

**INTEGRASI INVERSI SEISMİK DENGAN ATRIBUT
AMPLITUDO SEISMİK UNTUK MEMETAKAN DISTRIBUSI
RESERVOAR PADA LAPANGAN BLACKFOOT**

SKRIPSI

oleh :

GERRY ROLANDO HUTABARAT

0305020446



**PEMINATAN GEOFISIKA
DEPARTEMEN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS INDONESIA
2009**

**INTEGRASI INVERSI SEISMİK DENGAN ATRIBUT
AMPLITUDO SEISMİK UNTUK MEMETAKAN DISTRIBUSI
RESERVOAR PADA LAPANGAN BLACKFOOT**

SKRIPSI

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh
Gelar Sarjana Sains**

oleh :

GERRY ROLANDO HUTABARAT

0305020446



**PEMINATAN GEOFISIKA
DEPARTEMEN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS INDONESIA
2009**

Universitas Indonesia

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : GERRY ROLANDO HUTABARAT

NPM : 0305020446

Tanda Tangan :

Tanggal : 25 NOVEMBER 2009

LEMBAR PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :

Nama : GERRY ROLANDO HUTABARAT
NPM : 0305020446
Peminatan : GEOFISIKA
Tanggal sidang : 25 November 2009
Judul Skripsi : INTEGRASI INVERSI SEISMİK DENGAN ATRIBUT
AMPLITUDO SEISMİK UNTUK MEMETAKAN
DISTRIBUSI RESERVOAR PADA LAPANGAN
BLACKFOOT

Skripsi ini telah diperiksa dan disetujui oleh

Dr. rer. nat. Abdul Haris

Pembimbing

Dr. Suprivanto

Penguji I

Dr. Samsul Hidayat

Penguji II

Dr. Santoso Soekirno

Ketua Departemen

Universitas Indonesia

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis ucapkan kehadiran Tuhan yang Maha Esa yang telah memberikan anugrah terindahannya kepada penulis dan telah menuntun penulis dalam menyelesaikan skripsi ini dengan baik dan tepat waktu.

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

Penulis menyadari bahwa, selesainya skripsi ini tidak terlepas dari bantuan, bimbingan, dorongan dan doa yang tulus dari banyak pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini. Tanpa itu semua sangatlah sulit bagi penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Untuk itu penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih yang setulus - tulusnya kepada:

1. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Haris selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktunya untuk memberikan pengarahan dan pengertian kepada penulis.
2. Dr. Supriyanto dan Samsul Hidayat M.Si selaku penguji I dan II atas waktunya untuk berdiskusi dan segala masukan serta koreksinya dalam laporan tugas akhir ini
3. Bapak Dr. Budhy Kurniawan, selaku ketua sidang yang telah membantu dalam sidang skripsi penulis.
4. Dr. Yunus Daud, selaku Ketua Program peminatan Geofisika FMIPA UI, yang telah banyak memberikan saran dan masukan yang sangat berharga
5. Pihak PT.SPECTRATAMA NUSANTARA yang telah memberikan fasilitas kepada penulis.
6. Seluruh dosen yang telah membagi ilmunya kepada penulis, semenjak penulis mengawali studi di Universitas Indonesia hingga menyelesaikan Tugas Akhir ini.
7. Orang tua E. V. Hutabarat dan D. L. Tobing dan segenap keluarga kakak Debbie V. Hutabarat, Adinda N. Hutabarat, Christine D. Hutabarat, adik

Sarah A. Hutabarat atas doa dan dukungannya selama penulis mengerjakan Tugas Akhir ini.

8. Ng Bei Berger, S.Si selaku pembimbing teknis yang setia memberikan penjelasan dan dukungan moril kepada penulis dan Abdul Afan rekan seperjuangan selama penyusunan skripsi.
9. Teman-teman S1 reguler Fisika 2005 Miftahul Haq, M. Subhan, Novarie, Pandhu, Arya, Indra, Catra, Nanda, Andes, Hafis, Mela, Andy yang selalu memberikan semangat, serta banyak informasi berharga kepada penulis.
10. Segenap karyawan Departemen Fisika UI, Mba Ratna, Mas Mardy, Mba Evy, Mas Rizky, Pak Usman (Babe) atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
11. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

Semoga Tuhan membalas jasa semua pihak tersebut diatas dengan sebaik-baiknya balasan. Penulis juga menyadari bahwa laporan ini masih jauh dari sempurna, oleh karena itu perlulah kiranya saran dan kritik yang membangun demi perbaikan pada masa mendatang. Semoga laporan ini membawa faedah bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Depok, November 2009

Penulis

Nama : Gerry Rolando Hutabarat
Program studi : Fisika
Judul Skripsi : INTEGRASI INVERSI SEISMIK DENGAN ATRIBUT
AMPLITUDO SEISMIK UNTUK MEMETAKAN DISTRIBUSI RESERVOAR
PADA LAPANGAN BLACKFOOT

ABSTRAK

Karakterisasi reservoir di lapangan Blackfoot telah dilakukan dengan integrasi analisa atribut seismik dan inversi seismik. Analisa atribut seismik dilakukan untuk mengidentifikasi batas lapisan, yang diindikasikan dengan adanya perbedaan antara dua lapisan. Di samping itu, inversi seismik digunakan untuk memperlihatkan impedansi akustik, yang sangat penting untuk mengetahui properti dari lapisan. Kedua atribut ini (amplitudo seismik dan impedansi akustik) diharapkan berguna untuk menginvestigasi reservoir secara lengkap.

Studi ini menggunakan data seismik 3D dan 5 data sumur. Data seismik 3D dan data sumur dan diikat dengan teliti agar mendapatkan kesesuaian yang baik satu sama lain. Analisa difokuskan pada dua horison, yang dipercaya sebagai target reservoir. Hasil peta horison dianalisis untuk mendapatkan peta distribusi reservoir. Hasil dari semua atribut menunjukkan konfirmasi yang baik satu sama lain.

Kata kunci: atribut seismik, amplitudo, impedansi akustik, inversi

Name : Gerry Rolando Hutabarat
Program study : Physics
Title of essay : INTEGRATED SEISMIC INVERSION AND SEISMIC
AMPLITUDE ATTRIBUTE TO MAP THE DISTRIBUTION OF
RESERVOIR IN BLACKFOOT FIELD

ABSTRACT

Reservoir characterization in Blackfoot field has been carried out by integrating seismic attribute analysis and seismic inversion. Seismic attribute analysis is performed to identify layer interface, which is indicated with the contrast between two layers. In other hand, the seismic inversion is applied to provide the acoustic impedance, which is important in understanding the property of layer body. These two attributes (seismic amplitude and acoustic impedance) are expected to be useful in investigating the reservoir completely.

This study is based on 3D seismic data and 5 well log data. The 3D seismic and well log data is tied in carefully in order to get good match each other. The analysis is focused on two horizons, which is believed as target reservoir. The generated horizon map is analyzed to map the reservoir distribution. The results show that all attributes provide good confirmation each other.

Keyword: seismic attribute, amplitude, acoustic impedance, inversion

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	
LEMBAR PENGESAHAN	
KATA PENGANTAR	
ABSTRAK	
ABSTRACT	
BAB I. PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan Studi	2
1.3. Batasan Masalah	2
1.4. Metodologi Penelitian	3
1.5. Sistematika Penulisan	4
BAB II. TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI	
2.1. Petroleum System	7
BAB III. TEORI DASAR	
3.1. Konsep Seismik Refleksi	8
3.2. Komponen Seismik Refleksi	10
3.3. Checkshot	13
3.4. Metode Inversi Akustik Impedansi	14
3.5. Seismik Atribut	16
3.6. Atribut Amplitudo	19
BAB IV. DATA DAN PENGOLAHAN DATA	
4.1. Persiapan Data	22
4.2. Pengolahan Data	24
BAB V. HASIL DAN PEMBAHASAN	
5.1. Hasil Analisa <i>Rock Physics</i>	34
5.2. Hasil Inversi Seismik	37
5.3. Hasil Atribut Amplitudo Seismik	39

BAB VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan	47
6.2. Saran	48

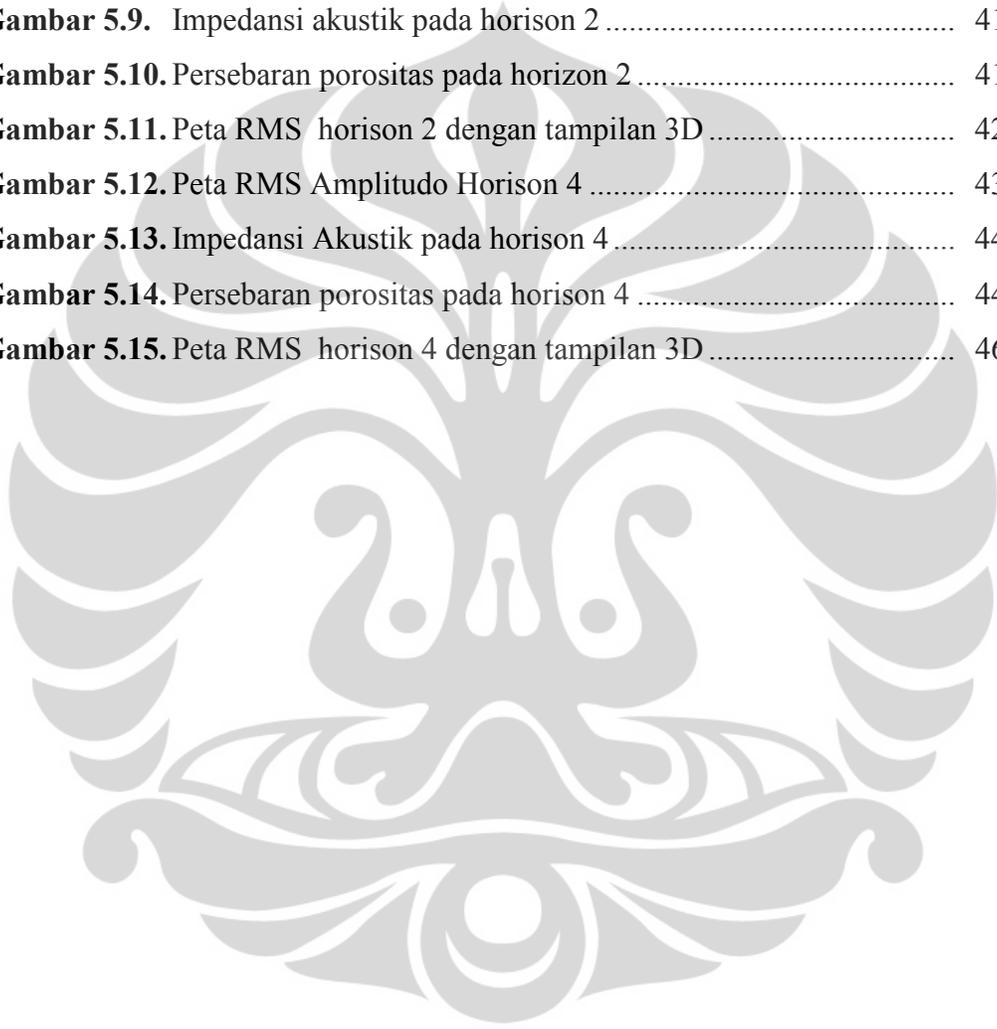
DAFTAR ACUAN



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Diagram umum alur penelitian.....	3
Gambar 2.1. <i>Blackfoot Area</i>	5
Gambar 2.2. Kolom Stratigrafi Blackfoot.....	6
Gambar 2.3. Model Fasies Blackfoot.....	7
Gambar 3.1. Proses Seismik Refleksi.....	8
Gambar 3.2. Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium....	9
Gambar 3.3. Jenis-jenis wavelet.....	12
Gambar 3.4. Seismogram sintetik.....	13
Gambar 3.5. Survei <i>Checkshot</i>	13
Gambar 3.6. Skema proses konvolusi dan dekonvolusi.....	15
Gambar 3.7. Klasifikasi atribut seismik.....	17
Gambar 3.8. Jenis analisis window.....	19
Gambar 4.1. Peta Dasar Penelitian.....	22
Gambar 4.2. Korelasi sumur.....	24
Gambar 4.3. <i>Wavelet</i> yang digunakan.....	25
Gambar 4.4. Hasil korelasi pada sumur 16-08.....	26
Gambar 4.5. Hasil <i>picking horizon</i> pada inline 132.....	27
Gambar 4.6. <i>Map view interpolated pick</i> pada horizon 1.....	28
Gambar 4.7. Model <i>low frequency</i> bumi.....	29
Gambar 4.8. Analisis pre-inversi untuk inversi <i>sparse spike</i>	30
Gambar 4.9. Hasil inversi metoda <i>Linear Programming Sparse Spike</i>	31
Gambar 4.10. Regresi fungsi porositas terhadap AI.....	32
Gambar 4.11. Penampang porositas pada xline 141.....	32
Gambar 5.1. <i>Cross plot P impedance</i> dengan <i>gamma ray</i> pada horison 2 ...	34
Gambar 5.2. <i>Cross plot P impedance</i> dengan <i>porosity</i> pada horison 2.....	35
Gambar 5.3. <i>Cross plot P impedance</i> dengan <i>gamma ray</i> pada horison 4 ...	36

Gambar 5.4. <i>Cross plot P impedance</i> dengan <i>porosity</i> pada horison 4.....	36
Gambar 5.5. Hasil inversi metoda <i>Linear Programming Sparse Spike</i>	37
Gambar 5.6. Penampang porositas pada xline 141	38
Gambar 5.7. Indikasi adanya channel pada horison 2.....	40
Gambar 5.8. Peta RMS Amplitudo Horison 2	40
Gambar 5.9. Impedansi akustik pada horison 2	41
Gambar 5.10. Persebaran porositas pada horison 2	41
Gambar 5.11. Peta RMS horison 2 dengan tampilan 3D	42
Gambar 5.12. Peta RMS Amplitudo Horison 4	43
Gambar 5.13. Impedansi Akustik pada horison 4	44
Gambar 5.14. Persebaran porositas pada horison 4	44
Gambar 5.15. Peta RMS horison 4 dengan tampilan 3D	46



DAFTAR TABEL

Tabel 4.1.	Parameter dan ketersediaan data sumur	23
Tabel 4.2.	<i>Well-seismic tie</i> data dari 5 sumur.....	26



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas bumi masih belum tergantikan posisinya sebagai sumber energi utama bagi kehidupan, sehingga menuntut untuk diupayakan produksi secara berkesinambungan walaupun sumber daya ini termasuk sumber daya alam yang tak tergantikan. Untuk itu dibutuhkan suatu cara untuk memaksimalkan cadangan minyak dan gas bumi, yaitu dengan mengkarakterisasi reservoir yang baik. Selama ini, teknik yang digunakan adalah interpolasi dan ekstrapolasi dari data sumur yang ada, dimana data sumur memiliki kemampuan untuk menggambarkan keadaan bawah permukaan bumi yang sangat baik secara vertikal, namun membutuhkan dukungan data untuk menggambarkannya secara lateral yang didukung oleh data seismik.

Metode Geofisika merupakan metode yang mampu menggambarkan keadaan bawah permukaan secara lateral dengan baik, dalam hal ini adalah metode seismik. Dengan memanfaatkan parameter-parameter fisis yang ada, ditunjang dengan data *logging* yang merepresentasikan informasi bawah permukaan secara vertikal lalu menginterpretasikannya melalui pengetahuan geologi maka diperoleh analisis yang cukup akurat. Salah satu metode seismik yang digunakan untuk mengkarakterisasi reservoir adalah analisa atribut dan inversi seismik yang menggunakan seluruh informasi yang dimiliki oleh data seismik, baik secara pengukuran langsung maupun dengan perhitungan

Dengan kedua hal tersebut maka bisa diperoleh informasi yang cukup akurat untuk mempelajari karakteristik reservoir, dengan tujuan lebih lanjut untuk membantu dalam melihat distribusi dari reservoir tersebut.

1.2 Tujuan Studi

1. Mempelajari dan memahami prinsip dasar atribut seismik dan inversi seismik.
2. Mempelajari korelasi fisis atribut seismik terhadap sifat fisik batuan.
3. Memanfaatkan informasi yang diekstrak dari atribut seismik dan inversi untuk memetakan distribusi reservoir berdasarkan analisa amplitudo atribut.

1.3 Batasan Masalah

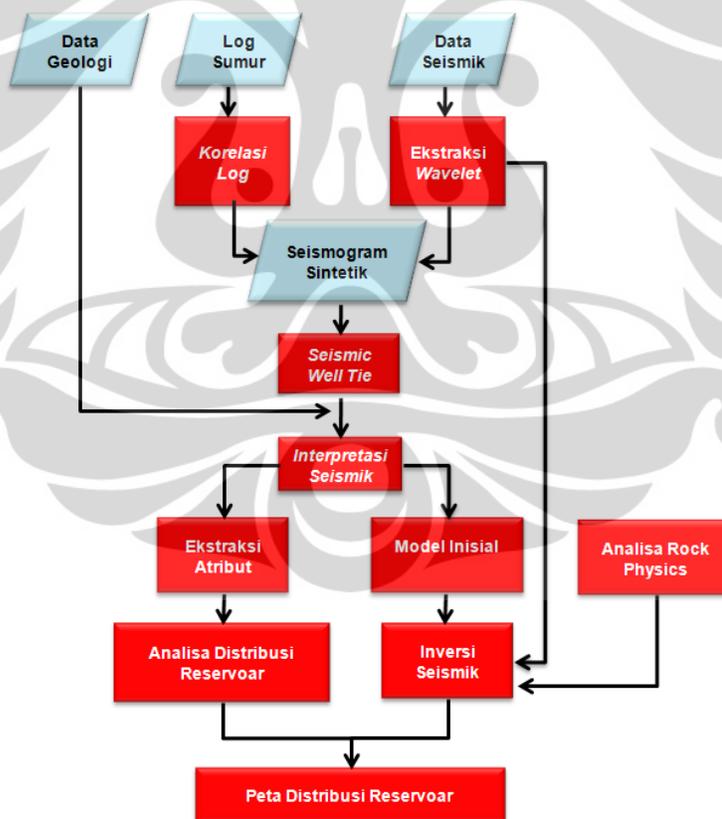
Pada studi ini perlu dibuat penyederhaan terhadap permasalahan yang ada. Pembatasan masalah untuk kasus ini meliputi:

1. Data yang digunakan untuk studi ini merupakan data seismik 3D *post-stack* dengan asumsi umum bahwa data tersebut telah terkonservasi amplitudonya.
2. Data yang digunakan merupakan data lapangan Blackfoot, yang terletak 15 kilometer di sebelah tenggara kota Strathmore, Alberta, Canada
3. Data sumur yang digunakan meliputi 5 sumur dengan log yang tersedia meliputi *gamma ray*, *resistivity*, *density*, Adapun untuk data *check shot* diambil pada keseluruhan sumur
4. Fokus perhatian pada penelitian ini adalah pada atribut amplitudo, akustik data inversi

1.4 Metodologi Penelitian

Secara umum alur penelitian digambarkan pada **gambar 1.1**. Pada tahap pertama persiapan data awal baik data seismik, log sumur, dan *checkshot*. Setelah penentuan parameter-parameter dari data awal tersesuaikan dengan baik, dilakukan penentuan marker-marker geologi pada log sumur serta korelasi sumur dilakukan sebelum pembuatan seismogram sintetis. Selanjutnya dilakukan well-seismik tie dan interpretasi seismik dengan panduan dari data geologi daerah penelitian.

Setelah didapatkan hasil interpretasi seismik, selanjutnya membuat inisial model bumi yang akan dilakukan inversi seismik, dan melakukan ekstraksi nilai atribut yang akan diintegrasikan keduanya agar dapat melihat peta dari distribusi reservoir.



Gambar 1.1. Diagram umum alur penelitian

1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan skripsi terdiri atas enam bab yang secara garis besar dapat diuraikan sebagai berikut:

Bagian pertama dalam skripsi ini terangkum dalam Bab I, dalam bab ini membahas hal-hal yang melatar belakangi dilakukannya studi ini, tujuan studi analisis, pembatasan masalah, metode yang telah dilakukan pada studi serta sistematika penulisan.

Pembahasan berikutnya pada Bab II, membahas mengenai tinjauan geologi meliputi keadaan geologi regional pada lapangan blackfoot, tinjauan stratigrafinya dan petroleum sistem pada daerah tersebut

Pembahasan lebih lanjut pada Bab III, berisi teori-teori dasar yang mendasari penelitian seperti dasar teori gelombang seismik, dan penjelasan dasar mengenai teori seismik atribut, serta jenis-jenis atribut seismik yang akan digunakan pada penelitian ini.

Proses pengolahan data atribut seismik, pemodelan atribut amplitudo dan inversi seismik akan dijabarkan dalam Bab IV, yang akan mencakup proses korelasi log, *well-seismik tie*, *picking horizon*, inversi, serta pembuatan atribut amplitudo seismik

Hasil dan pembahasan data terdapat pada Bab V, bab ini menganalisa hasil dari proses inversi seismik, analisa nilai impedansi akustik, porositas, atribut seismik amplitudo serta hasil integrasi dari data-data tersebut untuk mendapatkan peta distribusi dari reservoir.

Sebagai bagian akhir dari penulisan skripsi ini diberikan beberapa kesimpulan yang diperoleh dari keseluruhan isi skripsi ini, dimana keseluruhan hal tersebut terangkum dalam Bab VI.

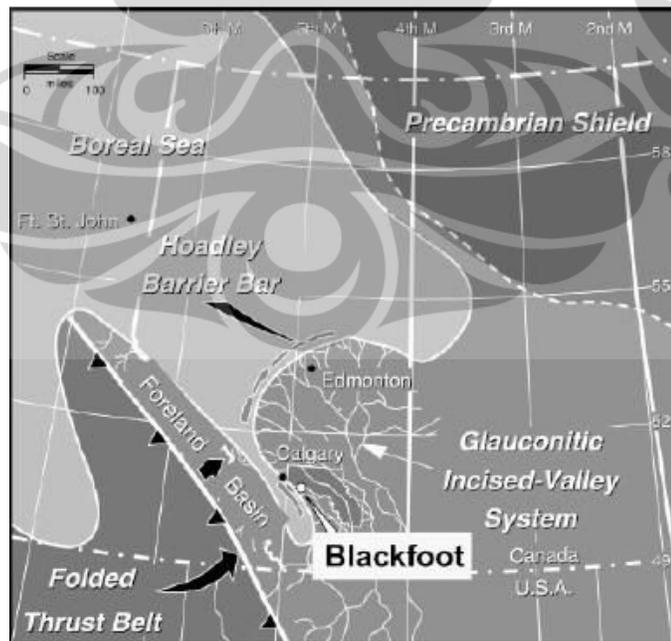


BAB II

TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI

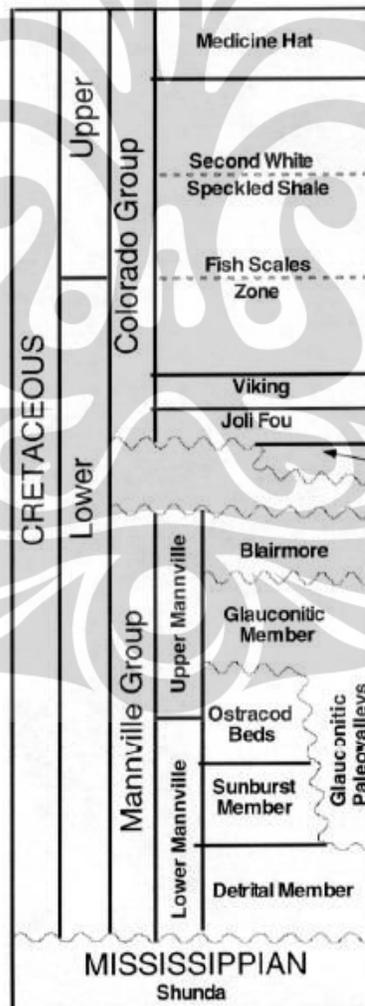
BLACKFOOT

Lapangan Blackfoot berada sekitar 15 kilometer di sebelah tenggara kota Strathmore, Alberta, Canada, Township 23, Range 23, seperti terlihat pada **gambar 2.1**. Pada area studi ini Batuan group Manville di endapkan secara tidak selaras berada di atas batuan group karbonat Missisipi. Target reservoir adalah sedimen dari *incised-valley fill* yang berada dalam formasi Glauconitic. Glauconitic *incised valley* terdapat di Alberta bagian selatan. Incised Valley fill dapat di temukan di beberapa bagian formasi detrital dan terdistribusi pada kedalaman yang bervariasi. Group Glauconitic terdiri dari batu pasir dengan butiran kwarsa dengan ukuran butir dari yang sedang sampai yang sangat halus. Lapisan Ostracod berada di bawah Group Glauconitic dan terdiri dari shale yang argilicerous dan batuan gamping berfosil serta lapisan siltstone yang tipis. Secara lengkapnya, batuan di daerah penelitian dapat dilihat pada kolom stratigrafi yang ditunjukkan pada **gambar 2.2**.



Gambar 2.1. *Blackfoot Area*

Lapisan shale Bantry yang tipis dan mempunyai kecepatan rendah ada di bawah Group Ostracod tetapi tidak persisten secara lateral. Anggota Group Sunburst terdiri dari lapisan batupasir berlapis dan mengandung karbon, terbentuk dari sub-litharenites dan quartzarenites. Formasi Detrital mempunyai litologi yang heterogen dan terdiri dari bongkah rijang, Lithic Sandstone, siltstone dan batuan lempung. Glauconitic Sandstone berada pada kedalaman 1550 m dan ketebalan sedimen dari valley fill bervariasi dari 0-35 m. Ada tiga fase pengisian sediment pada daerah ini. Member atas dan bawah dari Group Glauconitic berupa quartz sandstone dengan porositas rata-rata 18 % dimana anggota group di bagian tengah merupakan lithic sandstone yang kompak.

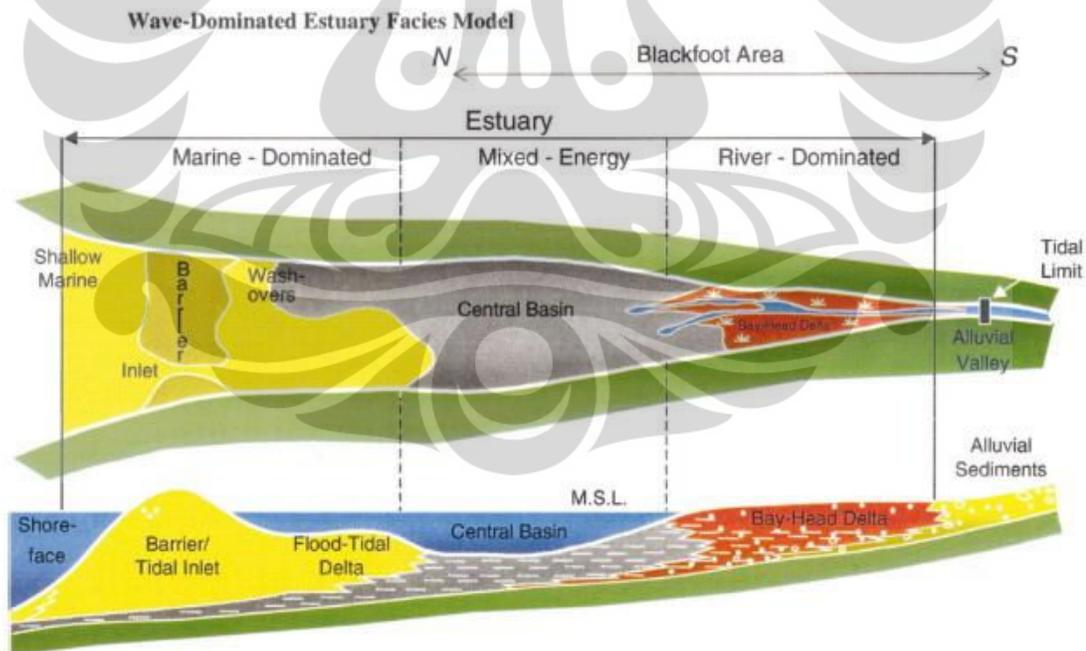


Daerah Penelitian

Gambar 2.2. Kolom Stratigrafi Blackfoot

2.1 Petroleum System

Reservoir yang terisi hidrokarbon ditemukan pada perangkat struktur dan stratigrafi pada channel yang porous. Hidrokarbon yang ada disini terutama adalah minyak dengan sedikit kemunculan gas. Formasi yang berproduksi adalah Lower Cretaceous Glauconitic yang di karakterisasi secara geologi sebagai bentuk low-sinuosity channel sekuas 1-5 km dan tebalnya mencapai 35 m. Arus purba dari channel ini berarah dari selatan ke utara. Secara spesifik Endapan Glauconitic terdiri dari Litologi yang kompleks dan incised valley system yang mengerosi Ostracod dan di beberapa bagian secara lokal memotong Formasi detrital. Beberapa fase pengisian sedimen dibuktikan dari observasi core dan analisis log. Ada tiga incised valley dengan tiga kualitas sand dan mineralogi yang berbeda. Bagian atas dan bawah incised valley merupakan reservoir utama. Channel fluvial merupakan reservoir yang baik pada area ini. Lithic incised valley bertindak sebagai batuan penutup pada sistem ini.



Gambar 2.3. Model Fasies Blackfoot

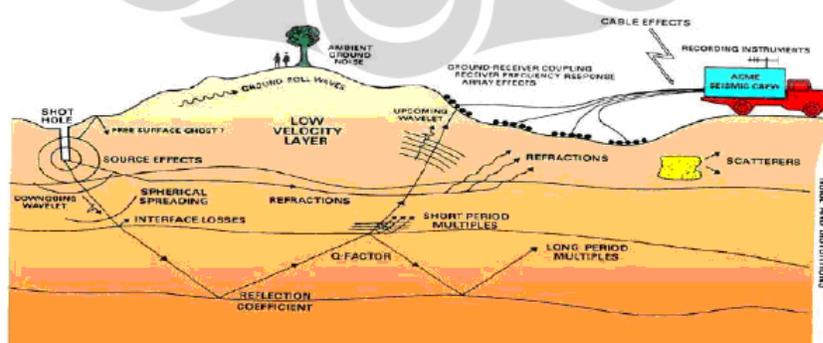
BAB III

TEORI DASAR

3.1 Konsep Seismik Refleksi

Metoda seismik refleksi merupakan metoda geofisika yang memanfaatkan gelombang pantul (refleksi) dari batuan di bawah permukaan. Hal ini dapat dilakukan dengan cara mengirimkan sinyal dalam bentuk gelombang ke dalam bumi, kemudian sinyal tersebut akan terpantulkan oleh batas antara dua lapisan, dan selanjutnya sinyal pantulan direkam oleh *receiver* (geofon atau hidrofons), seperti yang ditunjukkan pada **gambar 3.1**. Data yang dimanfaatkan dari gelombang pantul ini ialah waktu tempuh, yang akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan tersebut. Selain hal tersebut variable lain yang dapat dimanfaatkan ialah amplitudo, frekuensi dan fasa gelombang.

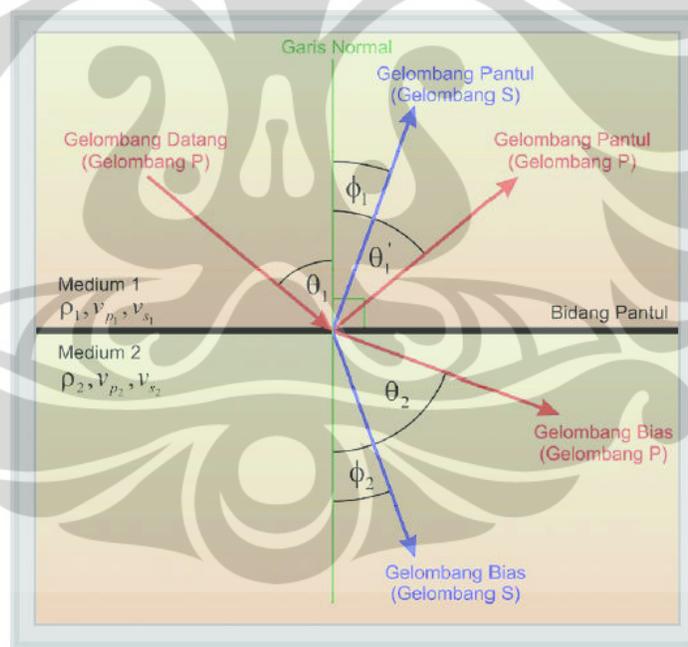
Gelombang seismik merambat melalui batuan sebagai gelombang elastik, yang mengubah energi menjadi gerakan partikel batuan. Ketika gelombang seismik melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya, muka gelombang akan terbagi. Sebagian akan terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian diteruskan merambat dibawah permukaan bumi.



Gambar 3.1. Proses Seismik Refleksi (Brown, 1999)

Penjalaran gelombang seismik mengikuti Hukum Snellius yang dikembangkan dari Prinsip Huygens, menyatakan bahwa sudut pantul dan sudut bias merupakan fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang. Jika gelombang P datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium berbeda akan menimbulkan gelombang refleksi dan refraksi. Sebagian energi gelombang akan dipantulkan sebagai gelombang P dan gelombang S, dan sebagian lagi akan diteruskan sebagai gelombang P dan gelombang S. **Gambar 3.2** memperlihatkan peristiwa gelombang refleksi dan refraksi. Lintasan gelombang tersebut mengikuti Hukum Snellius, yang ditunjukkan pada **persamaan 3.1**.

$$\frac{\sin \theta_1}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta'}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{P2}} = \frac{\sin \phi_1}{V_{S1}} = \frac{\sin \phi_2}{V_{S2}} = P \quad (3.1)$$



Gambar 3.2. Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium

3.2 Komponen Seismik Refleksi

Komponen yang dihasilkan disini adalah hal-hal yang dapat dihasilkan atau diturunkan (*derivative value*) dari parameter dan data dasar seismik refleksi.

3.2.1 Impedansi Akustik

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah impedansi akustik (IA) yang merupakan hasil perkalian antara densitas media rambat dan kecepatan media rambat, dinyatakan dalam **persamaan 3.2**.

$$IA = \rho \cdot V \quad (3.2)$$

Dalam mengontrol harga IA, kecepatan mempunyai arti yang lebih penting daripada densitas. Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas. Sukmono, (1999) menganalogikan IA dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras ("hard rock") dan sukar dimampatkan, seperti batu gamping mempunyai IA yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai IA rendah.

3.2.2 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan cerminan dari bidang batas media yang memiliki harga impedansi akustik yang berbeda. Untuk koefisien refleksi pada sudut datang nol derajat, dapat dihitung menggunakan **persamaan 3.3** sebagai berikut:

$$KR = \frac{(IA_2 - IA_1)}{(IA_2 + IA_1)} = \frac{(\rho_2 \cdot V_2) - (\rho_1 \cdot V_1)}{(\rho_2 \cdot V_2) + (\rho_1 \cdot V_1)} \quad (3.3)$$

Dimana :

KR = Koefisien refleksi

IA1= Impedansi akustik lapisan atas

IA2= Impedansi akustik lapisan bawah

Persamaan 3.3 menunjukkan bahwa nilai koefisien refleksi besarnya berada antar -1 sampai 1.

3.2.3 Polaritas

Meskipun penggunaan kata polaritas hanya mengacu pada perekaman dan konvensi tampilan dan tidak mempunyai makna khusus tersendiri, dalam rekaman seismik, penentuan polaritas sangat penting. *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut :

1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidropon di air atau pergerakan awal ke atas pada geopon di darat.
2. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada tape, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.

Menggunakan konvensi ini, dalam sebuah penampang seismik dengan tampilan polaritas normal SEG kita akan mengharapkan :

1. Batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik, jika $IA_2 > IA_1$
2. Batas refleksi berupa *peak* pada penampang seismik, jika $IA_2 < IA_1$

3.2.4 Resolusi Vertikal Seismik

Resolusi adalah jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 1999). Range frekuensi dari seismik hanya antara 10-70 Hz yang secara langsung menyebabkan keterbatasan resolusi dari seismik. Nilai dari resolusi vertikal adalah :

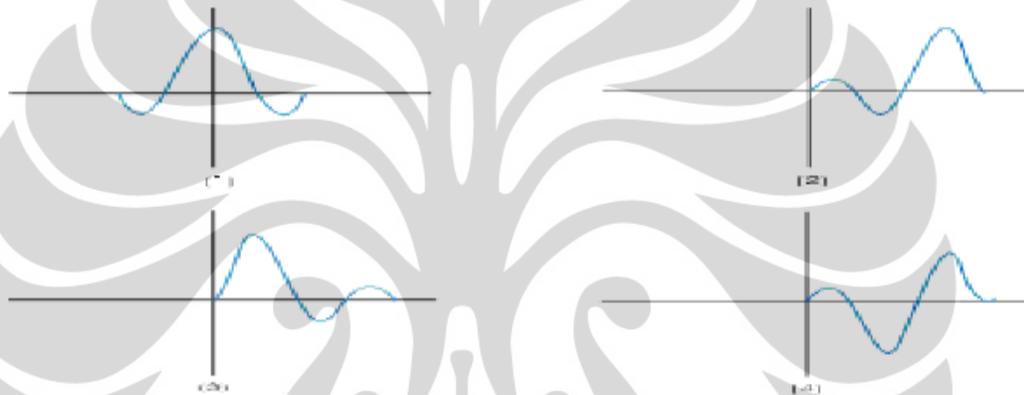
$$rv = \frac{v}{4f} \quad (3.4)$$

Dapat dilihat dari **persamaan 3.4** bahwa hanya batuan yang mempunyai ketebalan di atas $\frac{1}{4} \lambda$ yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan ini disebut ketebalan tuning (*tuning thickness*). Dengan bertambahnya kedalaman,

kecepatan bertambah tinggi dan frekuensi bertambah kecil, maka ketebalan tuning bertambah besar

3.2.5 Wavelet

Wavelet adalah sinyal transien yang mempunyai interval waktu dan amplitudo yang terbatas. Ada empat jenis *wavelet* yang umum diketahui, yaitu *zero phase*, *minimum phase*, *maximum phase*, dan *mixed phase*, seperti yang ditunjukkan pada **gambar 3.3**.

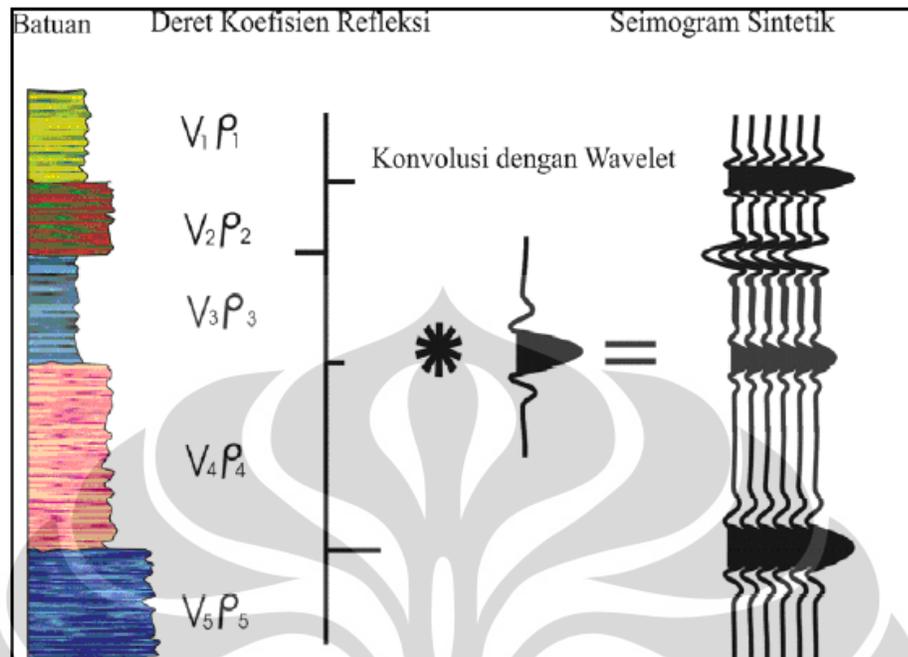


Gambar 3.3. Jenis-jenis wavelet (1) *Zero Phase Wavelet*; (2) *Maximum Phase Wavelet*; (3) *Minimum Phase Wavelet*; (4) *Mixed Phase Wavelet*

3.2.6 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas membentuk fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan wavelet, seperti yang ditunjukkan pada **gambar 3.4**.

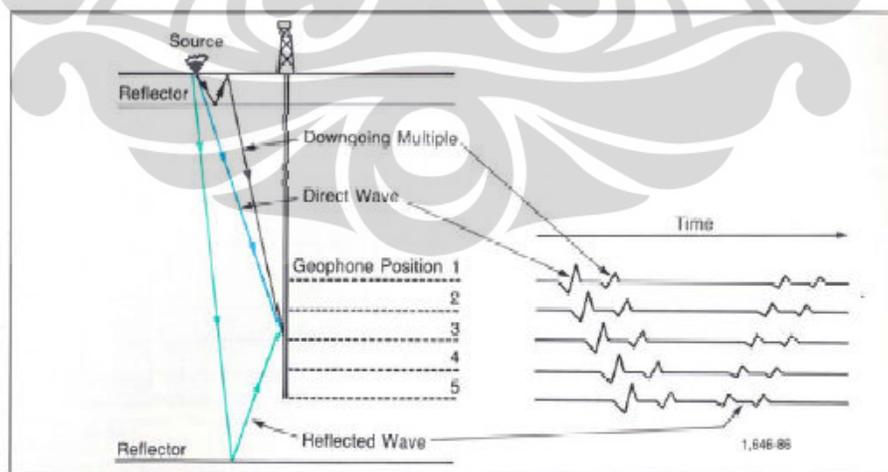
Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, umur, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap trace seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif.



Gambar 3.4. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan wavelet

3.3 Checkshot

Checkshot dilakukan bertujuan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman yang diperlukan dalam proses pengikatan data sumur terhadap data seismik. Prinsip kerjanya dapat dilihat pada **gambar 3.5.**



Gambar 3.5. Survei *Checkshot* (Sukmono, 2007)

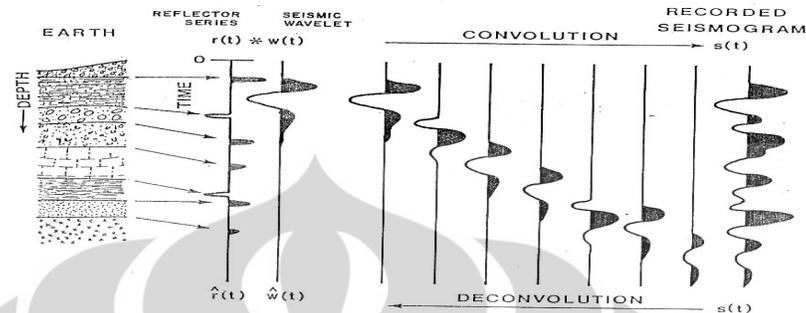
Survei ini memiliki kesamaan dengan akuisisi data seismik pada umumnya namun posisi geofon diletakkan sepanjang sumur bor, atau dikenal dengan survey *Vertical Seismik Profilling (VSP)*. Sehingga data yang didapatkan berupa *one way time* yang dicatat pada kedalaman yang ditentukan sehingga didapatkan hubungan antara waktu jalar gelombang seismik pada lubang bor tersebut

3.4 Metode Inversi Akustik Impedansi

Impedansi akustik (perkalian antara percepatan dan densitas) adalah salah satu metoda yang sangat penting di dalam melakukan karakterisasi reservoir. Inversi adalah proses pemodelan geofisika yang dilakukan untuk memprediksi informasi sifat fisis bumi berdasarkan informasi rekaman seismik yang diperoleh atau dengan kata lain merupakan suatu proses konversi dari data seismik menjadi data Impedansi Akustik.

Impedansi akustik merupakan sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kedalaman, tekanan dan temperatur. Hal tersebut menyebabkan impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator litologi. Data seismik impedansi akustik dapat digolongkan sebagai data atribut seismik yang diturunkan dari amplitudo.

Hasil akhir dari inversi seismik adalah impedansi. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa inversi seismik merupakan suatu usaha untuk merubah data seismik yang semula merupakan amplitudo sebagai fungsi waktu menjadi impedansi akustik sebagai fungsi waktu, seperti yang ditunjukkan pada **gambar 3.6**.



Gambar 3.6. Skema proses konvolusi dan dekonvolusi

Ada beberapa hal yang harus dipersiapkan untuk mendapatkan data seismik impedansi akustik, yaitu:

1. Data seismik yang dipakai harus diproses dengan menjaga keaslian amplitudonya
2. Hasil interpretasi horison
3. Data log sumur, minimal data log sonik dan densitas
4. *Wavelet*

Apabila data seismik konvensional melihat batuan di bawah permukaan sebagai batas antar lapisan batuan, maka data impedansi akustik melihat batuan di bawah permukaan bumi sebagai susunan lapisan batuan itu sendiri. Oleh karena itu, data impedansi akustik lebih mendekati gambaran nyata lapisan di bawah permukaan sehingga menjadi lebih mudah untuk dimengerti. Data impedansi akustik hasil impedansi ini mampu memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai penyebaran batuan baik secara vertikal maupun secara lateral.

Terdapat beberapa metode dalam melakukan inversi seismik, yaitu:

1. Metode Inversi *Recursive*

Metode *recursive* sering disebut juga *band limited inversion*. Metode ini mengabaikan efek dari wavelet dan memperlakukan tras seismik koefisien yang telah difilter oleh *zero phase wavelet*.

2. Metode Inversi *Sparse Spike*

Metode inverse *sparse spike* ini mengasumsikan bahwa reflektifitas sebenarnya merupakan sebuah deretan reflektifitas kecil yang tersimpan di dalam deretan reflektifitas yang lebih besar yang secara geologi berhubungan dengan ketidakselarasan atau batas litologi utama.

3. Metode Inversi *Model Based (Blocky)*

Metode ini dilakukan dengan cara membandingkan data seismik sintetik yang telah dibuat dari hasil konvolusi reflektifitas (model geologi) dengan wavelet tertentu dengan data seismik riil. Penerapan metode ini dimulai dengan asumsi awal yang diperbaiki secara iteratif. Metode ini dapat dilakukan dengan anggapan tras seismik dan wavelet diketahui, *noise* tidak berkorelasi dan acak.

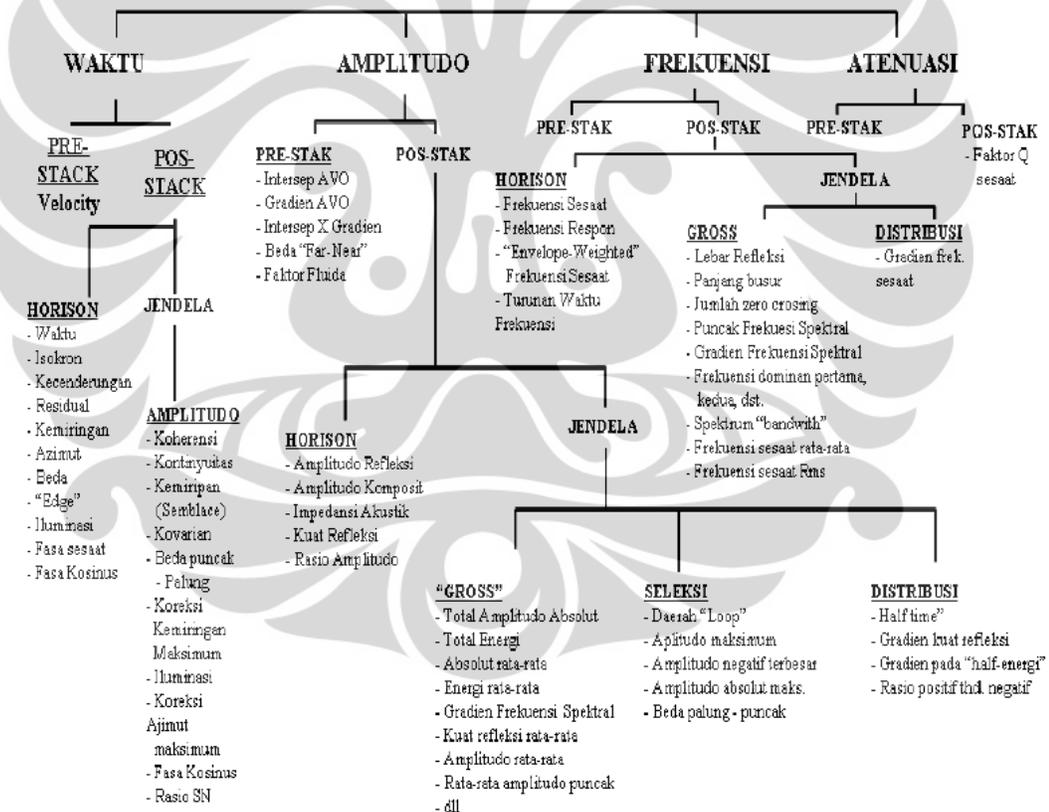
3.5 Seismik Atribut

Seismik atribut didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (Sukmono, 2001). Dengan kata lain seismik atribut merupakan pengukuran spesifik dari geometri, dinamika, kinematika dan juga analisis statistik yang diturunkan dari data seismik.

Informasi awal dari penerapan seismik atribut adalah gelombang seismik konvensional yang kemudian diturunkan menjadi fungsi tertentu dengan manipulasi matematis, sehingga kita dapat memperoleh informasi atau gambaran

yang dapat membantu kita dalam menginterpretasi suatu kondisi bawah permukaan.

Informasi utama dari seismik atribut adalah amplitudo, frekuensi, dan atenuasi yang selanjutnya akan digunakan sebagai dasar pengklasifikasian atribut lainnya seperti ditunjukkan pada **gambar 3.7**. Semua horison dan bentuk dari atribut-atribut ini tidak bersifat bebas antara satu dengan yang lainnya, perbedaannya hanya pada analisis data pada informasi dasar yang akan berpengaruh pada gelombang seismik dan juga hasil yang ditampilkan (Sukmono, 2001). Informasi dasar yang dimaksud disini adalah waktu, frekuensi, dan atenuasi yang selanjutnya akan digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut (Brown, 1999).



Gambar 3.7. Klasifikasi atribut seismik (Brown, 2000)

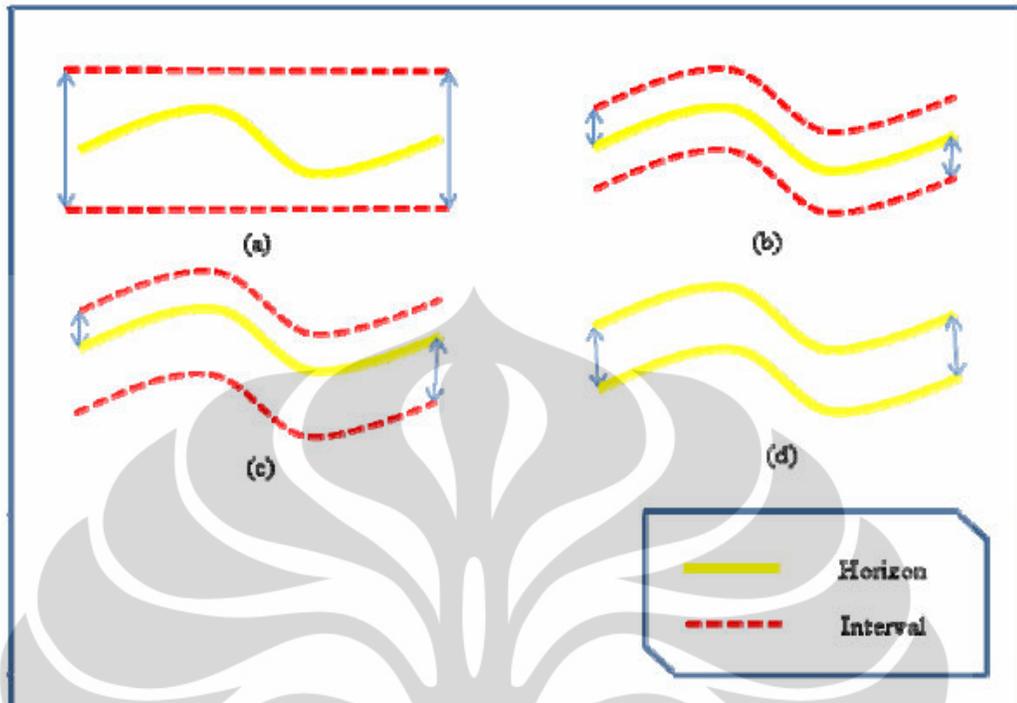
Secara umum, atribut turunan waktu akan cenderung memberikan informasi perihal struktur, sedangkan atribut turunan amplitudo lebih cenderung

memberikan informasi perihal stratigrafi dan *reservoir*. Peran atribut turunan frekuensi sampai saat ini belum betul-betul dipahami, namun terdapat keyakinan bahwa atribut ini akan menyediakan informasi tambahan yang berguna perihal *reservoir* dan stratigrafi. Atribut atenuasi juga praktis belum dimanfaatkan saat ini, namun dipercaya bahwa atribut ini dimasa datang akan berguna untuk lebih memahami informasi mengenai permeabilitas.

Atribut-atribut yang terdapat umumnya adalah atribut hasil pengolahan *post-stack* yang dapat diekstrak sepanjang satu horizon (*horizon slice*) atau dijumlahkan sepanjang kisaran *window* tertentu. Umumnya analisis *window* tersebut merupakan suatu interval waktu atau kedalaman yang datar dan konstan sehingga secara praktis tampilannya berupa suatu sayatan yang tebal, dan sering dikenal dengan sayatan statistika.

Analisis *window* pada ekstraksi atribut dapat ditentukan dengan 4 cara, yaitu :

- Analisis *window* konstan, yaitu dengan mengambil nilai interval yang selalu tetap dengan interval waktu/kedalaman yang selalu sama.
- Analisis *window* yang dipusatkan pada sebuah horison, yaitu dengan mengambil nilai interval mengikuti horison dengan lebar yang sama besar untuk bagian atas dengan bagian bawah dari horison tersebut.
- Analisis *window* dengan nilai tertentu pada horison, yaitu dengan nilai interval yang dapat ditentukan berbeda untuk bagian atas dan bagian bawah dari horison.
- Analisis *window* antar horison, dimana interval yang diambil dibatasi bagian atas dan bagian bawahnya, masing-masing oleh sebuah horison yang berbeda. Analisis *window* tersebut seperti ditunjukkan pada **gambar 3.8**.



Gambar 3.8. (a) Analisis *window* konstan; (b) Analisis *window* yang dipusatkan pada horizon; (c) Analisis *window* untuk bagian atas dan bawah horizon; (d) Analisis *window* antar horizon

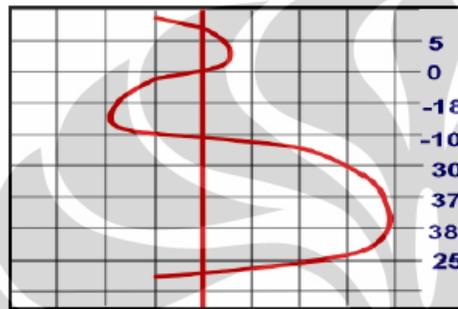
3.6 Atribut Amplitudo

Amplitudo adalah salah satu atribut dasar dari suatu tras seismik, Awalnya ketertarikan akan amplitudo terbatas pada keberadaannya, bukan kontras nilai pada time seismik yang digunakan untuk analisa struktur. Sekarang ini pemrosesan data seismik bertujuan untuk mendapatkan nilai amplitudo yang asli sehingga analisa stratigrafi dapat dilakukan. Amplitudo seismik dapat juga digunakan sebagai DHI (*direct hydrocarbon indicator*), fasies dan pemetaan sifat-sifat reservoir. Perubahan nilai amplitudo secara lateral dapat digunakan untuk membedakan satu fasies dengan fasies lainnya, contohnya, lapisan *concordant* yang memiliki nilai amplitudo tinggi, sedangkan *hummocky* dicirikan oleh amplitudo yang rendah, dan *chaotic* memiliki amplitudo yang paling rendah dibandingkan ketiganya. Lingkungan yang didominasi oleh batu pasir juga memiliki nilai amplitudo yang lebih besar dibandingkan batuan serpih. Sehingga

kita dapat memetakan penyebaran batu pasir dengan lebih mudah dengan peta amplitudo.

Jenis-jenis perhitungan atribut amplitudo yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

1. RMS Amplitudo

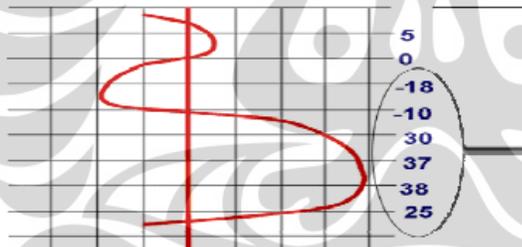


$$\text{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2}$$

$$\text{RMS} = \sqrt{\frac{1}{8} (5^2 + 0^2 + \dots + 38^2 + 25^2)}$$

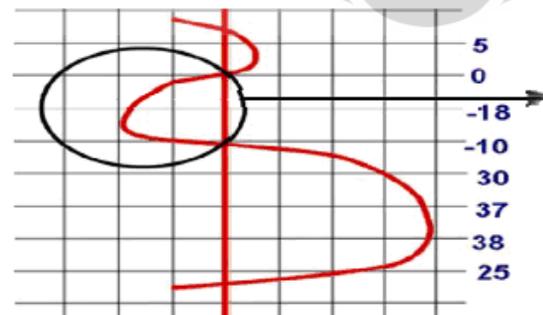
$$\text{RMS} = 24.46$$

2. Amplitudo Maksimum Absolut



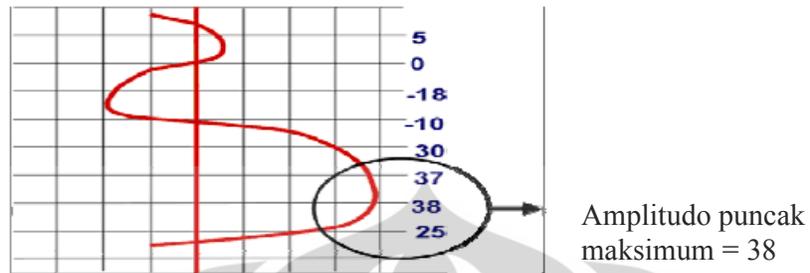
Amplitudo Maksimum
Absolut = 38

3. Amplitudo Lembah Minimum

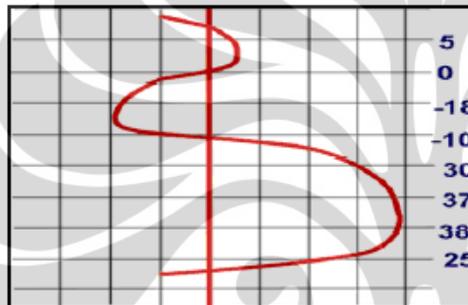


Amplitudo lembah minimum
= -18

4. Amplitudo Puncak Maksimum



5. Rata-rata Absolut



$$\begin{aligned} \text{Rata-Rata Absolut} &= \left| \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N a_t \right| \\ &= |1/8 (5+0+(-18)+(10)+30+37+38+25)| \\ &= 13.375 \end{aligned}$$

BAB IV

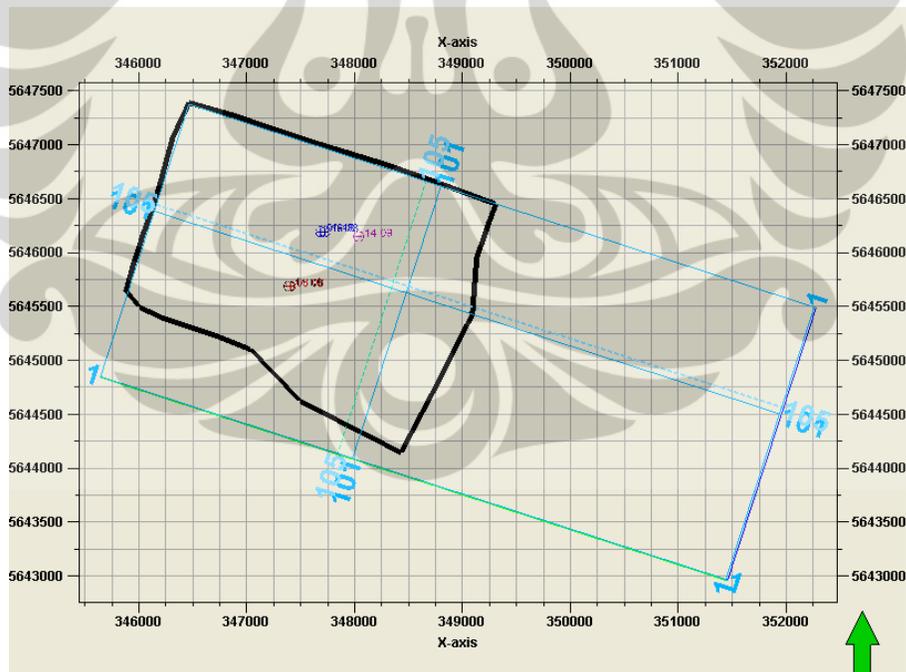
DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Persiapan Data

Dalam studi ini digunakan data seismik, sumur, dan checkshot. Berikut ini adalah penjelasan dari masing-masing data yang digunakan.

1. Data Seismik 3D

Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *post-stack time migration* (PSTM) dengan jumlah *inline* sebanyak 165, jumlah *crossline* sebanyak 168, dan *sampling rate* sebesar 2 ms dan cakupan dari data seismik ditunjukkan oleh gambar 4.1.



Gambar 4.1. Studi area dari cakupan data seismik dan data sumur

2. Data Sumur

Pada studi ini digunakan sebanyak 5 sumur dengan data *log* yang digunakan untuk masing-masing sumur dalam penelitian ini adalah *log* densitas dan *log sonic* untuk pengikatan data sumur dengan data seismik. Dan data gamma ray, data resistivity untuk penentuan korelasi *marker* sumur. Ketersediaan data sumur ditunjukkan oleh tabel 4.1.

Tabel 4.1. Parameter dan ketersediaan data sumur

No	Well Name	Well X	Well Y	Units	KB Elev. (m)	Elev. Units	Checkshot
1	16-08	347724.7	5646193	m	925.2	m	Ada
2	14-09	348037.2	5646149	m	927.7	m	Ada
3	11-08	347389.7	5645688	m	918.1	m	Ada
4	08-08	347403.6	5645688	m	918.1	m	Ada
5	04-16	347682.9	5646194	m	924.6	m	Ada

No	Well Name	Sonic Log	Density Log	Gamma Ray Log	Porosity Log	Resistivity Log	SP Log
1	16-08	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
2	14-09	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
3	11-08	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
4	08-08	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
5	04-16	Ada	Ada	Tidak Ada	Ada	Tidak Ada	Tidak Ada

3. Data Checkshot

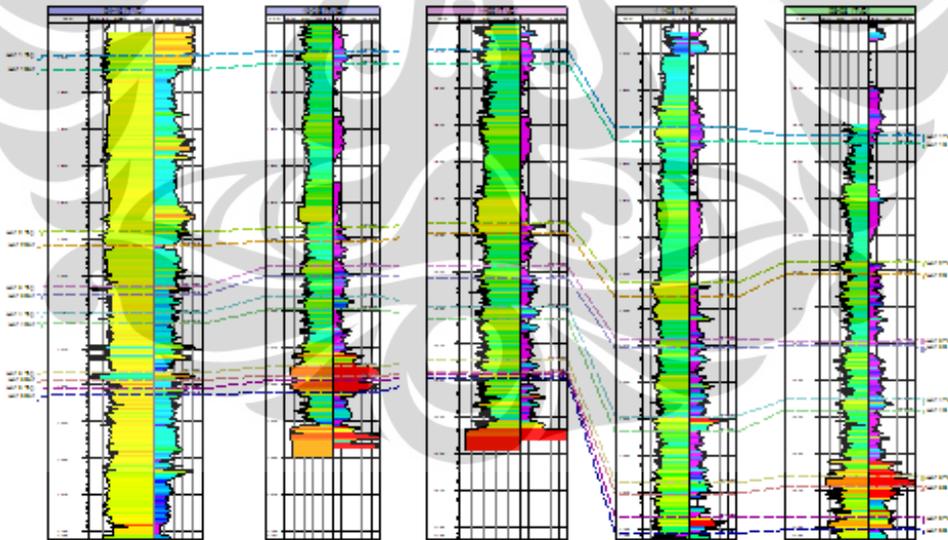
Kegunaan data *checkshot* adalah untuk mendapatkan hubungan antara waktu terhadap kedalaman, yang kemudian digunakan untuk mengikat data sumur terhadap data seismik. Data *checkshot* terdapat pada kelima sumur yang digunakan untuk proses *well to seismic tie*, seperti yang ditunjukkan pada tabel 4.1.

4.2 Pengolahan Data

4.2.1 Korelasi Sumur

Sebelum melakukan korelasi sumur, terlebih dahulu dilakukan *marker* pada sumur, dan *marker* tersebut dilakukan dengan cara melihat hasil perpaduan dari *log gamma-ray* dan *log resistivity* serta *log density* untuk menentukan batas atas dan batas bawah dari reservoir dan melihat ketebalannya serta dari data tersebut dapat menandakan bahwa daerah yang dilakukan *marker* merupakan satu formasi. Dengan melihat nilai *log gamma ray* yang kecil dan nilai *log resistivitas* yang besar menandakan adanya suatu potensi hidrokarbon.

Setelah itu hasil *marker* tersebut dikorelasi terhadap sumur yang lain. Korelasi sumur ini menandakan bahwa pada daerah pada setiap sumur tersebut berada pada litologi yang sama, dan hasil korelasi pada studi ini ditunjukkan pada **gambar 4.2**.



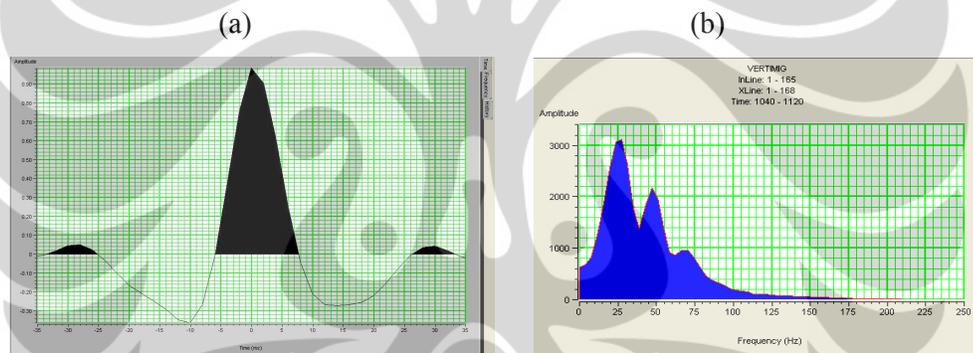
Gambar 4.2. Korelasi sumur

Pada **Gambar 4.2**, korelasi dilakukan pada 5 sumur yang ada yaitu sumur 04-16, 16-08, 14-09, 11-08, 08-08, dan setelah melihat integrasi antara *log gamma-ray* dan *log resistivity* didapatkan 6 marker.

4.2.2 Well-Seismic Tie

Well seismic tie dilakukan untuk mengintegrasikan data sumur yang berada di koridor kedalaman dengan data seismik yang berada pada koridor waktu, sehingga data *marker* dapat digabungkan dari sumur untuk penentuan *horizon* pada data seismik. Langkah awalnya adalah dengan menentukan *wavelet* yang dapat mewakili hubungan antara data seismik dengan data sumur, setelah itu memasukkan data *checkshot*, kemudian dilakukan *stretch-squeeze*.

Pada kelima sumur tersebut proses penentuan *wavelet* dilakukan berulang-ulang hingga mendapatkan nilai korelasi yang tinggi antara seismogram sintetik dengan data seismik.



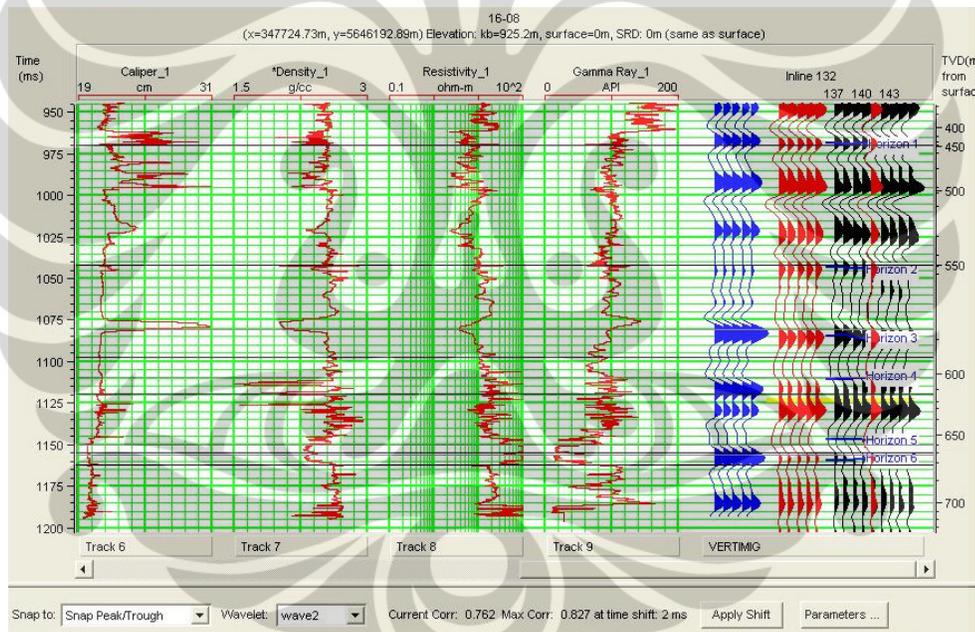
Gambar 4.3. *Wavelet* yang digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik, (a) *zerophase wavelet*, (b) frekuensi dominan 30 Hz

Proses ekstraksi *wavelet* dapat dilakukan dengan 2 cara, yaitu dengan menggunakan metoda statistik atau dengan menggunakan data sumur. Pada studi ini proses ekstraksi *wavelet* menggunakan data sumur. *Wavelet* yang digunakan memiliki nilai frekuensi dominan sebesar 30 Hz, sedangkan fasa yang digunakan adalah *zerophase* sesuai dengan yang ditunjukkan oleh **gambar 4.3**. Fasa dari *wavelet* ini sangat penting untuk penentuan *picking horizon* nanti. Jika digunakan *zerophase* maka *picking horizon* dilakukan di *peak* atau *through*. Sedangkan bila digunakan *minimum phase* atau *maximum phase*, maka *picking horizon* dilakukan pada *zero crossing*.

Setelah dilakukan proses konversi waktu terhadap kedalaman dilakukanlah proses pengikatan pada masing-masing sumur, dengan nilai korelasi yang didapatkan yang ditunjukkan oleh **tabel 4.2.**

Tabel 4.2. *Well-seismic tie* data dari 5 sumur

Sumur	Koefisien Korelasi
14-09	0.737
16-08	0.762
11-08	0.736
08-08	0.793
04-16	0.84

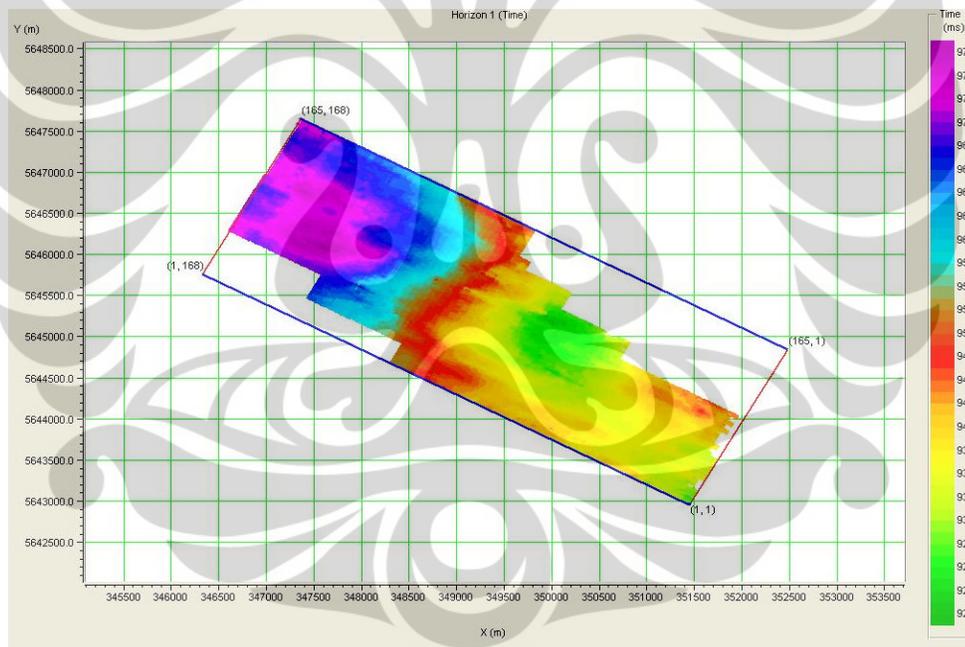


Gambar 4.4. Hasil korelasi pada sumur 16-08 mencapai 0.76

Proses *stretch-squeeze* dilakukan untuk mencocokkan *trace* seismik dengan *trace* sintetik, sebelum itu kita harus mengetahui kisaran kedalaman dari *marker* geologi agar tidak mengalami kesalahan dalam proses *well-seismic tie*. *Stretch-squeeze* memiliki batas toleransi pergeseran sekitar 10 ms. Batas pergeseran tersebut perlu diperhatikan karena jika melebihi 10 ms akan menyebabkan data sumur mengalami *shifting*. Hal ini akan berpengaruh pada saat penentuan nilai fasa dari

Sebelum melakukan *picking horizon*, sumur hasil *seismic-well tie* di tampilkan pada penampang seismik untuk mengetahui *horizon* yang akan dilakukan *picking*. Karena *wavelet* yang digunakan merupakan *zerophase*, maka proses *picking horizon* dilakukan pada *peak* dari amplitudo seismik. *Line* yang pertama kali dilakukan *picking* adalah *line* yang berpotongan dengan sumur, dan *line* tersebut dijadikan acuan untuk melakukan *picking horizon* pada *line* berikutnya.

Untuk mengetahui hasil proses *picking* dari *horizon* yang telah dilakukan *picking* sesuai antara inline dan xline-nya, maka *map view* hasil *picking* yang telah dilakukan harus diperhatikan. Warna dari perpotongan antar inline dan xline yang telah dilakukan *picking* harus sama. Dan interpolasi warna dari map view terlihat rapih.



Gambar 4.6. *Map view interpolated pick* pada horizon 1

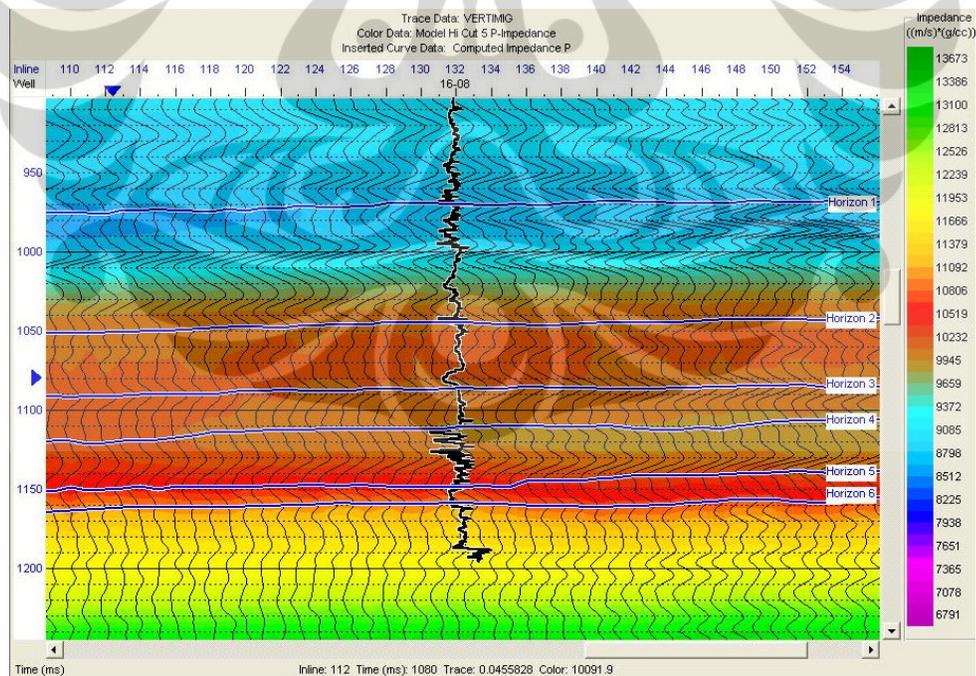
Terlihat pada **Gambar 4.6** bahwa perpotongan antara inline dan xline memiliki warna yang sama, hal tersebut menandakan bahwa hasil dari proses *picking* yang telah dilakukan pada inline sesuai dengan hasil proses *picking* pada xline.

4.2.4 Seismik Inversi

Inversi seismik juga disebutkan sebagai proses ekstraksi sifat fisika geologi bawah permukaan dari data seismik (Hampson & Russell, 2005). Tujuan dasar dari inversi seismik adalah melakukan transformasi data seismik refleksi menjadi nilai kuantitatif sifat fisik serta deskripsi reservoir. Sebelum melakukan proses inversi terlebih dahulu dibuat model inisial dengan menggunakan data sumur, wavelet dan horison yang ada.

4.2.4.1 Pemodelan *low frequency* bumi

Pada pemodelan ini, menggunakan 5 data sumur, yaitu 16-08, 14-09, 11-08, 08-08, 04-16, dan menggunakan *log P-wave* dan *log density*. Dan memasukan semua horison yang digunakan, yaitu horison 1 sampai horison 6. Pada pemodelan ini *hi cut frequency* yang digunakan antara 10-15 Hz. Pemodelan yang didapatkan ditunjukkan pada gambar 4.7.



Gambar 4.7. Model *low frequency* bumi

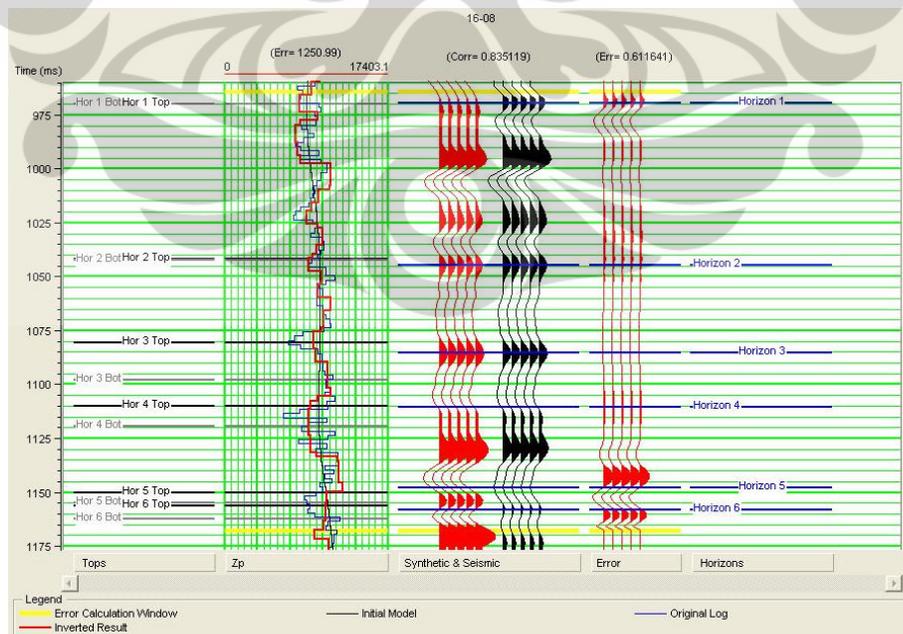
4.2.4.2 Analisis Inversi

Setelah melakukan pemodelan, langkah selanjutnya adalah melakukan analisis inversi terlebih dahulu. Langkah ini bertujuan agar pada saat melakukan inversi hasil yang didapatkan baik. Pada analisis inversi ini yang ingin dilihat adalah nilai *error* dari *P-Impedance log* dan *P-impedance* inversi serta melihat korelasi antara tras sintetis dan tras seismik.

Pada analisis inversi, metode yang digunakan adalah *Linear Programming Sparse Spike* dengan parameter yang digunakan :

- *Sparseness* : 85%
- *Max constraint frequency* : 15 Hz
- *Window length* : 128
- *Processing sample rate* : 2 ms

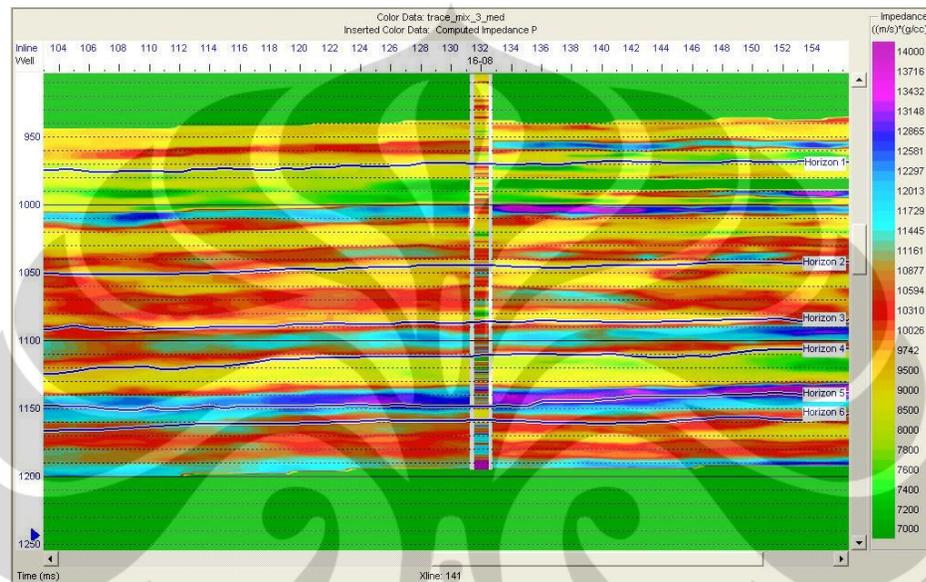
Hasil analisis *sparse spike* menunjukkan korelasi yang baik dengan total nilai RMS *error P-Impedance log* dan *P-Impedance* inversi sebesar 1250 dan korelasi antara tras sintetis dan tras seismik sebesar 0.83 seperti ditunjukkan pada **gambar 4.8**.



Gambar 4.8. Analisis pre-inversi untuk inversi *sparse spike*

4.2.4.3 Inversi Metoda *Linear Programming Sparse Spike*

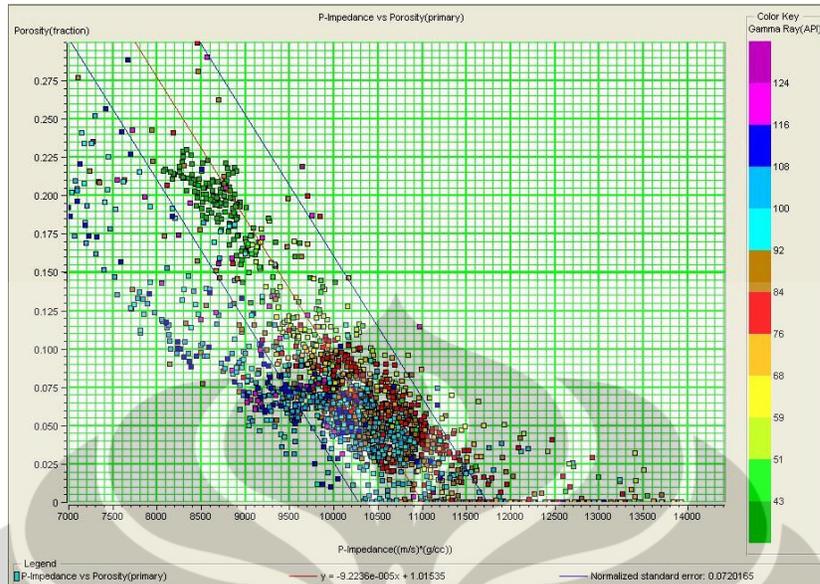
Setelah melakukan pemodelan dan analisis inversi dan melihat dari hasil analisis inversi yang baik, maka inversi dilakukan dengan metoda *Linear Programming Sparse Spike*, dan hasil yang didapat ditunjukkan pada **gambar 4.9**



Gambar 4.9. Hasil inversi metoda *Linear Programming Sparse Spike*

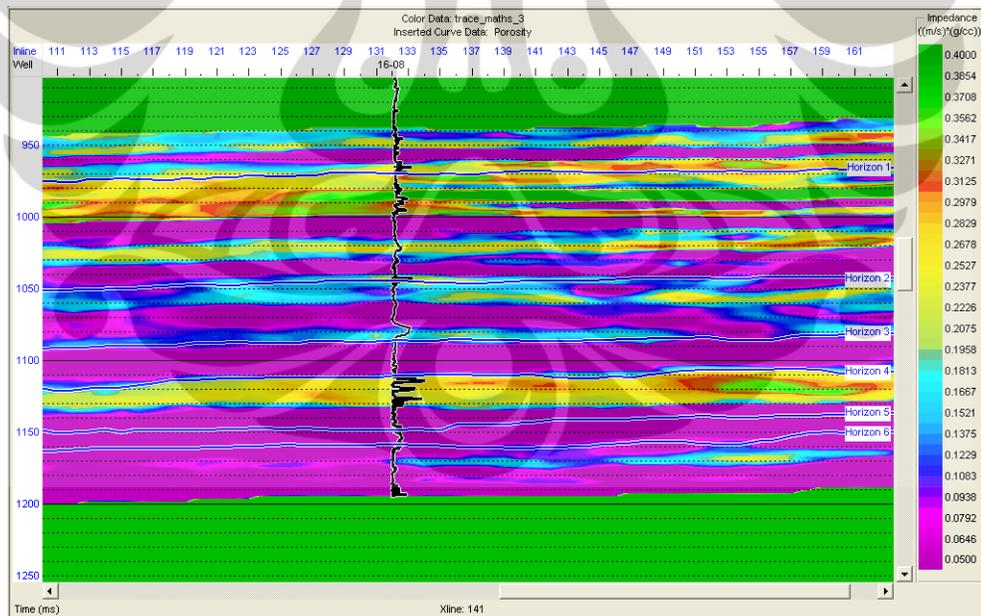
Setelah melakukan inversi, kemudian nilai *P-impedance* hasil inversi ditransformasikan ke volume porositas dengan melihat persamaan hasil *crossplot log P-impedance* dan *log porosity* seperti yang ditunjukkan pada **gambar 4.10**. Dan dari hasil *crossplot* didapatkan persamaan :

$$\text{Porositas} = -0,000092236 AI + 1,01535$$



Gambar 4.10. Regresi fungsi porositas terhadap AI

Dari hasil persamaan tersebut maka didapat penampang porositas seperti yang ditunjukkan oleh gambar 4.11.



Gambar 4.11 Penampang porositas pada xline 141

4.2.5 Atribut Amplitudo Seismik

Atribut amplitudo ini didapatkan dengan melakukan ekstraksi dari peta struktur waktu yang dihasilkan dari *picking horizon* sebelumnya. Menentukan parameter *window*, *sampling rate*, dan jenis atribut merupakan hal yang sangat penting dalam tahapan ini, karena sangat mempengaruhi hasil yang akan didapat.

Pada penelitian ini, *sampling rate* yang digunakan adalah 2ms, sedangkan analisa *window* yang digunakan adalah *single horizon* yang dipusatkan pada *horizon*. Lebar *window* yang digunakan 5ms keatas dan 5 ms kebawah dari *horizon* yang digunakan dan 5 ms ke atas dan 10 ms kebawah dari *horizon* yang digunakan.

Pada 1 *horizon* dilakukan fungsi atribut sebanyak dua kali, dan dari perhitungan nilai resolusi pada semua ketebalan dari reservoir pada semua sumur, didapatkan bahwa semua *horizon* berada dibawah resolusi sehingga dilakukan atribut dengan metode *single horizon*.

Setelah mendapatkan hasil dari RMS atribut, hasil tersebut diintegrasikan terhadap nilai impedansi akustik dan porositas hasil dari inversi seismik yang telah dilakukan sebelumnya dan dari pengintegrasian tersebut akan terlihat karakterisasi dan distribusi dari reservoir pada setiap *horizon*.

BAB V

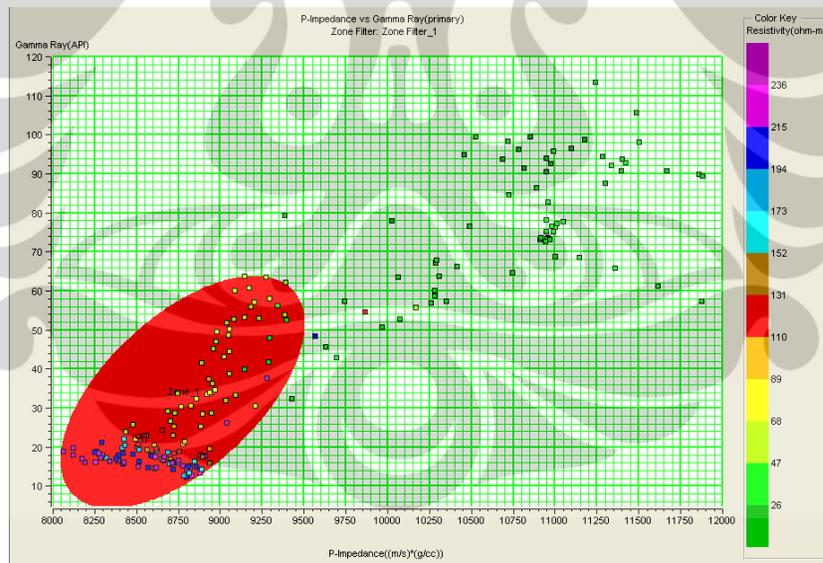
HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Hasil Analisa Fisika Batuan

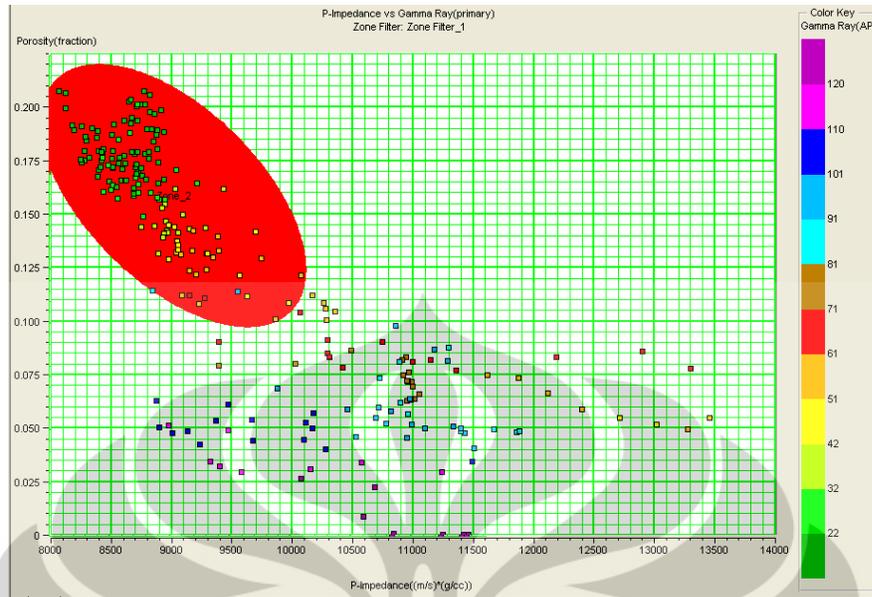
Untuk mengetahui mengetahui karakterisasi zona reservoir yang ingin kita integrasikan dengan atribut RMS terlebih dahulu dilakukan analisa petrofisika. Tahap ini dilakukan untuk mengetahui bagaimana korelasi nilai impedansi akustik zona reservoir terhadap parameter lain (*gamma ray*, porositas, resistivitas)

5.1.1. Pembahasan Analisa Fisika Batuan pada Horison 2

Dari hasil korelasi sumur, zona yang menjadi target pada studi ini adalah horison 2 dan horison 4. Untuk itu sebelum melakukan analisa hasil inversi pada horison tersebut kita harus mengetahui terlebih dahulu bagaimana karakterisasi dari reservoirnya.



Gambar 5.1. Cross plot *P impedance* dengan *gamma ray* pada horison 2

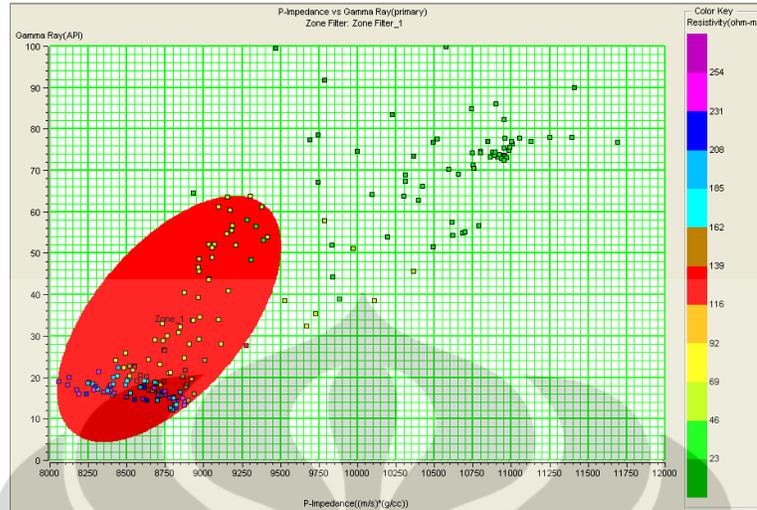


Gambar 5.2. Cross plot P impedance dengan porosity pada horison 2

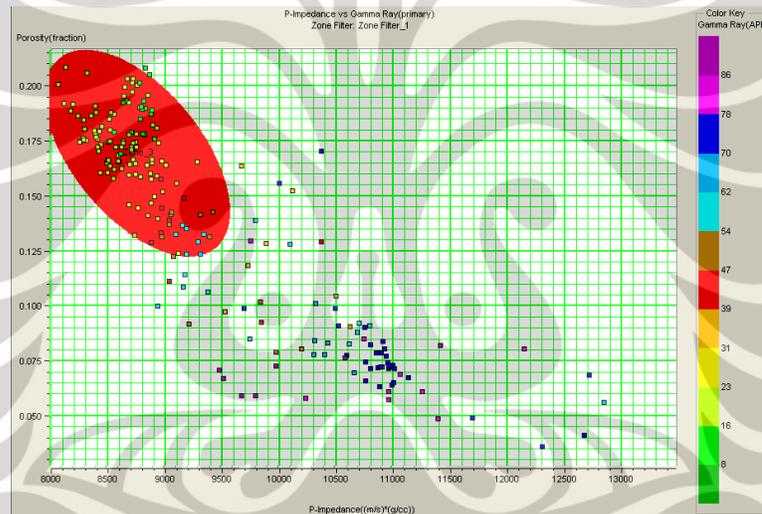
Berdasarkan data *crossplot* impedansi akustik dengan *gamma ray*, yang ditunjukkan oleh **gambar 5.1**, dan *crossplot* impedansi akustik dengan porositas, yang ditunjukkan oleh **gambar 5.2**, terlihat bahwa korelasi antara impedansi akustik, *gamma ray*, dan porositas memperlihatkan bahwa zona reservoir berada pada daerah yang memiliki nilai impedansi akustik yang rendah (*low sand AI*) berkisar antara 8000-9500 (g/cc)*(m/s), yang ditunjukkan oleh daerah yang diberi zona merah. Karena pada daerah tersebut nilai impedansi akustik yang kecil mengindikasikan nilai *gamma ray* yang relatif kecil juga yaitu dibawah 70 API dan porositas yang tinggi.

5.1.2. Pembahasan Analisa Fisika Batuan pada Horison 4

Karakterisasi reservoir pada horison 4 ditunjukkan oleh **gambar 5.3** dan **gambar 5.4**.



Gambar 5.3. Cross plot *P impedance* dengan *gamma ray* pada horison 4



Gambar 5.4. Cross plot *P impedance* dengan *porosity* pada horison 4

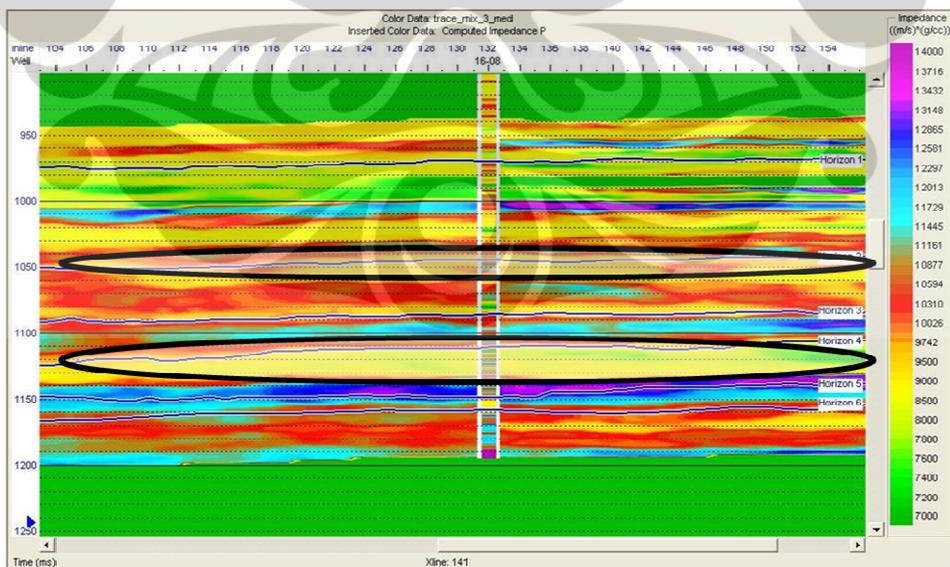
Berdasarkan data *crossplot* impedansi akustik dengan *gamma ray*, yang ditunjukkan oleh **gambar 5.3**, dan *crossplot* impedansi akustik dengan porositas, yang ditunjukkan oleh **gambar 5.4**, terlihat bahwa korelasi antara impedansi akustik, *gamma ray*, dan porositas memperlihatkan bahwa zona reservoir berada pada daerah yang memiliki nilai impedansi akustik yang rendah (*low sand AI*) berkisar antara 8000-9500 (g/cc)*(m/s), yang ditunjukkan oleh daerah yang diberi zona merah. Karena pada daerah tersebut nilai impedansi akustik yang kecil mengindikasikan nilai *gamma ray* yang relatif kecil juga yaitu dibawah 70 API dan porositas yang tinggi.

5.2 Hasil Inversi Seismik

5.2.1 Pembahasan Impedansi Akustik

Faktor penting dalam menghasilkan nilai impedansi akustik adalah kecepatan dan densitas. Perubahan kedua nilai tersebut mempengaruhi perubahan nilai impedansi akustik. Semakin besar perbedaan nilai kecepatan ataupun nilai densitas antara dua lapisan akan menghasilkan nilai koefisien refleksi yang semakin besar pula. Besarnya amplitudo pada data tras seismik menunjukkan besarnya nilai koefisien refleksi pada batas antar lapisan, karena tras seismik yang dihasilkan merupakan konvolusi antara koefisien refleksi dengan wavelet. Dengan melihat besarnya amplitudo pada tras seismik, kita dapat mengetahui besarnya perbedaan nilai impedansi akustiknya yang dapat diturunkan menjadi perbedaan kecepatan sonik ataupun densitas dari tiap lapisan.

Dari hasil inversi seismik dapat dilihat persebaran nilai IA (Impedansi Akustik) dari penampang seismik, yang ditunjukkan pada **gambar 5.5**. Dari penampang tersebut dapat dilihat nilai IA (Impedansi Akustik) pada horison yang ingin kita lihat karakterisasi reservoirnya.

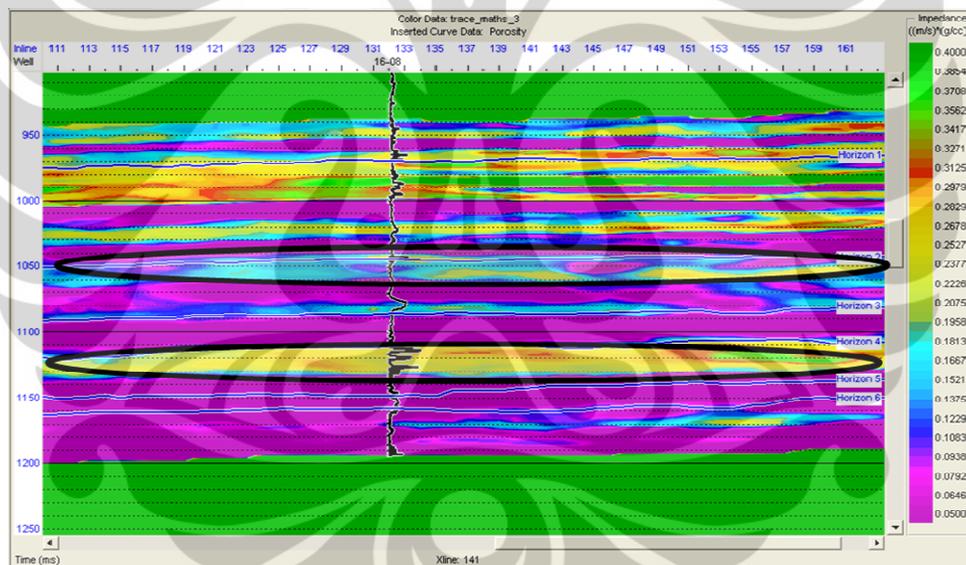


Gambar 5.5. Hasil inversi metoda *Linear Programming Sparse Spike*

Pada penampang seismik *xline* 141, seperti ditunjukkan oleh **gambar 5.5**, daerah yang memiliki nilai impedansi akustik 8000-9500 (g/cc)*(m/s) diberikan kode warna kuning dan daerah tersebut ditandai oleh poligon karena daerah tersebut merupakan reservoir yang akan dilihat karakterisasi dengan mengintegrasikannya dengan nilai porositas dan atribut amplitudonya. Reservoir tersebut terletak pada horison 2 dan horison 4.

5.1. 2 Pembahasan Porositas

Berdasarkan hasil *crossplot* dari data *log* sumur *P-impedance* dan *porosity* seperti terlihat pada **gambar 4.10**, telah diperoleh hubungan impedansi akustik dengan porositas. Dari hubungan porositas dan impedansi akustik, selanjutnya didapatkan penampang porositas seperti terlihat pada **gambar 5.6**.



Gambar 5.6. Penampang porositas pada *xline* 141

Hasil analisa porositas dari *log* didapat daerah reservoir memiliki nilai porositas yang berkisar antara 0,18 - 0,3. Pada penampang *xline* 141, seperti ditunjukkan oleh **gambar 5.6**, daerah yang memiliki nilai porositas antara 0,18-0,3 diberikan kode warna kuning dan daerah tersebut ditandai oleh poligon karena daerah tersebut merupakan reservoir yang akan dilihat karakterisasi. Hasil integrasi dari nilai impedansi akustik dan porositas menunjukkan bahwa zona reservoir berada

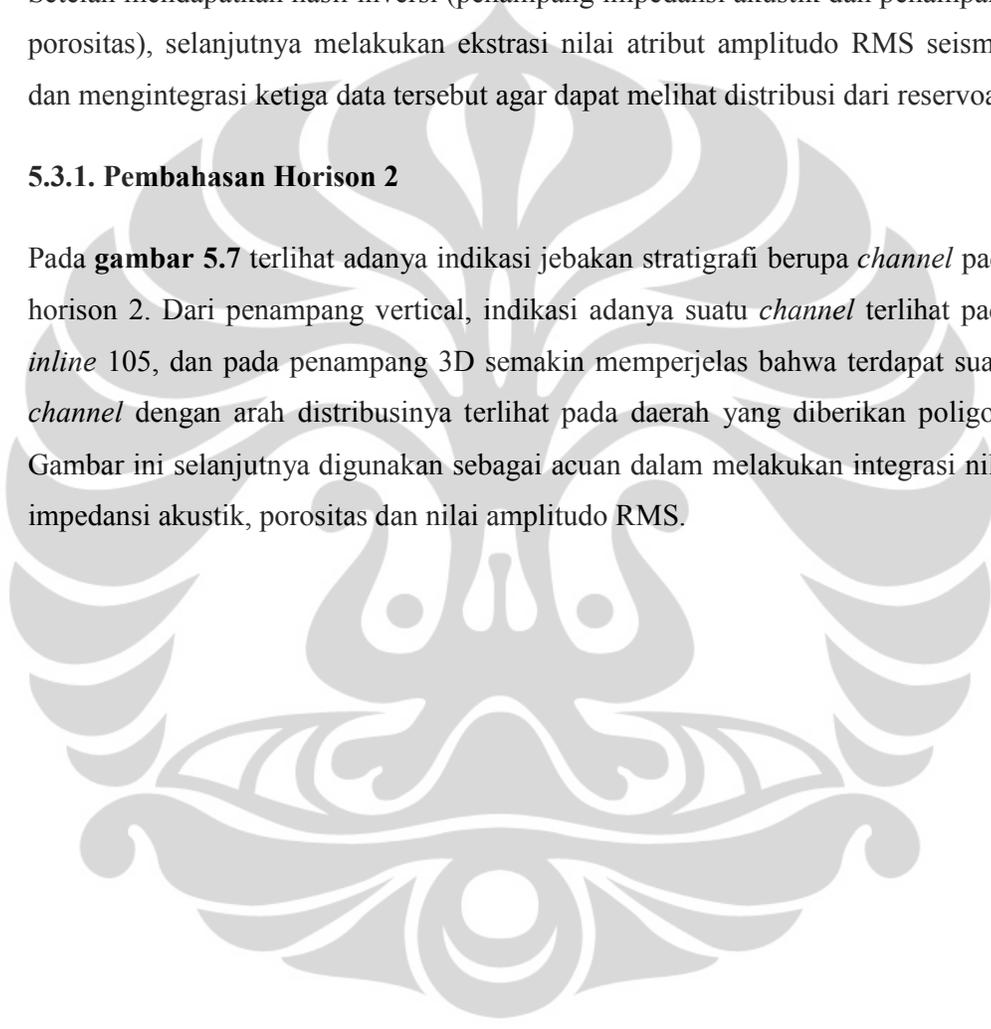
pada horison 2 dan horison 4. Pada horizon tersebut akan dilakukan ekstraksi nilai atribut amplitudo RMS sehingga dari integrasi nilai impedansi akustik, porositas, dan atribut amplitudo seismik tersebut dapat dilihat distribusi dari reservoir.

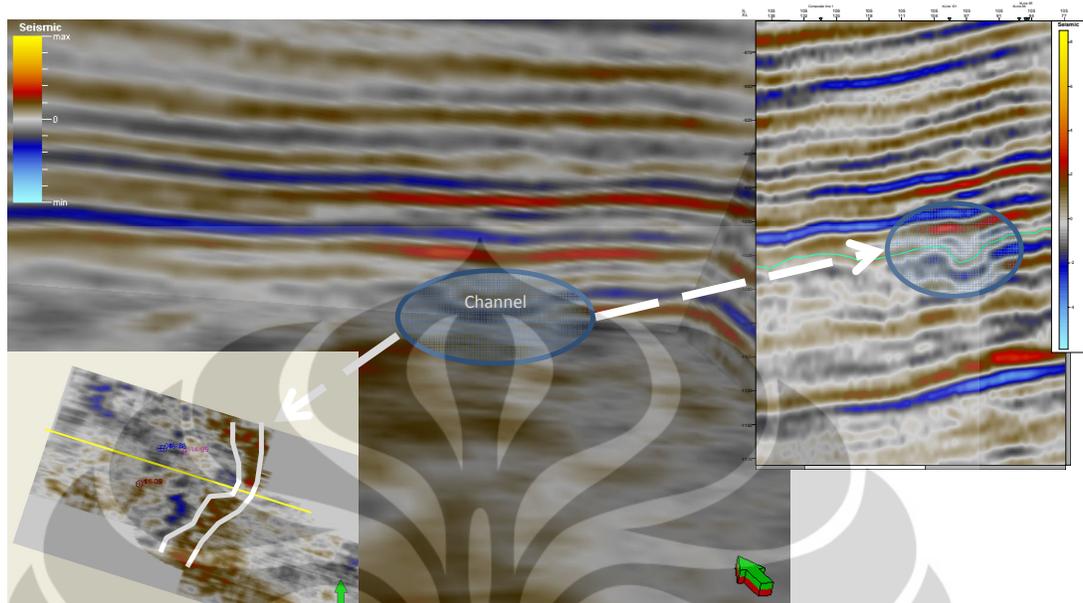
5.3 Hasil Atribut Amplitudo Seismik

Setelah mendapatkan hasil inversi (penampang impedansi akustik dan penampang porositas), selanjutnya melakukan ekstraksi nilai atribut amplitudo RMS seismik dan mengintegrasikan ketiga data tersebut agar dapat melihat distribusi dari reservoir.

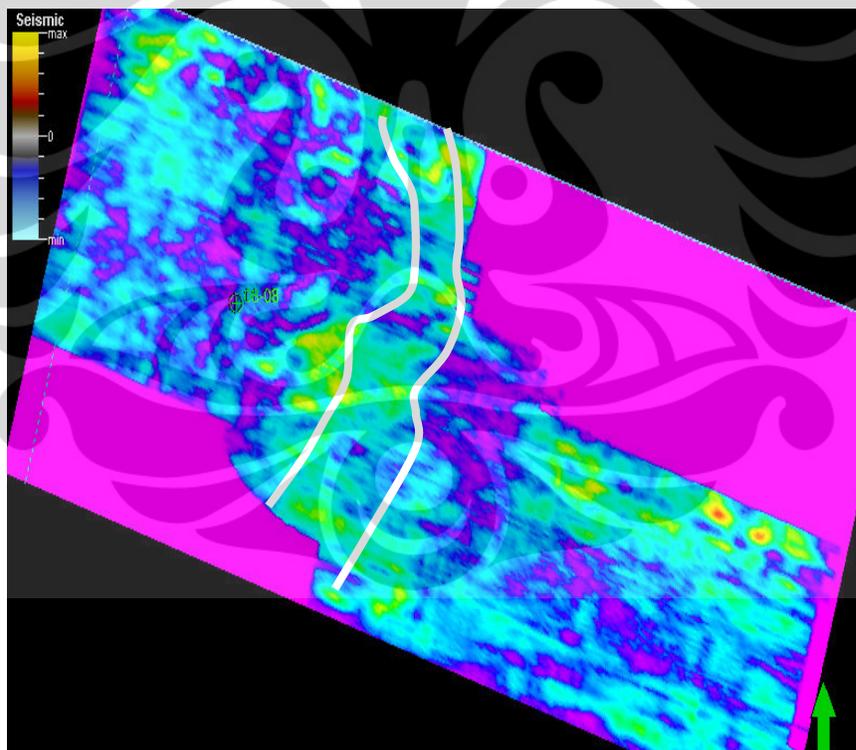
5.3.1. Pembahasan Horison 2

Pada **gambar 5.7** terlihat adanya indikasi jebakan stratigrafi berupa *channel* pada horison 2. Dari penampang vertical, indikasi adanya suatu *channel* terlihat pada *inline* 105, dan pada penampang 3D semakin memperjelas bahwa terdapat suatu *channel* dengan arah distribusinya terlihat pada daerah yang diberikan poligon. Gambar ini selanjutnya digunakan sebagai acuan dalam melakukan integrasi nilai impedansi akustik, porositas dan nilai amplitudo RMS.

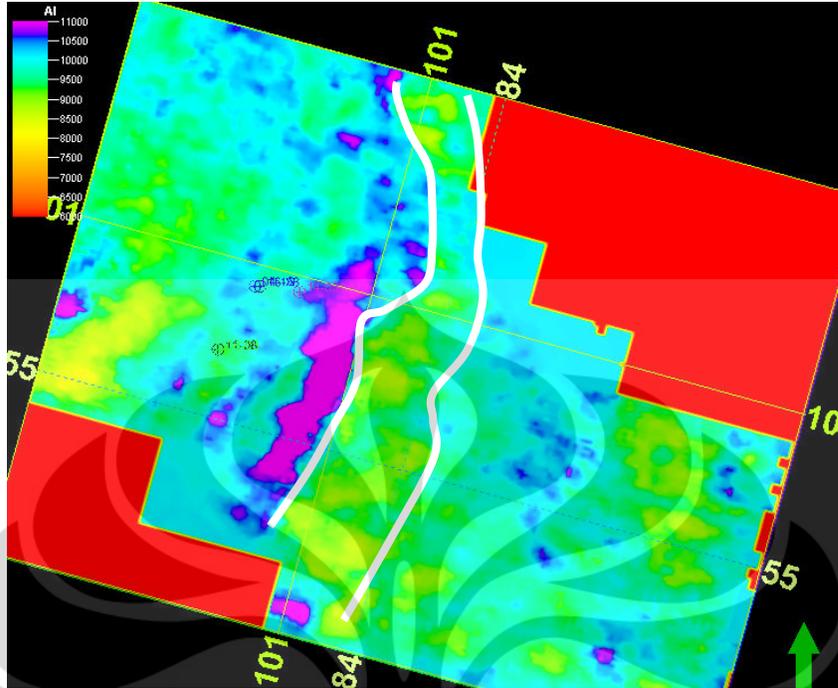




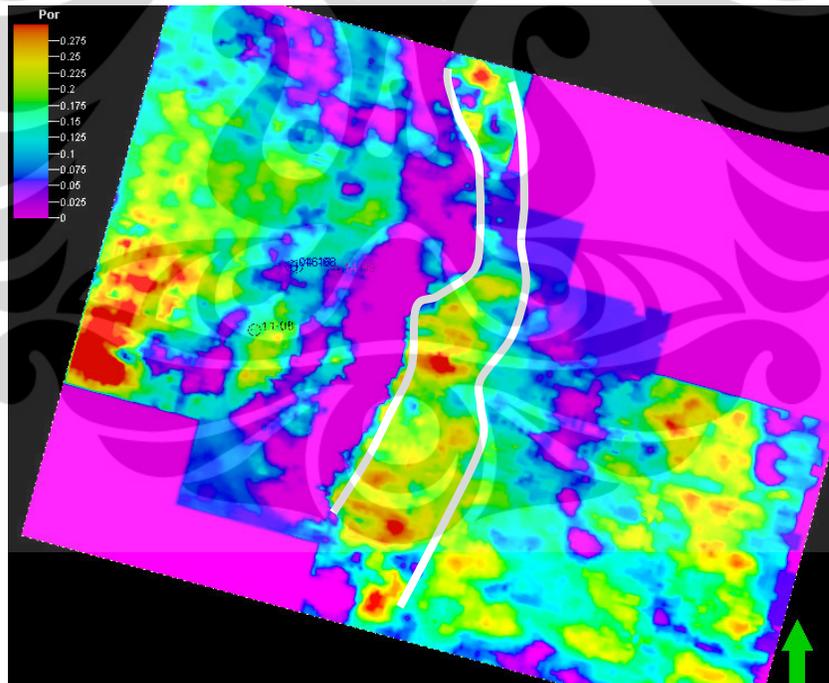
Gambar 5.7. Indikasi adanya *channel* pada horizon 2



Gambar 5.8. RMS Horizon 2 dengan 5ms diatas horizon dan 10ms dibawah horizon



Gambar 5.9. Impedansi akustik pada horison 2

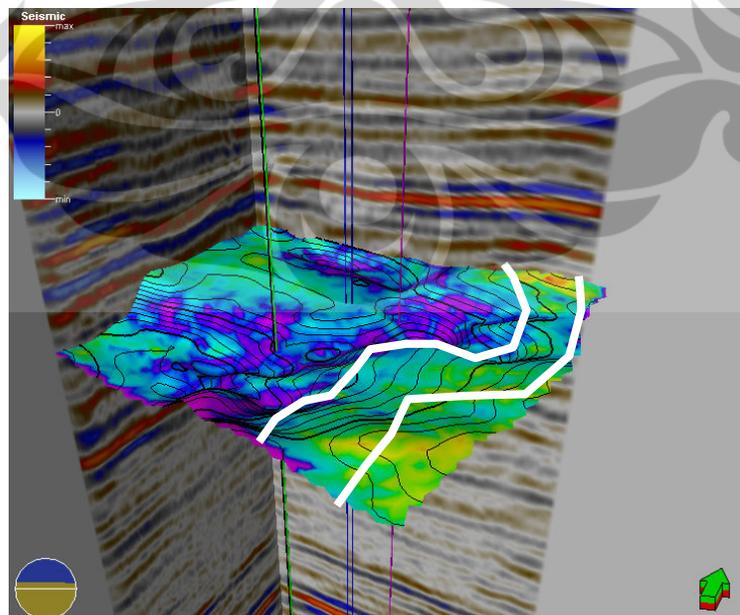


Gambar 5.10. Persebaran porositas pada horison 2

Pada horison 2, peta atribut RMS amplitudo dengan *window* 5 ms diatas horison dan 10 ms dibawah horizon terdapat beberapa daerah yang memiliki nilai amplitudo RMS yang tinggi ditunjukkan oleh daerah yang berwarna hijau pada **gambar 5.8**. Dari peta tersebut, distribusi dari reservoir dapat terlihat dengan baik dan untuk lebih memperjelas distribusi dari reservoir tersebut, hasil atribut RMS ini diintegrasikan dengan peta persebaran nilai impedansi akustik serta porositas.

Peta persebaran impedansi akustik yang ditunjukkan pada **gambar 5.9**, menunjukkan nilai impedansi akustik yang menjadi target pada penelitian ini adalah nilai impedansi akustik yang rendah yang ditunjukkan oleh daerah yang berwarna kuning dan hijau yaitu bernilai $8000-9500 \text{ (g/cc)} \cdot \text{(m/s)}$. Nilai tersebut diintegrasikan dengan nilai porositas dan amplitudo RMS serta mengacu pada penampang seismik yang menunjukkan adanya *channel* pada lapisan ini.

Setelah melihat peta persebaran nilai impedansi akustik selanjutnya diintegrasikan dengan peta persebaran porositas. Dari peta porositas pada horison 2 seperti yang ditunjukkan pada **gambar 5.10**, daerah yang menjadi target adalah daerah memiliki nilai porositas yang tinggi yang ditunjukkan oleh daerah yang berwarna kuning dan merah, yaitu bernilai $0,18 - 0,3$.



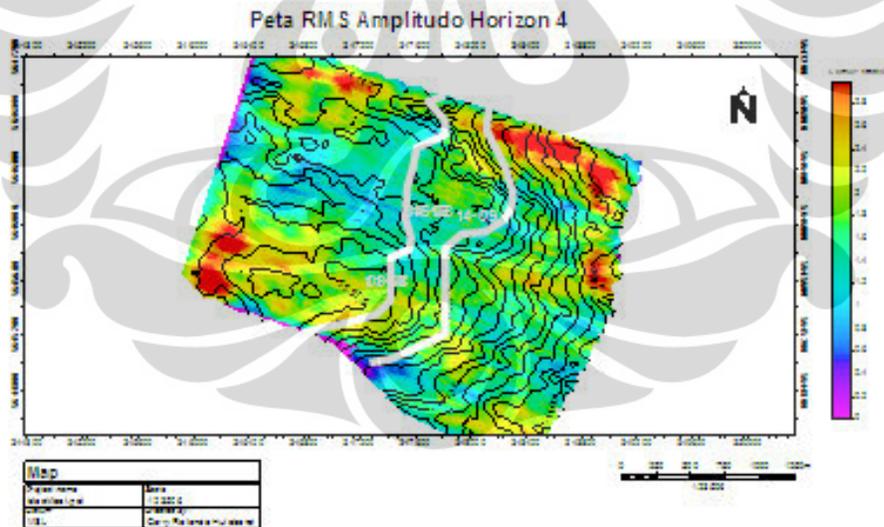
Gambar 5.11. Peta RMS horison 2 dengan tampilan 3D

Pada peta 3D atribut RMS yang ditunjukkan pada **gambar 5.11**, daerah yang diberikan poligon merupakan daerah distribusi dari reservoir. Hal tersebut semakin menguatkan hasil integrasi dari impedansi akustik, porositas, amplitudo RMS, bahwa daerah tersebut distribusi reservoir. Dan integrasi antara nilai impedansi akustik, porositas, dan amplitudo RMS sangat baik untuk merepresentasikan distribusi dari reservoir.

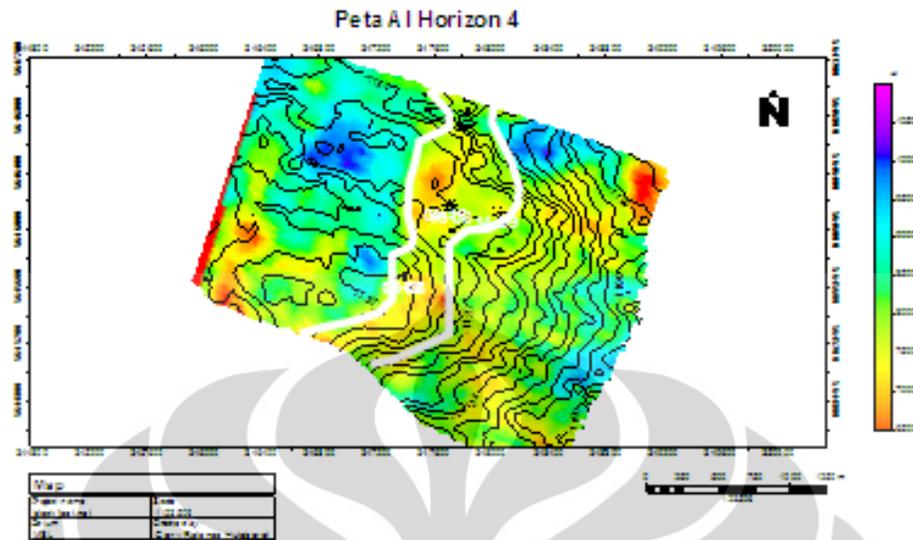
Pada horison 2 distribusi dari reservoir tidak terdapat sumur, hal tersebut dikarenakan target utama pada studi ini adalah pada horison 4 oleh karena itu hasil distribusi dari reservoir pada horison 2 merupakan prospek baru (*upside potential*).

5.3.2. Pembahasan Horison 4

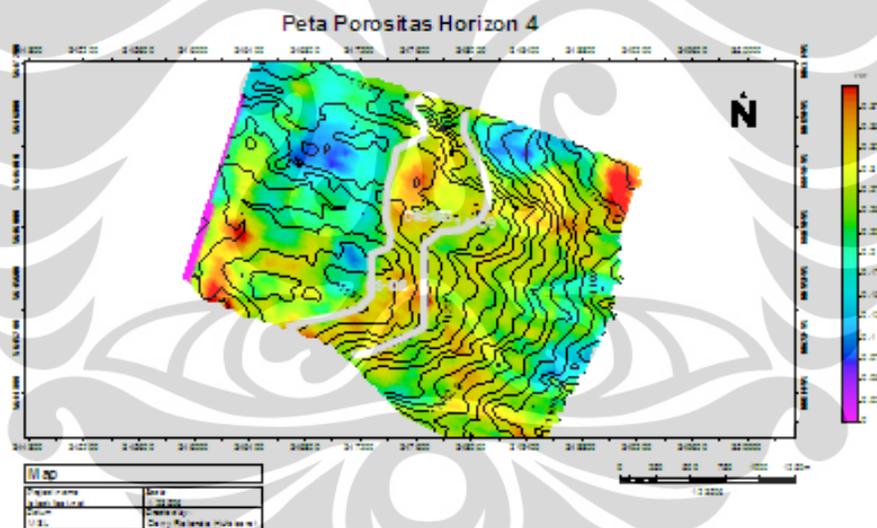
Setelah mendapatkan nilai impedansi akustik dan porositas dari inversi seismik, selanjutnya melakukan ekstraksi nilai atribut amplitudo RMS. Kemudian nilai tersebut diintegrasikan sehingga dapat memetakan distribusi dari reservoir.



Gambar 5.12. RMS Horison 4 dengan 5ms diatas horison dan 15ms dibawah horison



Gambar 5.13. Impedansi Akustik pada horison 4



Gambar 5.14. Persebaran porositas pada horison 4

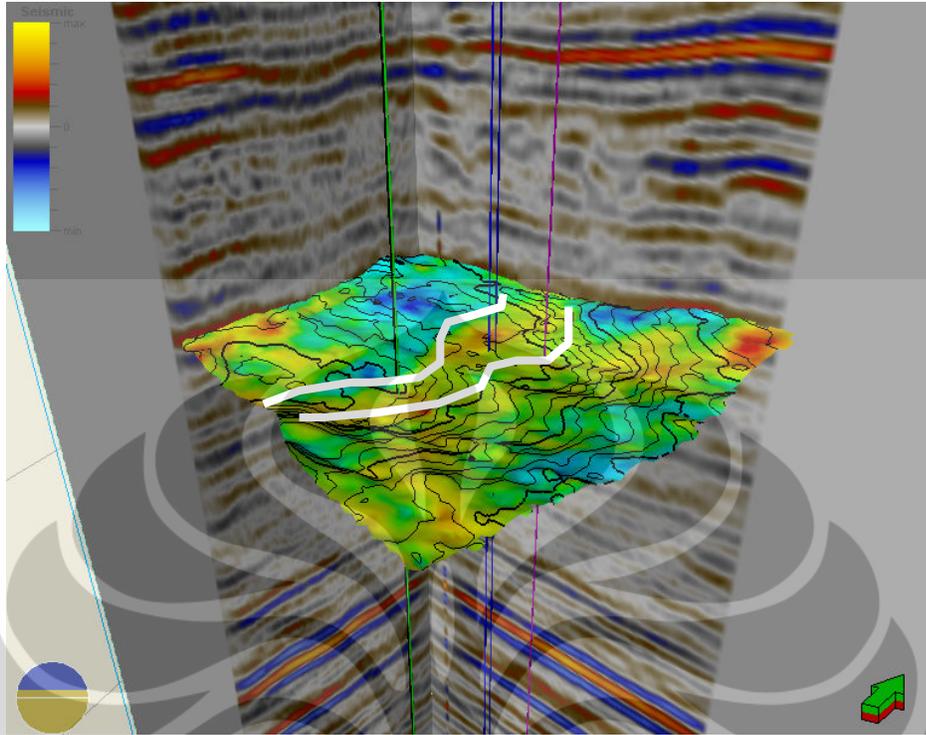
Pada persebaran nilai amplitudo RMS yang ditunjukkan oleh **gambar 5.12**, terlihat bahwa daerah yang memiliki nilai amplitudo RMS yang tinggi berada pada daerah yang berwarna kuning. Pada horison 4, semua sumurnya berada pada daerah yang berwarna kuning-hijau, hal ini menandakan sumurnya memiliki nilai RMS amplitudo yang tinggi, tetapi untuk melihat distribusi dari reservoirnya atribut

amplitudo RMS kurang baik. Oleh karena itu dilakukan integrasi nilai atribut RMS dengan nilai impedansi akustik dan porositas untuk melihat distribusi dari reservoir.

Setelah melihat persebaran nilai atribut amplitudo RMS, selanjutnya melihat persebaran nilai impedansi akustik untuk mengetahui distribusi dari reservoir. Nilai impedansi akustik yang rendah ditunjukkan oleh daerah yang berwarna kuning, merah, seperti pada **gambar 5.13**, daerah tersebut memiliki nilai impedansi akustik yang berkisar antara $8000-9500 \text{ (g/cc)*(m/s)}$ dan menjadi target dari studi ini karena target reservoir pada studi ini adalah *low sand AI*. Pada penelitian ini daerah tersebut ditandai oleh poligon dan akan dilakukan integrasi dengan nilai porositas untuk melihat distribusi dari reservoir.

Proses selanjutnya adalah melihat persebaran porositas pada horison 4, yang ditunjukkan oleh **gambar 5.14**. Porositas yang tinggi pada horison ini ditandai dengan daerah yang berwarna kuning, merah. Daerah tersebut memiliki nilai porositas antara $0,18 - 0,3$. Pada daerah tersebut diberikan poligon dan dilihat integrasinya dengan nilai impedansi akustik dan amplitudo RMS.

Dengan melihat peta persebaran nilai atribut amplitudo RMS kurang dapat memetakan distribusi reservoir dengan baik tetapi dengan mengintegrasikannya dengan impedansi akustik dan porositas, distribusi dari reservoir dapat dipetakan dengan baik.



Gambar 5.15. Peta AI horison 4 dengan tampilan 3D

Dari peta 3D impedansi akustik yang ditunjukkan oleh **gambar 5.15**, daerah distribusi reservoir dapat terlihat dengan baik. Integrasi nilai impedansi akustik, porositas, dan atribut amplitudo RMS menunjukkan daerah tersebut mengandung endapan pasir yang baik dengan porositas yang tinggi (0,18 – 0,3) dan nilai impedansi akustik rendah (8000-9500 (gr/cc)*(m/s)).

BAB VI

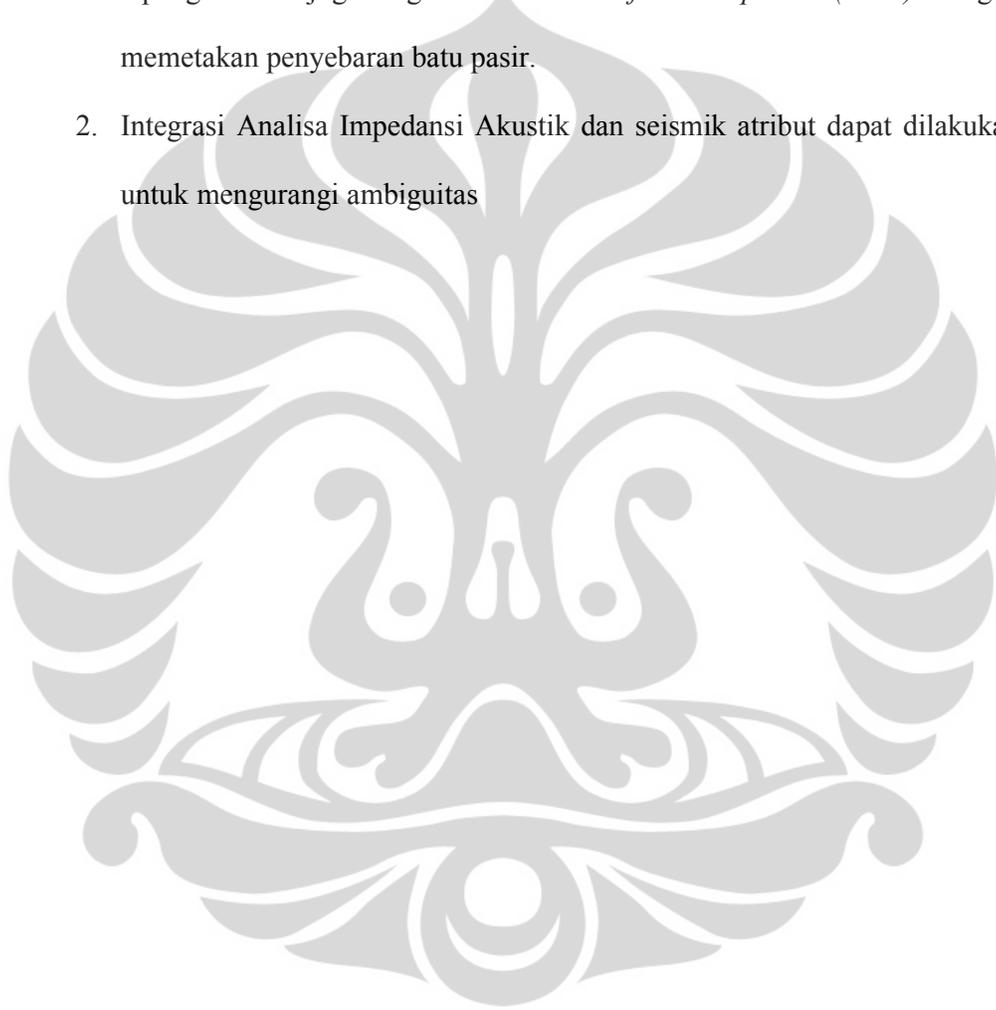
KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

1. Reservoir yang menjadi target dari studi ini berada pada *horizon 4* dengan nilai impedansi akustik rendah ($8000-9500 \text{ (gr/cc)*(m/s)}$), porositas tinggi (0,18-0,3), dan terdapat prospek baru pada *horizon 2*.
2. Pada kasus pada lapangan blackfoot, metoda seismik inversi konvensional lebih baik untuk melihat penyebaran *channel* pada daerah ini. Impedansi Akustik dapat digunakan sebagai panduan untuk pemetaan litologi. Kelebihan metoda inversi adalah komponen frekuensi rendah dapat di *recover* oleh model dalam seismik inversi. Kelemahan seismik inversi adalah harus adanya model inisial yang tepat sebagai awal untuk melakukan inversi secara tepat. Kesalahan pada pembuatan inisial model akan membawa dampak pada kesalahan model geologi yang di peroleh.
3. Integrasi inversi seismik dan atribut amplitudo seismik dapat memperlihatkan distribusi dari reservoir dengan baik.

6.2 Saran

1. Perlu adanya analisa atribut lebih lanjut untuk mendapatkan karakter reservoir yang lebih detail dalam rangka membantu pengembangan suatu lapangan dan juga bagian dari *Plan of Development (POD)* dengan memetakan penyebaran batu pasir.
2. Integrasi Analisa Impedansi Akustik dan seismik atribut dapat dilakukan untuk mengurangi ambiguitas



DAFTAR ACUAN

Sukmono, S., 2007, *Fundamentals of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.

Sukmono,S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.

Sukmono,S., 2001, *Seismik Atribut untuk Karakteristik Reservoir*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.

Taner,M.T., 2001, *Seismic Attributes*, CSEG Recorder.

Telford, W.M., Sheriff,R.E., Geldart,L.P., 1990. *Applied Geophysics*, Cambridge Univ. Press, MA.