ANALISIS SEISMIK INVERSI UNTUK PEMETAAN POROSITAS RESERVOAR BATU PASIR PADA LAPANGAN "NAFRI" CEKUNGAN SUMATERA TENGAH
(Studi Kasus PT Chevron Pacific Indonesia)

TUGAS AKHIR
Sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Sains dalam bidang fisika

Oleh:
M. IRFAN MASHUDI
0410930029

JURUSAN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS BRAWIJAYA
MALANG
2008

LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR

ANALISIS SEISMIK INVERSI UNTUK PEMETAAN POROSITAS RESERVOAR BATU PASIR PADA LAPANGAN "NAFRI" CEKUNGAN SUMATERA TENGAH (Studi Kasus PT Chevron Pacific Indonesia)

Oleh:
M. IRFAN MASHUDI
0410930029

Setelah dipertahankan di depan Majelis Penguji
pada tanggal ……..
dan dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Sains dalam bidang fisika

Pembimbing I	Pembimbing II
Drs. Adi Susilo, M.Si, PhD	**Wahyu Setiawan**
NIP. 131 960 447	**Earth Scientist PT CPI**

Mengetahui,
Ketua Jurusan Fisika
Fakultas MIPA Universitas Brawijaya

Drs. Adi Susilo, M.Si, PhD
NIP. 131 960 447

LEMBAR PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama	**: M. IRFAN MASHUDI**
NIM	**: 0410930029-93**
Jurusan	**: Fisika**
Penulis skripsi berjudul	**:**

ANALISIS SEISMIK INVERSI UNTUK PEMETAAN POROSITAS RESERVOAR BATU PASIR PADA LAPANGAN "NAFRI" CEKUNGAN SUMATERA TENGAH (Studi Kasus PT Chevron Pacific Indonesia)

Dengan ini menyatakan bahwa :

1. **Tugas Akhir ini adalah benar – benar karya saya sendiri, dan bukan hasil plagiat dari karya orang lain. Karya – karya yang tercantum dalam Daftar Pustaka TA ini, semata – mata digunakan sebagai acuan/referensi.**
2. **Apabila dikemudian hari diketahui bahwa isi TA saya merupakan hasil plagiat, maka saya bersedia menanggung akibat hukum dari keadaan tersebut.**

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran

Malang, 9 Juni 2008
Yang menyatakan

M. IRFAN MASHUDI

0410930029

ANALISIS SEISMIK INVERSI UNTUK PEMETAAN POROSITAS RESERVOAR BATU PASIR PADA LAPANGAN "NAFRI" CEKUNGAN SUMATERA TENGAH
(Studi Kasus PT. Chevron Pacific Indonesia)

ABSTRAK

Telah dilakukan penelitian untuk pemetaan penyebaran porositas reservoar *Sand A* dan *Sand B* pada lapangan "Nafri", Blok Rokan, cekungan sumatera tengah, Propinsi Riau yang merupakan daerah yang sangat potensial terdapat minyak dan gas. Lapangan "Nafri" terletak pada *Iline* 500 – 1116 dan *Xline* 400 – 868. Target penelitian di fokuskan pada formasi *Duri*.

Penelitian menggunakan metode inversi seismik yaitu mengubah jejak seismik menjadi bentuk impedansi akustik yang merupakan sifat fisis batuan, sehingga lebih mudah untuk diinterpretasi. Hasil analisis inversi menunjukkan bahwa metode inversi *Model Based* untuk permodelan menunjukkan hasil korelasi paling baik dengan tingkat kesalahan yang relatif kecil dan kontinuitasnya yang terlihat jelas dibandingkan dengan metode inversi *Bandlimited* dan *Sparse Spike*.

Metode seismik inversi dapat meningkatkan resolusi vertikal, karena dapat memisahkan lapisan berdasarkan kontras impedansi akustik dan dapat meprediksi porositas dari properti impedansi akustik yang dihasilkan. Peta distribusi porositas menunjukkan nilai porositas rata-rata pada reservoar *Sand A* sekitar 31,5 % – 31,9 % dan *Sand B* sekitar 31,7 % – 33,5 % yang hampir sama dengan nilai porositas riilnya dan nilai ini dapat dikategorikan sebagai nilai porositas yang istimewa *(Excellent)*. Berdasarkan peta penyebaran porositas dan peta struktur waktu, setelah divalidasi dengan nilai porositas riilnya, lapangan "Nafri" terdapat 3 zona berkembang ke arah timur laut (North-East) yang berpotensi sebagai reservoar hidrokarbon. Sehingga, informasi ini dapat dijadikan pertimbangan untuk pengembangan sumur baru.

ANALYSIS OF INVERSION SEISMIC FOR POROSITY RESERVOIR MAPPING AT "NAFRI" FIELD CENTRAL SUMATRA BASIN (Case Study PT. Chevron Pacific Indonesia)

ABSTRACT

A research have been done to determine the spread of porosity direction of reservoirs *Sand A* and *Sand B* at "Nafri" field in Rokan block of central Sumatra basin, province of Riau which is very potential area in producing oil and gas. "Nafri" field was located at Inline 500 – 1116 and Xline 400 – 868. The target zone of this research is Duri formation.

This research used inversion seismic method that changes the trace of seismic wave to become the form of acoustic impedance representing the nature of rock physics. Therefore it will be easier to be interpreted.

The result of inversion analysis shows that the method of *Model Based* inversion for the model has very good correlation with minimum error relative and continuity is clearly, compared to method of *Band limited* inversion and *Sparse Spike*. Seismic inversion method can improve the vertical resolution, because it can dissociate the layer, based on contrast of acoustic impedance, and can predict porosity from properties of acoustic impedance. Map of porosity distribution shows the value of mean porosity of reservoir *Sand A* and *Sand B* which are about 31,5% - 31,9% and 31,7% - 33,5% respectively, which is almost the same as the its real porosity value, and this value can be categorized as special porosity value (Excellent). Based on porosity spread and time structure maps, after those results above are validated with the real porosity value, there are 3 zones at "Nafri" field obtained toward North-East, which are potential as reservoir hydrocarbon. Therefore, this information can be used as a consideration for the new well development.

KATA PENGANTAR

Syukur Alhamdulillah penulis panjatkan kehadirat Allah SWT, karena atas karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir dengan judul *"Analisis Seismik Inversi Untuk Pemetaan Porositas Reservoar Batu Pasir Pada Lapangan "Nafri" (Studi Kasus PT. Chevron Pacific Indonesia)"*.

Laporan tugas akhir ini disusun dan diajukan untuk memenuhi syarat kurikuler dalam menyelesaikan program pendidikan Sarjana pada program studi Geofisika Jurusan Fisika Fakultas MIPA Universitas Brawijaya sekaligus pertanggungjawaban kepada PT. Chevron Pacific Indonesia.

Penulis menyadari bahwa terselesaikannya laporan ini tak lepas dari bantuan berbagai pihak, maka perkenankanlah penulis menyampaikan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya dan penghargaan kepada:

1. Bapak dan Ibu, atas semua kasih sayang, doa, support, dan kekuatan yang sangat besar serta menanamkan benih-benih ilmu dan iman kepada saya.
2. Bapak Drs. Adi Susilo, Ph.D selaku pembimbing I dan juga sebagai selaku Ketua Jurusan Fisika yang telah bersedia meluangkan waktunya dan selalu memberikan perhatian dalam membimbing penulis.
3. Bapak Hari Arief selaku pembimbing Akademik, Pak A.M. Juwono selaku Faculty advisor AAPG Student Chapter Universitas Brawijaya, Pak Sukir Maryanto,Pak Wiyono, Pak Heru Budiono, Pak Didik Yudiyanto, Pak Didik R., Pak Sunaryo, Pak Chomsin, Pak Kusharto, Pak Joko, Pak Nurhuda, Pak Mauludi, Pak Johan, Ibu Istiroyah, Ibu Iswarin, Ibu lailatin, Ibu Firdi serta seluruh dosen yang telah memberikan segenap ilmu pengetahuan kepada penulis selama belajar di Universitas Brawijaya.
4. Bapak Yarmanto, selaku *Team Manager Tactical Exploration.*
5. Bapak Wahyu Setiawan dan Bapak Tafsillison selaku pembimbing di PT. Chevron Pacific Indonesia yang telah

memberikan nasehat, diskusi, arahan dan bimbingan kepada penulis.

6. Bapak Indrawardana, Bapak Hendarmin, Bapak Agus Susianto, Bapak Kuntadi, Bapak Fahmi dan Ibu Nazliyati, serta seluruh Divisi *Exploration* PT. Chevron Pacific Indonesia, yang selalu memberikan ilmu, nasehat, support dan bimbingan selama tugas akhir kepada penulis.
7. Bapak Madahar, Ibu Elita, Ibu Sinta serta seluruh staf *Eploration Drafting Service*, atas bantuannya selama melakukan tugas akhir.
8. Bapak Asral Sani, Bapak Elwin Fernandez Nasution, dan Ibu Indrahani Asyikin, selaku *Team Leader HR Learning & Soft Skill Training* Rumbai.
9. Seluruh OC AAPG Indonesia, Bapak Dharmawan, Mas Guruh , Mas Geovani, terima kasih atas bimbingannya
10. Seluruh staf Tata Usaha jurusan Fisika, P. Jaedi, P. Sahri dan P. Susilo terima kasih atas bantuannya.
11. Sahabat-sahabatku Geofisika/Fisika angkatan 2001, 2002, 2003 dan 2004, temen-temen Executive Committee AAPG SC Indonesia, FORMASI, HMGI yang telah banyak membantu penulis.
12. Teman-teman wisma Mahoni: Endo, Siro, Nadia, Andi, Dian, Tomi, Andro, Indra, Lidia, Dina, Doni, serta Jack, terima kasih atas persahabatan, canda tawa kita serta kekompakan dan kerjasama yang baik.
13. Semua pihak yang telah banyak membantu penulis yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa dalam laporan ini tidak luput dari berbagai kesalahan dan kekurangan, untuk itu penulis menerima setiap masukan serta kritikan yang bersifat membangun untuk perbaikan dalam penelitian-penelitian yang akan datang, sehingga di kemudian hari tulisan ini dapat menjadi lebih baik lagi dan berguna bagi semua orang. Akhirnya penulis berharap semoga sebuah karya ini dapat bermanfaat bagi pembaca dan semua orang.

Rumbai, 10 Juni 2008

Penulis

DAFTAR ISI

Halaman

HALAMAN JUDUL..... i
HALAMAN PENGESAHAN..... ii
HALAMAN PERNYATAAN iii
ABSTRAK/ABSTRACT..... iv
KATA PENGANTAR..... vi
DAFTAR ISI viii
DAFTAR TABEL xi
DAFTAR GAMBAR xii
DAFTAR LAMPIRAN xv

BAB I PENDAHULUAN …….. **1**
1.1. Latar Belakang ……. 1
1.2. Perumusan Masalah ……. 2
1.3. Batasan Masalah …….. 2
1.4. Tujuan Penelitian …….. 2
1.5. Manfaat Penelitian …….. 3

BAB II TINJAUAN PUSTAKA …….. **4**
2.1. Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah 4
2.2. Struktur Geologi Cekungan Sumatra Tengah 5
2.3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah 13
2.3.1 Batuan dasar (*Basement*) 13
2.3.2 Kelompok Pematang …….. 14
2.3.3 Kelompok Sihapas ……. 15
2.3.4 Formasi Telisa …….. 17
2.3.5 Formasi Petani …….. 18
2.3.6 Formasi Minas …….. 18
2.4. Petroleum system Cekungsn Sumatera Tengah 21
2.5. Lokasi Daerah Penelitian 23
2.6. Seismik Refleksi …….. 24
2.7. Impedansi Akustik …….. 27
2.8. Koefisien Refleksi …… 28
2.9. Wavelet …… 28
2.10. Seismogram Sintetik …… 31
2.11. Porositas …….. 32
2.12. Data Log …….. 34

2.12.1 Log Untuk Mengukur Permeabilitas 34
2.12.1.1 Log GR *(Gamma Ray)* 34
2.12.1.2 Log SP *(Self Potensial)* 36
2.12.2 Log Untuk Mengukur Resistivitas 36
2.12.2.1 Log Induksi 36
2.12.2.2 Log Lateral 36
2.12.3 Log Untuk Mengukur Porositas 37
2.12.3.1 Log Densitas 37
2.12.3.2 Log Neutron 37
2.12.3.3 Log Sonic 38
2.12.4 Interpretasi Data Log …….. 38
2.13 Konsep Dasar Seismik Inversi 39
2.13.1 Metode Inversi Bandlimited 42
2.13.2 Metode Inversi Sparse Spike 45
2.13.3 Metode Inversi Modelbased 47

BAB III METODE PENELITIAN …….. 52
3.1 Waktu dan Tempat 52
3.2 Data Penelitian 52
3.2.1 Data Seismik 52
3.2.2 Data Sumur 53
3.2.3 Data Geologi 54
3.2.4 Data Checkshot 55
3.2.5 Peta Dasar 55
3.3 Pengolahan Data …… 56
3.3.1 Crossplot 58
3.3.2 Pengikatan Data Seimik dengan Data Sumur *(Well Seismic Tie)* 58
3.3.3 Repicking Horizon 60
3.3.4 Pembuatan Model awal 60
3.3.5 Proses Seismik Inversi 60
3.3.6 Model Porositas 61
3.3.7 Pembuatan Peta Penyebaran Porositas 61

BAB IV PEMBAHASAN…….. 63
4.1 Analisis Crossplot …… 63
4.2 Analisis Pengikatan Data Seimik dengan Data Sumur *(Well Seismic Tie)*..... 68
4.3 Repicking Horizon..... 75

4.4 Analisis Model awal..... 77
4.5 Analisis Seismik Inversi..... 79
4.5.1 Inversi Modelbased 79
4.5.2 Inversi Bandlimited 82
4.5.3 Inversi Sparse Spike 84
4.6 Model Porositas 93
4.6.1 Model Penyebaran Porositas Reservoar *Sand A* 93
4.6.2 Model Penyebaran Porositas Reservoar *Sand B* 96
4.7 Peta Penyebaran Porositas 98
4.7.1 Peta Penyebaran Porositas Reservoar *Sand A* ... 98
4.7.2 Peta Penyebaran Porositas Reservoar *Sand B* ... 104

BAB V PENUTUP 110
5.1 Kesimpulan ……... 110
5.2 Saran ……. 110

DAFTAR PUSTAKA 111
LAMPIRAN 1..... 113
LAMPIRAN 2..... 125
LAMPIRAN 3..... 137
LAMPIRAN 4..... 148

DAFTAR TABEL

Halaman

Tabel 2.1 Pembentukan tektonikstratigrafi tersier Cekungan Sumatera Tengah……..... 10
Tabel 2.2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah .. 20
Tabel 2.3 Skala penentuan kualitas baik tidaknya nilai porositas batuan suatu reservoar 35
Tabel 3.1 Data Sumur pada lapangan “Nafri” 54
Tabel 4.1 Nilai koefisien korelasi hasil well seismik tie pada tiap sumur 74
Tabel 4.2 Korelasi dari hasil analisis model awal 86
Tabel 4.3 Validasi nilai porositas riil dengan nilai porositas model *sand A* 98
Tabel 4.4 Validasi nilai porositas riil dengan nilai porositas model *sand B* 104

DAFTAR GAMBAR

Halaman

Gambar 2.1 Kerangka tektonik regional Cekungan Sumatera Tengah 5
Gambar 2.2 Kerangka struktur geologi yang berkembang pada fasa F2 (wrench fault) dan fasa F3 (inversion structure) di Cekungan Sumatera Tengah 8
Gambar 2.3 Penyebaran batuan dasar (*basement*) Cekungan Sumatera Tengah 14
Gambar 2.4 Lokasi Penelitian Lapangan "Nafri" (PT. Chevron Pacific Indonesia) 23
Gambar 2.5 Metode seismik refleksi 25
Gambar 2.6 Polaritas normal dan terbalik menurut konvensi SEG..... 26
Gambar 2.7 Impedansi akustik dan koefisien refleksi 28
Gambar 2.8 Jenis-jenis wavelet 30
Gambar 2.9 Wavelet Ricker 30
Gambar 2.10 Wavelet trapezoid *(bandpass)* 31
Gambar 2.11 Konvolusi deret koefisien refleksi dengan *wavelet* untuk membuat seismogram sintetik
Gambar 2.12 Porositas dan matrik suatu batuan 32
Gambar 2.13 Tiga unsur radioaktif utama yang umum dijumpai pada batuan..... 35
Gambar 2.14 Diagram konsep dasar seismik inversi..... 39
Gambar 2.15 Diagram alur permodelan kedepan dan inversi 40
Gambar 2.16 Diagram berbagai model teknik seismik inversi 41
Gambar 2.17 Diagram alir seismik inversi sederhana 42
Gambar 2.18 Diagram alur kerja seismik rekursif..... 44
Gambar 2.19 Input seismik dan output yang dihasilkan dari inversi *Bandlimited* 45
Gambar 2.20 Input seismik dan output yang dihasilkan dari nversi *Sparse Spike* 46
Gambar 2.21 Diagram alur penyelesaian inversi *Model Based* 49
Gambar 2.22 Input seismik dan output yang dihasilkandari

Inversi berdasarkan model 50
Gambar 3.1 Data seismic 3D 53
Gambar 3.2 Peta dasar (*basemap*) penelitian 55
Gambar 3.3 Data Respon Log sumur N2- 86 57
Gambar 3.4 Skema proses ekstraksi *wavelet* untuk memperoleh parameter terbaik untuk proses *well seismic tie*..... 59
Gambar 3.5 Diagram alir penelitian 62
Gambar 4.1 Crossplot dan Cross section antara *P-wave versus Gamma ray* Sumur N2- 86 64
Gambar 4.2 Crossplot dan Cross section antara Density *versus* Gamma ray Sumur N2- 86..... 65
Gambar 4.3 Crossplot dan Cross section Impedansi gelombang P *versus* Gamma ray sumur N2-86 66
Gambar 3.5 Rekaman data sumur N2-86 67
Gambar 4.5 Respon fasa dan waktu dari wavelet ekstrasi metode statistik 68
Gambar 4.6 Respon fasa dan waktu dari wavelet ekstrasi sumur N2-86 68
Gambar 4.7 Respon fasa dan waktu dari wavelet ekstrasi semua sumur 69
Gambar 4.8 Respon fasa dan waktu dari wavelet bandpass 70
Gambar 4.9 Proses *well seimic tie* dan nilai koefisien korelasi yang didapatkan pada sumur N2 -86. 71
Gambar 4.10 Kurva time depth sebelum well seismic tie dikoreksi 72
Gambar 4.11 Kurva time depth sesudah well seismic tie dikoreksi 72
Gambar 4.12 Arbitraryline sumur 73
Gambar 4.13 Hasil *repicking* horizon pada data seismic 76
Gambar 4.14 Display horizon SB 17.5 76
Gambar 4.15 Display horizon SB 21 77
Gambar 4.16 Display model awal dengan background pada sumur N2-86 78
Gambar 4.17 Analisis Metode Inversi Modelbased 81
Gambar 4.18 Hasil Inversi Bandlimited pada sumur N2-86 83
Gambar 4.19 hasil inversi sparse spike maximum likelihood pada sumur N2-86 85

Gambar 4.20 Display tras seismik riil 88
Gambar 4.21 Display tras sintetik pada metode inversi *Modelbased* 89
Gambar 4.22 Display tras sintetik pada metode inversi *Sparse spike* 90
Gambar 4.23 Display tras error pada metode inversi *Modelbased.* 91
Gambar 4.24 Display tras error pada metode inversi *Sparse spike* 92
Gambar 4.25 Crossplot antara log porositas dengan log P-Impedansi 94
Gambar 4.26 Hasil model porositas *sand A* 95
Gambar 4.27 Crossplot antara log porositas dengan log P-Impedansi 96
Gambar 4.28 Hasil model porositas *sand B* 97
Gambar 4.29 Display peta penyebaran porositas *sand A* dalam 2D 100
Gambar 4.30 Display peta penyebaran porositas *sand A* dalam 3D 101
Gambar 4.31 Display peta struktur waktu *sand A* dalam 2D 102
Gambar 4.32 Display peta struktur waktu *sand A* dalam 3D 103
Gambar 4.33 Display peta penyebaran porositas *sand B* dalam 2D 106
Gambar 4.34 Display peta penyebaran porositas *sand B* dalam 3D 107
Gambar 4.35 Display peta struktur waktu *sand B* dalam 2D 108
Gambar 4.36 Display peta struktur waktu *sand B* dalam 3D 109

DAFTAR LAMPIRAN

Halaman

Lampiran 1. Data seismik 3D post stack pada lapangan ”Nafri” 113
Lampiran 2. Proses *well seismic tie* ……..... 125
Lampiran 3. Hasil Seismik inversi *Modelbased*..... 137
Lampiran 4. Model Porositas ……... 148

BAB I
PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kebutuhan minyak dan gas semakin meningkat, sehingga diperlukan usaha-usaha untuk mencari sumber cadangan baru. Usaha pengembangan suatu reservoar minyak dan gas bumi di dunia perminyakan pada saat ini sangat dibutuhkan sebagai dasar dan masukan untuk analisis petrofisika yang akan digunakan sebagai penentu arah dan tujuan pengembangan suatu reservoar, misalnya untuk penentuan lokasi sumur baru atau perlu tidaknya dilakukan suatu proses injeksi untuk meningkatkan jumlah produksi.

Metode konvensional yang biasanya digunakan untuk mendapatkan nilai parameter petrofisik secara lateral adalah korelasi antar data log sumur dengan cara interpolasi dan ekstrapolasi. Hasil korelasi ini secara umum memiliki akurasi yang baik pada arah vertikal, tetapi akurasi pada arah lateral sangat kurang disebabkan data yang tersedia hanyalah pada lokasi sumur dan sekitarnya saja, sehingga perkiraan nilai atau parameter fisik secara lateral memiliki tingkat kesalahan yang cukup besar. Kemajuan teknologi eksplorasi saat ini telah memungkinkan untuk melakukan analisis karakterisasi reservoar lebih akurat dengan memadukan dan memanfaatkan semaksimal mungkin data-data lapangan yang tersedia, seperti data log sumur dan data seismik.

Salah satu metode yang paling berkembang dan diminati oleh perusahaan-perusahaan minyak dan gas bumi saat ini adalah metode inversi seismik. Metode inversi seismik pada dasarnya adalah mengubah data jejak seismik menjadi impedansi akustik yang merupakan sifat fisis batuan, sehingga akan lebih mudah untuk diinterpretasikan menjadi parameter-parameter petrofisik reservoar misalnya untuk menghitung ketebalan dan porositas reservoar serta penyebarannya.

Perpaduan antara harga impedansi akustik yang diperoleh dari hasil inversi seismik yang memiliki akurasi yang baik pada arah lateral dengan data log sumur yang memiliki akurasi yang baik pada arah vertikal akan menghasilkan harga parameter petrofisik reservoar yang lebih akurat dengan tingkat kesalahan yang relatif lebih kecil.

1.2 Perumusan Masalah

Rumusan masalah dari penelitian Tugas Akhir ini adalah:

a. Bagaimana pola penyebaran porositas reservoar batu pasir pada lapangan “Nafri” ?
b. Bagaimana mengidentifikasi dan memperkirakan karakteristik serta kualitas porositas reservoar batupasir pada lapangan ”Nafri”?
c. Bagaimana Menentukan daerah yang berpotensi sebagai reservoar hidrokarbon pada lapangan ”Nafri”?

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah dari penelitian ini adalah:

a. Penelitian tugas akhir ini dilakukan dengan menggunakan software Hampson Russell CE8/R2 dengan aplikasi *Geoview, Elog, Strata,* dan *View3D*.
b. Daerah penelitian difokuskan pada zona target yang dianggap sebagai daerah prospek yaitu lapangan ”Nafri” yang dibatasi inline 500 – 1070 dan Xline 400 – 868.
c. Data sumur yang digunakan sebanyak 12 sumur.
d. Identifikasi penyebaran resevoar difokuskan pada reservoar batu pasir A *(Sand A)* dan batu pasir B *(Sand B)* yang berada dalam formasi Duri.

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah:

a. Menentukan pola penyebaran porositas reservoar batu pasir pada lapangan “Nafri” yang diperoleh dari proses inversi seismik.
b. Mengidentifikasi dan memperkirakan karakteristik serta kualitas porositas reservoar batupasir pada lapangan ”Nafri” berdasarkan harga porositas ynag diperoleh dari hasil inversi impedansi akustik.
c. Menentukan daerah yang berpotensi sebagai reservoar hidrokarbon pada lapangan ”Nafri” berdasarkan validasi nilai porositas sumur di sekitarnya.

1.5 Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat memberikan informasi dan gambaran mengenai penyebaran porositas reservoar pada zona target, sehingga dapat digunakan sebagai bahan pertimbangan untuk pengembangan sumur selanjutnya.

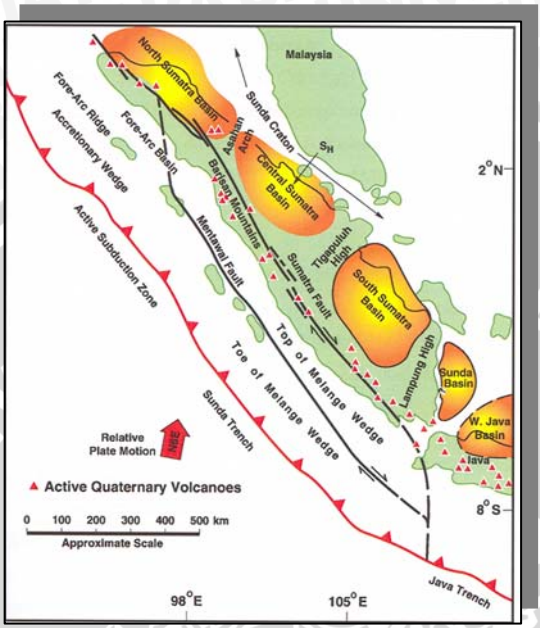
BAB II
TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah

Tiga cekungan besar di pulau sumatrera yaitu: Cekungan Sumatera Utara, Cekungan Sumatera Tengah, dan Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan-cekungan tersebut terjadi akibat tumbukan antara Lempeng Samudera Hindia dan Lempeng Benua Eurasia. Diantara cekungan-cekungan di atas, Cekungan Sumatera memiliki produksi hidrokarbon yang paling besar di Indonesia.

Cekungan Sumatra Tengah terbentuk pada masa Tersier Awal (Eosen – Oligosen) dan merupakan cekungan busur belakang yang berkembang sepanjang Paparan Sunda akibat penunjaman Lempeng Hindia – Australia ke bawah Lempeng Eurasia. Pada saat Miosen Lempeng Hindia – Australia bergerak ke arah utara (N 6^0 E) terhadap Lempeng Eurasia (Mertosono dan Nayoan, 1974). Cekungan ini berbentuk asimetris yang mengarah baratlaut – tenggara, bagian yang terdalam terletak pada bagian baratdaya dan melandai ke arah timurlaut.

Cekungan Sumatera Tengah dibagian barat dan baratdaya dibatasi oleh Bukit Barisan, bagian timur dibatasi oleh semenanjung Malaysia, bagian utara dibatasi oleh Busur Asahan, disebelah tenggara dibatasi oleh dataran tinggi Tigapuluh dan pada timurlaut oleh kraton Sunda sedangkan dibagian selatan tidak dapat diketahui secara baik (Heidrick dan Aulia, 1993), (Gambar 2.1). Selanjutnya bentukan setengah *graben* ini diisi oleh sedimen klastik *non-marine* dan *lacustrine* dari kelompok Pematang di beberapa bagian cekungan (*graben*) yang dalam.



Gambar 2. 1 Kerangka tektonik regional Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993)

2.2 Struktur Geologi Cekungan Sumatra Tengah

Struktur geologi regional Cekungan Sumatera Tengah dicirikan oleh blok-blok patahan yang mempunyai orientasi penjajaran utara – selatan membentuk rangkaian *horst* dan *graben*. Ada dua pola struktur di Cekungan Sumatera Tengah, yaitu pola-pola yang lebih tua cenderung berarah utara – selatan dan pola-pola yang lebih muda yang berarah baratlaut – tenggara (Mertosono dan Nayoan, 1974).

Bentuk struktur Cekungan Sumatra Tengah dihasilkan oleh 3 fase tektonik utama yang terpisah yaitu Orogenesa Mesozoikum Tengah (± 200 – 80 Ma) , Tektonik Kapur Akhir – Tersier Awal (± 85 - 50 Ma) dan Orogenesa Pliosen – Pleistosen (± 5.2 – 1.7 Ma). Orogenesa Mesozoikum Tengah merupakan penyebab utama termalihkannya endapan-endapan serta terjadi perlipatan, sesar naik, sesar geser dan sesar bongkah. Sesar bongkah menyebabkan terjadinya daerah-daerah rendah (*graben*) yang kemudian secara kontinyu terisi endapan klastik. Endapan-endapan tersebut

terlipatkan dan tersesarkan menjadi blok struktural berukuran besar yang selanjutnya diintrusi oleh batolit-batolit granit. Lajur-lajur batuan metamorf ini tersusun oleh strata dengan litologi yang berbeda, baik tingkat metamorfisme maupun intensitas deformasinya (De Coster,1974).

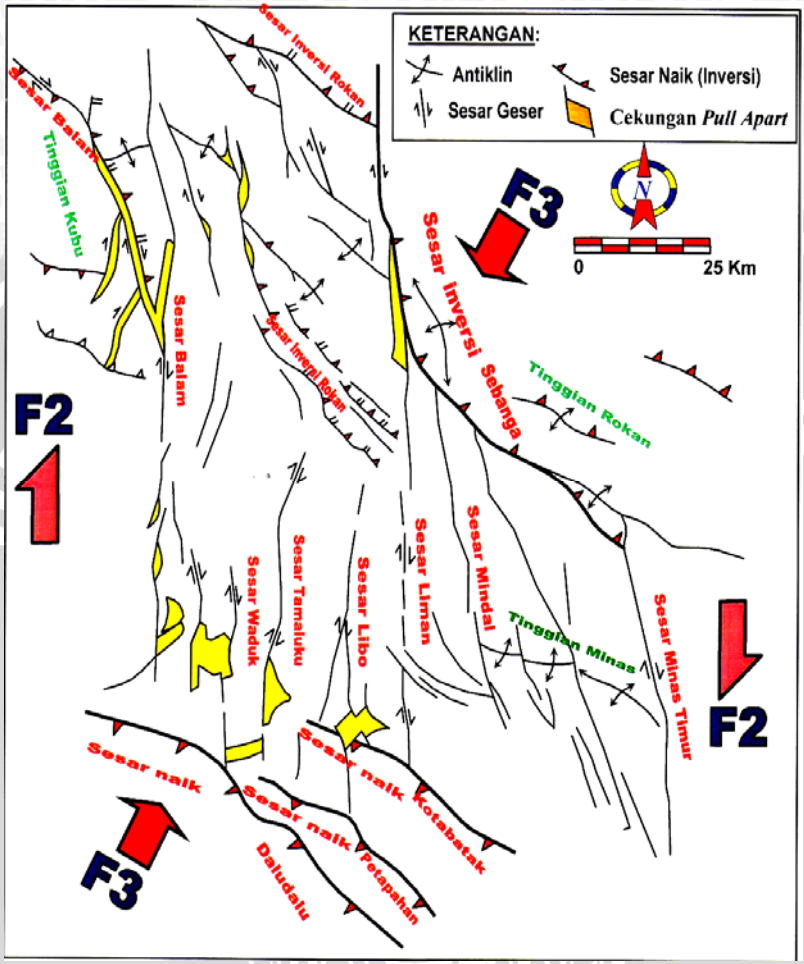
Pada Tektonik Kapur Akhir – Tersier Awal (± 85 - 50 Ma) tidak terdapat perubahan struktur kecuali penurunan dasar cekungan (*subsidence*). Hal ini dibuktikan dengan adanya ketidakselarasan di beberapa sumur bagian utara Cekungan Sumatra Tengah. Masa ini merupakan masa aktifnya sesar yang berkembang di Cekungan Sumatra Tengah. Sedangkan pada tektonik Orogenesa Pliosen – Pleistosen (± 5.2 – 1.7 Ma) cekungan ini aktif kembali akibat tumbukan Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Eurasia yang membentuk deretan pegunungan Bukit Barisan sebagai hasil akhir proses pengangkatan. Pada masa ini terbentuk sesar Semangko di sepanjang Pulau Sumatra yang memiliki arah hampir sejajar dengan arah lipatan pada cekungan.

Cekungan Sumatra Tengah mempunyai batuan dasar Pra-Tersier yang dangkal sehingga sedimen yang menutupinya sangat mudah dipengaruhi oleh tektonik batuan dasar. Posisi tumbukan yang menyudut antara Lempeng Eurasia dan Lempeng Samudra Hindia di Sumatra menimbulkan sesar geser menganan (*dextral wrenching fault*). Dengan demikian struktur-struktur yang ada di Cekungan Sumatra Tengah pada umumnya memiliki karakteristik *wrench tectonic* termasuk sesar-sesar yang memiliki *dip* besar seperti *flower structure*. Cekungan ini telah mengalami beberapa fase deformasi yang kompleks dan secara langsung telah mempengaruhi distribusi batuan induk, perkembangan dan pembentukan reservoar serta struktur geologinya. Perkembangan struktur geologi di Cekungan Sumatra Tengah sangat berhubungan dengan pergerakan regional litosfer dan interaksi antara lempeng-lempeng minor yang terdiri dari lempeng Mergui, Malaka dan Mutus.

Bagian timur Bukit Barisan dapat dibagi menjadi beberapa elemen tektonik yang memiliki dua sinklin kecil yaitu sinklin Bengkalis dan sinklin Kecil. Kedua sinklin tersebut dibatasi oleh *Sembilan Uplift* sedangkan *Rokan Uplift* merupakan batuan dasar yang memisahkan dataran pantai (*Coastal Plain*) dengan *Coastal Deep*, *Kubu High* memisahkan *Central Deep* dengan *Baruman Subbasin* ke arah utara. Secara geometri Cekungan Sumatra Tengah

berbentuk asimetri dengan bagian terdalam ke arah baratdaya dan melandai ke arah timurlaut. Adanya pola asimetri merupakan hasil pembentukan patahan-patahan bongkahan dari batuan dasar (*basement*) yang berbentuk *half – graben*.

Proses sedimentasi Cekungan Sumatra Tengah terjadi pada masa Paleogen (± 60 Ma) dan Neogen (± 15 Ma) hingga sekarang. Kebanyakan batuan reservoarnya telah mengalami proses geologi yang komplek (pengangkatan, lipatan dan patahan). Sedimentasi Cekungan Sumatra Tengah diawali dengan pengisian sedimen klastik darat yang berlangsung pada masa Paleogen diikuti pembentukan Formasi Pematang. Kemudian secara tidak selaras di atasnya diendapkan sedimen fase transgresi berlangsung pada masa Miosen(± 24 – 5.2 Ma) yang merupakan sedimen awal membentuk Kelompok Sihapas. Secara keseluruhan formasi ini terletak di bawah Formasi Telisa dengan hubungan menjari. Pada masa Miosen Tengah (± 16.5 – 10.3 Ma) di atas Kelompok Sihapas diendapkan Formasi Telisa secara transgresif meluas dan menutupi hampir seluruh cekungan. Akhir pengisian Cekungan Sumatra Tengah ditandai dengan sedimen fase regresif yang berlangsung pada masa Miosen Tengah yang membentuk Formasi Petani. Secara tidak selaras di atasnya diendapkan Formasi Minas / *Alluvium* yang masih berlangsung hingga sekarang.



Gambar 2. 2 Kerangka struktur geologi yang berkembang pada fasa F2 (wrench fault) dan fasa F3 (inversion structure) di Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Turlington, 1996)

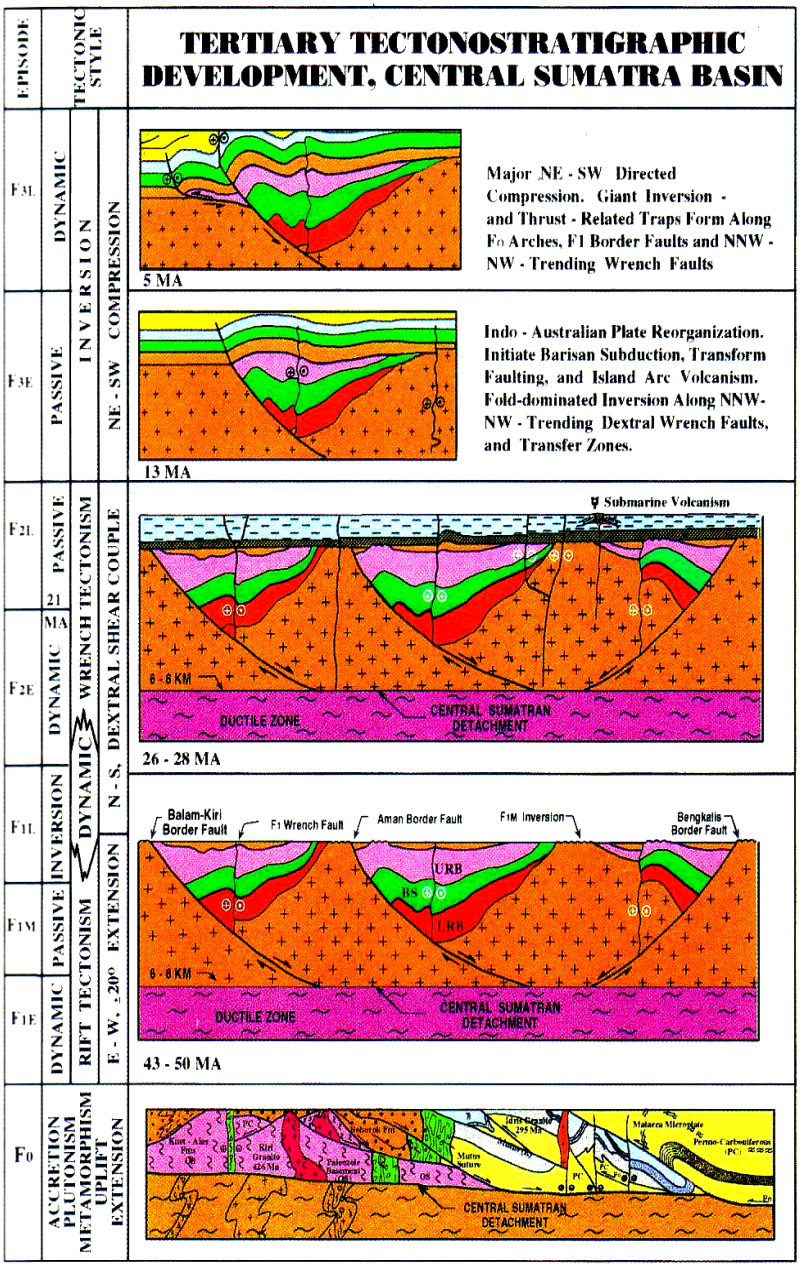
Sumatera Tengah telah mengalami beberapa fase deformasi yang kompleks dan hal tersebut secara langsung telah mempengaruhi distribusi batuan induk, perkembangan dan pembentukan reservoar dan struktur geologinya. Perkembangan struktur geologi di Cekungan Sumatera Tengah sangat berhubungan dengan pergerakan

regional lithosfer dan interaksi antara lempeng-lempeng minor (G.Kempt, dkk, 1997).

Terdapat empat episode tektonik regional yang sangat mempengaruhi pola struktur geologi regional Sumatera Tengah (G.Kempt, dkk. 1997), yaitu:

1. Pergerakan India ke utara (± 45 Ma).
2. Pemekaran Laut Cina Selatan (37 – 17 Ma) dan pembukaan Laut Andaman (17 Ma).
3. Penujaman lempeng Indo – Australia sepanjang Palung Sunda (13– 0 Ma).
4. Tumbukan bagian barat lempeng Australia dengan Palung Sunda – Jawa dan Busur Luar Banda (5 Ma).

Tabel 2. 1 Pembentukan episode tektonikstratigrafi tersier Cekungan Sumatera Tengah (G.Kempt, dkk. 1997)



Menurut Heidrick dan Aulia (1993) perkembangan struktur di Cekungan Sumatra Tengah juga dibagi menjadi empat episode tektonik utama yaitu :

F 0 : Paleozoikum Akhir – Mesozoikum (*basement*)
F 1 : Eosen – Oligosen (Kelompok Pematang)
F 2 : Miosen Awal – Miosen Tengah (Kelompok Sihapas)
F 3 : Miosen Akhir – sekarang (Formasi Petani & Minas)

a. Episode tektonik F0 (± 250-50 Ma)

Episode ini terjadi pada Akhir Paleozoik sampai Mesozoik.Pada fasa ini diiringi dengan terbentuknya batuan dasar (*basement*) Cekungan Sumatera Tengah.

Basement Pre-Tersier di Sumatra Tengah terdiri dari lempeng-lempeng benua dan samudra yang berbentuk mozaik. Struktur tersebut terbentuk ketika lempeng-lempeng minor Mergui, Malaka dan Mutus menjadi satu dan membentuk lempeng benua Sunda yang lebih besar. Lempeng-lempeng minor yang menyusun batuan dasar Sumatra Tengah terdiri dari Lempeng Mergui yang tersusun oleh *graywacke*, Lempeng Malaka yang tersusun oleh kuarsit dan fillit, Lempeng Mutus yang tersususn oleh ofiolit dan metesedimen dan Kelompok Tapanuli yang tersusun oleh argilit, sekis dan *tuff* (Heidrick dan Aulia, 1993).

Orientasi struktur batuan dasar memberikan efek pada lapisan sedimen tersier yang menumpang di atasnya dan mengontrol arah ekstensi dan reaktifasi yang terjadi kemudian. Pola struktur ini disebut episode tektonik F0. Ada 2 struktur utama pada *basement* yaitu pertama kelurusan utara – selatan yang merupakan sesar geser (*transform / wrench tectonic*) yang berumur Karbon (± 330 Ma) yang mengalami reaktivasi selama Permo-Trias (± 300-200 Ma), Jura (± 170 Ma), Kapur (± 100 Ma) dan Tersier (± 45 Ma). Kedua pada episode F0 struktur yang terjadi mulai dari Paleozoik Akhir (± 270 Ma) sampai Mesozoik Akhir (± 85 Ma) merupakan suatu multifase. Tinggian-tinggian yang terbentuk pada fase F0 adalah Tinggian Mutiara, Kampar, Napuh, Kubu, Ujung Pandang dan Pinang. Pada umumnya tinggian tersebut mempunyai panjang 50 km dan arah N $315^0 \pm 15^0$ E. Tinggian-tinggian tersebut menjadi batas yang

penting dalam pengendapan sedimen selanjutnya. Batuan dasar yang membentuk tinggian tersebut telah mengalami perulangan perlipatan dan pensesaran selama deformasi Paleosen Akhir akibat tektonik inversi.

b. Episode tektonik F1 (± 45-26 Ma)

Episode tektonik F1 terjadi pada Eosen hingga Oligosen.Tektonik ini terjadi akibat tumbukan Lempeng Hindia terhadap Lempeng Eurasia yang berlangsung pada kala Eosen – Oligosen. Proses tersebut membentuk suatu sistem rekahan *transtensional* (translasi dan ekstensi) yang memanjang ke arah selatan mulai dari Cina bagian selatan ke Thailand dan Malaysia hingga Sumatra dan Kalimantan Selatan (Heidrick & Aulia, 1993).

Perekahan ini menyebabkan terbentuknya serangkaian struktur *half – graben* di Cekungan Sumatra Tengah. *Half – graben* tersebut selanjutnya menjadi tempat diendapkannya sedimen-sedimen dari Kelompok Pematang. Pada akhir episode tektonik F1 terjadi pembalikan struktur yang lemah, denudasi dan pembentukan morfologi yang hampir rata. Hasil dari erosi tersebut berupa paleosol yang diendapkan di atas Formasi *Upper Red Bed*.

c. Episode tektonik F2 (± 26-13 Ma)

Pada awal episode ini terbentuk sesar geser kanan (*dextral*) yang berarah utara – selatan, terjadi fase amblesan (*sag phase*) dan pembentukan *transtensional fracture zone*. Pada episode ini Cekungan Sumatra Tengah secara umum mengalami transgresi dan pengendapan sedimen-sedimen dari Kelompok Sihapas termasuk Formasi Telisa.

d. Episode tektonik F3 (± 13 - 0 Ma)

Episode tektonik F3 terjadi pada Akhir Miosen hingga Resent yang dinamakan dengan fasa kompresi. Gejala tektonik F3 bersamaan dengan *sea floor spreading* Laut Andaman, pengangkatan regional, terbentuknya jalur pegunungan vulkanik, *right lateral strike slip* sepanjang Bukit Barisan dengan arah N 35° W ± 10° dan kompresi

sepanjang Cekungan Sumatera Utara dan Tengah dengan arah gaya NE – SW. Pada fasa ini terbentuk ketidakselarasan regional dan diendapkan Formasi Minas di atas Formasi Petani yang tidak selaras diatas Kelompok Sihapas.

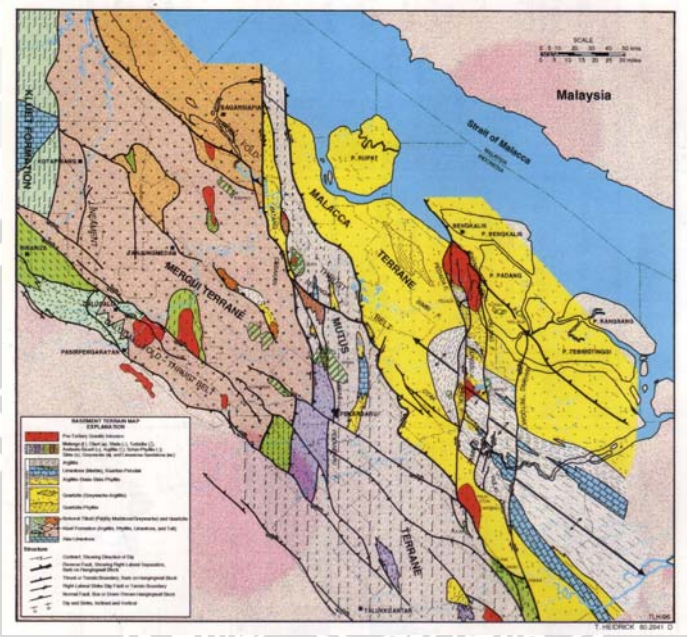
2.3 Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah

Sejarah geologi di Sumatera Tengah sangat diperngaruhi oleh sejarah tektoniknya. Oleh karena itu pembahasan mengenai stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah akan diletakkan dalam kerangka tektonostratigrafi. Secara umum stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari batuan dasar hingga batuan termuda, dapat dikelompokkan sebagai berikut :

2.3.1 Batuan dasar (*Basement*)

Batuan dasar berumur Pra-Tersier ini berfungsi sebagai landasan (lapisan kerak) Cekungan Sumatra Tengah yang dibagi 4 kelompok utama (Heidrick dan Turlington, 1996) yaitu :

a. *Mallaca Terrane* atau *Quartzite Terrane* terdiri dari kuarsit, batugamping kristalin, sekis dan *shale* yang berumur Paleozoikum (± 270 Ma). Kelompok ini dijumpai pada *coastal plain* pada bagian timurlaut. Penyebaran kuarsit ini relatif luas.
b. *Mutus Assemblage* yang berumur Trias – Jura (± 200-170 Ma) merupakan zona suture yang memisahkan antara *Quartzite Terrane* dan *Graywacke Terrane*. Kelompok Mutus terletak di sebelah baratdaya dari *coastal plain* yang terdiri dari batu rijang radiolaria, meta-argillit, serpih merah, lapisan tipis batugamping dan batuan beku basalt.
c. *Graywacke Terrane* atau *Mergui* terletak di baratdaya dan bagian barat dari Kelompok Mutus yang tersusun oleh *graywacke*, *pebbly-mudstone* dan kuarsit.
d. *Tapanuli Group* terdiri dari litologi yang didominasi oleh *marine slate*, *metasandstone* dan filit yang terendapkan di atas sekuen batugamping yang berumur Karbon Awal – Devon (± 400-300 Ma) dan merupakan salah satu batuan tertua di Sumatera.



Gambar 2. 3 Penyebaran batuan dasar (*basement*) Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick & Turlington, 1996)

2.3.2 Kelompok Pematang

Kelompok ini merupakan sedimen tertua yang diendapkan secara tidak selaras di atas batuan dasar. Pada formasi ini tidak ditemukan fosil, hal ini menunjukkan bahwa Formasi Pematang diendapkan tidak pada lingkungan laut (*marine*) melainkan di darat (*land*) dan di lingkungan pengendapan yang kompleks yaitu *fluvio-lacustrine paludal* yang kaya dengan bahan organik sehingga serpih organik dari Formasi Pematang ini merupakan batuan induk (*source rock*) bagi hidrokarbon yang berada di Cekungan Sumatra Tengah. Kelompok Pematang tersusun oleh:

a. Formasi *Lower Red Bed*

Formasi *Lower Red Bed* terdiri dari batu lempung, batu pasir, batu lanau, dan konglomerat yang diendapkan

pada lingkungan dataran dan kipas alluvial yang secara lateral berubah menjadi lingkungan fluvial, lakustrin, dan delta. Bagian bawah dari formasi ini beberapa cekungan yang dalam dapat mencapai ketebalan 3000 meter. Batu pasir di formasi ini mempunyai kualitas yang jelek sebagai reservoir karena masih sangat dekat dengan sumbernya.

b. Formasi *Brown Shale*

Formasi *Brown Shale* sesuai dengan namanya terdiri dari *shale* yang berwarna coklat dan diendapkan pada lingkungan danau dalam sampai dangkal dan merupakan batuan induk. Pembentukan batuan induk yang bagus pada formasi ini disebabkan oleh beberapa faktor, yaitu tidak adanya tinggian yang berarti di sepanjang sesar yang membatasi cekungan, penurunan dasar cekungan lebih cepat daripada pengendapan menyebabkan lingkungan danau menjadi lebih dalam, sesar yang berfungsi sebagai batas cekungan mempunyai *dip* yang landai sampai sedang dan pada saat *Brown Shale* diendapkan pada kondisi tektonik yang tidak aktif. Selain lempung, di formasi ini juga terdapat endapan-endapan kipas delta.

c. Formasi *Upper Red Bed*

Formasi *Upper Red Bed* diendapkan pada tahap akhir inversi minor dalam lingkungan transisi yang berubah cepat menjadi lingkungan lakustrin dalam yang diselingi oleh lakustrin dangkal. Peningkatan kecepatan sedimentasi dan suplai klastika menyebabkan cekungan menjadi penuh dan lingkungan berubah menjadi fluvial dan alluvial. Litologi penyusun formasi ini berupa batupasir, konglomerat dan *shale* berwarna merah – hijau.

2.3.3 Kelompok Sihapas

Kelompok Sihapas diendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang dan proses sedimentasinya bersifat transgresif, terdiri dari batupasir dengan sisipan serpih, lapisan batugamping setempat-setempat pada bagian bawah dan serpih pada bagian atas perlapisan. Kelompok

Sihapas memiliki porositas dan permeabilitas tinggi dan merupakan reservoir yang baik. Ketebalan maksimum mencapai 3.300 kaki yang merupakan angka ekonomis sebagai suatu reservoir di Cekungan Sumatera Tengah (Mertosono dan Nayoan, 1974). Unit-unit sedimennya merupakan sekuen transgresi hasil perubahan dari lingkungan darat menjadi *fluvio-deltaic.* Kelompok Sihapas dibagi ke dalam 4 formasi yang berurutan dari tua ke muda sebagai berikut:

a. Formasi Menggala

Formasi Menggala berumur Miosen Bawah yang merupakan bagian penyusun paling bawah Kelompok Sihapas yang berhubungan tidak selaras bersudut di atas Formasi Pematang dan ditutupi secara selaras oleh Formasi Bangko yang ada di atasnya. Litologi berupa batupasir konglomeratan yang berselingan dengan batupasir halus – sedang. Formasi ini diendapkan di lingkungan *fluvial channel* dan memiliki ketebalan sekitar 1800 *feet* (Yarmanto dkk., 1996). Formasi Menggala merupakan kombinasi antara sedimen fluvial *non marine* dan *braided stream* klastik yang tergradasi ke arah *marine* (Dowson, et al., 1997). Batas atas formasi ini terdapat deposisi regional dari permukaan erosi transgresif *cleaning up* oleh air laut, hal ini yang menjadikan Formasi Menggala sebagai reservoar batupasir yang bagus.

b. Formasi Bangko

Formasi Bangko berada di atas Formasi Menggala dan keduanya berhubungan secara selaras. Litologi berupa serpih abu-abu gampingan berselang-seling dengan batupasir halus – sedang dan berubah secara lateral menjadi batu gamping pada daerah yang sedikit menerima suplai material klastik. Formasi ini diendapkan di lingkungan laut terbuka (*open marine shelf*) sampai *delta plain* pada Miosen Bawah (N5) dan memiliki ketebalan sekitar 300 *feet* (Yarmanto dkk., 1996). Formasi Bangko berfungsi sebagai batuan tudung (seal) bagi batupasir yang ada di bawahnya. Batupasir dalam Formasi Bangko juga merupakan reservoar

yang bernilai dan telah diproduksi di Lapangan Petani, Bangko, Menggala dan Pinang. Adanya perubahan lingkungan laut menyebabkan pengendapan foraminifera yang berfungsi sebagai petunjuk umur formasi ini yaitu Miosen Bawah.

c. Formasi Bekasap

Formasi Bekasap menutupi secara selaras Formasi Bangko dan terletak di bawah Formasi Duri. Litologi berupa batupasir halus – sedang, masif dan berselingan dengan serpih tipis, kadang-kadang dijumpai fragmen batubara dan lapisan tipis batugamping. Formasi ini diendapkan di lingkungan *estuarine* dan delta yang dipengaruhi oleh *tidal* pada Miosen Bawah diketahui dari kandungan foraminifera dan memiliki ketebalan sekitar 1300 *feet* (Yarmanto dkk., 1996).

d. Formasi Duri

Formasi Duri merupakan satuan penyusun paling atas dari Kelompok Sihapas dan formasi ini menutup secara selaras Formasi Bekasap. Litologi terdiri dari selang-seling batupasir halus – sedang dengan serpih yang secara lateral menjadi batulempung laut dalam Formasi Telisa. Formasi ini diendapkan pada Miosen Bawah (zonasi foraminifera) di lingkungan pengendapan *barrier bar complexes* dan *prodelta self* serta memiliki ketebalan mencapai 900 *feet* (Yarmanto dkk., 1996).

2.3.4 Formasi Telisa

Formasi Telisa mempunyai hubungan menjari secara lateral dengan Formasi Bekasap di sebelah baratdaya dan dengan Formasi Duri di sebelah timurlaut. Litologi didominasi oleh serpih dengan selang-seling batulanau glaukonitik dan batupasir sangat halus *lenses* batugamping di beberapa tempat menunjukkan kondisi lingkungan laut terbuka yang menunjukkan periode penggenangan maksimum laut di Sumatra Tengah. Formasi ini diendapkan pada Miosen Bawah hingga Miosen Tengah di lingkungan

pengendapan mulai dari outter *neritic* sampai *non marine* dan memiliki ketebalan mencapai 1600 *feet* (Yarmanto dkk., 1996). Formasi Telisa merupakan batuan penutup regional bagi Kelompok Sihapas.

2.3.5 Formasi Petani

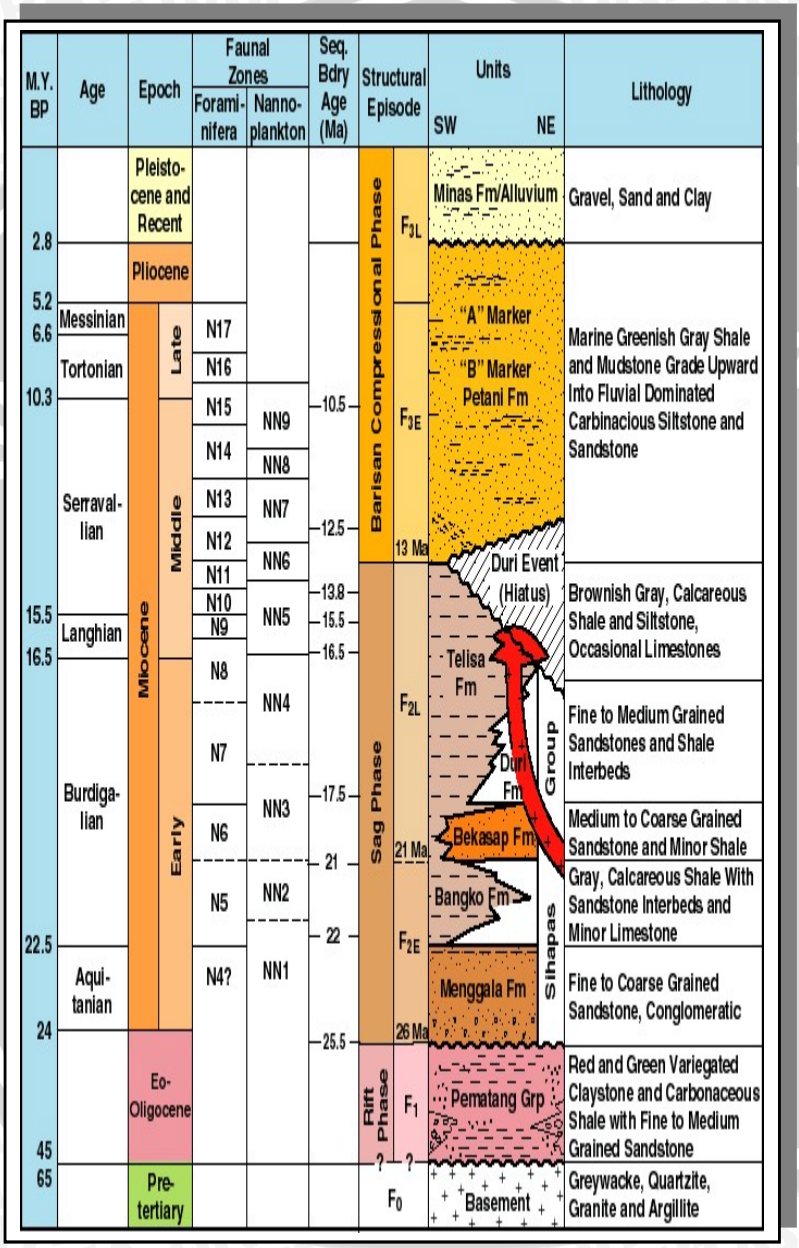
Formasi Petani diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Telisa dan menggambarkan fase regresif dari siklus pengendapan Tersier Cekungan Sumatra Tengah. Formasi ini diendapkan mulai dari lingkungan laut dangkal, pantai, ke atas sampai lingkungan delta yang menunjukkan regresi air laut. Litologi dicirikan oleh serpih abu-abu kehijauan dengan sisipan batupasir, batulanau, batugamping yang dijumpai pada bagian bawah dan batubara banyak dijumpai pada bagian atas saat pengaruh laut berkurang. Batupasir mempunyai komposisi dominan kuarsa, berbutir halus – kasar, umumnya tipis-tipis, mengandung sedikit lempung dan secara umum mengkasar ke atas. Lingkungan pengendapannya diawali dengan fasies laut dalam yang kaya dengan organik dan bergradasi menjadi endapan darat yang tidak mengandung organik. Pengendapannya ditandai oleh *Duri Event* yaitu periode nondeposisi karena adanya tektonik besar pada Miosen Tengah. Formasi ini diendapkan pada Miosen Tengah hingga Pliosen Bawah dan memiliki ketebalan mencapai 6000 *feet* (Yarmanto dkk., 1996). Penentuan umur pada formasi ini terkadang membingungkan karena tidak adanya fosil laut. Hidrokarbon yang terdapat pada formasi ini tidak komersil.

2.3.6 Formasi Minas

Formasi Minas merupakan endapan Kuarter dan *Alluvium Recent* yang diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Petani. Litologi dicirikan oleh lapisan-lapisan tipis konglomerat, pasir kuarsa, pasir lepas, kerikil dan lempung yang merupakan endapan fluvial sampai darat. Batuan yang terbentuk umumnya belum terkompaksi dengan baik sehingga masih bersifat lepas-lepas. Pengendapannya sudah dimulai sejak Pleistosen dan terus berlangsung hingga saat

ini. Pengendapan yang terus berlanjut sampai sekarang menghasilkan endapan aluvial yang berupa campuran kerikil, pasir dan lempung. Menurut Yarmanto dkk. (1996) lingkungan pengendapannya adalah fluvial hingga pantai.

Tabel 2. 2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah
(Heidrick dan Aulia, 1993)



2.4 Petroleum Sistem Cekungan Sumatera Tengah

Cekungan Sumatera Tengah menjadi sangat menarik karena di dalamnya terkandung potensi minyak bumi yang sangat besar. Hal ini dimungkinkan karena cekungan tersebut memiliki syarat-syarat yang cukup untuk menghasilkan minyak bumi, yaitu batuan induk (*source rock*), reservoar (*reservoir rock*), batuan tudung (*cap rock*), dan jebakan/perangkap (*trap*).

a. Batuan induk (*Source rock*)

Batuan induk (*source rock*) sebagian besar minyak dan gas bumi di Cekungan Sumatra Tengah dihasilkan oleh serpih kaya organik dari Formasi *Brown Shale, Kelompok Pematang* pada lingkungan lakustrin selama Eosen – Oligosen (± 26-13 Ma). Selain itu juga serpih laut Formasi Telisa yang terendapkan pada Miosen Awal – Miosen Tengah berperan sebagai batuan induk di Lapangan Minas, Sumatra Tengah.

b. Reservoar *(Reservoir)*

Batuan reservoar (*reservoir rock*) pada cekungan ini hampir 85 % diproduksi oleh Kelompok Sihapas pada Miosen Awal – Miosen Tengah yaitu Formasi Menggala, Formasi Bekasap dan Formasi Duri. Produksi yang terbesar berada pada Formasi Menggala yaitu terdiri batupasir berukuran sedang-kasar. Formasi Menggala terendapkan dalam lingkungan fluvial sehingga berkembang tubuh-tubuh batupasir berupa *channel* dan *bar*. Pengendapan pada lingkungan fluvial mengakibatkan adanya ketidakmenerusan distribusi batupasir pada lapangan ini. *Seal* dari reservoar Formasi Menggala adalah Formasi Bangko dan *seal* dari reservoar Formasi Bekasap dan Duri adalah Formasi Telisa (Heidrick dan Aulia, 1993).

c. Perangkap (*Trap*)

Perangkap (*trap*) yang terdapat pada Formasi Menggala berupa sesar (*fault*) dan antiklin. *Fault* berfungsi sebagai jalan atau salah satu cara berpindahnya (migrasi) hidrokarbon yang telah matang dari *source rock* menuju ke *reservoir rock* dan *fault seal* (berfungsi sebagai *sealing / cap rock*) yaitu *fault* yang menyebabkan

perlapisan bergeser satu dengan yang lainnya sehingga lapisan yang *porous* bertemu dengan lapisan *seal.* Hal ini menyebabkan hidrokarbon dapat terakumulasi dan terjebak di dalamnya. Sedangkan struktur antiklin yang terbentuk merupakan tempat tersimpannya hidrokarbon sesuai dengan densitas terendapkan dari bawah ke atas dari densitas berat ke densitas yang lebih ringan yaitu air, minyak dan gas. Struktur antiklin dengan arah *strike* baratlaut ini merupakan *trap* reservoar produktif pada Formasi Menggala. Lapangan ini terpotong oleh zona sesar berarah baratlaut – tenggara. Sesar ini memiliki *dip* hampir tegak dengan pergerakan turun.

Jenis perangkap hidrokarbon pada Cekungan Sumatra Tengah umumnya merupakan perangkap struktur. Jenis perangkap struktur pada cekungan ini dapat dibedakan menjadi 3 jenis yaitu :

- Antiklin relief tinggi sampai sedang hasil proses F3 pada Miosen Tengah yang berarah N 10 – 25^0 W.
- Lipatan-lipatan antiklin relief tinggi yang berjajar di sepanjang *restraining fault bend* F3 yang terbentuk pada Miosen Tengah.
- Struktur *pop up* relief rendah F2 / F3 yang terbentuk pada Miosen Awal dan Miosen Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993).

Menurut Heidrick dan Aulia (1993) sesar mendatar dekstral berarah utara – selatan di Cekungan Sumatra Tengah dapat membentuk struktur *pop up* (antiklin) pada sesar-sesar yang membelok ke kiri (*left stepping*). Struktur *pop up* tersebut berperan sebagai jebakan hidrokarbon.

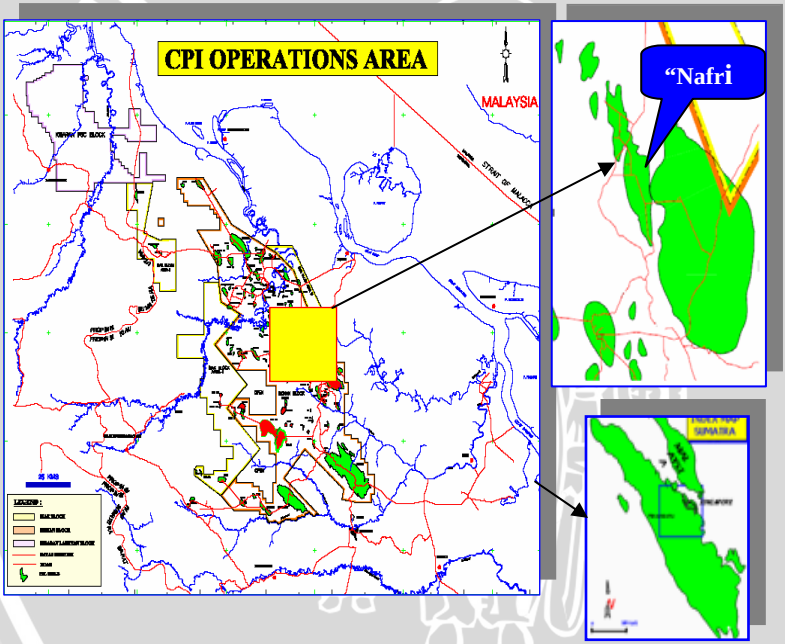
d. Migrasi

Berpindahnya minyak dari *source rock* ke *reservoar rock* (migrasi) yang jauh mengakibatkan hidrokarbon mencapai reservoar pada formasi yang letaknya tinggi yaitu Formasi Menggala dan Formasi Bekasap. Migrasi ini dapat terjadi karena adanya perbedaan densitas. Densitas minyak yang lebih kecil menyebabkan minyak tersebut bergerak ke atas. Selain itu didukung oleh adanya *trap* berupa sesar sebagai jalan untuk minyak bermigrasi.

e. Batuan Tudung (*Cap Rock*)

Batuan tudung (*cap rock*) yang utama berasal dari Formasi Telisa terbentuk pada awal Miosen. Semua akumulasi minyak di Cekungan Sumatra Tengah mempunyai batuan tudung dan sekat dari Formasi Telisa. Batuan *Brown Shale* juga ditemukan sebagai tudung dan penyekat reservoar yang baik pada bagian lebih bawah Palung Pematang dengan penyebaran yang tidak begitu luas. Formasi *Red Bed* ini mengandung batulempung merah yang merupakan endapan tanah purba. Selain itu Formasi Petani bagian bawah yang terendapkan di atas Formasi Telisa juga merupakan tudung.

2.5 Lokasi Daerah Penelitian



Gambar 2.4. Lokasi Penelitian Lapangan "Nafri" (PT. Chevron Pacific Indonesia)

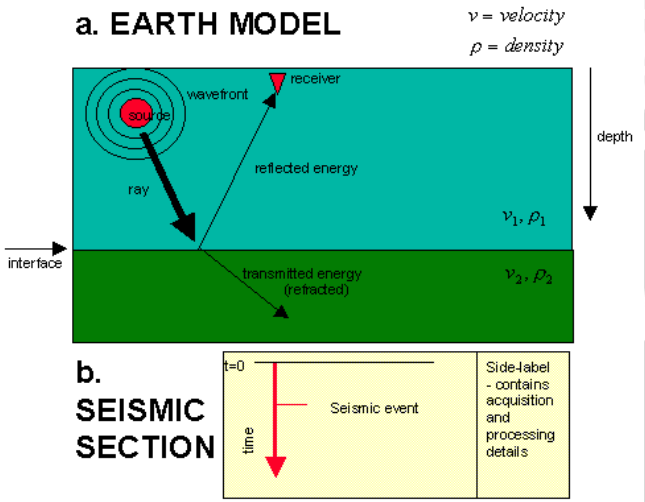
Lokasi daerah penelitian berada di blok Rokan cekungan sumatera tengah yang merupakan konsesi dari PT. Chevron Pacific Indonesia.

2.6 Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi merupakan salah satu metode geofisika yang secara luas banyak digunakan dalam kegiatan eksplorasi hidrokarbon. Energi gelombang yang menjalar ke dalam bumi tersebut akan diserap dalam 3 bentuk yaitu: *Divergensi Spherical* (penyebaran bola), dimana kekuatan gelombang menurun sebanding dengan jarak akibat adanya bentangan geometris, *Absorbsi*, dimana energi berkurang karena terserap oleh massa batuan, *Refleksi* (terpantulkan), merupakan dasar penggunaan metode seismik refleksi ini. (Neidell, 1985)

Metode seismik refleksi memanfaatkan gelombang pantul (refleksi) dari lapisan bawah permukaan. Pada dasarnya dilakukan dengan cara mengirimkan sinyal gelombang ke dalam bumi, kemudian sinyal tersebut akan dipantulkan oleh batas antara dua lapisan yang mempunyai kontras impedansi, dan selanjutnya sinyal pantulan ditangkap oleh *receiver* di permukaan. Gelombang seismik membawa informasi mengenai litologi dan fluida bawah permukaan dalam bentuk waktu datang (*travel time*), amplitudo gelombang, frekuensi dan fase gelombang. Waktu datang gelombang pantul akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang (*velocity*).

Pada dasarnya metode seismik refleksi adalah untuk mengetahui batas-batas lapisan/reflector dari sinyal berupa gelombang elastis yang dikirim ke dalam bumi. Refleksi dari gelombang seismik tersebut terjadi pada saat adanya perbedaan impedansi akustik sebagai fungsi dari kecepatan dan densitas suatu lapisan batuan.



Gambar 2.5 Metode seismik refleksi (Hardy, 2002).

Parameter yang paling dekat hubungannya dengan litologi adalah amplitudo, kontinuitas, frekuensi refleksi dan polaritas.

a. Amplitudo

Amplitudo menggambarkan puncak *(peak)* atau palung *(trough)* refleksi yang besarnya tergantung pada koefisien refleksi. Perubahan vertikal amplitudo digunakan untuk membantu identifikasi ketidakselarasan. Perubahan lateral amplitudo digunakan untuk membantu identifikasi perubahan fasies seismik.

b. Kontinuitas

Kontinuitas mencerminkan konsistensi kemenerusan lateral refleksi. Refleksi yang kontinyu mempunyai karakter yang menerus sepanjang lintasan.

c. Frekuensi refleksi

Frekuensi refleksi adalah banyaknya frekuensi per satuan waktu. Karaktrer frekuensi digunakan untuk memandu korelasi. Perubahan *vertikal frekuensi refleksi* dapat digunakan untuk mendeteksi batas antar sekuen pengendapan. *Perubahan lateral frekuensi* refleksi dapat digunakan untuk melihat perubahan lateral yang digunakan untuk menduga perubahan fasies.

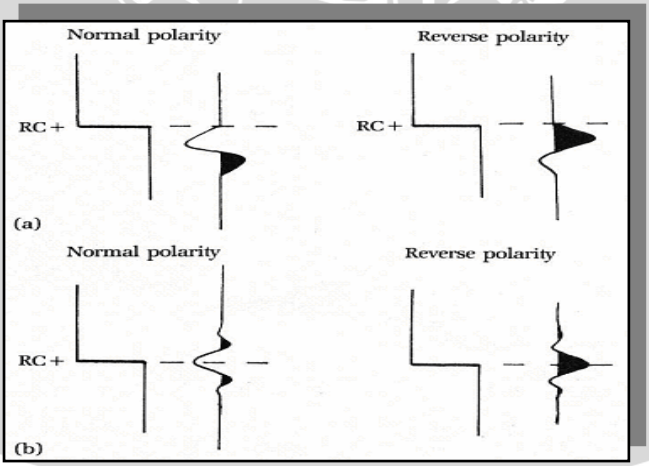
d. Polaritas

Penentuan jenis polaritas sangat penting dalam *well seismic tie*. Polaritas terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas terbalik. *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut :

1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidrofon atau pergerakan awal ke atas pada geofon.
2. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negative pada tape, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.

Berdasarkan konvensi SEG ini, polaritas seismik dapat dihubungkan dengan nilai impedansi akustik (IA) dari lapisan-lapisan batuan sebagai berikut:

1. Batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik jika impedansi akustik lapisan bawah > impedansi akustik lapisan di atasnya.
2. Batas refleksi berupa *peak* pada penampang seismik jika impedansi akustik lapisan bawah < impedansi akustik lapisan di atasnya.



Gambar 2.6 Polaritas normal dan terbalik menurut konvensi SEG (Badley, 1985).

2.7 Impedansi Akustik

Impedansi akustik (IA) merupakan sifat yang khas pada batuan yang merupakan hasil perkalian antar densitas (ρ) dan kecepatan gelombang seismik (*v*), dipengaruhi oleh litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, dan temperatur. Oleh karena itu maka IA dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas, juga hidrokarbon. Secara matematis persamaan IA adalah sebagai berikut :

$$IA = \rho V \qquad (2.1)$$

dimana :

IA = Impedansi Akustik (m/s. g/cm^3)

ρ = densitas (g/cm^3)

V = kecepatan gelombang seismik (m/s)

Pada persamaan 2.1 kecepatan mempunyai pengaruh yang lebih dominan daripada densitas. Kecepatan gelombang seismik dalam batuan ditentukan oleh partikel yang ada di dalamnya dan pada umumnya bernilai ribuan feet per sekon. Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas.

Impedansi akustik (IA) dianalogikan sebagai *acoustic hardness* (Sukmono, 2001). Batuan yang keras (*hard rock*) dan sukar dimampatkan seperti batu gamping dan granit mempunyai IA yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai nilai IA yang rendah.

Harga kontras IA dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin besar refleksi dan kontras IA-nya. Hasil penampang IA akan memberikan deskripsi geologi bawah permukaan yang lebih rinci dan jelas dibandingkan dengan penampang seismik konvensional. Impedansi akustik dapat mencitrakan batas lapisan dan sebagai indikator litologi, porositas hidrokarbon, pemetaan litologi, pemetaan dan dapat digunakan untuk deskripsi karakteristik reservoar.

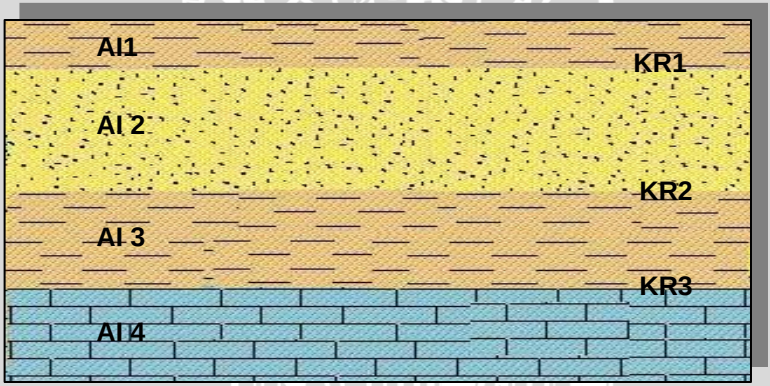
2.8 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan perbandingan dari amplitudo gelombang yang direfleksikan pada batas lapisan. Harga koefisien refleksi dihasilkan dari perbandingan impedansi akustik dengan persamaan:

$$KR = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \qquad (2.2)$$

dengan :
KR = koefisien refleksi bernilai -1 sampai +1
AI_1 = harga impedansi akustik pada lapisan ke 1
AI_2 = harga impedansi akustik pada lapisan ke 2

Hubungan antara impedansi akustik dan koefisien refleksi dapat ditunjukkan seperti pada gambar berikut:



Gambar 2.7 Impedansi akustik dan koefisien refleksi (Umam, 2004)

2.9 Wavelet

Wavelet adalah gelombang harmonik yang mempunyai interval amplitudo, frekuensi, dan fase tertentu. Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi menjadi 4 jenis yaitu:

a. *zero phase wavelet*

Wavelet berfase nol (*zero phase* wavelet) mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga wavelet ini

mempunyai resolusi dan *standout* yang maksimum. *Wavelet* berfase nol (disebut juga *wavelet* simetris) merupakan jenis *wavelet* yang lebih baik dari semua jenis *wavelet* yang mempunyai spectrum amplitude yang sama.

b. *minimum phase wavelet*

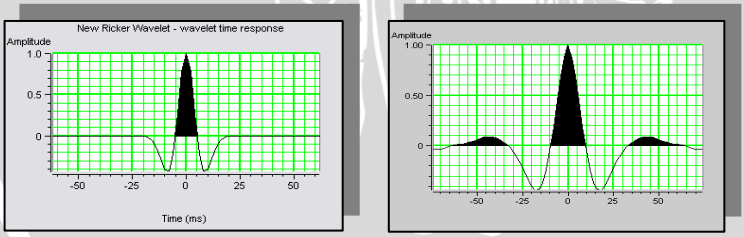
Wavelet berfase minimum (*minimum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat pada bagian depan. Dibandingkan jenis *wavelet* yang lain dengan spektrum amplitudo yang sama, *wavelet* berfase minimum mempunyai perubahan atau pergeseran fase terkecil pada tiap-tiap frekuensi. Dalam terminasi waktu, *wavelet* berfase minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya.

c. *maximum phase wavelet*

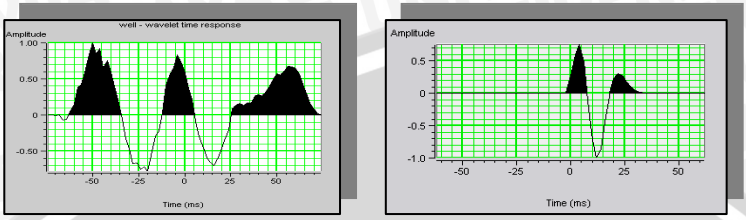
Wavelet berfase maksimum (*maximum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat secara maksimal dibagian akhir dari *wavelet* tersebut, jadi merupakan kebalikan dari *wavelet* berfase minimum.

d. *mixed phase wavelet*

Wavelet berfase campuran (*mixed phase wavelet*) merupakan wavelet yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.



(a) *Wavelet* berfase nol (b) *Wavelet* berfase minimum

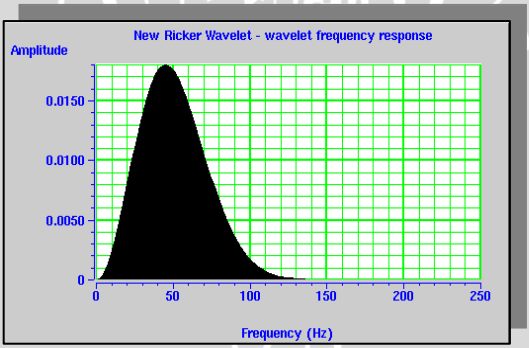


(c) *Wavelet* berfase maksimum (d) *Wavelet* berfase campuran

Gambar 2.8 Jenis-jenis wavelet

Selain itu terdapat jenis wavelet model yang biasanya dipakai dalam proses pembuatan sintetik seismogram yaitu wavelet ricker dan wavelet trapezoid atau *bandpass*.

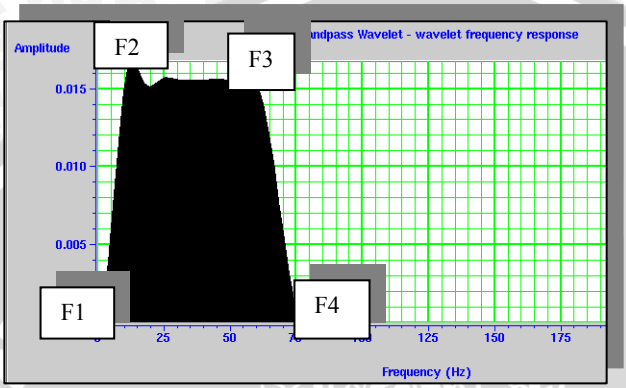
Wavelet ricker merupakan jenis wavelet model dengan fase nol yang menggunakan frekuensi dominan yang dilepaskan ke bumi pada penampang seismik. Frekuensi dominan pada penampang seismik dilihat dari spektrum amplitudo hasil dari ekstraksi wavelet. Pada proses pengikatan seismik dengan sumur *(well seismic tie)*, wavelet model digunakan apabila memiliki nilai koefisien korelasi yang lebih baik dari pada metode wavelet ekstraksi.



Gambar 2.9 Wavelet Ricker

Wavelet trapezoid atau *bandpass* termasuk kedalam wavelet model yang merupakan filter seismik yang digunakan ketika pengolahan data seismik yang berarti frekuensi yang dilepaskan ke bumi. Parameter yang digunakan pada wavelet ini adalah F1 (*low cut*

frequency), F2 (*low pass frequency*), F3 (*high pass frequency*), dan F4 (*high cut frequency*).

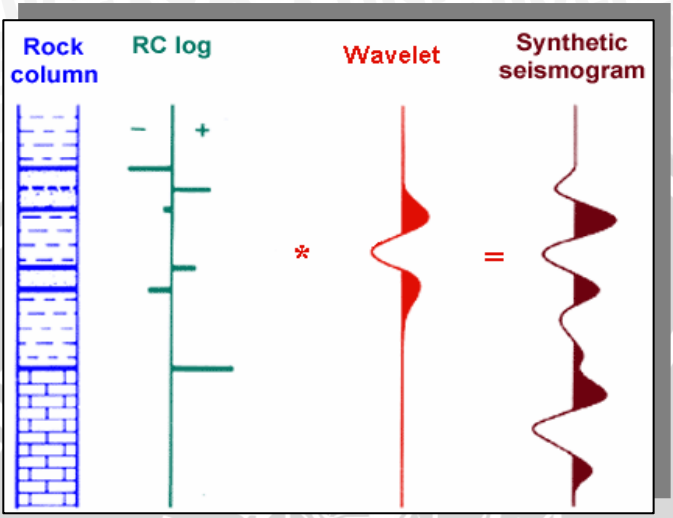


Gambar 2.10 Wavelet trapezoid *(bandpass)* (Russell, 1996).

Frekuensi *low pass* merupakan fekuensi terendah yang dilepaskan. Sedangkan frekuensi *high pass* adalah frekuensi tertinggi yang dilepaskan. Wavelet ini digunakan apabila hasil spektrum amplitudo dari ekstraksi wavelet menunjukkan banyaknya frekuensi dominan yang muncul.

2.10 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah hasil konvolusi antara deret koefisien refleksi dengan suatu wavelet. Koefisien refleksi diperoleh dari perkalian antara kecepatan gelombang seismik dengan densitas batuannya. Sedangkan *wavelet* diperoleh dengan melakukan pengekstrakan pada data seismik dengan atau tanpa menggunakan data sumur atau dengan *wavelet* buatan. Seismogram sintetik sangat penting untuk pengikatan antara data seismik dan data sumur atau yang biasa disebut *Well Seismic Tie*. Seismogram sintetik dibutuhkan untuk menghubungkan kemenerusan lapisan pada data seismik dalam skala waktu dan sebagai gelombang hasil dari pengukuran data sumur (Munadi dan Pasaribu, 1984). Identifikasi permukaan atau dasar lapisan formasi pada penampang seismik memungkinkan untuk ditelusuri kekontinyuannya pada arah lateral dengan memanfaatkan data seismik.



Gambar 2.11 Konvolusi deret koefisien refleksi dengan *wavelet* untuk membuat seismogram sintetik

2.11 Porositas

Porositas suatu medium adalah perbandingan volume rongga-rongga pori terhadap volume total seluruh batuan yang dinyatakan dalam persen. Suatu batuan dikatakan mempunyai porositas efektif apabila bagian rongga-rongga dalam batuan saling berhubungan dan biasanya lebih kecil dari rongga pori-pori total. Ada 2 jenis porositas yang dikenal dalam teknik reservoar, yaitu porositas absolut dan porositas efektif.

Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total batuan
terhadap volume total batuan. Secara matematis dapat dituliskan sebagai persamaan berikut :

$$\text{Porositas } (\phi) = \frac{\text{(Volume pori-pori)}}{\text{(Volume total batuan)}} \times 100\%$$

Sedangkan porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis dituliskan sebagai :

$$\text{Porositas efektif } (\phi_e) = \frac{\text{(Volume pori-pori berhubungan)}}{\text{(volume total batuan)}} \times 100\%$$

Pada dasarnya perbedaan dari kedua jenis porositas tersebut hanyalah untuk mempermudah dalam pengidentifikasi jenis porositas.

Menurut Koesoemadinata (1978), penentuan kualitas baik tidaknya nilai porositas dari suatu reservoar adalah seperti yang terlihat pada tabel 3.1.

Tabel 2.3. Skala penentuan kualitas baik tidaknya nilai porositas batuan suatu reservoar

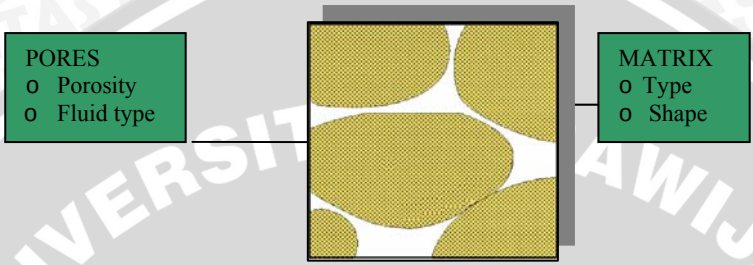
Harga Porositas	Skala
0 – 5 %	diabaikan *(negligible)*
5 – 10 %	buruk *(poor)*
10 – 15 %	cukup *(fair)*
15 – 20 %	baik *(good)*
20 – 25 %	sangat baik *(very good)*
> 25 %	istimewa *(excellent)*

Nilai atau harga porositas batuan biasanya diperoleh dari hasil perhitungan data log sumur, yaitu dari data log densitas, log neutron, dan log kecepatan. Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan diatasnya. Harga porositas juga akan mempengaruhi kecepatan gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya. Faktor-faktor utama yang mempengaruhi nilai porositas adalah:

a. Butiran dan karakter geometris (susunan, bentuk, ukuran dan distribusi)
b. Proses diagenesis, kandungan semen.

c. Kedalaman dan tekanan.

Susunan porositas dan matrik dalam suatu batuan dapat ditunjukkan pada gambar berikut ini.



Gambar 2.12 Porositas dan matrik suatu batuan (Fransisca, 2005).

2.12 Data Log

Log adalah suatu grafik kedalaman (bisa juga waktu), dari suatu data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan didalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Parameter log yang biasanya digunakan dalam evaluasi formasi pada sumur ada tiga yaitu:

a. log untuk mengukur zona permeabel
b. log untuk mengukur resistivitas
c. log untuk mengukur porositas

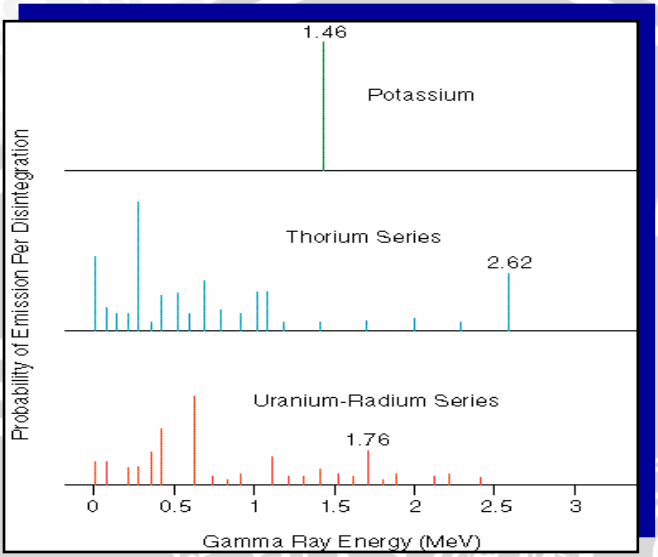
2.12.1 Log Untuk Mengukur Zona Permeabel

2.12.1.1 Log GR (*Gamma Ray*)

Untuk mengukur radioaktifitas alami suatu formasi menggunakan log Gamma Ray. Emisi Gamma Ray dihasilkan radioaktif yang ditemukan pada kerak bumi yaitu Potassium (K), Uranium (U), dan Thoirum (Th). Gamma Ray diterapkan sebagai referensi utama untuk semua proses logging untuk korelasi sumur satu ke sumur lainnya karena suatu alat yang baik untuk mendeteksi lithologi atau jenis batuan dan dapat menentukan antara zona permeabel dan zona non permeabel.

Pemancaran yang terus menerus terdiri dari semburan pendek tenaga tinggi sinar gamma yang mampu menembus batuan

dan dapat dideteksi oleh detektor dan biasanya memakai jenis detektor *scintillation* (Harsono, 1997).



Gambar 2.13 Tiga unsur radioaktif utama yang umum dijumpai pada batuan (Harsono, 1997)

Log gamma ray dalam proses evaluasi formasi digunakan untuk :

a. Menentukan volume lempung.

   Log GR dapat digunakan untuk menentukan kandungan lempung dari suatu formasi. Hal ini didasarkan pada kenyataan bahwa uranium, thorium dan potassium sebagian besar terkonsentrasi dalam mineral lempung.

b. Identifikasi litologi.

   Formasi yang berlitologikan seperti batupasir yang mempunyai radioaktivitas kecil dan menunjukkan defleksi ke kiri. Formasi lempung yang kedap air mempunyai sifat radioaktivitas tinggi dan kurva lognya ke arah kanan.

c. Korelasi antar sumur

   Log GR mempunyai karakteristik respon tertentu terhadap batuan. Log GR sangat efektif untuk mengenali zona permeabel, berdasarkan fakta bahwa elemen-elemen

radioaktif (*U,Th*, dan *K*) cenderung terkonsentrasi pada *shale* impermeabel, dan sedikit terkonsentrasi pada karbonat dan *sandstone* permeabel. Bacaan tertinggi kurva GR diperoleh pada *shale*, yaitu rata-rata 100 *APIU* tetapi dapat juga bervariasi dari 75-150 *APIU*, sedangkan *sandstone* bersih dan dolomite memiliki harga GR relatif rendah, yaitu 20-30 APIU. Bacaan paling rendah sekitar 15-20 *APIU* diperoleh pada *limestone* dan *anhydrite.*

2.12.1.2 Log SP (*Self Potential*)

Prinsip kerja dari log SP adalah mengukur potensial listrik antara suatu formasi dan permukaan.

Penggunaan log SP dan Gamma ray sama yaitu untuk menentukan zona permeabel dan zona nonpermeabel, untuk korelasi sumur satu terhadap sumur lainnya, untuk referensi kedalaman setiap log, untuk menandai batas lapisan, dan sebagai indikasi lempung (*clay*). Log GR dan log SP dikhususkan untuk menentukan lithologi. Batuan *shale* atau lempung menunjukkan nilai simpangan log yang tinggi sedangkan *Sand* menunjukkan nila simpangan yang rendah.

2.12.2 Log Untuk Mengukur Resistifitas

2.12.2.1 Log Induksi

Log induksi adalah log untuk mengukur konduktifitas batuan. Jika konduktifitas batuan tinggi, berarti tehanan jenis batuan tersebut rendah, dan sebaliknya. Log Induksi berfungsi untuk mengukur tahanan jenis atau resistifitas batuan. Penerapan dari log ini untuk menentukan faktor kandungan fluida pada suatu batuan.

2.12.2.2 Log Lateral

Log Lateral mempunyai fungsi utama yaitu untuk mengukur resistifitas batuan. Log ini digunakan jika formasi sangat resistif melebihi 200 ohm m dan lumpur pemboran (*mud*) bersifat konduktif. Prinsip kerja alat ini menggunakan elektroda untuk mengukur resistifitas batuan.

Perbedaan fungsi antara log untuk mengukur lithologi dengan log untuk mengukur resistifitas pada batuan pasir yang mengandung gas, minyak dan air. Log Resistifitas lebih sensitif untuk mengukur kandungan minyak dan gas yang bersifat resistif, dan air yang bersifat konduktif.

2.12.3 Log Untuk Mengukur Porositas

2.12.3.1 Log Densitas

Prinsip kerja dari log Densitas ini adalah sebuah radioaktif yang melepaskan sinar Gamma kedalam suatu batuan, elektron – elektron batuan akan ditumbuk sinar Gamma. Jika kandungan elektron batuan tersebut banyak, maka sinar Gamma yang dihamburkan akan banyak pula, hal ini berarti densitas batuan tersebut tinggi.

Log Densitas digunakan untuk mengukur massa jenis batuan. Dengan log lain seperti log Neutron, log ini dapat digunakan untuk mengukur porositas, lithologi dan jenis kandungan fluida. Log Densitas dapat digunakan untuk membedakan kandungan minyak dan gas (Harsono, 1997).

Aplikasi densitas elektron antara lain untuk:

a. Menentukan porositas.
   Log ini dapat mengukur porositas total suatu formasi, baik porositas primer maupun sekunder.
b. Identifikasi litologi
   Litologi dapat diidentifikasi dengan penggabungan log densitas, neutron, dan sonik.
c. Identifikasi adanya kandungan gas
   Adanya gas dapat dideteksi dengan gabungan log densitas dengan log neutron. Adanya separasi positif (porositas densitas > porositas netron) yang lebar antara log densitas dan neutron menunjukkan adanya kandungan gas.
d. Mendeterminasi densitas dari hidrokarbon.

2.12.3.2 Log Neutron

Prinsip kerja dari log Neutron adalah menggunakan radioaktif alami yang mengemisikan neutron. Jika terdapat banyak kandungan hidrogen dalam suatu batuan, pergerakan neutron menjadi lebih lambat karena karena massa neutron

hampir sama dengan massa hidrogen dibandingkan dengan massa unsur lainnya.

Log Neutron diterapkan untuk menentukan porositas primer suatu batuan. Bersama log lain seperti log Densitas digunakan untuk menentukan lithologi dan jenis kandungan fluida yang mengisi batuan. Perpotongan (*crossover*) antara log Densitas dan log Neutron mengindikasi kandungan fluida seperti contoh gambar dibawah yang mengindikasikan adanya gas kerena nilai resistifitasnya juga tinggi.

2.12.3.3 Log Sonik

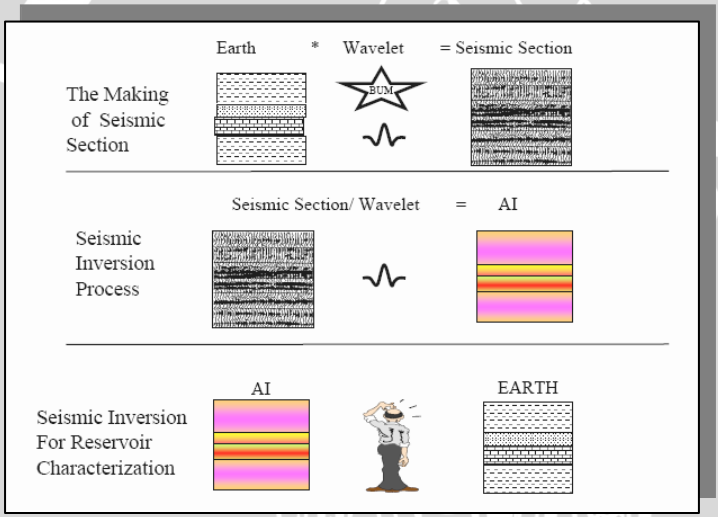
Prinsip kerja dari log sonik menggunakan gelombang mekanik yang melewati bawah permukaan yaitu gelombang P dan Gelombang S. Log sonik digunakan untuk menghitung porositas batuan, menentukan koefisien refleksi, dan mendeskripsikan lithologi. Berbeda dengan kecepatan gelombang S (Vs atau 1/DTSM), kecepatan gelombang P (Vp, 1/DT) akan menjadi lambat ketika melewati batuan yang mengandung fluida, terutama gas. Porositas yang didapat dari indikasi kelambatan log sonik (*Sonic log slownees*).

2.12.4 Interpretasi data Log

Interpretasi *logging* dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif. Secara kualitatif adalah dengan menganalisa kurva log untuk dipilih dan ditentukan lapisan batuan sebagai lapisan prospek dan jenis kandungan pada lapisan serta lingkungan pengendapan. Secara kuantitatif adalah dengan menentukan harga parameter batuan sebagai petunjuk dalam menentukan jenis kandungan lapisan prospek tersebut. Parameter batuan yang digunakan untuk menentukan kandungan lapisan adalah saturasi air formasi, porositas batuan, densitas matriks batuan, faktor formasi, saturasi di sekitar lubang bor, saturasi hidrokarbon, banyaknya volume *clay* dalam batuan dan sebagainya.

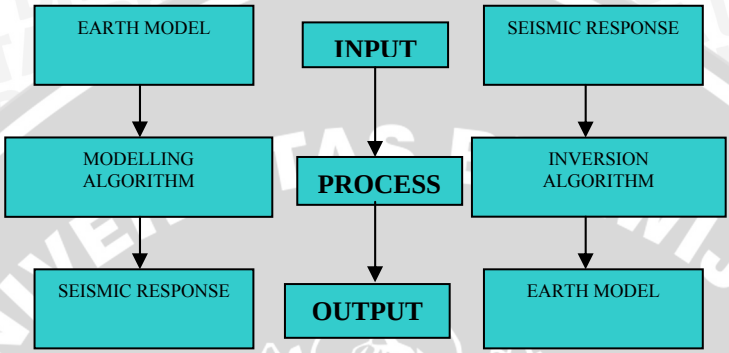
2.13 Konsep Dasar Seismik Inversi

Menurut Sukmono (2001), metode seismik inversi merupakan suatu teknik untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai data masukan dan data sumur sebagai kontrol. Berdasarkan definisi tersebut maka teknik inversi dapat dianggap sebagai kebalikan dari teknik pemodelan ke depan dimana dihasilkan penampang seismik sintetik berdasarkan model bumi. Pada metode seismik inversi penampang seismik dikonversi kedalam bentuk impedansi akustik yang merepresentasikan sifat fisis batuan sehingga lebih mudah untuk diinterpretasi menjadi parameter-parameter petrofisik misalnya untuk menentukan ketebalan, porositas dan penyebarannya.



Gambar 2.14 Diagram konsep dasar seismik inversi

Berikut ini adalah diagram perbandingan antara teknik inversi dan teknik pemodelan kedepan:

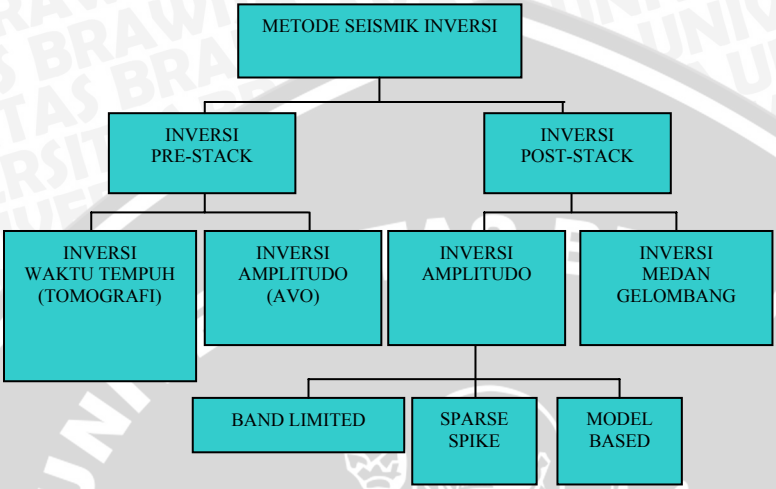


Gambar 2.15 Diagram alir pemodelan kedepan dan inversi

Metode inversi seismik dikembangkan untuk membantu interpretasi seismik berdasarkan pada prioritas data masukan (pre stack analysis atau post stack analysis), efisiensi biaya dan waktu, obyek fisis yang dianalisis, mutu tampilan akhir serta keakuratannya dalam memetakan struktur bawah tanah. Metode inversi seismik terbagi atas inversi *prestack* dan inversi *poststack.* Inversi *prestack* terdiri atas inversi amplitude (*AVO = Amplitude Versus Offset*) dan inversi waktu jalar (*traveltime*) atau tomografi. AVO merupakan metode inversi yang digunakan untuk menentukan parameter elastisitas dari amplitudo refleksi hasil pengukuran sebagai fungsi *offset* (sudut datang), sedangkan inversi tomografi adalah inversi untuk menentukan struktur bumi dari sejumlah waktu jalar gelombang seismik hasil pengukuran. Inversi *poststack* terdiri atas inversi amplitudo dan inversi medan gelombang. Berdasarkan algoritmanya inversi amplitudo dibedakan menjadi inversi *bandlimited, model based*, dan *sparse spike*.

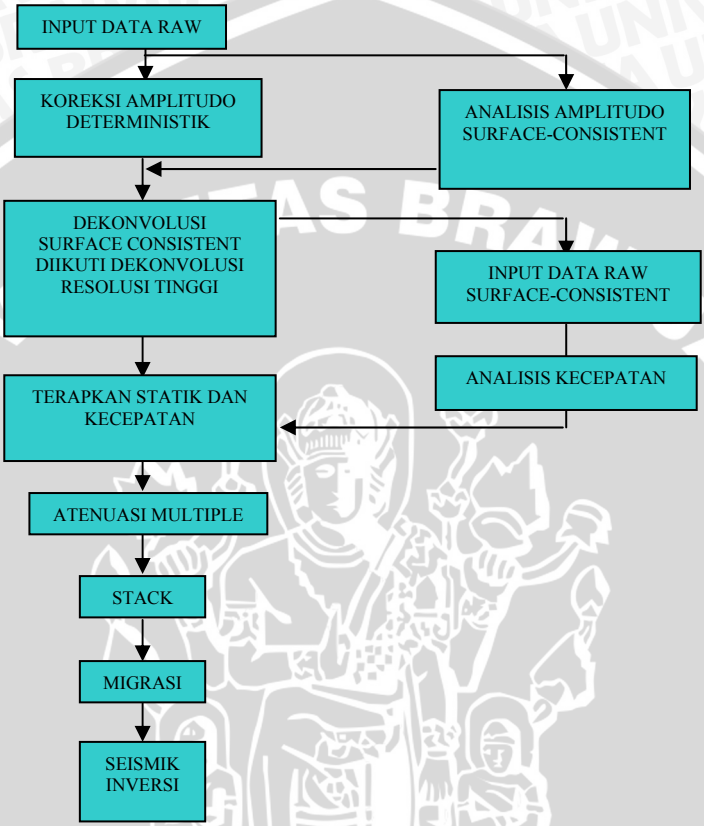
Model awal yang sebelum dilakukan proses inversi adalah model impedansi akustik (IA) yang merupakan perkalian antara kecepatan (v) gelombang P dari log sonik dengan densitasnya (ρ) dari log densitas.

Berikut ini diagram yang menggambarkan berbagai jenis teknik seismik inversi:



Gambar 2.16 Diagram berbagai jenis model teknik seismik inversi (Sukmono, 1999).

Secara sederhana, diagram teknik seismik inversi yaitu:



Gambar 2.17 Diagram berbagai model teknik seismik inversi secara sederhana

2.13.1 Metode Inversi *Bandlimited*

Metode inversi bandlimited atau rekursif ini menginversi data seismik menggunakan algoritma rekursif klasik yang mengasumsikan trace seismik sebagai suatu deret koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet zero-phase*.

Metode ini merupakan metode yang paling awal yang digunakan dalam metode inversi (Russell 1996) dengan persamaan dasar sebagai berikut:

$$r_i = \frac{\rho_{i+1} V_{i+1} - \rho_i V_i}{\rho_{i+1} V_{i+1} + \rho_i V_i} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \qquad (2.3)$$

dimana r = koefisien refleksi, (ρ= densitas, V=kecepatan gelombang P dan Z = Impedansi Akustik.

Persamaan (2.3) tersebut diturunkan dari persamaan :

$$1 + r_i = \frac{Z_{i+1} + Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} + \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} = \frac{2 Z_{i+1}}{Z_{i+1} + Z_i} \quad \text{dan}$$

$$1 - r_i = \frac{Z_{i+1} + Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} - \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} = \frac{2 Z_i}{Z_{i+1} + Z_i}$$

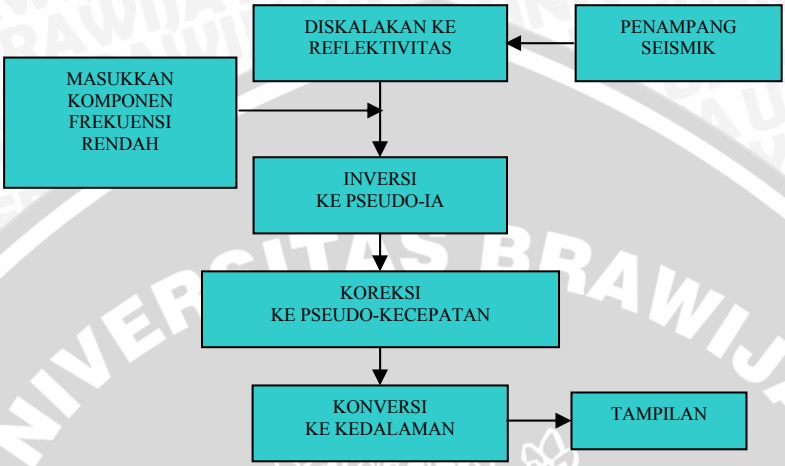
sehingga akan diperoleh persamaan inversi rekursif, yaitu :

$$\frac{Z_{i+1}}{Z_i} = \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \quad \text{atau} \quad Z_{i+1} = Z_i \left[\frac{1 + r_i}{1 - r_i} \right] \qquad (2.4)$$

mulai dari lapisan pertama, impedansi akustik pada lapisan selanjutnya ditentukan secara rekursif dan tergantung nilai impedansi akustik lapisan di atasnya dengan perumusan sebagai berikut:

$$Z_{i+1} = Z_1 * \prod_{j=1}^{i} \left[\frac{1 + r_j}{1 - r_j} \right] \qquad (2.5)$$

Wavelet tidak digunakan dalam proses inversi ini, sehingga impedansi akustik yang dihasilkan lebih *smooth*.

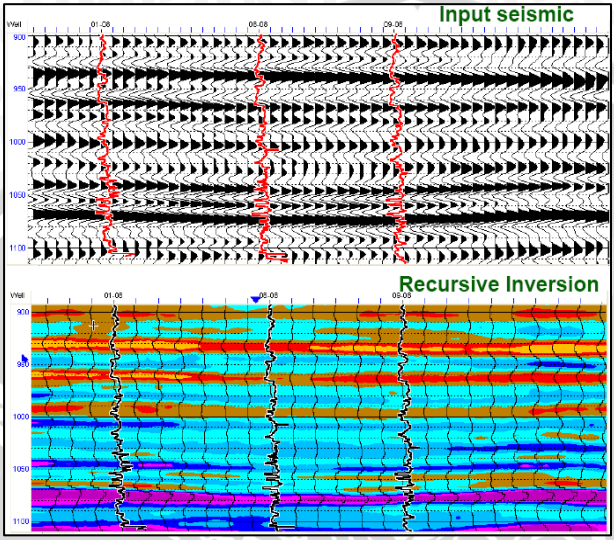


Gambar 2.18 Diagram alir kerja metode seismik inversi rekursif

Kelebihan inversi *Bandlimitid* adalah waktu proses komputasi relatif cepat, menggunakan data seismik sepenuhnya dalam perhitungan, dan hasilnya berupa *wiggle trace* yang mirip dengan data seismik.

Kekurangan dari metode inversi *Bandlimited* yaitu:

a. Noise dianggap sebagai tras seismik dan diikutkan dalam perhitungan sehingga dapat menghasilkan lapisan baru yang semu.
b. Metode ini tidak menggunakan kontrol geologi sehingga hampir identik dengan permodelan ke depan.
c. Kehilangan komponen frekuensi rendah (efek *bandlimited*) dan tinggi mengakibatkan prediksi impedansi akustik kurang baik secara lateral.



Gambar 2.19 Input seismik dan output yang dihasilkan dari Inversi bandlimited (Russel,1996)

2.13.2 Metode Inversi Sparse Spike

Metode inversi *sparse spike* adalah metode inversi dengan mengekstrapolasi spektrum frekuensi di luar batas filter untuk menghindari hilangnya frekuensi rendah. Metode Sparse-spike ini mengasumsikan bahwa reflektivitas yang sebenarnya dapat diasumsikan sebagai seri dari spike-spike besar yang bertumpukan dengan spike-spike yang lebih kecil sebagai *background*. Parameter yang menjadi masukan tambahan pada metoda ini adalah menentukan jumlah maksimum spike yang akan dideteksi pada tiap tras seismik dan *treshold* pendeteksian seismik.

Model dasar trace seismik didefinisikan dengan (Sukmono, 1999) :

$$s(t) = w(t) * Kr(t) + n(t) \qquad (2.6)$$

dengan:

$s(t)$ = tras seismik

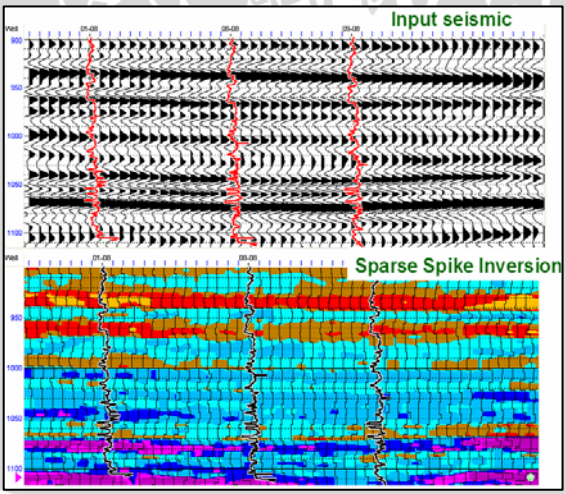
$w(t)$ = wavelet seismik
$KR(t)$ = reflektivitas bumi
$n(t)$ = noise

Persamaan tersebut mengandung tiga variabel yang tidak diketahui sehingga sulit untuk menyelesaikan persamaan tersebut, namun dengan menggunakan asumsi tertentu permasalahan dekonvolusi dapat diselesaikan dengan beberapa teknik dekonvolusi yang dikelompokkan dalam metoda sparse-spike. Metode sparse spike mengasumsikan bentuk tertentu reflektivitas serta memperkirakan wavelet dari asumsi model tersebut.

Teknik yang dilakukan dalam metode *sparse spike* meliputi:

a. Inversi dan dekonvolusi norma L1 (Linear Programing)
b. Inversi dan dekonvolusi Maksimum Likelihood
c. Dekonvolusi Entropi Minimum (MED)

Kelebihan dari inversi ini adalah komponen frekuensi rendah secara matematis telah dimasukkan dalam perhitungan solusi dengan pengontrol ekstra, dapat digunakan sebagai estimasi *full-bandwith* reflektivitas. Kekurangannya adalah impedansi akustik yang dihasilkan berbentuk blok-blok sehingga detail yang terlihat pada inversi rekursif kurang jelas.



Gambar 2.20 Input seismik dan output yang dihasilkan dari Inversi inversi *sparse spike* (Russel, 1996)

2.13.3 Metode Inversi Berdasarkan Model *(Model Based)*

Pada metode ini langkah yang pertama dilakukan adalah membangun model geologi, kemudian model tersebut dibandingkan dengan data seismik, diperbarui secara iteratif sehingga didapatkan kecocokan yang lebih baik dengan data seismik. Semakin banyak iterasinya maka koefisien korelasi antara seismik sintetik dan seismik riilnya semakin besar dan error semakin kecil.

Hasil keluarannya berupa model yang sesuai dengan data masukan. Hubungan antara model dengan data seismik dapat dijelaskan dengan metode Generalized Linear Inversion (GLI). Jika terdapat sebuah data observasi geofisika, metode GLI akan menurunkan model geologi yang paling sesuai dengan data observasi. Secara matematis model dan data observasi dapat dirumuskan sebagai vektor yaitu:

$M = (m_1, m_2, ..., m_k)^T$ = vektor model dengan parameter k

$T = (t_1, t_2, ..., t_n)^M$ = vektor data observasi n

Sehingga diperoleh persamaan:

$$t_i = F(m_1, m_2, ..., m_k), \text{ untuk } i = 1,2,...n \qquad (2.7)$$

GLI menganalisis deviasi kesalahan antara model keluaran dan data observasi, kemudian parameter model diperbaharui untuk menghasilkan keluaran dengan kesalahan sekecil mungkin. Oleh karena itu dapat dilakukan iterasi untuk mendapatkan solusi yang dirumuskan secara matematis sebagai berikut :

$$F(M) = F(M_0) + \frac{\delta F(M_0)}{\delta M} \Delta M \qquad (2.8)$$

dimana M_0 = model awal;

ΔM = perubahan parameter model;

M = model bumi sebenarnya;

$F(M)$ = data observasi;

$F(M_0)$ = nilai terhitung dari model awal;

$\frac{\delta F(M_0)}{\delta M}$ = perubahan nilai yang dihitung

Perbedaan antara observasi dan nilai yang dihitung adalah:

$$\Delta F = F(M) - F(M_0) \qquad (2.9)$$

Persamaan di atas dapat dibuat dalam bentuk persamaan matriks yaitu:

$$\Delta F = \mathrm{A}\Delta(M) \qquad (2.10)$$

dimana A = matriks turunan dengan baris n dan kolom n

Solusi dari persamaan di atas adalah :

$$\Delta M = \mathrm{A}^{-1}\Delta F \qquad (2.11)$$

dimana A^{-1} = merupakan inversi matriks dari A

Untuk memecahkan kasus dimana jumlah data observasi yang lebih banyak daripada parameter model (n > k) digunakan metode least_square yang sering dikenal dengan nama metode Marquart-Levenburg.

Solusi yang diperoleh:

$$\Delta M = \left(\mathrm{A}^T \mathrm{A}\right)^{-1} \mathrm{A}^T \Delta F \qquad (2.12)$$

dengan A^{T}adalah matriks tranpose dari matriks A.

Metode ini membutuhkan suatu model impedansi akustik awal yang biasanya diperoleh dari hasil perkalian antara data log kecepatan dengan data log densitas.

$$IA = \rho V \qquad (2.13)$$

dimana:

IA = Impedansi Akustik (m/s. g/cm^3)

ρ = densitas (g/cm^3)

V = kecepatan (m/s)

Impedansi akustik tersebut kemudian diturunkan untuk memperoleh harga koefisien refleksinya dengan persamaan :

$$KR = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \qquad (2.14)$$

dengan :

KR = koefisien refleksi bernilai -1 sampai +1

IA_1 = harga impedansi akustik pada lapisan ke 1

AI_2 = harga impedansi akustik pada lapisan ke 2

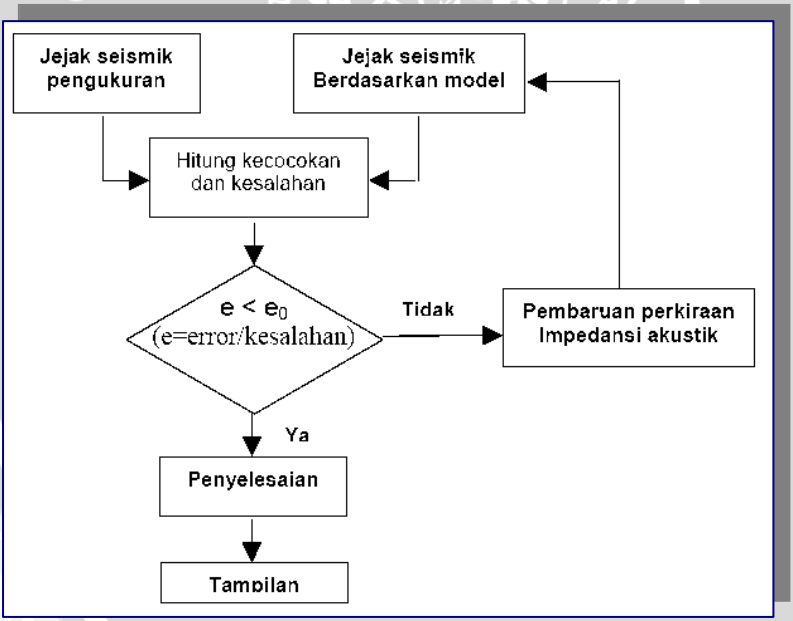
harga koefisien refleksi ini dikonvolusikan dengan *wavelet* untuk mendapatkan seismogram sintetik yang sama dengan jejak seismik berdasarkan harga impedansi model dengan rumusan:

$$s(t) = w(t) * r(t) \qquad (2.15)$$

dengan :

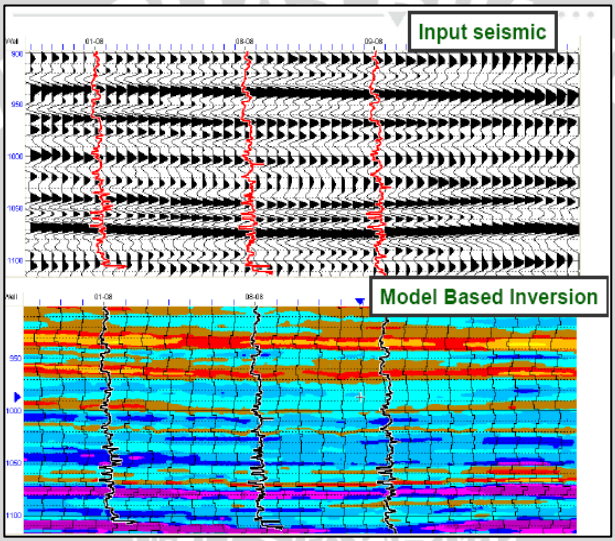
$s(t)$ = seismogram sintetik
$w(t)$ = wavelet
$r(t)$ = deret koefisien refleksi

Hasil seismogram sintetik ini dibandingkan dengan jejak seismik riil secara iteratif dengan mengubah-ubah parameter pada model awal untuk memperoleh korelasi yang bagus antar kedua data ini dengan tingkat kesalahan yang terkecil.



Gambar 2.21 Diagram alur penyelesaian inversi *model based* (Russell, 1996)

Kelebihan metode inversi *model based* adalah hasil yang didapatkan memiliki informasi yang lebih akurat dan jelas karena memasukkan komponen frekuensi rendah (dari data log), dan nilai impedansi akustik yang didapat rata-rata adalah berbentuk *blocky* yang memiliki harga impedansi akustik yang kontras sehingga mempermudah dalam penentuan batas atas (*top*) dan batas bawah (*bottom*) suatu lapisan reservoar.



Gambar 2.22 Input seismik dan output yang dihasilkan dari Inversi berdasarkan model (Russel,1996).

Hasil akhir dari suatu proses inversi data seismik adalah berupa data impedansi akustik yang memiliki informasi lebih lengkap dibandingkan data seismik. Perubahan amplitudo pada data seismik hanyalah mencerminkan suatu bidang batas antar lapisan batuan sehingga bisa dikatakan bahwa data seismik adalah attribut dari suatu bidang batas lapisan batuan. Sedangkan impedansi akustik mencerminkan sifat fisis dari batuan. Secara matematis impedansi akustik batuan adalah hasil perkalian antara harga kecepatan dengan harga densitas suatu batuan. Impedansi akustik merupakan sifat fisis batuan yang dengan mudah dapat langsung dikonversikan menjadi

karakter suatu batuan (reservoar) seperti ketebalan, porositas, maupun fluida pengisi batuan.

BAB III
METODE PENELITIAN

3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

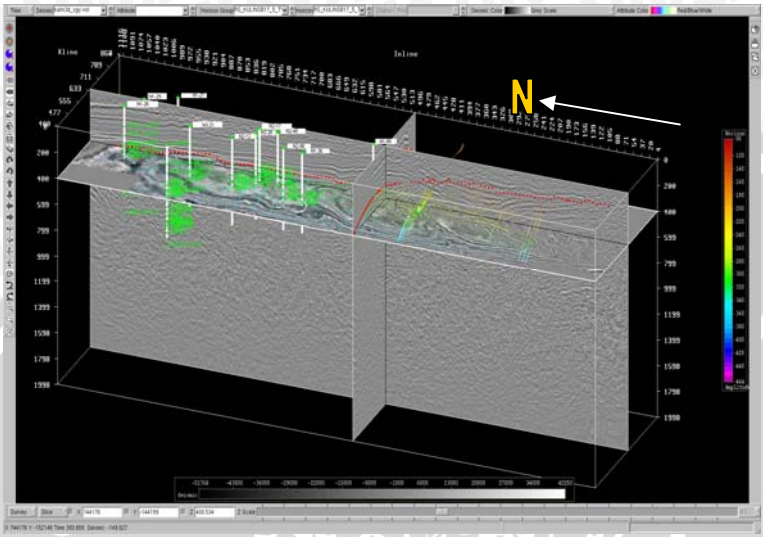
Penelitian ini dilakukan mulai tanggal 1 April 2008 sampai dengan tanggal 3 Juni 2008 bertempat di Departemen Eksplorasi PT. Chevron Pacific Indonesia, Rumbai, Propinsi Riau.

3.2 Data Penelitian

Data penelitian meliputi data-data utama seperti data seismik 3D yang memuat peta dasar (*basemap*) dan data sumur yang digunakan dalam pengolahan. Selain itu digunakan data pendukung lainnya seperti, informasi geologi, stratigrafi dan data *checkshot*. Data seismik dan data sumur digunakan dalam interpretasi seismik untuk menghasilkan horison interpretasi dari zona target yang kemudian dilakukan analisis inversi seismik.

3.2.1 Data Seismik

Data seismik area penelitian adalah data seismik 3D hasil migrasi *post stack* 3D yang telah melalui pengolahan awal meliputi *demultiplex, labeling, editing, true amplitude recovery, muting,* NMO *correction, velocity analysis, refraction static* dan pengolahan akhir seperti *stacking,* dekonvolusi dan migrasi. Data seismik Lapangan "Nafri" meliputi Inline 4 – 1116 dan *crosslinenya 400-868, sampling rate 2* ms dengan polaritas normal dan fase nol (*zerrophase*). Penelitian ini dibatasi pada *inline* 500-1070 dan *crossline* 400-868.



Gambar 3.1 Data seismic dalam tampilan 3D

3.2.2 Data Sumur

Data log sumur pada penelitian ini meliputi: *gamma ray*, densitas, sonic, resistivitas, *caliper*, *porositas* dan *checkshot*) mengukur sifat-sifat fisis dan litologi batuan dari sumur. Data sumur dihasilkan dari rekaman *logging tool* setelah dilakukan pemboran pada Lapangan "Nafri". Data log sumur sebagai penunjang interpretasi data seismik yang ditampilkan dalam bentuk komposit log berisi urutan litologi batuan dan identifikasi atau sifat formasi batuan yang terukur. Berikut ini adalah data log sumur pada lapangan "Nafri" yang digunakan dalam penelitian ini sebanyak 12 Sumur.

Tabel 3.1 Data Sumur pada lapangan “Nafri”

No	SUMUR	No	SUMUR
1	N1- 88	7	N1- 36
2	N2-12	8	N3- 21
3	N2-17	9	N1-1
4	N2- 26	10	N1-25
5	N2- 48	11	N1-26
6	N2- 86	12	N1-27

Penggunaan data log dibatasi untuk beberapa jenis log saja sesuai dengan tujuan yang akan dicapai. Log sonik akan menghasilkan kecepatan formasi batuan dan log densitas digunakan untuk menghitung densitas batuan dalam lubang sumur. Log *caliper* digunakan untuk kontrol jika lubang sumur tergerus (*washed out*) menyebabkan log densitas tidak dapat membaca kecepatan formasi batuan dengan benar sehingga harus dikoreksi. Perkalian antara kecepatan dari log sonik (DT) dan log densitas (RHOB) akan menghasilkan harga impedansi akustik batuan. Perbedaan impedansi akustik antar dua perlapisan batuan akan menghasilkan harga koefisien refleksi (KR) yang menunjukkan adanya kontras litologi.

3.2.3 Data Geologi

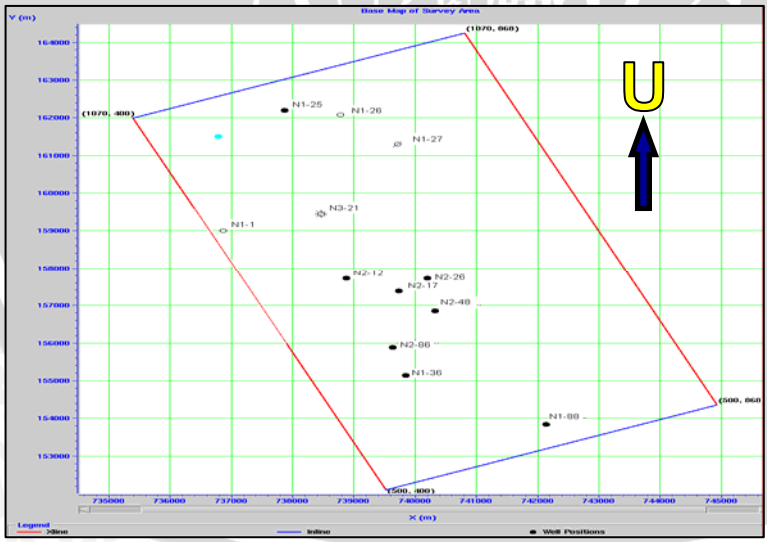
Data geologi meliputi informasi geologi regional, proses terbentuknya tektonik dan stratigrafi dari tiap formasi. Informasi geologi regional dan tektonik memberikan tinjauan umum terhadap sejarah pembentukan cekungan akibat proses-proses alam (tektonik). Proses tektonik ini menyebabkan deformasi seperti sesar, antiklin, subduksi, terbentuknya tinggian dan cekungan atau proses sedimentasi. Informasi stratigrafi memberikan uraian mengenai perlapisan formasi berdasarkan waktu pengendapan, dimana formasi terbawah berumur paling tua dan formasi teratas berumur paling muda. Selain itu,data geologi ini memuat tentang informasi petroleum sistem cekungan sumatera tengah.

3.2.4 Data *Checkshot*

Pada survei *checkshot*, kecepatan diukur dalam lubang bor dengan sumber gelombang di permukaan. Dari data log geologi dapat ditentukan posisi horison yang akan dipetakan. Data *checkshot* menghubungkan antara data waktu dari seismik dengan data kedalaman dari sumur sehingga menghasilkan *time depth curve* yang dapat digunakan untuk pengikatan data seismik dan sumur (*well seismic tie*), terutama koreksi data kecepatan saat pembuatan sintetik seismogram karena terkadang data log sonik memiliki frekuensi yang jauh lebih tinggi dari data seismik.

3.2.5 Peta Dasar (*basemap*)

Peta dasar seismik menggambarkan grid lintasan-lintasan seismik *inline* dan *crossline* area survei seismik 3-D. Peta dasar digunakan untuk mengetahui arah, letak perpotongan dari lintasan seismik memperlihatkan posisi sumur pemboran yang ada pada Lapangan "Nafri" dan digunakan untuk menghasilkan *time structur map* dan peta penyebaran porositas.



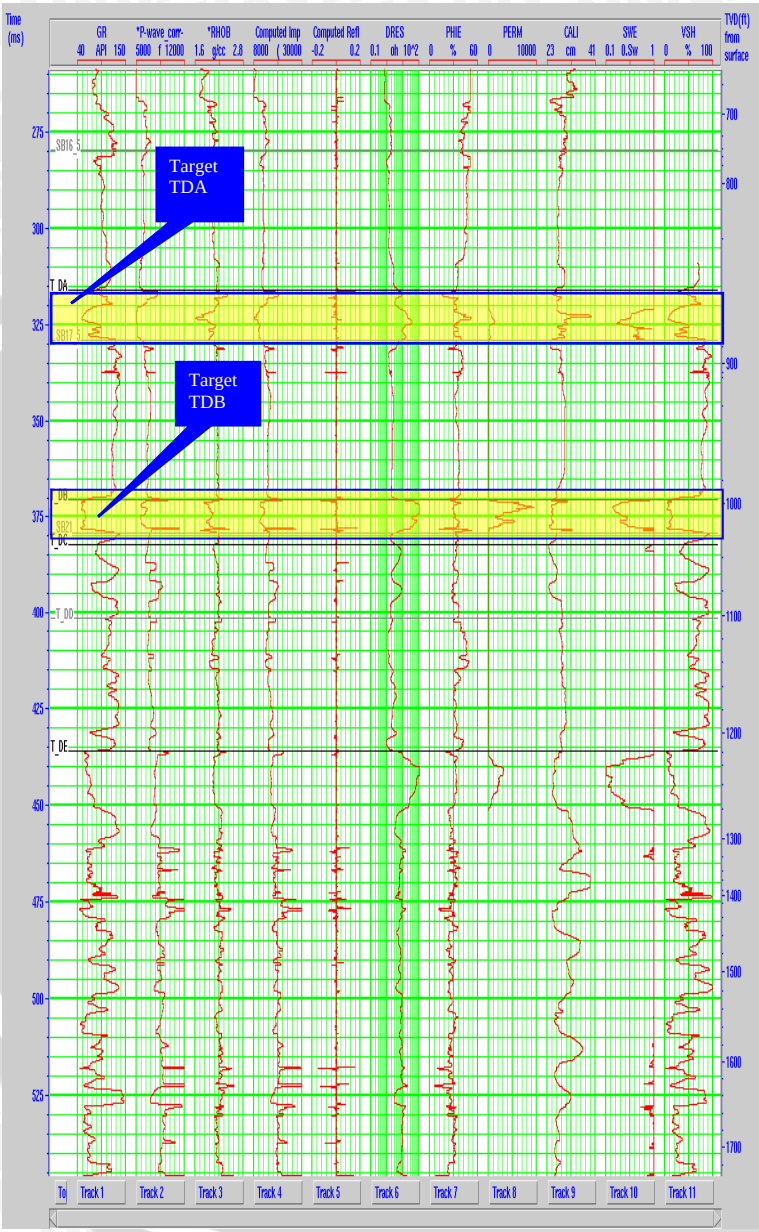
Gambar 3.2 Peta dasar (*basemap*) penelitian

3.3 Pengolahan Data

Software yang digunakan untuk mengolah data-data dalam penelitian ini adalah *Humpson Russell Versi CE8/R2*. penelitian ini menggunakan fasilitas dari software *Humpson Russell yang meliputi Geoview, Elog, Strata dan View3D. Geoview* berfungsi sebagai *database* untuk menyimpan data log yang dapat digunakan pada fasilitas *Humpson Russell* lainnya, *Elog* digunakan untuk mengedit dan menganalisis data log serta digunakan dalam proses *well seismic tie*, sedangkan *strata* digunakan untuk membuat model impedansi dan menginversi data seismik. Selain itu digunakan fasilitas *View3D* untuk menampilkan hasil analisis dalam bentuk 3D.

Interpretasi data yang dilakukan ada 2 yaitu interpretasi pada data seismik dan data geologi (sumur). Interpretasi data seismik meliputi sintetik seismogram dan *well seismic tie*. Sedangkan untuk interpretasi data log dilakukan dengan korelasi yaitu menganalisa log *gamma ray* meliputi penentuan top formasi dan litologi.

Langkah awal yang dilakukan sebelum melakukan pengolahan data, baik data sumur maupun data seismik adalah menentukan daerah target penelitian. Penentuan daerah target dilakukan dengan menganalisis respon log dari data sumur yang telah diberikan seperti (*gamma ray*, sonic, densitas, computed impedance, resistivitas, *caliper*,*permeabilitas*, *porositas*, *saturation water* dan *vshale*) sebagaimana yang terlihat pada gambar 3.3. Target dalam penelitian ini adalah reservoar batupasir Duri A (TDA) dan Duri B (TDB) yang berada pada formasi Duri. Pemetaan porositas batu pasir pada zona ini dipilih karena terdapat indikasi adanya minyak dan gas yang ditunjukkan oleh hasil rekaman data sumur dimana pada zona ini P-Wave menunjukkan nilai yang kecil, densitasnya kecil, porositasnya besar,permeabilitasnya besar dan nilai resistivitasnya besar yang menunjukkan adanya kandungan hidrokarbon.



Gambar 3.3. Data Respon Log sumur N2- 86

3.3.1 Crossplot

Sebelum melakukan pengolahan data seismik terlebih dahulu dilakukanan pengolahan data sumur yaitu mengoreksi dan mengedit data sumur yaitu pada log *sonic* yang menunjukkan adanya noise. langkah selanjutnya yang dilakukan adalah melakukan analisis crossplot antara dua Log.

Adapun crossplot parameter-parameter log yang dilakukan dalam penelitian sebagai berikut:

1. Crossplot antara P-wave *versus* Gamma ray
2. Crossplot t antara Density *versus* Gamma ray
3. Crossplot antara Impedansi gelombang P *versus* Gamma ray

Ketiga hasil crossplot tersebut kemudian dianalisis untuk melihat parameter manakah yang paling baik dalam menggambarkan litologi daerah target. Pada dasarnya prinsip analisis semua crossplot di atas adalah untuk menentukan perbedaaan antara *shale* (batu serpih) dan *sand* (batu pasir).

3.3.2. Pengikatan Data Seimik dan Data Sumur *(Well Seismik Tie)*

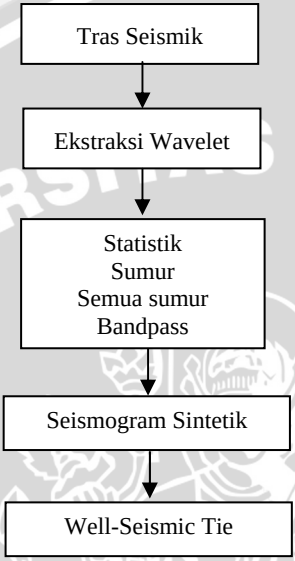
Proses *Well-Seismic tie* yang terpenting adalah mencari wavelet yang terbaik untuk korelasi sumur dan seismik tersebut. Proses ini dilakukan dengan membuat suatu seismogram sintetik yang dihasilkan dari konvolusi antara wavelet dengan deret koefisien refleksi.

Seismogram sintetik (rekaman seismik buatan) dibuat dari data log kecepatan yang sudah dikoreksi *chekshot* dan log densitas. Dari kedua log tersebut dapat diketahui koefisien refleksi yang menggambarkan bidang batas antara dua medium yang berbeda. Seismogram sintetik diperoleh dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan *wavelet*. Dalam pembuatan seismogram sintetik hal yang penting untuk diperhatikan yaitu *wavelet*. *Wavelet* yang digunakan adalah wavelet yang mempunyai korelasi bagus antara *trace* seismik buatan dengan *trace* seismik asli. Proses pembuatan wavelet dapat dilakukan dengan beberapa metode yaitu:

a. statistik, yaitu dengan mengekstraksi wavelet dari *cube* data seismik disekitar zona target.
b. Menggunakan data sumur, wavelet ini diekstraksi disekitar lokasi sumur.

c. membuat wavelet yang mencakup semua sumur
d. membuat wavelet model *bandpass*

Proses ekstraksi wavelet ditunjukkan pada gambar di bawah ini:



Gambar 3.4. Skema proses ekstraksi *wavelet* untuk memperoleh parameter terbaik untuk proses *well seismic tie*

Pada dasarnya proses w*ell seismic tie* adalah mencocokkan antara *trace* seismik sebenarnya dengan *trace* seismik sintetik hasil konvolusi reflektivitas dari data sumur dengan wavelet.

Kesesuaian antara *trace* seismik pada daerah sumur dengan *trace* sintetik dinilai dengan tingkat korelasi yang mempunyai kisaran nilai antara 0 sampai 1, semakin bagus korelasi antara seismik dengan sintetik nilai korelasinya akan semakin mendekati 1.

Window yang dipilih untuk proses *well-seismic tie* ini adalah sekitar 200 - 500 ms. Window ini dipilih karena dianggap mencakup zona target dimana zona targetnya adalah *Sand A* dan *Sand B. Well seismic tie* dilakukan untuk mengikat data sumur yang terdapat pada skala kedalaman dengan data seismik yang berada pada skala waktu

sehingga horison seismik dapat ditempatkan pada posisi kedalaman sebenarnya.

3.3.3 Repicking Horizon

Pada penelitian ini horizon yang dipakai telah disajikan sebagai data. Horizon-horizon yang diberikan meliputi horizon yang membatasi SB17.5 dan SB21. Data horizon tersebut kemudian di-*import* ke *trace* seismik yang telah mempunyai korelasi bagus dengan trace sintetik. Proses selanjutnya adalah melakukan penarikan atau penelusuran ulang *(repicking)* terhadap horizon yang telah diberikan ke posisi yang tepat yaitu *peak* refleksi pada tiap-tiap *top* formasi. Penelusuran ulang horizon ini akan digunakan untuk membatasi nilai pada saat pemodelan reflektivitas gelombang P dalam analisis inversi.

3.3.4 Pembuatan Model Awal

Berdasarkan *wavelet* yang telah diekstraksi pada langkah selanjutnya dilakukan pembuatan model awal. Terdapat beberapa faktor yang mempengaruhi kualitas model awal (*initial model*), faktor yang paling penting adalah kualitas pengikatan data seismik ke data sumur *(well seismic tie)* dan *picking* horizon.

Data sumur digunakan sebagai acuan nilai impedansi, sedangkan horizon digunakan sebagai panduan dalam melakukan interpolasi nilai impedansi gelombang P. Model awal dalam proses inversi ini digunakan untuk mengontrol hasil inversi.

3.3.5 Proses Seismik Inversi

Model inisial /model awal akan diterapkan untuk proses inversi. Software Hampson Russel CE8/R2 terdapat pilihan metode inversi yang meliputi metode *Modelbased, Bandlimited dan Sparse Spike.* Sebelum melakukan proses inversi, terlebih dahulu dilakukan proses analisis inversi (*inversion analysis*) dari ketiga metode inversi tersebut, tujuannya adalah agar diperoleh parameter inversi yang paling bagus yang memiliki trend impedansi yang hampir sama dengan aslinya begitu juga antara *trace* sintetik dan *trace* seismiknya.

Iterasi merupakan parameter inversi yang digunakan untuk mengetahui kualitas hasil inversi yang dapat di tunjukkan dari

nilai korelasi dan tingkat error. Nilai korelasi dan tingkat error tergantung seberapa besar jumlah iterasi yang diginakan. Semakin besar jumlah iterasi,semakin besar pula nilai korelasi yang diperoleh dan semakin kecil tingkat errornya. Jika nilai korelasi dan nilai errornya sudah mulai konstan maka proses iterasi dihentikan.

Setelah proses inversi, analisis hasil inversi dilakukan untuk melihat kualitas hasil inversi. Analisis ini dengan menggunakan proses QC *(Quality Control)* yang meliputi nilai korelasi dan tras error dari log original dengan log hasil inversi dan juga tras sintetik hasil inversi dengan tras seismik riil.

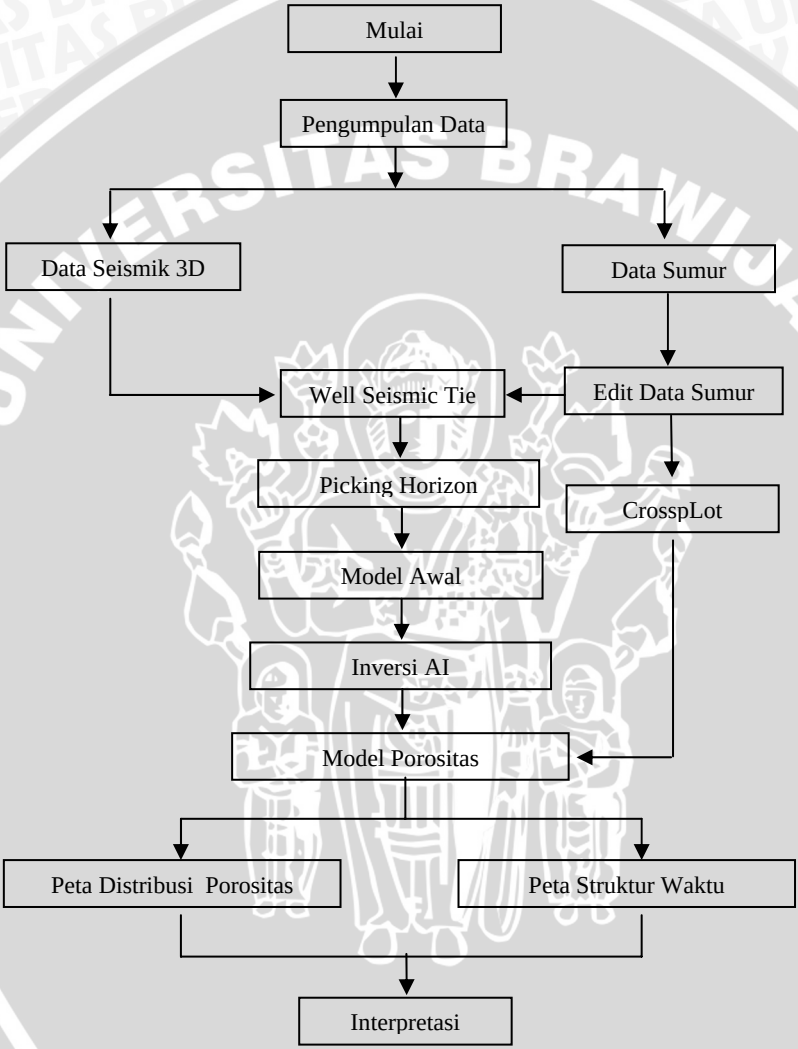
3.3.6 Model Porositas

Model porositas ini diperoleh dari hasil crossplot antara impedansi akustik hasil inversi dengan porositas yang merupakan properti sumur. Hasil crossplot tersebut menghasilkan persamaan linier yang digunakan untuk mendapatkan nilai porositas dalam proses pembuatan model porositas. Model porositas ini merepresentasikan penyebaran porositas reservoar target.

3.3.7 Pembuatan Peta Penyebaran Porositas

Hasil akhir dari penelitian ini adalah peta distribusi porositas reservoar batu pasir dimana target utama dalam penelitian ini adalah pemetaan distribusi porositas reservoar batu pasir TDA dan TDB lapangan “Nafri” (yang berada dalam formasi Duri). Peta distribusi porositas reservoar ini memberikan informasi mengenai penyebaran batu pasir dengan nilai porositas yang dihasilkan dan mendiskripsikan zona-zona yang mempunyai nilai porositas yang bagus.

Adapun diagram alir penelitian ini yaitu:



Gambar 3.5 Diagram alir penelitian

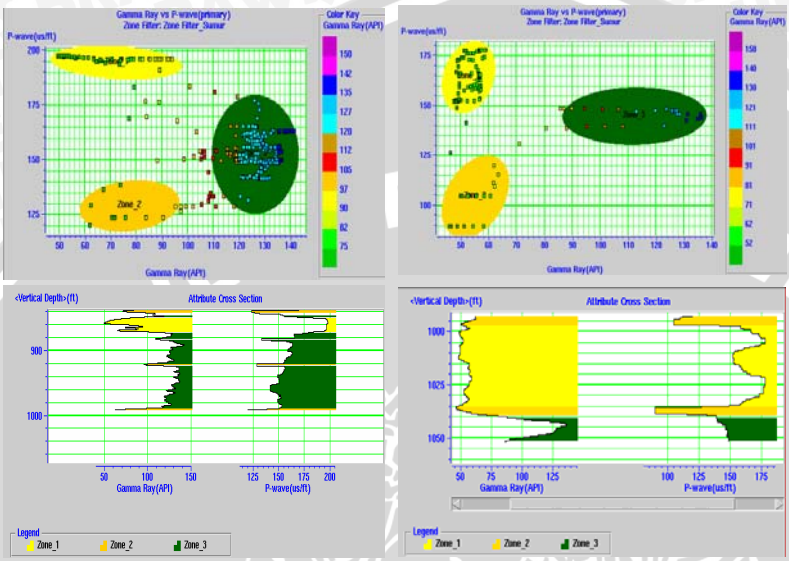
BAB IV
PEMBAHASAN

4.1 Analisis Crossplot

Analisis crossplot dilakukan untuk menentukan properti log yang akan digunakan untuk memisahkan antara reservoar batu pasir A (TDA) dan reservoar batu pasir B (TDB) dengan batu serpih *(shale)* di sekitarnya. Interval marker yang digunakan untuk masing-masing reservoar dalam proses crossplot ini adalah antara top reservoar batu pasir A (TDA) dengan top reservoar batu pasir B (TDB) dan crossplot antara top reservoar batu pasir B (TDB) dengan Top reservoar batu pasir C (TDC). Pada parameter Log yang dicrossplot, pada penelitian ini ditampilkan juga komponen dimensi ketiga sebagai informasi tambahan untuk mendukung hasil interpretasi atau analisis crossplot. Dimensi ketiga yang ditampilkan sebagai color key pada penelitian ini adalah gamma ray, dimensi ini ditampilkan sebagai kategori warna pada plot data antara kedua parameter. Crossplot yang dilakukan pada penelitian ini dengan asumsi bahwa nilai gamma ray yang kecil (<100 API) berkorelasi dengan *sand* dan nilai gamma ray yang besar (>100 API) berkorelasi dengan *shale.* Hal ini disebabkan log gamma ray merekam tingkat radioaktifitas alami/sinar gamma yang dipancarkan oleh unsur radioaktif (Uranium, Thorium dan Potassium) yang terdapat pada batuan dimana unsur radioaktif seperti potassium (K) banyak terkandung pada *shale*. Hasil crossplot selanjutnya dibuat zona-zona kelompok data yang hasil dari zonasi tersebut dapat ditampilkan dalam bentuk *cross-section* atau penampang sumur. Adapun crossplot parameter-parameter log yang dilakukan dalam penelitian ini sebagai berikut:

1. Crossplot antara *P-wave versus Gamma ray*
2. Crossplot t antara *Density versus Gamma ray*
3. Crossplot antara *Impedansi gelombang P versus Gamma ray*

Berikut ini adalah contoh hasil crossplot yang diwakili sumur N2-86.



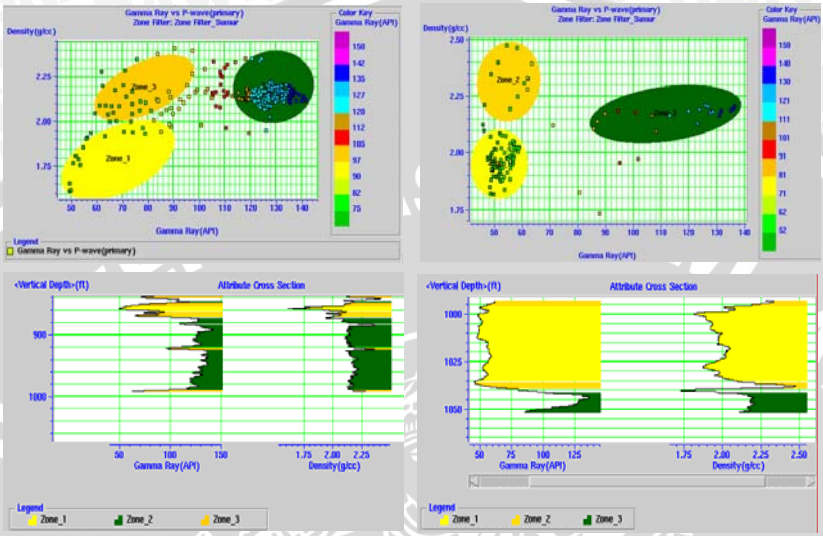
(a) Reservoar A (b) Reservoar B

Gambar 4.1 Crossplot dan Cross section antara *P-wave versus Gamma ray* Sumur N2-86

Hasil crossplot antara *P-wave versus Gamma Ray* pada reservoar A dibagi 3 zona dimana zona berwarna kuning merepresentasikan *sand* (batu pasir) yang porus ditandai oleh nilai P-wave yang rendah dan pada respon gamma ray menunjukkan nilai yang rendah pula, zona berwarna yang berwarna kuning tua merupakan *sand* yang padat ditunjukkan dengan nilai *P-wave* yang rendah dan nilai *Gamma Ray* yang rendah pula. Sedangkan zona berwarna yang berwarna hijau merepresentasikan *shale* (batu serpih) yang ditandai dengan nilai gamma ray yang tinggi yang disebabkan oleh tingginya kandungan material yang bersifat radioaktif.

Hasil crossplot untuk reservoar B juga dibagi dalam 3 zona dimana zona berwarna kuning merupakan *sand* dengan nilai P-wave yang rendah dan gamma ray yang rendah, zona berwarna kuning tua menunjukkan *sand* yang padat dengan nilai P-wave yang tinggi dan nilai gamma ray yang rendah. Sedangkan zona yang berwarna hijau

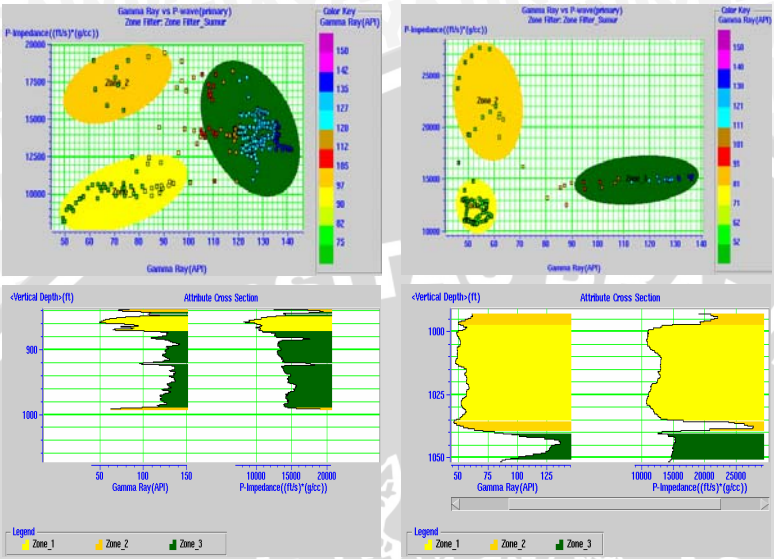
merupakan *shale* yang mempunyai nilai P-wave dan gamma ray yang tinggi.



(a) Reservoar A (b) Reservoar B

Gambar 4.2 Crossplot dan Cross section antara Density *versus* Gamma ray Sumur N2- 86

Selanjutnya, hasil crossplot antara Density *versus* Gamma Ray pada reservoar A dan B, masing-masing menunjukkan karakter yang sama. Pada zona yang berwarna kuning merupakan *sand* porus yang ditunjukkan dengan nilai densitas dan gamma ray yang rendah, zona berwarna kuning tua merupakan *sand* yang padat yang ditunjukkan dengan nilai density yang tinggi dan gamma ray yang rendah, dan zona yang berwarna hijau merepresentasikan *shale* dengan nilai densitas dan gamma ray yang besar.



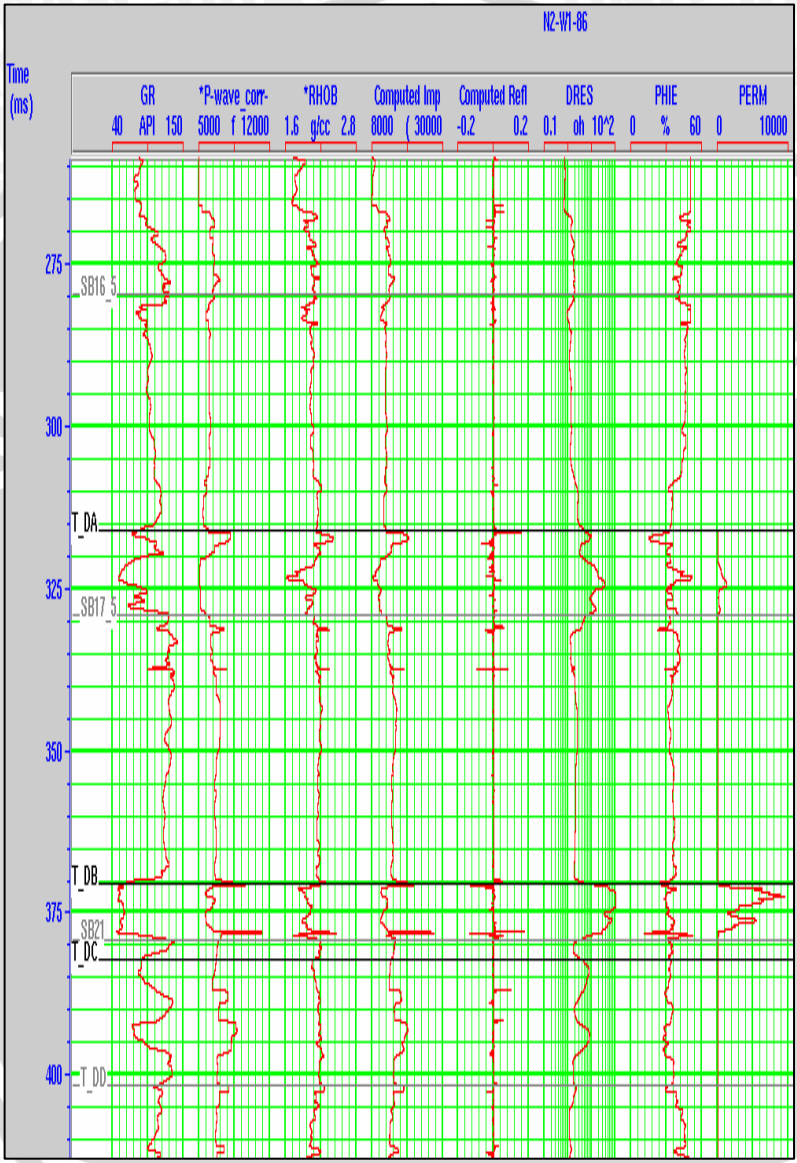
a) Reservoar A (b) Reservoar B

Gambar 4.3 Crossplot dan Cross section Impedansi gelombang P *versus* Gamma ray sumur N2-86

Sedangkan hasil crossplot antara impedansi gelombang P *versus* Gamma Ray pada reservoar A dan B, masing-masing menunjukkan karakter yang sama. Pada zona berwarna kuning merupakan *sand* yang porus dengan nilai Impedansi gelombang P yang rendah, zona berwarna kuning tua merupakan *sand* yang padat yang ditunjukkan dengan nilai Impedansi gelombang P yang tinggi, dan zona yang berwarna hijau merepresentasikan *shale* dengan nilai Impedansi gelombang P dan gamma ray yang besar.

Hasil ketiga analisis crossplot di atas dapat disimpulkan bahwa, crosplot antara parameter log P-Wave *Versus* Gamma Ray, Density *versus* Gamma ray dan Impedansi gelombang P *versus* Gamma ray dapat membedakan *sand* dan *shale*.

Hasil ini sesuai dengan rekaman lognya dibawah ini.

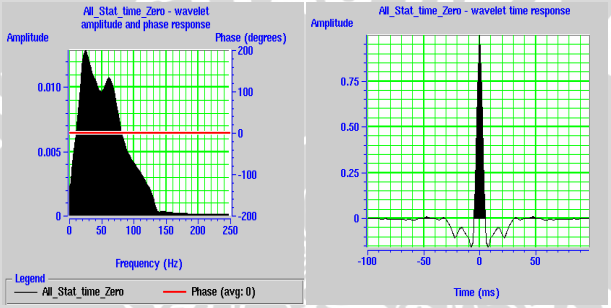


Gambar 4.4 Rekaman data sumur N2-86

4.2 Analisis Pengikatan Data Sumur dengan Data Seismik (*Well Seismic Tie*)

Proses pembuatan wavelet dapat dilakukan dengan beberapa metode yaitu:

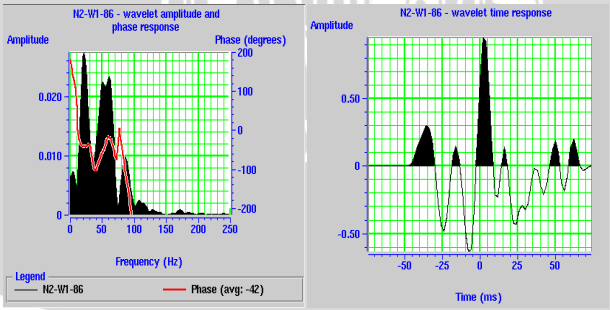
a. *Pertama*, dengan menggunakan cara statistik, yaitu dengan mengekstraksi wavelet dari data seismik disekitar zona target.



Gambar 4.5 Respon fasa dan waktu dari wavelet ekstrasi metode statistik

b. *Kedua*, menggunakan data sumur, dimana wavelet diekstraksi disekitar lokasi sumur.

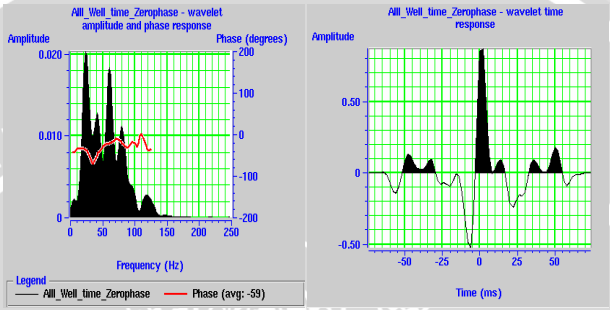
Pada metode kedua ini, wavelet ekstrasi dari sumur yang menunjukkan spektrum waktu maupun fasanya yang tidak stabil.



Gambar 4.6 Respon fasa dan waktu dari wavelet ekstrasi sumur N2-86

c. *Ketiga*, dengan membuat wavelet yang mencakup semua sumur

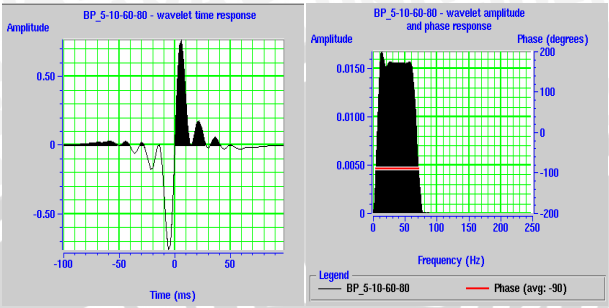
Ekstraksi wavelet dengan menggunakan semua sumur menunjukkan karakter spektrum waktu dan fasanya yang kurang stabil.



Gambar 4.7 Respon fasa dan waktu dari wavelet ekstrasi semua sumur

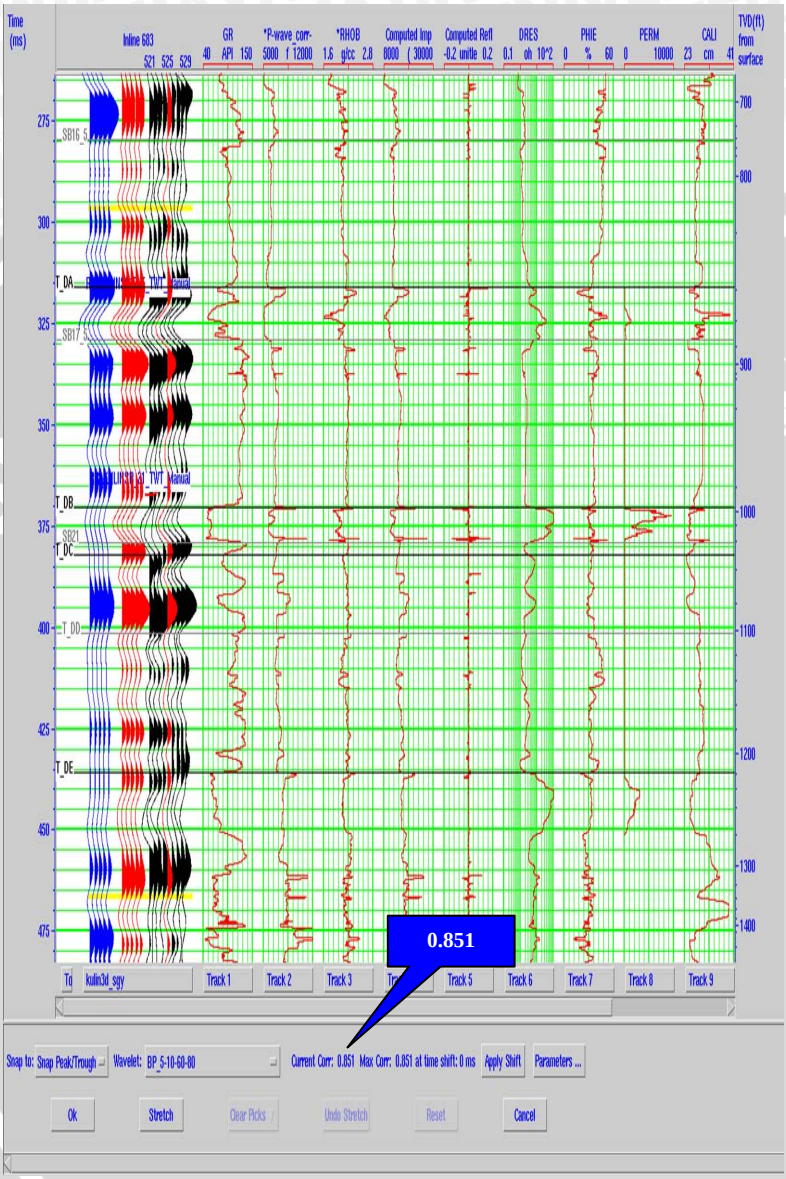
d. Keempat, dengan membuat wavelet *Bandpass.*

Setelah ketiga metode ekstraksi wavelet tidak menunjukkan korelasi yang baik dan karakter spektrum maupun fasanya kurang stabil, maka langkah yang terakhir yaitu membuat wavelet *Bandpass* dengan low cut 5 Hz, low pass 20 Hz, high pass 40 Hz, high cut 80 Hz. Pemilihan frekuensi-frekuensi berdasarkan pola respon fasa dan waktu dari wavelet yang dihasilkan dari sumur-sumur yang ada. Hasil dari pembuatan wavelet *Bandpass* menunjukkan korelasi yang cukup baik dan karakter spektrum waktu dan fasanya stabil, sehingga untuk proses Well seismic tie pada penelitian ini menggunakan wavelet *Bandpass.*



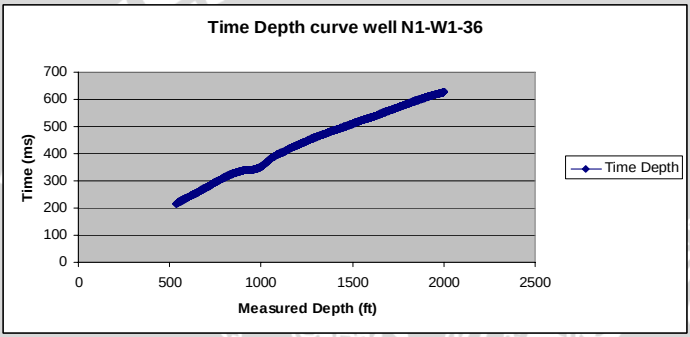
Gambar 4.8 Respon fasa dan waktu dari wavelet *bandpass*

Selanjutnya wavelet bandpass yang telah dihasilkan dikonvolusikan dengan koefisien refleksi dari sumur untuk membuat seismogram sintetik yang akan digunakan pada proses *well seismic tie*. Pada tahapan well seismic tie dilakukan proses *stretch and squeeze* serta *bukshift untuk* mencocokkan *trace* sintetik dan *trace* seismik untuk memperoleh nilai koefisien korelasi yang lebih baik.

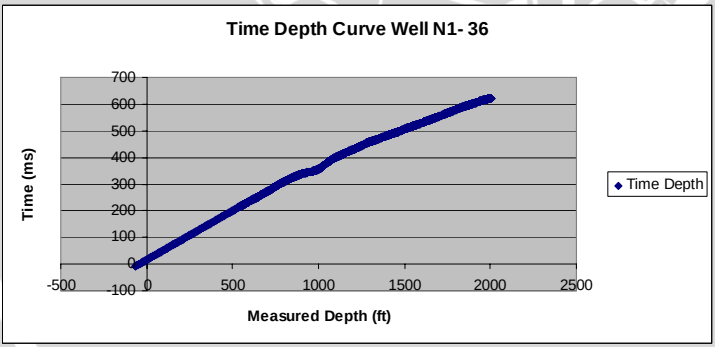


Gambar 4.9 Proses *well seimic tie* dan nilai koefisien korelasi yang didapatkan pada sumur N2 -86

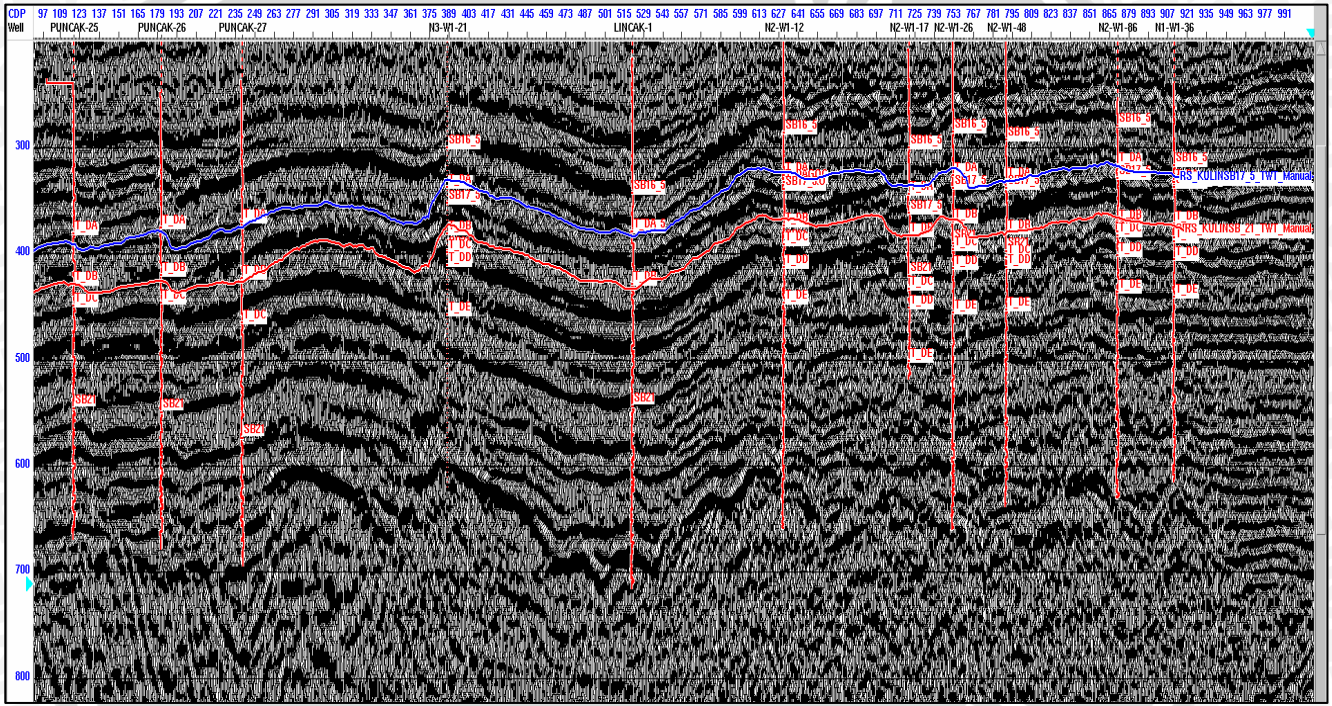
Kontrol dari hasil well seismic tie dapat dilihat dari kurva time depthnya dan traverse dari arbitraryline yang menunjukkan hubungan antara sumur yang satu dengan yang lainnya. Jika kurva time depthnya belum menunjukkan linier yang sempurna maka proses *well seismic tie* perlu dikoreksi lagi sampai diperoleh korelasi yang terbaik dan kurva time depth yang linier. Berikut ini adalah contoh hasil well seismic tie sebelum dan sesudah dilakukan koreksi serta hasil traverse dari arbitrarylinenya. Proses *well seismic tie* untuk sumur lainnya terdapat pada lampiran 2.



Gambar 4.10 Kurva time depth sebelum well seismic tie dikoreksi



Gambar 4.11 Kurva time depth sesudah well seismic tie dikoreksi



Gambar 4.12 Arbitraryline sumur

Hasil pengikatan disajikan dalam tabel korelasi antara seismik dengan sintetik dari semua metode ekstraksi wavelet yang dilakukan yaitu dengan menggunakan setiap sumur, dengan metode statistik, dengan menggunakan semua sumur (12 sumur), dan dengan wavelet *bandpass*.

Tabel 4.1 Nilai koefisien korelasi hasil well seismik tie pada tiap sumur

NAMA SUMUR	Nilai Korelasi Wavelet							
	Statistik	N1-88	N2-12	N2-17	N2-26	N2-48	N286	N1-36
N1-88	0.54	0.68	0.59	0.48	0.50	0.55	0.53	0.28
N2-12	0.36	0.47	0.71	0.55	0.56	0.53	0.53	0.54
N2-17	0.61	0.57	0.58	0.73	0.61	0.50	0.54	0.54
N2-26	0.64	0.41	0.60	0.64	0.77	0.47	0.58	0.43
N2-48	0.61	0.49	0.59	0.63	0.73	0.75	0.65	0.65
N2-86	0.75	0.51	0.65	0.53	0.70	0.68	0.82	0.54
N1-36	0.74	0.50	0.69	0.73	0.78	0.80	0.75	0.80
N3-21	0.63	0.43	0.65	0.54	0.71	0.62	0.60	0.63
N1-1	0.65	0.62	0.64	0.60	0.60	0.48	0.49	0.47
N1-25	0.62	0.63	0.75	0.60	0.45	0.54	0.55	0.43
N1-26	0.55	0.56	0.61	0.45	0.63	0.45	0.53	0.49
N1-27	0.54	0.60	0.53	0.53	0.63	0.59	0.48	0.44
Rata-rata	0.61	0.53	0.63	0.58	0.64	0.58	0.58	0.52

NAMA SUMUR	Nilai Korelasi Wavelet						
	N3-21	N1-1	N1-25	N1-26	N1-27	Semua Sumur	Bandpass
N1-88	0.52	0.43	0.44	0.49	0.58	0.48	0.53
N2-12	0.53	0.49	0.40	0.47	0.43	0.49	0.67
N2-17	0.66	0.62	0.62	0.69	0.70	0.57	0.66
N2-26	0.76	0.59	0.63	0.66	0.71	0.66	0.72
N2-48	0.70	0.59	0.52	0.61	0.61	0.61	0.69
N2-86	0.67	0.67	0.56	0.75	0.66	0.74	0.83

N1-36	0.74	0.74	0.76	0.75	0.73	0.78	0.74
N3-21	0.78	0.68	0.69	0.74	0.70	0.63	0.74
N1-1	0.76	0.72	0.69	0.77	0.78	0.69	0.74
N1-25	0.54	0.40	0.44	0.52	0.47	0.54	0.59
N1-26	0.69	0.58	0.54	0.65	0.59	0.55	0.68
N1-27	0.52	0.52	0.43	0.52	0.66	0.50	0.60
Rata-rata	0.66	0.58	0.56	0.64	0.63	0.60	0.68

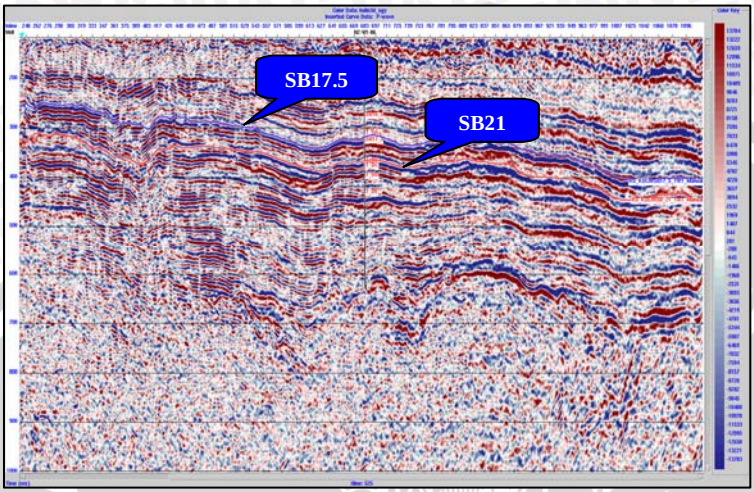
Berdasarkan nilai koefisien korelasi dan respon fasa dan waktu dari beberapa wavelet, maka dipilih wavelet yang dihasilkan oleh *bandpass* dalam proses pembuatan model dan proses inversi seismik karena wavelet ini menghasilkan koefisien korelasinya yang relatif tinggi, respon fasa dan amplitudo yang lebih stabil dibandingkan dengan metode ekstraksi wavelet yang lain. Nilai koefisien korelasi rata-rata untuk *well-seismic tie* yang dihasilkan wavelet bandpass ini sebesar 0,68 atau 68%.

Pemilihan wavelet ini mempengaruhi hasil inversi, sehingga diperlukan wavelet terbaik yang menghasilkan koefisien korelasi yang paling tinggi.

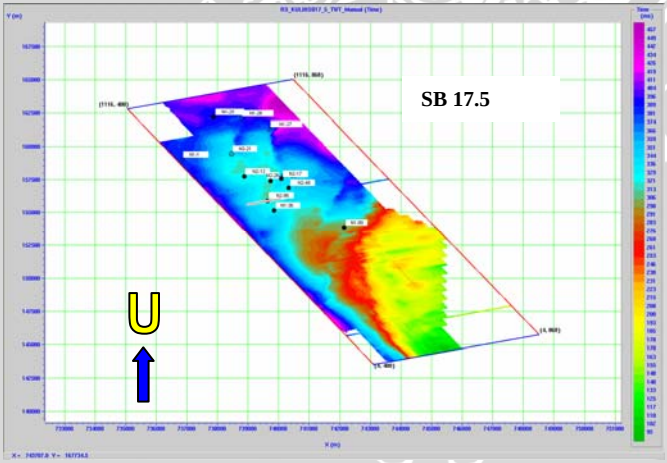
4.3 Repicking Horison

Penelusuran ulang horizon untuk menelusuri jejak seismik ini dan kemenerusan dari reservoar kearah lateral. Hasil picking horison digunakan untuk membatasi nilai pada saat pemodelan reflektivitas gelombang P dalam proses analisis inversi.

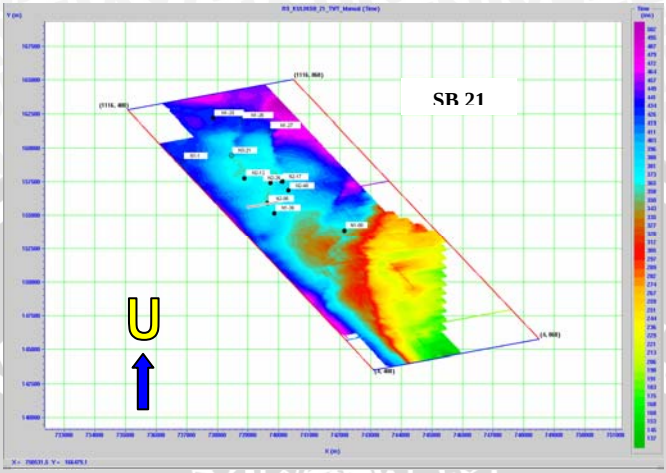
Gambar di bawah ini memperlihatkan hasil *repicking* yang dilakukan di sepanjang lintasan seismik pada data seismik.



Gambar 4.13 Hasil *repicking* horizon pada data seismik



Gambar 4.14 Display horizon SB 17.5

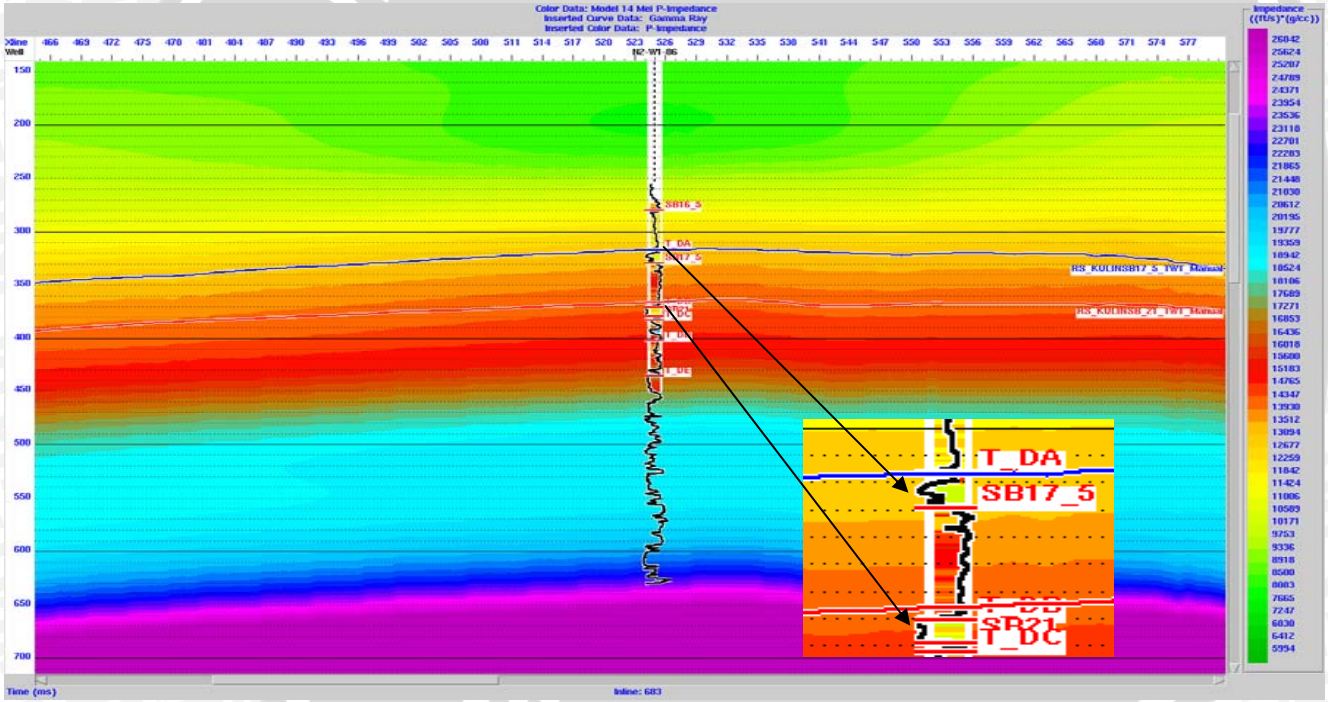


Gambar 4.15 Display horizon SB 21

4.4 Analisis Model Awal

Model awal ini dibuat dengan menggunakan data sumur dan horison. Horizon ini digunakan sebagai panduan dalam ekstrapolasi data sumur tersebut pada volum seismik. Model inisial akan diterapkan untuk semua metode inversi dimana dalam penelitian ini menggunakan metode inversi *bandlimited*/rekursif, inversi *modelbased constraint*, inversi *sparse-spike maximum likelihood.*
Parameter yang menjadi masukan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

Sumur : 12 Sumur
Horizon : horizon SB17.5 dan horizon SB21
Wavelet : wavelet bandpass dengan low cut 5 Hz, low pass 10 Hz, high pass 60 Hz, dan High cut 80 Hz.



Gambar 4.16 Display model awal dengan background pada sumur N2-86

Model awal menunjukkan hasil yang cukup baik dimana ekstrapolasi nilai impedansi akustik mengikuti control dari 12 sumur. Sebelum proses inversi, dilakukan analisis model awal untuk mengontrol hasil inversi yang dilakukan selanjutnya. Sehingga semakin tinggi korelasi tras sintetik dan tras seismic pada model awal, hasil inversi seismik akan semakin baik. Warna orange menunjukkan reservoir *Sand A* dan *Sand B* yang menjadi zona target dalam penelitian.

4.5 Analisis Seismik Inversi

Metode seismik inversi pada dasarnya untuk meningkatkan resolusi data seismik 3D sehingga dapat dilihat dimensi dan delineasi penyebaran reservoir. Pada metode inversi seismik, data jejak seismik refleksi akan diubah menjadi impedansi akustik yang merupakan sifat fisis batuan, sehingga akan lebih mudah untuk diinterpretasikan menjadi parameter-parameter petrofisik reservoar misalnya untuk menghitung ketebalan dan porositas reservoar serta penyebarannya.

Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah inversi *bandlimite*d/rekursif, inversi *modelbased constraint*, inversi *sparse-spike maximum likelihood.* Metode-metode seismik inversi tersebut mempunyai beberapa parameter masukan yang berbeda-beda.

Parameter masukan yang diterapkan pada tiap metode inversi yang dilakukan dianggap merupakan parameter masukan yang terbaik. Berikut penjelasan parameter masukan setiap jenis metode inversi.

4.5.1 Inversi Model Based

Metode inversi modelbased terdiri dari dua metode yaitu metode *constrained* dan *stochastic*. Pada metode constrained, ditentukan sejauhmana perubahan impedansi dari hasil inversi dibanding model inisialnya ditentukan oleh batas atau constrainnya. Sedangkan pada metode stochastic tidak ditentukan sejauhmana perubahan impedansi dari hasil inversi dibanding model inisialnya. Pada penelitian ini, yang dilakukan adalah metode model based constrained dengan parameter sebagai berikut:

- Window : horison SB17.5 (-100) dan horison SB21 (+100)

- Constrained : lower: 25% dan upper 25%

  Constrained dipilih 25 % yang artinya batas bawah dan batas atas dari model inisial bisa berubah sebesar 25% dalam mendapatkan model hasil inversinya.

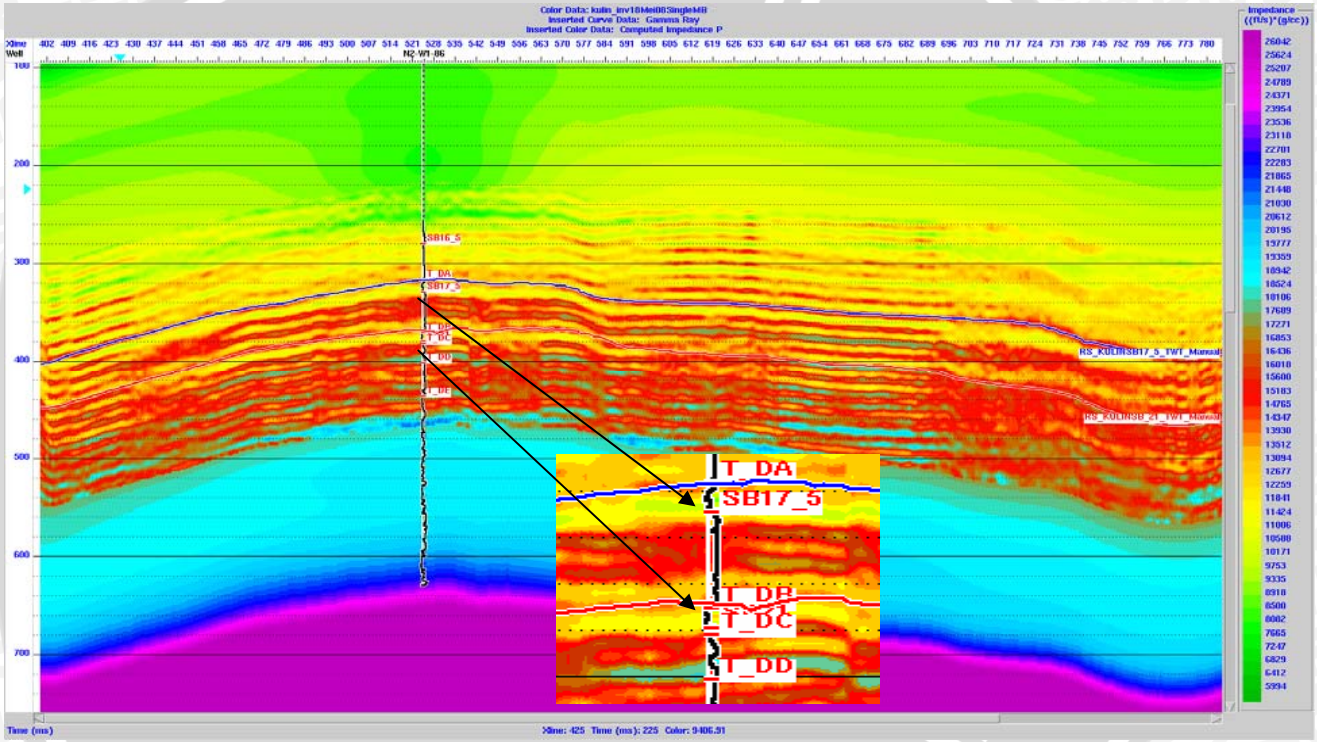
- Prewhitening : 1%

- Average block size : 2 ms

  Average block size yang dipilih adalah 2 ms sesuai dengan sampling dari seismiknya.

- Iterasi : 20

  Iterasi yang dipilih adalah 20 kali iterasi untuk mendapatkan model final. Pada proses iterasi yang terlalu banyak akan memperbesar error dari log hasil inversi dengan log riilnya.



Gambar 4.17 hasil inversi model based pada sumur N2-86

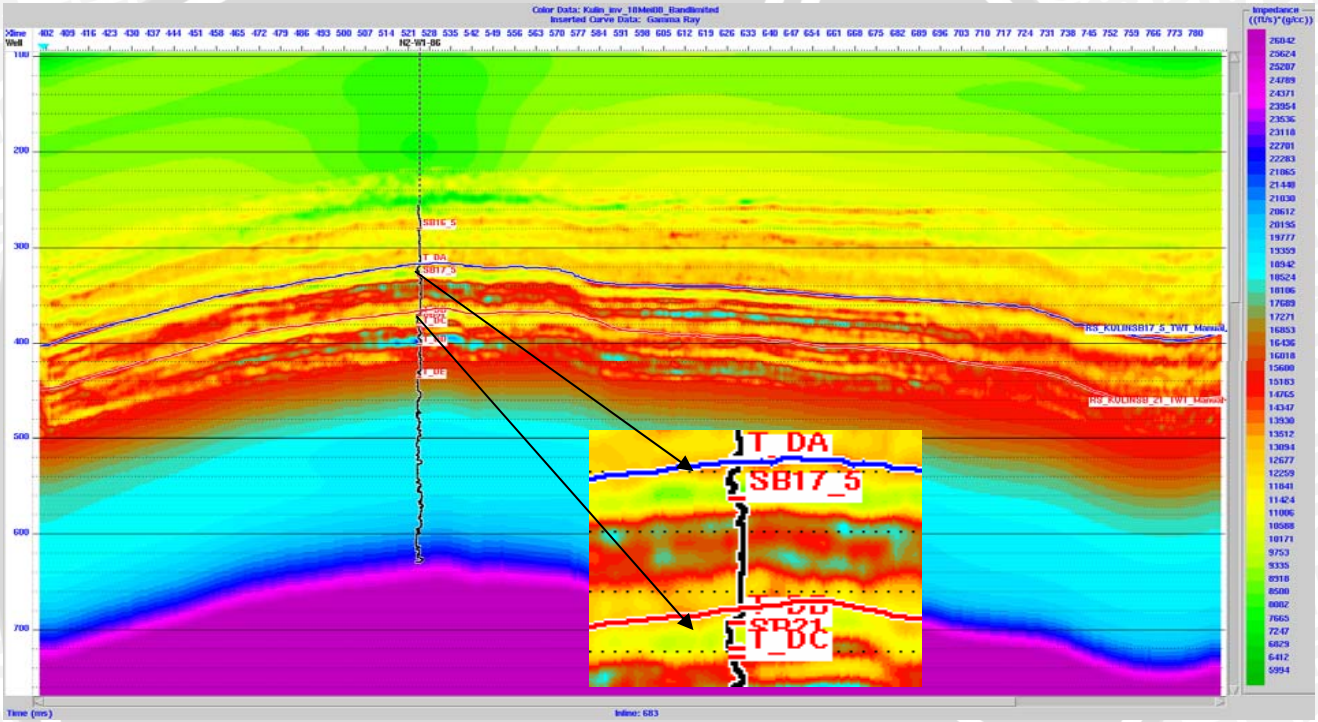
4.5.2 Inversi Bandlimited

Pada proses inversi bandlimited, parameter *high-cut constraint* merupakan parameter masukan yang cukup penting karena parameter ini digunakan untuk mengganti frekuensi rendah yang hilang pada seismik, sehingga dihasilkan hasil inversi AI yang penuh. Semua frekuensi yang bernilai di atas nilai frekuensi masukan akan dihilangkan dari model inisial dan semua frekuensi yang berada di bawah nilai frekuensi akan dihilangkan dari tras seismik yang telah diinversi secara rekursif.

Parameter masukan s untuk metode inversi *bandlimited* yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

- Window : horizon SB17.5 (-100) dan horizon SB21 (+100)
- Maximum constraint frequency : 10 Hz

  Maximum constraint frequency yang dipilih adalah 10 Hz, karena umumnya pada data seismic, nilai frekensi rendah yang hilang adalah di bawah 10 Hz.



Gambar 4.18 Hasil Inversi Bandlimited pada sumur N2-86

4.5.3 Inversi Sparse spike

Metode inversi sparse-spike juga dibagi menjadi dua teknik, yaitu sparse-spike linear dan programming dan sparse-spike maximum likelihood. Inversi sparse-spike sparse-spike linear didasarkan pada algoritma linear programming yang bertujuan untuk memperbaiki model impedansi akustik dengan meminimalkan eror antara tras model dengan tras seismik. Sedangkan inversi sparse-spike maximum likelihood berdasarkan pada algoritma dekonvolusi maximum likelihood. Untuk setiap tras, sekuen reflektivitas diestimasi dengan cara menambahkan koefisien refleksi satu per satu hingga hasil yang optimal diperoleh. Pada penelitian ini dilakukan inversi sparse-spike maximum likelihood dengan parameter sebagai berikut:

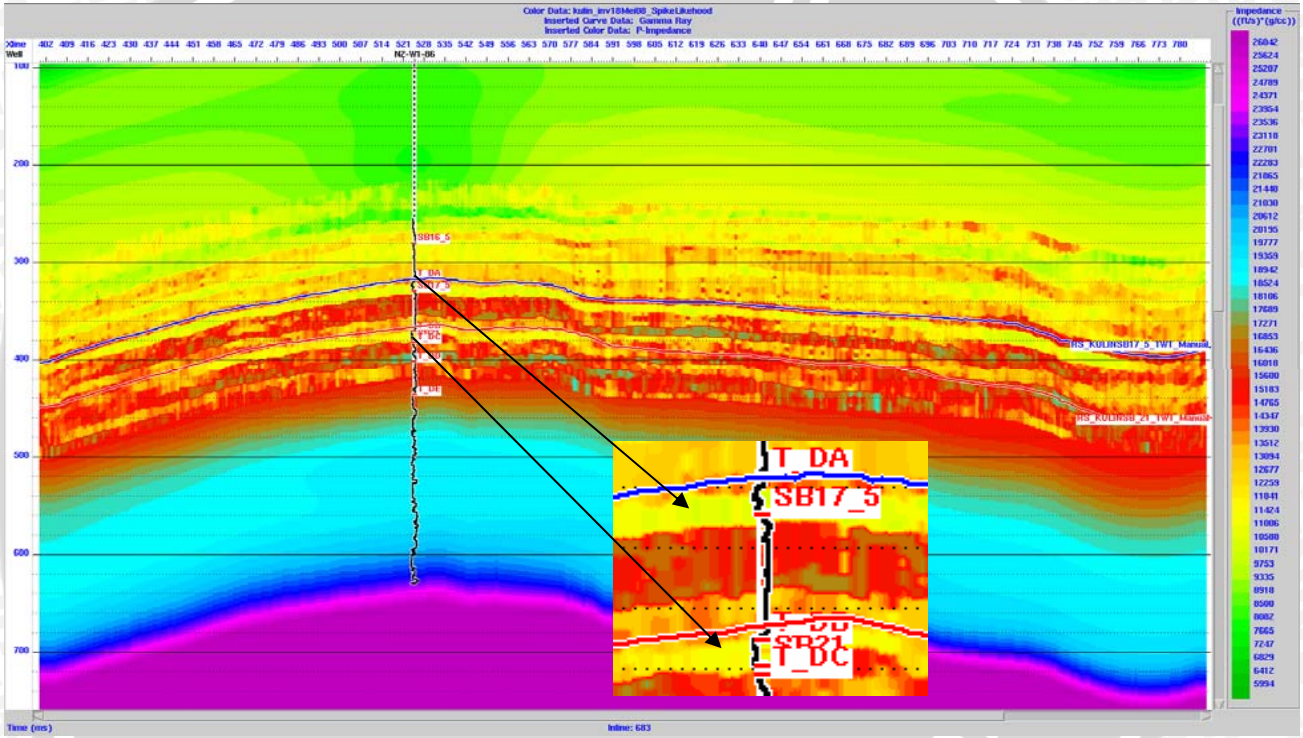
- Window: Horison SB17.5 (-100 ms) dan Horizon SB21 (+100 ms)

- Maximum number of spike : 101
  Parameter maximum number of spike membatasi jumlah spike maksimum pada setiap tras seismic.

- Spike detection threshold : 15%
  Parameter spike detection threshold merupakan pengontrol amplitudo spike. Setiap spike ditambahkan, amplitudo spike tersebut dibandingkan dengan niai rata-rata amplitude spike yang ada. Jika nilai amplitude spike yang baru kurang dari niai rata-rata amplitudo yang telah ditentukan, maka penambahan spike dihentikan.

- Maximum impedance change : lower 25% dan upper 25%
  maksimum impedance change sebesar 25%

- Iterasi : 20



Gambar 4.19 hasil inversi sparse spike maximum likelihood pada sumur N2-86

Hasil dari proses inversi di atas secara keseluruhan menunjukkan bahwa top dan bottom dari zona interest sudah dapat didelineasi dengan cukup baik jika dibandingkan dengan wiggle seismik awal (Lampiran 3).

Berikut ini hasil korelasi antara tras sintetik dan tras seismic dari hasil analisis metode inversi *bandlimite*d/rekursif, inversi *modelbased constraint*, inversi *sparse-spike maximum likelihood.* Analisis model awal dengan metode *bandlimited* tidak ada proses iterasi dimana total korelasinya sebesar 0.92.

Sedangkan pada metode *modelbased constraint* dan inversi *sparse-spike maximum likelihood* terdapat proses iterasi dan jika total korelasi sudah mulai mendekati konstan maka proses iterasi dihentikan dimana pada kedua metode ini korelasi yang konstan ditunjukkan pada saat iterasi ke-20.

Tabel 4.2 Korelasi dari hasil analisis model awal

Jumlah itersi	Total Korelasi Modelbased	Total Korelasi Sparse spike
1	0.79	0.83
5	0.91	0.91
10	0.92	0.92
15	0.92	0.92
20	0.93	0.92

Hasil korelasi dari ketiga metode menunjukkan nilai korelasi yang hampir sama, tetapi metode inversi yang menunjukkan nilai korelasi yang tertinggi adalah metode *modelbased* yaitu 0, 93

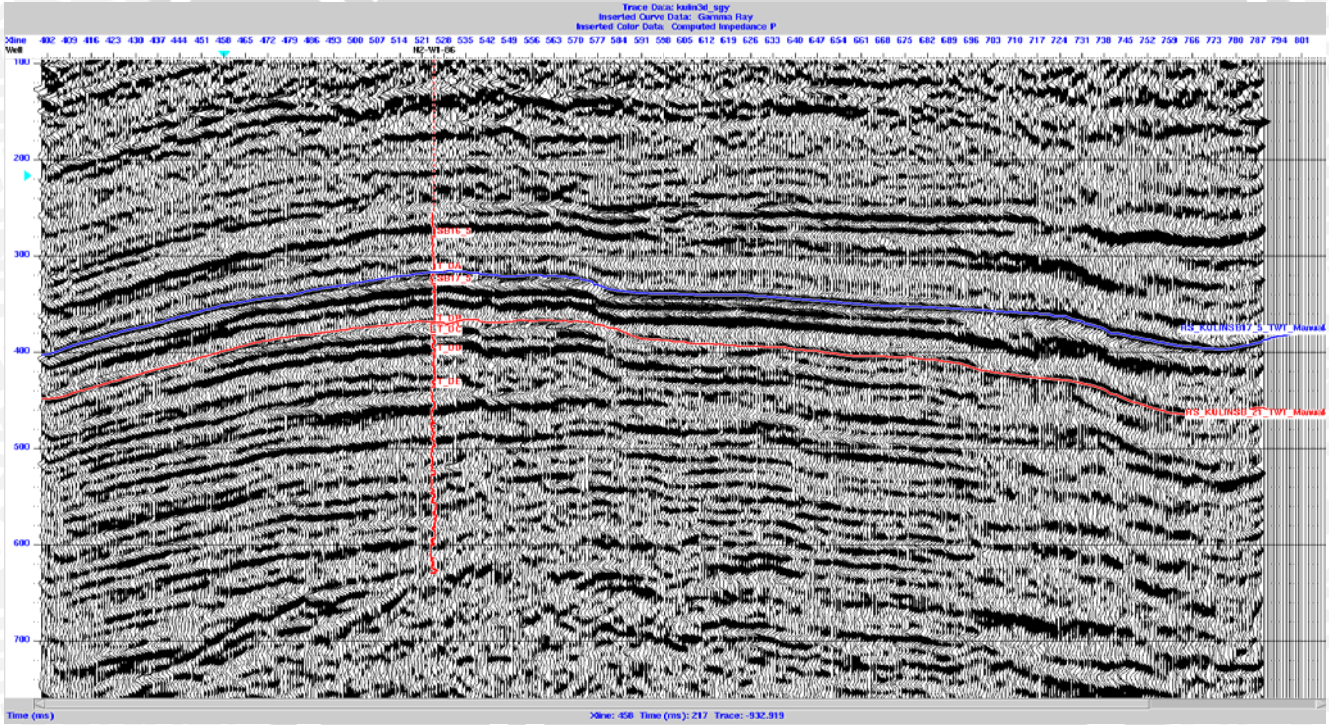
Secara umum, metode inversi *bandlimited* belum menunjukkan hasil akhir yang baik secara lateral maupun vertikal. Walaupun hasil inversi ini sudah dapat memisahkan antara top dan bottom dari zona interest di sekitar data sumur, namun kemenerusan lateralnya kurang baik. Metode yang menunjukkan hasil yang cukup serupa adalah inversi hasil dari metode *modelbased* dan *sparse-spike.*

Pemilihan metode yang paling naik juga dapat dilihat dari tras error sintetiknya. Tras error didapatkan dari hasil pengurangan antara tras sintetik dan tras riil. Tras error idealnya bernilai nol yang

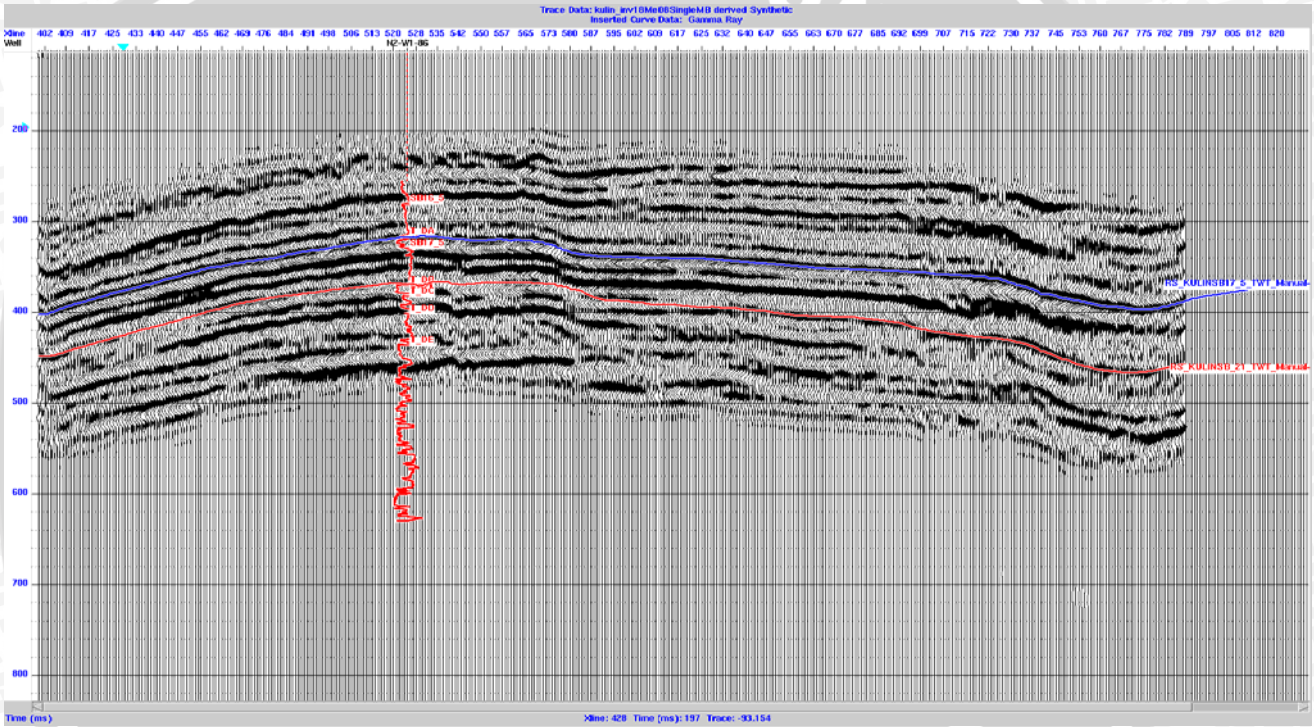
yang menunjukkan bahwa sintetik model dan data riil seismik adalah sama. Namun, karena nilai ideal tersebut sulit didapatkan, maka dicari hasil inversi yang akan mendapatkan nilai tras error yang mendekati nol.

Hasil tras sintetik pada metode inversi *modelbased* menunjukkan lebih kontinyu kearah lateral dibandingkan dengan metode inversi *Sparse spike*.

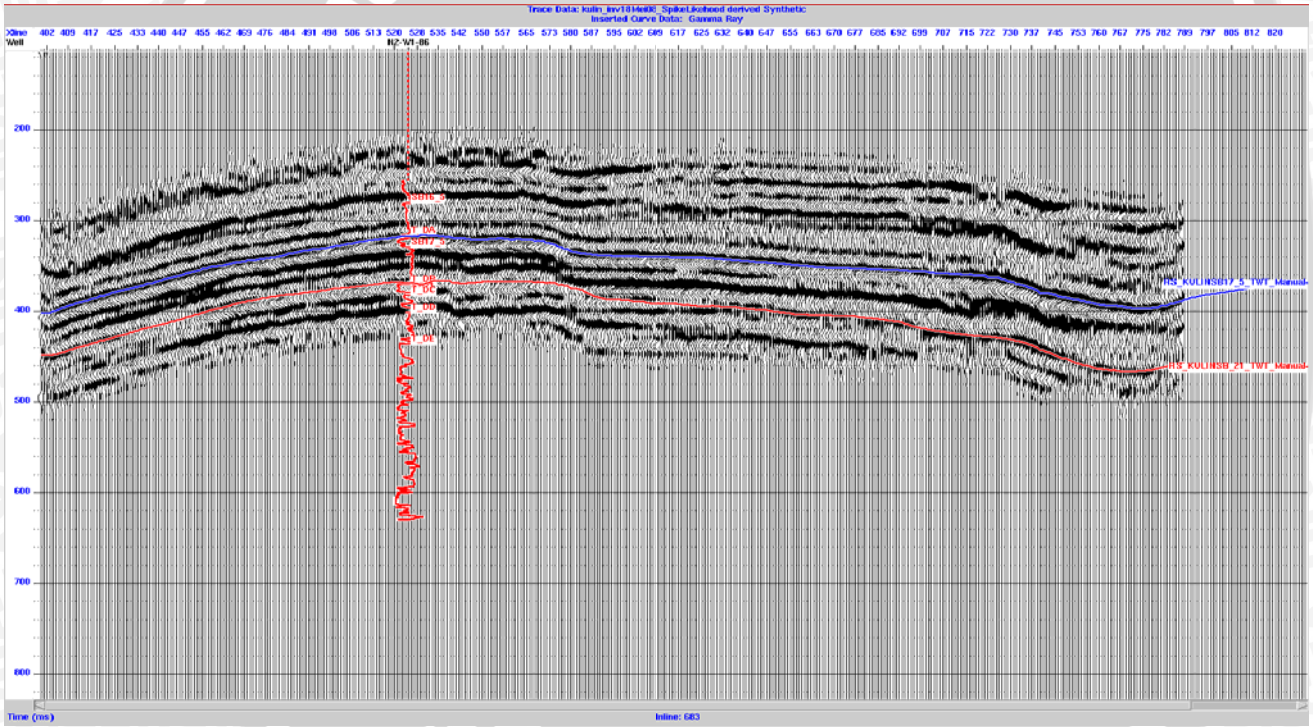
Berikut ini adalah perbandingan antara tras sintetik dan tras error sintetik antara metode inversi *modelbased* dan inversi *sparse spike*. Display tras error sintetik yang dihasilkan oleh *inversi metode modelbased* menunjukkan nilai yang relatif lebih kecil daripada tras eror sintetik yang dihasilkan oleh metode sparse spike.



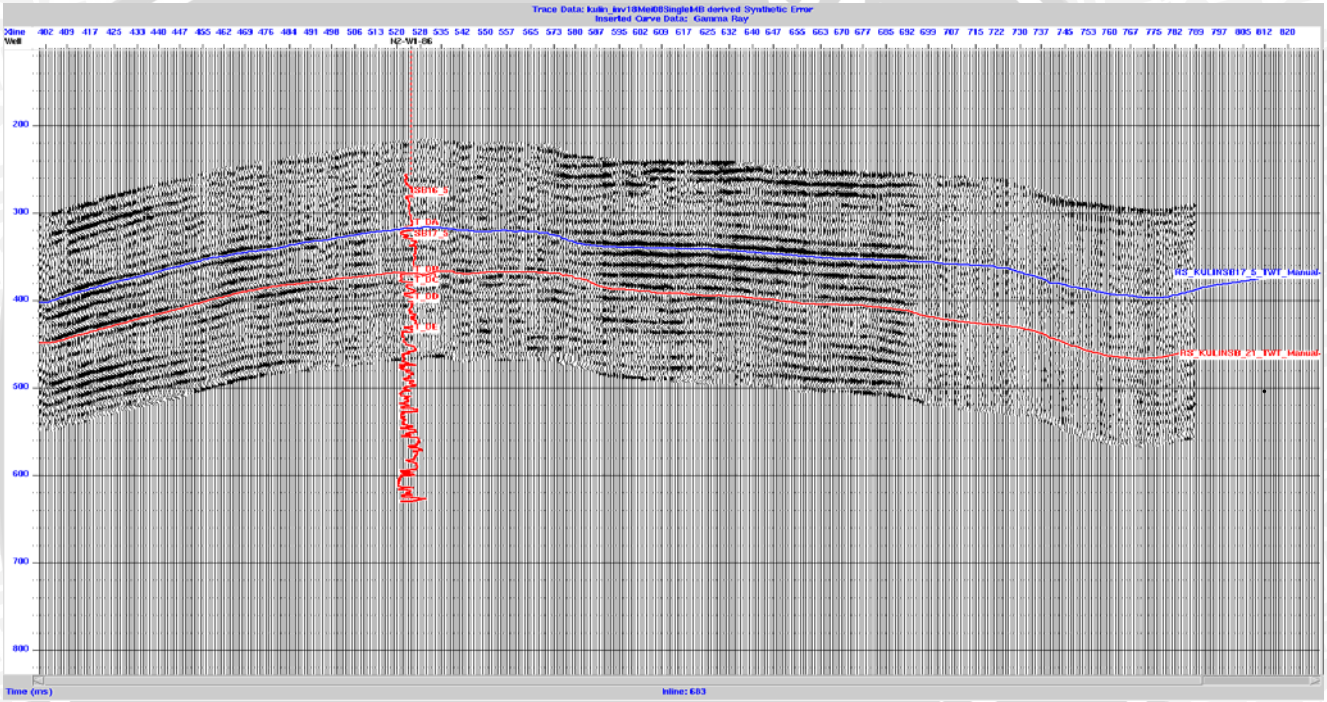
Gambar 4.20 Display tras seismik riil



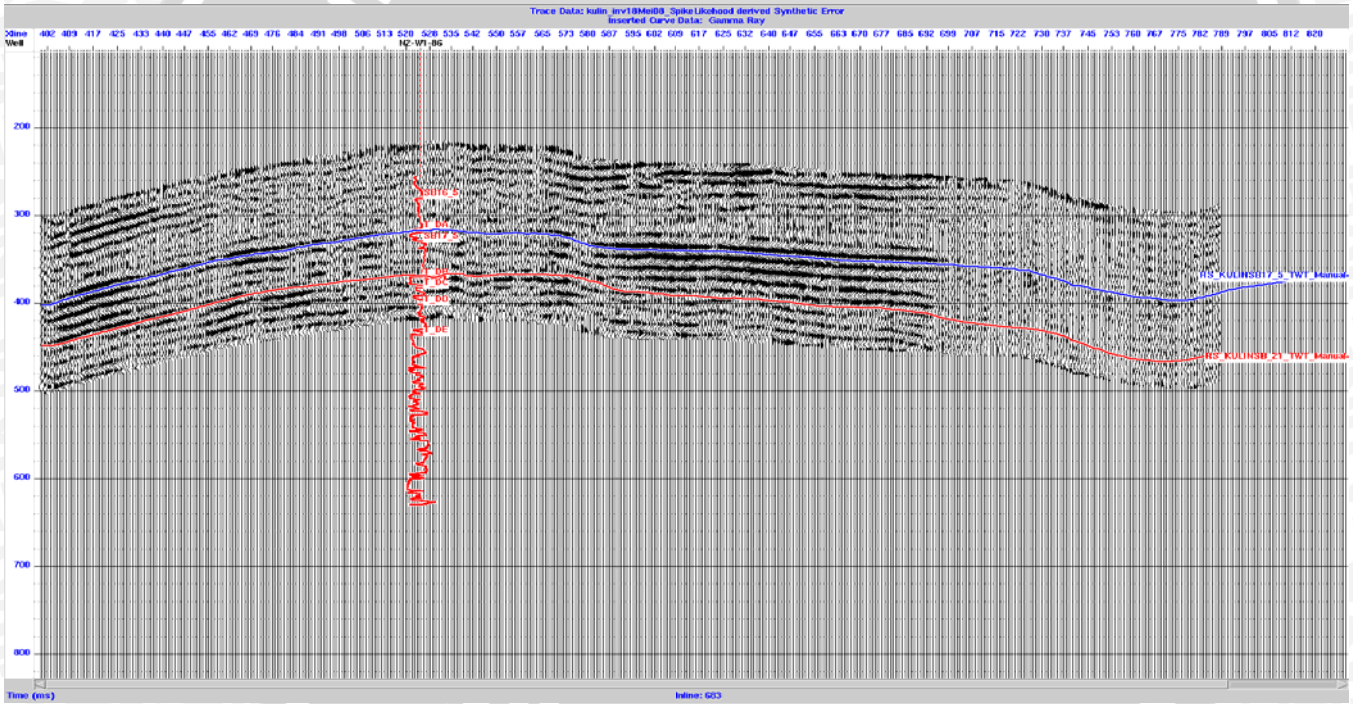
Gambar 4.21 Display tras sintetik pada metode inversi *Modelbased.*



Gambar 4.22 Display tras sintetik pada metode inversi *Sparse spike*



Gambar 4.23 Display tras error pada metode inversi *Modelbased*.



Gambar 4.24 Display tras error pada metode inversi *Sparse spike*.

Hasil dari proses inversi ini menunjukkan bahwa top dan bottom dari zona interest sudah dapat didelineasi dengan cukup baik. Berdasarkan analisis hasil inversi di atas, metode inversi modelbased merupakan metode yang paling bagus jika dibandingkan dengan metode inversi *Bandlimited* maupun *Sparse Spike* karena metode inversi modelbased mampu menghasilkan hasil inversi yang memiliki trend impedansi yang hampir sama dengan aslinya begitu juga antara *trace* sintetik dan *trace* seismiknya sehingga bisa memisahkan batas antar lapisan dengan jelas. Olehkarena itu, dalam penelitian ini volume hasil inversi *modelbased* menjadi masukan dalam proses pembuatan model porositas.

4.6 Model Porositas

Pada dasarnya,pembuatan model porositas merupakan proses mengubah dari model inversi AI menjadi model porositas. Parameter masukan dalam proses pembuatan model porositas adalah volume hasil inversi AI metode modelbased dan persamaan linier yang dihasilkan dari crossplot antara log porositas dengan log P-Impedansi.

Pembuatan model porositas dibagi dua sesuai dengan reservoar target yang akan dipetakan yaitu model porositas untuk *Sand A* dan model porositas untuk *Sand B* (lampiran 4).

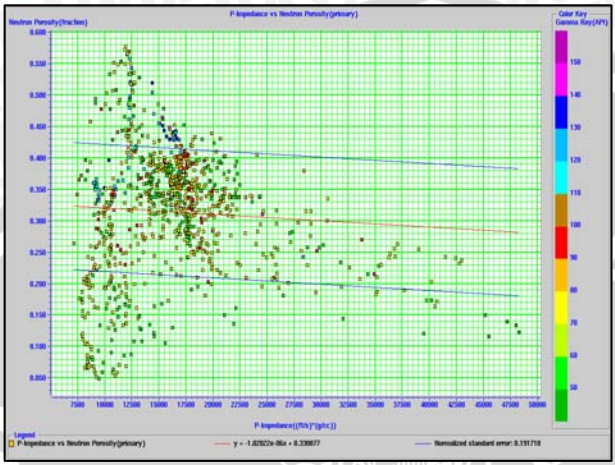
4.6.1 Model Porositas *Sand A*

Model porositas *Sand A* didapatkan dari hasil crossplot antara log porositas efektif dan P-Impedansi pada interval dengan window antara top *sand A* dan bottomnya yaitu SB17.5 yang kemudian didapatkan persamaan sebagai berikut:

y = -1.02e-06x + 0.330877

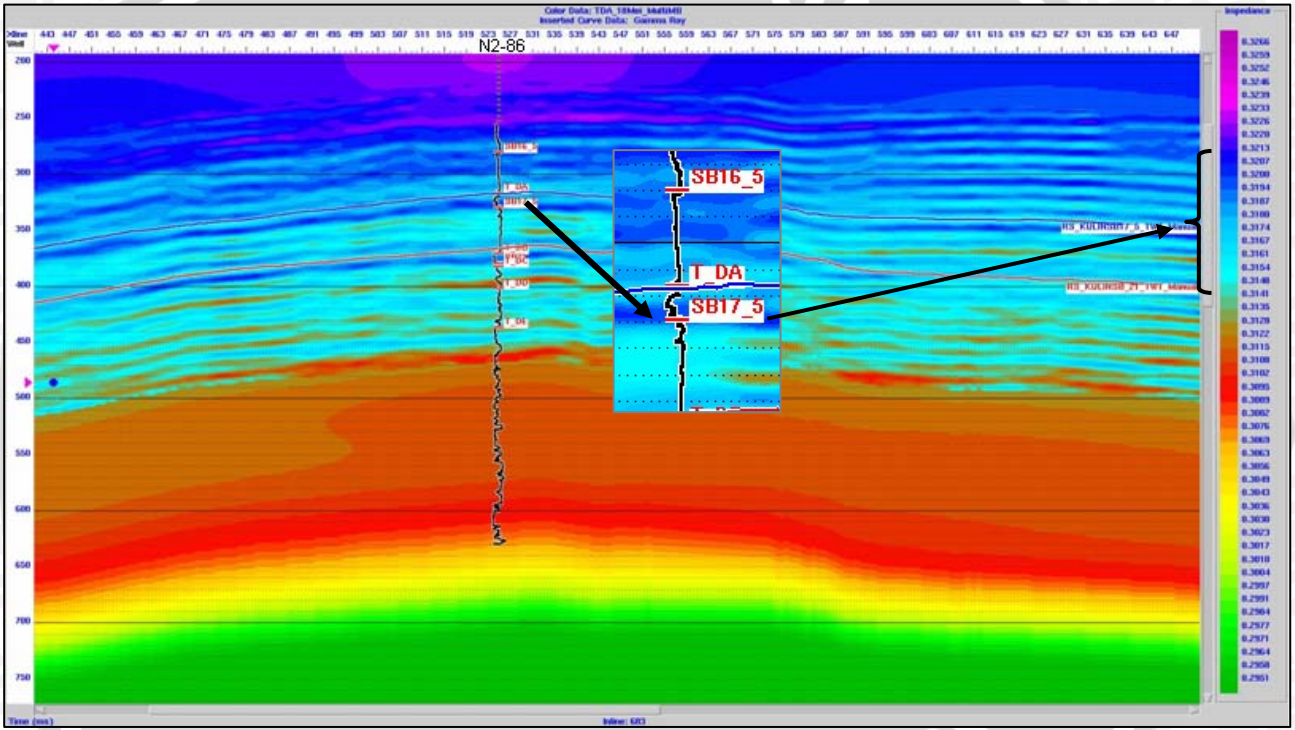
dengan Normalisasi error standar 19 %
dimana:

y = Porositas (fraction)
x = Volume hasil inversi AI Modelbased



Gambar 4.25 Crossplot antara log porositas dengan log P-Impedansi

Persamaan tersebut kemudian diproses dalam program Hamson Russell dengan aplikasi STRATA. Model porositas ini sudah merepresentasikan sifat fisis dari lapisan batuan sehingga lebih mudah untuk diinterpretasi karena sudah menunjukkan nilai porositas.



Gambar 4.26 Hasil model porositas *sand A.*

Model porositas tersebut menunjukkan sebaran porositas *sand A* dengan background sumur N2-86. Warna biru menggambarkan nilai dari porositas batu pasir dimana nilai rata-ratanya sebesar 31,5 % – 31,9 % dan menurut skala yang dibuat oleh Koesoemadinata nilai porositas ini tergolong istimewa (Excellent).

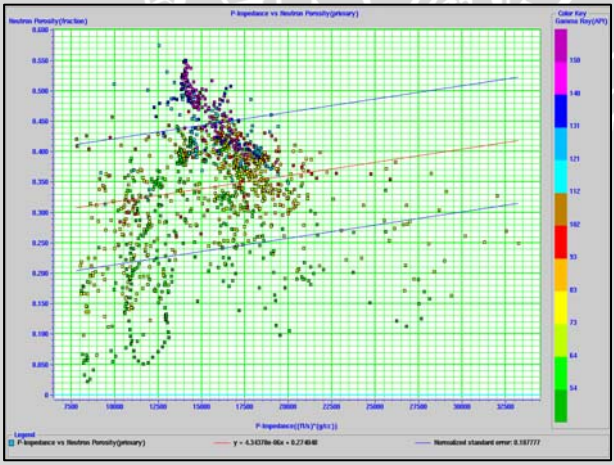
4.6.2 Model Porositas *Sand B*

Model porositas *Sand B* didapatkan dari hasil crossplot antara log porositas efektif dan P-Impedansi pada interval dengan window antara top *sand B* dan bottomnya yaitu SB21 yang kemudian didapatkan persamaan sebagai berikut:

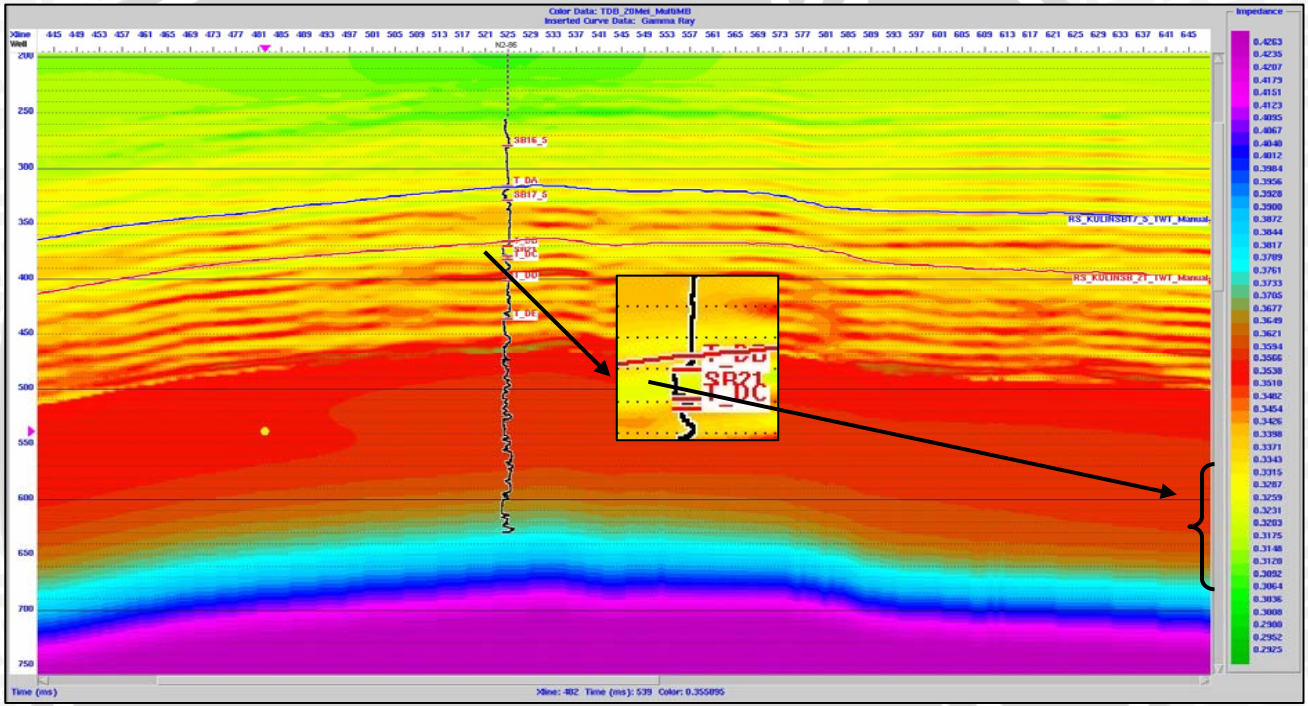
$$y = 4.34e\text{-}06x + 0.274048$$

dengan Normalisasi error standar 18 %
dimana:

y = Porositas (fraction)
x = Volume hasil inversi AI *Modelbased*



Gambar 4.27 Crossplot antara log porositas dengan log P-Impedansi



Gambar 4.28 Hasil model porositas *sand B*

Model porositas tersebut menunjukkan sebaran porositas *sand B* dengan background sumur N2-86. Warna kuning kehijauan menggambarkan nilai dari porositas batu pasir *sand B* dimana nilai rata-ratanya sebesar 31,7 % – 33,5 % dan menurut skala yang buat oleh Koesoemadinata nilai porositas ini tergolong istimewa (Excellent).

4.7 Peta Penyebaran Porositas

Peta penyebaran porositas didapatkan setelah dilakukan sayatan *(slice)* pada model porositas yang dibatasi oleh horison yang menjadi zona target. Pada *sand A* parameter yang menjadi masukan adalah horison SB 17.5 dengan mengambil window rata-rata dibawahnya sebesar 10 ms. Sedangkan parameter pada *sand B* yang menjadi masukan adalah horison SB21 dengan mengambil window rata-rata dibawahnya sebesar 10 ms. Selain peta penyebaran porositas, peta stuktur waktu juga dibuat untuk membantu dalam interpretasi terhadap zona-zona yang mempunyai porositas yang bagus yang berpotensi sebagai reservoar hidrokarbon.

4.7.1 Peta Penyebaran Porositas Reservoar *Sand A*

Pada penelitian ini juga dilakukan validasi untuk membandingkan nilai porositas *Sand A* hasil model dengan nilai porositas riilnya. Berikut ini adalah validasi antara nilai porositas riil dengan nilai porositas model.

Tabel 4.3 Validasi nilai porositas riil dengan nilai porositas model *sand A*

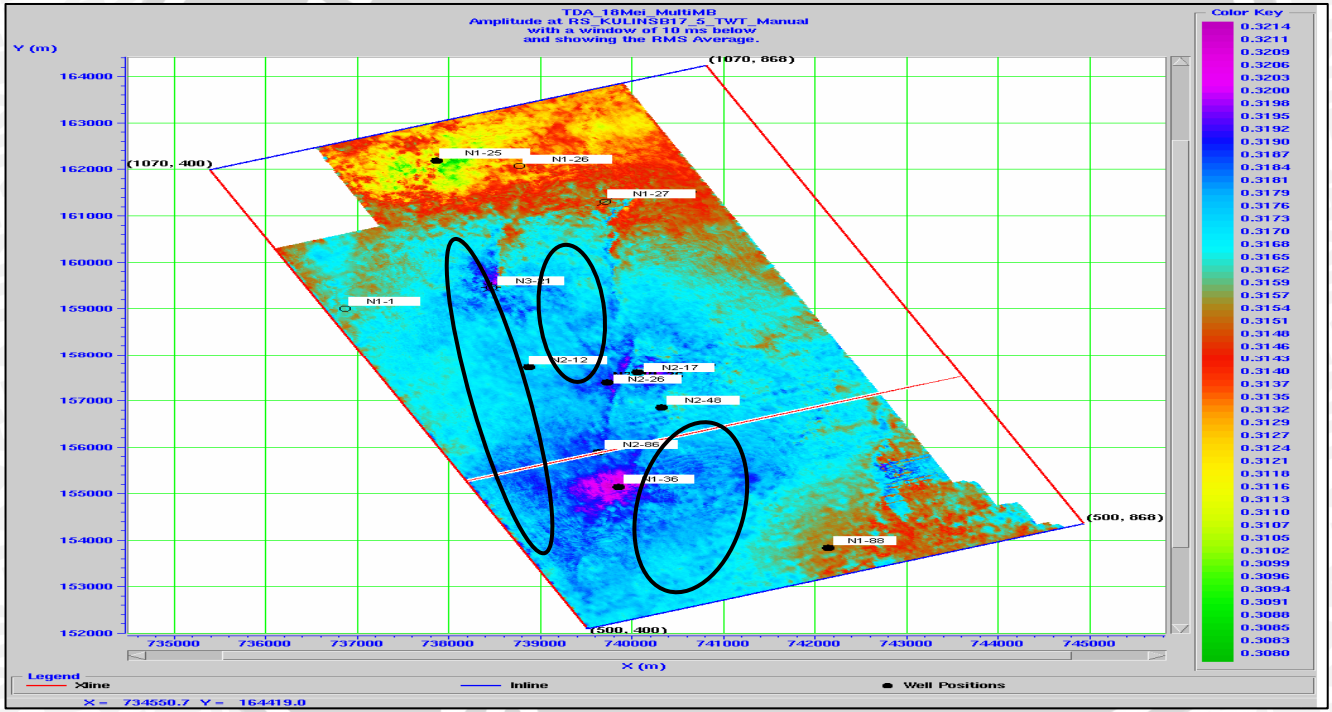
No.	Sumur	Porositas Riil	Porositas Model	Error
1	N2-86	32,9 %	31,9 %	1 %
2	N2-12	31,3 %	31,6 %	0,3 %
3	N1-88	37,2 %	31,5 %	5,7 %
4	N2-17	26,1 %	31,5 %	4,6 %
5	N2-48	26,3 %	31,6 %	4,7 %
6	N2-36	28,1 %	31,9 %	4,5 %
7	N2-26	25 %	31,8 %	6,8 %
8	N3-21	28,6 %	31,7 %	3,1 %

Hasil validasi nilai porositas *Sand A* hasil model dengan nilai porositas riilnya menunjukkan nilai yang hampir sama dengan error yang relatif kecil yaitu 0.3 % - 6,8 %.

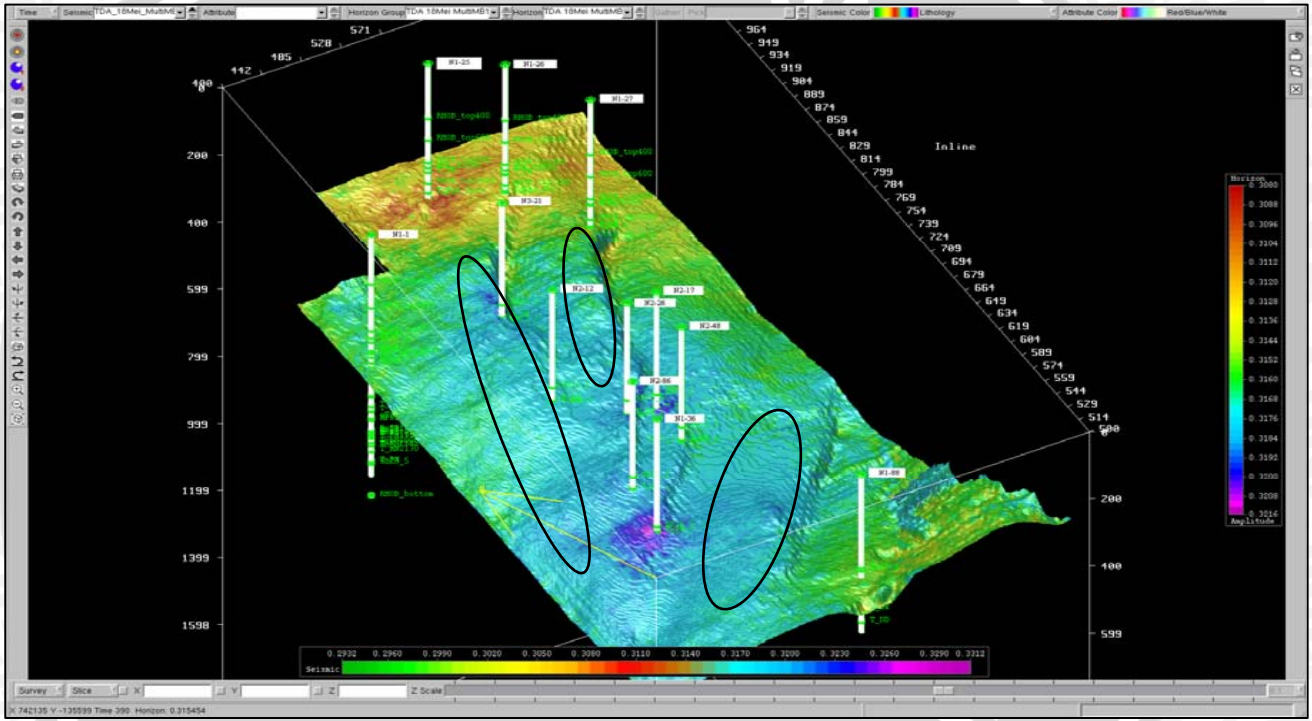
Pada peta penyebaran porositas *sand A* (Gambar 4.29), warna ungu menunjukkan nilai porositas yang terbesar dan warna hijau menunjukkan nilai porositas yang paling kecil. Berdasarkan peta penyebaran porositas tersebut, dapat diperoleh 3 zona berkembang kearah timur laut (North-East) yang mempunyai porositas bagus. Display peta penyebaran porositas *sand A* dalam 3D (Gambar 4.30), menunjukkan kenampakan pola penyebaran porositas dan hasil interpretasi yang lebih jelas. Pada display 3D ini juga menunjukkan adanya pola patahan-patahan yang melintang.

Display peta struktur waktu untuk reservoar *sand A* menunjukkan topografi dari lapangan "Nafri" (Gambar 4.31). Warna unggu menunjukkan daerah paling rendah dan warna hijau menunjukkan daerah paling tinggi. Berdasarkan peta struktur waktu, penyebaran reservoar *sand A* terdapat pada zona berwarna merah dimana pada zona ini telah ditemukan adanya kandungan hidrokarbon.

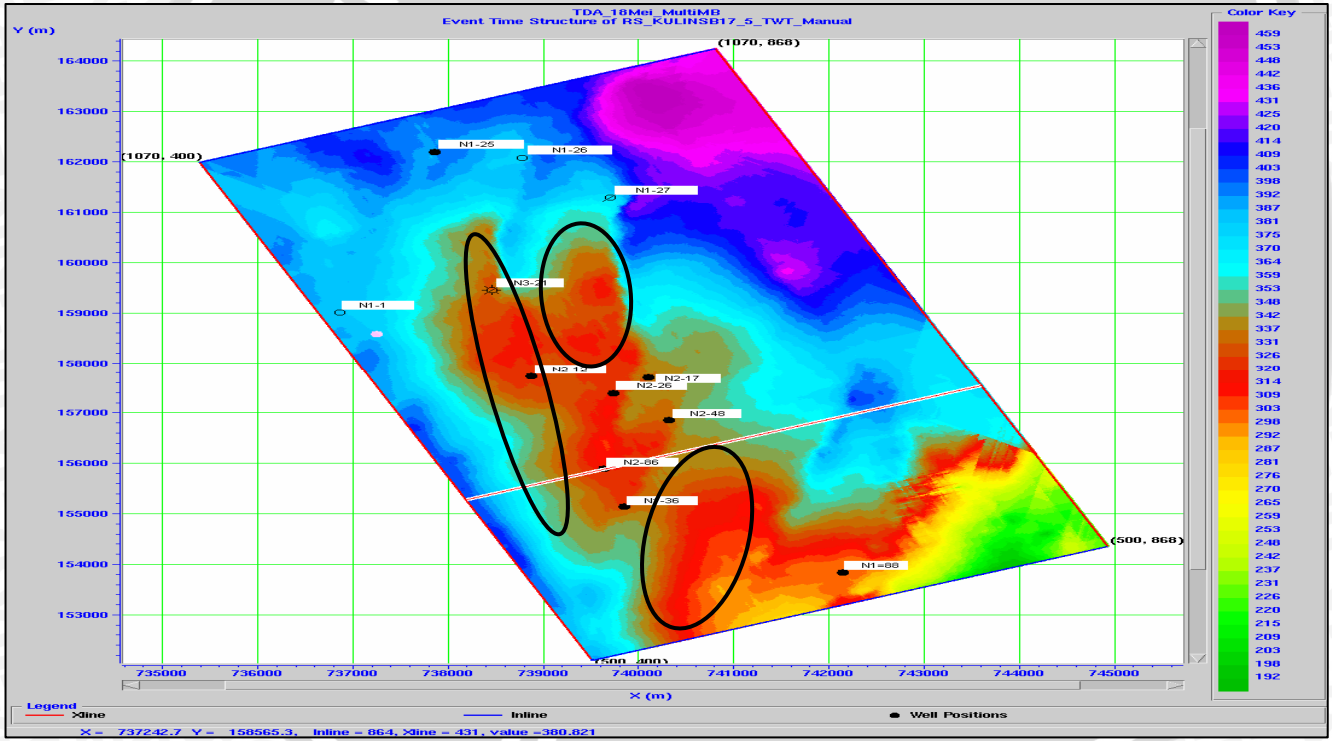
Peta struktur waktu lapangan "Nafri" untuk reservoar *sand A* dalam tampilan 3D (Gambar 4.32), menunjukkan kenampakan topografi yang lebih jelas dan kenampakan pola patahan yang terlihat jelas. Display dalam bentuk 3D memberikan informasi yang lebih jelas dengan kenampakan yang lebih komprehenship.



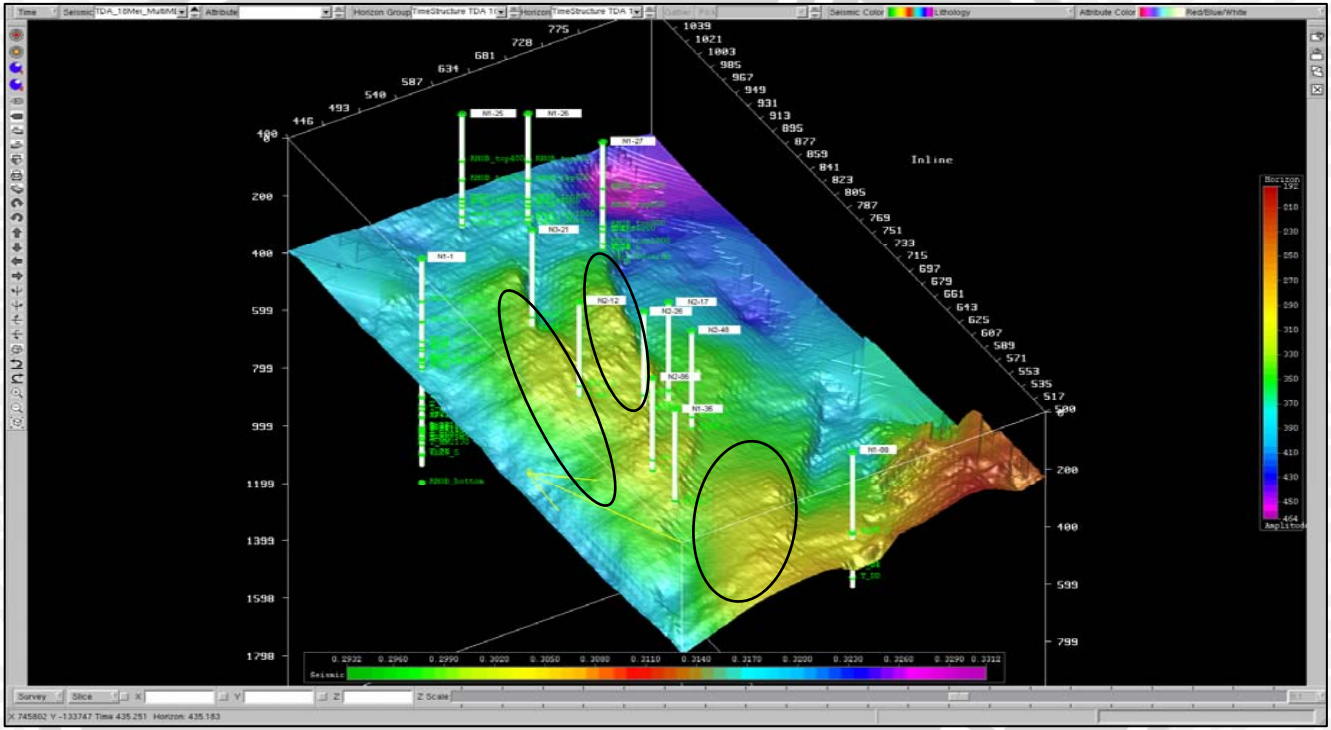
Gambar 4.29 Display peta penyebaran porositas *sand A* dalam 2D



Gambar 4.30 Display peta penyebaran porositas *sand A* dalam 3D



Gambar 4.31 Display peta struktur waktu *sand A* dalam 2D



Gambar 4.32 Display peta struktur waktu *sand A* dalam 3D

4.7.2 Peta Penyebaran Porositas Reservoar *Sand B*

Hasil interpretasi akan lebih baik jika disertai dengan validasi antara nilai porositas riil dengan nilai porositas model. Berikut ini adalah validasi antara nilai porositas riil dengan nilai porositas model pada *Sand B*.

Tabel 4.4 Validasi nilai porositas riil dengan nilai porositas model *sand B*

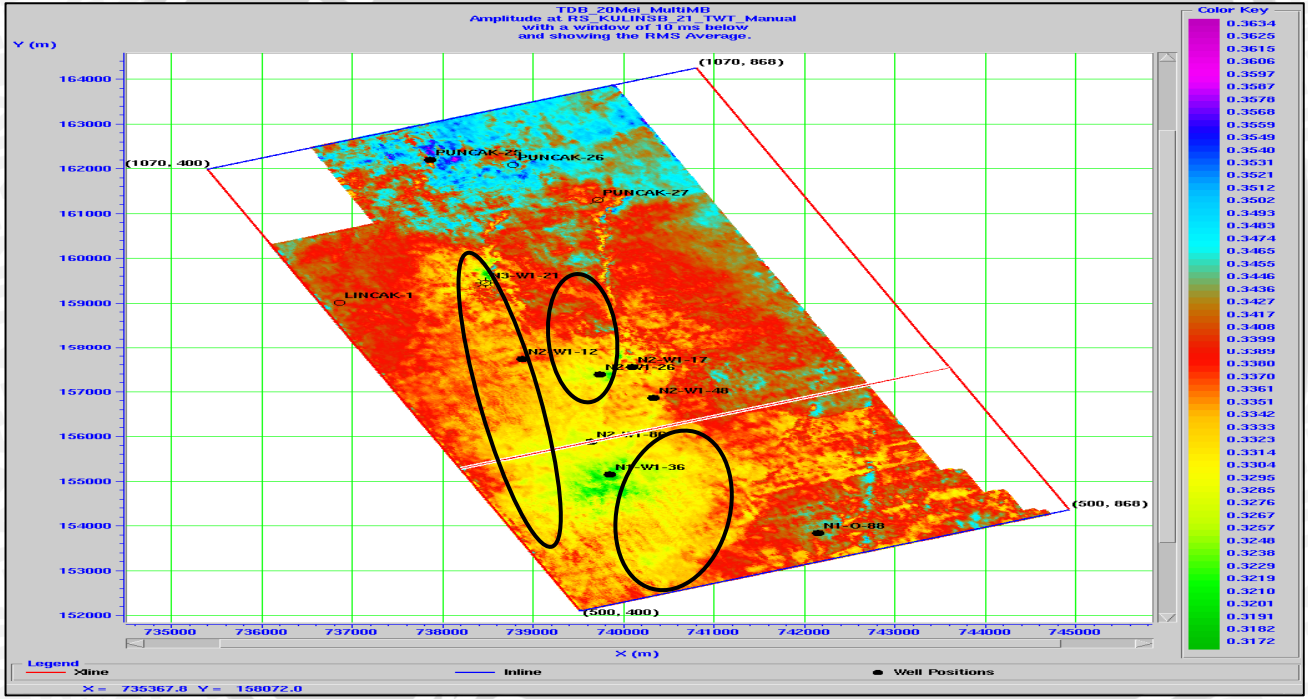
No.	Sumur	Porositas Riil	Porositas Model	Error
1	N2-86	30,9 %	32,2 %	1,3 %
2	N2-12	26,8 %	33,5 %	6,7 %
3	N1-88	29,8 %	33,3 %	3,5 %
4	N2-17	26,0 %	33,2 %	7,2 %
5	N2-48	31,3 %	32,8 %	1,5 %
6	N2-36	25,4 %	31,7 %	6,3 %
7	N2-26	25,9 %	32,1 %	6,2 %
8	N3-21	29.6 %	33,4 %	3,8 %

Hasil validasi nilai porositas *Sand B* hasil model dengan nilai porositas riilnya menunjukkan nilai yang hampir sama dengan error yang cukup kecil yaitu 1.3 % - 7,2 %

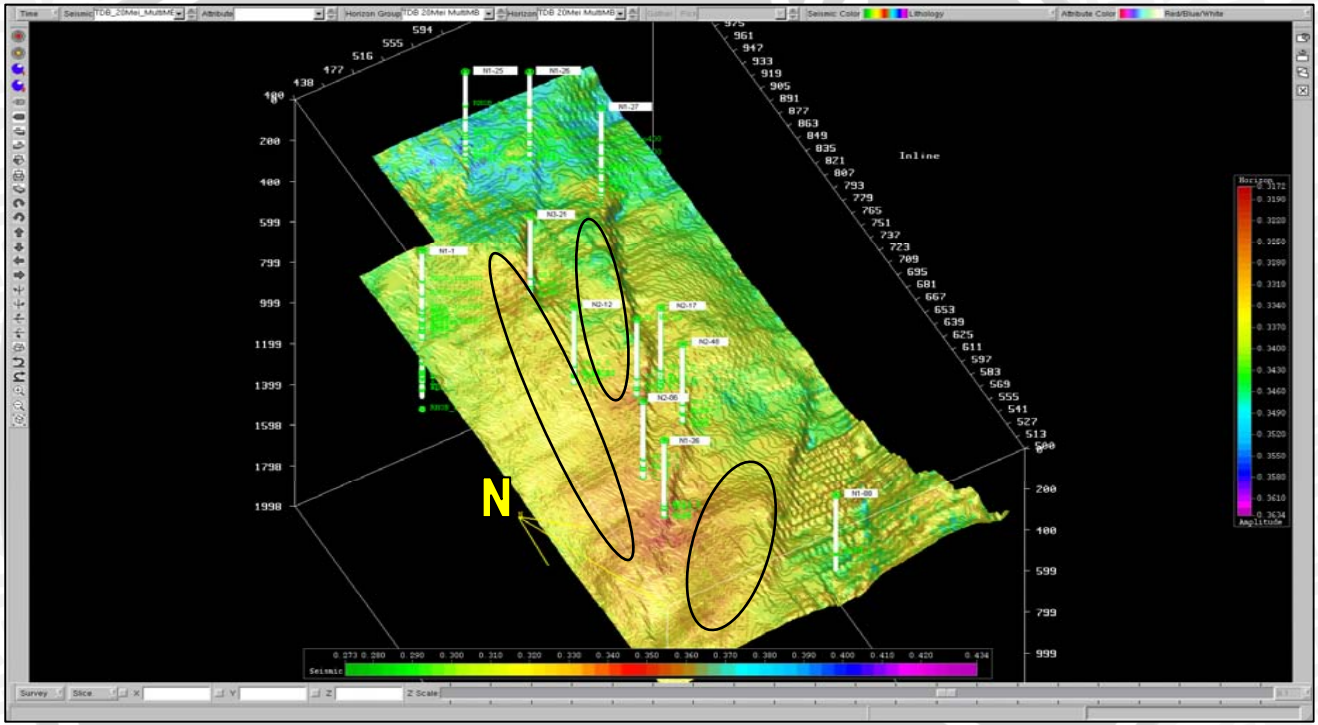
Pada peta penyebaran porositas *sand B* (Gambar 4.33), warna ungu menunjukkan nilai porositas yang terbesar dan warna hijau menunjukkan nilai porositas yang paling kecil. Berdasarkan peta penyebaran porositas tersebut,dapat diperoleh 3 zona berkembang kearah timur laut (North-East) yang mempunyai porositas yang bagus. Seperti halnnya pada peta porositas *Sand A*, display peta penyebaran porositas *sand B* dalam 3D (Gambar 4.34), menunjukkan kenampakan pola penyebaran porositas dan hasil interpretasi yang lebih jelas. Pada display 3D ini juga menunjukkan adanya pola patahan-patahan yang melintang.

Display peta struktur waktu pad *Sand B* menunjukkan topografi dari lapangan “Nafri” (Gambar 4.35). Warna unggu menunjukkan daerah paling rendah dan warna hijau menunjukkan daerah paling tinggi. Berdasarkan peta struktur waktu, penyebaran reservoar *sand A* terdapat pada zona berwarna merah dimana pada zona ini telah ditemukan adanya kandungan hidrokarbon. Peta struktur waktu lapangan “Nafri” dalam tampilan 3D (Gambar 4.36),

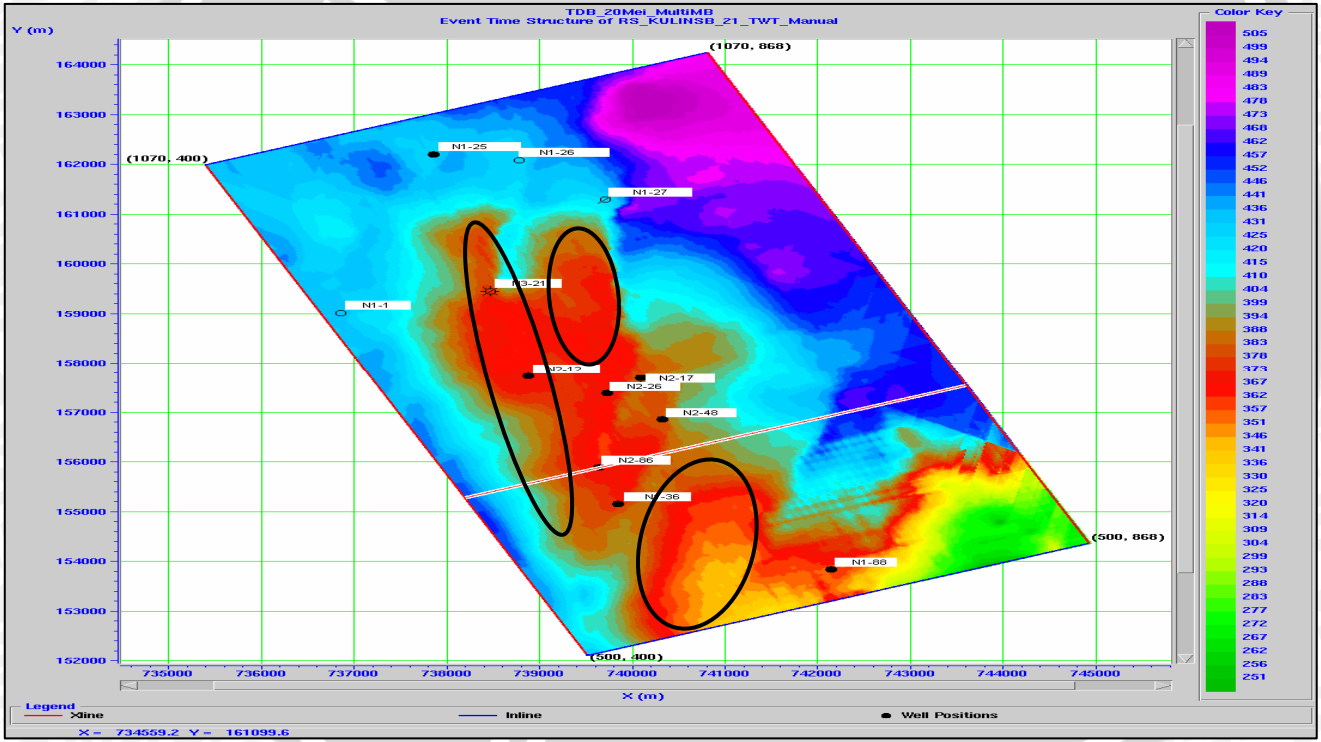
menunjukkan kenampakan topografi yang lebih jelas dan kenampakan pola patahan yang terlihat jelas. Display dalam bentuk 3D memberikan informasi dan kenampakan yang lebih jelas.



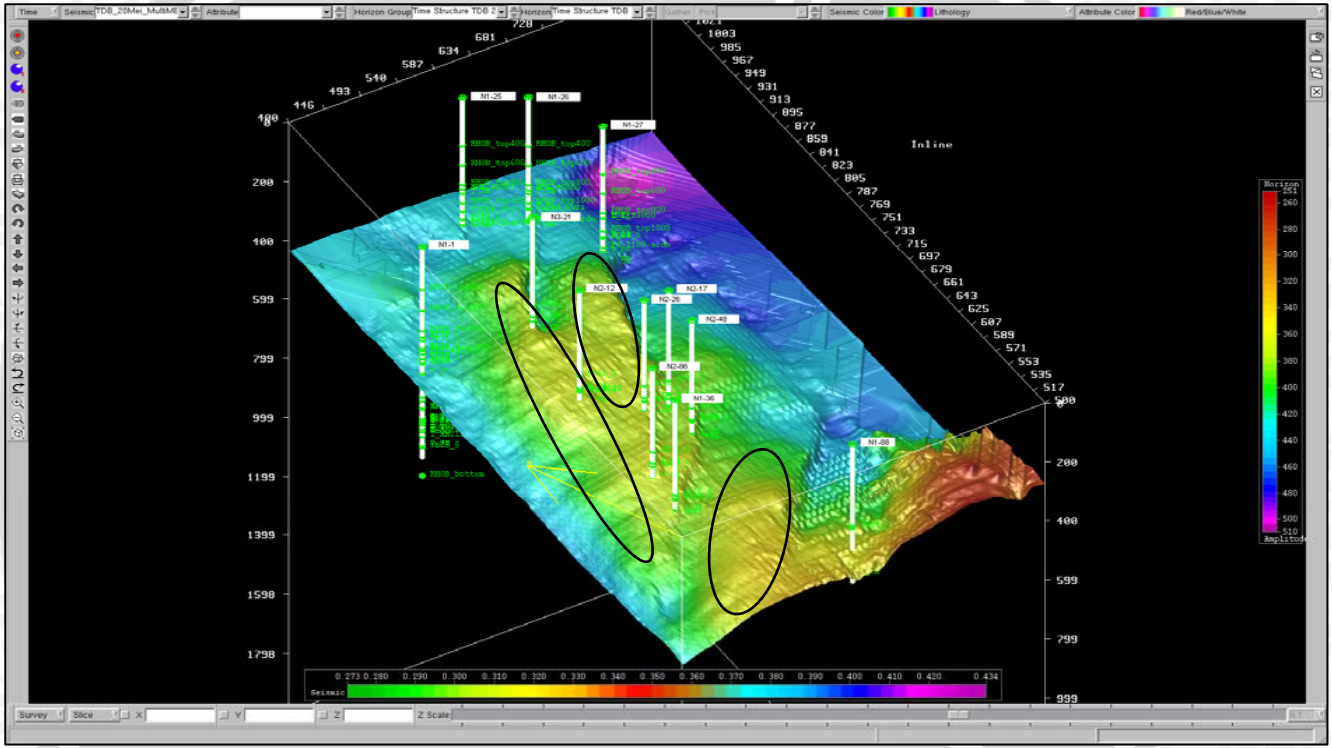
Gambar 4.33 Display peta penyebaran porositas *sand B* dalam 2D



Gambar 4.34 Display peta penyebaran porositas *sand B* dalam 3D



Gambar 4.35 Display peta struktur waktu *sand B* dalam 2D



Gambar 4.36 Display peta struktur waktu *sand B* dalam 3D

BAB V
PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan analsis seismik inversi untuk memetakan porositas reservoar batu pasir pada lapangan ”Nafri” cekungan sumatera tengah, diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Metode seismik inversi dapat meprediksi penyebaran porositas berdasarkan hasil properti impedansi akustik. Pada proses permodelan, metode inversi *ModelBased* menunjukkan hasil korelasi paling baik dengan tingkat kesalahan yang relatif kecil dan kontinuitasnya yang terlihat jelas dibandingkan dengan Metode Inversi *Bandlimited* dan *Sparse Spike.*
2. Peta distribusi porositas menunjukkan nilai porositas rata-rata pada reservoar *Sand A* sekitar 31,5 % – 31,9 % dan *Sand B* sekitar 31,7 % – 33,5 % yang hampir sama dengan nilai porositas riilnya dan nilai ini dapat dikategorikan sebagai nilai porositas yang istimewa *(Excellent)*.
3. Berdasarkan peta penyebaran porositas, validasi nilai porositas riil dari sumur dan peta strukture waktu, pada lapangan “Nafri” terdapat 3 zona berkembang kearah timur laut (North-East) yang berpotensi sebagai reservoar hidrokarbon, sehingga dapat dijadikan pertimbangan untuk pengembangan sumur baru.

5.3 Saran

Sebaiknya perlu dilakukan pemodelan geologi dan analisis multi atribut serta analisis parameter petrofisik lainnya seperti harga permeabilitas dan harga resistivitas terutama pada daerah-daerah penyebaran zona prospektif hidrokarbon pada lapangan “Nafri”, sehingga hasil tersebut menjadi acuan yang kuat untuk penentuan posisi sumur pengembangan.

DAFTAR PUSTAKA

Badley, M.E. 1985. *Practical Seismic Interpetation.* Prentice Hall. USA.

De Coster, G.L. 1974. *The Geology of Central and South Sumatera Basins.* Procceedings of the Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention. USA.

Dowson,dkk. 1997. Regional Sequence Stratigraphic Correlation Central Sumatera. PT. Caltex Pacific Indonesia.Rumbai. Tidak dipublikasikan.

Fransisca, Iin. 2005. Understanding Fluid & Lithology Prediction via Well Seismic Fusion - Power Point Presentation. Landmark a Halliburton Company: Jakarta.

Hardy, Rob. 2002. *Basic Seismic Processing For Interpreters. http://xsgeo.com/course/contents.htm.* Diakses tanggal 21 Januari 2008

Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services. Jakarta

Heidrick, T. dan Aulia K., 1993. A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plain Block, Central Sumatera Basin, Indonesia. Proceeding 21st Annual Convvention. IPA.

Heidrick dan Turlington. 1996. *Central Sumatera Basin in Petroleum Geology of Indonesian Basin : Principles, Methods and Application,* v.2, Jakarta. Indonesia.

Kempt, et.all. 1997. *Indonesian Petroleum System study central sumatera basin.* Santos Asia Pacific Pty Ltd. Tidak diterbitkan.

Koesoemadinata. R. P. 1978. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Jilid 1 Edisi kedua., ITB. Bandung.

Mertosono dan Nayoan.1974. *The Geology of Central Sumatera Basins.* Procceedings of the Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention p. 77-110. USA.

Munadi dan pasaribu, 1984. *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Universitas Indonesia. Jakarta.

Neidell, N.S.1985. *Geophysical principles and techniques.* AAPG. CE Payton. USA.

Russel. B. H. 1996. *Installation and Tutorials*. Hampson-Russel Software Services Ltd. USA.

Sukmono, Sigit. 1999. *Diktat Kuliah Interpretasi Data Seismik*. ITB: Bandung.

Sukmono, S., dan Abdulah, A., 1999. *Karakterisasi Reservoar Seismik,* Lab. Geofisika Reservoar Departemen Teknik Geofisika, IT. Bandung

Umam M S. 2004. *Seismic Interpretation in Petroleum Exploration and Production*. UB AAPG Student Chapter One Day Course by Chevron: Pekanbaru.

Yarmanto, dkk. 2006. *Petroleum Geology of Central Sumatera Basins*. PT. Caltex Pacific Indonesia. Rumbai – Indonesia, tidak diterbitkan.

DAFTAR ISTILAH
(untuk Tugas Akhir ini)

Antiklin adalah lipatan (*fold*) lapisan batuan yang mengarah ke atas.

Back arc basin adalah cekungan yang terletak di daerah belakang busur vulkanik (*volcanic arc*) dan zona subduksi (*subduction zone*).

Basin (cekungan) adalah bagian kulit bumi (litosfer) yang secara evolutif mengalami penurunan bersamaan dengan terjadinya sedimentasi. (Yuwono, 2003).

Batuan Dasar (*Basement*) adalah batuan beku atau batuan metamorf; dan batuan dasar ekonomik yaitu batuan sedimen berporositas kecil yang tidak mempunyai potensi reservoir (Sukmono dan Abdullah, 2001).

Batuan Beku (***Igneous Rock***) adalah batuan yang terbentuk/berasal dari pembekuan magma.

Batuan Sedimen (***Sedimentary Rock***) adalah batuan yang terbentuk hasil akumulasi dari adanya proses pengendapan (Ginanjar dan Latief, 2006). Contoh: batuan pasir (*sandstone*), batuan gamping (*limestone*), batuan dolomit (*dolostone*), dan lain-lain.

Batuan Metamorf adalah batuan yang telah mengalami perubahan bentuk susunan mineral, maupun struktur.

Batuan Kontinental adalah batuan yang tersusun dari endapan di darat.

Batuan Penutup (*Seal /Cap Rock)* adalah batuan yang tidak bisa ditembus hidrokarbon (minyak dan gas bumi), sehingga tidak dapat bergerak lagi.

Build-up Reef dalah terumbu karang yang berbentuk gunungan.

Batuan Induk (*Source Rock*) adalah batuan tempat minyak atau gas bumi terbentuk, dan disebut juga sebagai dapur minyak dan gas bumi. Contoh: batuan lempung (*claystone*), batuan karbonat (*carbonates*), atau batuan serpih (*shalestone*) yang kaya akan material organik.

Biostratigrafi adalah stratigrafi berdasarkan material organik dalam lapisan batuan.

Chronostratigrafi adalah stratigrafi berdasarkan waktu atau kronologi.

Deformasi (*Deformation*) adalah perubahan bentuk atau volume dari batuan akibat adanya tekanan (*stress*).

Delta Plain: Dataran yang terbentuk akibat pertumbuhan delta

Dextral Wrench Tectonic adalah: Sesar geser kearah kanan

Fluvial Deltaic adalah Delta yang didominasi oleh endapan-endapan *fluvial.*

Fore arc basi*n* adalah cekungan yang terletak di daerah antara zona subdaksi (*subduction zone*) dan busur vulkanik (*volcanic arc*).

Formasi batuan adalah pengelompokan batuan yang mempunyai karakteristik lithologi batuan yang sama, baik dari segi lingkungan pengendapan, umur, dan lainnya.

Geologi adalah ilmu yang mempelajari bumi, mencakup cara terjadinya, proses dan sejarah yang berjalan sejak jaman lampau hingga masa kini, struktur dan bangun bumi, materi pembentuk bumi, bentuk-bentuk permukaan dan proses pembentukannya (Wakid, 2003).

Geologi Struktur (*Structural Geology*) adalah salah satu cabang ilmu geologi yang mempelajari bentuk-bentuk batuan hasil dari deformasi suatu batuan. Hasil deformasi batuan dapat berupa patahan (*fault*) dan lipatan (*fold*).

Graben adalah blok yang turun yang dibatasi tiap bagian patahan normal yang tidak sejajar. *Graben* dapat berpotensi menjadi cekungan maupun sub-cekungan.

Horst adalah blok yang terangkat yang dibatasi tiap bagian patahan normal yang tidak sejajar.

Jebakan (*trap*) adalah suatu kondisi dimana hidrokarbon tidak dapat bergerak kesemua jalur manapun. Suatu jebakan harus ditutup oleh batuan impermeabel (*impermeable*) atau batuan yang tidak dapat ditembus, sehingga menghentikan migrasi minyak atau gas bumi. Contoh: batuan serpih (*shalestone*), batuan lempung (*claystone*), *salt* (garam), batuan karbonat (*carbonate*).

Jebakan Struktur (*structural trap*) terbentuk karena deformasi batuan reservoir seperti antiklin (*anticline*) atau patahan (*fault*). Contoh beberapa jebakan struktur dapat berupa antiklin, patahan, kombinasi patahan dan lipatan, dan lain-lain.

Jebakan Stratigrafi (*stratigraphic trap*) terbentuk karena deposisi batuan reservoir seperti batu karang (*reef*), sungai purba channel (*river channel*), erosi dari batuan reservoir seperti ketidakselarasan yang membentuk sudut atau *angular unconformity* (Alamsyah, 2007).

Jebakan Kombinasi (*combination trap*) terbentuk karena elemen Struktur dan Stratigrafi.

Ketidakselarasan (*Unconformity*) adalah permukaan yang tererosi yang memisahkan lapisan yang lebih muda dari lapisan yang lebih tua.

Tipe-tipe ketidakselarasan yaitu:

- ***Disconformity*** adalah permukaan erosi antara lapisan tua dan muda yang sejajar antara satu yang lainnya.
- ***Angular Unconformity*** adalah permukaan yang tererosi pada lapisan yang terlipat (*folded*) yang telah ditutupi lapisan muda.
- ***Nonconformity*** adalah permukaan erosi yang terpotong batuan metamorf atau batuan beku yang telah ditutupi batuan sedimen.

Lingkungan Pengendapan (*Depositional Environtment*) adalah daerah dimana sedimen diendapkan; suatu daerah pengendapan dibedakan dari segi fisika, kimia, dan biologi dari lingkungan lainnya (Monroe dan Wicander, 1992). Lingkungan pengendapan dibagi menjadi 3 berdasarkan lokasi dan mekanisme yang menyebabkannya, yaitu: Lingkungan pengendapan daratan, lautan, dan transisi

Lingkungan pengendapan daratan merupakan lingkungan yang berada di darat yang meliputi:

- **Kipas Aluvial *(Alluvial fans)*** adalah endapan yang menyerupai kipas yang terbentuk di kaki gunung. *Alluvial fans* umum berada di daerah kering sampai semi-kering dimana curah hujan jarang tetapi deras, dan laju erosi besar.
- **Lingkungan Fluvial (*Fluvial Environments)*** mencakup *braided river,* sungai bermeander, dan jeram. Saluran-saluran sungai, ambang sungai, tanggul, dan dataran-dataran banjir adalah bagian dari lingkungan fluvial.
- **Deposit Glasial.** Sedimen glasial, atau yang tersedimenkan oleh es adalah tidak terstratifikasi., campuran sedimennya tidak tersortir dibatasi secara lateral oleh dan antarlapisan oleh danau glasial.
- ***Lacustrine environments* (danau)** mempunyai karakteristik yang bermacam-macam; besar atau kecil, dangkal atau dalam; diisi oleh sedimen evaporit, karbonatan, atau *terrigeneous,* berbutir halus dan bahan organic yang mengendap.
- **Gurun (*Aeolian or aolian environments)*** merupakan daerah luas dengan bukit-bukit dari endapan pasir. Endapan pasir mempunyai sorting yang baik, kebundaran yang baik, cross-bedded tanpa adanya asosiasi dengan gravel atau lempung.
- **Rawa *(Paludal environments)*** merupakan air yang diam dengan tumbuhan hidup didalamnya. Secara teoritis terdapat kandungan markasite

Lingkungan pengendapan transisi adalah semua lingkungan pengendapan yang berada atau dekat pada daerah peralihan darat dengan laut yang terdiri dari:

- **Delta** merupakan dataran yang luas pada bagian sungai yang mendekati muaranya karena proses pengendapan sedimen oleh air sungai.
- **Pantai dan *barrier islands*** merupakan lingkungan yand didominasi oleh pasir dengan fauna *marine*. *Barrier islands* terpisah dari pulau utama oleh *lagoon*. Umumnya berasosiasi dengan endapan *tidal flat*.
- ***Lagoons*** badan dari air yang menuju darat dari *barrier islands*. *Lagoons* dilindungi dari gelombang laut yang merusak oleh *barrier islands* dan mengandung sediment.

berbutir lebih halus dibandingkan dengan yang ada di pantai (biasanya lanau dan lumpur). *Lagoons* juga hadir di balik *reef* atau berada di pusat atoll.

- ***Tidal flats*** Membatasi *lagoons*, secara periodik mengalami pasang surut (biasanya 2 kali sehari), mempunyai relief yang rendah, dipotong oleh saluran yang bermeander. Terdiri dari lapisan-lapisan lempung, lanau, pasir halus. Stromatolit dapat hadir jika kondisi memungkinkan.

Lingkungan pengendapan laut merupakan lingkungan yang berada di laut yang terdiri dari:

- ***Reefs*** Tahan terhadap gelombang, strukturnya terbentuk dari kerangka berbahan calcareous dari organisme seperti koral dan beberapa jenis alga. Kebanyakan reef zaman resen berada pada laut yang hangat, dangkal, jernih, laut tropis, dengan koordinat antara garis lintang 30^{o}N dan 30^{o}S. Cahaya matahari diperlukan untuk pertumbuhan reef.
- ***Continental shelf***

  Terletak pada tepi kontinen, relative datar (slope < 0.1^{o}), dangkal (kedalaman kurang dari 200 m), lebarnya mampu mencapai beberapa ratus meter. Continental shelf ditutupi oleh pasir, lumpur, dan lanau.
- ***Continental slope* dan *continental rise***

  Terletak pada dasar laut dari *continental shelf*. *Continental slope* adalah bagian paling curam pada tepi kontinen. *Continental slope* melewati dasar laut menuju *continental rise*, yang punya kemiringan yang lebih landai. *Continental rise* adalah pusat pengendapan sedimen yang tebal akibat dari arus turbidity.
- ***Abyssal plain*** adalah lantai dasar samudera. Pada dasarnya datar dan dilapisi oleh *very fine-grained sediment*, tersusun terutama oleh lempung dan sel-sel organisme mikroskopis seperti *foraminifera, radiolarians,* dan *diatom.*

Lithostratigrafi adalah pembagian lapisan batuan atau stratigrafi ditinjau dari karakter lithologi (jenis batuan).

Lipatan (*Fold*) adalah salah satu bentuk deformasi batuan yaitu berupa antiklin atau sinklin.

Migrasi adalah pergerakan minyak atau gas bumi dari *source rock* menuju *trap*. Jenis-jenis Migrasi berdasarkan pembagian jalan:

- **Migrasi primer** adalah minyak atau gas bumi dari batuan induk (*source rock*) menuju reservoir.
- **Migrasi sekunder** adalah migrasi minyak atau gas bumi dari batuan reservoir menuju jebakan (*trap*).

Minyak dan Gas Bumi adalah senyawa organik, yang merupakan produk alam dan termasuk energi tidak terbarukan. Komposisi utamanya adalah H (hidrogen) dan C (karbon), sehingga disebut juga hidrokarbon. Unsur-unsur lain adalah O, N, S, serta logam, bila jumlahnya banyak menjadikan nilai kalori minyak turun (Yuwono, 2003).

On-lap adalah salah satu pola lapisan hasil pantulan pada penampang seismik, yaitu penghentian lapisan (*termination*) pada bidang miring dan dangkal, lapisan yang lebih muda diatas lapisan yang lebih tua dan mempunyai bidang lebih miring, atau, penghentian lapisan (*termination*) pada pantulan yang mempunyai sudut rendah pada lapisan yang lebih curam.

Patahan (*Fault*) adalah pecahan-pecahan (*fractures*) batuan pada sisi tertentu bergerak relatif terhadap sisi batuan lainnya.

- ***Hanging wall*** adalah blok yang berada diatas bidang patahan (*fault surface* atau *fault plane*).
- ***Footwall*** adalah blok yang ada dibawah bidang patahan (*fault surface* atau *fault plane*).

Patahan Normal (*Normal Fault*) adalah patahan dengan *hanging wall* bergerak miring ke bawah relatif terhadap *footwall*, disebabkan gaya tensional.

Patahan Terbalik (*Reverse Fault*) adalah patahan dengan *hanging wall* bergerak miring ke atas relatif terhadap *footwall*, disebabkan gaya kompresional.

Patahan Geser (*Strike-Slip Fault*) adalah patahan dengan blok yang saling bergerak satu sama lain secara horisontal

Petroleum system adalah sistem minyak atau gas dalam bumi yang terdiri dari lima komponen yaitu: Batuan induk (*source rock*), Reservoar, migrasi, jebakan (*trap*), Batuan Penutup (*Seal / Cap Rock*).

Plate Tectonic **(Lempeng/Plat Tektonik)** adalah kerak bumi yang terbagi
dalam plat samudra (*oceanic plate*) dan plat benua (*continental plate*).
Terdapat sembilan plat besar, enam plat benua yaitu plat America utara,
America selatan, Eurasi, Afrika, Indo-Australia, dan Antartik, dan tiga plat
samudra yaitu Pasifik, Nazca, dan Cocos.

Porositas adalah parameter petrofisika yang menggambarkan akumulasi hidrokarbon pada reservoir.

Permeabilitas adalah parameter petrofisika yang menggambarkan kemampuan batuan dalam mengalirkan hidrokarbon.

Pinch Out adalah ujung suatu lapisan batuan yang meruncing.

Reef adalah batu karang/terumbu. Termasuk batuan sedimen non klastik dan batuan karbonat. Salah satu batuan reservoir yang baik dengan memiliki porositas sekunder.
Regangan (*Strain*) adalah deformasi hasil dari tekanan.

Reservoir adalah batuan yang mempunyai porositas atau rekahan (*fracture*) dan permeabilitas yang baik. Tiga macam batuan reservoir:

- Batuan pasir (*sandstone*)
- Batuan karbonat (*carbonate*).
- Batuan yang mengalami rekahan atau pecah (*fracture*).

Sinklin adalah lipatan (*fold*) lapisan batuan yang mengarah ke bawah.

Sub-formasi menunjukkan bagian yang lebih kecil dari ukuran formasi.

Stratigrafi adalah suatu cabang ilmu geologi yang mencakup segi dan interpretasi lapisan batuan meliputi; lingkungan umur, ketebalan, sejarah, hubungan dengan evolusi suatu organisme, klasifikasi dan penyebaran vertikal dan horizontal baik yang mempunyai arti ekonomi maupun tidak (Wakid, 2003)

Subduksi (*Subduction*) adalah proses suatu ujung plat/lempeng tektonik (*tectonic plate*) menumbuk kebawah ujung plat lainnya (Monroe dan Wicander, 1992).

Tekanan (*Stress*) adalah gaya yang bekerja pada permukaan, ataui gaya per satuan luas (*F/A).*

Tekanan Kompresional (*Compressional Stress*) adalah tekanan yang menghasilkan batuan yang dimampatkan oleh gaya dari luar.

Tekanan Tensional (*Tensional Stress*) adalah tekanan yang dihasilkan dari gaya yang berlawanan arah pada garis yang sama.

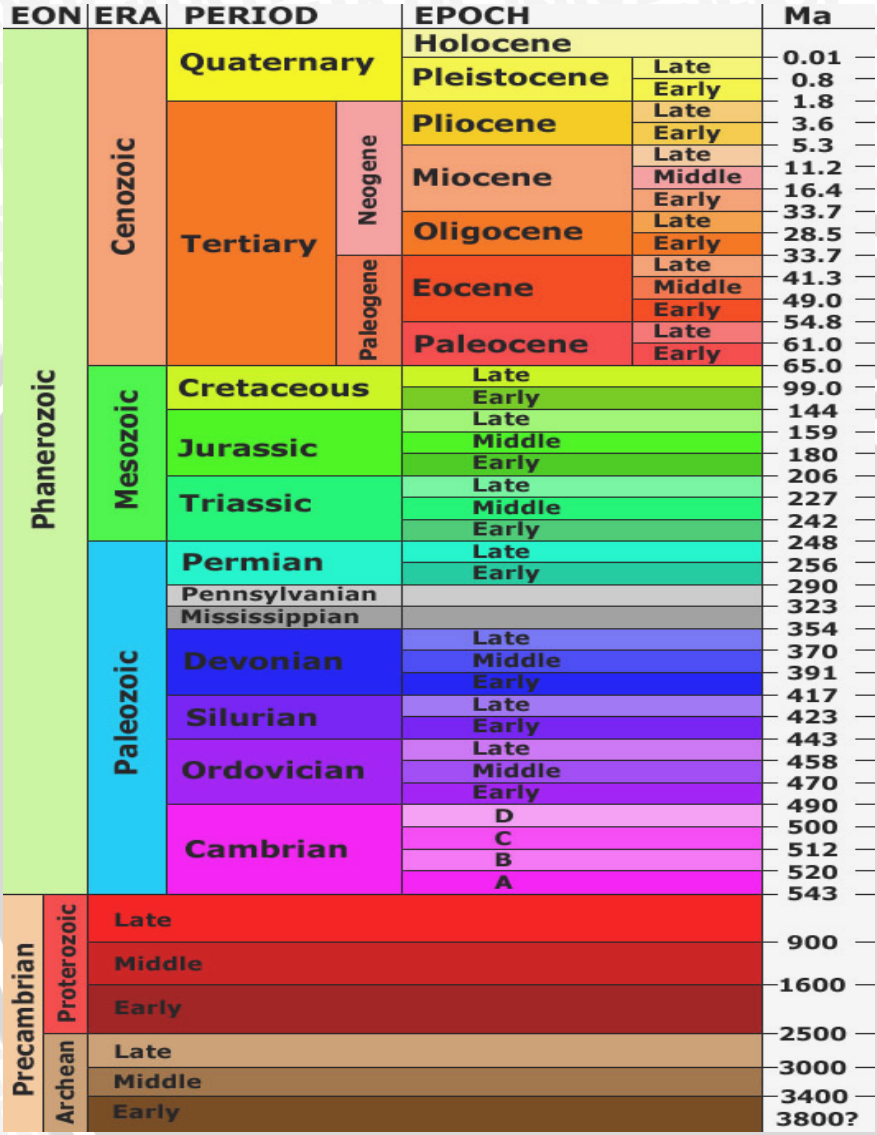
Tekanan Shear (*Shear Stress*) adalah hasil dari gaya yang bekerja secara paralel antara satu terhadap lainnya tetapi dalam arah yang berlawanan.

Thurst Fault (Patahan Menusuk) adalah *reverse fault* dengan bidang patahan bergerak dengan sudut kurang dari 30^0 (Harwood, 2007).

Transgresi: ketidakselarasan dimana lapisan yang diendapkan di atas lapisan yang lebih tua.

Tufa (*tuff*) adalah batuan vulkanik yang seperti batuan pasir baik dalam tekstur dan ukurannya yang berasal dari abu vulkanik.
Uplift: naiknya daerah sekitar yang disebabkanoleh gaya kompresi.

Waktu Geologi (*Geologic Time*)



Gambar Waktu geologi (USGS, 2006)

Referensi

Alamsyah, M.N. 2007. *Interpretasi Data Seismik Refleksi*. Workshop Geofisika-Fisika-FMIPA-Universitas Brawijaya oleh Petrochina International Jabung Ltd: Jakarta

Ginanjar dan Latief, A. 2006. *Seismic Reflection*. Two Day Short Course untuk Brawijaya University SC of AAPG oleh Chevron Indonesia Company: Jakarta

Harwood, Richard. 2007. *Tectonic Structures-Physical Geography 102*. Black Hawk College. http://facweb.bhc.edu/academics/science/harwoodr/GEOG102/study/tecton1.htm Diakses tanggal 19 Mei 2008

Monroe, James S., dan Wicander, Reed. 1992. *Physical Geology-Exploring the Earth*. West Publishing Company: USA

Sukmono dan Abdullah. 2001. *Karakterisasi Reservoir Seismik*. ITB: Bandung

USGS. 2006. *Geologic History of Southern California*. http://geomaps.wr.usgs.gov/socal/geology/geologic_history/index.html) Diakses tanggal 19 Mei 2008

Wakid, Abdul. 2003. *Geologi Dasar*. Pusdiklat Migas: Cepu

Yuwono, N.T. 2003. *Geologi Minyak Bumi*. Pusdiklat Migas: Cepu

http://www.platetectonics.com/book/ Diakses tanggal 11 Juni 2008