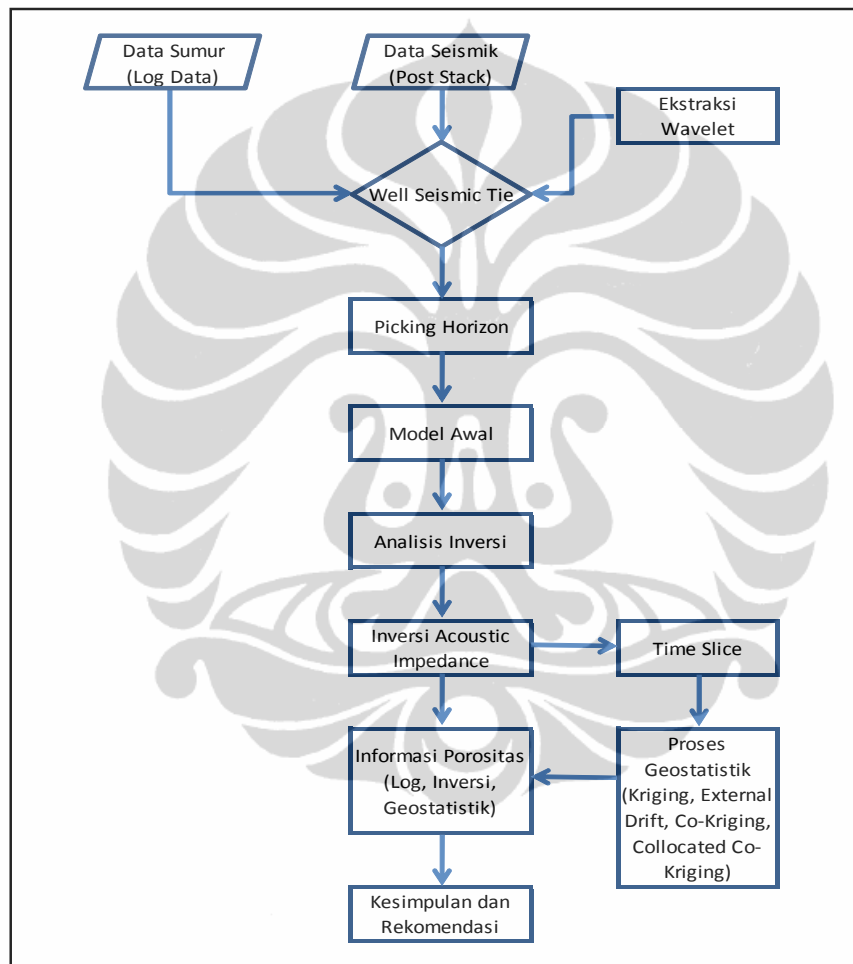
4.2. Proses dan Tahapan Pengolahan Data

Workflow proses dan tahapan pengolahan data pada penelitian ini adalah inversi data amplitudo seismik ke impedansi akustik digunakan sebagai *constraint* dalam interpolasi geostatistik pada data log sumur ketika memodelkan porositas reservoir, yang prosesnya secara umum meliputi: kalibrasi seismik ke log sumur, kemudian latar frekuensi rendah dari model impedansi akustik dari data log sumur, lalu inversi amplitudo seismik ke model impedansi, konversi kedalaman

ke data properti seismik impedansi akustik, integrasi geostatistik properti log sumur meliputi *gamma ray*, *resistivity* dan *porosity* bersamaan dengan *seismic derived impedansi akustik*.

Dalam penelitian ini dilakukan proses dan tahapan pengolahan data sesuai *workflow* Tabel 4.1 berikut ini:

Tabel 4.1. *Workflow* proses dan tahapan pengolahan data pada penelitian ini.



Data impedansi akustik akan meningkatkan *interwell* pemodelan reservoir, dan memanfaatkan semua sumur kontrol juga meningkatkan seismik inversi. Karena ada sinergi dalam mengintegrasikan data seismik dan sumur. Oleh karena itu pertimbangan skala resolusi yang berbeda antara data seismik dan sumur disesuaikan dalam alur kerja. Volume impedansi akustik lebih lanjut dievaluasi untuk memprediksi porositas.

4.2.1. Proses Data Seismik

Proses inversi dilakukan menggunakan Hampson-Russell *Software's* Strata. Dalam inversi impedansi akustik asumsi dasar adalah bahwa amplitudo sebanding dengan reflektivitas tersebut. Ini mensyaratkan bahwa amplitudo telah konstan dan bahwa tidak ada gangguan serius yang memberikan kontribusi bagi amplitudo (Pondrell dan Van Riel, 1997). Untuk koordinat sumur-sumur yang digunakan, adalah sebagai berikut diperlihatkan oleh Tabel 4.2.

Tabel 4.2. Lokasi sumur penelitian pada lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas.

No.	Well Name	Inline	Xline	X	Y
1	B Yates 15	125	150	1870559	555339
2	B Yates 18D	112	152	1869132	555577
3	C Yates 9	116	200	1869639	560851

4.2.2. Proses Data Sumur

Berdasarkan analisis log yang dilakukan dapat diketahui daerah target untuk masing-masing sumur yang digunakan. Analisis sensitivitas juga dilakukan pada sumur ini sebagai acuan target area. Tidak semua sumur mempunyai data log *p-wave*. Pada sumur B Yates 18D, sumur B Yates 15, dan sumur C Yates 9, log *p-wave* didapat dengan penurunan rumus *Faust's Equation*. Dimana: *Faust's Equation = P-Wave = C1 x (depth*resistivity)**(1/6)*.

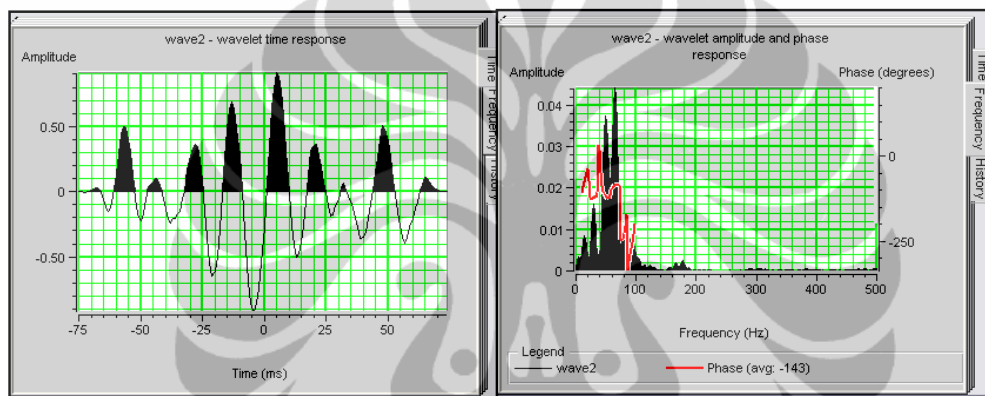
4.2.3. Pengikatan data seismik terhadap sumur (*well-seismic tie*)

Proses yang cukup penting pada tahapan ini adalah ekstraksi *wavelet*, yang nantinya akan digunakan untuk pembuatan seismogram sinetik. Melakukan *well-seismic tie* adalah guna menyamakan data sumur dan mengkonversi data dari waktu ke kedalaman dilakukan *checkshot* untuk sumur yang memerlukannya. Log yang digunakan untuk proses pengikatan sumur dengan seismik adalah log *sonic* dan log *density*, karena data sumur yang diperlukan untuk *well-seismic tie* adalah *sonic* (DT), *density* (RHOB), dan *checkshot*.

Wavelet yang digunakan adalah *wavelet* yang dibuat dengan *statistical*. Oleh karena itu, kita melakukan proses pencarian *wavelet* baru yang memberikan koefisien korelasi paling besar. *Wavelet* terbaik dicari dari data sumur maupun ekstraksi secara statistik terhadap data seismik *near offset*. Dimana tahapan

berikutnya adalah membuat log *reflectivity* (dari data *sonic* dan *density*), lalu membuat seismogram sintetik dengan cara meng-konvolusi-kan log *reflectivity* dengan sebuah *wavelet*. Koefisien korelasi terbaik yang menyatakan kemiripan seismogram sintetik yang dihasilkannya terhadap data seismik rill untuk lintasan seismik yang digunakan dalam proses inversi pada masing-masing sumur penelitian, adalah sebagai berikut:

1. Sumur B Yates 18D, koefisien korelasi adalah 0.813.
2. Sumur B Yates 15, koefisien korelasi adalah 0.692.
3. Sumur C Yates 9, koefisien korelasi adalah 0.529.



Gambar 4.2.a. *Wavelet* yang digunakan dalam *well-seismic tie*. 4.2.b. Frekuensi *wavelet* yang digunakan.

```

Wavelet History
=====
Peak = Increase in Acoustic Impedance (NORMAL)
Wells used in Wavelet Extraction:
B YATES 15
B YATES 18D
C YATES 9

Composite Trace Extraction Parameters:
Seismic volume path:
c:\Documents and Settings\user\My Documents\Boonsville_Project\boonsvillernm_rot\boonsvillernm_rot.vol
Time From: 0 ms To: 2001 ms
Capture option: Neighbors
Neighborhood radius: 1

Wavelet Extraction Window:
From: 670 ms.
To: 1050 ms.

Extracted Wavelet Parameters:
Output Wavelet Name: wave2
Wavelet Length: 150 ms
Taper Length: 20 ms
Sample Rate: 1 ms
Extraction Type: Full Wavelet

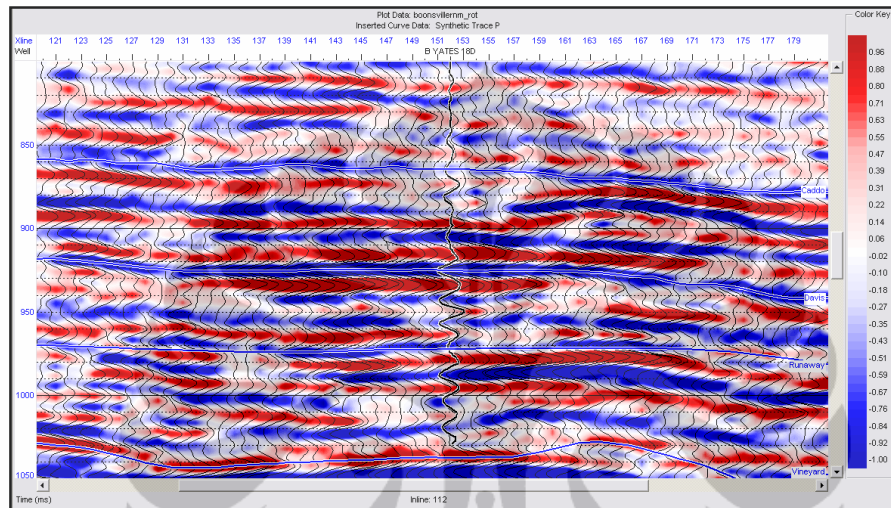
Average Phase Summary:
Well: B YATES 15 Avg Phase = -49 Time Shift = -2.63379 ms.
Well: B YATES 18D Avg Phase = 146 Time Shift = -5.22388 ms.
Well: C YATES 9 Avg Phase = -110 Time Shift = 11.93 ms.

```

Gambar 4.3. Keterangan parameter *wavelet*.

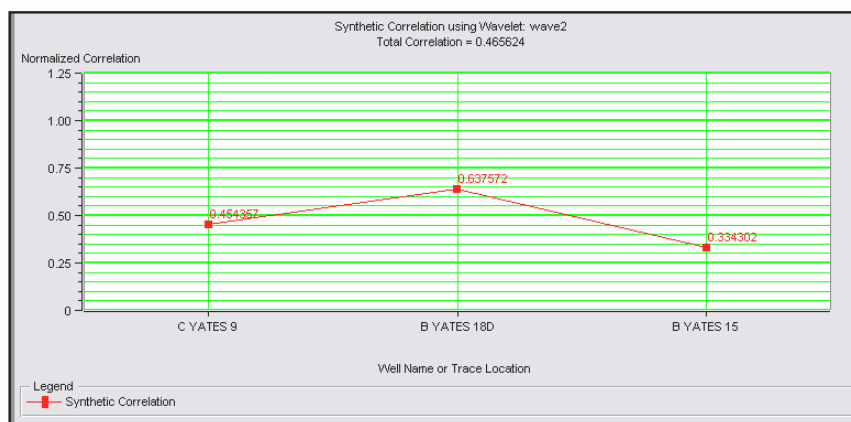
Korelasi dilakukan dengan *time* 0 – 2001 ms, *extraction window* pada zona target pada *time* 670 – 1050 ms, *wavelet length* 150 ms, *taper length* 20 ms dan

sample rate 1 ms. Spektrum frekuensi dan amplitudo *wavelet* yang digunakan pada *inline* 97 – 140, dan *xline* 135 – 201 (Gambar 4.2.a, 4.2.b, 4.3). Berdasarkan *wavelet time response* menunjukkan *wavelet* yang digunakan merupakan *wavelet zero phase*. Dengan menggunakan *wavelet* ini korelasi yang didapat untuk masing-masing sumur dengan data seismik cukup baik (Gambar 4.4).



Gambar 4.4. Korelasi sumur ke seismik pada lapangan Boonsville. Dimana pada panel menunjukkan hasil yang baik antara *seismic trace* dan sintetik seismogram dalam warna dan model *trace wiggle*.

Kemudian dilakukan proses analisis *multi-well*, pada sumur B Yates 18D, sumur B Yates 15, dan sumur C Yates 9, untuk mengetahui korelasi tiap sumur, serta korelasi rata-rata pada kedua sumur tersebut. Dimana korelasi rata-rata pada ketiga sumur tersebut adalah 0.465624 (Gambar 4.5).



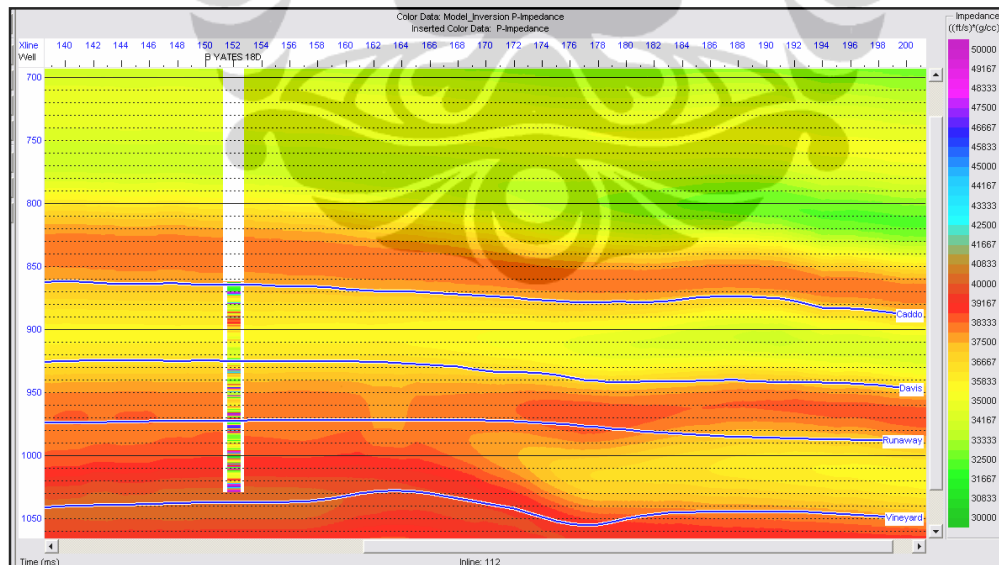
Gambar 4.5. Korelasi sintetik menggunakan *wavelet*.

4.2.4. Picking Horison

Setelah proses *wavelet* terbaik dan seismogram sintetik, maka tahap selanjutnya adalah *picking* horison. Dimana nantinya akan digunakan sebagai input dalam pembuatan model awal sebelum proses inversi. Telah dilakukan *picking* terhadap 4 horison (*Caddo*, *Davis*, *Runaway* dan *Vineyard*). Dimana horison tersebut diperoleh dari analisis formasi yang terdapat pada area penelitian, dan penamaannya mengacu kepada referensi.

4.2.5. Pembuatan Model Awal Impedansi Akustik

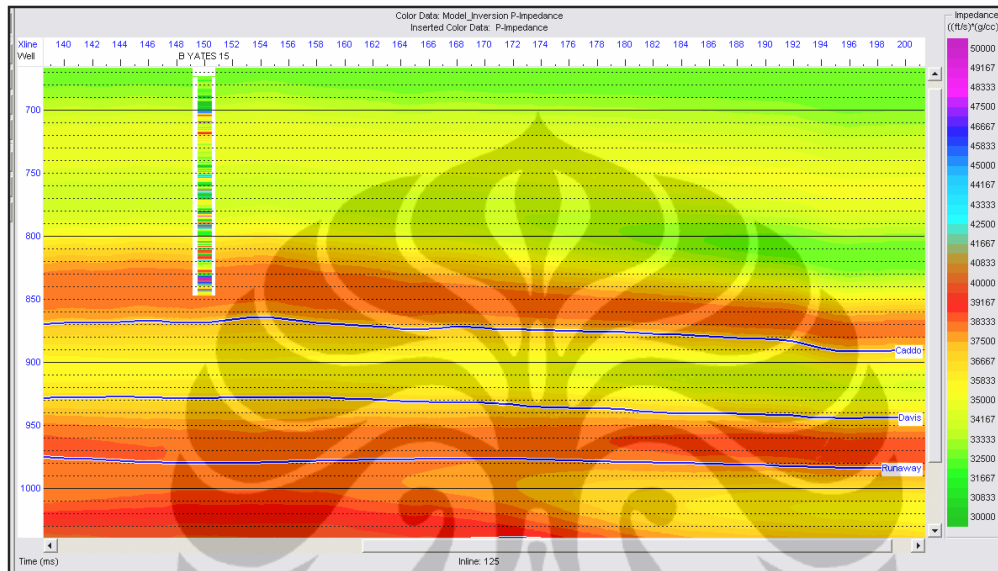
Selanjutnya dilakukan pembuatan model awal impedansi akustik dengan *output* yang akan digunakan untuk proses inversi berdasarkan *constraint* dari sumur-sumur lapangan Boonsville yaitu sumur B Yates 18D, sumur B Yates 15, dan sumur C Yates 9, dengan log yang digunakan ialah log *p-wave*, log *density*, dan log *p-impedansi*, *time range* adalah 660 sampai 1100 ms serta waktu *horizon domain* yang digunakan meliputi 4 horison (*Caddo*, *Davis*, *Runaway* dan *Vineyard*), dengan *highcut frequency* 10/15 hz (Gambar 4.6, Gambar 4.7, Gambar 4.8).



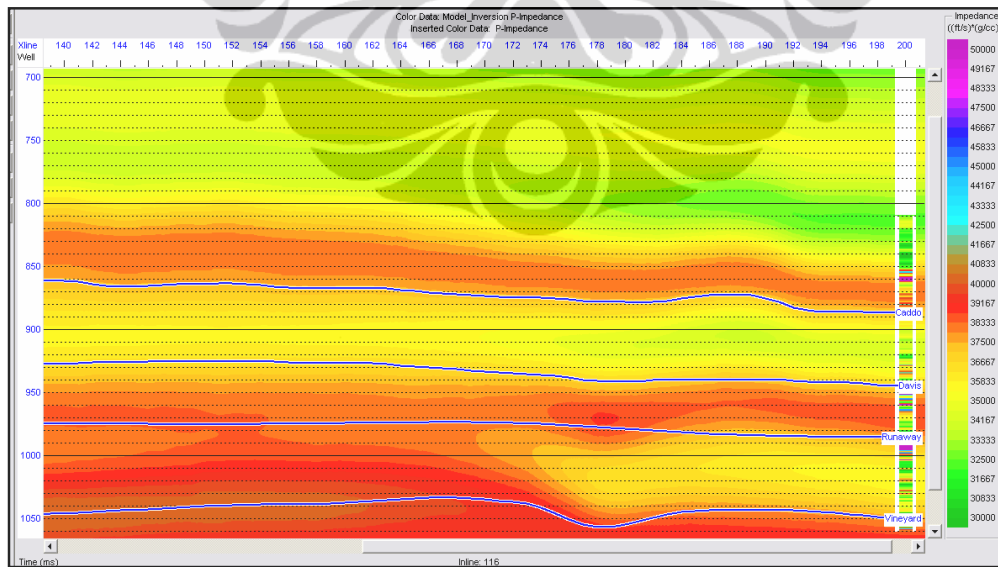
Gambar 4.6. Hasil model awal impedansi akustik pada *inline* 112.

Setelah model awal didapatkan, langkah selanjutnya adalah melakukan melakukan beberapa serangkaian tes parameter. Analisis ini dilakukan beberapa

kali hingga didapatkan parameter yang dirasa cukup baik untuk diterapkan pada inversi. Analisis dapat dikatakan baik jika nilai korelasinya tinggi dan tingkat *error* nya rendah. Hal ini bisa dilihat dari kurva hasil tes yang hampir mirip dengan kurva *initial* model.



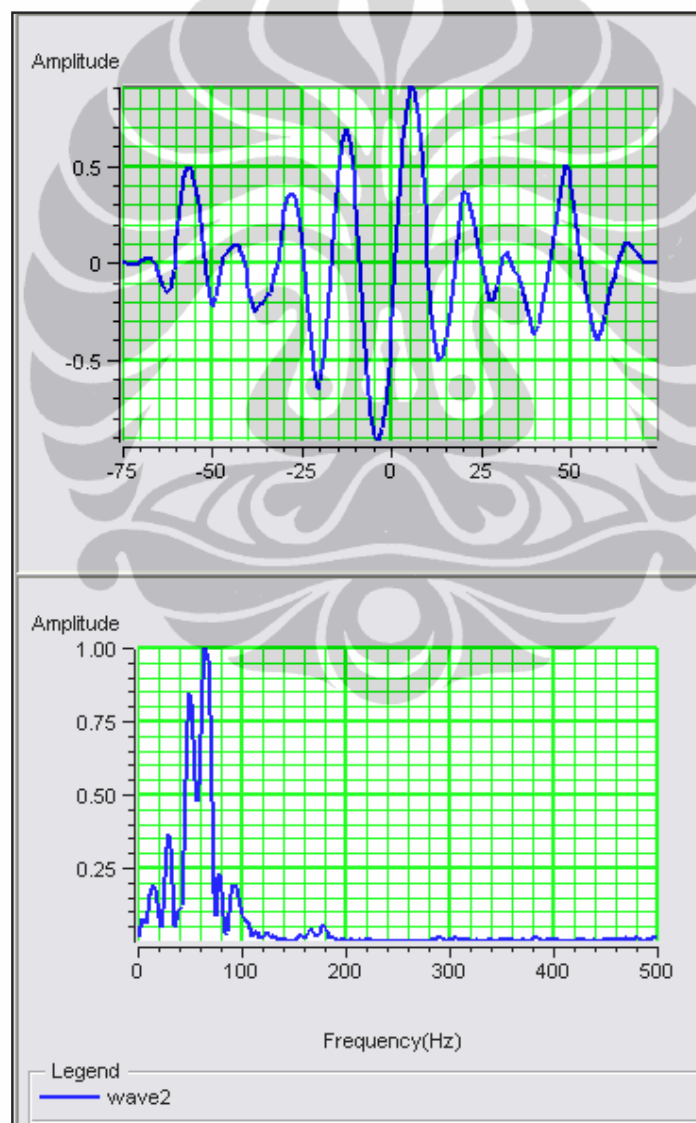
Gambar 4.7. Hasil model awal impedansi akustik pada *inline* 125.



Gambar 4.8. Hasil model awal impedansi akustik pada *inline* 116.

4.2.6. Proses Analisis Inversi Impedansi Akustik

Setelah dilakukan pembuatan model awal impedansi akustik, kemudian dilakukan proses analisis inversi impedansi akustik yaitu analisis inversi *Model Based*, analisis inversi *Bandlimited*, analisis inversi *Colored*, analisis inversi LP *Sparse Spike*, dan analisis inversi *Maximum Likelihood-Sparse Spike*. Parameter *input* yang digunakan secara umum adalah *model constraint* 0.2, *processing sample rate* 1 ms, *seismic volume sample rate* 1 ms, *single wavelet* dengan *time zero* 75 dan jumlah conto 150 (Gambar 4.9), dengan *inversion window* pada waktu 660 sampai 1100 ms.



Gambar 4.9. *Single wavelet* yang digunakan dalam proses inversi.

Untuk analisis inversi *Model Based*, parameter lainnya adalah model *constraint* 0.20, dan iterasi 10. Untuk analisis inversi *Bandlimited*, parameter lainnya adalah *constraint high cut frequency* 10 Hz. Untuk analisis inversi *Colored*, parameter lainnya adalah *high pass frequency* 10 Hz, dan *high cut frequency* 150 Hz. *High-cut* atau *low pass filtering* digunakan untuk *cut off* komponen yang sangat *high frequency* pada impedansi dari sumur-sumur penelitian untuk frekuensi seismik dari *full band frequency* pada data sumur.

High-cut filtering menghaluskan kurva impedansi dan memastikan bahwa hubungannya tidak jauh melampaui resolusi seismik. Hal ini juga mereduksi beberapa *noise*. Untuk analisis inversi *LP-Sparse Spike*, parameter lainnya adalah *sparseness* 100%, dan *constraint frequency* 10, dengan panjang *window* 128. Untuk analisis inversi *Maximum Likelihood-Sparse Spike*, parameter lainnya adalah jumlah maksimum *spike* 441, deteksi *spike* 15, dan iterasi 10.

Dimana dari hasil analisis inversi tersebut, berdasarkan rata-rata persentase *error* terkecil serta rata-rata korelasi yang terbaik maka dipilihlah inversi *Model Based* untuk proses selanjutnya (Tabel 4.3).

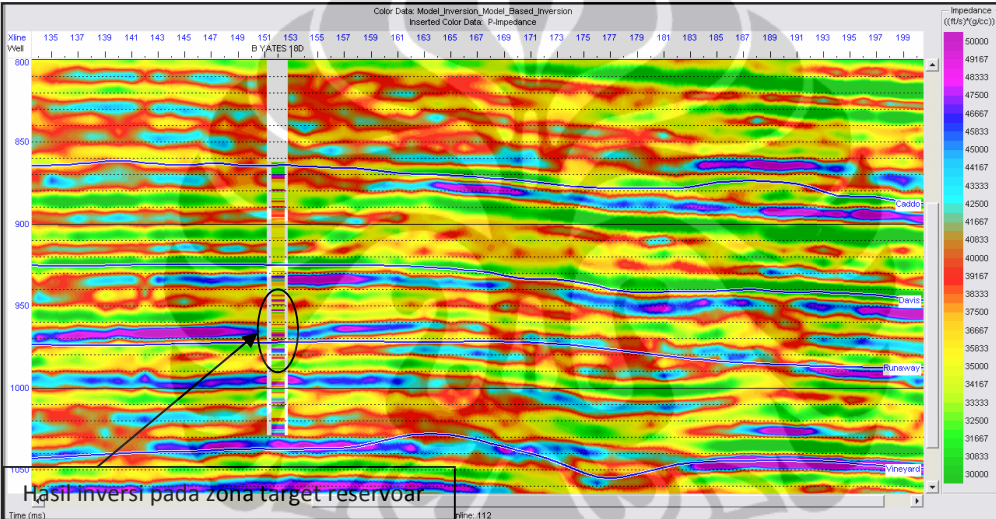
Tabel 4.3. Analisis inversi pada sumur penelitian pada lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas.

Well	Inversion Type	Zp Range	Zp Error	Error Percentage	Correlate	Error	
B Yates 18 D	Model Based	23795.30	71622.90	4261.92	8.91%	0.851499	0.530069
	Bandlimited	27757.20	71622.90	3718.12	8.48%	0.809564	
	Colored	27757.20	71622.90	3043.79	6.94%	0.673553	
	LP Sparse Spike	2736.06	249487.00	31772.70	12.88%	0.576121	0.954556
	Maximum Likelihood Sparse Spike	26366.20	71622.90	5407.63	11.95%	0.874504	0.487375
B Yates 15	Model Based	23795.30	71622.90	2545.72	5.32%	0.788368	0.621567
	Bandlimited	27757.20	71622.90	2717.20	6.19%	0.701710	
	Colored	27757.20	71622.90	2718.97	6.20%	0.527653	
	LP Sparse Spike	2736.06	249487.00	18108.90	7.34%	0.546042	0.961025
	Maximum Likelihood Sparse Spike	26366.20	71622.90	2555.65	5.65%	0.823552	0.573016
C Yates 9	Model Based	23795.30	71622.90	5429.61	11.35%	0.867505	0.498867
	Bandlimited	27757.20	71622.90	4337.57	9.89%	0.840397	
	Colored	27757.20	71622.90	4011.15	9.14%	0.613418	
	LP Sparse Spike	2736.06	249487.00	30344.80	12.30%	0.637932	0.850413
	Maximum Likelihood Sparse Spike	26366.20	71622.90	5934.91	13.11%	0.874504	0.487375

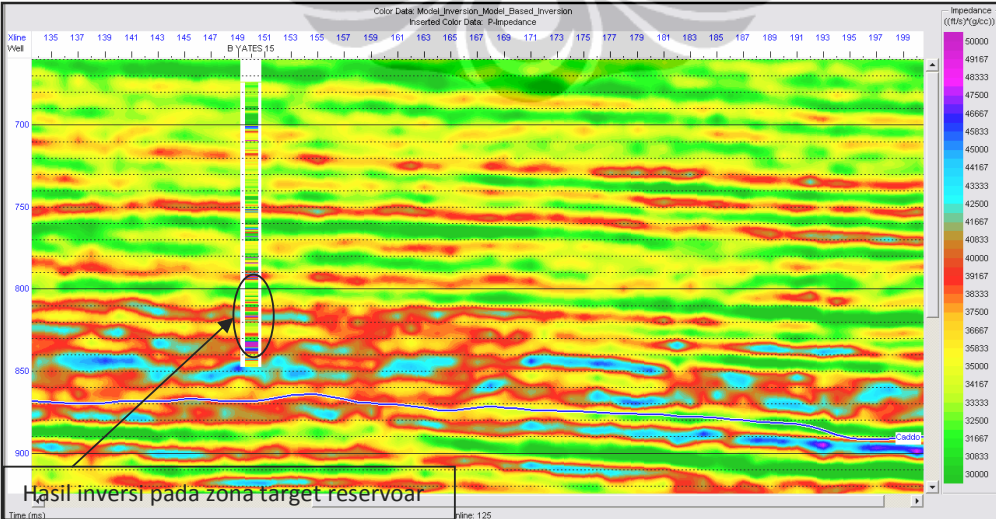
4.2.7. Proses Inversi Impedansi Akustik

Setelah pembuatan model awal impedansi akustik, dan analisis inversi impedansi akustik, kemudian dilakukan proses inversi impedansi akustik yaitu inversi *Model Based*. Inversi dilakukan dengan menurunkan tiap parameter, dimana inversi impedansi akustik menghasilkan 3 volume: *p-impedance*, *p-wave* dan *density*. Parameter *input* yang digunakan adalah *range inversion* pada waktu

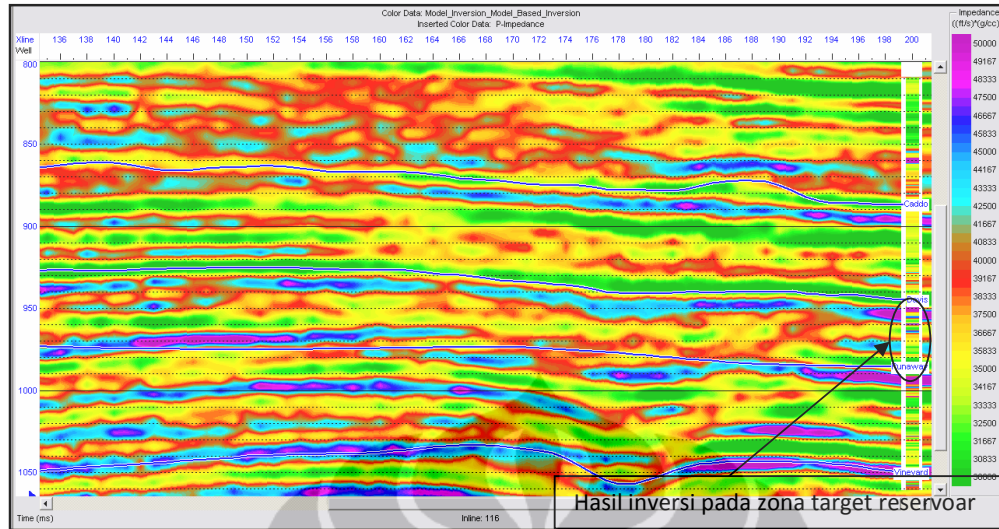
660 – 1100 ms, *processing sample rate* adalah 1 ms, *seismic volume sample rate* adalah 1 ms, dengan *single wavelet*, dengan *inversion window* pada zona target di *constant time* 660 – 1100 ms. Untuk inversi *Model Based*, parameter lainnya adalah model *constraint* nya 0.20, dengan iterasi 10. Hasil seismik inversi *Model Based* ditunjukkan pada Gambar 4.10, Gambar 4.11, Gambar 4.12. Resolusi seismik daerah penelitian adalah anomali dangkal dengan kecepatan gelombang seismik rata-rata 3688.08 m/s dan frekuensi rata-rata 80 Hz, dimana diperoleh resolusi vertikal ($\lambda/4$) adalah 11.53 m, artinya batas minimal ketebalan lapisan (ketebalan *tuning*) yang mampu dilihat oleh gelombang seismik adalah 11.53 m.



Gambar 4.10. Penampang seismik inversi *Model Based* pada inline 112.



Gambar 4.11. Penampang seismik inversi *Model Based* pada inline 125.



Gambar 4.12. Penampang seismik inversi *Model Based* pada *inline* 116.

Resolusi khas data seismik pada daerah penelitian kurang memberikan cukup detail sifat reservoir, dan dalam batas resolusi seismik. Namun peningkatan geometri internal lebih ditingkatkan dengan inversi.

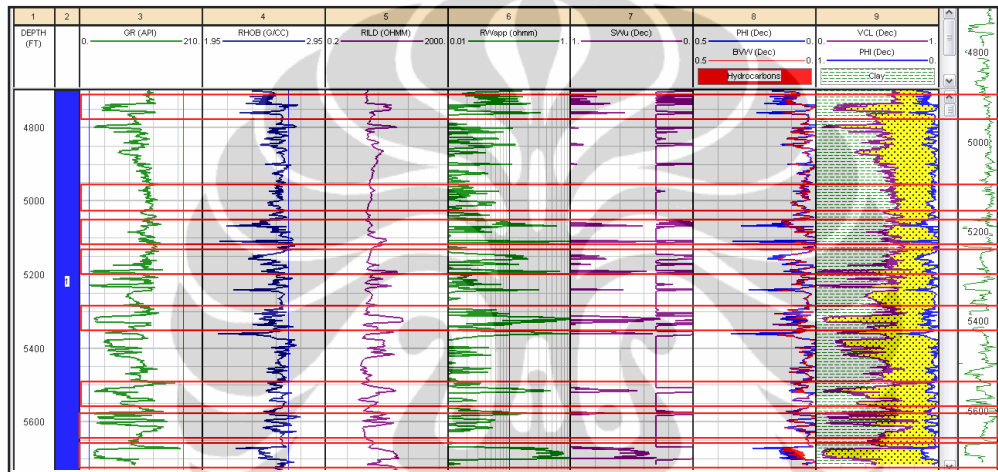
4.3. Analisis dan Pembahasan

Berdasarkan referensi pada area penelitian, bahwa area penelitian pada lapangan Boonsville merupakan lapangan gas, dimana batuan sumbernya adalah *shale* dari Formasi Atoka Group (*Upper Carboniferous*), yang diendapkan pada lingkungan pengendapan *coastal plain/delta plain*. Reservoir pada area penelitian adalah batupasir halus sampai kasar dari Formasi *Bend Conglomerate* (Pennsylvanian), yang diendapkan di lingkungan pengendapan *Fluvial Dominated Fan Delta*.

Tatanan struktur pada daerah tersebut adalah cekungan *Foreland*, dengan perangkat stratigrafi yang tersusun dengan mekanisme pengendapan *pinch-out*. Sementara batuan yang berperan sebagai tudung penutup umumnya merupakan *shale*. Sedimentasi telah dipengaruhi oleh pecahan runtuk yang berasal dari beban, umur *Ordovician* batuan karbonat *Paleozoic*. Pada beberapa contoh, struktural berlanjut kedalam bagian *Strawn* diatas *Bend Conglomerate*. Zona struktural runtuh pada area penelitian terjadi pada *density* yang agak tinggi, dengan runtuh sering dibatasi sekitar satu mil (1,600 meter) atau kurang.

4.3.1. Analisis Log

Penggabungan log *neutron porosity* dan *density* sangat bermanfaat untuk mendeteksi zona gas dalam reservoir. Zona gas ditunjukkan dengan *cross-over* antara *neutron* dan *density*. Dari hasil analisis log sumur B Yates 18D dapat diketahui bahwa batupasir merupakan indikasi reservoir pada area tersebut (Gambar 4.13). Dimana keberadaan lapisan batupasir yang merupakan indikasi reservoir dapat dilihat pada Tabel 4. 4.

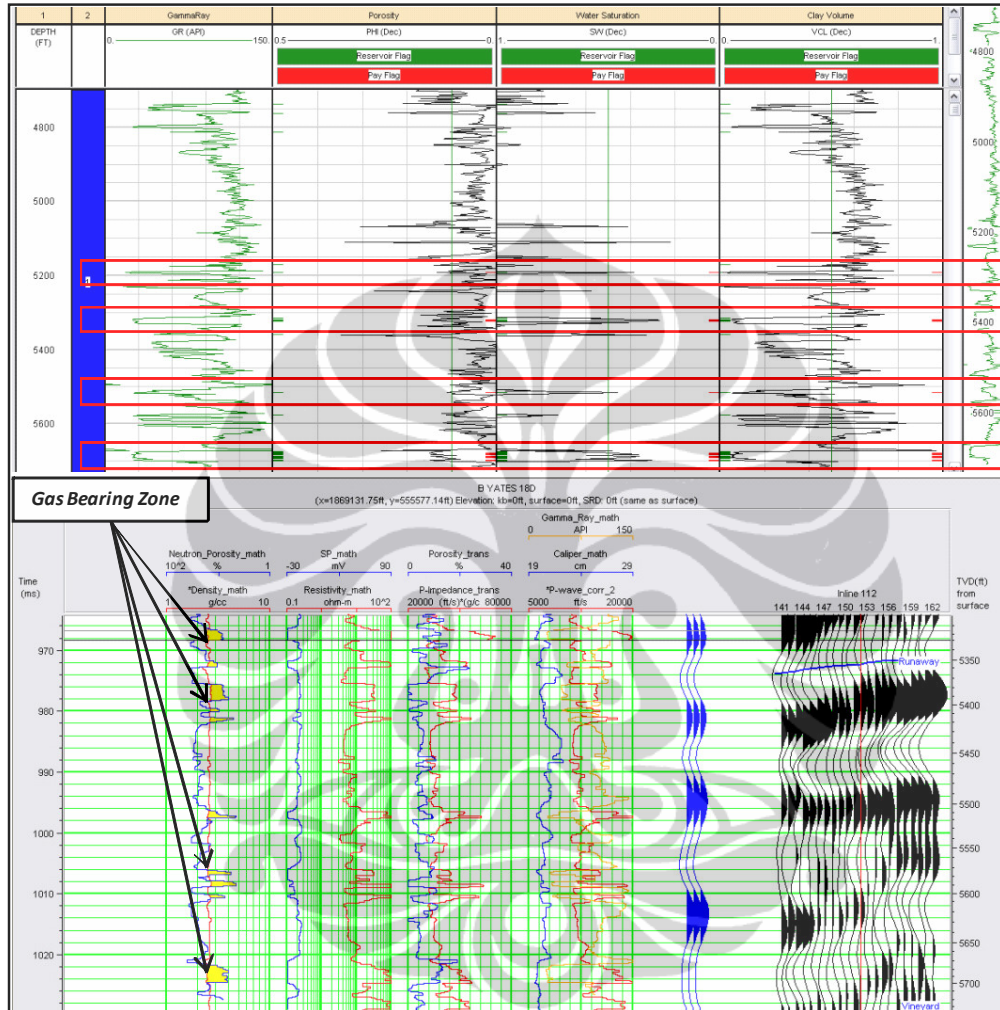


Gambar 4.13. Analisis log sumur B Yates 18D.

Tabel 4.4. Analisis prositas dan litologi pada log sumur B Yates 18D.

Location	Sample Top (ft)	Sample Base (ft)	Thickness (ft)	Porosity	Lithology
B Yates 18D	4700.00	4703.00	3.00	16.20%	Sandstone
B Yates 18D	4715.50	4717.00	1.50	19.00%	Sandstone
B Yates 18D	4723.00	4724.50	1.50	16.90%	Sandstone
B Yates 18D	4728.50	4731.00	2.50	17.40%	Sandstone
B Yates 18D	4735.50	4738.00	2.50	23.70%	Sandstone
B Yates 18D	4758.50	4762.00	3.50	23.40%	Sandstone
B Yates 18D	4845.50	4848.00	2.50	15.30%	Sandstone
B Yates 18D	4899.00	4900.00	1.00	11.70%	Sandstone
B Yates 18D	5054.50	5056.00	1.50	18.60%	Sandstone
B Yates 18D	5061.00	5063.00	2.00	17.90%	Sandstone
B Yates 18D	5065.50	5069.00	3.50	30.20%	Sandstone
B Yates 18D	5109.00	5112.00	3.00	34.60%	Sandstone
B Yates 18D	5148.00	5159.00	11.00	17.50%	Sandstone
B Yates 18D	5170.50	5172.00	1.50	17.30%	Sandstone
B Yates 18D	5190.50	5194.50	4.00	13.50%	Sandstone
B Yates 18D	5240.50	5243.50	3.00	27.20%	Sandstone
B Yates 18D	5314.50	5326.00	11.50	14.50%	Sandstone
B Yates 18D	5326.50	5330.50	4.00	9.79%	Sandstone
B Yates 18D	5332.50	5333.00	0.50	12.00%	Sandstone
B Yates 18D	5336.00	5337.50	1.50	18.80%	Sandstone
B Yates 18D	5355.00	5358.50	3.50	10.40%	Sandstone
B Yates 18D	5359.50	5364.00	4.50	35.50%	Sandstone
B Yates 18D	5509.50	5520.00	10.50	11.30%	Sandstone
B Yates 18D	5574.50	5582.00	7.50	14.20%	Sandstone
B Yates 18D	5669.50	5674.00	4.50	25.80%	Sandstone
B Yates 18D	5674.00	5702.00	28.00	11.60%	Sandstone

Dari semua keberadaan lapisan batupasir yang merupakan indikasi reservoir pada sumur B Yates 18D, dapat dianalisis bahwa target reservoir pada sumur B Yates 18D dapat dilihat pada Gambar 4.14, dan Tabel 4.5.



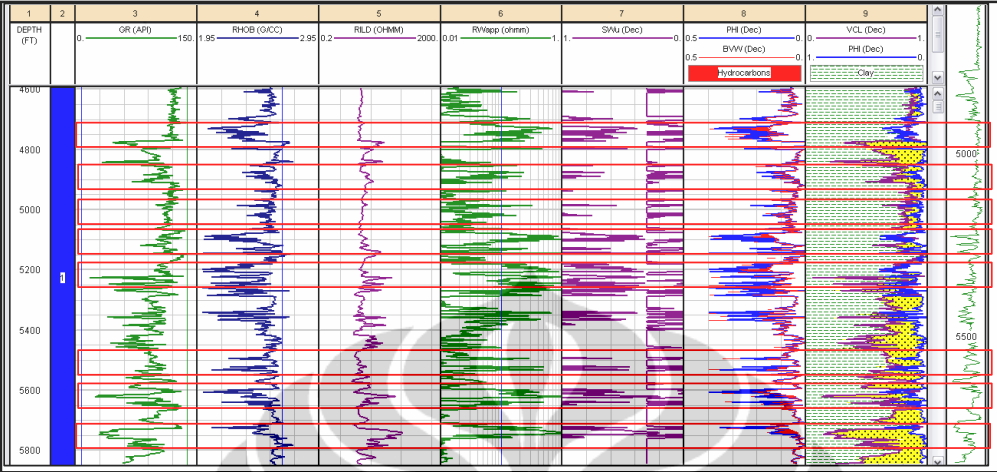
Gambar 4.14. Identifikasi reservoir berdasarkan data log sumur B Yates 18D.

Tabel 4.5. Hasil identifikasi reservoir berdasarkan data log sumur B Yates 18D.

Location	Sample Top (ft)	Sample Base (ft)	Thickness (ft)	SW	Porosity	Lithology
B Yates 18D	5109.00	5110.00	1.00	0.26	28.20%	Sandstone
B Yates 18D	5191.50	5194.00	2.50	0.34	12.20%	Sandstone
B Yates 18D	5318.50	5324.50	6.00	0.27	14.40%	Sandstone
B Yates 18D	5360.00	5362.00	2.00	0.31	32.90%	Sandstone
B Yates 18D	5515.50	5517.50	2.00	0.42	11.30%	Sandstone
B Yates 18D	5679.50	5685.50	6.00	0.39	13.80%	Sandstone
B Yates 18D	5687.00	5694.00	7.00	0.39	12.20%	Sandstone
B Yates 18D	5696.50	5701.00	4.50	0.26	14.50%	Sandstone

Dari hasil analisis log sumur B Yates 15 dapat diketahui bahwa batupasir merupakan indikasi reservoir pada area tersebut (Gambar 4.15). Dimana

keberadaan lapisan batupasir yang merupakan indikasi reservoir dapat dilihat pada Tabel 4.6.



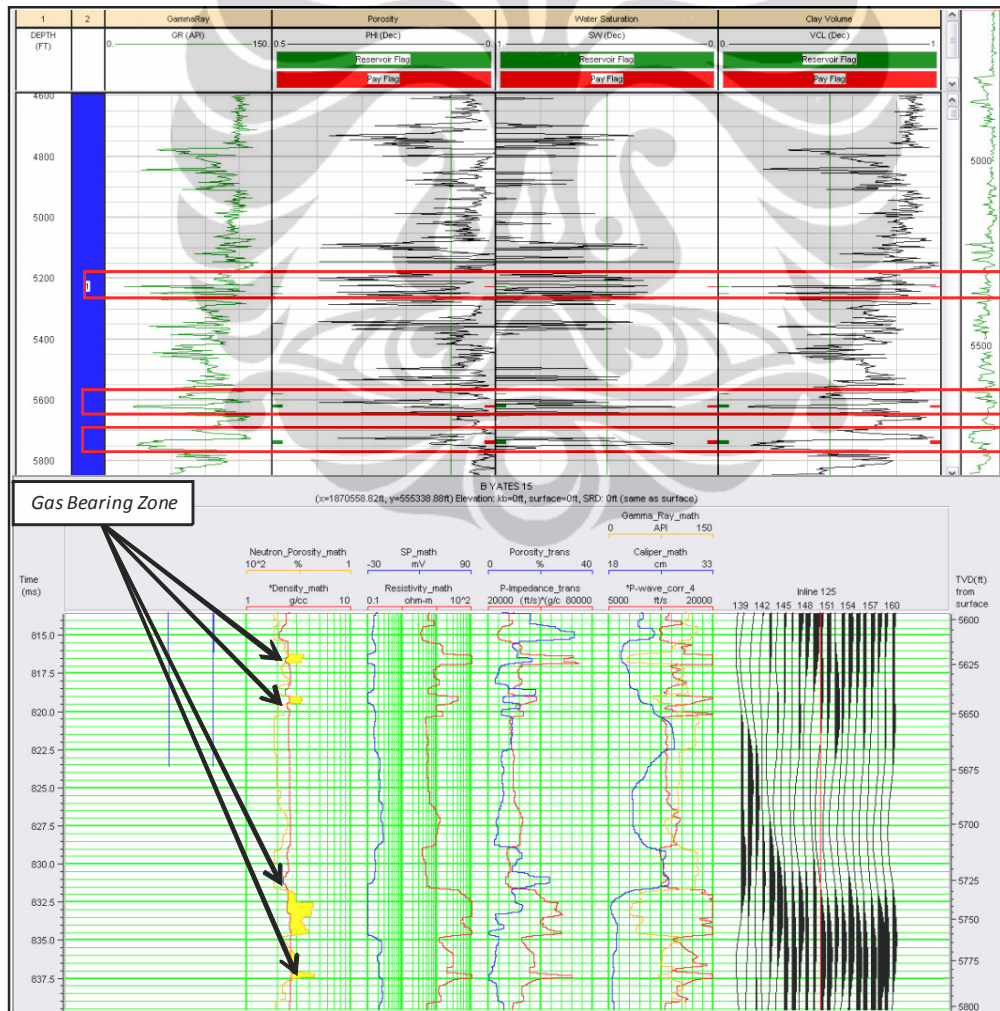
Gambar 4.15. Analisis log sumur B Yates 15.

Tabel 4.6. Analisis porositas dan litologi pada log sumur B Yates 15.

Location	Sample Top (ft)	Sample Base (ft)	Thickness (ft)	Porosity	Lithology
B Yates 15	4608.50	4611.00	2.50	19.00%	Sandstone
B Yates 15	4692.00	4700.50	8.50	21.60%	Sandstone
B Yates 15	4701.50	4705.50	4.00	20.60%	Sandstone
B Yates 15	4712.00	4722.50	10.50	15.60%	Sandstone
B Yates 15	4725.50	4741.50	16.00	26.90%	Sandstone
B Yates 15	4743.00	4746.00	3.00	34.20%	Sandstone
B Yates 15	4748.00	4750.50	2.50	31.30%	Sandstone
B Yates 15	4754.00	4758.50	4.50	32.90%	Sandstone
B Yates 15	4759.00	4765.00	6.00	23.30%	Sandstone
B Yates 15	4770.00	4773.00	3.00	23.40%	Sandstone
B Yates 15	4792.50	4795.00	2.50	25.90%	Sandstone
B Yates 15	4796.00	4798.50	2.50	25.20%	Sandstone
B Yates 15	4854.50	4857.00	2.50	25.00%	Sandstone
B Yates 15	4876.50	4879.00	2.50	12.70%	Sandstone
B Yates 15	4882.50	4884.50	2.00	13.20%	Sandstone
B Yates 15	4889.00	4891.50	2.50	18.70%	Sandstone
B Yates 15	4894.50	4896.00	1.50	13.70%	Sandstone
B Yates 15	4936.00	4938.00	2.00	15.00%	Sandstone
B Yates 15	4986.50	4989.50	3.00	21.70%	Sandstone
B Yates 15	5013.50	5015.00	1.50	16.20%	Sandstone
B Yates 15	5019.50	5021.00	1.50	17.90%	Sandstone
B Yates 15	5067.00	5069.00	2.00	16.90%	Sandstone
B Yates 15	5079.50	5102.00	22.50	29.90%	Sandstone
B Yates 15	5103.50	5107.50	4.00	27.70%	Sandstone
B Yates 15	5129.00	5133.00	4.00	21.50%	Sandstone
B Yates 15	5143.00	5146.50	3.50	39.40%	Sandstone
B Yates 15	5160.50	5162.00	1.50	16.10%	Sandstone
B Yates 15	5181.00	5190.00	9.00	19.60%	Sandstone
B Yates 15	5190.00	5195.50	5.50	28.30%	Sandstone
B Yates 15	5195.50	5210.00	14.50	26.40%	Sandstone
B Yates 15	5218.50	5220.50	2.00	17.30%	Sandstone
B Yates 15	5220.50	5230.50	10.00	35.00%	Sandstone
B Yates 15	5232.50	5234.00	1.50	9.57%	Sandstone
B Yates 15	5234.50	5237.00	2.50	16.80%	Sandstone
B Yates 15	5238.00	5241.00	3.00	14.60%	Sandstone
B Yates 15	5242.00	5246.50	4.50	33.70%	Sandstone
B Yates 15	5247.50	5257.00	9.50	33.00%	Sandstone
B Yates 15	5258.00	5268.50	10.50	30.30%	Sandstone

Location	Sample Top (ft)	Sample Base (ft)	Thickness (ft)	Porosity	Lithology
B Yates 15	5271.50	5275.00	3.50	34.20%	Sandstone
B Yates 15	5279.00	5287.00	8.00	37.10%	Sandstone
B Yates 15	5330.00	5331.50	1.50	19.80%	Sandstone
B Yates 15	5340.50	5346.50	6.00	39.60%	Sandstone
B Yates 15	5351.00	5356.50	5.50	34.90%	Sandstone
B Yates 15	5360.50	5368.50	8.00	30.10%	Sandstone
B Yates 15	5380.00	5384.50	4.50	7.39%	Sandstone
B Yates 15	5455.50	5457.50	2.00	12.70%	Sandstone
B Yates 15	5460.00	5461.50	1.50	14.20%	Sandstone
B Yates 15	5494.50	5497.50	3.00	39.50%	Sandstone
B Yates 15	5521.50	5524.00	2.50	26.10%	Sandstone
B Yates 15	5529.50	5534.50	5.00	38.10%	Sandstone
B Yates 15	5578.00	5580.00	2.00	12.30%	Sandstone
B Yates 15	5598.00	5600.50	2.50	28.00%	Sandstone
B Yates 15	5602.50	5610.50	8.00	32.00%	Sandstone
B Yates 15	5614.00	5626.00	12.00	17.10%	Sandstone
B Yates 15	5638.00	5641.00	3.00	36.60%	Sandstone
B Yates 15	5645.50	5648.00	2.50	18.10%	Sandstone
B Yates 15	5723.50	5729.00	5.50	39.50%	Sandstone
B Yates 15	5730.50	5748.00	17.50	15.60%	Sandstone
B Yates 15	5754.50	5757.50	3.00	6.48%	Sandstone

Dari semua keberadaan lapisan batupasir yang merupakan indikasi reservoir pada sumur B Yates 15, dapat dilihat pada Gambar 4.16, dan Tabel 4.7.

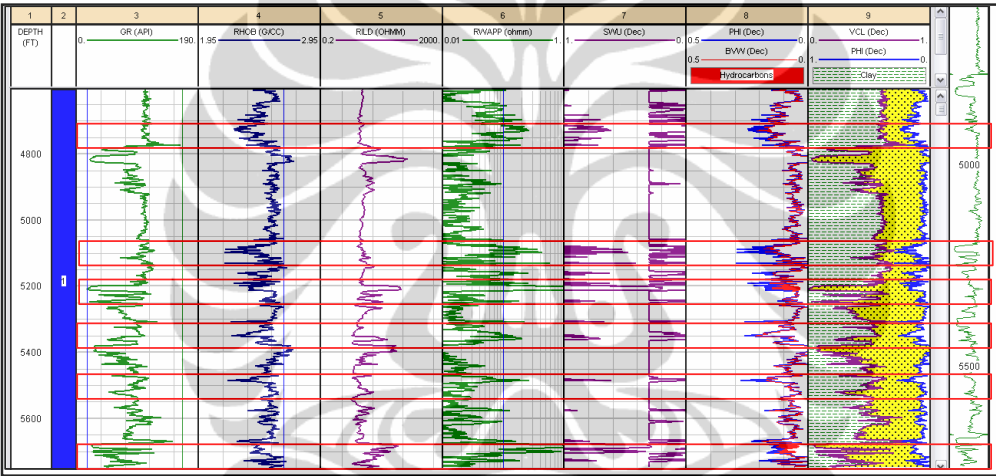


Gambar 4.16. Identifikasi reservoir berdasarkan data log sumur B Yates 15.

Tabel 4.7. Hasil identifikasi reservoir berdasarkan data log sumur B Yates 15.

Location	Sample Top (ft)	Sample Base (ft)	Thickness (ft)	SW	Porosity	Lithology
B Yates 15	5224.50	5226.00	1.50	0.32	35.00%	Sandstone
B Yates 15	5226.00	5228.00	2.00	0.42	10.90%	Sandstone
B Yates 15	5245.00	5246.00	1.00	0.38	26.10%	Sandstone
B Yates 15	5265.50	5266.50	1.00	0.50	18.30%	Sandstone
B Yates 15	5267.00	5268.50	1.50	0.29	13.50%	Sandstone
B Yates 15	5345.00	5346.00	1.00	0.48	26.80%	Sandstone
B Yates 15	5615.50	5616.50	1.00	0.47	20.00%	Sandstone
B Yates 15	5618.50	5625.00	6.50	0.18	22.30%	Sandstone
B Yates 15	5733.00	5746.50	13.50	0.25	12.20%	Sandstone

Hasil analisis log sumur C Yates 9 dapat diketahui bahwa batupasir merupakan indikasi reservoir pada area tersebut (Gambar 4.17). Keberadaan lapisan batupasir yang merupakan indikasi reservoir dapat dilihat pada Tabel 4.8.



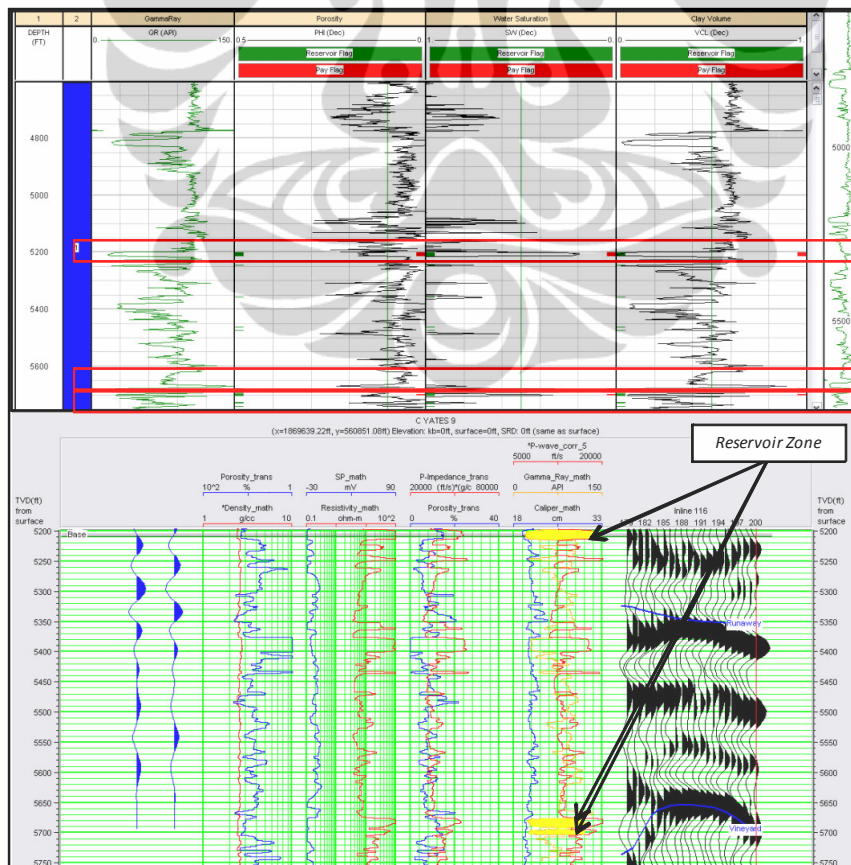
Gambar 4.17. Analisis log sumur C Yates 9.

Tabel 4.8. Analisis porositas dan litologi pada log sumur C Yates 9.

Location	Sample Top (ft)	Sample Base (ft)	Thickness (ft)	Porosity	Lithology
C Yates 9	4653.50	4655.50	2.00	16.10%	Sandstone
C Yates 9	4656.00	4657.00	1.00	16.00%	Sandstone
C Yates 9	4666.00	4667.50	1.50	18.30%	Sandstone
C Yates 9	4683.00	4684.50	1.50	19.10%	Sandstone
C Yates 9	4691.00	4694.00	3.00	20.00%	Sandstone
C Yates 9	4696.00	4699.00	3.00	24.50%	Sandstone
C Yates 9	4700.50	4702.50	2.00	17.80%	Sandstone
C Yates 9	4704.50	4705.50	1.00	20.00%	Sandstone
C Yates 9	4712.00	4714.00	2.00	15.70%	Sandstone
C Yates 9	4716.00	4723.00	7.00	24.10%	Sandstone
C Yates 9	4723.00	4725.50	2.50	30.00%	Sandstone
C Yates 9	4725.50	4735.00	9.50	24.60%	Sandstone
C Yates 9	4750.50	4755.00	4.50	22.80%	Sandstone
C Yates 9	4755.00	4761.00	6.00	16.90%	Sandstone
C Yates 9	4772.50	4775.00	2.50	18.90%	Sandstone
C Yates 9	5059.00	5060.00	1.00	17.60%	Sandstone
C Yates 9	5080.50	5083.00	2.50	21.40%	Sandstone

Location	Sample Top (ft)	Sample Base (ft)	Thickness (ft)	Porosity	Lithology
C Yates 9	5083.00	5092.00	9.00	20.40%	Sandstone
C Yates 9	5094.00	5099.50	5.50	31.80%	Sandstone
C Yates 9	5103.00	5105.00	2.00	17.30%	Sandstone
C Yates 9	5111.50	5113.50	2.00	13.60%	Sandstone
C Yates 9	5129.50	5133.00	3.50	28.10%	Sandstone
C Yates 9	5157.50	5159.00	1.50	15.70%	Sandstone
C Yates 9	5160.00	5164.00	4.00	23.00%	Sandstone
C Yates 9	5164.50	5167.50	3.00	17.50%	Sandstone
C Yates 9	5178.50	5180.50	2.00	17.20%	Sandstone
C Yates 9	5190.50	5192.50	2.00	25.00%	Sandstone
C Yates 9	5196.50	5198.50	2.00	21.50%	Sandstone
C Yates 9	5200.00	5215.50	15.50	16.70%	Sandstone
C Yates 9	5245.50	5246.50	1.00	12.40%	Sandstone
C Yates 9	5306.50	5309.50	3.00	26.20%	Sandstone
C Yates 9	5342.00	5343.00	1.00	22.80%	Sandstone
C Yates 9	5344.50	5345.50	1.00	21.10%	Sandstone
C Yates 9	5349.00	5352.00	3.00	24.20%	Sandstone
C Yates 9	5355.00	5363.50	8.50	11.00%	Sandstone
C Yates 9	5483.50	5487.50	4.00	32.20%	Sandstone
C Yates 9	5575.50	5577.00	1.50	18.30%	Sandstone
C Yates 9	5610.00	5611.00	1.00	14.60%	Sandstone
C Yates 9	5667.50	5670.50	3.00	26.70%	Sandstone
C Yates 9	5678.00	5693.00	15.00	14.70%	Sandstone
C Yates 9	5694.00	5706.00	12.00	14.30%	Sandstone
C Yates 9	5712.00	5713.50	1.50	8.36%	Sandstone
C Yates 9	5725.00	5730.00	5.00	15.80%	Sandstone

Dari semua keberadaan lapisan batupasir yang merupakan indikasi reservoir pada sumur C Yates 9, dapat dilihat pada Gambar 4.18, dan Tabel 4.9.



Gambar 4.18. Identifikasi reservoir berdasarkan data log sumur C Yates 9.

Tabel 4.9. Hasil identifikasi reservoir berdasarkan data log sumur C Yates 9.

Location	Sample Top (ft)	Sample Base (ft)	Thickness (ft)	SW	Porosity	Lithology
C Yates 9	5200.00	5214.50	14.50	0.20	15.00%	Sandstone
C Yates 9	5679.00	5692.00	13.00	0.31	13.30%	Sandstone
C Yates 9	5697.50	5704.00	6.50	0.45	12.10%	Sandstone

Terdapat empat marker utama pada daerah penelitian yaitu horizon *Caddo*, *Davis*, *Runaway*, serta *Vineyard*, dengan litologi yang diidentifikasi sebagai reservoir pada tiap empat marker utama ini diindikasikan batupasir.

Berdasarkan hasil interpretasi log sumur pada sumur B Yates 18D, sumur B Yates 15, dan sumur C Yates 9, karakteristik data log *gamma ray* yang relatif rendah menunjukkan litologi permeabel, sehingga nilai *gamma ray* yang paling rendah pada daerah penelitian diinterpretasikan sebagai batupasir dan yang paling tinggi adalah batulempung (*Vshale cut off* = 60%). Data log *porosity* (NPHI dan RHOB) yang *cross-over* mengindikasikan adanya hidrokarbon.

Dimana *cross-over* yang cenderung besar dinyatakan sebagai *gas bearing zone* sedangkan apabila separasi lebih kecil maka dinyatakan sebagai *oil bearing zone*. Hasil interpretasi log porositas pada beberapa zona target dari masing-masing sumur penelitian mengindikasikan *gas bearing zone*, dengan *cross-over* yang cenderung besar.

4.3.2. Analisis *Crossplot*

Sehubungan dengan analisis yang dilakukan menggunakan metode impedansi akustik, maka dilakukan *crossplot* antara log parameter yang digunakan dengan log impedansi, dalam hal ini adalah log *p-impedance*. *Crossplot* dilakukan antara *p-wave* dengan *density*, *p-wave* dengan *neutron porosity* untuk sumur B Yates 18D dan sumur B Yates 15, *p-wave* dengan *porosity* untuk sumur C Yates 9, *p-impedance* dengan *density*, *p-impedance* dengan *porosity*, *density* dengan *gamma ray*, *neutron porosity* dengan *density* untuk sumur B Yates 18D dan sumur B Yates 15, *porosity* dengan *density* untuk sumur C Yates 9.

Pada Tabel 4.10, diidentifikasi *density* dalam g/cm³, modulus dalam GPa, serta *velocity* dalam km/s, yang dapat menjadi acuan dalam analisis *crossplot* dengan acuan zona target dari masing-masing sumur.

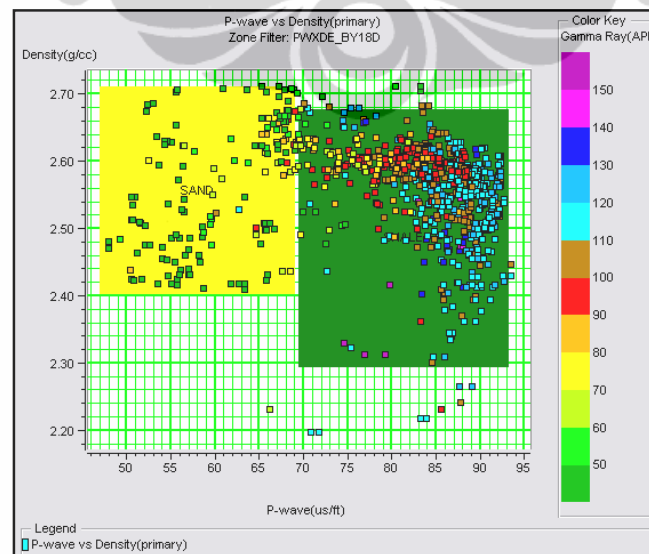
Tabel 4.10. Gambar *Density*, *Young's Modulus*, *Bulk Modulus*, *Shear Modulus*, V_p , V_s , dan *Poisson's Ratio*. Dikutip dari *Stanford Rock Physics Laboratory* - Gary Mavko.

Mineral	Density	Young's Modulus	Bulk Modulus	Shear Modulus	V_p	V_s	Poisson's Ratio
Quartz	2.6500	95.756	36.600	45.000	6.0376	4.1208	0.063953
Calcite	2.7100	84.293	76.800	32.000	6.6395	3.4363	0.31707
Dolomite	2.8700	116.57	94.900	45.000	7.3465	3.9597	0.29527
Clay (kaolinite)	1.5800	3.2034	1.5000	1.4000	1.4597	0.94132	0.14407
Muscovite	2.7900	100.84	61.500	41.100	6.4563	3.8381	0.22673
Feldspar (Albite)	2.6300	69.010	75.600	25.600	6.4594	3.1199	0.34786
Halite	2.1600	37.242	24.800	14.900	4.5474	2.6264	0.24972
Anhydrite	2.9800	74.431	56.100	29.100	5.6432	3.1249	0.27888
Pyrite	4.9300	305.85	147.40	132.50	8.1076	5.1842	0.15417
Siderite	3.9600	134.51	123.70	51.000	6.9576	3.5887	0.31876
gas	0.00065000	0.0000	0.00013000	0.0000	0.44721	0.0000	0.50000
water	1.0000	0.0000	2.2500	0.0000	1.5000	0.0000	0.50000
oil	0.80000	0.0000	1.0200	0.0000	1.1292	0.0000	0.50000

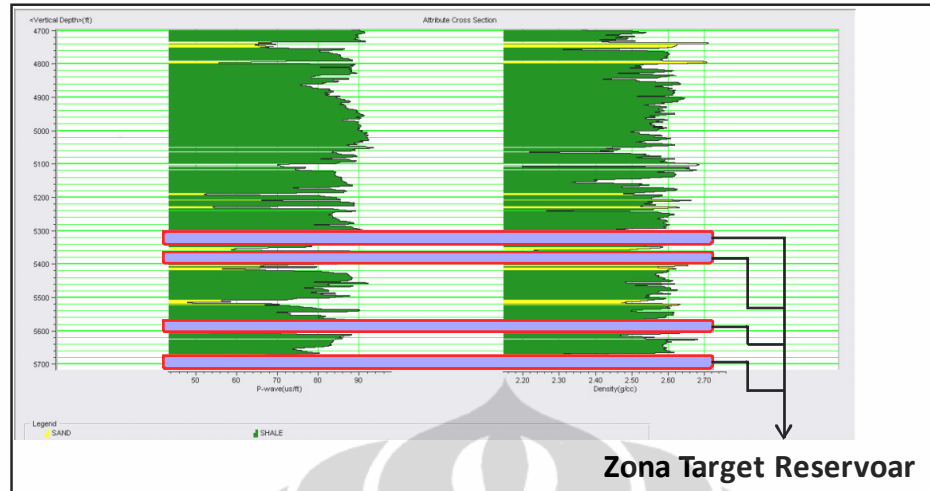
4.3.2.1. Analisis *Crossplot P-Wave* dengan *Density*

Crossplot antara log *p-wave* dengan log *density* dilakukan untuk membandingkan nilai *p-wave* terhadap *density*, dengan *color key* nilai *gamma ray*, untuk mendukung analisis *crossplot* antara log *p-wave* dengan log *density*, dengan nilai *cut off* untuk batupasir adalah kurang dari 60 API.

Berdasarkan hasil *crossplot* diketahui bahwa untuk sumur B Yates 18D, pada daerah yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai *p-wave* 47 – 69 (us/ft) dan nilai *density* berkisar dari 2.40 – 2.70 (g/cc). Sedangkan pada daerah yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai kisaran nilai *p-wave* 69 – 97 (us/ft) dan nilai *density* berkisar dari 2.30 – 2.68 (g/cc). (Gambar 4.19, dan 4.20).



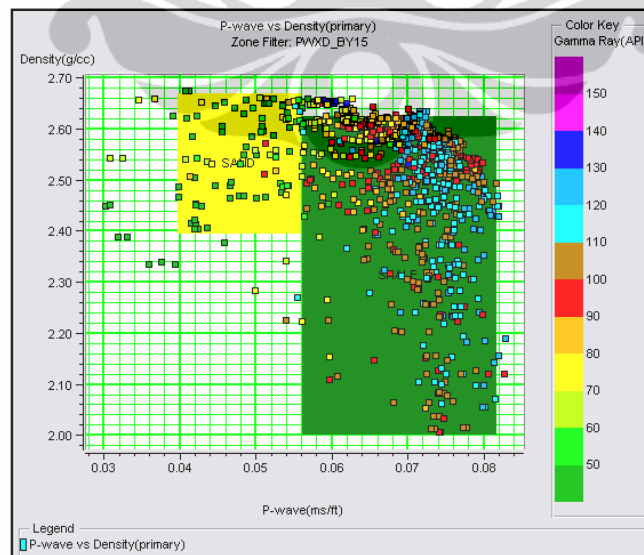
Gambar 4.19. *Crossplot p-wave* dengan *density* sumur B Yates 18D.



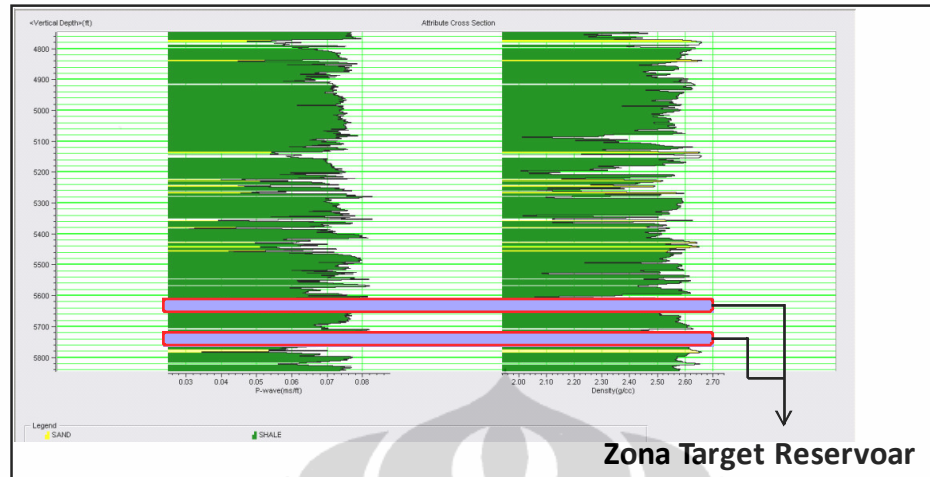
Gambar 4.20. *Cross section p-wave* dengan *density* sumur B Yates 18D.

Berdasarkan hasil *crossplot* diketahui bahwa untuk sumur B Yates 15, pada daerah yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai *p-wave* 0.040 – 0.056 (ms/ft) dan nilai *density* berkisar dari 2.40 – 2.66 (g/cc).

Sedangkan pada daerah yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai kisaran nilai *p-wave* 0.056 – 0.082 (ms/ft) dan nilai *density* berkisar dari 2.00 – 2.62 (g/cc). (Gambar 4.21, dan 4.22).



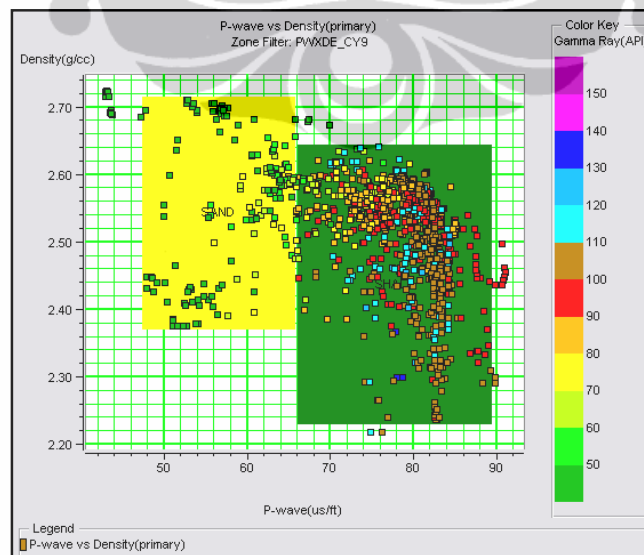
Gambar 4.21. *Crossplot p-wave* dengan *density* sumur B Yates 15.



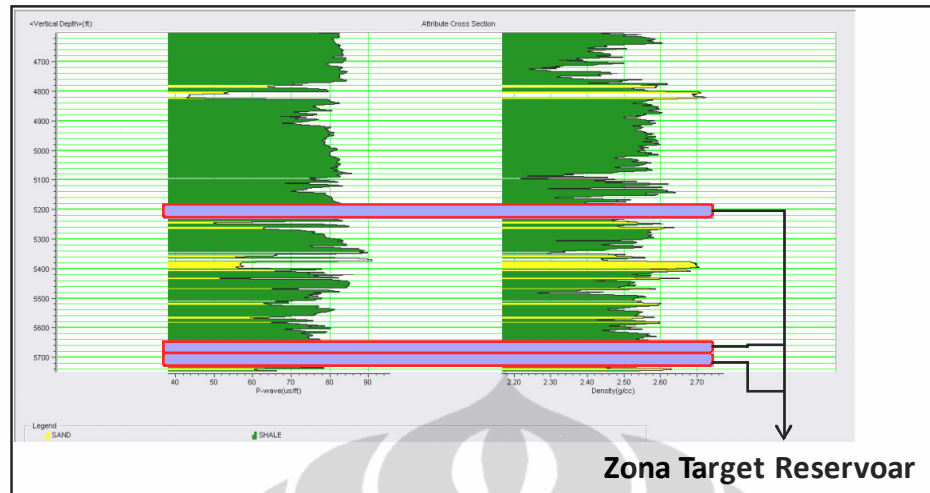
Gambar 4.22. *Cross section p-wave* dengan *density* sumur B Yates 15.

Berdasarkan hasil *crossplot* diketahui bahwa untuk sumur C Yates 9, pada daerah yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai *p-wave* 48.00 – 66.00 (us/ft) dan nilai *density* berkisar dari 2.38 – 2.72 (g/cc).

Sedangkan pada daerah yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai kisaran nilai *p-wave* 66.00 – 89.00(us/ft) dan nilai *density* berkisar dari 2.24 – 2.64 (g/cc). (Gambar 4.23, dan 4.24).



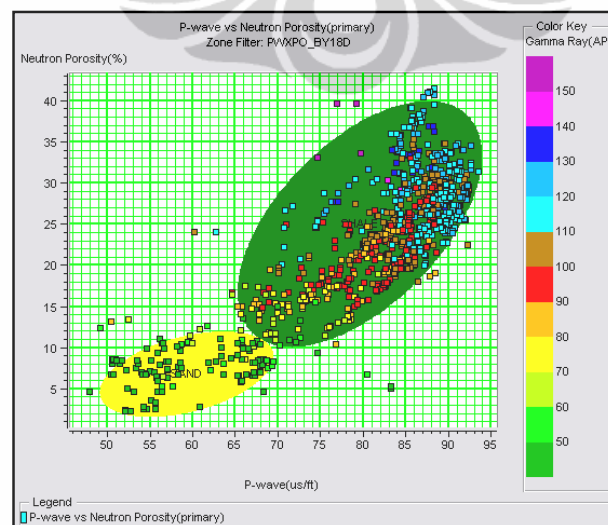
Gambar 4.23. *Crossplot p-wave* dengan *density* sumur C Yates 9.



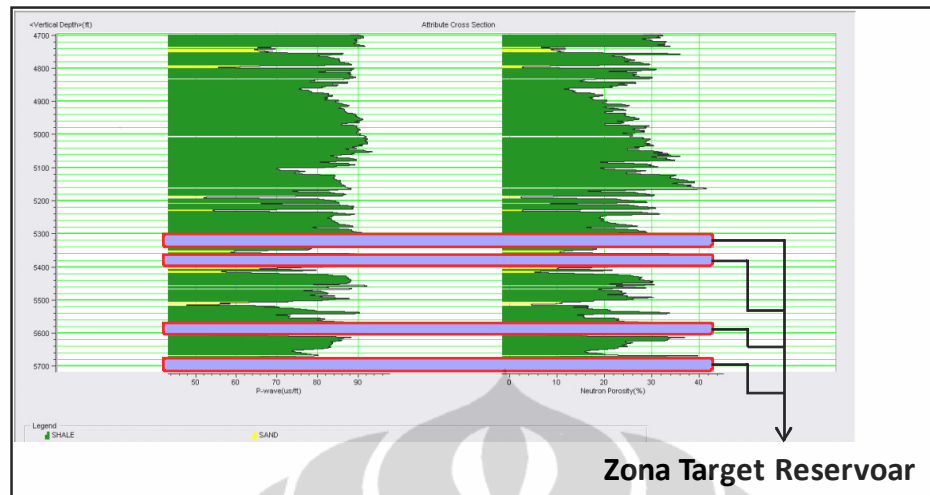
Gambar 4.24. Cross section *p*-wave dengan *density* sumur C Yates 9.

4.3.2.2. Analisis Crossplot *P*-Wave dengan *Neutron Porosity*

Crossplot antara log *p*-wave dengan log *neutron porosity* dilakukan untuk membandingkan nilai *p*-wave terhadap *neutron porosity*, dengan *color key* nilai *gamma ray*, dengan nilai *cut off* untuk batupasir adalah kurang dari 60 API. Untuk sumur B Yates 18D, daerah yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai *p*-wave 49 – 70 (us/ft) dan nilai *neutron porosity* berkisar dari 2.00 – 12.00 (%). Daerah yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai kisaran nilai *p*-wave 65 – 94 (us/ft) dan nilai *neutron porosity* dari 10.00 – 40.00 (%) (Gambar 4.25, dan 4.26).

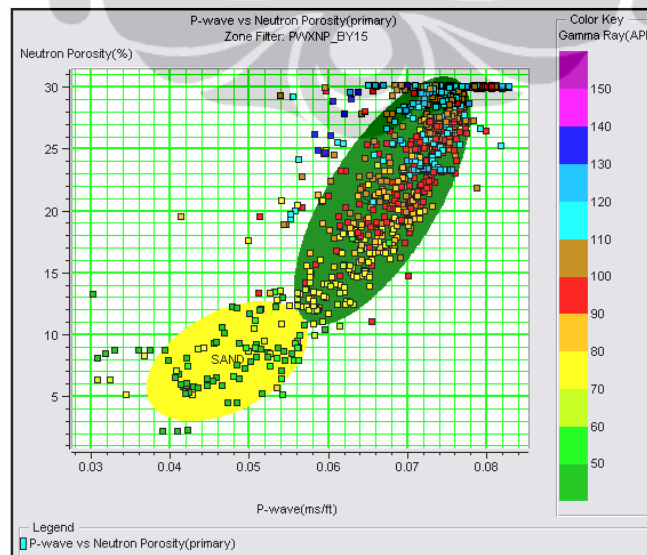


Gambar 4.25. Crossplot *p*-wave dengan *neutron porosity* sumur B Yates 18D.

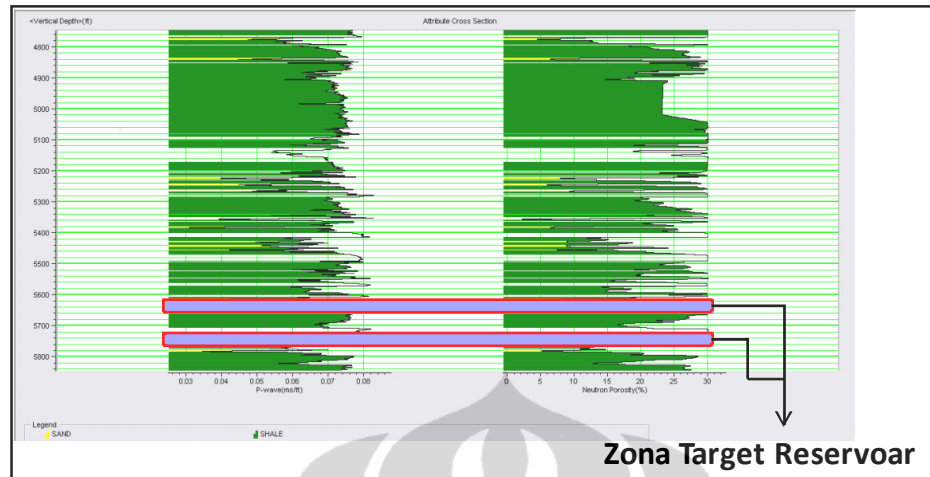


Gambar 4.26. Cross section *p*-wave dengan neutron porosity sumur B Yates 18D.

Berdasarkan hasil *crossplot* diketahui bahwa untuk sumur B Yates 15, pada daerah yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai *p*-wave 0.037 – 0.057 (ms/ft) dan nilai neutron porosity berkisar dari 3.00 – 13.00 (%). Sedangkan pada daerah yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai kisaran nilai *p*-wave 0.056 – 0.078 (ms/ft) dan nilai neutron porosity berkisar dari 11.00 – 31.00 (%) (Gambar 4.27, dan 4.28).



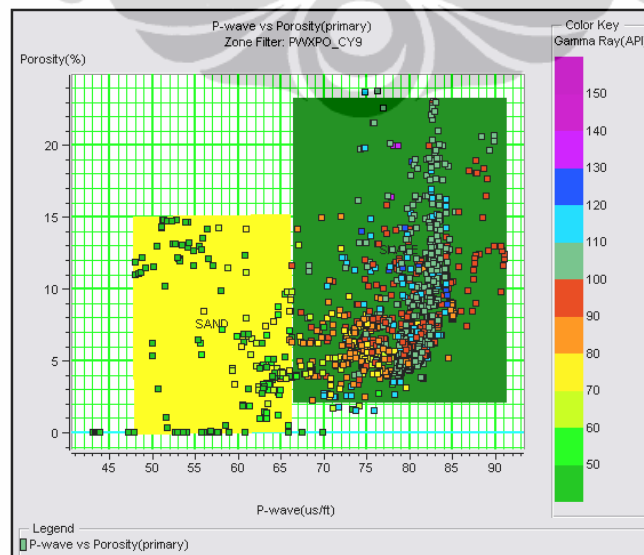
Gambar 4.27. Crossplot *p*-wave dengan neutron porosity sumur B Yates 15.



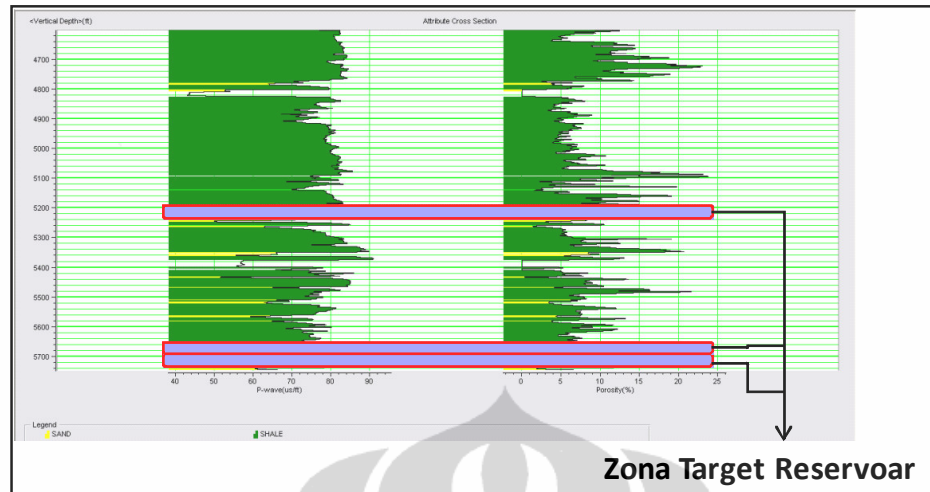
Gambar 4.28. Cross section *p*-wave dengan neutron porosity sumur B Yates 15.

4.3.2.3. Analisis Crossplot *P*-Wave dengan Porosity

Crossplot antara log *p*-wave dengan log porosity dilakukan untuk membandingkan nilai *p*-wave terhadap porosity, dengan *color key* nilai gamma ray. Berdasarkan hasil *crossplot* diketahui bahwa untuk sumur C Yates 9, pada daerah yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai *p*-wave 48.0 – 66.0 (us/ft) dan nilai porosity berkisar dari 0.0 – 15.0 (%). Sedangkan pada daerah yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai kisaran nilai *p*-wave 66.0 – 91.0 (us/ft) dan nilai porosity berkisar dari 2.0 – 23.0 (%). (Gambar 4.29, dan 4.30).



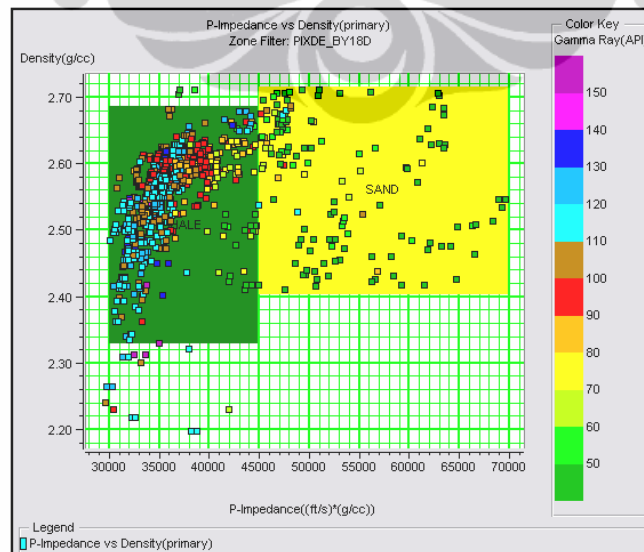
Gambar 4.29. Crossplot *p*-wave dengan porosity sumur C Yates 9.



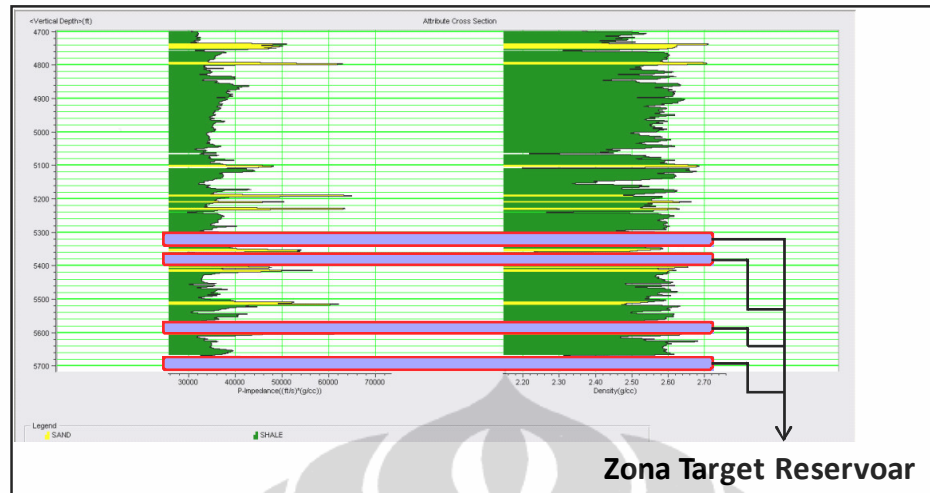
Gambar 4.30. *Cross section p-wave* dengan *porosity* sumur C Yates 9.

4.3.2.4. Analisis *Crossplot P-Impedance* dengan *Density*

Crossplot antara log *p-impedance* dengan log *density* dilakukan untuk membandingkan nilai Impedansi terhadap *density*, dengan *color key* nilai *gamma ray*. Pada sumur B Yates 18D, daerah yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai *p-impedance* 45000 – 69500 (ft/s*g/cc) dan nilai *density* berkisar dari 2.400 – 2.720 (g/cc) (mineral *feldspar*). Sedangkan daerah yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai kisaran nilai *p-impedance* 30000 – 45000 (ft/s*g/cc) dan nilai *density* berkisar dari 2.340 – 2.680 (g/cc). (Gambar 4.31, dan 4.32).



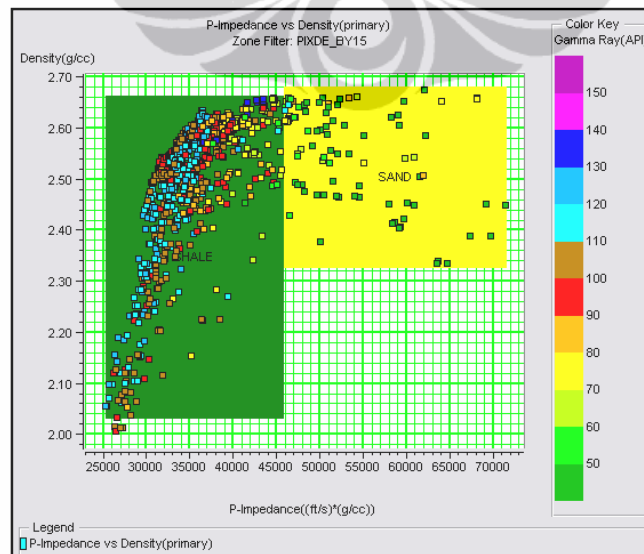
Gambar 4.31. *Crossplot p-impedance* dengan *density* pada sumur B Yates 18D.



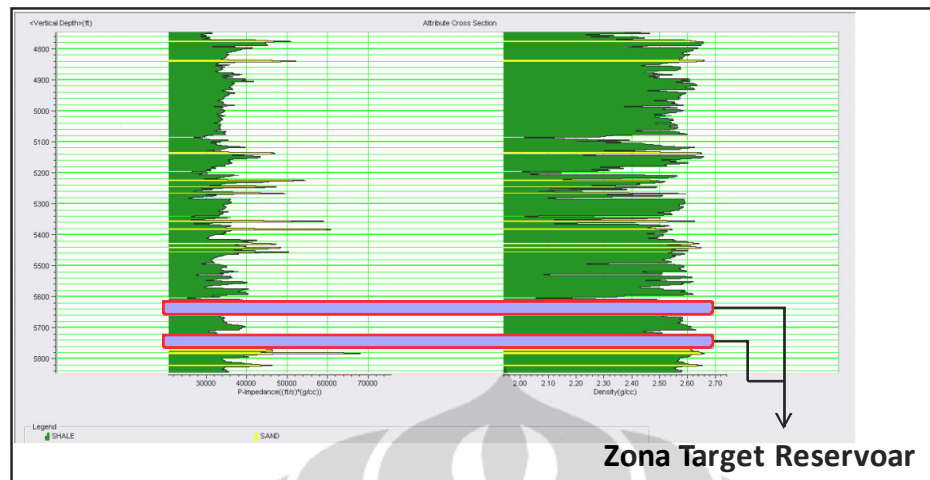
Gambar 4.32. *Cross section p-impedance* dengan *density* sumur B Yates 18D.

Berdasarkan hasil *crossplot* diketahui bahwa untuk sumur B Yates 15, pada daerah yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai *p-impedance* 46000 – 71000 (ft/s*g/cc) dan nilai *density* berkisar dari 2.320 – 2.680 (g/cc) (mineral *feldspar*).

Sedangkan pada daerah yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai kisaran nilai *p-impedance* 25000 – 46000 (ft/s*g/cc) dan nilai *density* berkisar dari 2.040 – 2.660 (g/cc). (Gambar 4.33, dan 4.34).



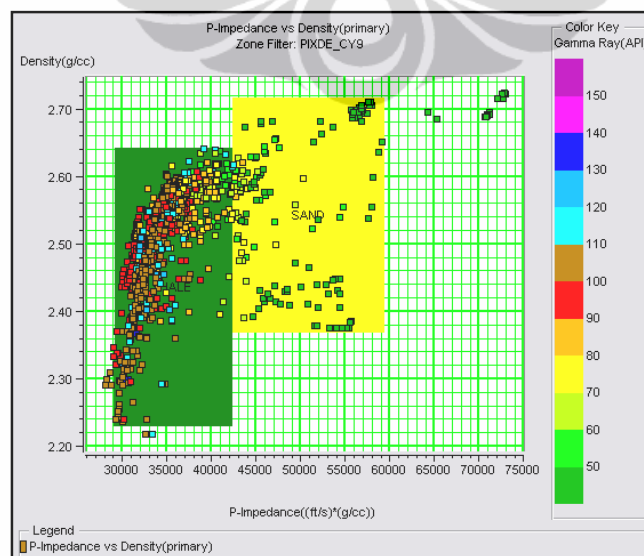
Gambar 4.33. *Crossplot p-impedance* dengan *density* sumur B Yates 15.



Gambar 4.34. Cross section *p-impedance* dengan *density* sumur B Yates 15.

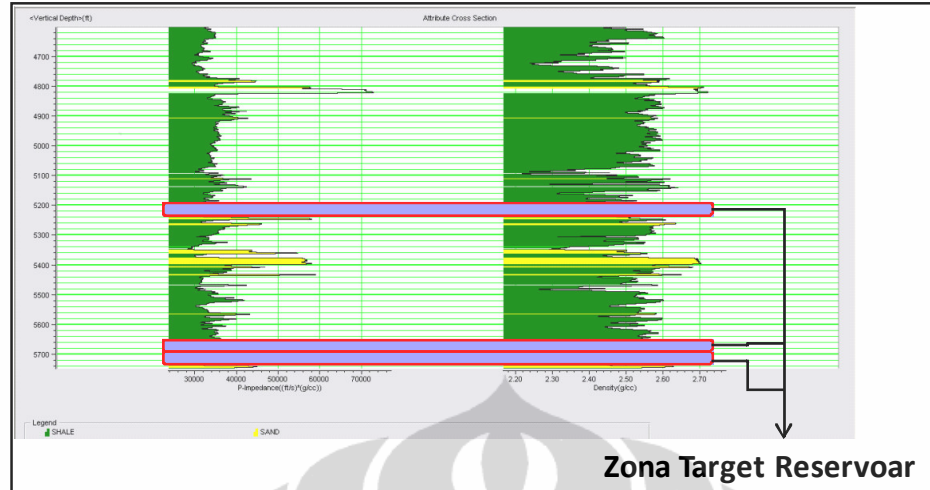
Berdasarkan hasil *crossplot* diketahui bahwa untuk sumur C Yates 9, pada daerah yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai *p-impedance* 41000 – 60000 (ft/s*g/cc) dan nilai *density* 2.370 – 2.720 (g/cc).

Sedangkan pada daerah yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai kisaran nilai *p-impedance* 29000 – 41000 (ft/s*g/cc) dan nilai *density* 2.240 – 2.620 (g/cc). (Gambar 4.35, dan 4.36).



Gambar 4.35. Crossplot *p-impedance* dengan *density* sumur C Yates 9.

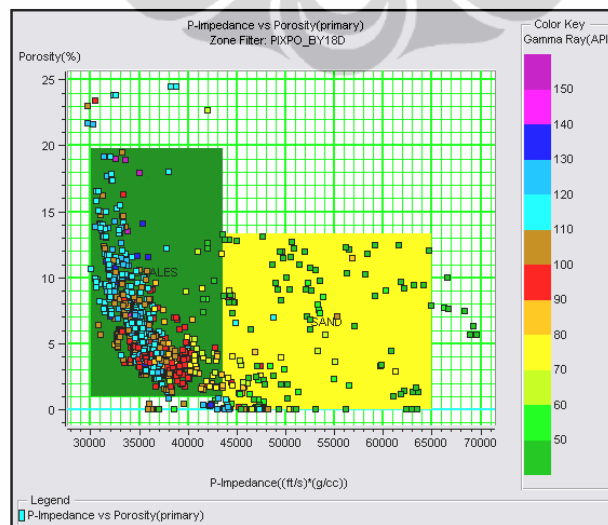
Universitas Indonesia



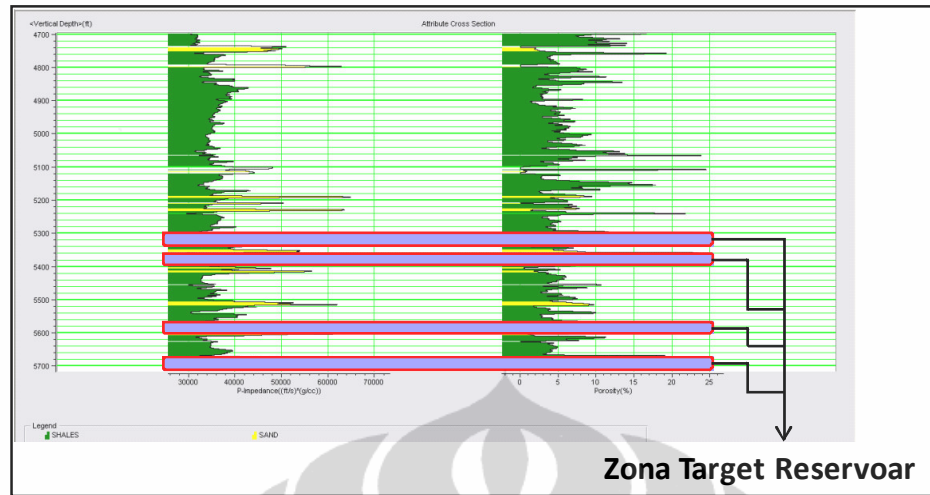
Gambar 4.36. Cross section p -impedance dengan density sumur C Yates 9.

4.3.2.5. Analisis Crossplot P -Impedance dengan Porosity

Crossplot antara log p -impedance dengan log porosity dilakukan untuk membandingkan nilai Impedansi terhadap porosity, dengan nilai *cut off gamma ray* batupasir kurang dari 60 API. Berdasarkan hasil crossplot diketahui bahwa untuk sumur B Yates 18D, daerah yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai p -impedance yang tinggi 43000 – 65000 (ft/s*g/cc) dan nilai porosity yang rendah 0 – 13.0 (%). Pada daerah yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai nilai p -impedance 30000 – 43000 (ft/s*g/cc) dan nilai porosity 1.0 – 20.0 (%). (Gambar 4.37, dan 4.38).



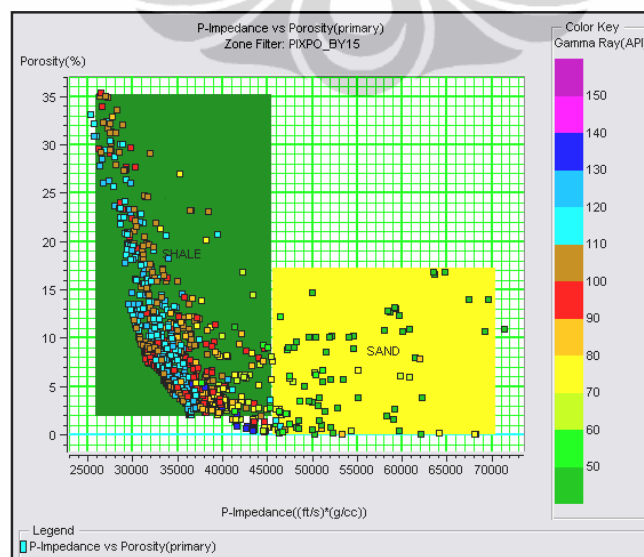
Gambar 4.37. Crossplot p -impedance dengan porosity sumur B Yates 18D.



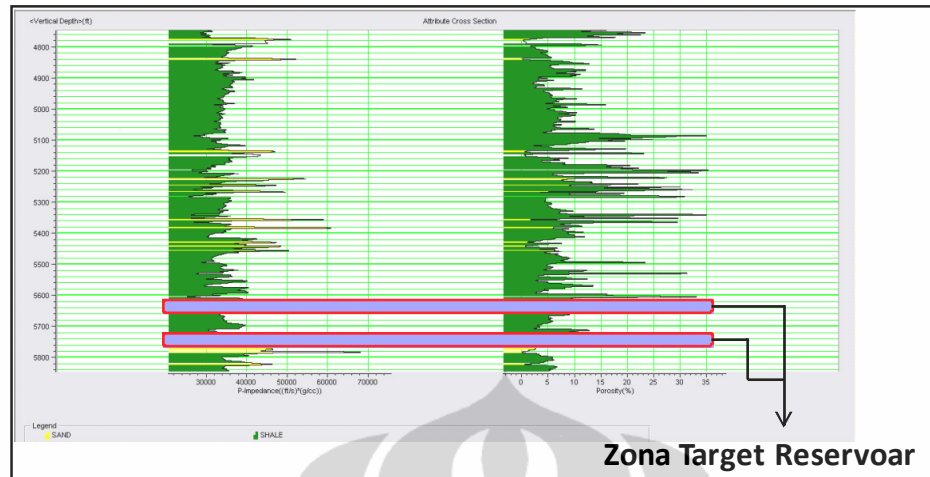
Gambar 4.38. Cross section p -impedance dengan porosity sumur B Yates 18D.

Berdasarkan hasil *crossplot* diketahui bahwa untuk sumur B Yates 15, pada daerah yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai p -impedance yang tinggi berkisar dari 45500 – 70000 (ft/s*g/cc) dan nilai porosity yang rendah berkisar dari 0.00 – 17.00 (%).

Sedangkan pada daerah yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai kisaran nilai p -impedance yang rendah berkisar dari 26000 – 45500 (ft/s*g/cc) dan nilai porosity yang tinggi berkisar dari 2.00 – 35.00 (%). (Gambar 4.39, dan 4.40).



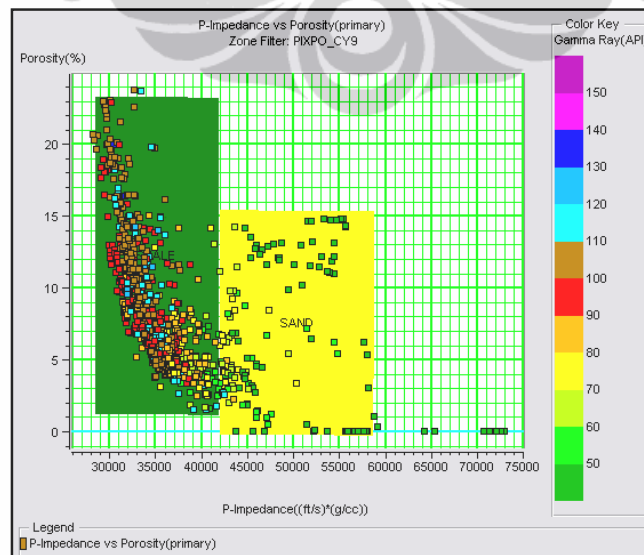
Gambar 4.39. Crossplot p -impedance dengan porosity sumur B Yates 15.



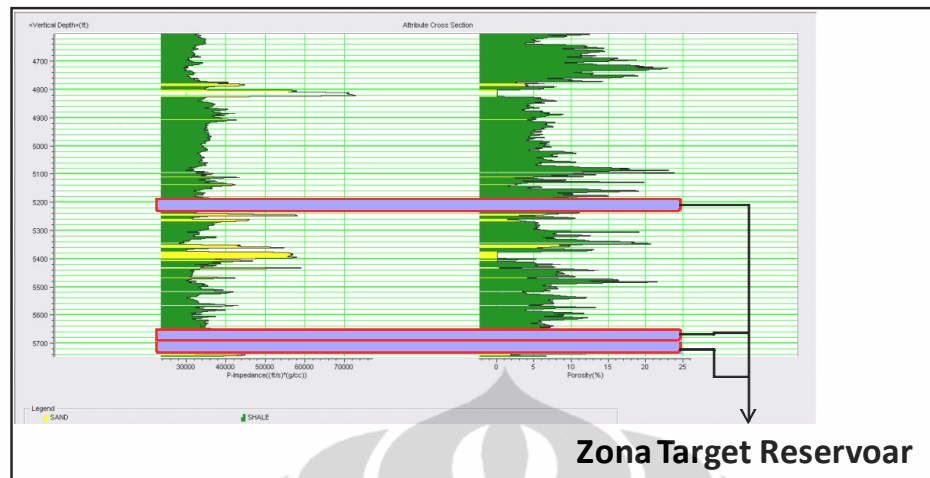
Gambar 4.40. Cross section *p-impedance* dengan *porosity* sumur B Yates 15.

Berdasarkan hasil *crossplot* diketahui bahwa untuk sumur B Yates 15, pada daerah yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai *p-impedance* yang tinggi berkisar dari 42000 – 58500 (ft/s*g/cc) dan nilai *porosity* yang rendah berkisar dari 0.00 – 15.00 (%).

Sedangkan pada daerah yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai kisaran nilai *p-impedance* yang rendah berkisar dari 28500 – 42000 (ft/s*g/cc) dan nilai *porosity* yang tinggi berkisar dari 2.00 – 26.00 (%). (Gambar 4.41, dan 4.42).



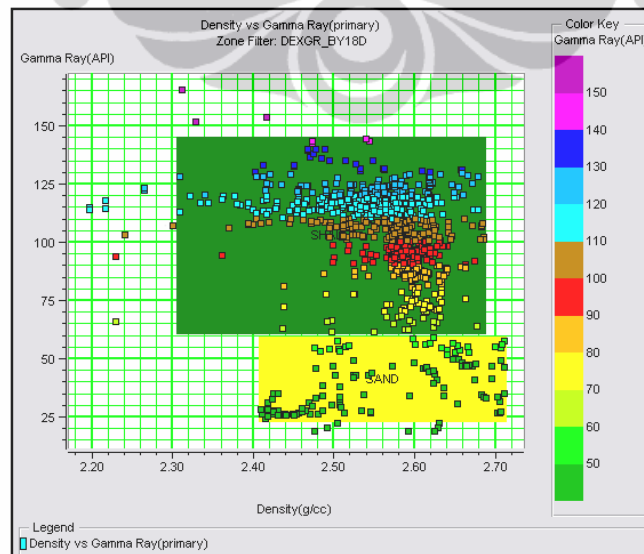
Gambar 4.41. Crossplot *p-impedance* dengan *porosity* sumur C Yates 9.



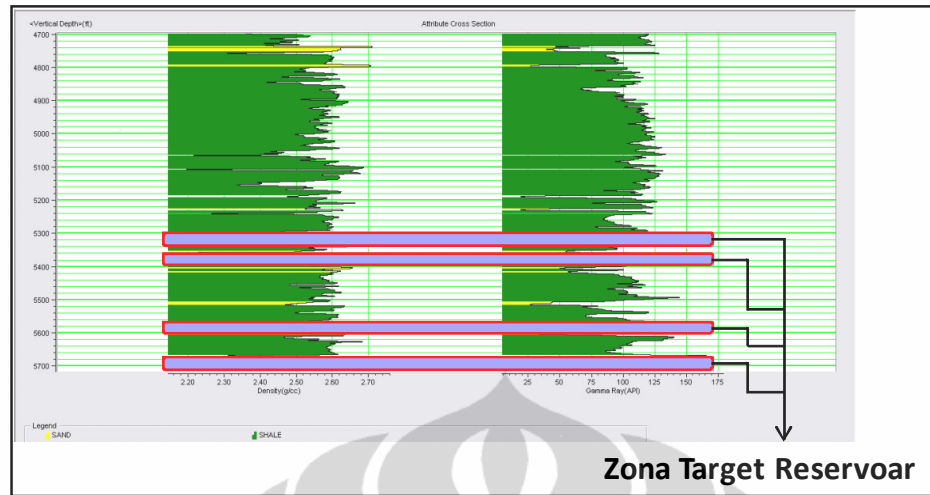
Gambar 4.42. Cross section p -impedance dengan porosity sumur C Yates 9.

4.3.2.6. Analisis Crossplot Density dengan Gamma Ray

Crossplot antara log *density* dengan log *gamma ray* dilakukan untuk membandingkan antara nilai *density* terhadap *gamma ray*. Pada sumur B Yates 18D, zona yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai *density* tinggi, mempunyai kisaran dari 2.410 – 2.720 (g/cc) (mineral *feldspar*), dan nilai *gamma ray* berkisar dari 25 – 60 API. Sedangkan zona yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai nilai *density* rendah, mempunyai kisaran dari 2.310 – 2.680 (g/cc) dan nilai *gamma ray* berkisar dari 60 – 145 API. (Gambar 4.43, dan 4.44).



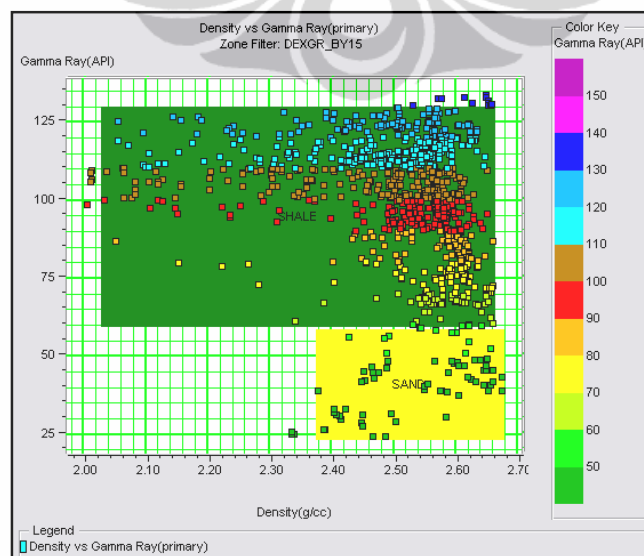
Gambar 4.43. Crossplot density dengan gamma ray sumur B Yates 18D.



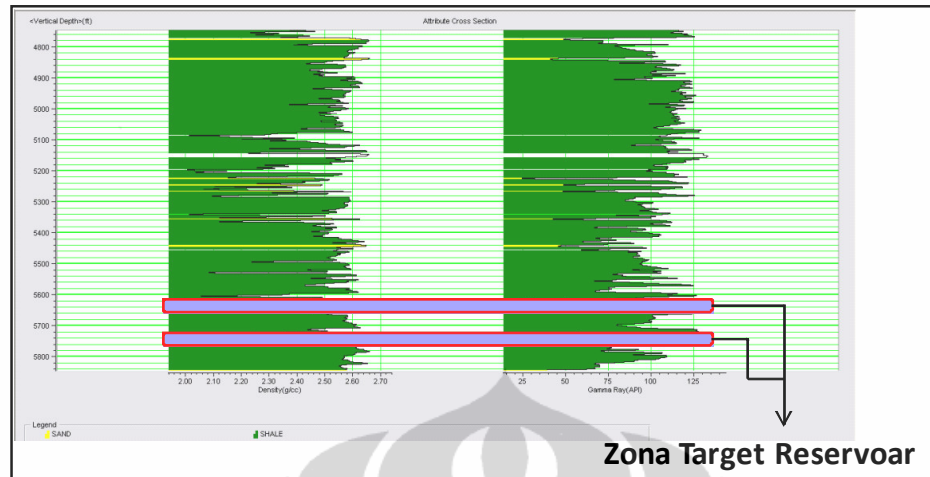
Gambar 4.44. *Cross section density dengan gamma ray* sumur B Yates 18D.

Berdasarkan hasil *crossplot* diketahui bahwa untuk sumur B Yates 15, zona yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai *density* yang tinggi, mempunyai kisaran dari 2.380 – 2.680 (g/cc) dan nilai *gamma ray* berkisar dari 25 – 60 API.

Sedangkan zona yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai nilai *density* yang rendah, mempunyai kisaran dari 2.040 – 2.660 (g/cc) (mineral *feldspar*), dan nilai *gamma ray* tinggi, berkisar dari 60 – 130 API. (Gambar 4.45, dan 4.46).



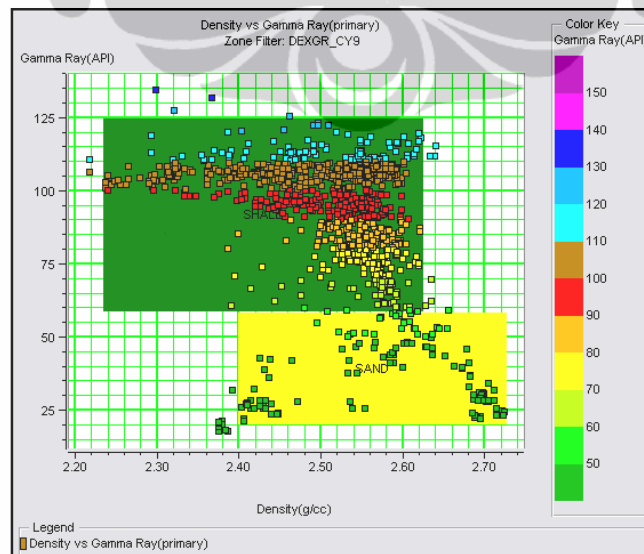
Gambar 4.45. *Crossplot density dengan gamma ray* sumur B Yates 15.



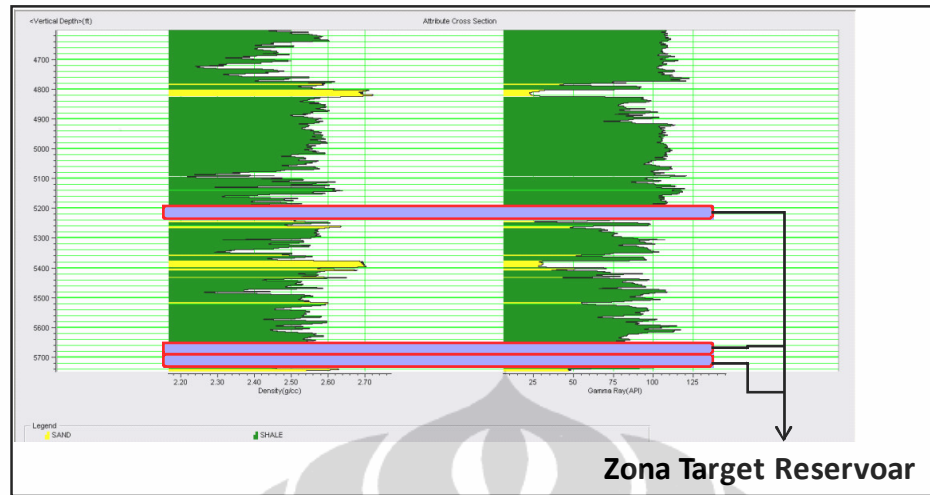
Gambar 4.46. Cross section density dengan gamma ray sumur B Yates 15.

Berdasarkan hasil *crossplot* diketahui bahwa untuk sumur C Yates 9, zona yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai *density* yang tinggi, mempunyai kisaran dari 2.400 – 2.720 (g/cc) dan nilai *gamma ray* berkisar dari 20 – 60 API.

Sedangkan zona yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai nilai *density* yang rendah, mempunyai kisaran dari 2.240 – 2.620 (g/cc) (mineral *feldspar*), dan nilai *gamma ray* tinggi, berkisar dari 60 – 125 API. (Gambar 4.47, dan 4.48).



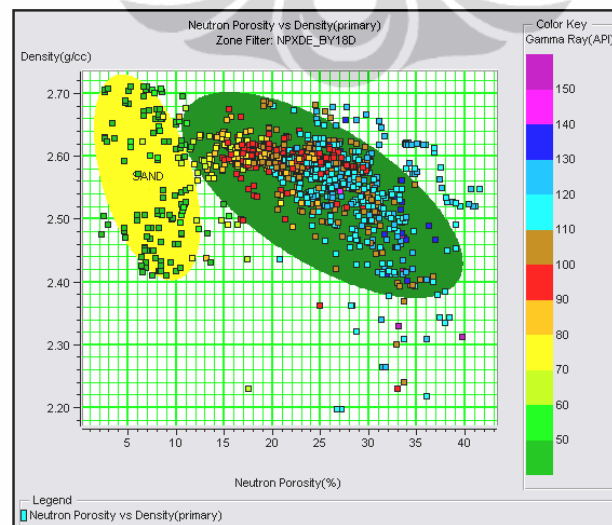
Gambar 4.47. Crossplot density dengan gamma ray sumur C Yates 9.



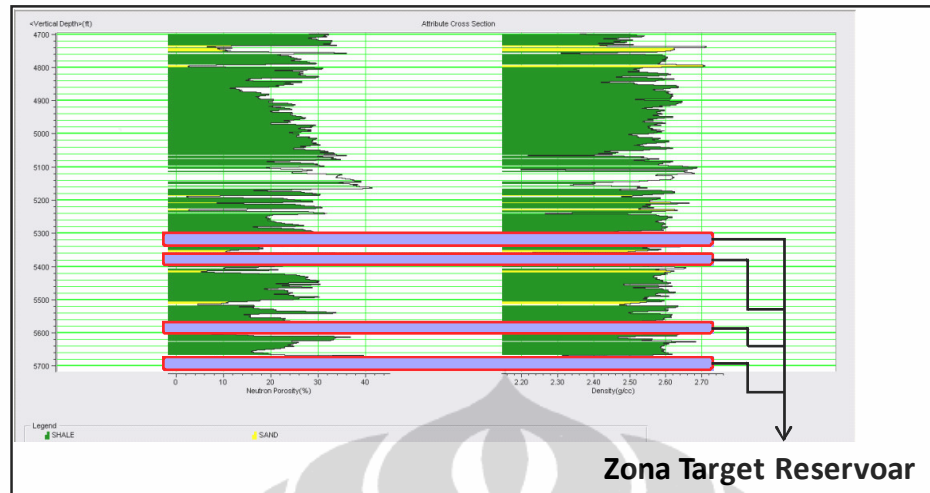
Gambar 4.48. Cross section density dengan gamma ray sumur C Yates 9.

4.3.2.7. Analisis Crossplot Neutron Porosity dengan Density

Crossplot antara log *neutron porosity* dengan log *density* dilakukan untuk membandingkan nilai *neutron porosity* terhadap *density*, dengan *color key* nilai *gamma ray*, dengan nilai *cut off* untuk batupasir adalah < 60 API. Pada sumur B Yates 18D, daerah yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai *neutron porosity* 2.0 – 13.0 (%) dan nilai *density* berkisar dari 2.40 – 2.72 (g/cc). Daerah yang berwarna hijau yang diduga lapisan batulempung mempunyai kisaran nilai *neutron porosity* 11.0 – 40.0 (%) dan nilai *density* berkisar dari 2.38 – 2.70 (g/cc) (Gambar 4.49, dan 4.50).



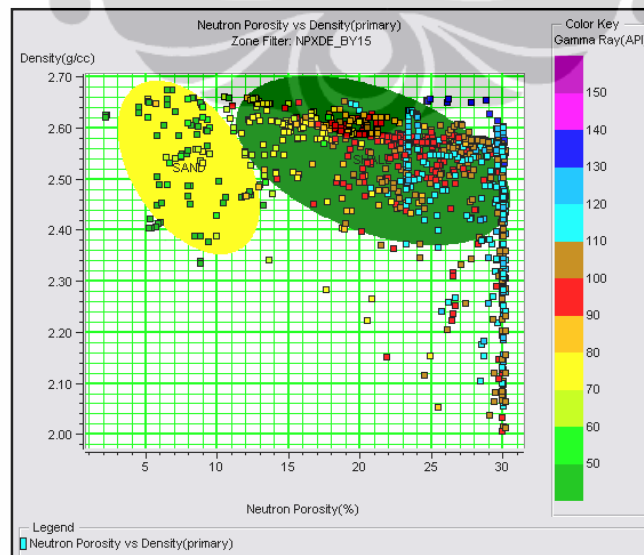
Gambar 4.49. Crossplot neutron porosity dengan density sumur B Yates 18D.



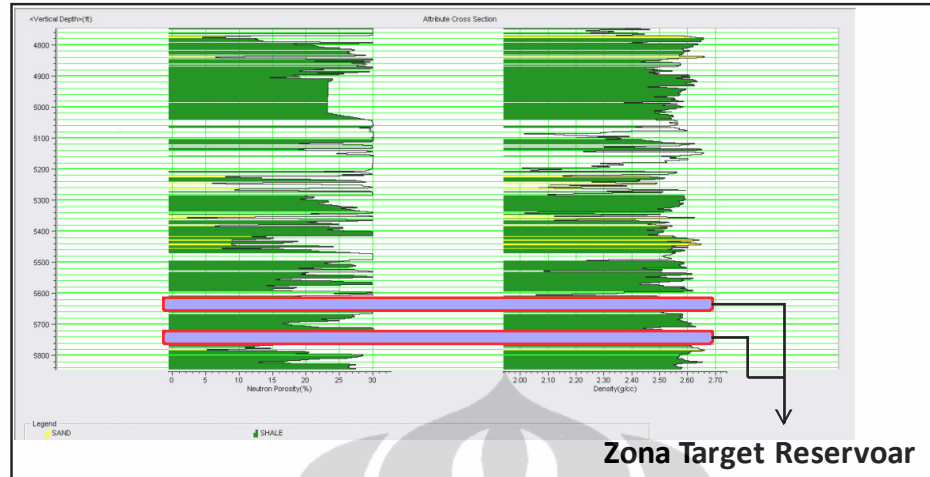
Gambar 4.50. *Cross section neutron porosity dengan density* sumur B Yates 18D.

Berdasarkan hasil *crossplot* diketahui bahwa untuk sumur B Yates 15, pada daerah yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai *neutron porosity* < 1.20 dan nilai *density* berkisar dari 0.375 – 0.425.

Sedangkan pada daerah yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai kisaran nilai *neutron porosity* > 1.20 dan nilai *density* berkisar dari 0.310 – 0.420 (Gambar 4.51, dan 4.52).



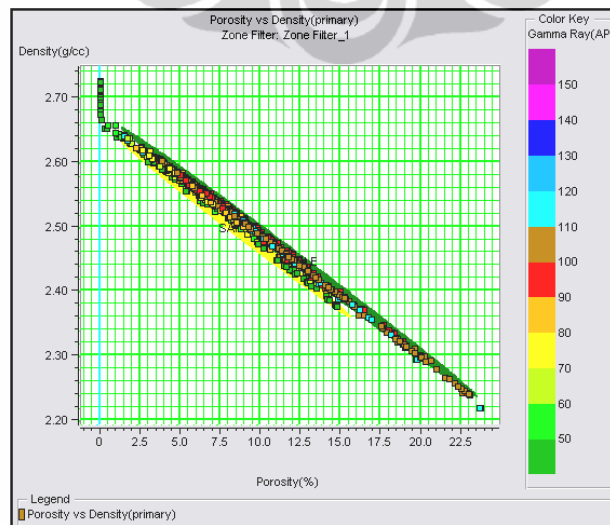
Gambar 4.51. *Crossplot neutron porosity dengan density* sumur B Yates 15.



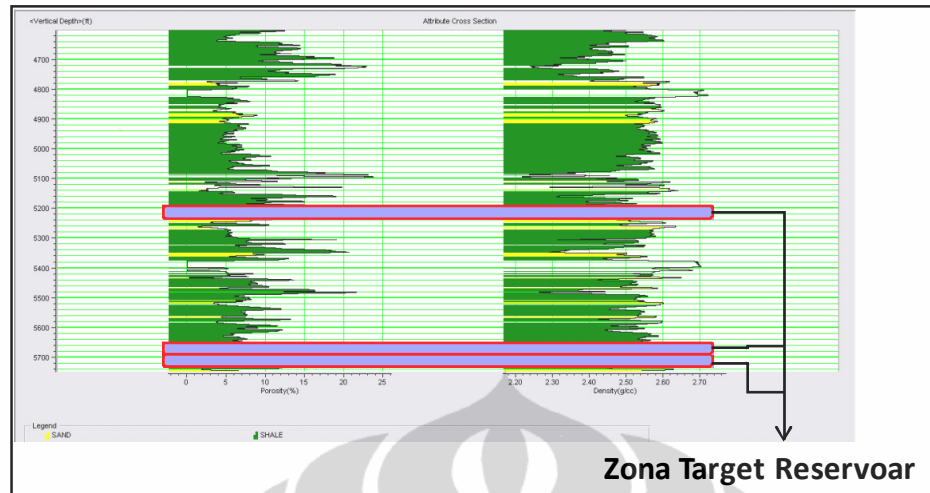
Gambar 4.52. Cross section neutron porosity dengan density sumur B Yates 15.

4.3.2.8. Analisis Crossplot Porosity dengan Density

Crossplot antara log porosity dengan log density dilakukan untuk membandingkan nilai porosity terhadap density, dengan color key nilai gamma ray, untuk mendukung analisis crossplot antara log porosity dengan log density, dengan nilai cut off untuk batupasir adalah kurang dari 60 API. Pada sumur C Yates 9, pada daerah yang berwarna kuning yang diduga merupakan lapisan batupasir mempunyai nilai porosity 2.34 – 2.62 (g/cc) dan nilai density berkisar dari 1.5 – 16.5 (g/cc). Sedangkan pada daerah yang berwarna hijau yang diduga merupakan lapisan batulempung mempunyai kisaran nilai porosity 2.24 – 2.66 (g/cc) dan nilai density berkisar dari 1.0 – 23.5 (g/cc). (Gambar 4.53, dan 4.54).



Gambar 4.53. Crossplot porosity dengan density sumur C Yates 9.



Gambar 4.54. Cross section porosity dengan density sumur C Yates 9.

Dari analisis *crossplot* pada tiap sumur penelitian, dapat diindikasikan zona target reservoir pada daerah penelitian pada litologi batupasir (Tabel 4.11).

Tabel 4.11. Nilai analisis *crossplot* pada tiap sumur penelitian pada lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas.

Krosplot	Sumur B Yates 18D	Sumur B Yates 15	Sumur C Yates 9	Litologi
P-Wave	47.00 - 69.00 (us/ft)	40.00 - 56.00 (us/ft)	48.00 - 66.00 (us/ft)	Batupasir
Density	2.40 - 2.70 (g/cc)	2.40 - 2.66 (g/cc)	2.38 - 2.72 (g/cc)	
P-Wave	49.00 - 70.00 (us/ft)	37.00 - 57.00 (us/ft)		Batupasir
Neutron Porosity	2.00 - 12.00 (%)	3.00 - 13.00 (%)		
P-Wave			48.00 - 66.00 (us/ft)	Batupasir
Porosity			0.00 - 15.00 (%)	
P-Impedance	45000 - 69500 (ft/s*g/cc)	41000 - 60000 (ft/s*g/cc)	41000 - 60000 (ft/s*g/cc)	Batupasir
Density	2.40 - 2.72 (g/cc)	2.37 - 2.72 (g/cc)	2.37 - 2.72 (g/cc)	
P-Impedance	43000 - 65000 (ft/s*g/cc)	45500 - 70000 (ft/s*g/cc)	42000 - 58500 (ft/s*g/cc)	Batupasir
Porosity	0.00 - 13.00 (%)	0.00 - 17.00 (%)	0.00 - 15.00 (%)	
Density	2.41 - 2.72 (g/cc)	2.38 - 2.68 (g/cc)	2.40 - 2.72 (g/cc)	Batupasir
Gamma Ray	25.00 - 60.00 (API)	25.00 - 60.00 (API)	20.00 - 60.00 (API)	
Neutron Porosity	2.00 - 13.00 (%)	< 1.20 (%)		Batupasir
Density	2.40 - 2.72 (g/cc)	0.375 - 0.425 (g/cc)		
Porosity			2.34 - 2.62 (%)	Batupasir
Density			1.50 - 16.50 (g/cc)	

Dimana diindikasikan bahwa :

1. Sumur B Yates 18D memiliki 4 zona target reservoir, yaitu sekitar 6.00 (ft) pada kedalaman 5318.50 – 5324.50 (ft), sekitar 6.00 (ft) pada kedalaman 5679.50 – 5685.50 (ft), sekitar 7.00 (ft) pada kedalaman 5687.00 – 5694.00 (ft), sekitar 4.50 (ft) pada kedalaman 5696.50 – 5701.00 (ft).

2. Sumur B Yates 15 memiliki 2 zona target reservoir, yaitu sekitar 6.50 (ft) pada kedalaman 5618.50 – 5625.00 (ft), sekitar 13.50 (ft) pada kedalaman 5733.00 – 5746.50 (ft).
3. Sumur C Yates 9 memiliki 3 zona target reservoir, yaitu sekitar 14.50 (ft) pada kedalaman 5200.00 – 5214.50 (ft), sekitar 13.00 (ft) pada kedalaman 5679.00 – 5692.00 (ft), sekitar 6.50 (ft) pada kedalaman 5697.50 – 5704.00 (ft).

4.3.3. Analisis Inversi

Hasil inversi penampang porositas dapat menggambarkan litologi bawah permukaan. Hubungan impedansi akustik dengan porositas mempunyai hubungan yang terbalik, porositas akan semakin besar sedangkan impedansi mempunyai nilai semakin kecil, seperti yang diterangkan oleh Munadi (2000). Sementara hubungan nilai impedansi akustik yang tinggi jika dihubungkan dengan log *resistivity* mengindikasikan litologi batupasir. Korelasi impedansi akustik dengan porositas lebih rumit sejak ukuran batulempung pada nilai porositas yang tinggi dengan impedansi akustik yang rendah, dan batupasir yang lebih *porous* berada pada nilai impedansi akustik menengah.

Dilihat dari penampang lapisan yang mempunyai warna kuning sampai merah mempunyai nilai impedansi yang kecil, menggambarkan lapisan mempunyai porositas yang besar. Sedangkan pada lapisan yang mempunyai nilai impedansi yang besar diinterpretasikan sebagai lapisan *tight* yang mempunyai nilai porositas yang kecil, lapisan ini diduga sebagai lapisan batupasir *tight*.

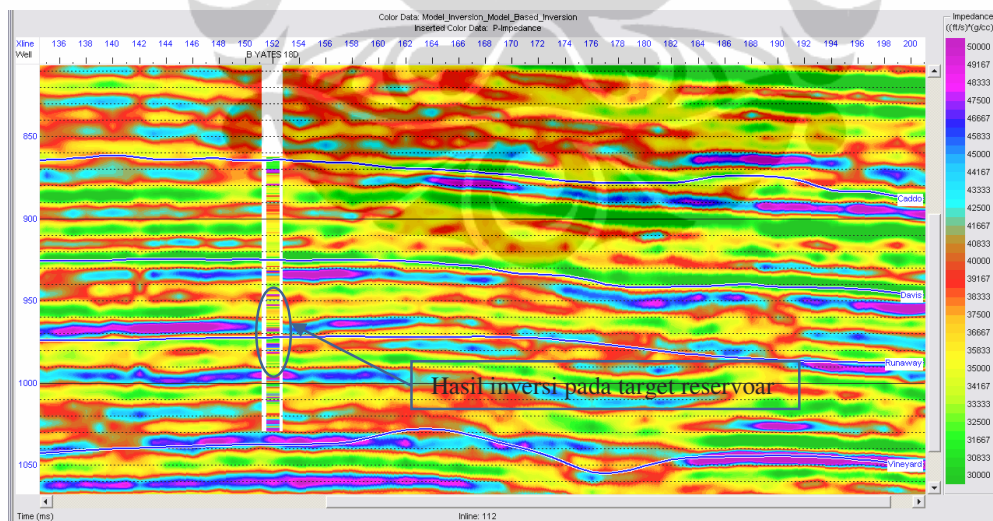
Berdasarkan penampang inversi impedansi akustik pada sumur B Yates 18D menunjukkan bahwa lapisan yang menjadi target reservoir mempunyai nilai impedansi yang tinggi berkisar diatas 37500 (m/s*gr/cc) merupakan zona yang diduga merupakan lapisan batupasir. Penyebaran batupasir ini jika dilihat berdasarkan nilai impedansi dari penampang inversi pemodelan impedansi akustik ini menunjukkan penyebaran yang baik secara lateral (Gambar 4.55).

Sementara penampang inversi impedansi akustik pada sumur B Yates 15 menunjukkan bahwa lapisan yang menjadi target reservoir mempunyai nilai impedansi yang tinggi berkisar diatas 37500 (m/s*gr/cc) merupakan zona yang

diduga merupakan lapisan batupasir. Penyebaran batupasir ini jika dilihat berdasarkan nilai impedansi dari penampang inversi pemodelan impedansi akustik ini menunjukkan penyebar yang baik secara lateral (Gambar 4.56).

Sedangkan penampang inversi impedansi akustik pada sumur C Yates 9 menunjukkan bahwa lapisan yang menjadi target reservoir mempunyai nilai impedansi yang tinggi berkisar diatas 37500 (m/s*gr/cc) merupakan zona yang diduga merupakan lapisan batupasir. Penyebaran batupasir ini jika dilihat berdasarkan nilai impedansi dari penampang inversi pemodelan impedansi akustik ini menunjukkan penyebar yang baik secara lateral (Gambar 4.57).

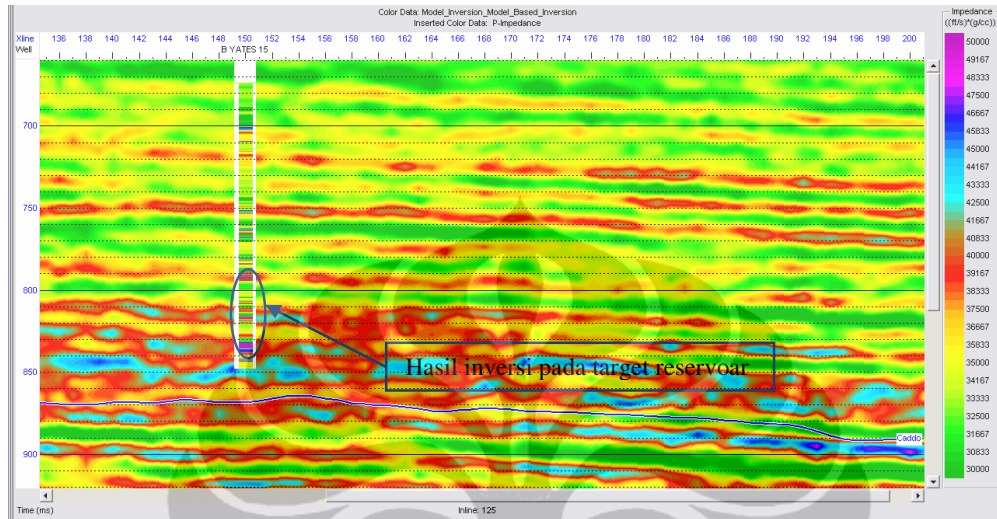
Terlihat bahwa antara *p-impedance* seismik dan *p-impedance* sumur memberikan korelasi yang baik. Dari hasil analisis sumur B Yates 18D dapat diketahui bahwa daerah yang menunjukkan lapisan batupasir menunjukkan adanya perselingan antara batupasir dengan *shale*. Hasil analisis sumur B Yates 15 dapat diketahui bahwa daerah yang menunjukkan lapisan batupasir menunjukkan adanya perselingan antara batupasir dengan *shale*. Dan hasil analisis sumur C Yates 9 dapat diketahui bahwa daerah yang menunjukkan lapisan batupasir menunjukkan adanya perselingan antara batupasir dengan *shale*.



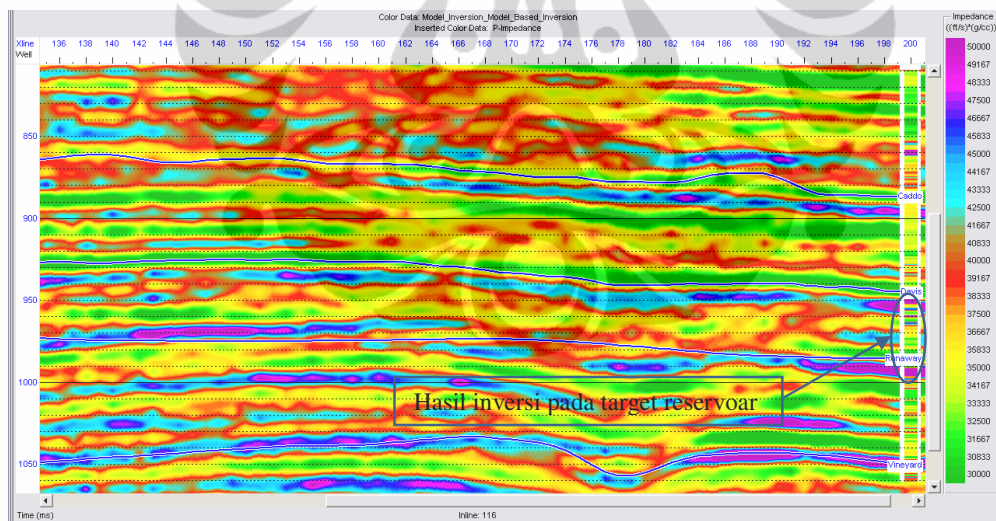
Gambar 4.55. Penampang seismik inversi *Model Based* pada *inline* 112 dengan *insert color p-impedance*.

Respon amplitudo yang tinggi dapat dilihat pada sumur penelitian pada *stack* ini yang sangat mungkin mengidentifikasi hidrokarbon pada ruang

porous, yang berarti memiliki nilai impedansi yang lebih tinggi dibandingkan batuan penutupnya (*seal*).



Gambar 4.56. Penampang seismik inversi *Model Based* pada *inline* 125 dengan insert color *p-impedance*.



Gambar 4.57. Penampang seismik inversi *Model Based* pada *inline* 126 dengan insert color *p-impedance*.

Dari analisis inversi yang dilakukan mengindikasikan bahwa reservoir pada sumur-sumur penelitian merupakan reservoir silisiklastik dengan litologi batupasir yang *tight* yang sangat tahan dan juga pada impedansi akustik yang tinggi.

4.3.4. Analisis *Time Slice*

Peta penyebaran impedansi akustik diperoleh dengan melakukan ekstraksi amplitudo pada masing-masing horison dengan *windows* 30 ms. Peta penyebaran impedansi akustik yang dilakukan dengan interval di bawah horison yang mewakili suatu puncak sekuen. Hasil yang diperoleh berupa kenampakan fasies pengendapan. Adapun nilai amplitudo pada sumur penelitian dapat dilihat pada Tabel 4.12.

Tabel 4.12. Nilai impedansi akustik pada *picked event* tiap horison sumur penelitian pada lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas.

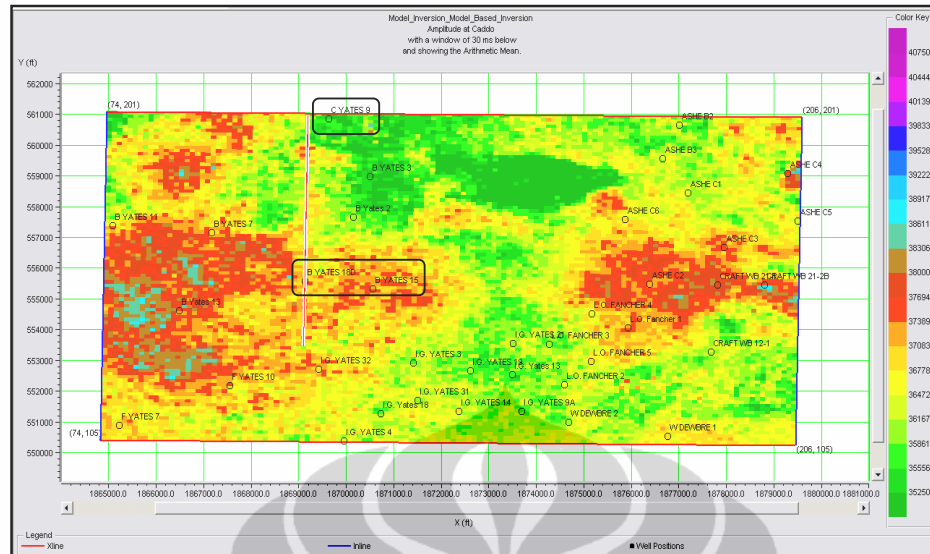
Well	Horison			
	Caddo	Davis	Runaway	Vineyard
B Yates 18D	37120.00	37659.70	39000.30	40329.60
B Yates 15	37203.80	37583.20	38287.40	39848.90
C Yates 9	35419.00	40132.50	38176.30	38217.90

Peta penyebaran impedansi akustik pada horison *Caddo* menunjukkan bahwa sebaran impedansi akustik yang memiliki nilai impedansi akustik yang lebih kecil (35250 – 37083 ft/s*gr/cc) berada pada sebagian besar area termasuk pada sumur C Yates 9, menggambarkan lapisan yang mempunyai nilai porositas yang besar.

Sedangkan penyebaran nilai impedansi akustik yang besar (37083 – 39222 ft/s*gr/cc) setempat-setempat pada bagian barat, timur, termasuk pada sumur B Yates 18D, dan sumur B Yates 15 menggambarkan lapisan yang mempunyai nilai porositas yang kecil, lapisan ini diduga sebagai lapisan *tight*.

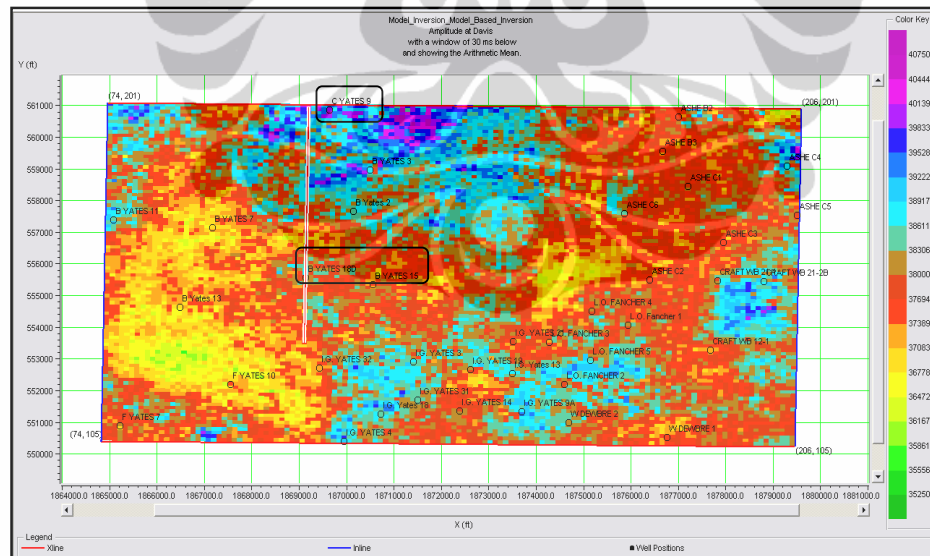
Hal ini menunjukkan bahwa pada horison *Caddo* sumur B Yates 18D, sumur B Yates 15, memiliki penyebaran nilai impedansi akustik yang besar, dan sumur C Yates 9 memiliki penyebaran nilai impedansi akustik yang kecil.

Namun penyebaran indikasi reservoir pada horison *Caddo* dari 3 sumur penelitian tidak begitu bagus, dan tidak begitu bisa dideteksi. Amplitudo tidak begitu bisa jelas menggambarkan *channel*, karena ini merupakan *boundary property* (Gambar 4.58).



Gambar 4.58. Peta penyebaran impedansi akustik pada *picked event horizon Caddo*.

Peta penyebaran impedansi akustik pada horizon *Davis* menunjukkan bahwa sebaran impedansi akustik yang memiliki nilai impedansi akustik yang lebih kecil ($35250 - 37083 \text{ ft} \cdot \text{s} \cdot \text{gr/cc}$) berada pada bagian barat, timur, selatan, menggambarkan lapisan yang mempunyai nilai porositas yang besar.



Gambar 4.59. Peta penyebaran impedansi akustik pada *picked event horizon Davis*.

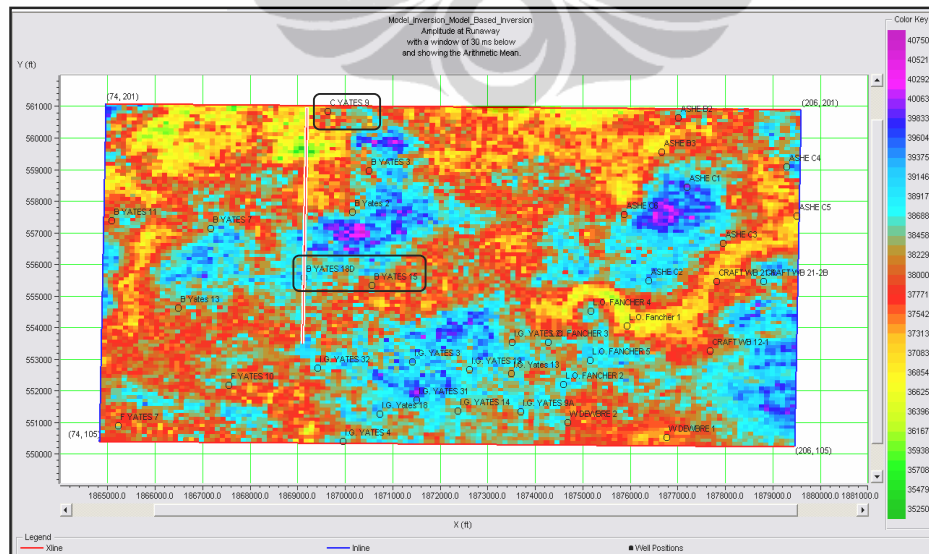
Sedangkan penyebaran nilai impedansi akustik yang besar ($37083 - 39222 \text{ ft} \cdot \text{s} \cdot \text{gr/cc}$) berada pada bagian utara, sebagian kecil bagian barat, sebagian kecil bagian timur, dan sebagian kecil bagian selatan termasuk pada sumur B Yates

18D, sumur B Yates 15, dan sumur C Yates 9, menggambarkan lapisan yang mempunyai nilai porositas yang kecil, diduga sebagai lapisan yang *tight*.

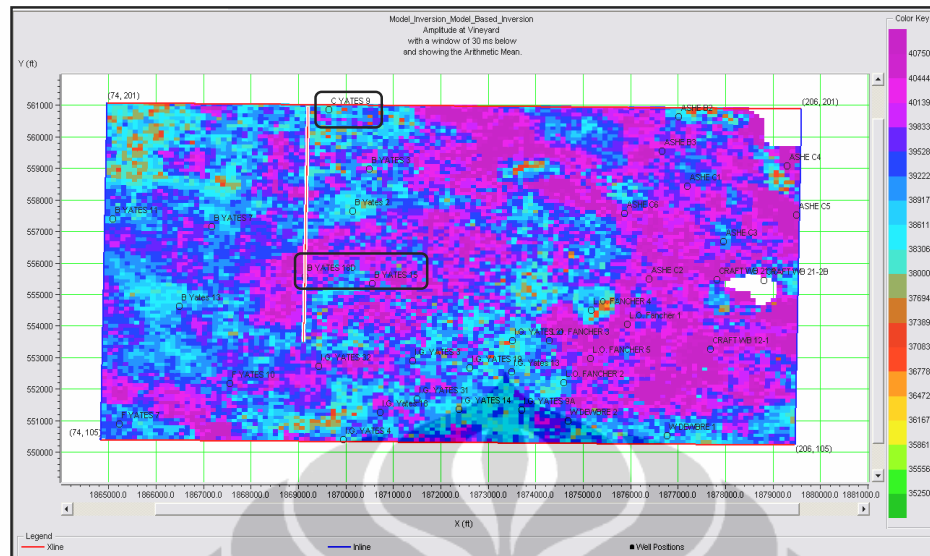
Hal ini menunjukkan bahwa pada horison *Davis* sumur B Yates 18D, sumur B Yates 15, dan sumur C Yates 9 memiliki penyebaran nilai impedansi akustik yang besar. Dan penyebaran indikasi reservoir pada horison *Davis* dari 3 sumur penelitian lebih terlihat dengan jelas penyebaran *channel* nya (Gambar 4.59).

Peta penyebaran impedansi akustik pada horison *Runaway* menunjukkan bahwa sebaran impedansi akustik yang memiliki nilai impedansi akustik yang lebih kecil ($35250 - 37083 \text{ ft/s*gr/cc}$) berada pada bagian barat, utara, timur, menggambarkan lapisan yang mempunyai nilai porositas yang besar.

Sedangkan penyebaran nilai impedansi akustik yang besar ($37083 - 39222 \text{ ft/s*gr/cc}$) berada pada tengah dari sebelah barat, utara, timur, dan selatan termasuk pada sumur B Yates 18D, sumur B Yates 15, dan sumur C Yates 9, menggambarkan lapisan yang mempunyai nilai porositas yang kecil, diduga sebagai lapisan yang *tight*. Hal ini menunjukkan bahwa pada horison *Runaway* sumur B Yates 18D, sumur B Yates 15, dan sumur C Yates 9 memiliki penyebaran nilai *impedansi akustik* yang besar. Dan penyebaran indikasi reservoir pada horison *Runaway* dari 3 sumur penelitian lebih terlihat dengan jelas penyebaran *channel* nya (Gambar 4.60).



Gambar 4.60. Peta penyebaran impedansi akustik pada *picked event* horison *Runaway*.



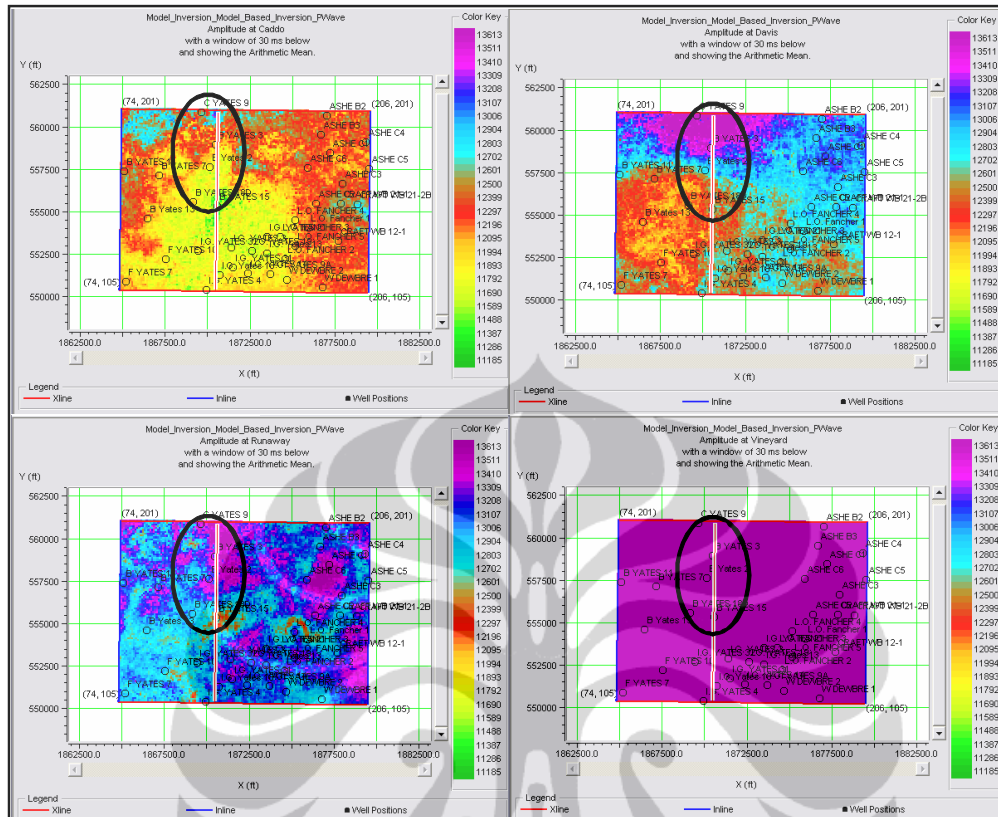
Gambar 4.61. Peta penyebaran impedansi akustik pada *picked event horizon Vineyard*.

Peta penyebaran impedansi akustik pada horison *Vineyard* menunjukkan bahwa sebaran impedansi akustik yang memiliki nilai impedansi akustik yang lebih kecil (35250 – 37083 ft/s*gr/cc) setempat-setempat pada bagian barat, utara, timur, menggambarkan lapisan yang mempunyai nilai porositas yang besar.

Sedangkan penyebaran nilai impedansi akustik yang besar (37083 – 39222 ft/s*gr/cc) berada pada sebagian besar area termasuk pada sumur B Yates 18D, sumur B Yates 15, dan sumur C Yates 9, menggambarkan lapisan yang mempunyai nilai porositas yang kecil, diduga sebagai lapisan yang *tight*. Hal ini menunjukkan bahwa pada horison *Vineyard* sumur B Yates 18D, sumur B Yates 15, dan sumur C Yates 9 memiliki penyebaran nilai impedansi akustik yang besar.

Namun penyebaran indikasi reservoir pada horison *Vineyard* dari 3 sumur penelitian tidak begitu bagus, dan tidak begitu bisa dideteksi. Amplitudo tidak begitu bisa jelas menggambarkan *channel*, karena ini merupakan *boundary property* (Gambar 4.61).

Hasil inversi, menghasilkan 3 volume, yaitu: *p-impedance*, *p-wave*, dan *density*. Dimana parameter impedansi akustik adalah $AI = P\text{-Wave} * Density$. Proses selanjutnya dilakukan penurunan parameter *p-wave*, untuk memperoleh gambaran *velocity* pada sumur-sumur penelitian. Dimana jika *velocity* terlalu cepat menandakan batuan tersebut cenderung *tight* dan jika *velocity* terlalu lambat adalah kebalikannya yaitu lebih cenderung ke *coal*.

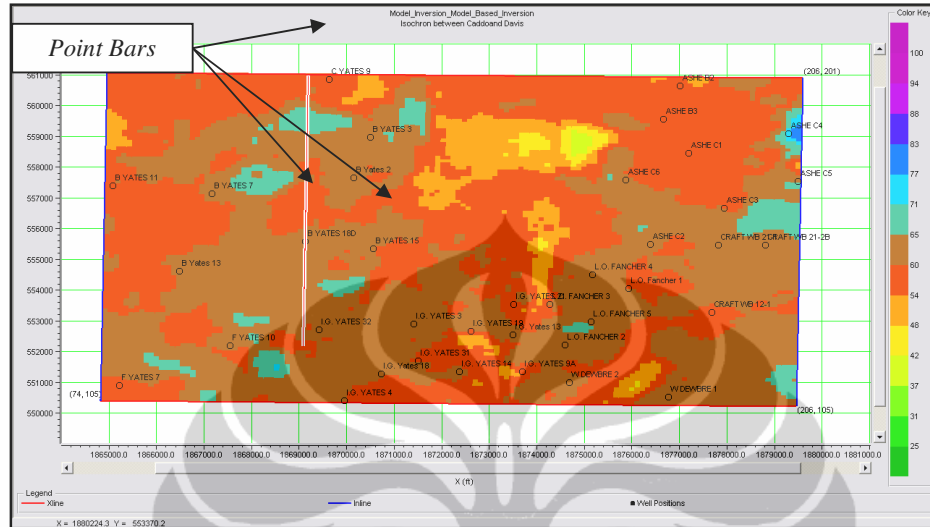


Gambar 4.62. Peta penyebaran *velocity* pada *picked event* masing-masing horison (*arithmetic* 30 ms ke bawah) dari sumur penelitian.

Dari analisis *time slice* dengan parameter *p-wave* pada tiap sumur penelitian (Gambar 4.62), terlihat variasi dari *velocity*. Spektrum warna menunjukkan tingkatan nilai *velocity*, dimana semakin ke arah warna ungu menandakan semakin cepat atau semakin tinggi nilai *velocity*. Hasil analisa *velocity* dari *picked event* masing-masing horison menggambarkan bahwa *velocity* pada sumur-sumur penelitian memiliki *velocity* menengah sampai tinggi dan dapat diperhitungkan sebagai tipe batuan silisiklatik yang sifatnya cenderung menengah sampai *tight*.

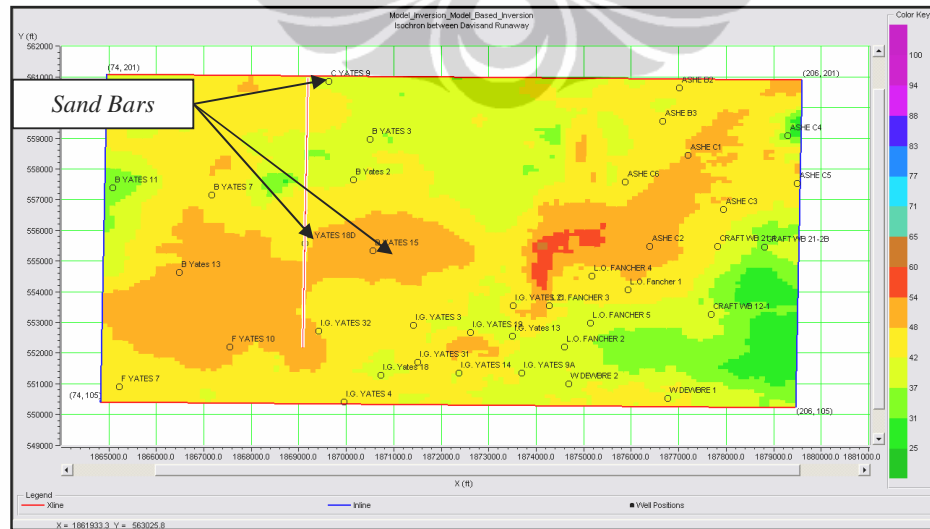
Kemudian dibuat peta *isochron* antar horison, yang menunjukkan variasi amplitudo yang dapat diinterpretasi sebagai karakter litologi. Interpretasi fasies dapat dilihat dari pola dan geometrinya, berdasarkan model pengendapan. Dimana peta *isochron* diantara *picked event horison Caddo* dan *Davis* menunjukkan variasi amplitudo yang diduga sebagai reservoir pada sumur B Yates 18D, sumur

B Yates 15, dan sumur C Yates 9, dengan pola dan geometrinya mencirikan model pengendapan *meander* sampai ke *offshore* dengan adanya pola *point bars*. (Gambar 4.63).

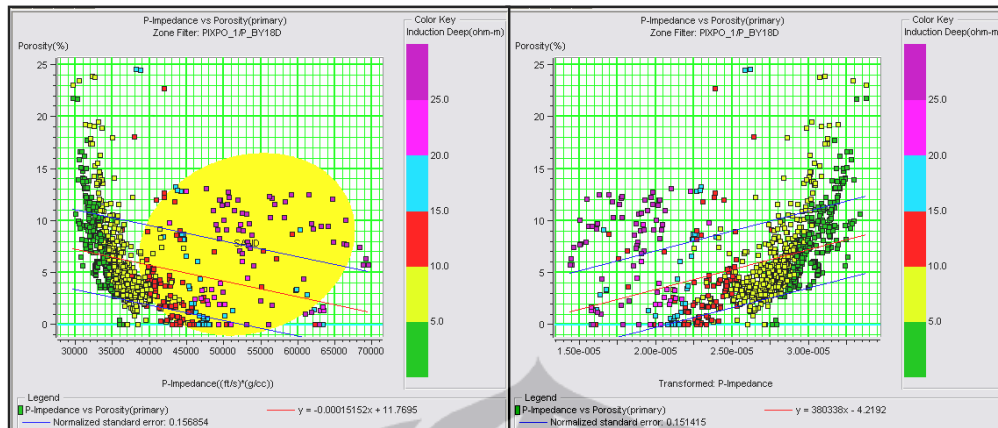


Gambar 4.63. Peta *isochron* diantara *picked event horizon Caddo* dan *Davis*.

Peta *isochron* diantara *picked event horizon Davis* dan *Runaway* menunjukkan bahwa variasi amplitudo yang diduga sebagai reservoir pada sumur B Yates 18D, sumur B Yates 15, dan sumur C Yates 9, dengan pola dan geometrinya mencirikan model pengendapan *offshore* dengan adanya pola *sand bars*. (Gambar 4.64).

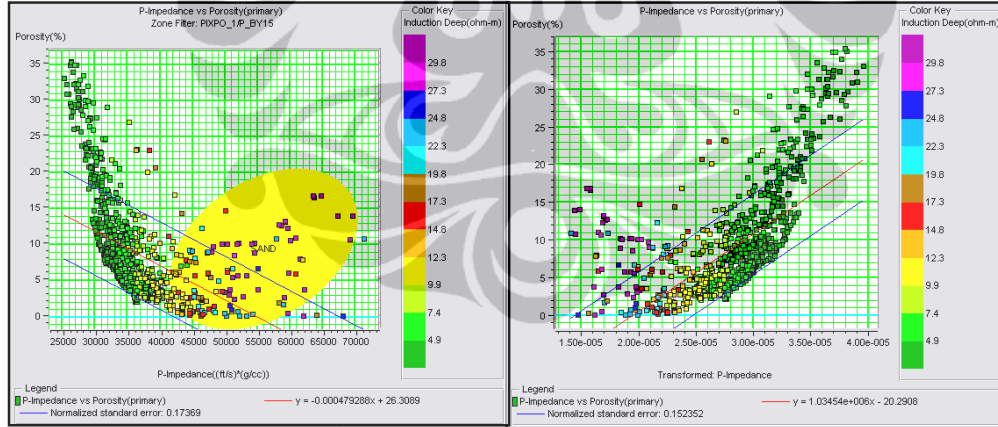


Gambar 4.64. Peta *isochron* diantara *picked event horizon Davis* dan *Runaway*.



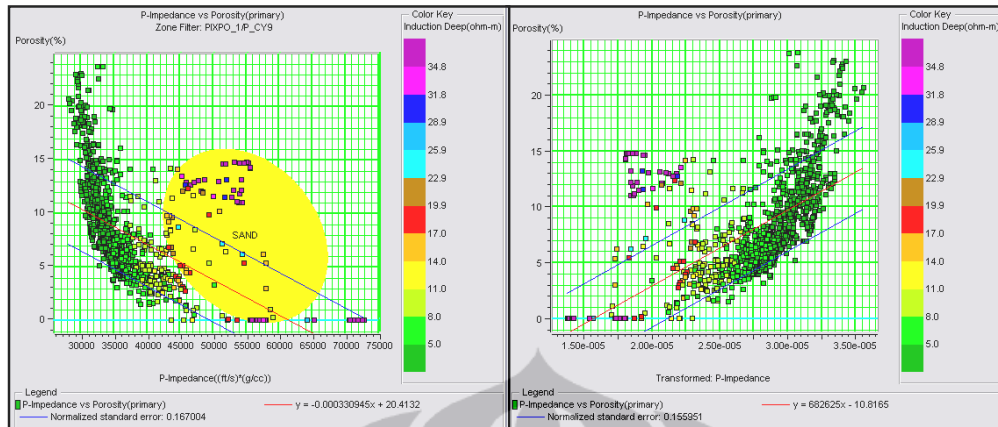
Gambar 4.66. analisis *crossplot* *p-impedance* dan porositas yang menggambarkan nilai porositas dan *p-impedance* pada sumur B Yates 18D.

Hasil analisis *crossplot p-impedance* dan porositas dengan *color key induction deep* (porositas = $(1.03454e+006/p\text{-impedance}) - 20.2908$) menggambarkan bahwa pada sumur B Yates 15 memiliki nilai porositas yang relatif rendah dan *p-impedance* yang tinggi (Gambar 4.67).



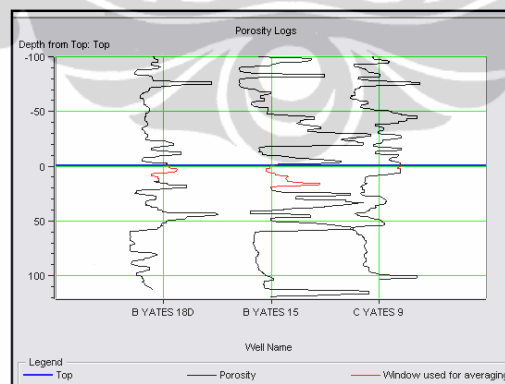
Gambar 4.67. analisis *crossplot* *p-impedance* dan porositas yang menggambarkan nilai porositas dan *p-impedance* pada sumur B Yates 15.

Hasil analisis *crossplot p-impedance* dan porositas dengan *color key induction deep* (porositas = $(682625/P\text{-Impedance}) - 10.8165$) menggambarkan bahwa pada sumur C Yates 9 memiliki nilai porositas yang relatif rendah dan *p-impedance* yang tinggi (Gambar 4.68).



Gambar 4.68. analisis *crossplot p-impedance* dan porositas yang menggambarkan nilai porositas dan *p-impedance* pada sumur C Yates 9.

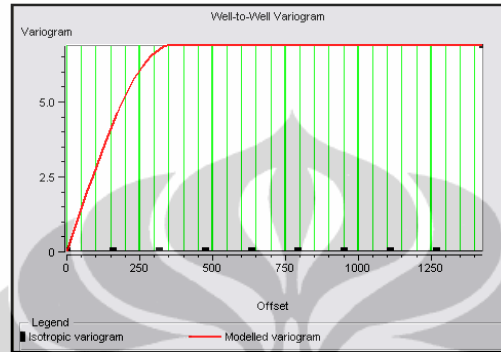
Oleh karena itu dilakukan analisis lainnya untuk korelasi data, dimana beberapa pendekatan geostatistik digunakan untuk mengekstraksi seismik dan dikorelasikan dengan porositas sumur, dengan menggunakan Hampson-Russell *Software's* Ismap. Analisis tersebut digunakan sebagai prediksi porositas pada lokasi antar sumur. Indikasi yang akurat dari distribusi porositas sangat penting untuk analisis berikutnya, sebab hal ini perlu untuk analisis volumetrik serta digunakan untuk indikasi lebih lanjut dari sisi permeabilitas. Data log terhadap 3 sumur penelitian dapat dilihat pada Gambar 4.69.



Gambar 4.69. Log porositas (*flatten on top*).

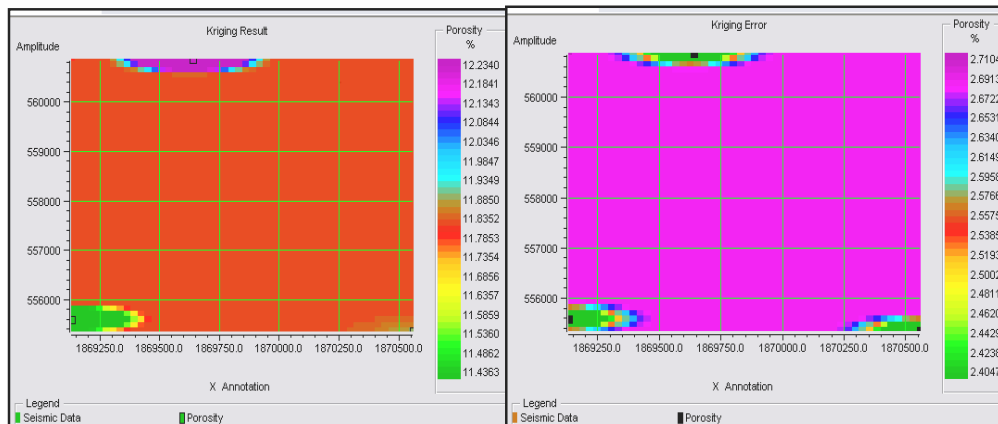
Kemudian dilakukan analisis variogram dengan parameter minimum *offset* 1427.125, dengan *number of offsets* 10 dan metode kalkulasi ialah *covariance*. Dengan tipe *spherical*, *sill* 6.88, *range* 356.78, dan *anisotropy factor* 1.00

(Gambar 4.70). Hubungan spasial antara nilai porositas pada 3 sumur tersebut dimodelkan dengan variogram tipe *spherical*, dimana model tersebut dilakukan dengan cara komputasi variogram porositas, kemudian memodelkan variogram porositas, komputasi peta variogram pada impedansi akustik, kemudian komputasi variogram untuk impedansi akustik.



Gambar 4.70. Hasil variogram dari sumur ke sumur penelitian.

Korelasi antara seismik dan *rock properties* pada sumur penelitian dan mengasumsikan bahwa data-data tersebut valid untuk lokasi lainnya, pemetaan porositas dapat dilakukan dengan mengintegrasikan keduanya yaitu data porositas serta data seismik. Hal ini menggunakan beberapa teknik geostatistik seperti *kriging*, *co-kriging*, dan *external drift*. Dari hasil variogram, perilaku linier di dekat titik awal menyatakan suatu variabel dengan kontinuitas sedang. Kemudian dilakukan proses *kriging* asli menggunakan 3 data sumur dengan radius maksimum 5693.9 (Gambar 4.71).



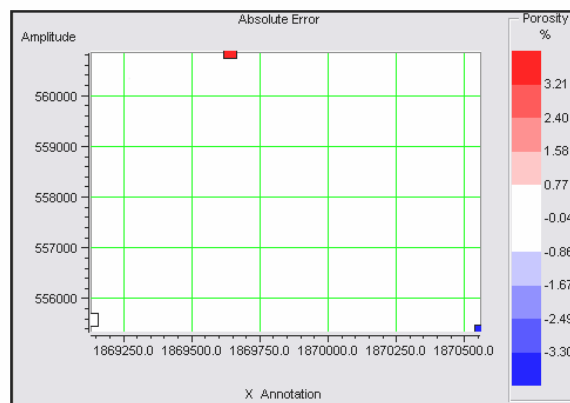
Gambar 4.71. Peta hasil *kriging* dan pengecekan kesalahan hasil *kriging* dari porositas dan amplitudo pada 3 sumur penelitian.

Kegunaan *kriging* berdasarkan porositas sumur hanya untuk menghasilkan peta porositas untuk melihat perubahan dari porositas. Pendekatan ini menggunakan data porositas pada 3 sumur penelitian dan indikasi porositas pada lokasi lain berdasarkan hubungan porositas spasial (variogram).

Peta hasil *kriging* menunjukkan *kriging* dari porositas sumur. Dapat dilihat bahwa porositas memiliki nilai yang tinggi pada bagian selatan lapangan penelitian, porositas relatif rendah pada bagian baratdaya, dan porositas relatif besar sekitar pada bagian utara. Dari hasil *kriging*, diindikasikan bahwa:

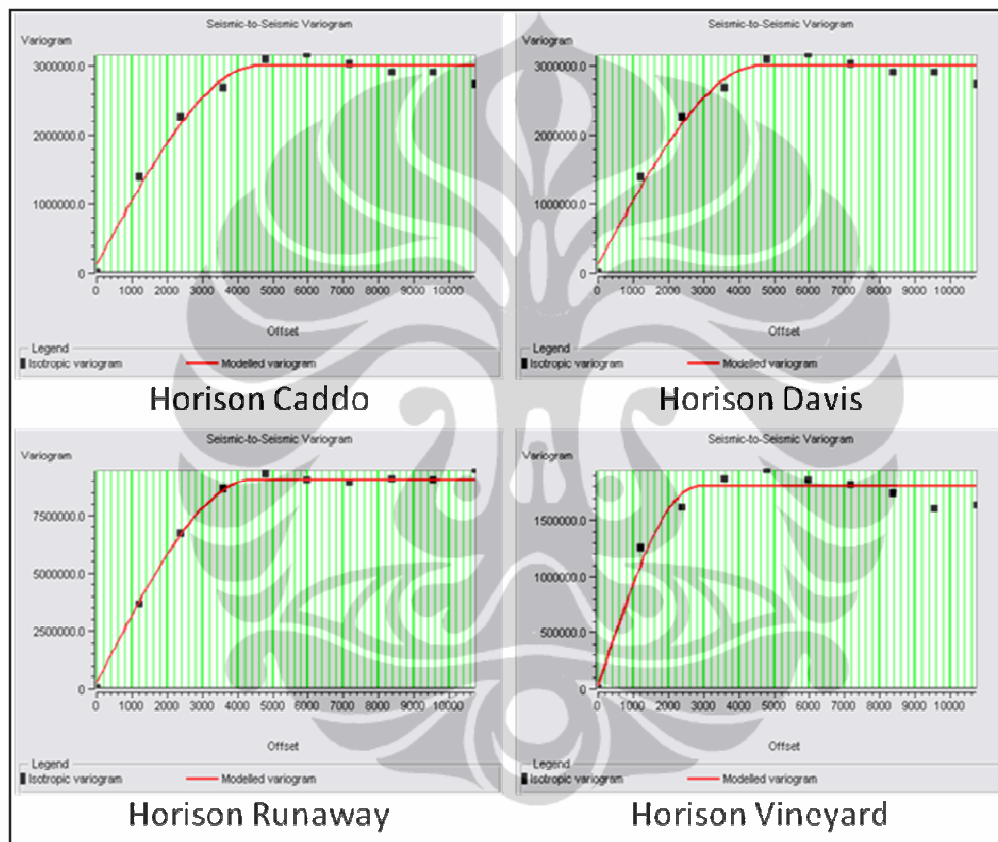
1. Warna hijau mempunyai nilai porositas yang 11.40 – 11.60 % pada sumur B Yates 18D, menggambarkan lapisan mempunyai porositas yang relatif rendah.
2. Warna kuning mempunyai nilai porositas yang 11.50 – 11.70 % pada sumur B Yates 15, menggambarkan lapisan mempunyai porositas yang relatif rendah.
3. Warna ungu mempunyai nilai porositas yang 12.10 – 12.30 % pada sumur C Yates 9, menggambarkan lapisan mempunyai porositas yang relatif rendah.

Dari analisis *kriging*, dengan jumlah sumur 3 buah yaitu sumur B Yates 18D, sumur B Yates 15, C Yates 9, dengan radius 18166.8 ft. terlihat bahwa distribusi porositas rendah berada disekitar sumur-sumur penelitian, dan memiliki distribusi *channel*, dengan indikasi reservoir nya adalah batupasir. Dimana didapat bahwa kesalahan yang terjadi masih dapat dimaklumi karena sangat kecil di sekitar sumur (Gambar 4.72).



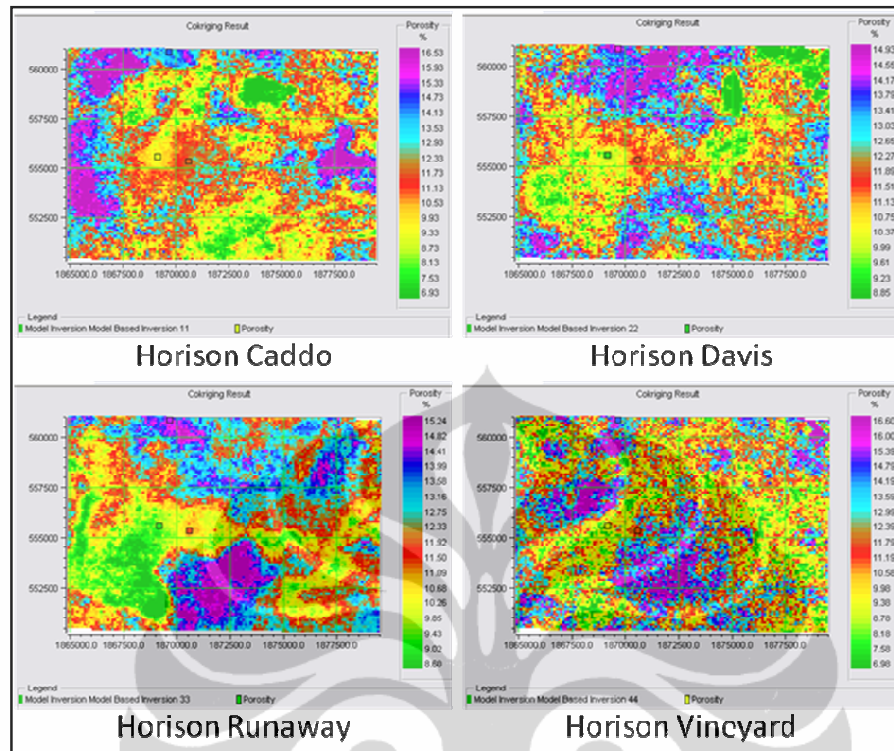
Gambar 4.72. Peta pengecekan kesalahan absolut dari porositas dan amplitudo.

Setelah itu dilakukan proses pengecekan kesalahan atas proses *kriging* yang telah dilakukan. Dimana didapat bahwa kesalahan yang terjadi masih dapat dimaklumi karena sangat kecil di sekitar sumur. Kemudian dilakukan validasi data tersebut, setelah itu dilakukan proses kalkulasi variogram dari data. parameter maksimum *offset* 10741.125, dengan *number of offsets* 10 dan metode kalkulasi ialah *covariance* (Gambar 4.73).

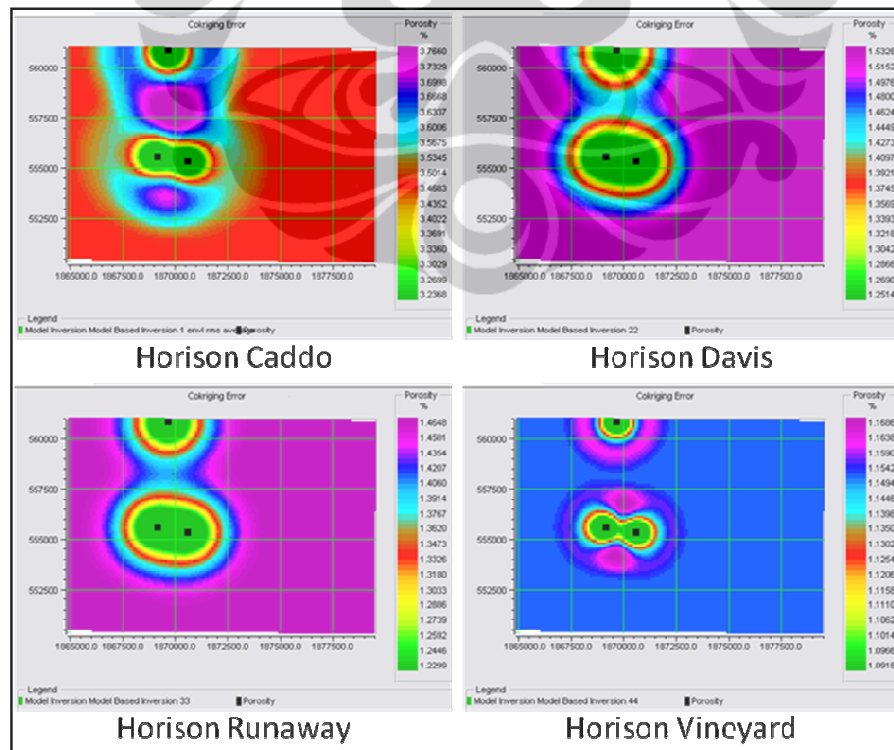


Gambar 4.73. Hasil variogram dari seismik ke seismik terhadap masing-masing horizon.

Kemudian dilakukan pendekatan variogram seismik ke seismik untuk peta *co-kriging*. Parameter tipe *kriging collocated cokriging* dengan sampel 3 sumur, dan radius maksimum 18166.8, serta metode *cokriging* nya ialah *one constraint*, dan asumsi hubungan linear. Dimana parameter Markov-Bayes dengan tipe *equation* adalah $seimic = a * well + b$, dan variogram yang digunakan adalah seismik (Gambar 4.74, dan 4.75).



Gambar 4.74. Peta hasil *cokriging* pada 3 sumur penelitian.



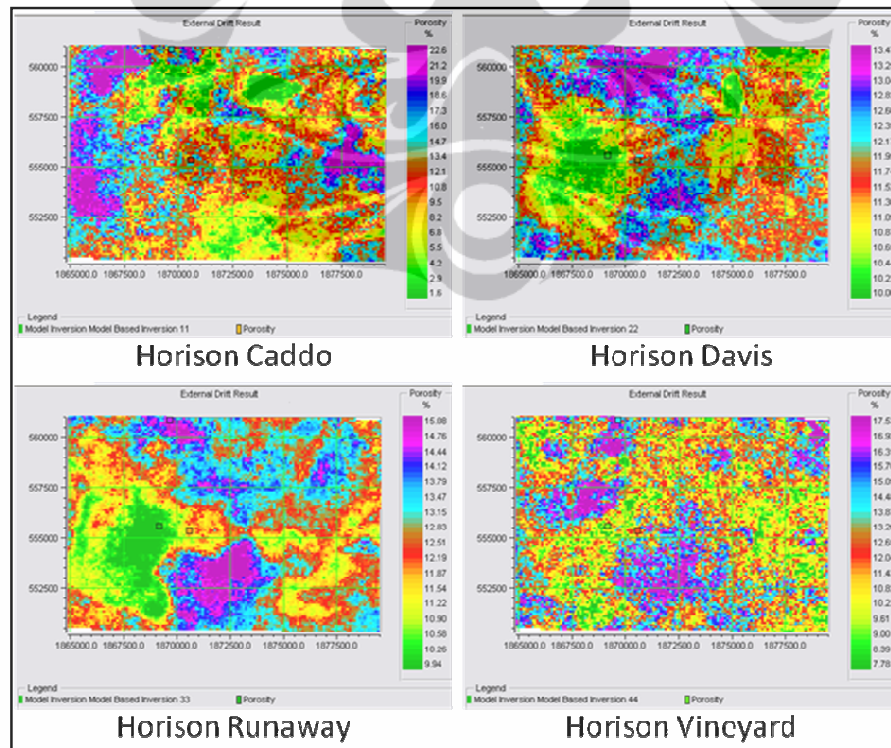
Gambar 4.75. Peta pengecekan kesalahan hasil *cokriging* pada 3 sumur penelitian.

Dimana hasil analisa porositas dari pendekatan variogram seismik ke seismik untuk peta *cokriging* menggambarkan bahwa porositas pada sumur-sumur penelitian memiliki porositas lebih besar dari 5%, dan dapat diperhitungkan sebagai reservoir batupasir (Tabel 4.13).

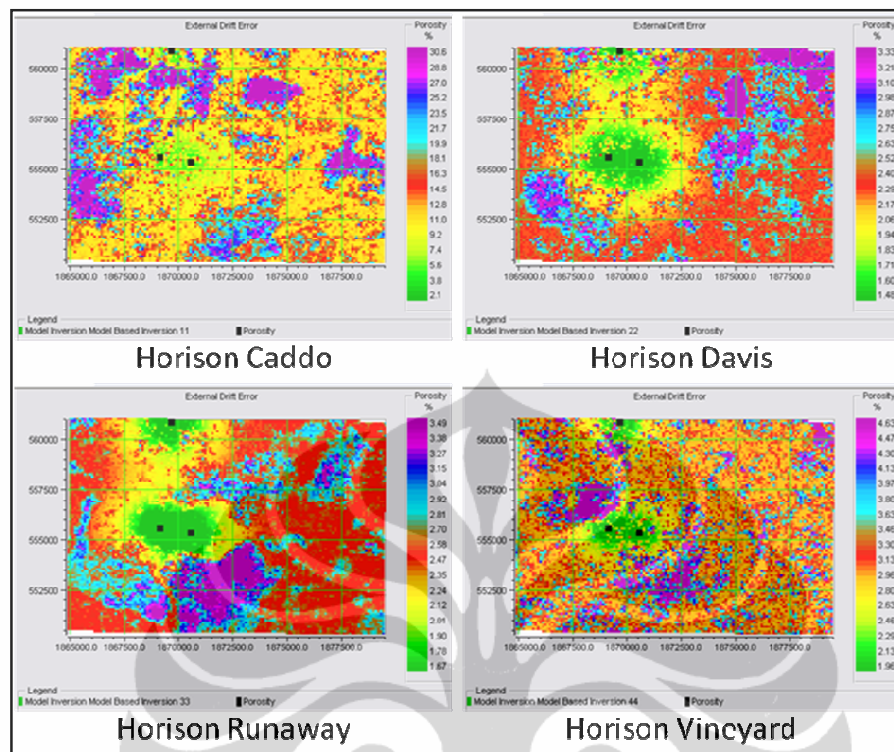
Tabel 4.13. Hasil pendekatan variogram seismik ke seismik untuk peta *cokriging* tiap horison sumur penelitian pada lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas.

Sumur	Nilai Porositas			
	Horison Caddo	Horison Davis	Horison Runaway	Horison Vineyard
B Yates 18D	9.33%	9.51%	9.43%	9.90%
B Yates 15	11.13%	11.51%	11.50%	11.19%
C Yates 9	14.73%	14.55%	15.24%	14.79%

Selanjutnya dilakukan pendekatan variogram seismik ke seismik untuk peta KED (*Kriging with External Drift*). Parameter tipe *kriging external drift* dengan sampel 3 sumur, radius maksimum 18166.8, dan asumsi hubungan linear. Dimana parameter Markov-Bayes dengan tipe equation adalah $seismic = a * well + b$, dan variogram yang digunakan adalah seismik (Gambar 4.76, dan 4.77).



Gambar 4.76. Peta hasil *external drift* pada 3 sumur penelitian.



Gambar 4.77. Peta pengecekan kesalahan hasil *external drift* pada 3 sumur penelitian.

Dimana hasil analisa porositas dari pendekatan variogram seismik ke seismik untuk peta KED (*Kriging with External Drift*) menggambarkan bahwa porositas pada sumur-sumur penelitian memiliki porositas lebih besar dari 5%, dan dapat diperhitungkan sebagai reservoir batupasir (Tabel 4.14).

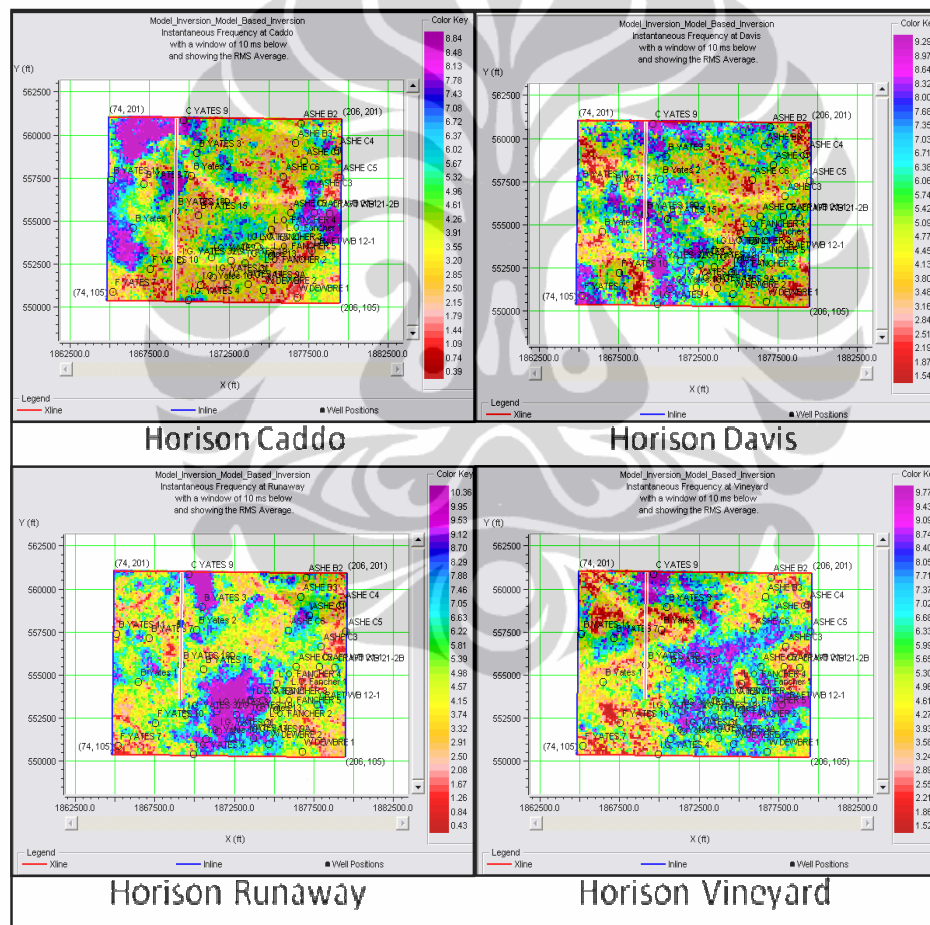
Tabel 4.14. Hasil pendekatan variogram seismik ke seismik untuk peta KED (*Kriging with External Drift*) tiap horison sumur penelitian pada lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas.

Sumur	Nilai Porositas			
	Horison Caddo	Horison Davis	Horison Runaway	Horison Vineyard
B Yates 18D	8.20%	10.44%	10.58%	9.00%
B Yates 15	10.80%	11.95%	11.87%	12.04%
C Yates 9	16.00%	13.47%	15.08%	14.48%

Hasil dari analisis porositas dengan teknik *kriging* yang hanya pada data sumur, *cokriging* porositas sumur dan *kriging* porositas sumur dengan seismik sebagai *external drift*, menggambarkan beberapa perbedaan hasil, namun tidak begitu jauh perbedaannya. Dari hasil analisis litologi dan porositas, reservoir pada

ketiga sumur tersebut tidak begitu tebal atau *sand-shale sequence* atau reservoir batupasirnya tipis-tipis sehingga dibawah *limit of separability* (tetapi masih diatas *limit of visibility*), sehingga cukup sulit untuk diprediksi hanya dari *crossplot*-nya. *Sand-shale sequence* jarang bisa didapatkan hubungan yang cukup baik antara impedansi akustik dan porositas (Gambar 4.78).

Kemudian dilakukan analisis pola penyebaran litologi reservoir dan porositasnya terhadap indikasi lingkungan pengendapan pada sumur-sumur penelitian, dengan pendekatan peta frekuensi dari tiap horison pada 3 sumur penelitian dengan window 10 ms dibawah horison dan rata-rata RMS.



Gambar 4.78. Peta frekuensi dari tiap horison pada 3 sumur penelitian.

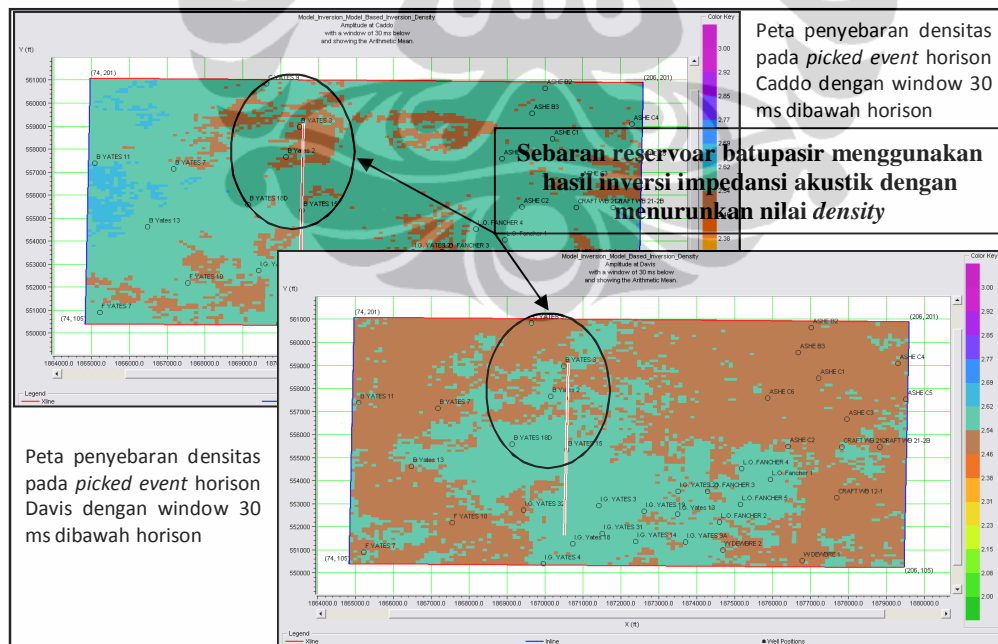
Dari peta frekuensi didapat indikasi reservoir pada horison *Caddo* tidak begitu bagus penyebarannya, pada horison *Davis* terlihat dengan jelas penyebarannya, *ceiling* dengan sekitar juga kelihatan dengan jelas. Pada horison

Runaway terlihat dengan jelas penyebarannya, *ceiling* dengan sekitar juga kelihatan dengan jelas. Pada horison *Vineyard* tidak begitu bagus penyebaran reservoirnya.

Dari pola penyebarannya serta litologi reservoir dan porositasnya, dapat diindikasikan bahwa sumur-sumur penelitian pada pengendapan *delta front* sampai *prodelta* yang terdapat *channel*.

Jika dikorelasikan dengan analisis-*analisis* yang sudah dilakukan pada 3 sumur penelitian dari lapangan Boonsville, dimana hasil analisis yang dilakukan mengindikasikan hal yang sama dengan referensi yang ada di daerah sekitar penelitian, maka menggambarkan bahwa analisis-*analisis* yang sudah dilakukan cukup akurat.

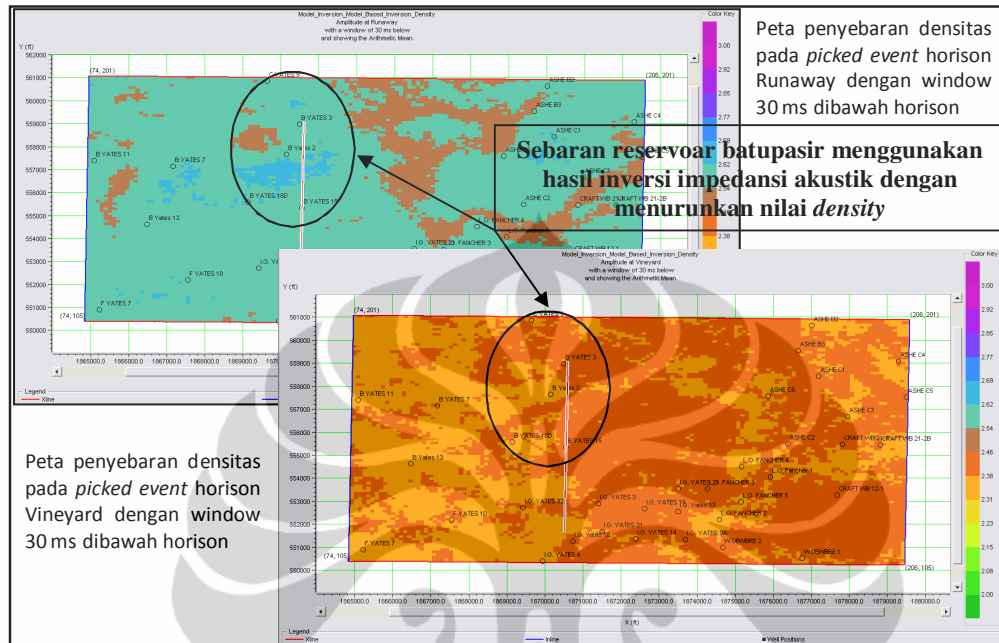
Proses selanjutnya adalah menurunkan nilai *density*. Dimana dengan menurunkan hasil inversi ke dalam data *p-wave* dan *density* diharapkan reservoir sudah dapat mulai teridentifikasi dengan lebih baik. Peta penyebaran densitas pada *picked event* tiap horison dengan *window* 30 ms dibawah horison dapat dilihat pada Gambar 4.79, dan Gambar 4.80.



Gambar 4.79. Peta penyebaran *density* pada *picked event* horison Caddo serta horison Davis.

Hasil analisa densitas dari *picked event* masing-masing horison menggambarkan bahwa densitas pada sumur-sumur penelitian memiliki densitas

sekitar 2.3 – 2.6 (g/cc), dan dapat diperhitungkan sebagai tipe batuan batupasir dengan tipe mineral *feldspar* – kuarsa (Tabel 4.15).



Gambar 4.80. Peta penyebaran *density* pada *picked event* horison Runaway serta horison Vineyard.

Tabel 4.15. Nilai densitas pada *picked event* tiap horison sumur penelitian pada lapangan Boonsville, Cekungan Forth Worth, Texas.

Sumur	Nilai Densitas				Litologi
	Horison Caddo	Horison Davis	Horison Runaway	Horison Vineyard	
B Yates 18D	2.56621 (g/cc)	2.55775 (g/cc)	2.61435 (g/cc)	2.36851 (g/cc)	Batupasir
B Yates 15	2.56316 (g/cc)	2.56630 (g/cc)	2.58148 (g/cc)	2.40608 (g/cc)	Batupasir
C Yates 9	2.55215 (g/cc)	2.52454 (g/cc)	2.56403 (g/cc)	2.36916 (g/cc)	Batupasir

BAB V

KESIMPULAN DAN REKOMENDASI

5.1. Kesimpulan

Hasil dari penelitian ini didapatkan bahwa:

1. Metode inversi merupakan metode yang obyektif untuk mendapatkan parameter dasar batuan reservoir dari data seismik, mengingat efek perubahan kandungan frekuensi dan fasa *wavelet* terhadap *offset* telah diperhitungkan pengaruhnya saat ekstraksi *wavelet* pada data *post-stack*.
2. Berdasarkan beberapa analisis yang dilakukan seperti analisis log, krosplot, inversi, dan *time slice* menunjukkan bahwa sumur B Yates 18D memiliki 4 zona target reservoir, sumur B Yates 15 memiliki 2 zona target reservoir, sumur C Yates 9 memiliki 3 zona target reservoir, dengan ciri litologi batupasir *tight*, mempunyai lapisan batupasir selang-seling batulempung dengan ketebalan yang tidak terlalu signifikan, nilai impedansi akustik yang tinggi, nilai *porosity* yang rendah, nilai *gamma ray* yang rendah, nilai *resistivity* yang tinggi, nilai *sonic* yang tinggi, dan nilai *density* yang tinggi pada horison *Caddo*, *Davis*, *Runaway*, *Vineyard*.
3. Dari peta penyebaran impedansi akustik yang dilakukan dengan interval di bawah horison yang mewakili suatu puncak sekuen diperoleh indikasi bahwa sumur-sumur penelitian pada pengendapan *delta front* sampai *prodelta* yang dicirikan oleh *channel*, yang mengindikasikan bahwa butirannya tersortasi dengan moderat sampai bagus. Dan secara umum perangkat pada lapangan Boonsville merupakan perangkat stratigrafi dengan *shale* sebagai batuan tudung nya.
4. Hasil analisis *velocity* dari *picked event* masing-masing horison menggambarkan bahwa *velocity* pada sumur-sumur penelitian memiliki *velocity* sekitar 11400 – 16400 (ft/s) dan dapat diperhitungkan sebagai tipe batuan batupasir yang sifatnya cenderung menengah sampai *tight*.
5. Integrasi dari beberapa metode perlu dilakukan karena daerah penelitian merupakan zona produktif, dan sangat tipis serta hampir *indistinguishable* dari seismik. Untuk data *post-stack*, secara implisit diasumsikan bahwa

volume *stack* menunjukkan refleksi *zero-offset*. Asumsi ini mungkin disebabkan dari beberapa kesalahan sistematis pada determinasi inversi. Dari hasil analisis litologi dan porositas, reservoir pada ketiga sumur tersebut tidak begitu tebal atau *sand-shale sequence* atau reservoir batupasirnya tipis-tipis sehingga dibawah *limit of separability* (tetapi masih diatas *limit of visibility*), sehingga cukup sulit untuk diprediksi hanya dari *crossplot*-nya. *Sand-shale sequence* jarang bisa didapatkan hubungan yang cukup baik antara impedansi akustik dan porositas.

6. Dari analisis porositas dengan menggunakan beberapa teknik geostatistika seperti *kriging*, *co-kriging*, dan *external drift* hasilnya menggambarkan bahwa porositas pada sumur-sumur penelitian memiliki porositas lebih besar dari 5%, dan dapat diperhitungkan sebagai reservoir batupasir, dengan pola penyebaran porositas yang memiliki nilai relatif tinggi pada bagian selatan lapangan penelitian, porositas relatif rendah pada bagian baratdaya, dan porositas relatif besar sekitar pada bagian utara.

5.2. Rekomendasi

1. Keterbatasan log yang tersedia sehingga mengakibatkan analisis yang terbatas pada prediksi reservoir berdasarkan log sumur dan seismik inversi, seperti tidak adanya data seismik *pre stack*, tidak adanya log *S-wave*, serta interval log *sonic* yang pendek.
2. Analisis lebih lanjut seperti analisis *permeability*, fluida dan mengukur derajat kandungan *shale* di dalam lapisan batuan mungkin dapat membantu ke tahap berikutnya khususnya pendalaman penelitian di zona target reservoir.
3. Untuk area proyek yang lebih besar perlu dilakukan kajian pada sumur yang lebih banyak lagi untuk analisis geologi reservoir.

DAFTAR REFERENSI

- Abdullah, Agus., *Ensiklopedia Seismik Online*.
[<http://ensiklopediseismik.blogspot.com/>](http://ensiklopediseismik.blogspot.com/)
- Bend Arch-Fort Worth Basin - Wikipedia, *The Free Encyclopedia*.
[<http://en.wikipedia.org/wiki/Bend_Arch-Fort_Worth_Basin>](http://en.wikipedia.org/wiki/Bend_Arch-Fort_Worth_Basin)
- Ball, M., and William J. Perry, Jr. (1995). *Bend Arch-Fort Worth Basin Province (045)*.
- Burge, D.W., and Neff D.B. (1998). *Well-based Seismic Lithology Inversion for Porosity and Pay-thickness Mapping*. The Leading Edge, February Issue.
- Cambois, G. (2000). *AVO Inversion and Elastic Impedance*. SEG Expanded Abstract.
- Cole, F.W. (1983). *Reservoir Engineering Manual*. Gulf Publishing Company. Texas.
- Connoly, P. (1999). *Elastic Impedance*. The leading Edge, April Issue, (pp 438-452).
- Dasgupta, S.N., Hong, M.R., Croix, P.L., Al Mana, L., and Robinson, G. (2000). *Prediction of Reservoir Properties by Integration of Seismic Stochastic Inversion and Coherency Attributes in Super Giant Ghawar Field*. SEG Expanded Abstract.
- Dolberg, D.M., Helgesen, J., Hanssen, T.H., Magnus, I., Saigal, G., and Pedersen, B.K. (2000). *Porosity Prediction from Seismic Inversion*. Lavrans Field, Halten Terrace, Norway: The Leading Enge, April Issue (pp 392-399).

- Gray, David. *A Better Way to Extract Fundamental Rock Properties with Much Less Noise. Elastic Inversion for Lamé Parameters: An Improved Method to Extract These Parameters from Seismic Data*. Veritas DGC, Inc.
- Jeff, G., and Pans. (2000). *Integrated 3 D Seismic Inversion and Volume Visualization for Reservoir Characterization and Reserve Estimation*. SEG Expanded Abstract.
- JGW Team. (1999). *Analysis and Interpretation of AI for Quantitative Reservoir Characterization : Training Manual*. Jason Geoscience Workbench BV.
- Koesoemadinata, R.P. (1978). *Geologi Minyak Bumi*. Bandung. Institut Teknologi Bandung.
- Munadi, S. (2000). *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika, FMIPA, Universitas Indonesia.
- Nurwidyanto, M.I., Ita N., Sugeng W. (2005). *Estimasi Hubungan Porositas dan Permeabilitas Pada Batupasir (Study Kasus Formasi Kerek, Ledok, Selorejo)*. Berkala Fisika, Vol. 8, No. 3, Juli 2005 (hal 87-90).
- Peterson, J.A., and MacCarry, Lawrence, M. (1987). *Regional Stratigraphy and General Petroleum Geology of the U.S Portion of the Williston Basin and Adjacent Area*. Rocky Mountain of Geology (pp 9-43).
- Russel, Brian, Hampson., Jim Schuelke, and John Quirein. *Multi Attribute Seismic Analysis*.
- Sukmono, Sigit. (2002). *Seismic Inversion for Reservoir Characterization*. Dept.of Geophysical Engineering, Institut Teknologi Bandung.

U.S. Geological Survey. (2004). *Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Bend Arch-Fort Worth Basin Province of North-Central Texas and Southwestern Oklahoma*. Fact Sheet 2004-3022.

Wang, Z. (2001). *Fundamental of Seismic Rock Physics, Geophysics*. Vol. 66 No. 2 March-April.

Wayne D. Pennington. (2001). *Calibration of Seismic Attributes for Reservoir Characterization*, Annual Technical Progress Report, Michigan Technological University, October.

