

**PREDIKSI SEBARAN LAPISAN RESERVOAR
DENGAN METODA INVERSI
UNTUK PENENTUAN DAERAH TARGET DI LAPANGAN S**



THESIS

Oleh


Safitri Nurida

0706172065

**PROGRAM STUDI GEOFISIKA RESERVOAR
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS INDONESIA
JAKARTA
2010**

HALAMAN PERNYATAN ORISINALITAS

Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri,
Dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk
Telah saya nyatakan dengan benar.

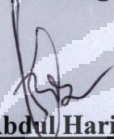
Nama : Safitri Nurida
NPM : 0706172065
Tanda Tangan : 
Tanggal : 11 Juni 2010

LEMBAR PENGESAHAN

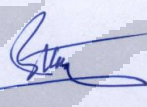
Nama : Safitri Nurida
NPM : 0706172065
Program Studi : Geofisika Reservoar
Judul Thesis : Prediksi Sebaran Lapisan Reservoar Dengan Metoda Inversi Untuk Penentuan Daerah Target Di Lapangan S

MENYETUJUI

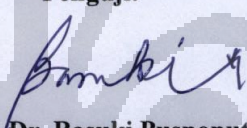
Pembimbing:


Dr. Abdul Haris

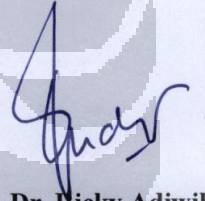
Penguji:


Prof. Dr. Suprayitno Munadi

Penguji I



Dr. Basuki Puspopturo

Penguji II


Dr. Ricky Adiwibowo

Penguji III

Ketua,


Dr. Dedi Suyanto

Tanggal Lulus : 11 Juni 2010

ABSTRAK

Studi menggunakan metoda inversi seismik telah diterapkan dalam penelitian ini untuk menginterpretasi dan mendelineasi penyebaran reservoir Gita *sand* di Lapangan S. Dengan menggunakan inversi seismik, kita bisa mendapatkan model geologi penyebaran reservoir melalui penampang dan *slicing P-impedance*. Lapangan S terletak di sebelah utara Cekungan Asri dan merupakan lapangan eksplorasi yang belum pernah ditemukan potensi hidrokarbon. Hipotesis awal dari analisa sensitifitas menunjukkan bahwa data sumur memiliki sensitifitas terhadap *P-impedance* untuk memisahkan litologi. Analisa hasil inversi membantu interpretasi model geologi menjadi lebih akurat dan juga menunjukkan bahwa reservoir tersebar di sekitar prospek eksplorasi *Updip B-1*. Hasil penelitian membuktikan bahwa prospek *Updip B-1* dapat menjadi prospek hidrokarbon baru di Lapangan S.

ABSTRACT

Seismic inversion method has been applied to interpret and delineate reservoir distribution of Gita sand in S field. Using seismic inversion, it can get reservoir distribution model through P-impedance section and slicing. S field is exploration field located in the northern part of Asri Basin and there was no found hydrocarbon potential previously in this field. Initial review from sensitivity analysis shows that well data has sensitivity to P-impedance to classify lithology. The inversion result helps geological model interpretation to be more accurate and also shows reservoir distribution around exploration prospect Updip B-1. The result of this study prove that exploration prospect Updip B-1 can be new hydrocarbon prospect in S field.

KATA PENGANTAR

Tugas akhir ini merupakan hasil dari kerja keras selama menuntut ilmu di Program Master Geofisika Reservoir Universitas Indonesia. Penulis sadar bahwa masih banyak kekurangan dalam penulisan tugas akhir ini. Segala masukan sangat dibutuhkan untuk meningkatkan kualitas penulis dalam aplikasi dunia G&G.

Penulis mengucapkan syukur Alhamdulillah kepada Allah SWT atas karunia dan hidayahNya sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Selain itu, penulis juga ingin menyampaikan rasa terima kasih sebesar-besarnya kepada:

- Bapak Abdul Haris, selaku dosen pembimbing, atas masukan, diskusi, dan bantuannya selama penulis menyelesaikan tugas akhir ini.
- Rekan-rekan di Petronas Carigali Jakarta atas bantuannya.
- Teman-teman yang sama-sama berjuang di Program Master Geofisika Reservoir Universitas Indonesia atas diskusi yang sangat membangun selama ini.
- Mama dan Papa atas kesabaran dan dukungan yang tidak pernah berhenti.
- Suami dan anakku tersayang atas pengorbanan, perhatian, dukungan, dan semangat yang selalu diberikan selama ini.

Jakarta, 11 Juni 2010

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	i
ABSTRAK	ii
ABSTRACT	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	iv
DAFTAR GAMBAR	vi
BAB I PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan	1
1.3. Metodologi Penelitian	2
1.4. Sistematika Penulisan	3
BAB II TINJAUAN GEOLOGI	
2.1. Tektonik	4
2.2. Stratigrafi	6
2.3. Sistem Penjebakan Hidrokarbon	9
BAB III INVERSI SEISMIK	
3.1. Densitas (ρ)	12
3.2. Kecepatan Gelombang P (V_p)	12
3.3. Hubungan Kecepatan Gelombang P (V_p) dengan Densitas (ρ)	13
3.4. Impedansi Akustik (IA)	14
3.5. Reflektivitas	14
3.6. <i>Wavelet</i>	15
3.7. Metoda Inversi	16
BAB IV PENGOLAHAN DATA	
4.1. Data Sumur dan Data Seismik	21
4.2. Analisa Geologi Daerah Penelitian	22
4.3. Analisa Sensitifitas	25
4.4. <i>Well Seismic Tie</i> (Pembuatan Seismogram Sintetik)	28

4.5. Penarikan (<i>Picking</i>) Horizon dan Interpretasi Geologi	33
4.6. Inversi	35
BAB V ANALISA	
5.1. Analisa Data Sumur	39
5.2. Analisa Hasil Inversi	41
BAB VI KESIMPULAN	46
DAFTAR ACUAN	47



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Diagram alir metoda penelitian	2
Gambar 2.1. Lokasi penelitian	4
Gambar 2.2. Cekungan Northwest Java secara regional (ISIS, 2005)	5
Gambar 2.3. Elemen struktur di Cekungan Asri (Internal Report, 1993)	6
Gambar 2.4. Stratigrafi lapangan S (Sukaryadi, 2001)	9
Gambar 3.1. Model untuk inversi (Hampson&Russel, 2007)	11
Gambar 3.2. Beberapa faktor yang mempengaruhi V_p (Sherrif & Geldart, 1995)	13
Gambar 3.3. Hubungan V_p dan ρ pada beberapa jenis litologi batuan (Gardner, 1974)	14
Gambar 3.4. Efek konvolusi <i>wavelet</i> dengan reflektivitas (Hampson-Russel, 2007)	15
Gambar 3.5. Contoh <i>wavelet</i> dengan frekuensi 20-60 Hz, dan <i>zero phase</i>	16
Gambar 3.6. Pembagian kategori untuk seismik inversi (Sukmono, 2009)	16
Gambar 3.7. Diagram alir metoda <i>Bandlimited (recursive) inversion</i> (Sukmono, 2009)	18
Gambar 3.8. Diagram alir metoda <i>Model based inversion</i> . (Sukmono, 2009)	19
Gambar 4.1. Korelasi top formasi antar sumur	21
Gambar 4.2. Area seismik 3D lapangan S	22
Gambar 4.3. Peta struktur kedalaman Top Talangakar dari penelitian sebelumnya menggunakan data seismik 2D (ISIS, 2005)	23
Gambar 4.4. Data sumur B-1 menunjukkan <i>oil show</i> di Formasi Talangakar Gita member (ISIS, 2005)	24
Gambar 4.5. Interpretasi seismik 2D dari penelitian sebelumnya yang menunjukkan adanya prospek dengan struktur lebih tinggi dari sumur B-1 (ISIS, 2005)	24
Gambar 4.6. <i>Crossplot</i> sumur N-1.	26
Gambar 4.7. <i>Crossplot</i> sumur R-1.	27
Gambar 4.8. <i>Crossplot</i> sumur B-1.	27
Gambar 4.9. Koreksi <i>checkshot</i> sumur B-1.	29
Gambar 4.10. <i>Statistical wavelet</i> dari sumur B-1, N-1, dan R-1.	30
Gambar 4.11. <i>Frequency bandwith</i> dari 3 <i>statistical wavelet</i> yang dihasilkan sumur B-1, N-1, dan R-1.	31

Gambar 4.12. <i>Wavelet</i> seismogram sintetik final (<i>bandpass wavelet</i>) dari sumur B-1, N-1, dan R-1	32
Gambar 4.13. Interpretasi seismik <i>inline</i> 1256 yang melewati daerah target	33
Gambar 4.14. Peta struktur Top Talangakar	34
Gambar 4.15. Peta struktur Top <i>Basement</i>	34
Gambar 4.16. Model awal sebelum melakukan inversi	35
Gambar 4.17. Parameter dalam melakukan inversi	36
Gambar 4.18. Korelasi inversi sintetik menggunakan parameter di atas	37
Gambar 4.19. Penampang <i>P-impedance</i> hasil inversi di <i>inline</i> 1234 yang melewati sumur B-1	37
Gambar 4.20. <i>Slicing inversion volume</i> pada zona target reservoir	38
Gambar 5.1. Data log sumur B-1, N-1, dan R-1	39
Gambar 5.2. <i>Crossplot</i> data impedansi dan GR dari sumur B-1, N-1, dan R-1	40
Gambar 5.3. Perbandingan data <i>checkshot</i> untuk sumur B-1 dan R-1	41
Gambar 5.4. Peta struktur regional Top Talangakar (ISIS, 2005)	42
Gambar 5.6. Penampang <i>P-impedance</i> yang menunjukkan penyebaran <i>sand</i>	43
Gambar 5.7. Beberapa seismik atribut yang dilakukan di sekitar daerah target	44
Gambar 5.8. Peta <i>slicing RMS average P-impedance</i> hasil inversi di Gita <i>sand</i>	45

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

Sebagai civitas akademika Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Safitri Nurida

NPM : 0706172065

Program Studi : Geofisika Reservoir

Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam (MIPA)

Jenis Karya : Thesis

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

Prediksi Sebaran Lapisan Reservoir Dengan Metoda Inversi Untuk Penentuan Daerah Target di Lapangan S

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta

Pada tanggal : 11 Juni 2010

Yang menyatakan,


(Safitri Nurida)

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Eksplorasi hidrokarbon dalam industri minyak dan gas bumi merupakan serangkaian kegiatan yang dilakukan untuk menentukan cadangan hidrokarbon yang ekonomis untuk dieksplorasi. Metoda geofisika yang selalu digunakan dalam eksplorasi hidrokarbon adalah metode seismik refleksi karena dapat memberikan gambaran struktur geologi dan perlapisan batuan bawah permukaan dengan cukup detail dan akurat.

Lapangan S merupakan lapangan eksplorasi hidrokarbon. Seismik 3D telah diakuisisi di lapangan ini. Empat sumur telah ditajak di lapangan S dan menunjukkan ketidakberadaan hidrokarbon, kecuali pada sumur B-1 yang menunjukkan adanya jejak hidrokarbon. Dari hasil pemetaan menunjukkan bahwa di daerah sekitar sumur B-1 masih terdapat indikasi prospek eksplorasi, berupa struktur tinggian yang diharapkan sebagai perangkap hidrokarbon dan sebaran lapisan reservoir melalui struktur tinggian akan dicari dengan menggunakan analisis seismik.

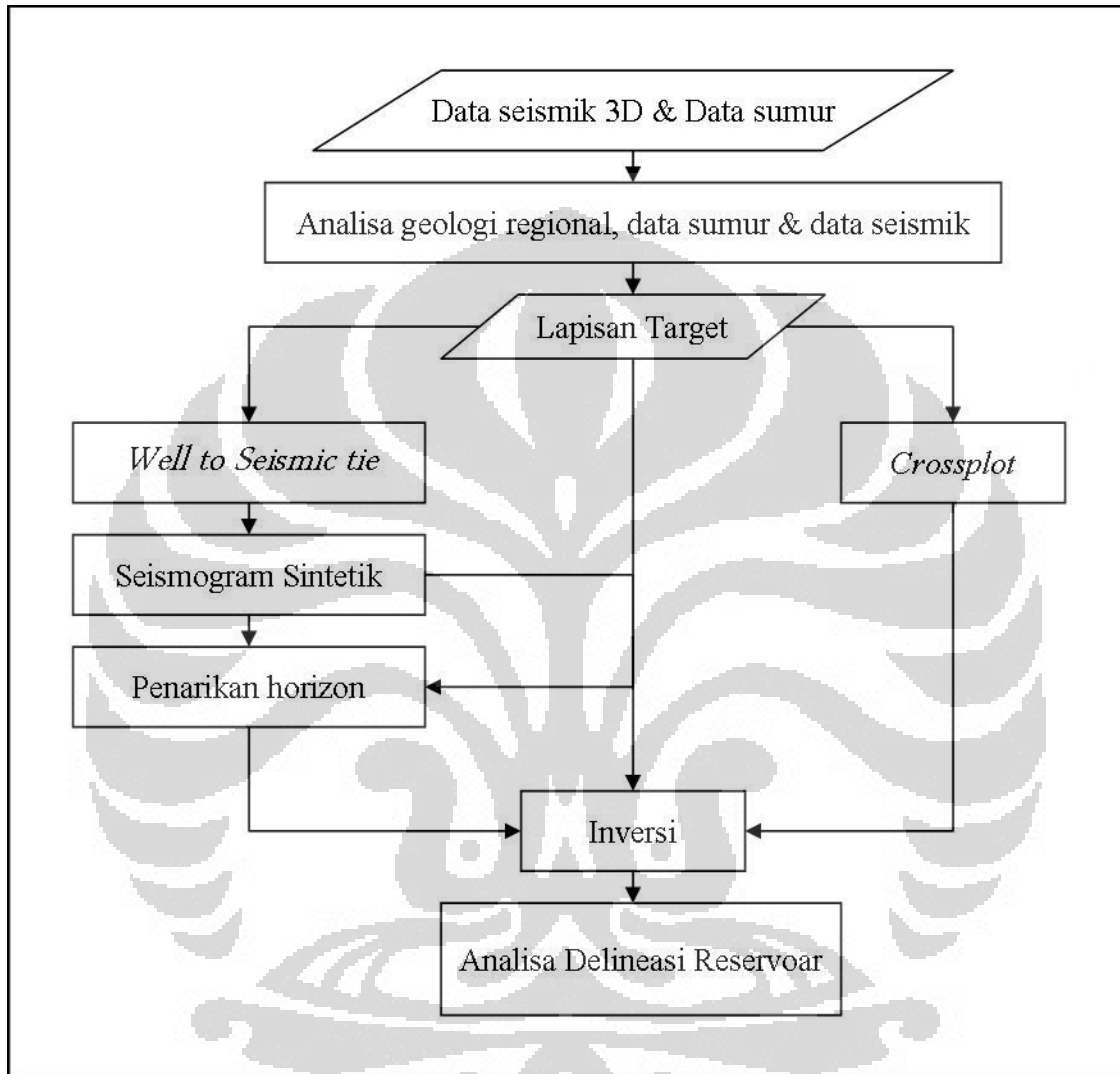
Konsep seismik eksplorasi inversi diharapkan dapat menunjukkan sebaran lapisan reservoir, dengan mengubah data seismik menjadi impedansi guna memperlihatkan bentuk-bentuk yang jelas. Metoda inversi diharapkan menghasilkan identifikasi lapisan reservoir dengan lebih akurat dibandingkan dengan pemetaan biasa.

1.2. Tujuan

Tujuan penelitian ini adalah melanjutkan studi geologi dan geofisika sebelumnya tentang prospek eksplorasi baru di lapangan S dengan mengidentifikasi penyebaran reservoir menggunakan hasil analisis pengamatan antar penampang hasil proses analisis inversi pada lapisan reservoir, yaitu Gita *sand* dari Formasi Talangakar, di daerah target.

1.3. Metodologi Penelitian

Diagram alir metodologi penelitian dapat dilihat pada Gambar 1.1.



Gambar 1.1. Diagram alir metoda penelitian.

1.4. Sistematika Penulisan

Penyusunan tugas akhir ini dibagi menjadi beberapa urutan materi pembahasan yang saling berkaitan.

Bab I berisi pendahuluan. Dalam bab ini akan dibahas mengenai latar belakang, tujuan penelitian, metodologi penelitian, dan sistematika penulisan.

Bab II merupakan tinjauan geologi dimana akan dibahas mengenai geologi regional daerah penelitian, mencakup tektonik, stratigrafi, dan sistem penjebaran hidrokarbon.

Pembahasan mengenai teori dasar inversi seismik dan parameter-parameter di dalamnya akan dibahas pada Bab III.

Tahapan dalam melakukan penelitian akan dibahas dalam Bab IV, yaitu tentang pengolahan data. Dalam bab ini dibahas mengenai data yang digunakan dan proses pengolahan data, analisa awal, *crossplot*, pembuatan sintetik seismogram, penarikan horizon, dan proses inversi.

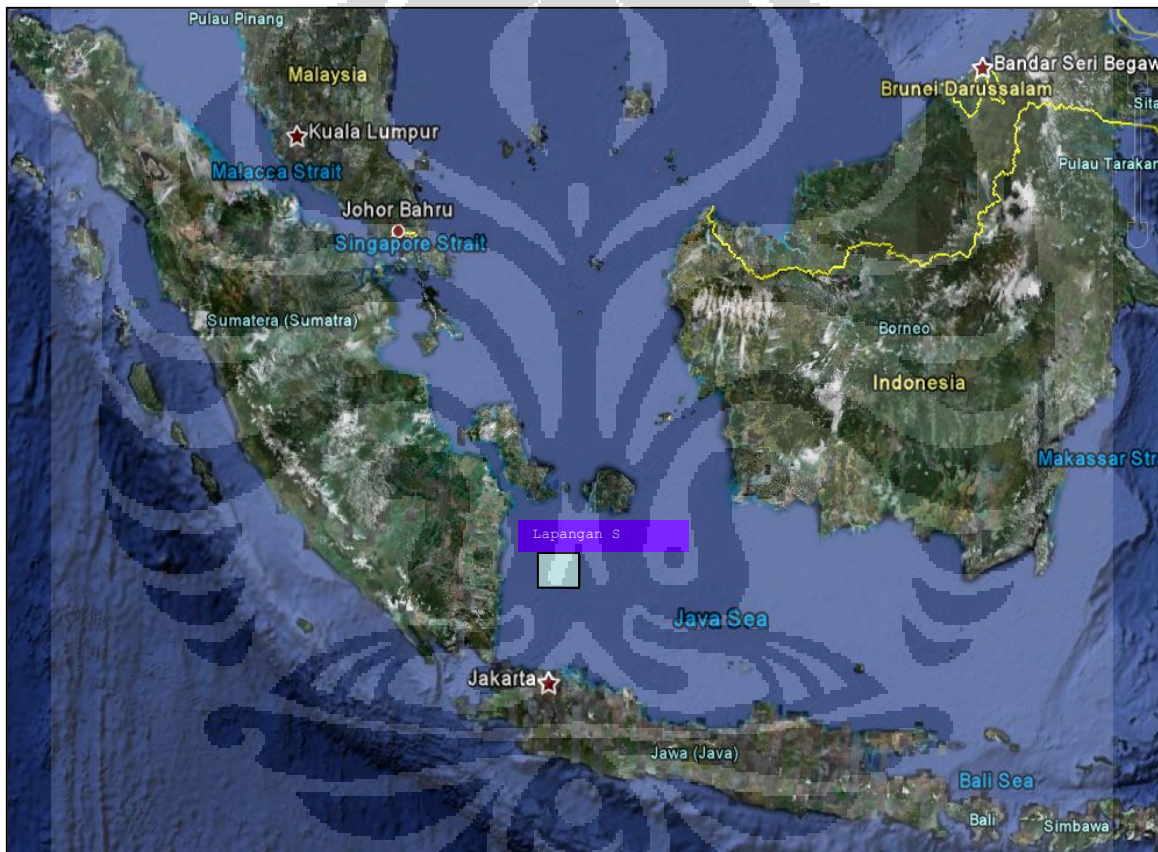
Hasil dari pengolahan data akan dibahas pada Bab V, yaitu hasil dan pembahasan. Pada bab ini akan dikemukakan hasil dan analisa dari proses inversi seismik.

Bab VI sebagai bab terakhir dalam tugas akhir ini akan memberi kesimpulan tentang keseluruhan hasil dan analisa penelitian.

BAB II

TINJAUAN GEOLOGI

Lokasi penelitian adalah lapangan S yang merupakan lapangan lepas pantai yang terletak di utara Cekungan Asri (Gambar 2.1), bagian barat dari lepas pantai Jawa. Lapangan S adalah lapangan eksplorasi dengan 4 sumur yang telah ditajak di lapangan ini.

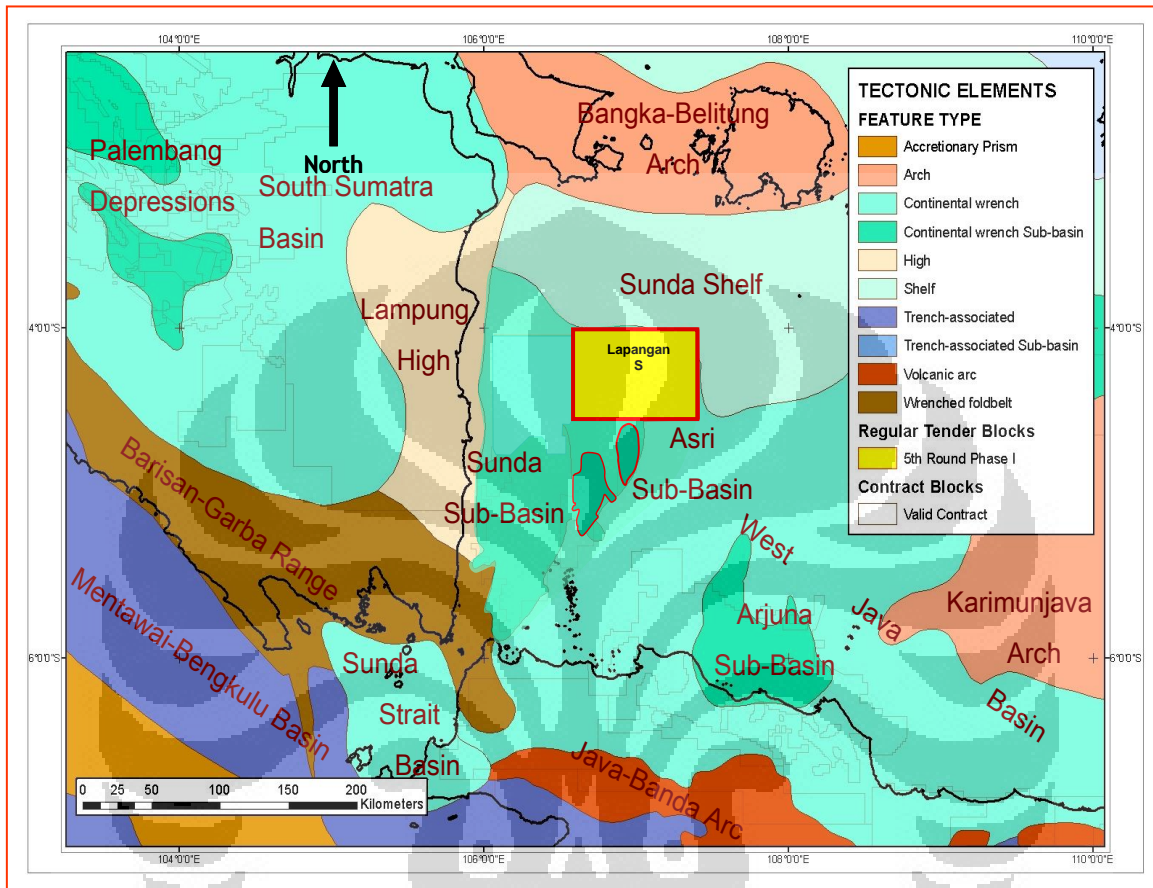


Gambar 2.1. Lokasi penelitian.

2.1. Tektonik

Lapangan S secara regional terletak di bagian utara dari Cekungan Asri, 30 mil barat laut dari Cekungan Sunda (Gambar 2.2). Cekungan Asri merupakan *back arc basin* dengan bentuk cekungan asimetri, memiliki arah busur panjang utara-selatan dan berkaitan dengan sesar geser *NW-SE* yang diakibatkan subduksi antar lempeng. Sesar

geser utama ini terjadi pada Pra Tersier dan diikuti oleh fasa ekstensional pada Awal Miosen, dimana terjadi system *syn rift* dan pengisian sedimen.

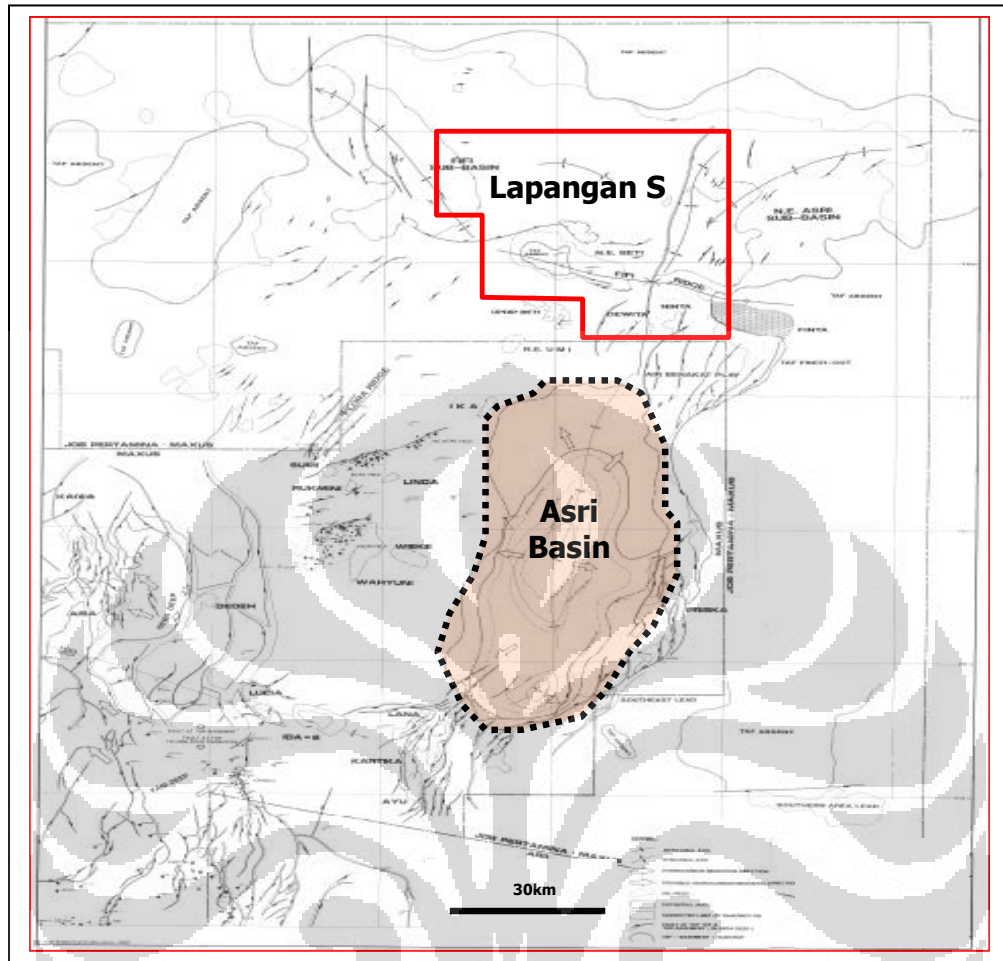


Gambar 2.2. Cekungan Northwest Java secara regional (ISIS, 2005).

Pembentukan tektonik di daerah ini dipengaruhi oleh 3 tahap utama, yaitu:

- Sesar-sesar berarah *E-W* terbentuk pada *Cretaceous*, berhubungan dengan pembentukan *back arc basin*.
- Sesar-sesar berarah *N-S* terbentuk pada *Oligocene-Miocene*, berhubungan dengan fasa ekstensional dan *rifting*.
- Sesar-sesar berarah *NE-SW* yang merupakan reaktifasi dan inversi dari sesar yang lebih tua.

Pola tektonik dari lapangan S dapat dilihat pada Gambar 2.3.



Gambar 2.3. Elemen struktur di Cekungan Asri (Internal Report, 1993).

2.2 Stratigrafi

Stratigrafi dari lapangan S dan diilustrasikan pada Gambar 2.4. Di lapangan S, Formasi Banuwati tidak hadir, tidak ada bukti yang menunjukkan terjadinya *rifting* pada pengendapan Formasi Banuwati pada Eosen. *Subsidence* menunjukkan relatif seragam di sepanjang area *half graben* dan *footwall*.

Pengendapan mulai terjadi di lapangan S pada Awal Oligosen. Pengendapan melambat ke arah *Early Miocene* dan progresi *infill half-graben* terjadi pada waktu pengendapan Formasi Baturaja.

Secara regional, Lapangan S dibagi menjadi 3 sikuen besar, yaitu (Ilhami, 2009):

- Sikuen pertama, yaitu terdiri dari Formasi Talang Akar, Baturaja dan Formasi Gumai bagian bawah.
- Sikuen kedua, yaitu terdiri dari *transgressive system tract* (TST) dan *highstand system tract* (HST) dari Formasi Gumai bagian atas.
- Sikuen ketiga, yaitu terdiri dari Formasi Air Benakat dan Cisubuh.

Pada awal sikuen pertama teridentifikasi bahwa di lapangan S, *Late Oligocene-Early Miocene*, Talang Akar diendapkan pada *lowstand system tract* (LST). Hal ini berdasarkan hasil dari sumur B-1 yang menembus formasi tersebut. Talang Akar sebagai LST merepresentasikan regresi pada *basement* dimana pada saat pengendapan terjadi pendangkalan secara bertahap. Pada akhir dari pada LST, sekuen menjadi lebih dalam atau TST sehingga Formasi Baturaja terbentuk. Sistem transgresional pada *Early Miocene* merupakan *even* regional pada Indonesia bagian Barat. Proses HST dimana Gumai *shallow marine claystone* diendapkan dan *even* ini terjadi di seluruh Indonesia bagian barat.

Basement

Basement di lapangan S disusun dari batuan beku (granit/granodiorit) hingga batuan metamorfik dengan umur *Pre-Tertiary*.

Formasi Talangakar

Formasi Talangakar diendapkan langsung di atas *Basement*. Formasi Talangakar disusun oleh sandstone, shale, siltstone, mudstone, dan coal. Formasi ini berumur *Late Oligocene – Early Miocene*.

Formasi Baturaja

Formasi Baturaja terdiri dari *shale* dari *limestone* dengan umur *Early Miocene*. Lingkungan pengendapan Formasi Baturaja adalah *shallow marine*.

Formasi Gumai

Litologi formasi ini adalah *sandstone* dan *marine shale* dengan umur *Early Miocene*. *Marine shale* dari Formasi Gumai merupakan *seal* regional di Cekungan Astri.

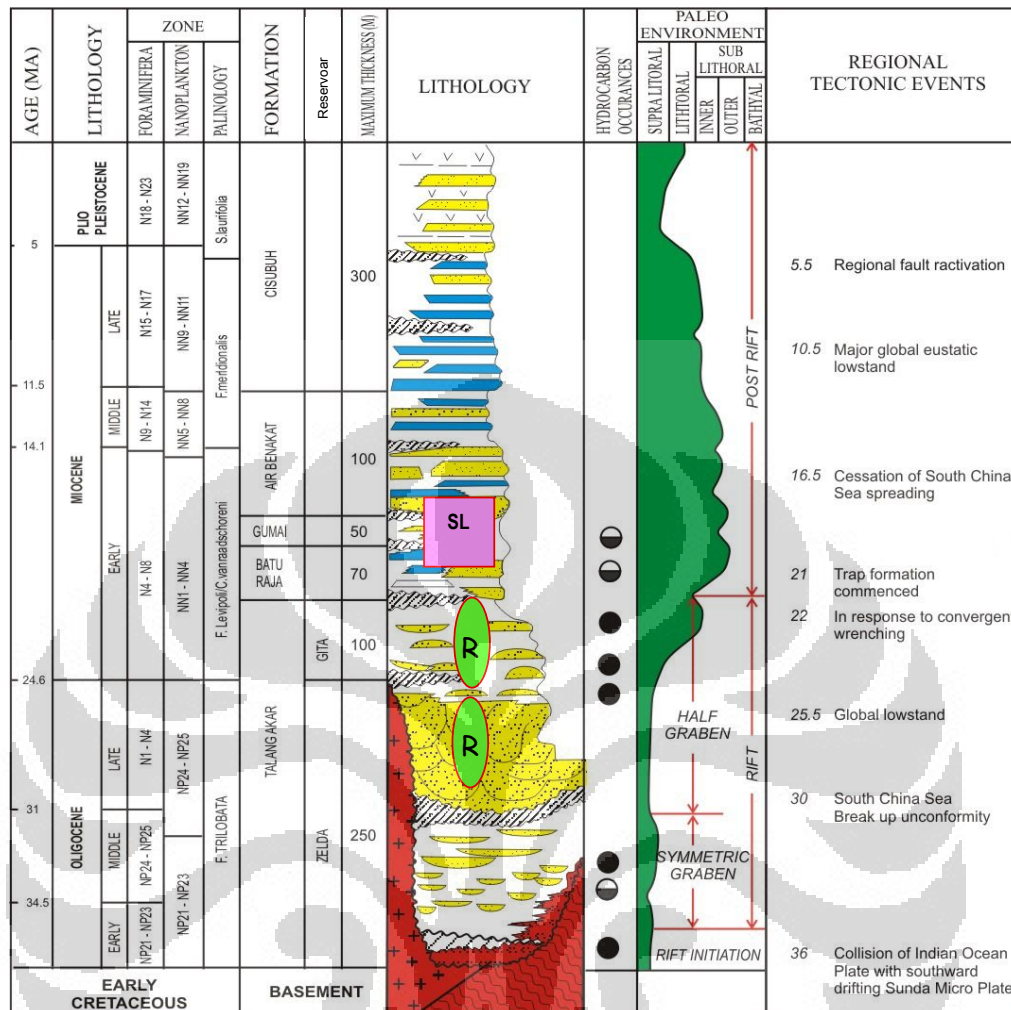
Formasi Air Benakat

Formasi ini diendapkan di atas Formasi Gumai. Litologi formasi ini adalah *sandstone*, *shale*, dan *mudstone*. Umur Formasi Air Benakat adalah *Middle-Late Miocene*.

Formasi Cisubuh

Formasi Cisubuh terdiri dari *marine clays* dan *silt*. Formasi ini berumur *Late Miocene-Plio Pleistocene*.

Pada Formasi Talangakar telah teridentifikasi 2 lapisan reservoir, yaitu *Gita sand* dan *Zelda sand*. *Gita sand* diendapkan pada lingkungan *fluvial-brided meandering channel system* dan *Zelda sand* diendapkan pada lingkungan *shallow lacustrine-fluvial deltaic sistem*



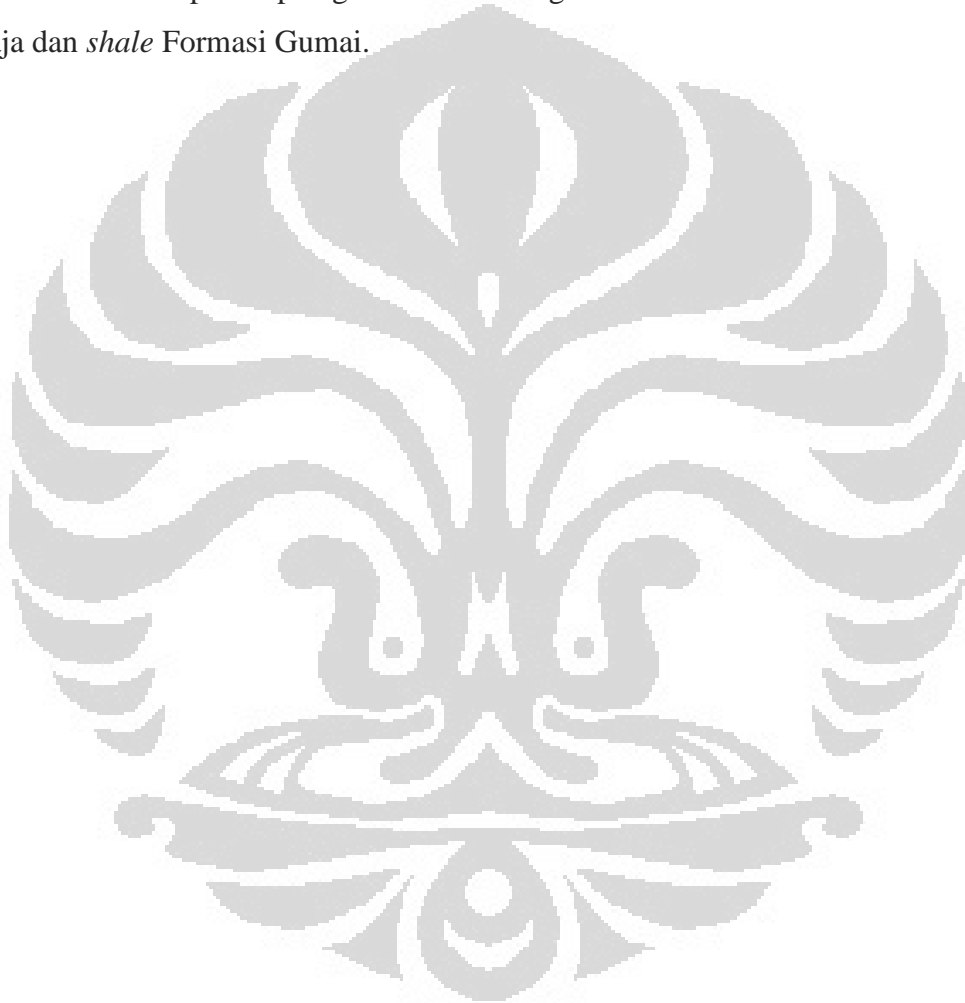
Gambar 2.4. Stratigrafi lapangan S (Sukaryadi, 2001).

2.3. Sistem Penjebakan Hidrokarbon

Target utama reservoir adalah Gita *sand* pada Formasi Talang Akar. Berdasarkan data sumur B-1, R-1 dan N-1, kualitas reservoir dinilai bagus. Gita *sand* didominasi oleh material kuarsa, dengan interkalasi *shale* di beberapa bagian.

Gita *sand* mempunyai *net thickness* sekitar 20 sampai 130 m dengan kualitas yang sangat bagus dengan porositas sekitar 28-33 %. *Minor oil show* tampak pada beberapa *cutting*, *core* dan *side wall core* (SWC) pada sumur B-1. Berdasarkan data sumur sekitar, permeabilitas adalah sekitar 5425 mD sampai 32800 mD, dengan asumsi bahwa permeabilitas dengan nilai di atas 3500 mD adalah dikatakan good permeability untuk lapisan ini (Sukaryadi, 2007).

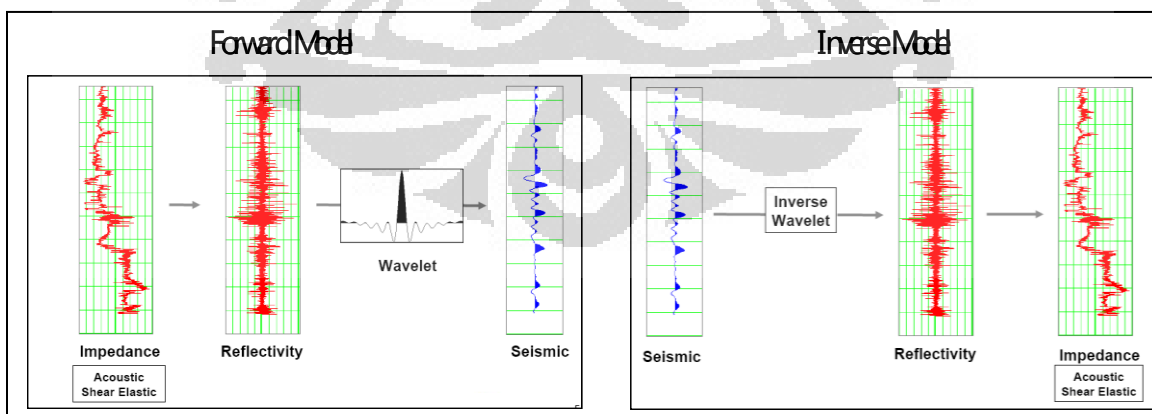
Batuan induk berasal Cekungan Asri yang berada disekitar 37.5 km sebelah selatan dari lapangan S. Batuan induk utama adalah *shale* dari Formasi Banuwati dengan umur *Late Oligocene*. Formasi Banuwati tidak diendapkan di lapangan S. Formasi ini setara dengan Formasi Jatibarang di Cekungan *West Java Sea*. Minyak menjadi matang pada *Late Oligocene –Early Miocene* dan bermigrasi sampai pada reservoir pada umur *Middle-Late Miocene*. Migrasi terutama dikontrol oleh geometri dari *carrier bed*, yaitu *Zelda sand*. Batuan penutup regional di Cekungan Asri adalah *marine shale* Formasi Baturaja dan *shale* Formasi Gumai.



BAB III

INVERSI SEISMIK

Inversi adalah proses ekstraksi dari data seismik untuk mendapatkan gambaran geologi bawah permukaan yang terekam di data seismik (Hampson & Russel, 2007). Inversi merupakan proses pemodelan geofisika yang dilakukan untuk memprediksi informasi sifat fisis bumi berdasarkan informasi rekaman seismik. Tujuan dasar inversi seismik adalah melakukan transformasi data seismik refleksi menjadi nilai kuantitatif sifat fisik serta deskripsi reservoir (Pendrel, 2001). Secara umum, inversi telah digunakan pada data seismik *post-stack* yang bertujuan untuk mengekstrak volume impedansi akustik. Inversi merubah data seismik menjadi *log pseudo IA* pada setiap *trace*. Saat ini, inversi telah dikembangkan pada data seismik *pre-stack* yang bertujuan untuk mengekstrak volume impedansi akustik maupun impedansi *shear*. Inversi ini akan melibatkan perhitungan fluida pori. Pengembangan dari inversi yang lain adalah untuk memprediksi secara langsung parameter batuan, seperti saturasi air dan porositas. Model untuk inversi secara umum dibagi menjadi 2, yaitu *forward model* dan *inverse model* (Gambar 3.1). *Forward model* adalah operasi konvolusi antara *wavelet* sumber dengan kontras impedansi akustik bumi (koefisien refleksi), sedangkan *inverse model* adalah proses pembagian rekaman seismik terhadap *wavelet* sumber yang diprediksi.



Gambar 3.1. Model untuk inversi (Hampson & Russel, 2007).

Berikut ini akan dijelaskan parameter-parameter dalam inversi seismik.

3.1. Densitas (ρ)

Densitas adalah karakter fisis yang berubah secara signifikan terhadap perubahan tipe batuan akibat mineral dan porositas yang dimilikinya. Densitas secara sederhana merupakan perbandingan antara massa dengan volumenya.

$$\rho = m/v \quad (3.1)$$

3.2. Kecepatan Gelombang P (V_p)

Gelombang yang merambat di bawah permukaan adalah gelombang P (*Pressure wave*) dan gelombang S (*Shear wave*). Gelombang S tidak merambat dalam zat cair dan besarnya kecepatan tergantung pada sifat elastik batuan. Terdapat dua jenis kecepatan gelombang seismik yang berperan penting dalam interpretasi data seismik, yaitu kecepatan gelombang P (gelombang kompresi) dan gelombang S (gelombang geser).

$$V = \sqrt{\frac{M}{\rho}} \quad (3.2)$$

dengan,

M : modulus elastik

ρ : densitas.

Persamaan gelombang P dapat diterangkan sebagai fungsi dari sifat elastik:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + 4/3\mu}{\rho}} \quad (3.3)$$

dengan :

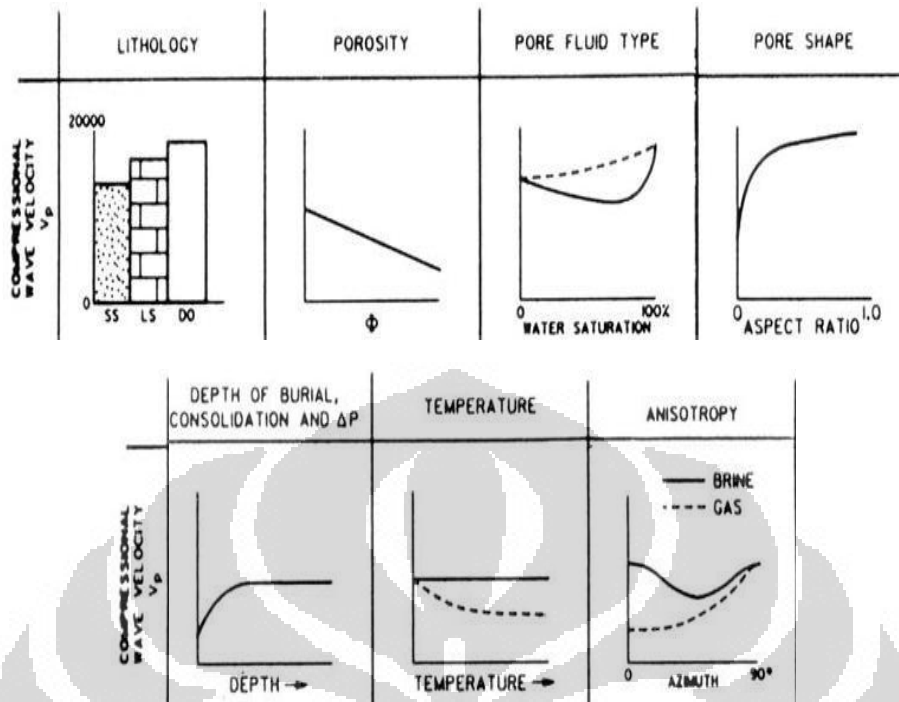
V_p : kecepatan gelombang P (m/s)

K : modulus Bula

ρ : densitas

μ : modulus geser

Beberapa faktor yang mempengaruhi V_p dapat dilihat di Gambar 3.2.



Gambar 3.2. Beberapa faktor yang mempengaruhi V_p (Sherrif & Geldart, 1995).

3.3. Hubungan kecepatan gelombang P (V_p) dengan densitas (ρ)

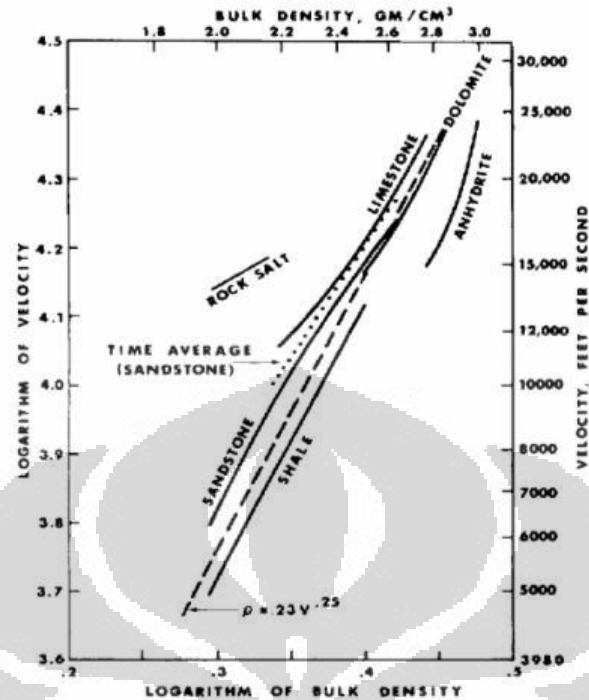
Hubungan antara kecepatan gelombang P dan densitas diperkenalkan oleh Gardner et al. (1974) berdasarkan dari data percobaan di laboratorium (Gambar 3.3). Hubungan ini dikenal dengan istilah relasi Gardner, secara umum ditulis dalam bentuk:

$$\rho = a V^b \quad (3.4)$$

dengan a dan b adalah tetapan khusus yang ditentukan menurut kondisi geologi. Umumnya nilai a dan b didapatkan dari data *sonic* dan *density*, namun dari percobaannya didapatkan hasil:

$$\rho = 0.23 V^{0.25} \quad (3.5)$$

Nilai ini sebagai parameter dasar jika tidak tersedia data lokal.



Gambar 3.3. Hubungan V_p dan ρ pada beberapa jenis litologi batuan (Gardner, 1974).

3.4. Impedansi Akustik (IA)

Impedansi akustik adalah produk dari densitas dan kecepatan gelombang P (V_p), yang berarti bahwa IA merupakan properti dari batuan, bukan merupakan properti *interface* seperti pada data seismik refleksi. Nilai IA umumnya lebih banyak dikontrol oleh V_p .

Semakin keras suatu batuan maka Impedansi akustiknya semakin besar pula, sebagai contoh: batupasir yang sangat kompak memiliki Impedansi Akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batulempung.

3.5. Reflektivitas

Reflektivitas adalah kontras impedansi akustik (IA) pada batas antar lapisan batuan sedimen. Nilai reflektivitas, selain tergantung pada nilai impedansi akustik, juga tergantung pada sudut datang gelombang atau jarak sumber-penerima. Pada *zero offset*, reflektivitas dirumuskan sebagai:

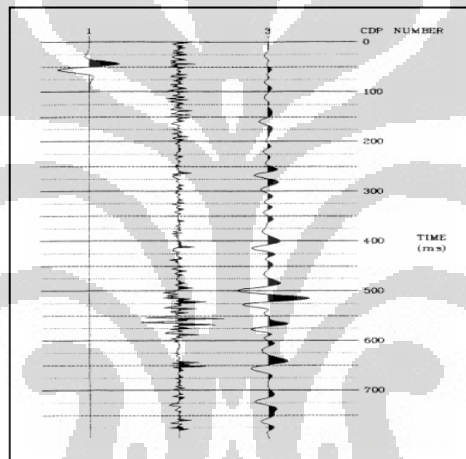
$$R_i = \frac{I_{i+1} - I_i}{I_{i+1} + I_i} \quad (3.6)$$

Dimana I pada *post stack inversion* adalah impedansi akustik.

Hubungan antara reflektivitas dengan seismik adalah :

$$S = W * R + \text{Noise} \quad (3.7)$$

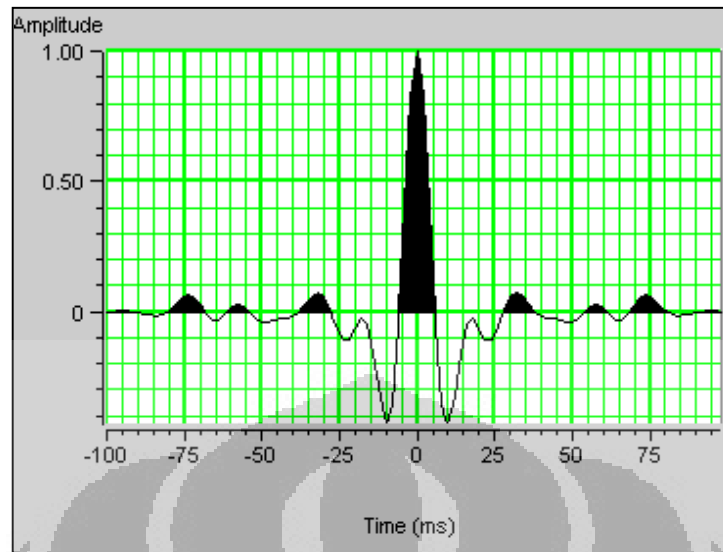
Dimana seismik merupakan konvolusi *wavelet* dengan reflektivitas ditambah *noise*. Efek dari konvolusi *wavelet* dengan reflektivitas adalah untuk menghilangkan detail frekuensi tinggi (Gambar 3.4). Konvolusi dalam kawasan waktu adalah perkalian dalam kawasan frekuensi. Reflektivitas berbanding lurus dengan amplitudo gelombang seismik refleksi.



Gambar 3.4. Efek konvolusi *wavelet* dengan reflektivitas (Hampson & Russel, 2007).

3.6. Wavelet

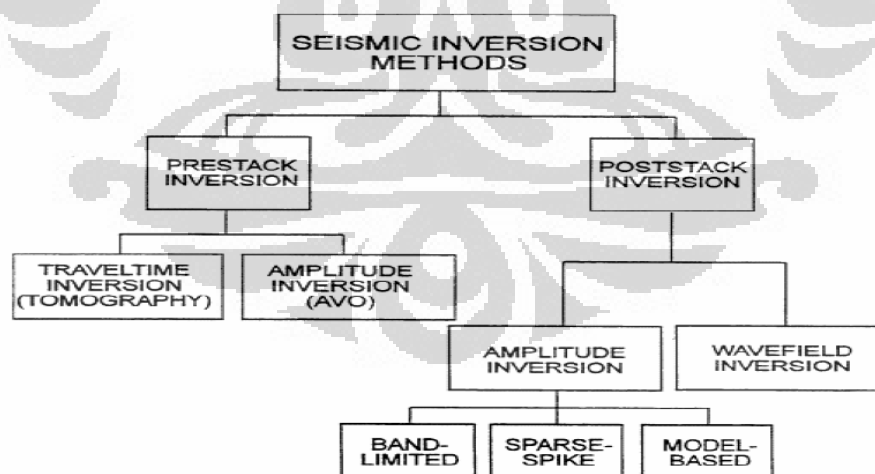
Wavelet adalah gelombang mini yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi, dan fasa. Dalam istilah *wavelet* dikenal dengan gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone*. Contoh *wavelet* dapat dilihat pada Gambar 3.5.



Gambar 3.5. Contoh *wavelet* dengan frekuensi 20-60 Hz, dan *zero phase*.

3.7. Metoda Inversi

Tujuan dasar dari inversi seismik adalah melakukan transformasi data seismik refleksi menjadi nilai kuantitatif sifat fisik serta deskripsi reservoir (Pendrel, 2001). Metoda inversi seismik dapat dibagi menjadi beberapa kategori seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.6.



Gambar 3.6. Pembagian kategori untuk seismik inversi (Sukmono, 2009).

Secara umum, metoda inversi pada data *post stack* dapat dibedakan menjadi 3 jenis, yaitu:

- a. *Bandlimited (recursive) inversion*
- b. *Model based inversion*
- c. *Sparse-spike inversion*

Bandlimited (Recursive) Inversion

Bandlimited (recursive) inversion merupakan metoda inversi yang paling awal. Dimulai dengan definisi dari koefisien refleksi, yaitu:

$$r_i = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (3.8)$$

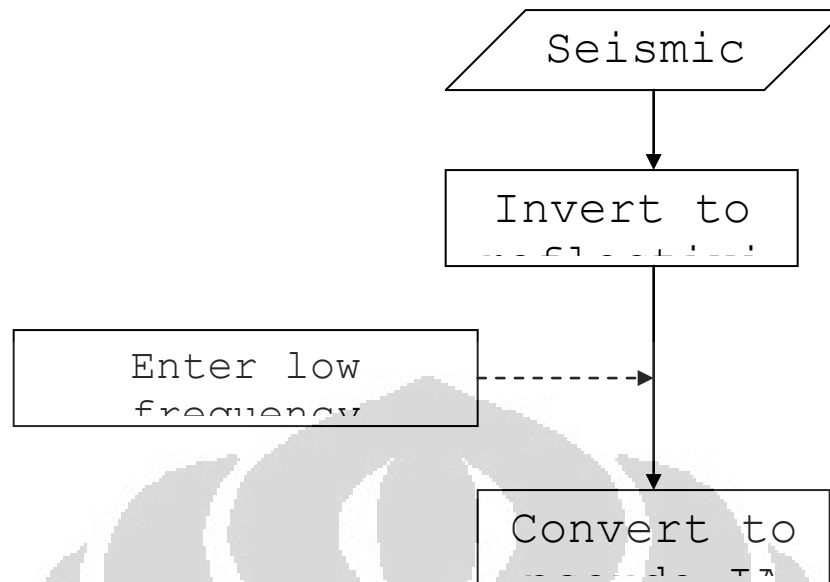
Impedansi dari lapisan i+1 dapat ditentukan dari lapisan i.

$$Z_{i+1} = Z_i * \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \quad (3.9)$$

Dimulai dari lapisan yang pertama, impedansi untuk tiap lapisan di bawahnya ditentukan dengan merekursif rumus berikut:

$$Z_n = Z_1 * \prod \left(\frac{1 + r_i}{1 - r_i} \right) \quad (3.10)$$

Diagram alir metoda *Bandlimited (recursive)inversion* dapat dilihat pada Gambar 3.7.



Gambar 3.7. Diagram alir metoda *Bandlimited (recursive) inversion* (Sukmono, 2009).

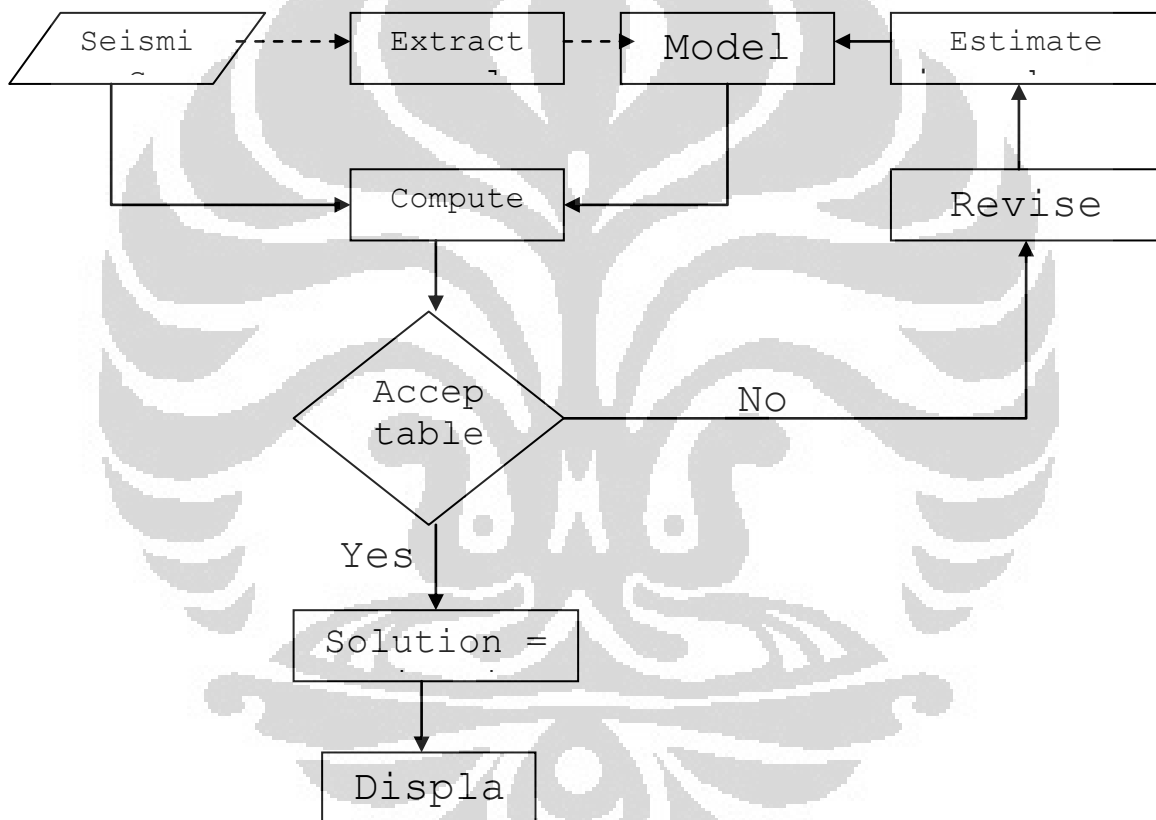
Bandlimited inversion menghasilkan inversi dengan yang kisaran frekuensi yang dibatasi sama dengan data seismik yang dimasukkan. Kelemahan utama metoda ini adalah tidak mengakomodasi kontrol geologi, hampir mirip dengan *forward model*. Frekuensi rendah dan tinggi dari reflektivitas bumi sulit dipertahankan menggunakan metoda ini karena hilang ketika reflektivitas dikonvolusi dengan *wavelet*, sehingga metoda ini tidak bagus untuk memprediksi IA secara lateral. Formula yang diaplikasikan secara rekursif dari atas hingga bawah akan memberikan error yang telah terakumulasi, dan *noise* dari *trace* seismik akan diinterpretasikan sebagai refleksi dan berpengaruh pada inversi itu sendiri (Hampson & Russel, 2007).

Model Based Inversion

Model based inversion diawali dengan rumus dari model konvolusi, yaitu (rumus 3.7):

$$S = W * R + \text{Noise} \quad (3.7)$$

Dengan asumsi bahwa *seismic trace* (S) dan *wavelet* (W) telah diketahui, dan *Noise* adalah teracak dan tidak berkorelasi dengan sinyal, sehingga nilai R sangat tergantung pada rumus di atas. Rumus tersebut tidak bersifat linier. *Model based inversion* menghasilkan nilai frekuensi yang luas. Permasalahannya adalah terkadang nilai frekuensi yang sangat tinggi itu datang dari model perkiraan awal (*initial model*) dan bukan dari data seismik. Kelemahan metoda ini adalah dua *wavelet* yang berbeda dapat menghasilkan trace seismik yang sama (Hampson & Russel, 2007). Diagram alir metoda *Model based inversion* dapat dilihat pada Gambar 3.8.



Gambar 3.8. Diagram alir metoda *Model based inversion*.(Sukmono, 2009).

Sparse Spike Inversion

Sparse spike inversion mengasumsikan bahwa reflektivitas yang sebenarnya dapat diartikan sebagai seri dari *spike* yang besar yang melekat dengan latar belakang *spike*

yang kecil. Diasumsikan bahwa hanya *spike* yang besar yang mempunyai arti untuk diinterpretasi. Metoda *sparse spike inversion* relatif sama dengan *model based inversion*.

Menggunakan persamaan 3.7 asumsi tertentu permasalahan dekonvolusi dapat diselesaikan. Seperti yang kita lihat sebelumnya, metoda rekursif seismik inversi didasarkan pada teknik dekonvolusi klasik, dimana diasumsikan reflektivitas random dan wavelet fasa minimum atau fasa nol. Hal ini akan menghasilkan keluaran wavelet dengan frekuensi lebih tinggi, tetapi tak pernah *me-recover* deret koefisien refleksi yang lengkap.

Beberapa teknik dekonvolusi sekarang dapat dikelompokkan kedalam katagori metoda *sparse spike*. Dimana diasumsikan model reflektivitas tertentu dan *wavelet* yang diestimasi berdasarkan asumsi model tersebut. Teknik-teknik tersebut meliputi (Abdullah, 2007):

- a. Inversi dan dekonvolusi maximum-likelihood.
- b. Inversi dan dekonvolusi norma L1.
- c. Dekonvolusi entropi minimum (MED)

Dipandang dari segi seismik inversi, metoda *sparse spike* mempunyai kelebihan dibandingkan dengan metoda dekonvolusi klasik yaitu pengontrol ekstra yang dapat digunakan sebagai estimasi *full-bandwidth reflektivitas*.

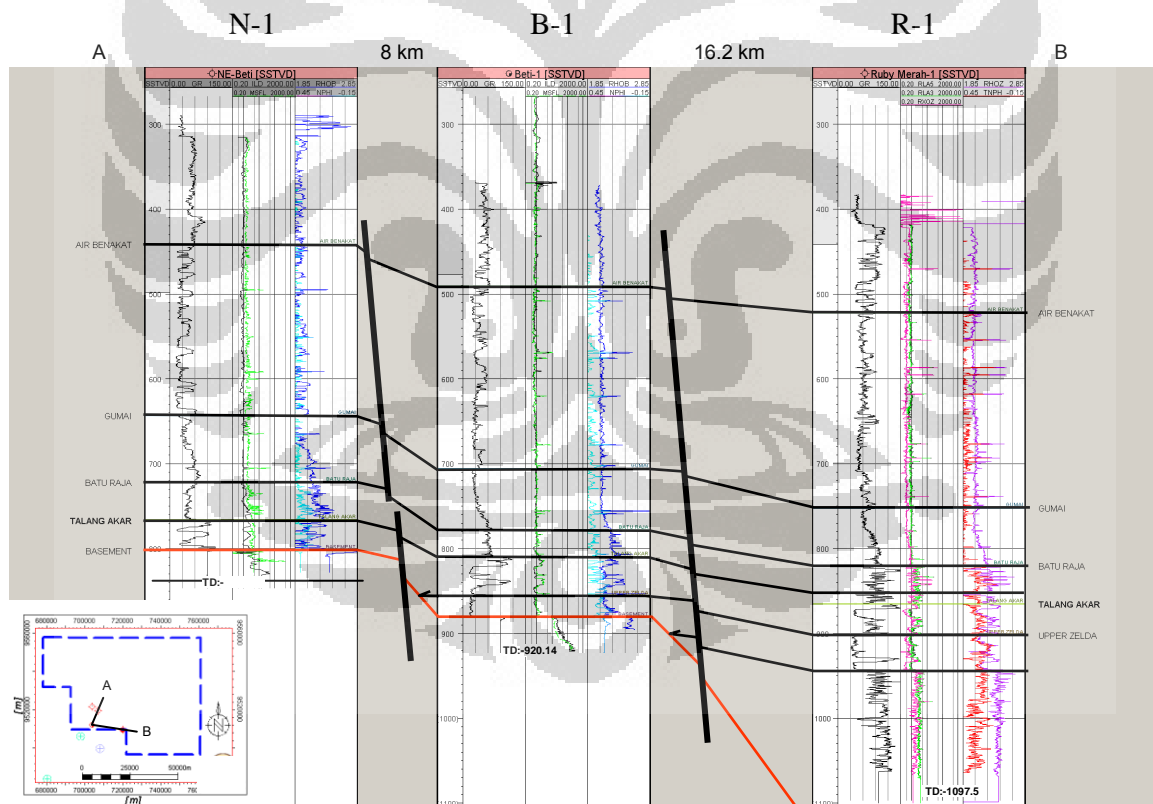
Hasil dari *sparse spike inversion* akan relatif sama dengan *model based inversion*, tetapi pada *sparse spike inversion*, lapisan-lapisan yang tipis dapat hilang karena hanya *spike-spike* besar yang diinterpretasi. Lapisan reservoir dengan *blocky sand* dapat menggunakan metoda ini.

BAB IV PENGOLAHAN DATA

4.1. Data Sumur dan Data Seismik

Dari 4 sumur yang ada telah ditajak di lapangan S, data sumur yang digunakan hanya 3 data sumur, yaitu sumur B-1, N-1, dan R-1. Ketiga sumur tersebut menembus formasi target reservoir, yaitu Formasi Talangakar, sedangkan sumur F-1 tidak memiliki Formasi Talangakar. Jarak antar ketiga sumur tersebut adalah sekitar 8-16 Km. Sumur yang memiliki data *checkshot* hanya sumur B-1 dan R-1. Data log yang digunakan dari tiap sumur adalah data log GR, DT (*sonic*), RHOB (*density*) dan NPHI (*neutron*).

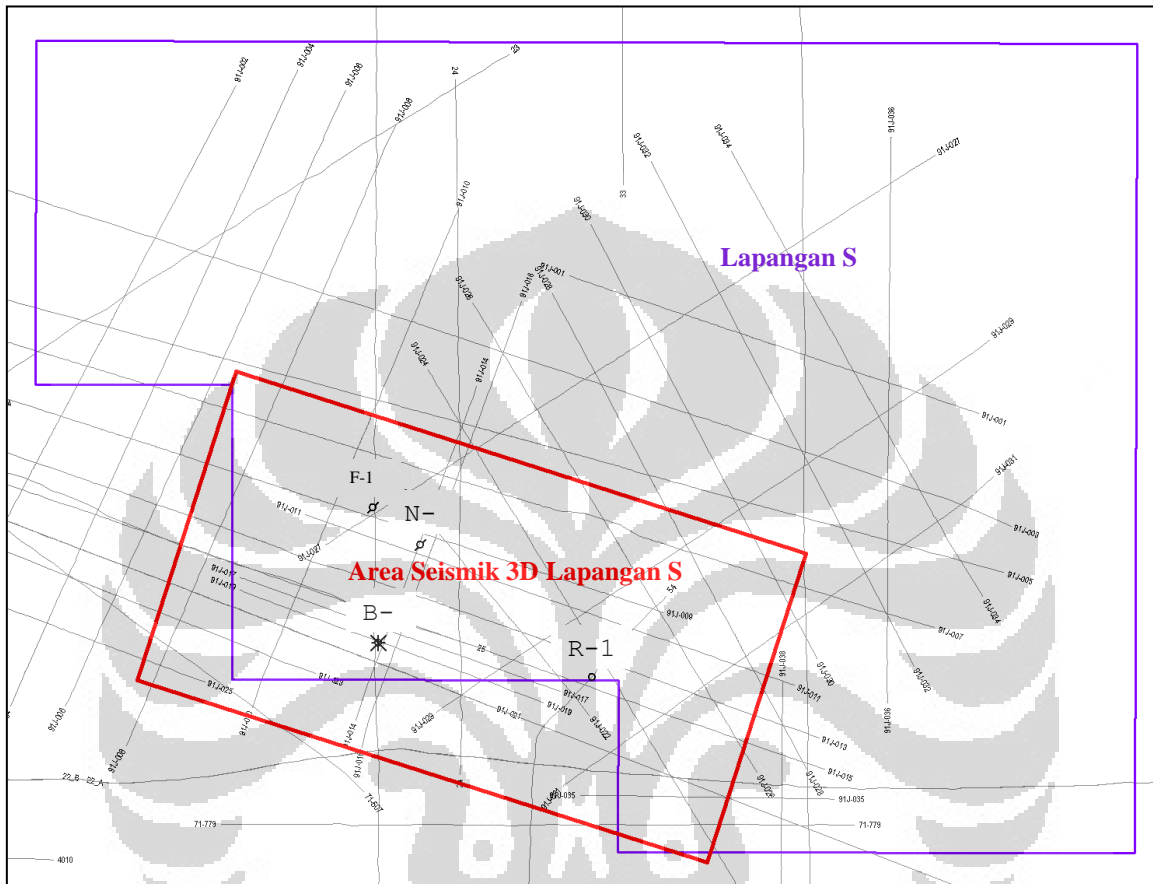
Penarikan batas formasi dan korelasi antar sumur dapat dilihat pada Gambar 4.1.



Gambar 4.1. Korelasi top formasi antar sumur.

Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D dari lapangan S, dengan kondisi *preserve amplitude*. Luas dari data seismik 3D ini adalah 509 Km², dengan

perincian 1301 *inline*, yaitu *inline* 800-2100, dan 7201 *crossline*, yaitu *crossline* 900-8100 (Gambar 4.2).



Gambar 4.2. Area seismik 3D lapangan S.

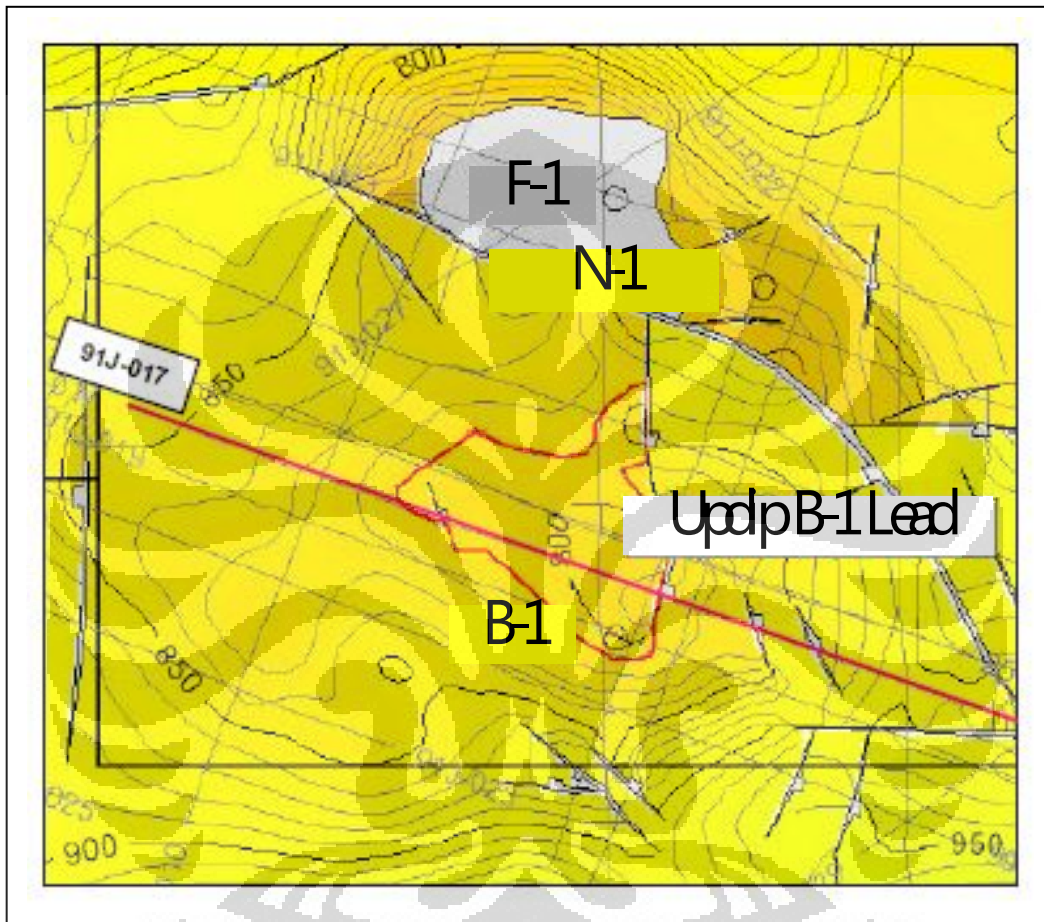
Data seismik *poststack* dan data sumur dimasukkan ke dalam project *database* untuk selanjutnya diproses, dianalisa, dan diinterpretasi.

4.2. Analisa Geologi Daerah Penelitian

Analisa awal dilakukan dengan menganalisa kembali geologi regional dan hasil dari penelitian sebelumnya, yang menggunakan data seismik 2D dan data sumur, terutama pada data yang melintasi sekitar daerah prospek untuk memberi gambaran kondisi geologi daerah target.

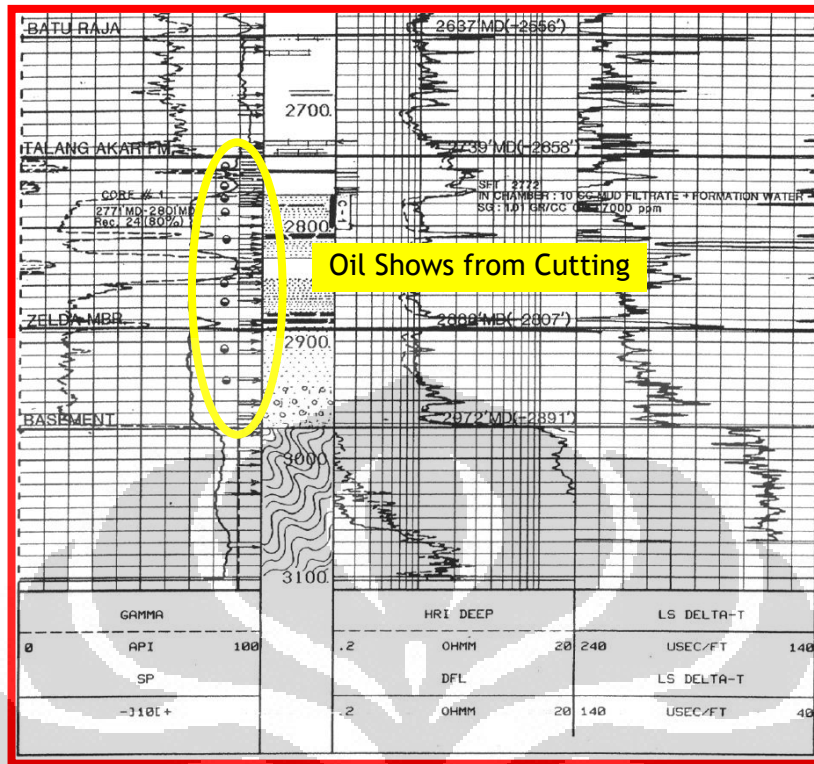
Pada penelitian sebelumnya, prospek eksplorasi struktur tinggian telah teridentifikasi di lapangan S, dimana di dekat struktur tersebut telah ditajak sumur B-1

yang menunjukkan adanya reservoir, yaitu Gita *sand*, dan jejak hidrokarbon (Gambar 4.3). Metoda seismik inversi digunakan untuk memprediksi penyebaran lapisan reservoir target, sehingga dapat meningkatkan keyakinan keberadaan hidrokarbon di struktur tinggian yang teridentifikasi tersebut.

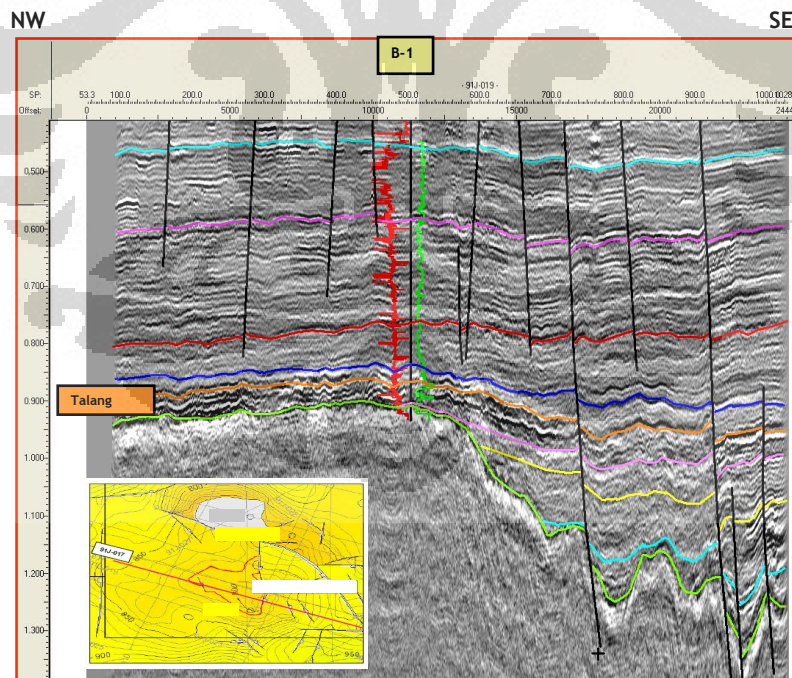


Gambar 4.3. Peta struktur kedalaman Top Talangakar dari penelitian sebelumnya menggunakan data seismik 2D (ISIS, 2005).

Hasil interpretasi seismik 2D yang melintasi sumur B-1, sebagai sumur kunci yang menunjukkan adanya migrasi hidrokarbon di daerah prospek, dapat dilihat pada Gambar 4.4 dan 4.5.



Gambar 4.4. Data sumur B-1 menunjukkan *oil show* di Formasi Talangakar Gita member (ISIS, 2005).



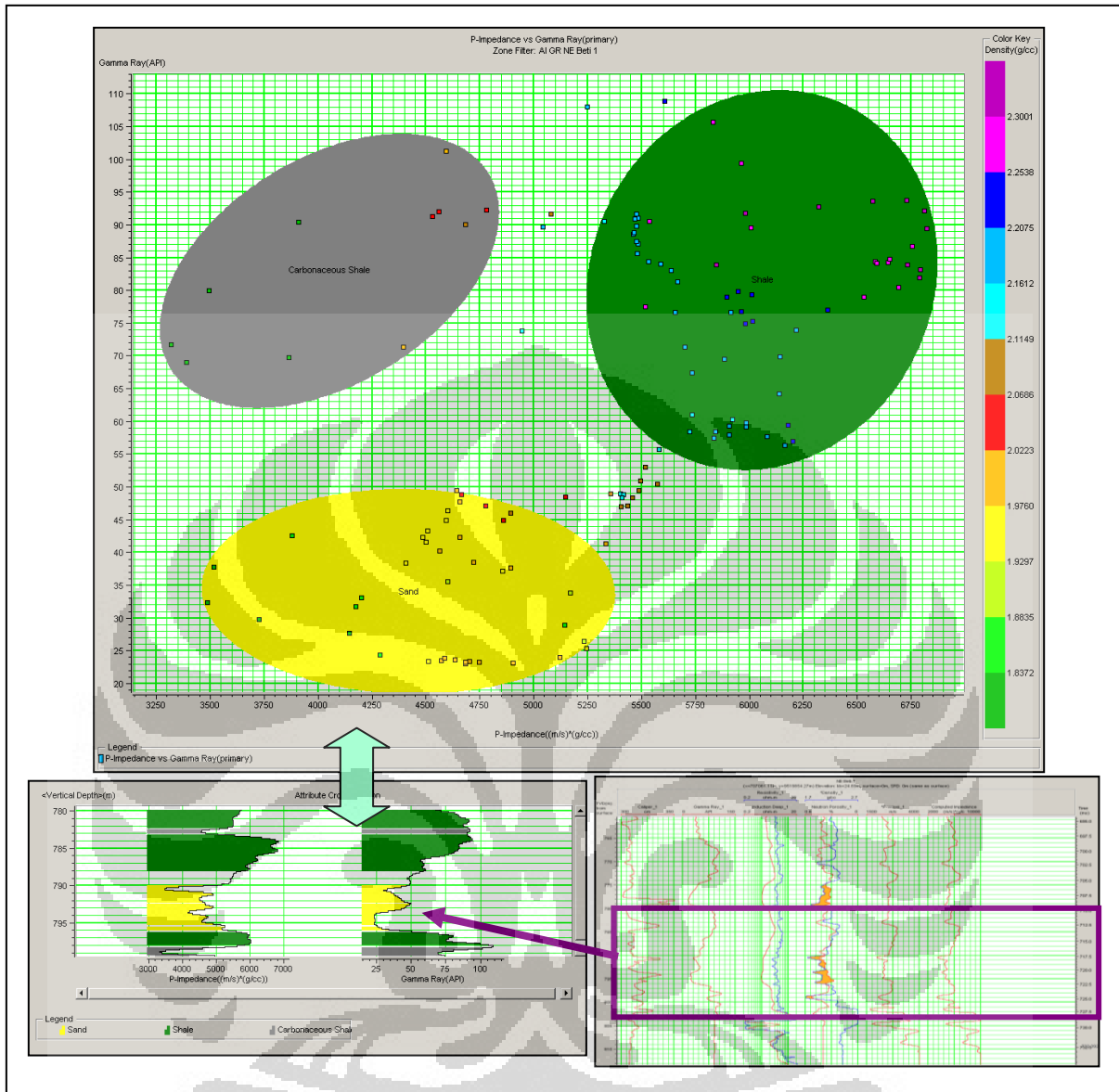
Gambar 4.5. Interpretasi seismik 2D dari penelitian sebelumnya yang menunjukkan adanya prospek dengan struktur lebih tinggi dari sumur B-1 (ISIS, 2005).

4.3. Analisa Sensitifitas

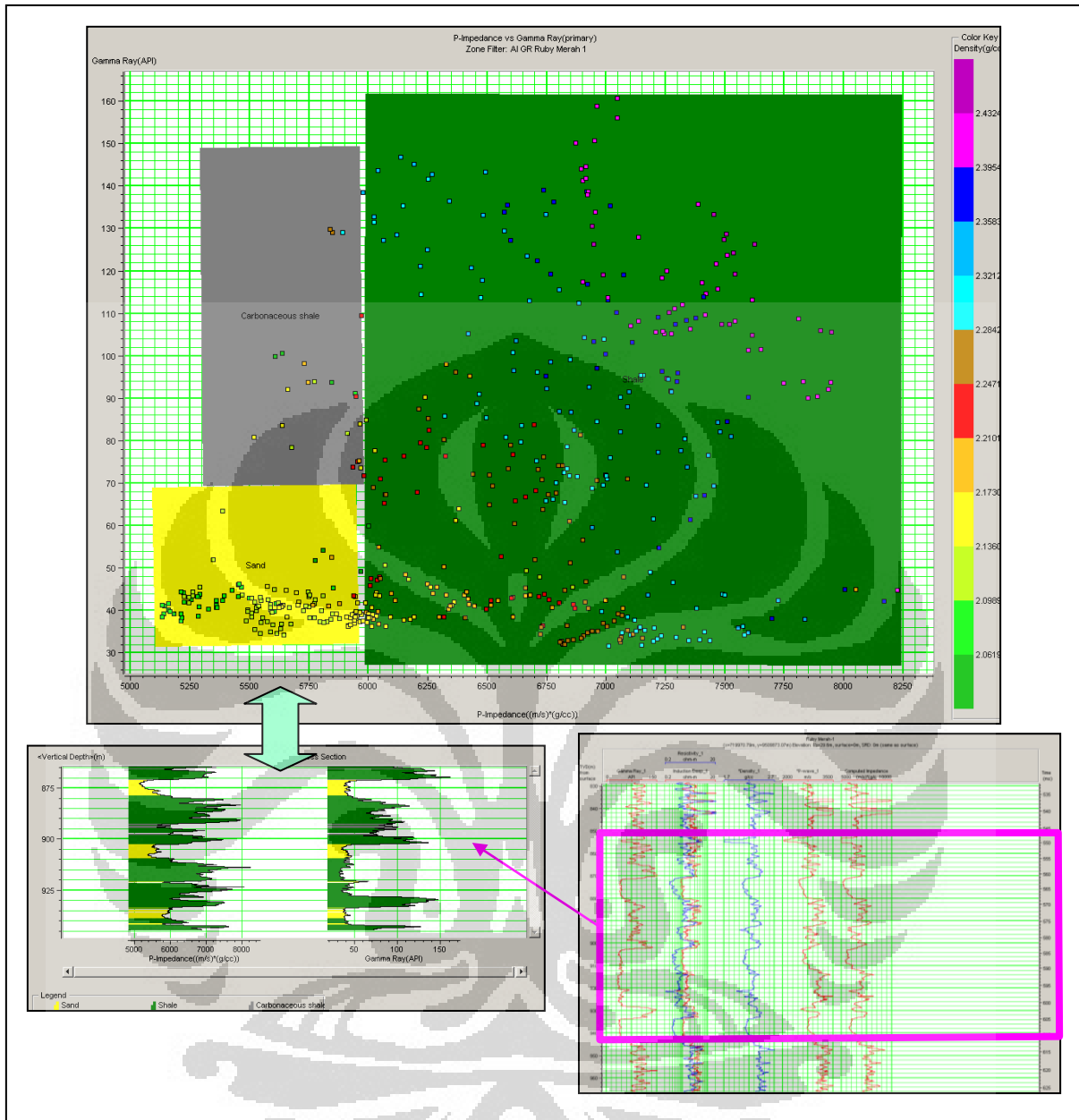
Metoda dalam analisa sensitifitas adalah *crossplot*. *Crossplot* adalah alat interaktif untuk menganalisis dua set data. Data yang pertama diplot pada sumbu x dan data yang kedua diplot pada sumbu y di ruang *crossplot*. Dengan *crossplot* dapat diplotkan satu titik yang berlokasi pada tempat yang sama (x,y) dari kedua data set. Nilai dari setiap parameter berupa nilai interval yang diambil dari data log pada kedalaman disekitar daerah interval target. Data log disekitar daerah interval target yang ingin diinterpretasi dapat ditampilkan dengan *crossplot*. Pada *crossplot* ini, selain dilakukan *crossplot* antara dua parameter log, dapat juga menampilkan komponen dimensi ketiga sebagai informasi tambahan dari parameter log yang dilakukan *crossplot*. Dimensi ketiga ditampilkan dengan kategori warna pada plotnya, yaitu berupa kedalaman. Dari hasil *crossplot* parameter ini, dibuat zona-zona dari *trend-trend* pada titik-titik *crossplot* dan warna pada zona-zona tersebut, sehingga dari hasil zonasi tersebut dapat langsung ditunjukkan pada *well cross-section*.

Crossplot inversi digunakan untuk menguji respon dari log yang dimungkinkan berhubungan dengan litologi. Apabila hasil dari *crossplot* dari semua sumur tidak dapat memisahkan litologi, maka metoda inversi tidak dapat digunakan.

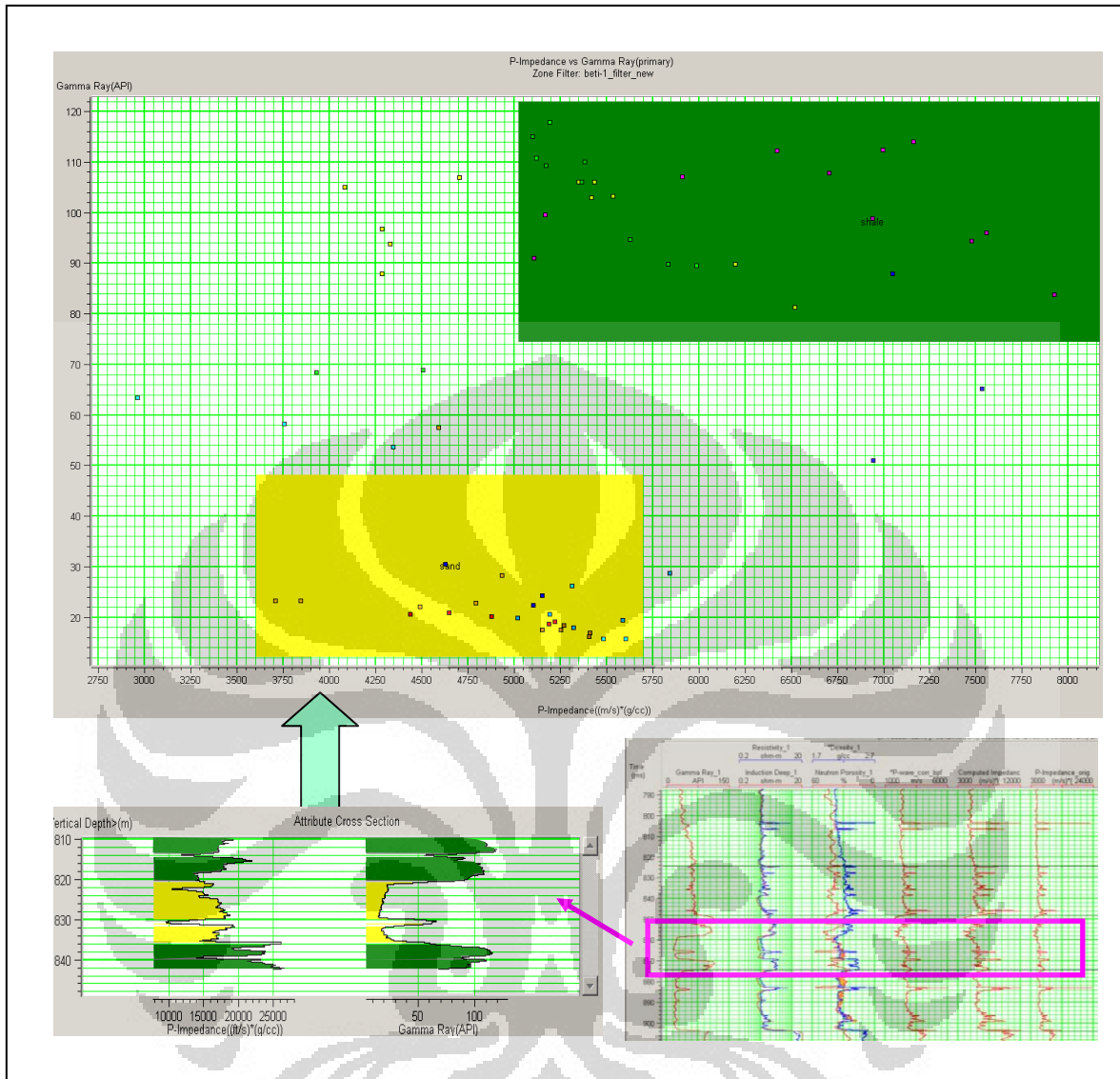
Dari data log tiap sumur, dilakukan *crossplot* antar log GR dengan P Impedance untuk melihat pemisahan litologi, dalam hal ini adalah antar *sand* dan *shale*, dari *trend crossplot* tersebut. P Impedance didapatkan dari log *density* dengan P wave (Gambar 4.6, 4.7 dan 4.8). Sumur N-1 menunjukkan pemisahan litologi yang cukup jelas, untuk litologi *sand* diperoleh kisaran nilai impedansi 3500-5200 (m/s.g/cc) dan *shale* pada kisaran 5200-6750 (m/s.g/cc). Dari sumur R-1 didapatkan kisaran nilai impedansi untuk litologi *sand* adalah 5100-5900 (m/s.g/cc) dan *shale* adalah 5900-8250 (m/s.g/cc), pemisahan litologi untuk sumur ini juga relatif jelas. Sedangkan untuk sumur B-1 pemisahan litologi relatif kurang jelas dengan kisaran nilai impedansi untuk *sand* adalah 3800-5600 (m/s.g/cc) dan *shale* adalah 5000-8000 (m/s.g/cc). Meskipun terjadi *overlap* pada pemisahan litologi *sand* dengan *carbonaceous shale* di beberapa sumur, hal ini tidak akan memberikan pengaruh kepada penentuan litologi pada proses inversi dikarenakan lapisan *carbonaceous shale* tersebut sangat tipis dan jarang.



Gambar 4.6. Crossplot sumur N-1.



Gambar 4.7. Crossplot sumur R-1.



Gambar 4.8. Crossplot sumur B-1.

4.4. Well Seismic Tie (Pembuatan Seismogram Sintetik)

Well Seismic Tie merupakan cara untuk mengikatkan data sumur terhadap data seismik. Ini digunakan untuk mendapatkan *event* reflektor seismik terhadap pada kedalaman yang sebenarnya serta untuk mengkorelasikan informasi geologi yang diperoleh dari data sumur dengan data seismik. Prinsip yang digunakan adalah mencocokkan *even* refleksi pada data seismik dengan seismogram sintetik yang bersesuaian dengan bidang batas. Metoda yang digunakan dalam *well seismic tie* adalah pembuatan seismogram sintetik.

Informasi geologi bawah permukaan (litologi, densitas, porositas serta sifat-sifat fisis lainnya) yang lengkap dan komprehensif hanya diperoleh dari data sumur. Untuk mendapatkan informasi geologi dari data seismik, maka dilakukan pengkorelasian data sumur terhadap data seismik. Pengkorelasian ini disebut pengikatan data seismik terhadap sumur (*well seismic tie*) yang dilakukan dengan membuat seismogram sintetik.

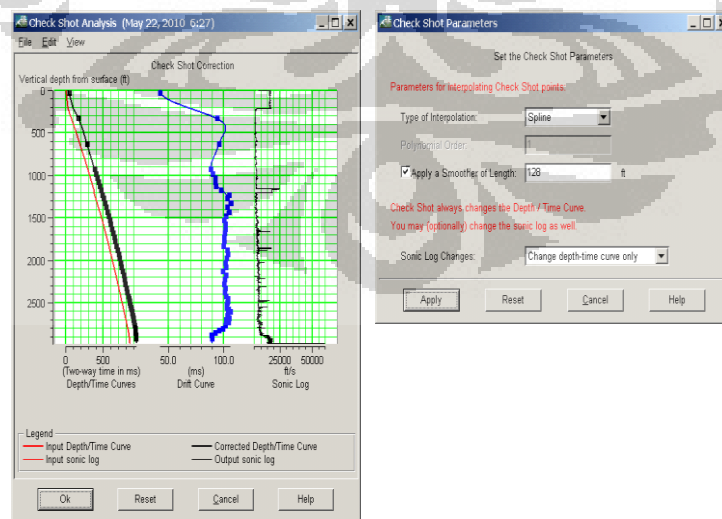
Pembuatan Log Impedansi

Log impedansi adalah nilai impedansi pada lokasi sumur. Impedansi ini dibuat dengan mengkalikan nilai log densitas dengan nilai log kecepatan gelombang P ($\log V_p$). Log impedansi dibuat untuk menghitung nilai koefisien refleksi pada lokasi sumur.

Konversi Data Log ke Domain Waktu

Untuk membuat seismogram sintetik, data log dalam domain kedalaman dikonversi ke dalam domain waktu (twt) dengan menggunakan data *checkshot* berupa tabel *time-depth* dari tiap-tiap sumur, dalam hal ini sumur yang memiliki data *checkshot* hanya sumur B-1 dan R-1. Sumur N-1 tidak memiliki data *checkshot* sehingga digunakan data *checkshot* dari sumur B-1.

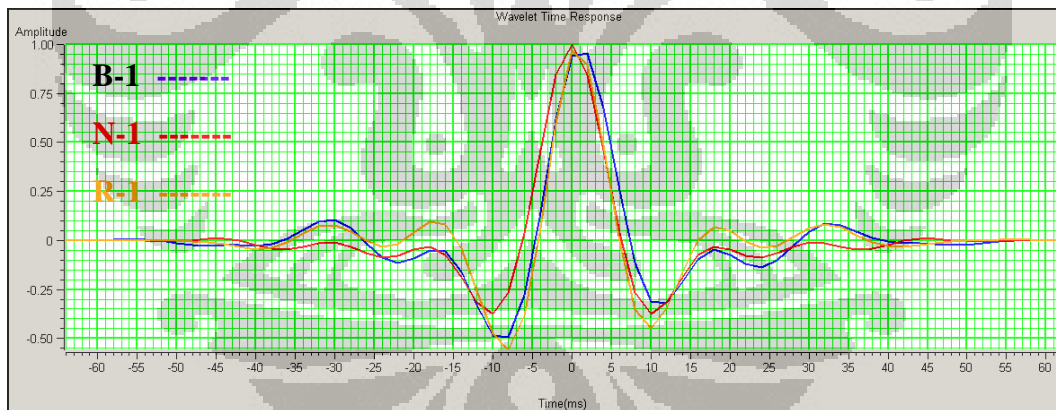
Data *checkshot* dicocokkan terlebih dahulu dengan data log sonic sebelum digunakan dalam pembuatan seismogram sintetik (Gambar 4.9).



Gambar 4.9. Koreksi *checkshot* sumur B-1.

Konvolusi dan Ekstraksi Wavelet

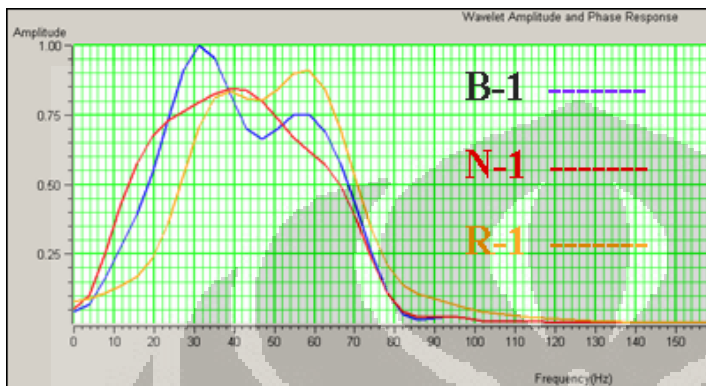
Koefisien refleksi yang sudah diperoleh dari langkah sebelumnya dikonvolusikan dengan *wavelet* fase nol yang memiliki spektrum lebar pita (*band width*) frekuensi yang sama dengan data seismik (Yilmaz, 2001). Untuk mengetahui lebar pita frekuensi yang digunakan dalam pembuatan seismogram sintetik, maka dilakukan analisis spektrum amplitudo data seismik pada lokasi sumur. Pada penentuan lebar pita frekuensi ini digunakan panjang gelombang yang sesuai dengan minimum panjang gelombang pada ketebalan lapisan reservoir yang terkecil. Dari nilai lebar pita frekuensi dan panjang gelombang tersebut dihasilkan *wavelet* dengan menggunakan fasa nol. Kemudian *cross correlation* dilakukan untuk memposisikan *wavelet* pada data seismik secara statistik. Setelah dilakukan *cross correlation*, *wavelet* diputar untuk mendapatkan nilai fasa yang sebenarnya. Proses *stretch* dan *squeeze* dilakukan untuk meyakinkan kembali posisi *wavelet* pada seismik yang sebenarnya. Hasil dari proses di atas merupakan *statistical wavelet* dari sumur B-1, N-1, dan R-1 yang kemudian digunakan untuk mendapatkan *wavelet* seismogram sintetik final menggunakan *bandpass wavelet* (Gambar 4.10).



Gambar 4.10. *Statistical wavelet* dari sumur B-1, N-1, dan R-1.

Wavelet dari hasil proses konvolusi ketiga sumur menggunakan *statistical method* di atas kemudian dianalisa untuk menentukan parameter *single bandpass (frequency corner)*, yaitu (Gambar 4.11):

- *Low-cut* = 5 Hz
- *Low-pass* = 35 Hz
- *High-pass* = 70 Hz
- *High-cut* = 90 Hz

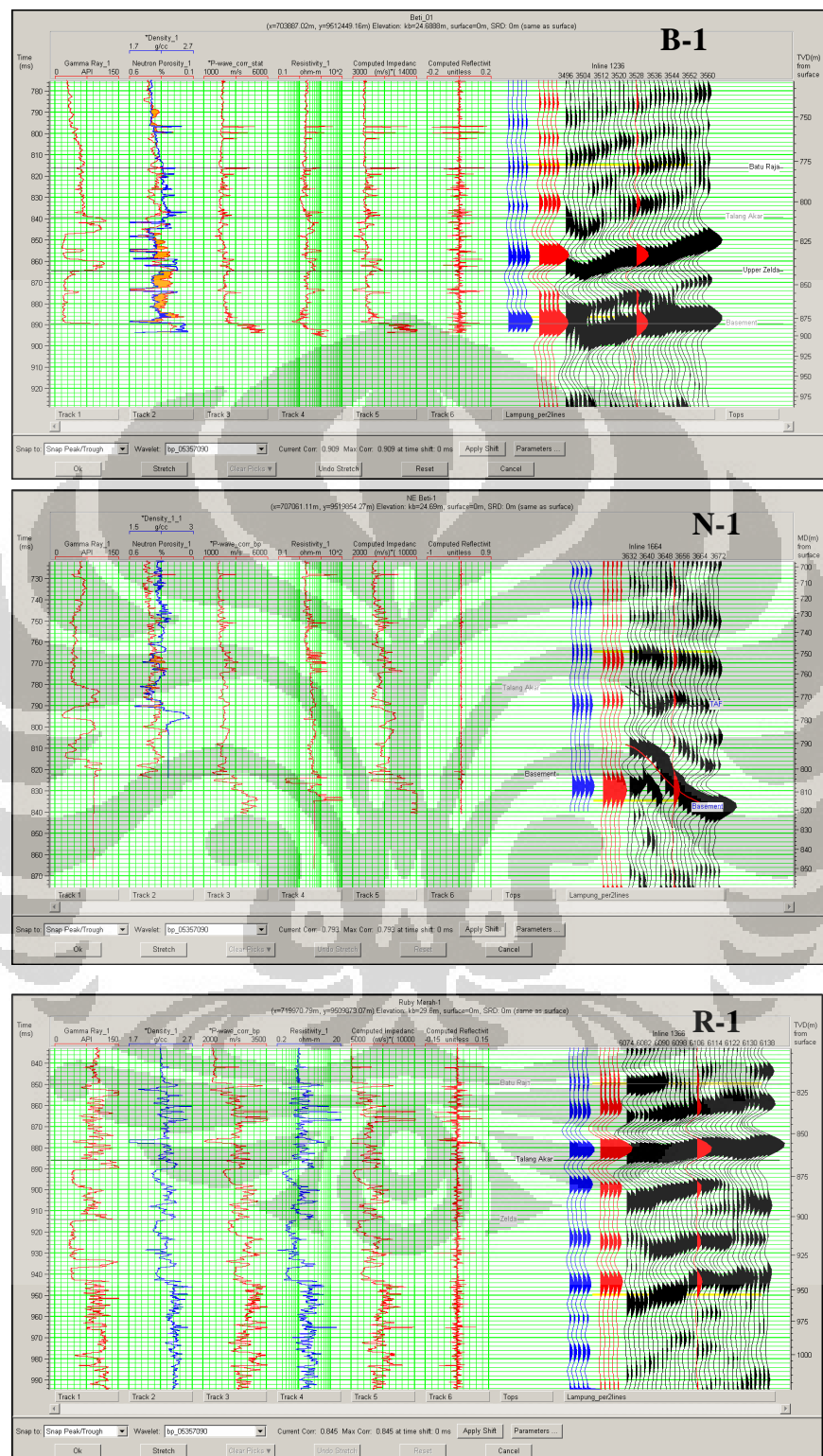


Frequency bandwidth dihasilkan dari 3 *statistical wavelets* untuk mendapatkan *single band-pass parameter*.

- *Low-cut* = 5 Hz
- *Low-pass* = 35 Hz
- *High-pass* = 70 Hz
- *High-cut* = 90 Hz

Gambar 4.11. *Frequency bandwidth* dari 3 *statistical wavelet* yang dihasilkan sumur B-1, N-1, dan R-1.

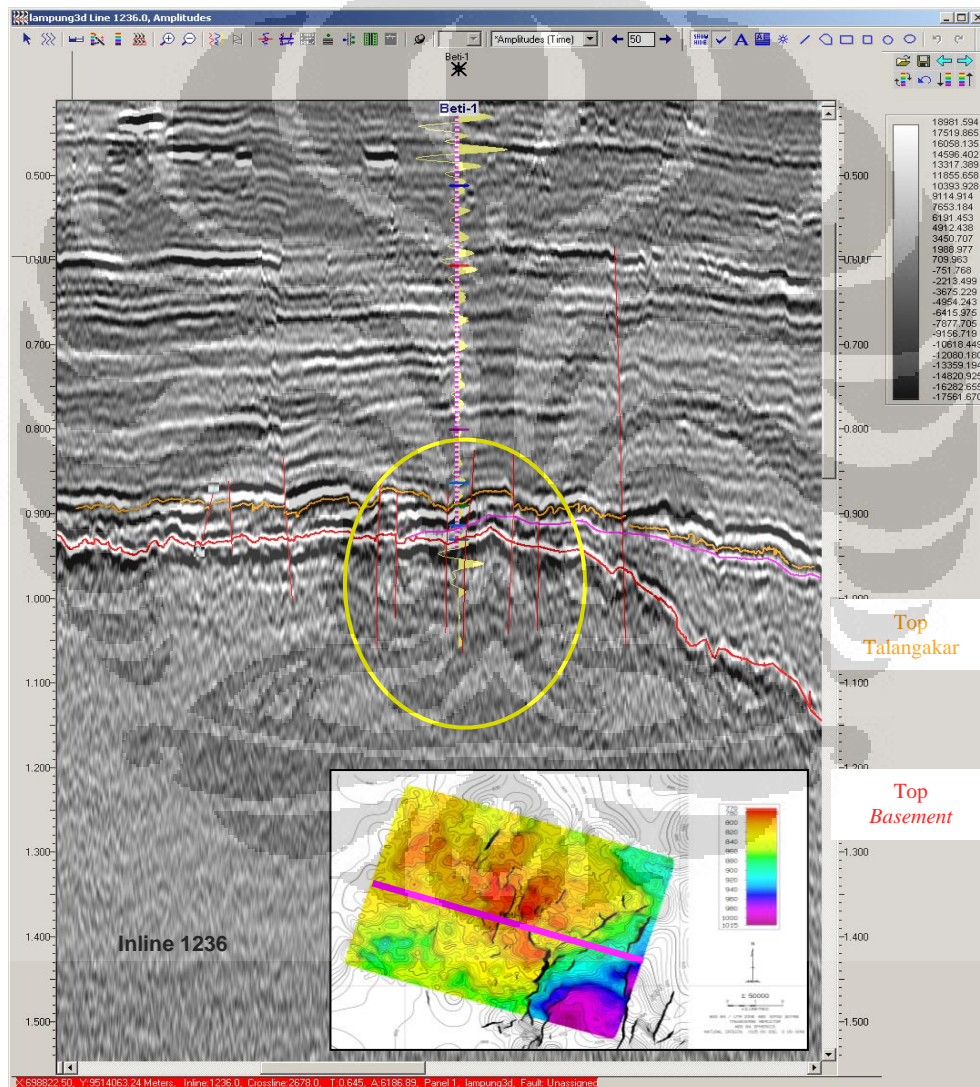
Parameter tersebut digunakan untuk menghasilkan seismogram sintetik final dari ketiga sumur tersebut (Gambar 4.12).



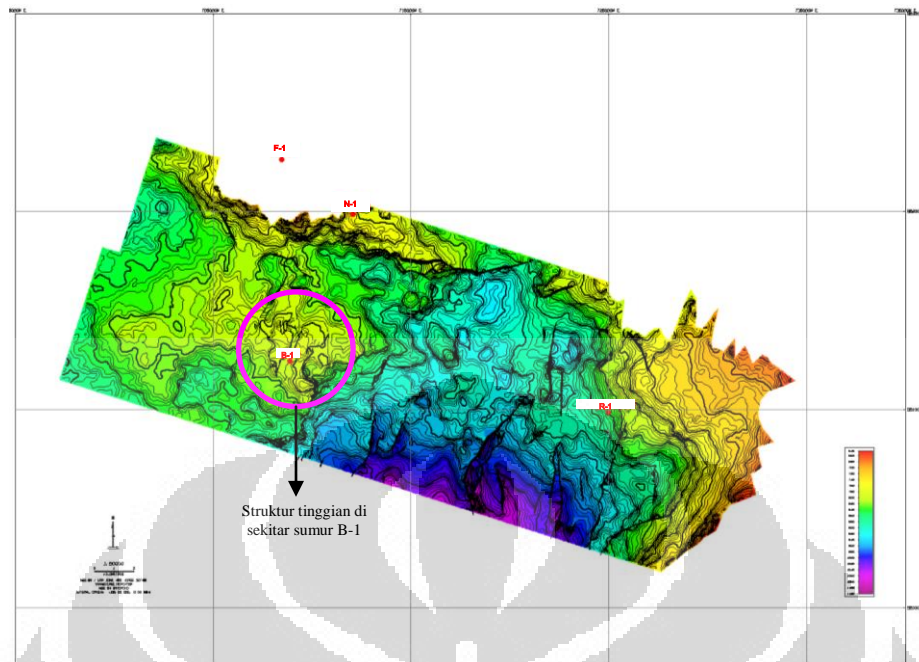
Gambar 4.12. Wavelet seismogram sintetik final (*bandpass wavelet*) dari sumur B-1, N-1, dan R-1.

4.5. Penarikan (*Picking*) Horizon

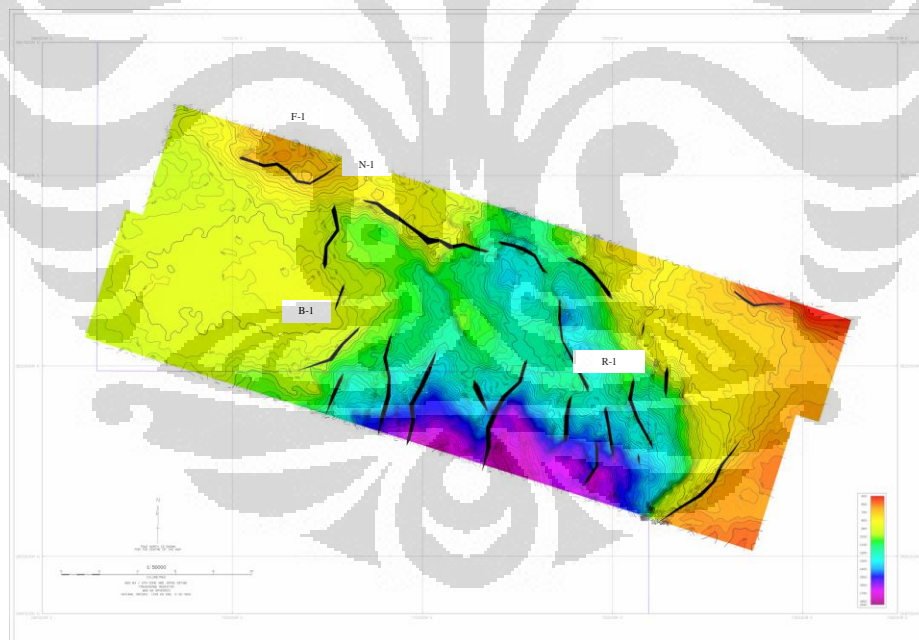
Penarikan horizon interpretasi dilakukan berdasarkan hasil penelusuran lapisan reservoir di sumur kemudian dipadukan dengan data seismik *well seismic tie* untuk mendapatkan lapisan reservoir yang diketahui dari data sumur. Penarikan horizon difokuskan pada Top Talangakar sebagai top lapisan target dan Top *Basement* sebagai batas bawah dari Formasi Talangakar. Interpretasi seismik yang melewati daerah target dan peta struktur Top Talangakar dan Top *Basement* dapat dilihat pada Gambar 4.13, 4.14 dan 4.15.



Gambar 4.13. Interpretasi seismik *inline* 1236 yang melewati daerah target.



Gambar 4.14. Peta struktur Top Talangakar.



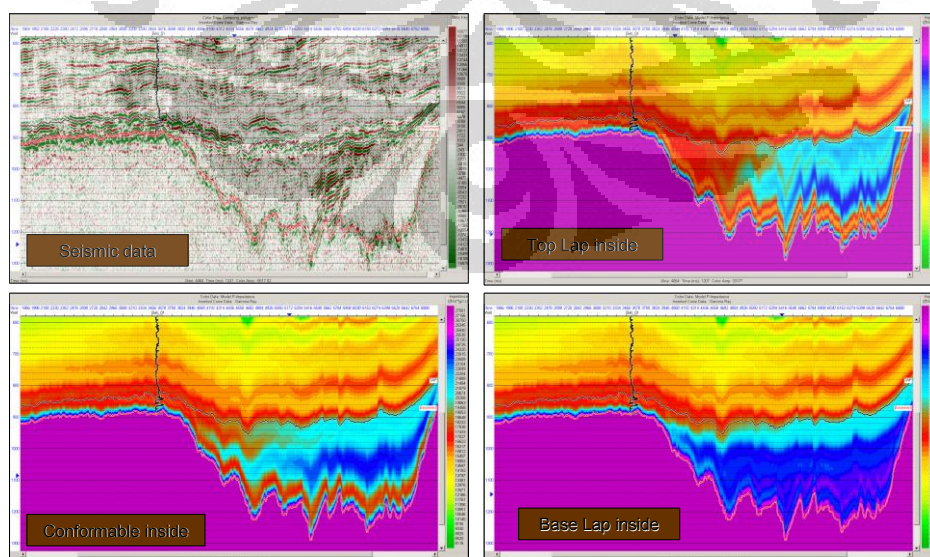
Gambar 4.15. Peta struktur Top Basement.

4.6. Inversi

Dalam tahap ini dilakukan perubahan data seismik menjadi data impedansi yang memiliki arti fisis yang jelas. Impedansi berarti kandungan relatif dalam parameter batuan. Dengan inversi, dihasilkan beberapa atribut yang mampu membedakan antara parameter batuan. Adanya perbedaan respon pada data atribut inversi menunjukkan perubahan dalam jenis parameter batuan yang dapat membedakan secara efektif reservoir dari zona yang tidak prospek.

Sparse spike inversion method digunakan dalam penelitian ini. Geometri lapisan reservoir *Gita member* (Formasi Talangakar), yang merupakan *blocky sand*, sangat sesuai menggunakan metoda ini.

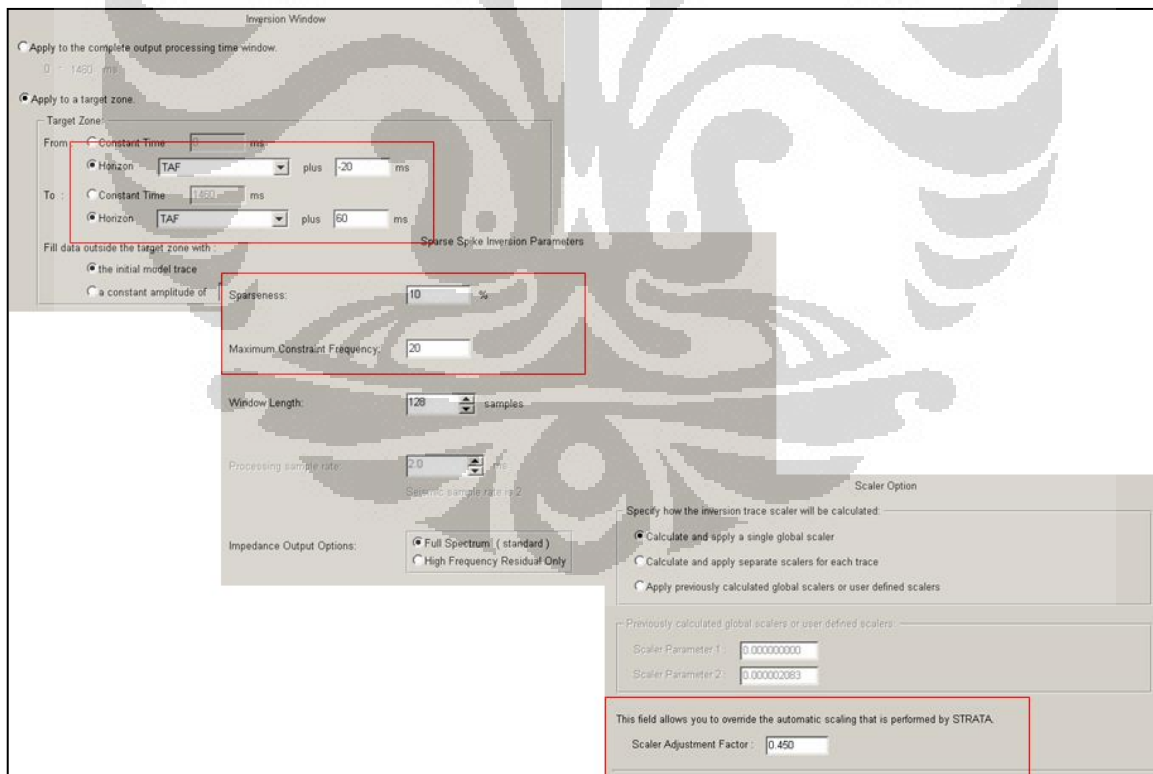
Tahap pertama sebelum melakukan inversi, dilakukan pembuatan model awal (*initial model*) untuk mendapatkan bentuk model geologi pada data seismik. Terdapat beberapa hal yang mempengaruhi kualitas dari *initial model* ini, yang paling terpenting adalah data sumur yang telah diikatkan dengan data seismik (*well seismic tie*) dan data horizon. Data sumur digunakan sebagai acuan nilai impedansi. *Initial model* dibatasi horizon Top Talangakar pada batas atas dan Top *Basement* pada batas bawah. Top Talangakar dimodelkan sebagai *toplap* dan Top *Basement* dimodelkan sebagai *baselap*. Setelah melakukan perbandingan untuk tiap model geologi dari *initial model* di Formasi Talangakar pada data seismik, model *conformable* lebih sesuai digunakan untuk interval dalam Formasi Talangakar (Gambar 4.16).



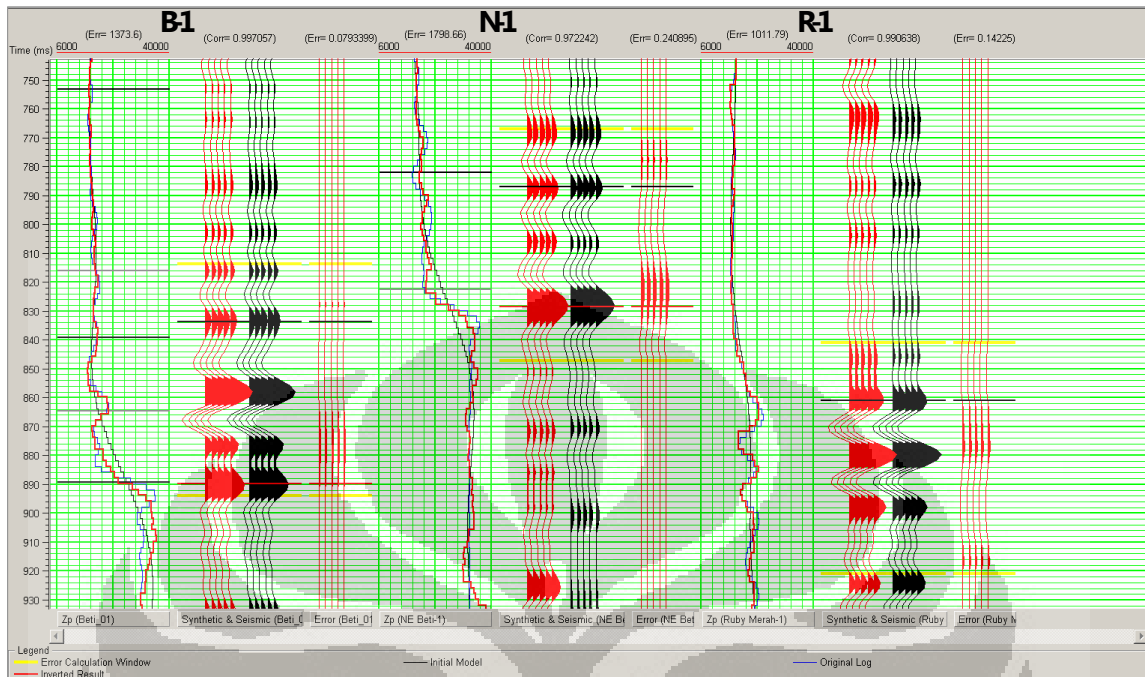
Gambar 4.16. Model awal sebelum melakukan inversi.

Setelah *initial model* dibuat, kemudian dilakukan pencarian parameter untuk melakukan inversi. Parameter ini harus dibandingkan dengan data yang sebenarnya untuk melihat kecocokannya. Parameter yang digunakan dalam inversi dapat dilihat pada Gambar 4.17. Parameter tersebut telah dibandingkan dan dikorelasikan dengan data log yang sebenarnya. Nilai parameter *maximum constraint frequency* adalah 20 Hz. Model *bandpass wavelet* yang dihasilkan pada pembuatan seismogram sintetik diperoleh nilai *low cut* 5 Hz dan *low pass* 35 Hz, sehingga nilai pada parameter *maximum constraint frequency* tidak boleh melebihi batasan tersebut. Nilai parameter *sparseness* (10) dan *scale adjustment factor* (0.45) dibandingkan dengan data log dari tiap sumur dan dicari kecocokannya.

Dari hasil perbandingan menggunakan parameter di atas didapatkan nilai korelasi yang bagus, yaitu berkisar 0.990- 0.997 (Gambar 4.18). Nilai *error* dari tiap sintetik sumur terhadap hasil parameter tersebut berkisar antar 0.079 – 0.241.

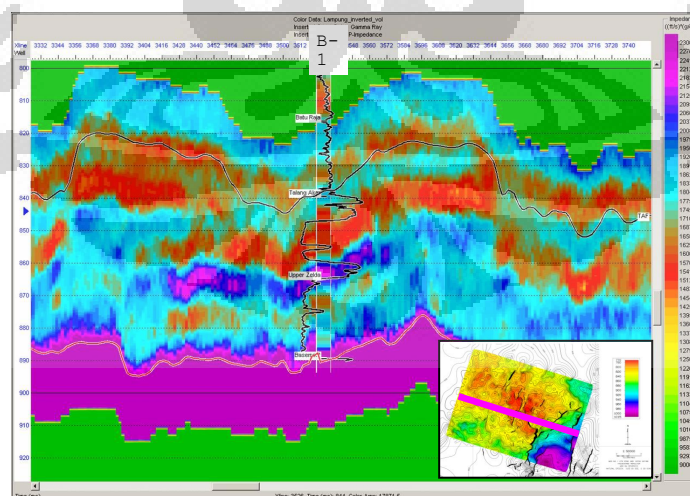


Gambar 4.17. Parameter dalam melakukan inversi.



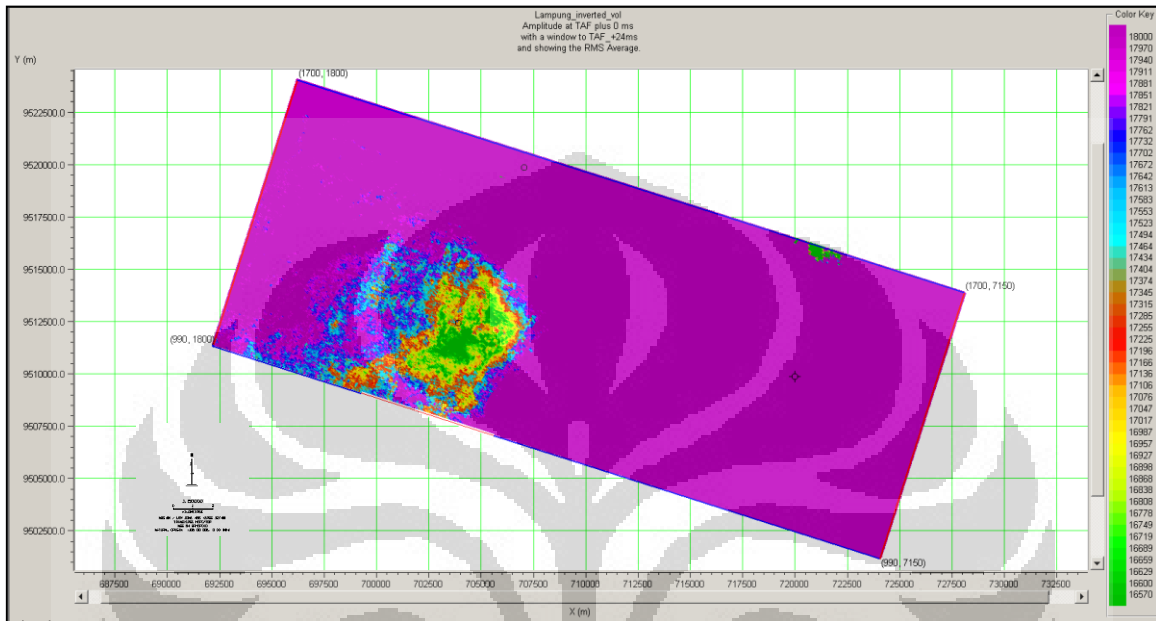
Gambar 4.18. Korelasi inversi sintetik menggunakan parameter di atas.

Setelah semua parameter telah dipastikan maka inversi dapat dilakukan. Bentuk geologi dari hasil inversi mengikuti *initial model* dari struktur geologi yang dibentuk pada horizon yang menjadi pembatas (Gambar 4.19).



Gambar 4.19. Penampang P-impedance hasil inversi di inline 1236 yang melewati sumur B-1.

Hasil dari inversi tersebut kemudian dilakukan *slicing* atau pemotongan *inversion volume* pada zona target resevoir untuk melihat penyebaran lapisan reservoir secara horizontal (Gambar 4.20).

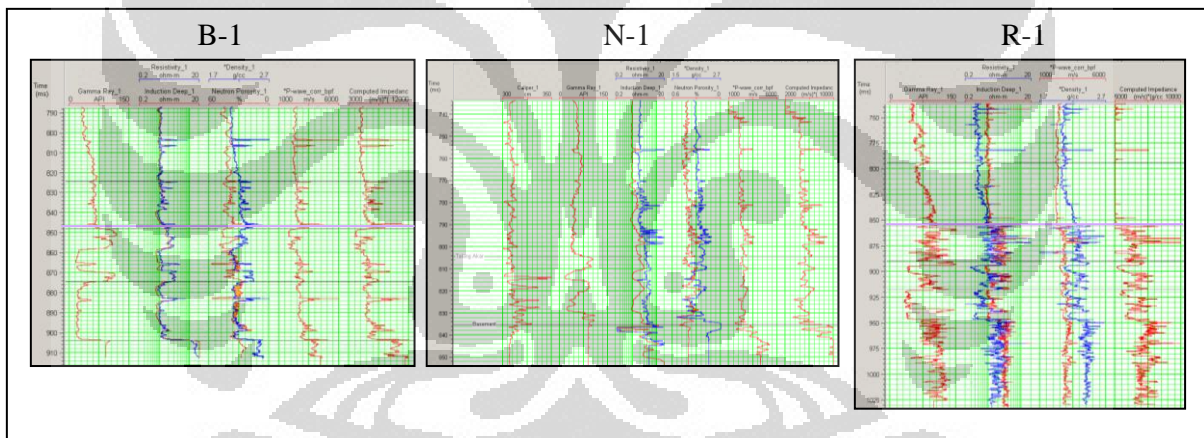


Gambar 4.21. *Slicing inversion volume* pada zona target reservoir.

BAB V ANALISA

5.1. Analisa Data Sumur

Formasi Talangakar sebagai reservoir target pada penelitian ini mudah dikenali kehadirannya dari data log sumur B-1, N-1, dan R-1. Lapisan tipis *coal* dan *blocky sand* merupakan salah satu tanda kehadiran formasi ini. Litologi formasi di atas Formasi Talangakar, yaitu Formasi Baturaja, merupakan *shale* dan *limestone*. Secara litologi, Formasi Baturaja lebih merupakan batuan keras dibandingkan dengan Formasi Talangakar. Nilai impedansi Formasi Talangakar relatif lebih kecil dari Formasi Baturaja. Data GR, DT dan RHOB membaca Formasi Talangakar ini dengan relatif penurunan nilai dari Formasi Baturaja di atasnya (Gambar 5.1).



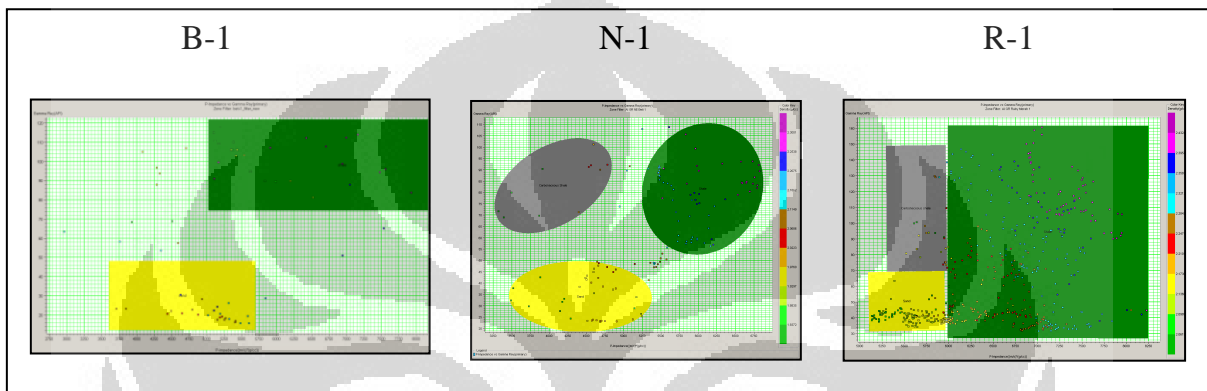
Gambar 5.1. Data log sumur B-1, N-1, dan R-1.

Crossplot nilai impedansi dan GR di Formasi Talangakar yang merupakan perselingan litologi *sand* dan *shale* menunjukkan pemisahan nilai impedansi yang relatif baik antar tiap litologi di semua sumur (Gambar 5.2).). Pemisahan nilai impedansi tiap sumur adalah sebagai berikut:

- Sumur N-1 : *sand* = 3500-5200 (m/s.g/cc) dan *shale* = 5200-6750 (m/s.g/cc)
- Sumur R-1 : *sand* = 5100-5900 (m/s.g/cc) dan *shale* = 5900-8250 (m/s.g/cc)
- Sumur B-1 : *sand* = 3800-5600 (m/s.g/cc) dan *shale* = 5000-8000 (m/s.g/cc)

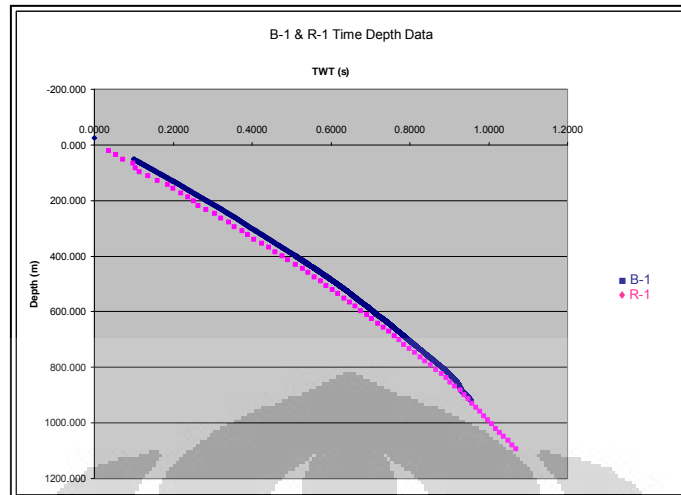
Hal ini menunjukkan bahwa dengan menggunakan *P-impedance* dapat didelineasi penyebaran litologi dengan baik.

Dari nilai pemisahan impedansi tersebut, terlihat bahwa litologi *sand* di sumur B-1, N-1, dan R-1 memiliki kisaran nilai impedansi yang relatif berbeda tapi dalam kisaran yang tidak teralu jauh. Hal ini memungkinkan bahwa *sand* ketiga sumur tersebut diendapkan dalam umur pengendapan yang hampir sama.



Gambar 5.2. *Crossplot* data impedansi dan GR dari sumur B-1, N-1, dan R-1.

Crossplot waktu dengan kedalaman dari data *checkshot* sumur B-1 dan R-1 menunjukkan bahwa kecepatan pada interval Formasi Talangakar di sumur R-1 adalah lebih cepat dari sumur B-1 (Gambar 5.3). Hal ini memungkinkan bahwa impedansi di sumur R-1 adalah lebih besar daripada sumur B-1 pada interval Formasi Talangakar. Hasil *crossplot P-impedance* dengan GR untuk sumur B-1 dan R-1 ditunjukkan nilai kisaran impedansi untuk sumur R-1 adalah lebih besar daripada sumur B-1.



Gambar 5.3. Perbandingan data *checkshot* untuk sumur B-1 dan R-1.

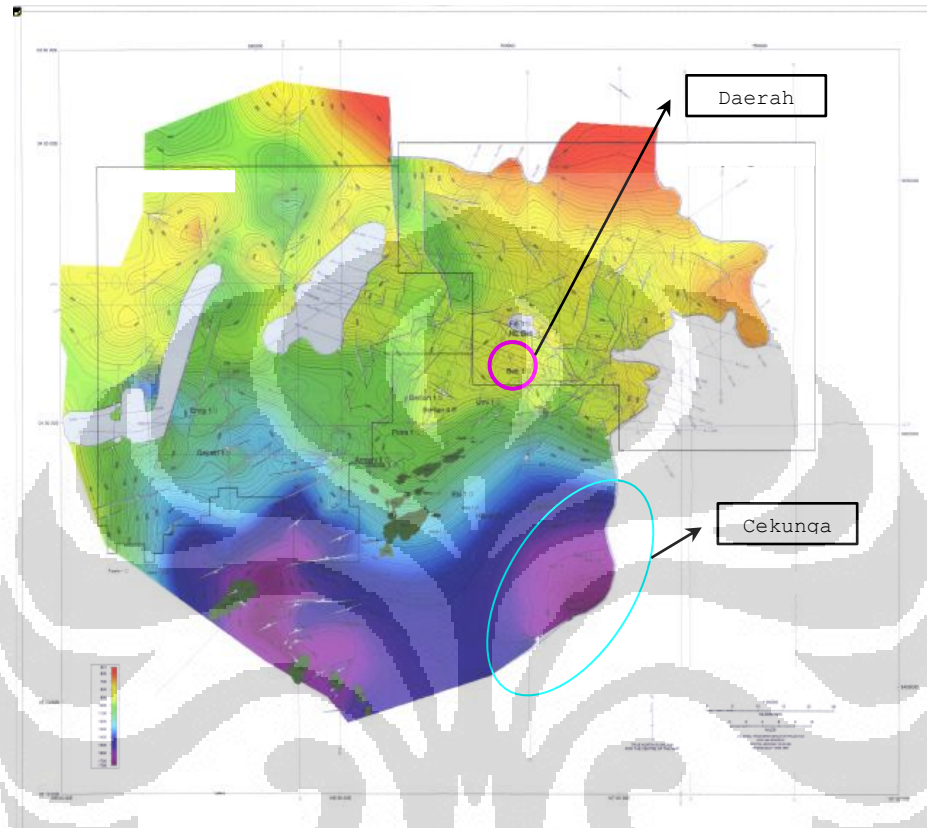
Secara statistik, dari gambar 4.11 lebar pita (*bandwith*) frekuensi seismik di sumur R-1 menunjukkan nilai *low pass* dan *high pass* yang lebih besar daripada sumur B-1 dan N-1. Semakin besar nilai frekuensi diinterpretasikan semakin keras litologi dalam interval tersebut.

Diasumsikan bahwa sumur R-1 memiliki litologi Gita member yang relatif lebih keras dari sumur B-1 dan N-1. Perbedaan kekerasan batuan dapat diakibatkan secara geologi oleh perbedaan lingkungan pengendapan atau perbedaan umur pengendapan. Dari analisa di atas, diinterpretasikan bahwa *sand* yang dianalisa pada sumur B-1, N-1, dan R-1 meskipun diendapkan pada umur pengendapan Formasi Talangakar yang sama tetapi memiliki lingkungan pengendapan yang berbeda.

5.2. Analisa Hasil Inversi

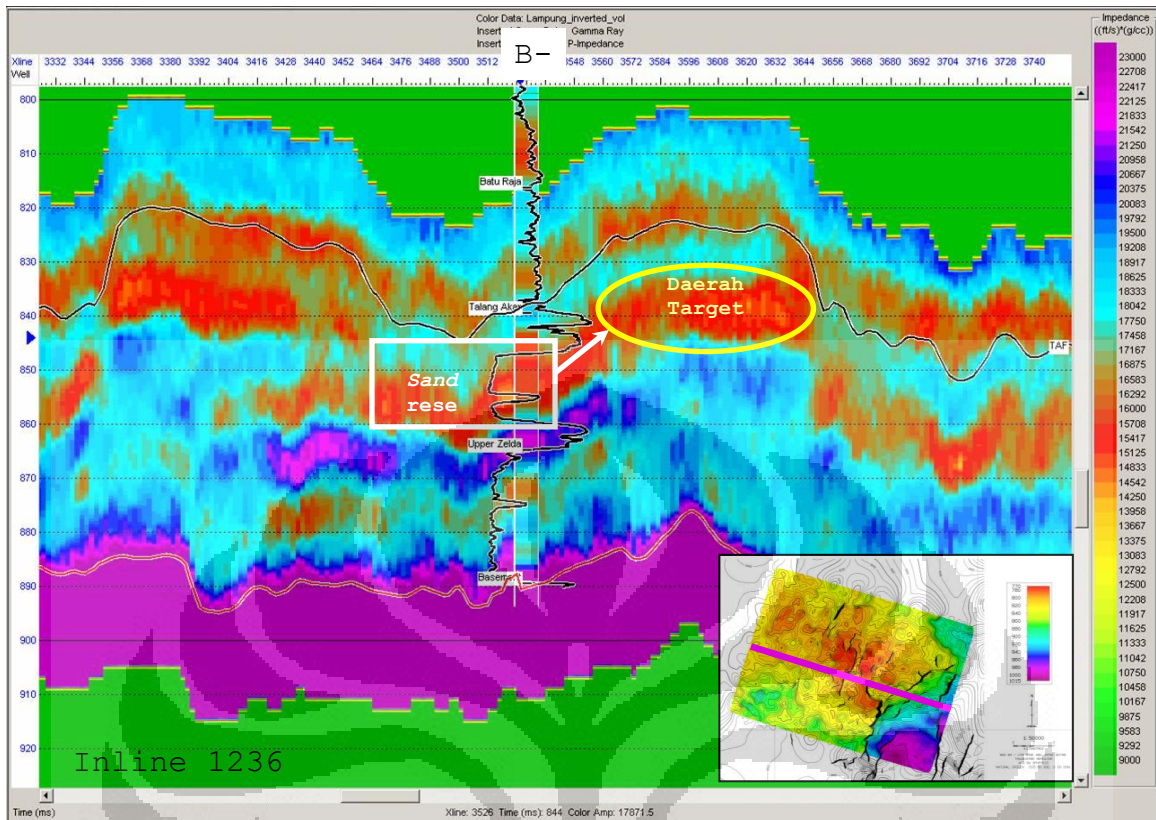
Target prospek eksplorasi yang dianalisa merupakan perangkap struktur. Meskipun jarak daerah target dari *source* cukup jauh, yaitu ± 35 km, namun ditemukan adanya *oil show* di Gita member pada sumur B-1 yang lokasinya sangat dekat dengan daerah target (Gambar 5.4). Secara regional, hidrokarbon terbentuk di Cekungan Asri pada umur *Late Oligocene* dan mulai bermigrasi pada umur *Early Miocene*. Gita *sand* di sumur B-1 yang berumur *Late Oligocene-Early Miocene* memungkinkan hidrokarbon dapat terjebak di *sand* tersebut. Sumur B-1 secara struktur geologi tidak terletak di

tinggian melainkan pada sisi bawah dari tinggian yang menjadi prospek sehingga sangat memungkinkan hidrokarbon terjebak di lokasi yang lebih tinggi dari lokasi sumur B-1.



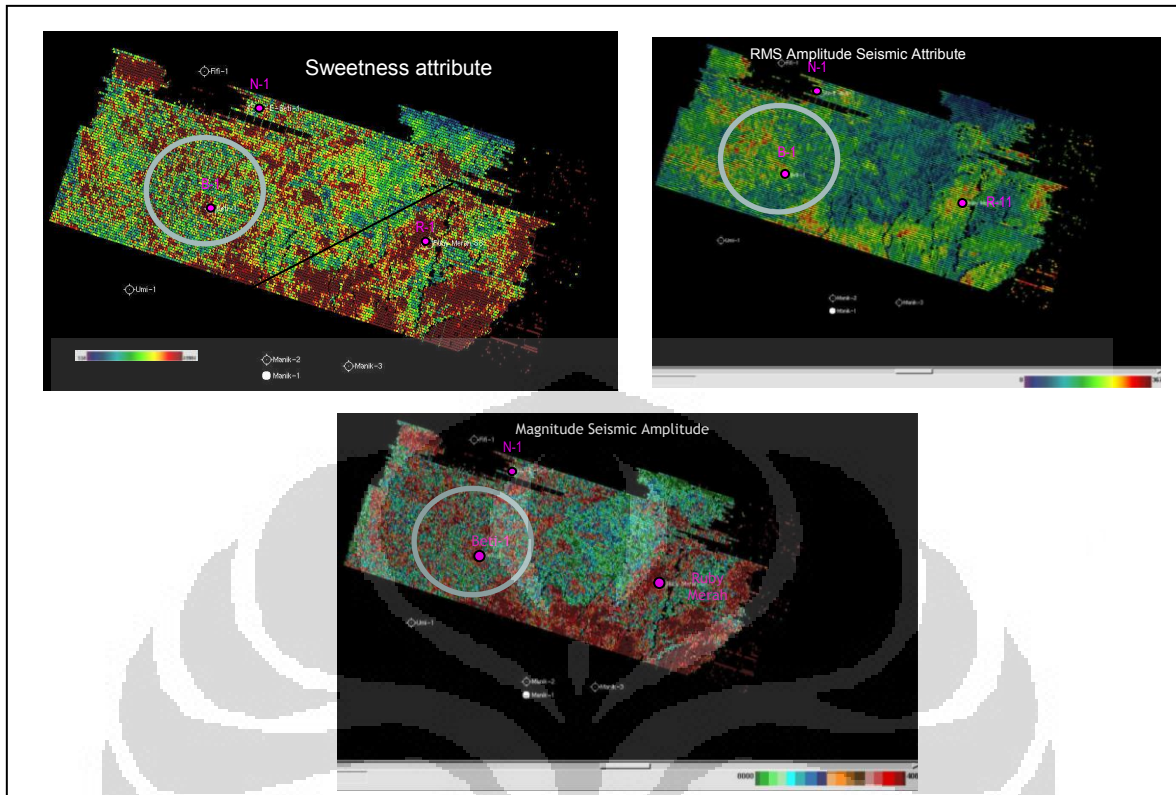
Gambar 5.4. Peta struktur regional Top Talangakar (ISIS, 2005).

Dari hasil inversi, diperoleh bahwa kisaran nilai impedansi di daerah target relatif sama dengan kisaran nilai impedansi di *sand* sumur B-1. Diinterpretasikan bahwa *sand* yang sama dengan sumur B-1 terdistribusi ke daerah tinggian yang menjadi target (Gambar 5.6). Nilai impedansi untuk *sand* adalah 14250-16875 (ft/s.g/cc) dan *shale* adalah 16900-23000 (ft/s.g/cc).



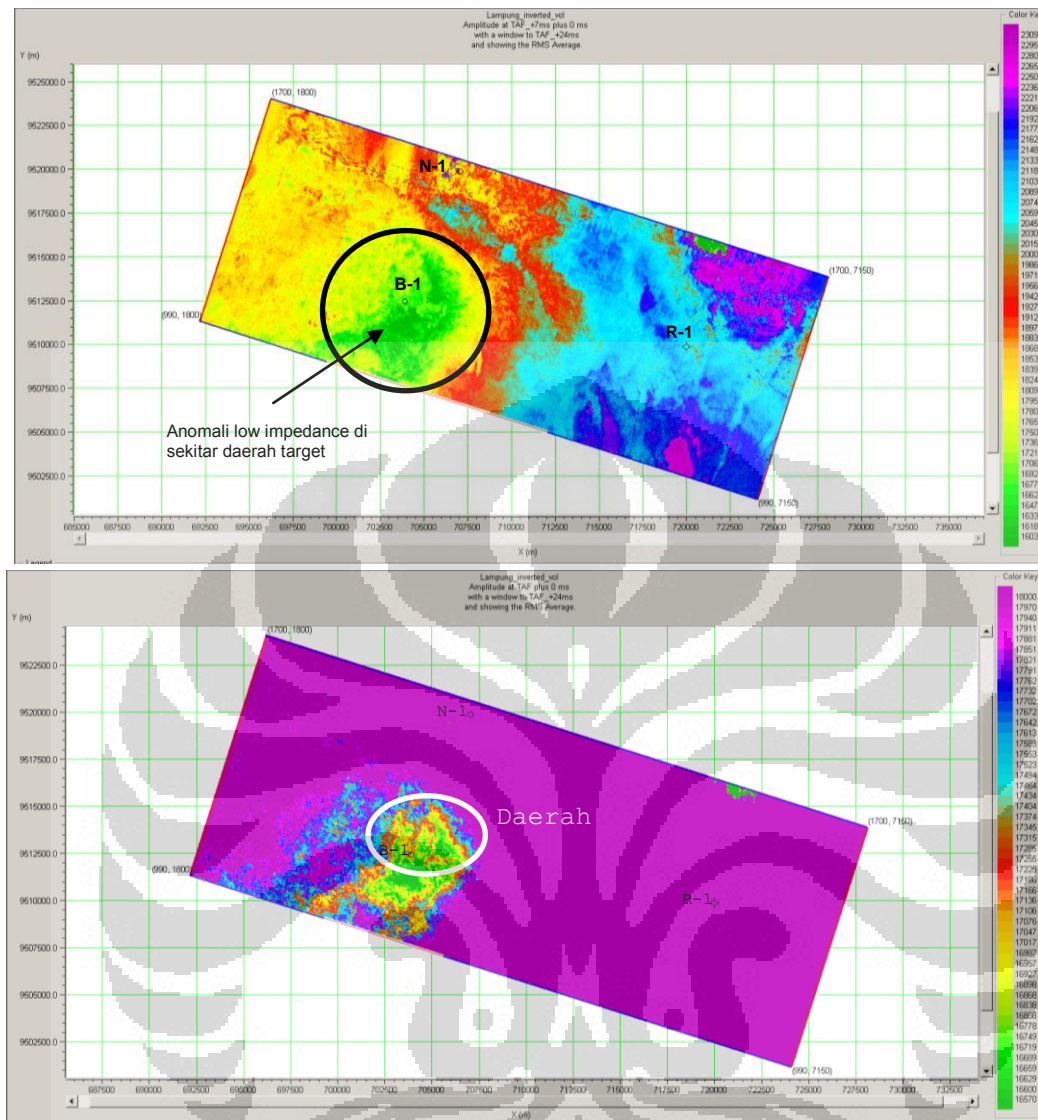
Gambar 5.6. Penampang P-impedance yang menunjukkan penyebaran sand.

Beberapa seismik atribut yang dilakukan di sekitar daerah target tidak menunjukkan anomali yang jelas untuk meyakinkan bahwa sand di sumur B-1 tersebar ke sekitar daerah target. Hasil seismik atribut menunjukkan adanya perbedaan antara sand di sumur B-1 dengan R-1 (Gambar 5.7).



Gambar 5.7. Beberapa seismik atribut yang dilakukan di sekitar daerah target.

Peta *slicing P-impedance* hasil inversi menunjukkan adanya anomali *low impedance* di sekitar daerah target dengan kisaran nilai yang sama dengan kisaran nilai *impedance sand* di sumur B-1. Hal ini semakin menguatkan bahwa *sand* reservoir tersebar luas di daerah target. Dari hasil inversi juga menunjukkan bahwa *sand* di sumur B-1 *sand* di sumur R-1 memiliki lingkungan pengendapan yang berbeda (Gambar 5.8).



Gambar 5.8. Peta *slicing* RMS average P-impedance hasil inversi di Gita sand.

Dilihat dari hasil inversi dan posisi sumur R-1 secara regional, diinterpretasikan bahwa *sand* di sumur R-1 didapatkan dalam lingkungan yang lebih mendekati *marine* dibandingkan dengan sumur B-1 dan N-1. Posisi sumur R-1 adalah pada cekungan minor di lapangan S sehingga diperoleh kompaksi lebih besar dari sumur B-1 dan N-1. Gita *sand* di sumur R-1 adalah lebih *shaly* dan lebih keras dibandingkan dengan sumur B-1 dan N-1. Pemisahan sand antara sumur B-1 dan N-1 meyakinkan bahwa Gita *sand* di sumur B-1 terdistribusi hanya di sekitar daerah target.

BAB VI

KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang dilakukan, maka dapat disimpulkan beberapa hal penting yang merupakan sari dari penelitian ini:

1. Penyebaran Gita *sand* di sekitar daerah yang lebih tinggi dari sumur B-1 adalah sangat baik sehingga daerah target ini dapat menjadi prospek eksplorasi baru di lapangan S, yaitu prospek *Updip* B-1.
2. Analisa sensitifitas dari hasil *crossplot* menunjukkan bahwa parameter *P-impedance* cukup sensitif untuk dijadikan parameter perubahan litologi karena dapat memisahkan dengan baik antara *sand* dan *shale*.
3. Metoda inversi dapat menunjukkan distribusi Gita *sand* dengan baik yang sebelumnya tidak dapat dijelaskan dengan metoda atribut seismik.
4. Gita *sand* sebagai reservoir di prospek *Updip* B-1 memiliki kisaran nilai *P-impedance* untuk *sand* adalah 14250-16875 (ft/s.g/cc) atau 4343.4-5143.5 (m/s.g/cc) dan untuk *shale* adalah 16900-23000 (ft/s.g/cc) atau 5152.4-7012.1 (m/s.g/cc).

DAFTAR ACUAN

- 1993, Internal Report JOB Pertamina MAXUS-Fifi Zaitun, Inc, Unpublished.
- Abdullah, Agus, 2007-2008, <http://ensiklopediseismik.blogspot.com>.
- Gardner, G.H.F., Gardner, L.W., and Gregory, A.R., 1974, Formation velocity and density – the diagnostic basics for stratigraphic traps: *Geophysics*, 39, 770-780.
- Hampson & Russel, 2007, AVO & Seismic Lithology Workshop, Seismic Inversion.
- Ilhami, Ahmad, 2009, Pemodelan dan Atribut AVO untuk Prediksi Hidrokarbon, Tesis Program Studi Geofisika Reservoar Universitas Indonesia.
- ISIS, 2005, Internal Report to Petronas Carigali, Unpublished.
- Pendrel, J., Debeye, H., Pedersen-Tatalovic, R., Goodway, B., Dufour, J., Boggards, M., and Stewart, R. R., 2000, *Estimation and interpretation of P and S impedance volumes from simultaneous inversion of P-wave offset seismic data: 70th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts*, 146–149.
- Pertamina, 1996, *Petroleum Geology of Indonesia Basin, West Java Sea Basin*, v.III, p.1-132.
- Sherrif & Geldart, 1995, *Exploration Seismology*, Cambridge University.
- Sukaryadi, Arif EK, 2001, Characteristics and Sandbody Geometry of The 34-1 Reservoir, Widuri Field Offshore Southeast Sumatra, IPA Proceeding,.
- Sukmono, Sigit, 2009, Advance Seismic Method for Field Exploration and Development, IPA Course.
- Yilmaz, Ozdogan and Stephen M. Doherty, 2001, *Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data (Investigations in Geophysics, No. 10)*.