



UNIVERSITAS INDONESIA

**INVERSI SEISMİK DAN ANALISA ATRIBUT AMPLITUDO
UNTUK MEMETAKAN DISTRIBUSI RESERVOIR PADA
LAPANGAN BARENT SEA**

SKRIPSI

Oleh :

HARBHANU PRIMA SALOKHA

0906611255

**PEMINATAN GEOFISIKA
DEPARTEMEN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS INDONESIA
JUNI 2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**INVERSI SEISMIK DAN ANALISA ATRIBUT AMPLITUDO
UNTUK MEMETAKAN DISTRIBUSI RESERVOIR PADA
LAPANGAN BARENT SEA**

SKRIPSI

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

Oleh :

HARBHANU PRIMA SALOKHA

0906611255

**PEMINATAN GEOFISIKA
DEPARTEMEN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS INDONESIA
JUNI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : HARBHANU PRIMA SALOKHA

NPM : 0906611255

Tanda Tangan :



Tanggal : 13 JUNI 2012

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Harbhanu Prima Salokha

NPM : 0906611255

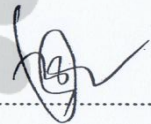
Program Studi : Fisika S-1 Ekstensi

Judul Skripsi : Inversi Seismik dan Analisa Atribut Amplitudo
Untuk Memetakan Distribusi Reservoir Pada
Lapangan Barent Sea.

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Sains pada Program Studi Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.


DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. rer. nat. Abdul Haris



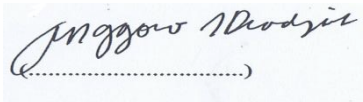
(.....)

Penguji I : Dr. Dede Djuhana



(.....)

Penguji II : Ir. Anggoro, MT



(.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 13 Juni 2012

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Harbhanu Prima Salokha

NPM : 0906611255

Program Studi : Geofisika

Departemen : Fisika

Fakultas : Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam

Jenis karya : Skripsi

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

INVERSI SEISMIK DAN ANALISA ATRIBUT AMPLITUDO UNTUK MEMETAKAN DISTRIBUSI RESERVOIR PADA LAPANGAN BARENT SEA

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

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 13 Juni 2012

Yang menyatakan



(Harbhanu Prima Salokha)

ABSTRAK

Nama : Harbhanu Prima Salokha
Program studi : S-1 Ekstensi Geofisika
Judul : Inversi Seismik dan Analisa Atribut Amplitudo Untuk Memetakan Distribusi Reservoir Pada Lapangan Barent Sea

Karakterisasi reservoir di lapangan Barent Sea telah dilakukan dengan integrasi analisa atribut seismik dan inversi seismik. Analisa atribut seismik dilakukan untuk mengidentifikasi batas lapisan, yang diindikasikan dengan adanya perbedaan jenis batuan 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 mengkarakterisasi reservoir secara lengkap. Studi ini menggunakan data seismic 2D dan 3 data sumur. 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 reservoir dengan nilai impedansi akustik tinggi antara 40000 - 50000 (gr/cc)*(m/s), nilai gamma ray dibawah 100 API, serta nilai resistivitas yang tinggi antara 13,4 – 14,8 ohm - m.

Kata Kunci:

atribut seismik, amplitudo, impedansi akustik, inversi

ABSTRACT

Name : Harbhanu Prima Salokha

Program study : S-1 Ekstensi Geophysic

Title of essay : Inversion Seismic and Amplitude Attribute Analysis to Map The Distribution of Reservoir in Barent Sea

*Reservoir characterization in Barent Sea 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 2D seismic data and 3 well log data. 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 a confirmation of all the attributes of the reservoir with high acoustic impedance value between 40000-50000 (g / cc) * (m / s), the value of gamma rays above 100 API, as well as high resistivity values between 13.4 to 14.8 ohm - m.*

Keyword:

seismic attribute, amplitude, acoustic impedance, inversion

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	iii
KATA PENGANTAR	iv
LEMBAR PERNYATAAN PUBLIKASI.....	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI.....	ix
BAB 1. PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan Studi.....	2
1.3. Batasan Masalah.....	3
1.4. Metodologi Penelitian	3
1.5. Sistematika Penulisan	5
BAB 2. TINJAUAN UMUM GEOLOGI REGIONAL LAUT BARENT	
2.1. Struktur Geologi Laut Barent.....	8
2.2 Setting Geologi	12
2.3 Potensi Play.....	13
2.3.1 Jurassic Model Play.....	13
2.3.2 Triassic Model Play.....	14
2.3.3 Cretaceous Model Play.....	16
BAB 3. TEORI DASAR	
3.1. Konsep Seismik Refleksi	17
3.2. Komponen Seismik Refleksi	20
3.2.1 Impendansi Akustik.....	20

3.2.2 Koefisien Refleksi	20
3.2.3 Tras Seismik	21
3.2.4 Polaritas	22
3.2.5 Resolusi Vertikal Seismik	23
3.2.6 Wavelet.....	24
3.2.7 Seismogram Sintetik	25
3.3. Checkshot.....	26
3.4. Inversi Seismik.....	27
3.5. Seismik Atribut	29
3.6. Sifat Fisis Batuan	34
3.6.1 Densitas	34
3.6.2 Porositas	35
3.6.3 Permabilitas	35

BAB 4. DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Persiapan Data	36
4.1.1 Data Seismik 2D	36
4.1.2 Data Sumur	38
4.1.3 Data Chekshot	41
4.2 Pengolahan Data.....	41
4.2.1 Korelasi Sumur	41
4.2.2 Well- Seismic Tie.....	42
4.2.3 Picking Horizon	45
4.2.4 Seismik Inversi.....	46
4.2.4.1 Pemodelan <i>low frequency</i> bumi	46
4.2.4.2 Inversi Metode <i>Model Based</i>	47
4.2.5 Atribut Amplitudo Seismik.....	48

BAB 5. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Hasil Analisa Fisika Batuan	50
5.1.1 Analisa Fisika Batuan Sumur 7120 – 07 – 01	50
5.1.2 Analisa Fisika Batuan Sumur 7122 – 07 – 01	51
5.1.3 Analisa Fisika Batuan Sumur 7321 – 07 – 01	52
5.2 Hasil Inversi Seismik	53
5.2.1 Pembahasan Impedansi Akustik Line 8306 – 207	53
5.2.2 Pembahasan Impedansi Akustik Line LHSG89 – 440	54
5.2.3 Pembahasan Impedansi Akustik Line 8506 – 426	55
5.3 Hasil Atribut Amplitudo Seismik.....	57
5.3.1 Pembahasan Pada Setiap Line	57

BAB 6. KESIMPULAN

6.1 Kesimpulan.....	60
---------------------	----

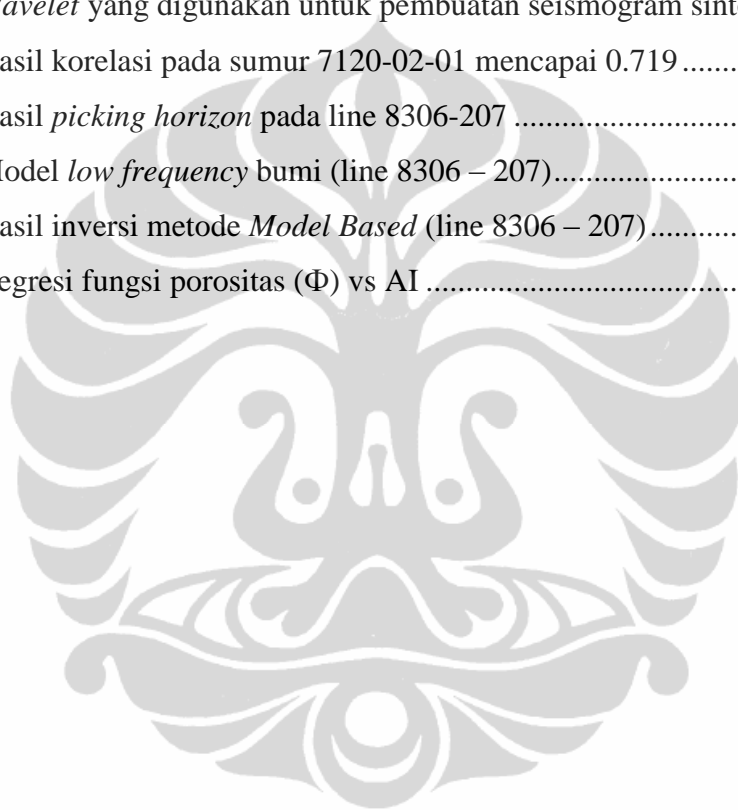
DAFTAR ACUAN

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. Diagram umum alur penelitian	4
Gambar 2.1. Peta Laut Barent.....	6
Gambar 2.2. Struktur Basin Laut Barent	7
Gambar 2.3. Stratigrafi wilayah laut barent secara umum	10
Gambar 2.4. Element struktur utama pada lapangan laut Barent	12
Gambar 2.5. Profile <i>cross section</i> melalui utara – selatan Basin Hammerfrst pada tipe Play Jurassic.....	14
Gambar 2.6. Profile <i>cross section</i> Bjarmeland platform dalam basin nordkapp pada Triassic play	15
Gambar 2.7. Profile <i>cross section</i> Loppa High dalam Basin Hammerfest pada tipe play Cretaceous.....	16
Gambar 3.1 Proses seismik refleksi	17
Gambar 3.2. Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium	19
Gambar 3.3. Ilustrasi proses penghasilan tras seismic.....	22
Gambar 3.4. Magnitudo zona Fresnel.....	24
Gambar 3.5. Jenis-jenis wavelet	25
Gambar 3.6. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan wavelet	26
Gambar 3.7. Survei <i>Checkshot</i>	27
Gambar 3.8. Skema proses konvolusi dan dekonvolusi	29
Gambar 3.9. Klasifikasi atribut seismik.....	30
Gambar 3.10. Analisis window.....	32
Gambar 3.11. Perhitungan amplitudo RMS.....	33
Gambar 3.12. Perhitungan amplitudo absolute rata – rata.....	33
Gambar 3.13. Perhitungan amplitudo absolute maksimum.....	34
Gambar 4.1. Base Map 2D daerah penelitian	37
Gambar 4.2. Penampang seismik dalam tampilan 2D	37
Gambar 4.3. Posisi sumur terhadap wilayah survey seismic	38

Gambar 4.4. Load data sumur.....	38
Gambar 4.5. Data sumur	39
Gambar 4.6. Distribusi sumur-sumur terhadap wilayah seismik 2D.....	40
Gambar 4.7. Posisi sumur 7120-02-01	40
Gambar 4.8. Chek Shot 7120-02-01	41
Gambar 4.9. Marker sumur 7120-02-01	42
Gambar 4.10. <i>Wavelet</i> yang digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik.....	43
Gambar 4.11. Hasil korelasi pada sumur 7120-02-01 mencapai 0.719	44
Gambar 4.12. Hasil <i>picking horizon</i> pada line 8306-207	45
Gambar 4.13. Model <i>low frequency</i> bumi (line 8306 – 207).....	47
Gambar 4.14. Hasil inversi metode <i>Model Based</i> (line 8306 – 207).....	47
Gambar 4.15. Regresi fungsi porositas (Φ) vs AI	48



DAFTAR TABEL

Tabel 4.1. Ketersediaan data sumur.....	39
Tabel 4.2. Hasil nilai korelasi sumur	44



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang Masalah

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 (Sukmono, 2007). 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.

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, 2000). Dengan kata lain seismik atribut merupakan pengukuran spesifik dari geometri, dinamika, kinematika dan juga analisis statistik yang diturunkan dari data seismik.

Atribut amplitudo adalah salah satu atribut dasar dari suatu tras seismic (Sukmono, 2007), 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.

Dalam studi ini membahas lapangan Barent Sea yang terletak di kawasan utara dari Norwegia. Daerah studi ini tersusun oleh endapan deltaik dengan karakteristik struktural berupa sistem patahan yang kompleks. Hal ini menimbulkan kesulitan untuk mengetahui kemenerusan serta pola penyebaran dari reservoir batu pasirnya.

1.2. Tujuan Studi

- a. Mempelajari dan memahami prinsip dasar atribut seismik dan inversi seismik.
- b. Mempelajari korelasi fisis atribut seismik terhadap sifat fisik batuan.
- c. Memanfaatkan informasi yang diekstrak dari atribut seismik dan inversi untuk memetakan distribusi reservoir berdasarkan analisa amplitudo atribut.
- d. Mengetahui kemenerusan serta pola penyebaran dari reservoir batu pasirnya.

1.3. Batasan Masalah

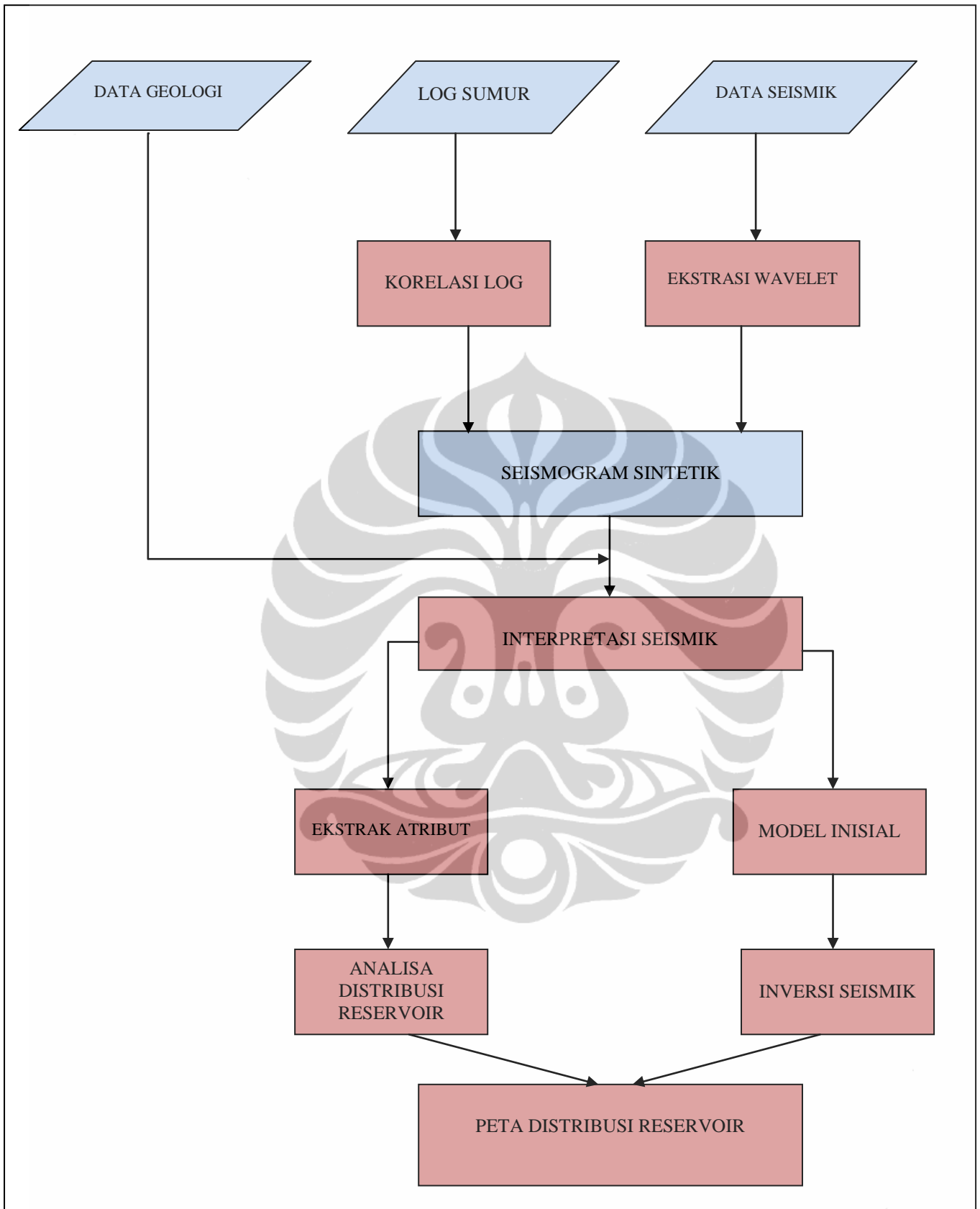
Pada studi ini perlu dibuat penyederhaan terhadap permasalahan yang ada. Pembatasan masalah untuk kasus ini meliputi:

- a. Data yang digunakan untuk studi ini merupakan data seismik 2D *post-stack* dengan asumsi umum bahwa data tersebut telah terkonservasi amplitudonya.
- b. Data yang digunakan merupakan data lapangan Barent Sea, yang terletak di Norwegia bagian Utara
- c. Fokus perhatian pada penelitian ini adalah pada atribut amplitudo, akustik data inverse

1.4. Metodologi Penelitian

Secara umum alur penelitian digambarkan pada gambar 1. Pada tahap pertama persiapan data awal baik data seismik, log sumur, dan *checkshot* (Sukmono, 2007). 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 sintetik. 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 ekstrasi nilai atribut yang akan diintegrasikan keduanya agar dapat melihat peta dari distribusi reservoir.



Gambar 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 1, 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 2, membahas mengenai tinjauan geologi meliputi keadaan geologi regional pada lapangan Barent Sea, tinjauan stratigrafinya dan petroleum sistem pada daerah tersebut

Pembahasan lebih lanjut pada Bab 3, 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 4, yang akan mencakup proses korelasi log, *well-seismik tie*, *picking horizon*, inversi, serta pembuatan atribut amplitudo seismik

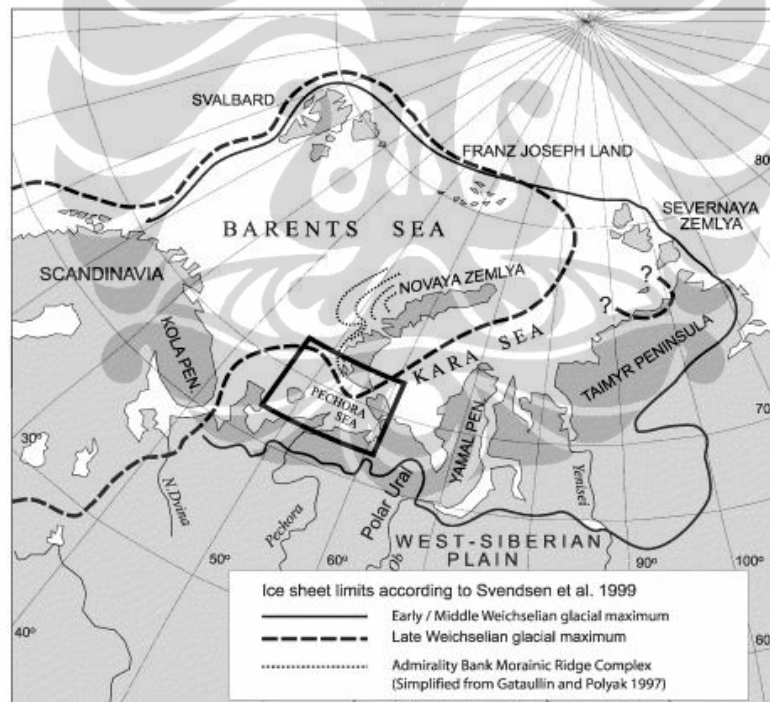
Hasil dan pembahasan data terdapat pada Bab 5, bab ini menganalisa hasil dari proses inversi seismik, analisa nilai impedansi akustik, porositas, atribut seismik amplitudo serta hasil integrasi dari data-data tersebut untuk mendapatkan peta distribusi dari reservoir.

Sebagai bagian akhir dari penulisan skripsi ini diberikan beberapa kesimpulan yang diperoleh dari keseluruhan isi skripsi ini, dimana keseluruhan hal tersebut terangkum dalam Bab 6.

BAB 2

TINJAUAN UMUM GEOLOGI REGIONAL LAPANGAN LAUT BARENT

Secara geologi, Laut Barents adalah mosaik kompleks cekungan dan platform. Ini mengalami sedimentasi *intracontinental* dari sekitar 240 juta tahun yang lalu hingga awal Kenozoikum, sekitar 60 juta tahun yang lalu, setelah itu berbatasan Atlantik mengembangkan dan lautan Arktik. Penyelidikan geofisika dimulai pada 1970-an, dan pengeboran lepas pantai pertama terjadi pada awal tahun 1980.

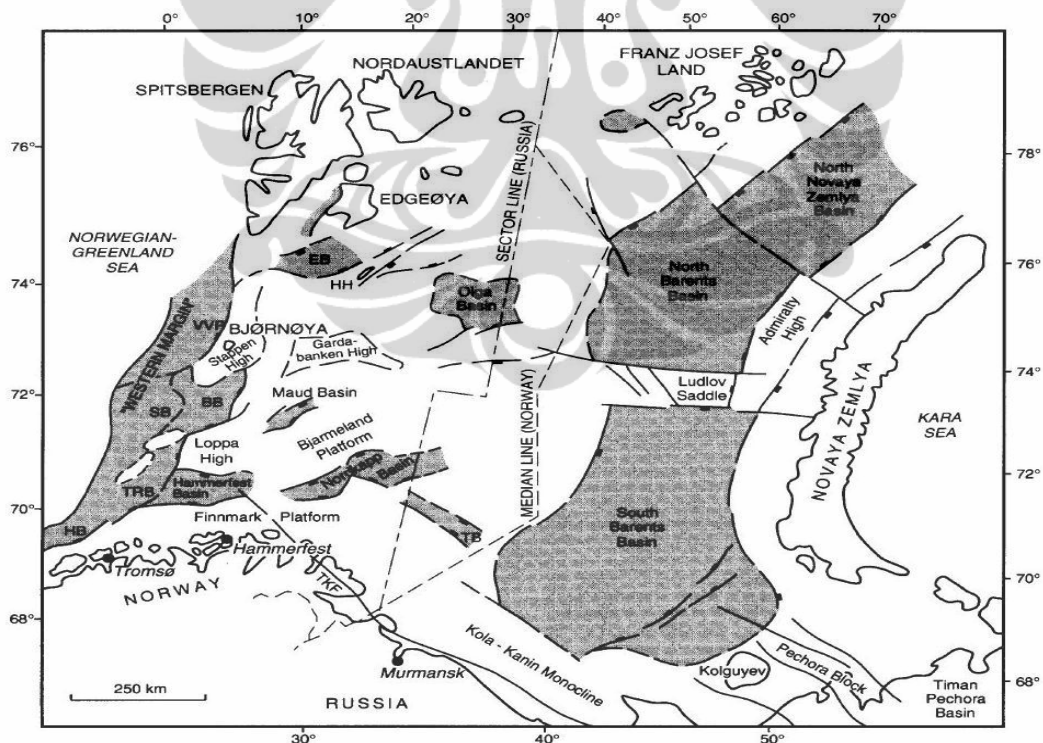


Gambar 2.1. Peta Laut Barent (from Haraldsen 2003)

Wilayah laut barent dan laut di tepian nowegia-greenland (**Gambar 2.1**) yang berada pada lempeng norwegia yang merupakan bagian dari wilayah offshore norwegia yang telah di eksplorasi. Terlebih sejak tahun 1980 saat wilayah ini

dibuka untuk pengeboran, terdapat lebih dari 40 sumur, dan lebih dari 250000 km telah dilakukan pengambilan data seismic refleksi pada daerah tersebut. Sejak tahap pertama eksplorasi, perhatiannya terpusatkan pada cekungan tromso dan hammerfest tapi selanjutnya meluas pada loppa high, yang berada disebelah tenggara dari basin bjornoya dan utara basin Nordkapp (**Gambar 2.2**).

Bertambahnya sejumlah data penting yang dibutuhkan untuk mendefinisikan satuan stratigrafi dan struktur. Hasilnya adalah usaha untuk membentuk suatu penamaan tertentu pada suatu daerah. Sebelumnya telah di jelaskan mengenai struktur geologi pada daerah ini oleh seorang yang bernama Gabrielsen (1984) dan yang terbaru dipublikasikan oleh seorang yang bernama Dalland (1988), mengenai penamaan stratigrafi Mesozoic dan Cenozoic.



Gambar 2.2. Struktur Basin Laut Barent (*from Doré, 1994*)

2.1 Struktur Geologi Laut Barent

Wilayah laut barent terbentuk oleh aktivitas tektonik dan dipengaruhi oleh beberapa fase tektonik sejak pergerakan Caledonian orogenik berhenti pada zaman awal Devonian. Secara struktural lempengan laut barent didominasi arah ENE-WSW ke NE-SW dan NNE-SSW ke NNW-SSE dengan pengaruh local pada arah WNW-ESE (gambar1). Pada bagian utara wilayahnya didominasi oleh arah ENE-WSW yang didefinisikan sebagai patahan besar yang kompleks yang mengelilingi basin Nordknapp dan Haammerfest. Arah ini sejajar dengan wilayah lainnya dibagian utara yang ditunjukkan pada vaslemoy high dan patahan kompleks yang memisahkan basin Loppa high dan Bjornoya. Arah N-S berada di barat dan barat laut (basin tromso, patahan Knolegga, dan patahan Hornsund) .

Pada bagian barat laut barent merupakan wilayah yang memiliki aktivitas tektonik yang tinggi yang berada pada masa Mesozoic dan Cenozoic. Perbedaan yang mencolok pada bagian timur dan timur laut yang didominasi pada masa akhir Carboniferous dengan lempeng yang relative stabil dengan sedikit aktivitas tektonik. Sedikit data yang ada tentang struktur pada lempeng barent, namun data Svalbard, data seismic refleksi(unpublished), dari Scandinavia(e.g. Steel & Worsley 1984, Berthelsen & Marker 1986, Ziegler 1988) mengindikasikan kebanyakan arah struktur mayor dibentuk pada masa Devonian dan beberapa hal penting yang mungkin berhubungan dengan struktur yang terbentuk pada masa Caledonian Orogeny.

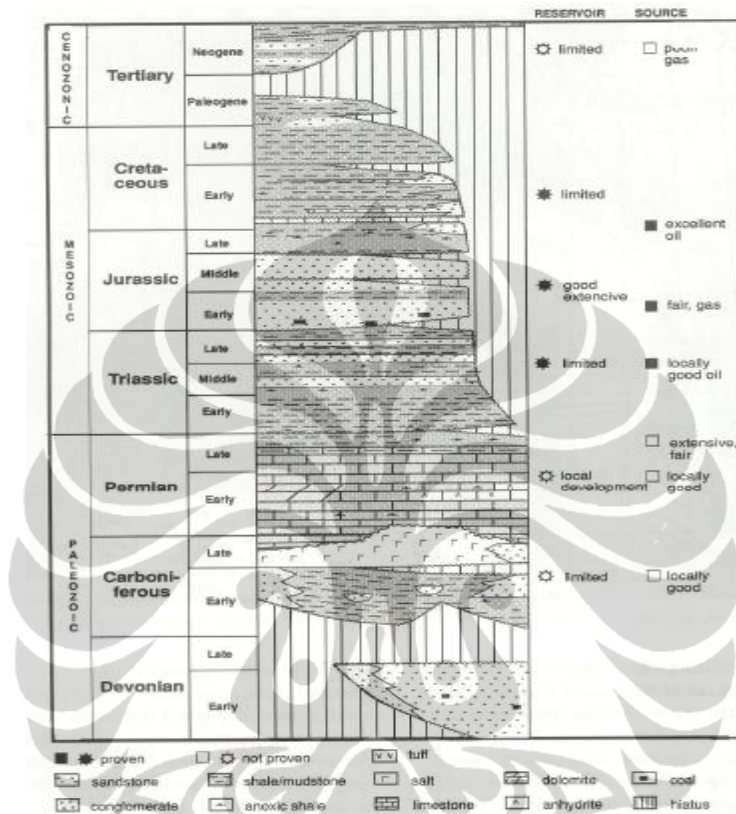
Pada Svalbard dan utara Norway, masa Archean sampai akhir Precambrian (Eocambrian) aktivitas pergerakan pada arah N-S ke NNW-SSE dan WNW-ESE ke NW-SE berdasarkan (e.g. Harland 1969, Harland et al. 1974, Beckinsale et al. 1978, Kjode et al. Berthelsen & Marker 1986, Rider 1988) dimana pergerakan Caledonian pada utara Scandinavia yang memilik arah patahan ENE-WSW ke NE-SW(Roberts 1971, 1972, Worthing 1984), dan berpengaruh pada arah WNW-ESE seperti pada

patahan Trollfjord-Komagelv, analisa arah memiliki perubahan yang penting pada arah patahan dari wilayah tersebut.

Ini terlihat seperti sistem rekahan tua yang tersimpan di dalam basement yang terlapis sediment pada lempeng dan itu mempengaruhi perkembangan struktur pada laut barent pada akhir Palaeozoic sampai Cenozoic. (Gabrielsen & Ramberg 1979, Gabrielsen 1984). Akibatnya sedimentasi Devonian mendapatkan bentuk patahan yang mengikuti arah struktur yang lebih tua. Harland(1969) berpendapat perubahan diakhir Caledonian (Devonian) dikontrol oleh pengendapan post- orogenic diwilayah laut barent dan ide ini telah didukung oleh beberapa later workers (e.g Ziegler 1982, 1988, Roberts 1983, Van Der Voo 1983). Data terbaru (Pesonen et al. 1989), selain itu aktivitas tektonik Devonian mengikuti patahan dan subsident yang lebih luas di masa Carboniferous (steel & worsley 1984, W. H. Ziegler et al. 1986, Hazeldine & Russell 1987). Ini telah dipahami bahwa Bjornoya dipengaruhi oleh blok patahan pada masa akhir Devonian sampai awal Carboniferous (Gjelberg 1981, 1987). Pada masa pertengahan Carboniferous, memiliki bentuk yang khas. Bentuk ini mengikuti blok patahan yang baru yang berada pada masa akhir Carboniferous sampai awal Permian ada wilayah Loppa high dan Stephen High(brekke & Riis 1987). NE-SW dan NNE-SSW merupakan arah struktur yang merupakan element penting dibagian barat (Bjornoya dan barat Loppa high basin).

Dimana bagian timur laut (Bjarmeland platform dan basin Nordapp) menjadi stabil (Riis et al. 1986, Jersen & Sorensen 1988) dan perluasa wilayah platform carbonat berkembang pada masa Moscovian (masa akhir Carboniferous). Wilayah diantara Bojonoya dan Spitbergen mungkin masih didominasi oleh patahan yang mengarah NNW-SSE (ronnevik et al. 1982b). sesungguhnya struktur mayor yang terlihat sangat penting pada pembentukan struktur di wilayah laut barent yang terbentuk pada masa masa terassic aktivitas tektonik dianggap relative lambat, namun Stappen dan loppa high memiliki pergerakan yang cepat, dan awal Triassic memiliki karakterisasi subsident di bagian timur dan aliran sediment dari arah timur. blok patahan ada lagi

pada Mid Jurassic dan meningkat selama masa akhir Jurassic samapai akhir Cretaceous, diakhiri dengan formasi yang diketahui saat ini merupakan mayoritas basin dan high (**gambar 2.3**). Struktur yang berkembang pada masa itu sangat rumit.



Gambar 2.3. Stratigrafi wilayah laut barent secara umum

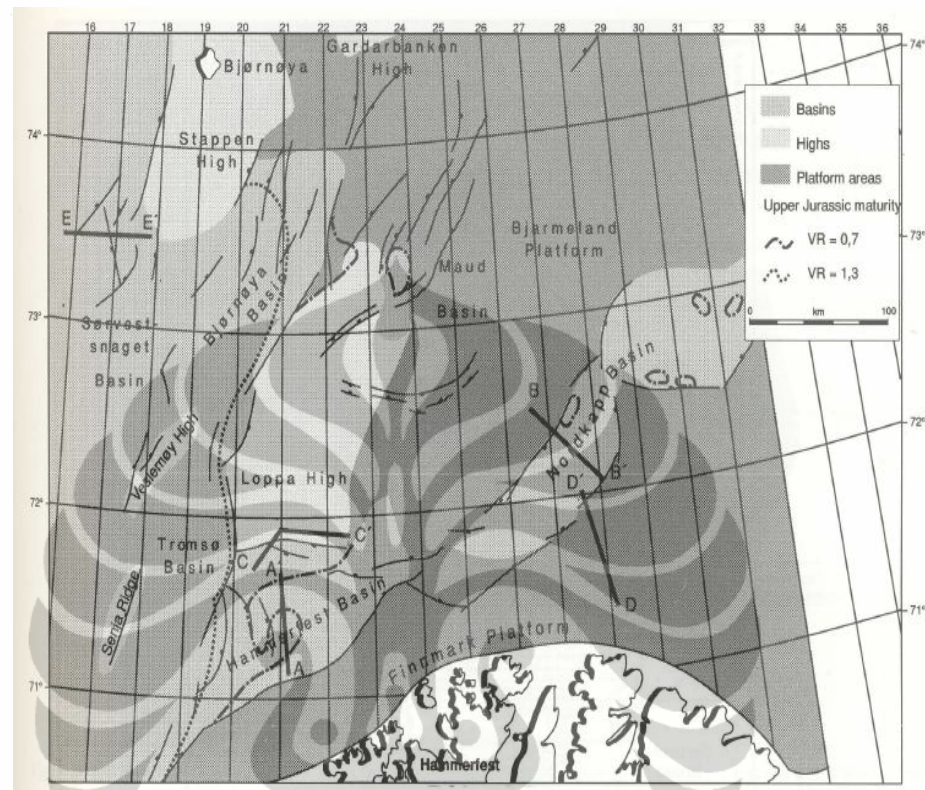
Pada satu bagian jarak subsident yang ekstrim terlihat pada basin Tromso dan bagian barat Bjornoya diawal Cretaceous (Aptian ke Albian). Selain itu indikasi local pada awal Cretaceous inversion ditemukan disepanjang Ringvassoy-loppa patahan kompleks dan ini berhubungan dengan patahan kompleks Asterias. Menjelang akhir Cretaceous, patahan dan lipatan yang berlawanan arah dan dikombinasikan dengan patahan naik pada beberapa area, menjadi lebih umum meskipun extention mungkin tersebar luas pada sekala regional.

Akhirnya inversi dan lipatan meluas secara maksimum pada masa Eocene dan Oligocene. Pada wilayah bagian barat, terdapat aktivitas magma yang besar, mungkin

di masa Palaeocene dan Eocene. Ini dipercaya berhubungan dengan pemisahan pada atlantik utara, dimulai dengan dextral geser pada awal Palaeocene dan berlanjut dengan adanya rekahan pada 36 ma yang lalu (Talwani & Eldholm 1977, Myhre et al. 1982, Eldholm et al. 1987). Pada Neogene, laut barent didominasi oleh erosi dan pengangkatan (Berglund et al. 1986), (Nyland et al. in press). Di perkirakan bagian terpenting dari erosi terjadi pada Pliocene dan Pleistocen, ketika wilayah mengalami runtuh.

Secara ringkas, zona wilayah mayoritas patahan pada daerah laut barent dibentuk pada level awal (Carboniferous atau lebih awal). Pada pembentukan struktur subsequent pada wilayah laut barent, aktivitas yang berhubungan dengan hal tersebut merupakan bagian yang penting. Ini dimulai oleh Gabrielsen (1984) yang bertujuan mengklasifikasikan patahan yang berkaitan dengan basementnya masing masing dan tingkat keaktifan. pada model tipe ini, wilayah dibagi kedalam blok blok patahan yang berhubungan dengan mayor high, dan basin, yang digambarkan oleh patahan dalam yang rumit (fault of first class, Gabrielsen 1984). Ketika tekan bekerja pada system blok ini, pergerakan relative antara masing masing blo akan membentuk pola yang kompleks.

2.2 Seting Geologi



Gambar 2.4. Element struktur utama pada lapangan laut Barent (Larsen et.al. 1993)

Wilayah laut barent adalah basin sedimentasi yang ditumbuk oleh Svalbard, bagian timur dan utara Greenland, dan utara Canada pada akhir Palaeozoic-Cenozoic. (Worsley, 1986; Beauchamp, 1993). Platform Finnmark pada basin tepian selatan (**gambar 2.4**). Dimana terdapat *build up*, yang berkembang pada akhir Carboniferous dan akhir Permian. Sejarah geologi pada platform yang dibuktikan dari kedalaman sumur, lubang core, dan berhubungan dengan gambaran kepulauan Svalbard.

Tebal endapan fluvial pada Carboniferous mengisi graben di bawah lapisan basemen Caledonian dan dibagian atas bercampur endapan carbonat dan silica klastik. Laut dangkal, evaporasi lokal, sediment dolomatic yang tersebar di bagian atas Carboniferous dan dibawah Permian. Tebal endapan evaporasi yang terbentuk secara

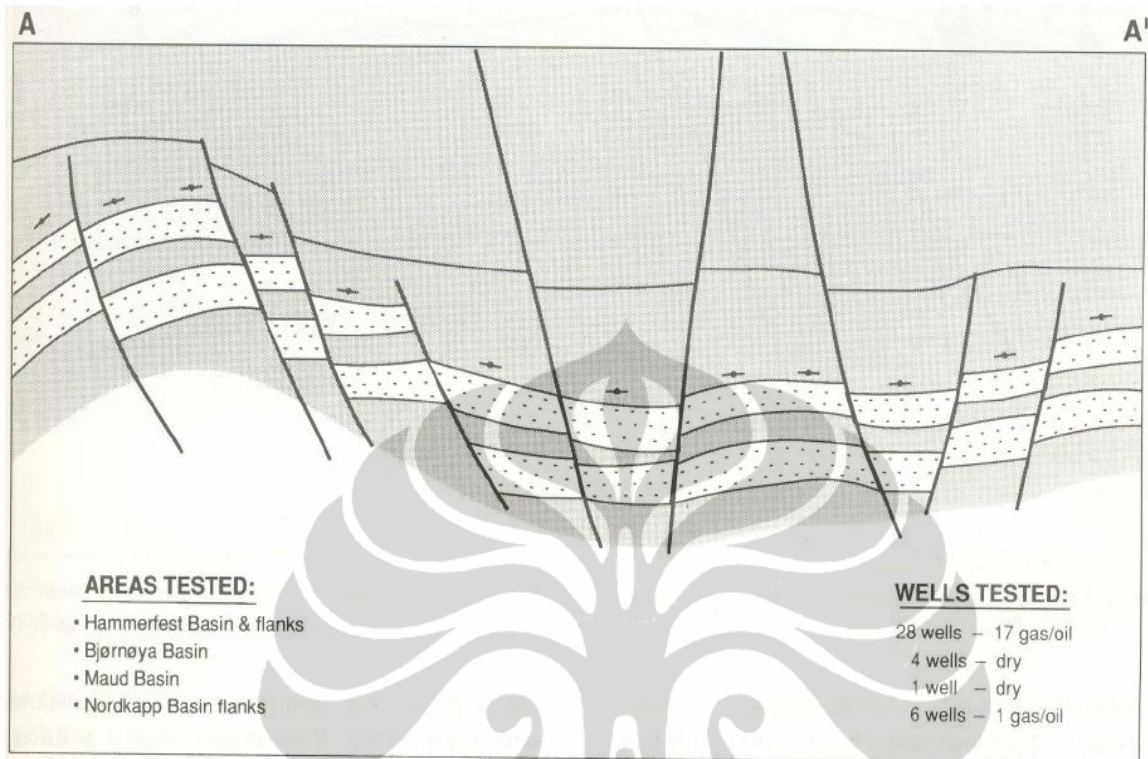
lokal, seperti basin Nordkapp yang berjarak puluhan km arah utara dari core section studied. Tebal batu garam (*salt diapirs*) dapat di lihat pada pusat basin. Perbedaan mencolok dari atas ke bawah pada Premian yang didominasi oleh limestone dengan crinoids, bryozoans, sponges, dan brachiopods. Pada Finmark platform, terlihat meningkatnya ketebalan sediment dari arah selatan ke utara melalui interval atas Palaeozoic dan Triassic. Ini terjadi akibat adanya subsident pada bagian utara yang meningkat dari atas Palaeozoic-Mesozoic, sebagai gantinya tingginya sedimentasi, khususnya di Triassic.

2.3 Potensi Play

Sejauh ini banyaknya hidrokarbon yang telah dibuktikan dengan pengeboran 90% adalah gas dan 85% dari gas tersebut didapat dari sandstone di masa *lower-Middle Jurassic*, sedangkan sisanya didapat dari sandstone pada masa *lower Cretaceous* dan *lower-upper Triassic*. Sukses ratio pengeboran dalam menemukan hidrokarbon di daerah ini sangat baik. Model Play dan wilayah baru yang saat ini dieksplorasi kebanyakan berasal dari sequences yang lebih muda dan lebih tua dari batuan sumber pada masa Jurassic yang telah dibuktikan oleh sumur.

2.3.1 Jurassic Model Play

Di ilustrasikan pada skematik utara-selatan Basin Hammerfest (**Gambar 2.5**). Play ini terdistribusi secara meluas dan ditemukan di Hammerfest, Nordkapp, Bjornoya, dan bagian barat Bjarmeland Platform.(gambar5). Reservoir sandstone berada dilaut dangkal sampai sedang dimasa Jurassic awal dan menengah. Tidak ada jebakan yang benar benar membentuk spill point dan kebanyakan sumur secara local hanya mengandung gas dan air.



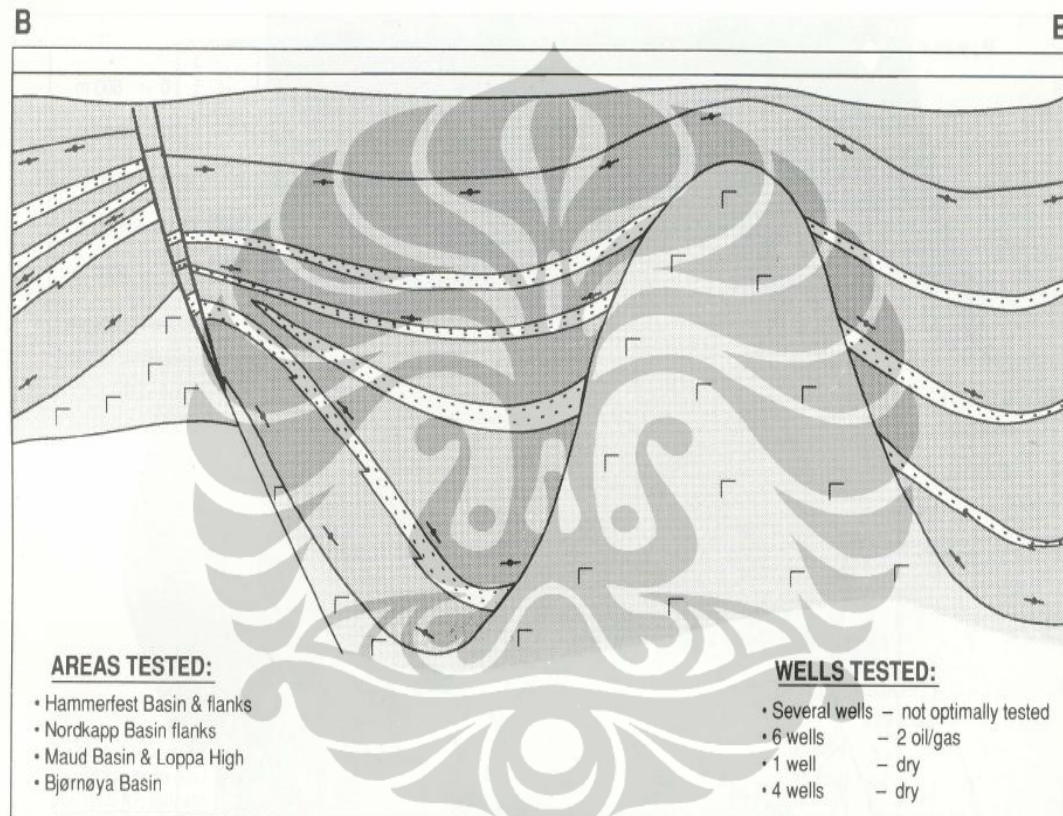
Gambar 2.5 Profile *cross section* melalui utara – selatan Basin Hammerfrst pada tipe Play Jurassic (Larsen et. Al 1993).

2.3.2 Triassic Model Play

Di ilustrasikan oleh sekematik dari profil northwest – southeast pada bjarmeland platform ke didalam nordkapp basin. Kemungkin Play terrasic tersebar tersebar secara luas dan ditemukan di Bjornoya, Hammerfest dan Nordkapp basin pada Bjarmeland dan Finnmark Platforms.(**Gambar 2.6**). Triassic telah menjadi wilayah fokus pengeboran ketika Jurassic sandstone yang tipis dan dangkas sudah tidak menjanjikan. Triassic sandstone bagian atas sebagian berasal dari batuan sumber Triassic, tapi Play Triassic utamanya bersumber dari batuan Triassic atau yang lebih tua.

Tipe perangkat yang telah dibuktikan berasal merupakan hasil bentukan patahan normal, namun ada beberap yang menganggap dan berhasil memetakan

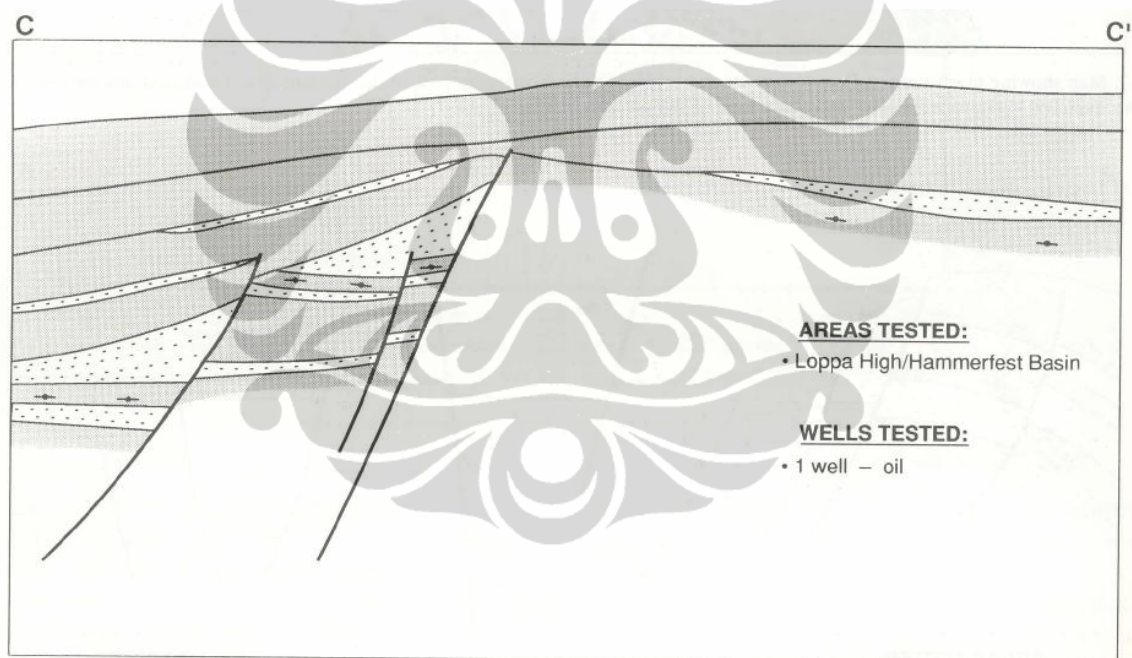
sejumlah perangkat stratigrafi dan siap untuk dilakukan pengeboran. Dibagian barat laut barent memiliki sejumlah pasir yang relative sedikit, sehingga menganggap adanya distribusi pasir yang tebal merupakan reservoir yang berkualitas baik. Ditambah lagi dengan adanya proses diagenesis yang mengakibatkan penurunan nilai porositas dan permeabilitas mengakibatkan keterbatasan pada Triassic Play Model.



Gambar 2.6 Profile *cross section* Bjarmeland platform dalam basin nordkapp pada Triassic play (Larsen et.al 1993)

2.3.3 Cretaceous Model Play

Di ilustrasikan oleh profile skematik dari Hammerfest Basin sampai Loppa High (**Gambar 2.7**). Cretaceous Play distribusinya terbatas, karena adanya pembatasan wilayah oleh Loppa High, Finnmark Platform dan Senja Ridge-vesemoy. Reservoir yang telah terbukti merupakan bentukan dari pengendapan batuan pasir pada laut dangkal, yang berada tepat diatas lapisan Upper Jurassic. Factor yang mengakibatkan wilayah ini menjadi beresiko dikarenakan: terbatasnya distribusi play, sulitnya mengidentifikasi prospect melalui sumur, adanya lapisan2 clay yang terbentuk akibat stratigrafi secara sembarang pada jebakan, jumlah dan kualitas pada reservoir sandstone dan pola kematangan dari batuan sumber.



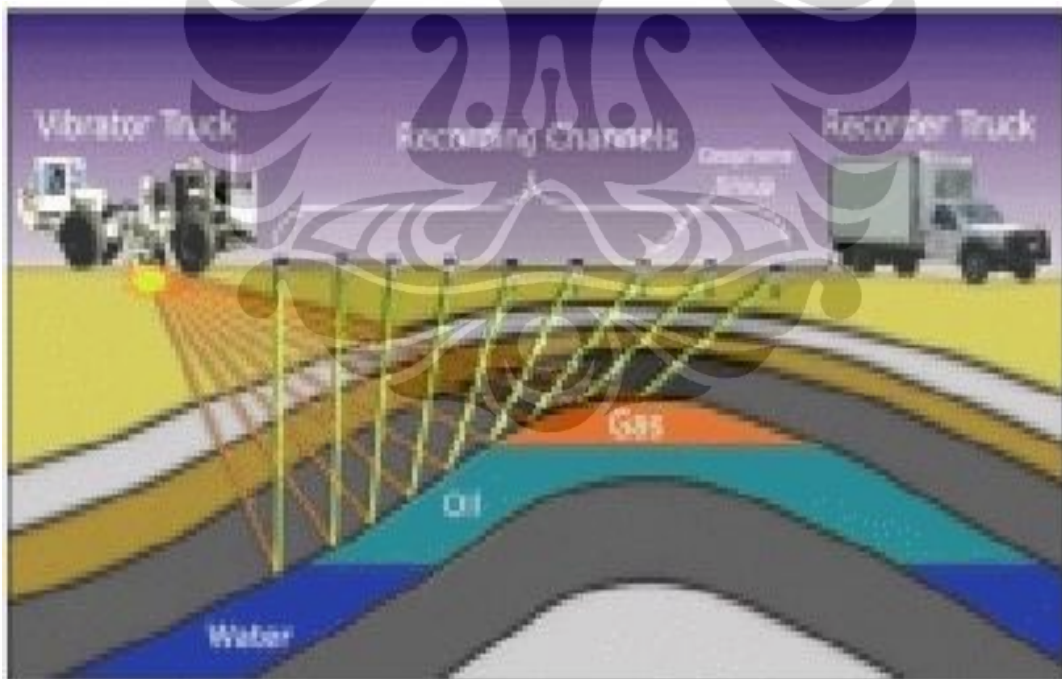
Gambar 2.7 Profile *cross section* Loppa High dalam Basin Hammerfest pada tipe play Cretaceous (Larsen et.al 1993)

BAB 3

TEORI DASAR

3.1 Konsep Seismik Refleksi

Seismik refleksi adalah metoda geofisika dengan menggunakan gelombang elastis yang dipancarkan oleh suatu sumber getar yang biasanya berupa ledakan dinamit (pada umumnya digunakan di darat), sedangkan di laut menggunakan sumber getar (pada media air menggunakan sumber getar berupa air gun, boomer atau sparker) (**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.



Gambar 3.1 Ilustrasi survey seismik refleksi

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.

Gelombang bunyi yang dihasilkan dari ledakan tersebut menembus sekelompok batuan di bawah permukaan yang nantinya akan dipantulkan kembali ke atas permukaan melalui bidang reflektor yang berupa batas lapisan batuan. Gelombang yang dipantulkan ke permukaan ini diterima dan direkam oleh alat perekam yang disebut geophone (di darat) atau Hydrophone (di laut), (Badley, 1985). Refleksi dari suatu horison geologi mirip dengan gema pada suatu muka tebing atau jurang. Metoda seismic repleksi banyak dimanfaatkan untuk keperluan Explorasi perminyakan, penentuan sumber gempa ataupun mendeteksi struktur lapisan tanah.

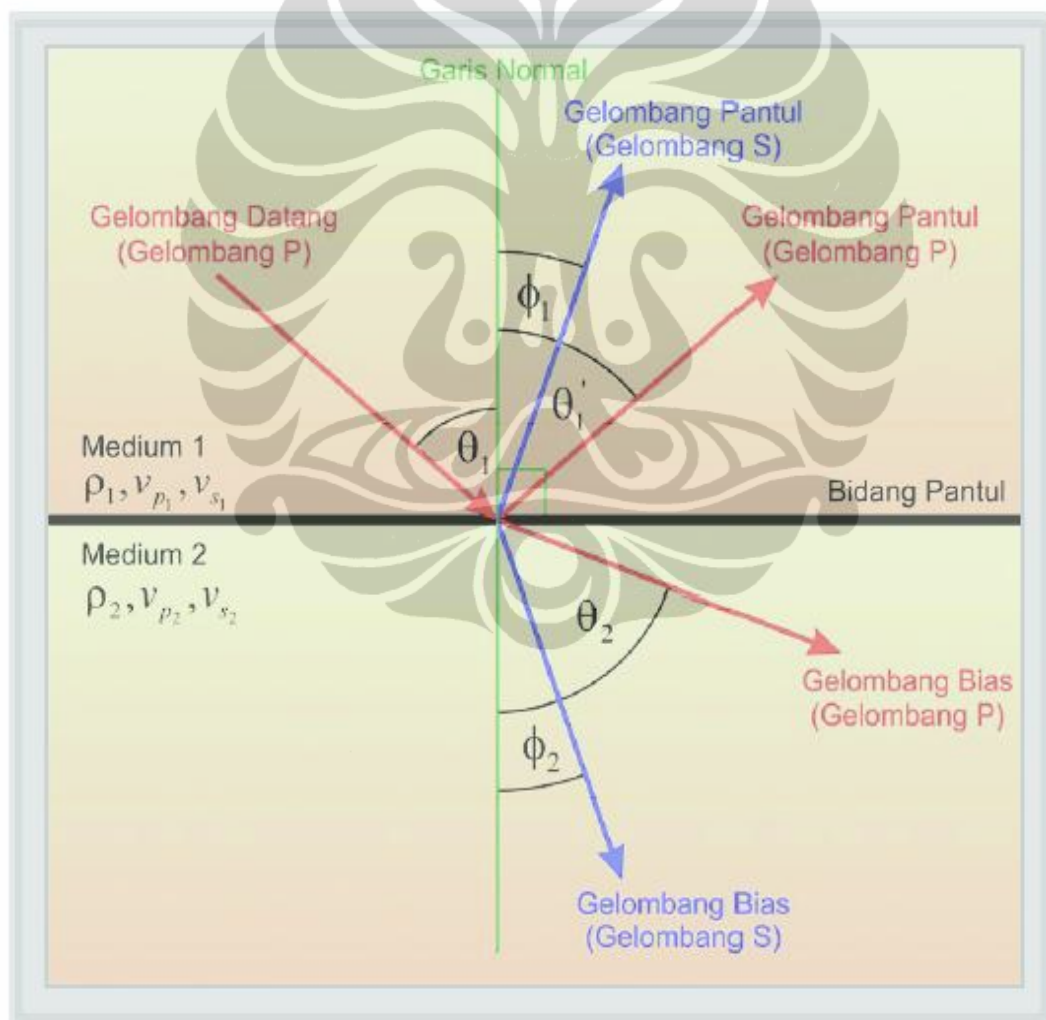
Seismic refleksi hanya mengamati gelombang pantul yang datang dari batas-batas formasi geologi. Gelombang pantul ini dapat dibagi atas beberapa jenis gelombang yakni: Gelombang-P, Gelombang-S, Gelombang Stoneley, dan Gelombang Love. Eksplorasi seismik refleksi dapat dikelompokkan menjadi dua, yaitu eksplorasi prospek dangkal dan eksplorasi prospek dalam. Eksplorasi seismik dangkal (shallow seismic reflection) biasanya diaplikasikan untuk eksplorasi batubara dan bahan tambang lainnya. Sedangkan seismik dalam digunakan untuk eksplorasi daerah prospek hidrokarbon (minyak dan gas bumi). Kedua kelompok ini tentu saja menuntut resolusi dan akurasi yang berbeda begitu pula dengan teknik lapangannya.

Secara umum, metode seismik refleksi terbagi atas tiga bagian penting yaitu pertama adalah akuisisi data seismik yaitu merupakan kegiatan untuk memperoleh data dari lapangan yang disurvei, kedua adalah pemrosesan data seismik sehingga dihasilkan penampang seismik yang mewakili daerah bawah permukaan yang siap untuk diinterpretasikan, dan yang ketiga adalah interpretasi data seismik untuk memperkirakan keadaan geologi di bawah permukaan dan bahkan juga untuk memperkirakan material batuan di bawah permukaan.

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).

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

Harga IA cenderung lebih dipengaruhi oleh kecepatan gelombang seismik dibandingkan densitas, karena orde nilai kecepatan lebih besar daripada orde nilai densitas. Kecepatan akan meningkat seiring bertambahnya kedalaman karena efek kompaksi atau diagenesa, sedangkan frekuensi akan berkurang akibat adanya efek atenuasi.

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:

$$KR = \frac{(IA2 - IA1)}{(IA2 + IA1)} = \frac{(\rho_2 \cdot V_2) - (\rho_1 \cdot V_1)}{(\rho_2 \cdot V_2) + (\rho_1 \cdot V_1)} \quad (3.3)$$

dimana :

KR = Koefisien refleksi

IA1= Impedansi akustik lapisan atas

IA2= Impedansi akustik lapisan bawah

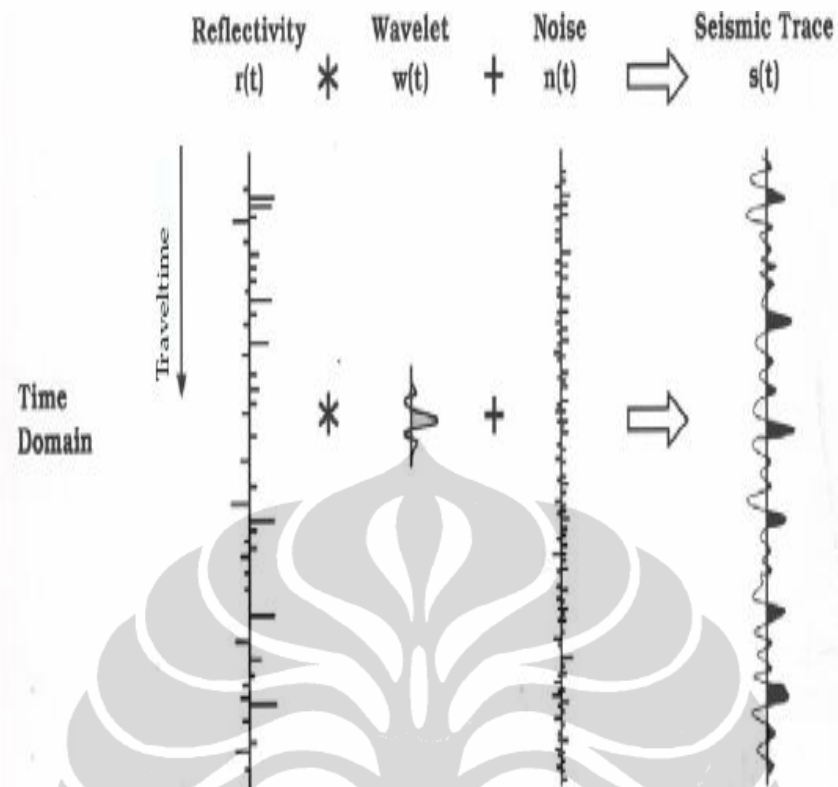
3.2.3 Tras Seismik

Model dasar dan yang sering digunakan dalam model satu dimensi untuk tras seismik yaitu mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap tras seismik merupakan hasil konvolusi (**Gambar 3.3**) sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise* (Russell, 1996). Dapat dituslkan dalam bentuk persamaan sebagai berikut :

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \quad (3.4)$$

dimana :

- S(t) = tras seismik
- W(t) = *wavelet* seismik
- r(t) = reflektivitas bumi, dan
- n(t) = *noise*
- * = simbol dari operasi konvolusi



Gambar 3.3 Ilustrasi proses penghasilan tras seismic (Partyka,1999)

Konvolusi dapat dinyatakan sebagai “penggantian (*replacing*)” setiap koefisien refleksi dalam skala *wavelet* kemudian menjumlahkan hasilnya (Russell, 1996).

3.2.4 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 $IA_2 < IA_1$

3.2.5 Resolusi 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 :

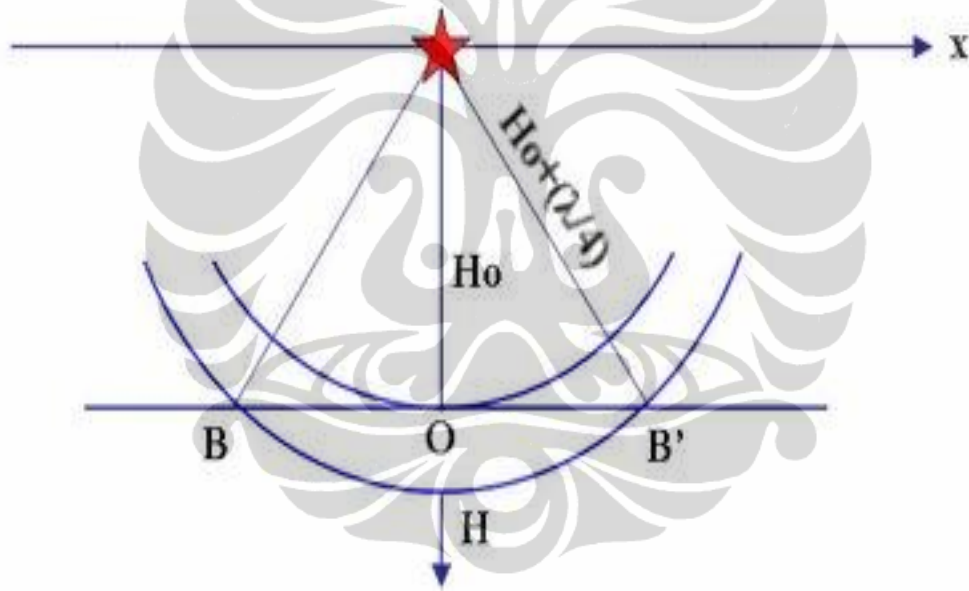
$$rv = \frac{v}{4f} \quad (3.5)$$

Dapat dilihat dari persamaan 3.5 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.

Resolusi vertikal merupakan kemampuan akuisisi seismik untuk dapat memisahkan atau membedakan dua bidang batas perlapisan batuan secara vertikal. Resolusi ini dicerminkan oleh suatu batas dimana kedua reflektor masih dapat dipisahkan dan besarnya tergantung pada ketebalan dan panjang gelombang. Resolusi minimum yang masih dapat ditampilkan oleh gelombang seismik adalah $\frac{1}{4} \lambda$ disebut juga *tuning thickness*, dimana adalah panjang gelombang minimum yang masih dapat dideteksi oleh data seismik. Untuk dua buah refleksi yang dihasilkan oleh suatu lapisan tipis (satu refleksi dari atas dan yang lainnya dari bawah), terdapat suatu batas dimana kedua refleksi tersebut masih bisa dipisahkan. Batas tersebut tergantung pada ketebalan dan panjang gelombang. Kedua refleksi akan terpisah dengan baik bila ketebalannya sama atau lebih besar daripada setengah panjang gelombang wavelet seismik.

Sedangkan resolusi horisontal merupakan kemampuan akuisisi seismik untuk dapat memisahkan dua kenampakan permukaan reflektor (**Gambar 3.4**). Ambang batas resolusi horisontal atau *spatial* adalah sama dengan jari-jari (radius) zona fresnel pertama, nilainya tergantung dari panjang gelombang dan kedalaman. Dengan demikian maka resolusi nilai horisontal dan vertikal tergantung pada kecepatan dan frekuensi. Resolusi lateral dikenal dengan zona Fresnel (r) dengan:

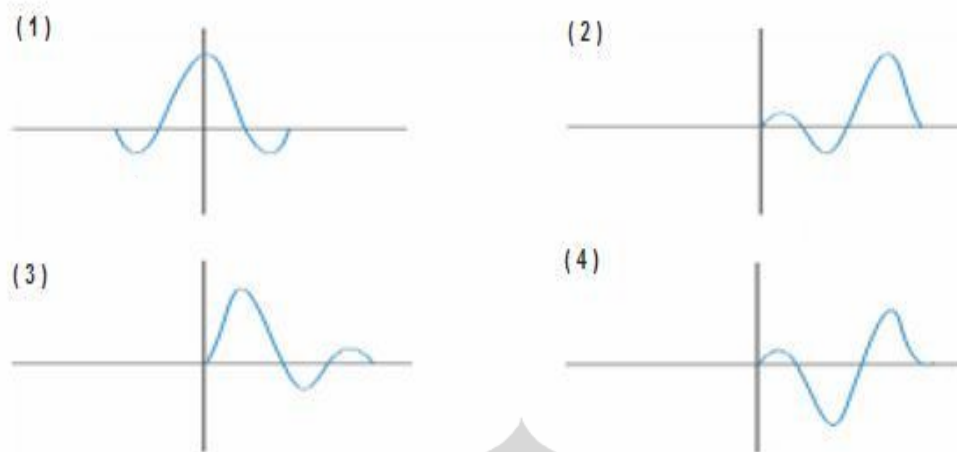
$$r = \left(\frac{v}{2}\right) \sqrt{\frac{z}{f}} \quad (3.6)$$



Gambar 3.4 Magnitudo zona Fresnel (Abdullah, 2007)

3.2.6 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 3.5**).



Gambar 3.5 Jenis-jenis wavelet 1) Zero Phase Wavelet, 2) Maximum Phase Wavelet, 3) Minimum Phase Wavelet, 4) Mixed Phase Wavelet (telah diolah kembali dari Sukmono,1999)

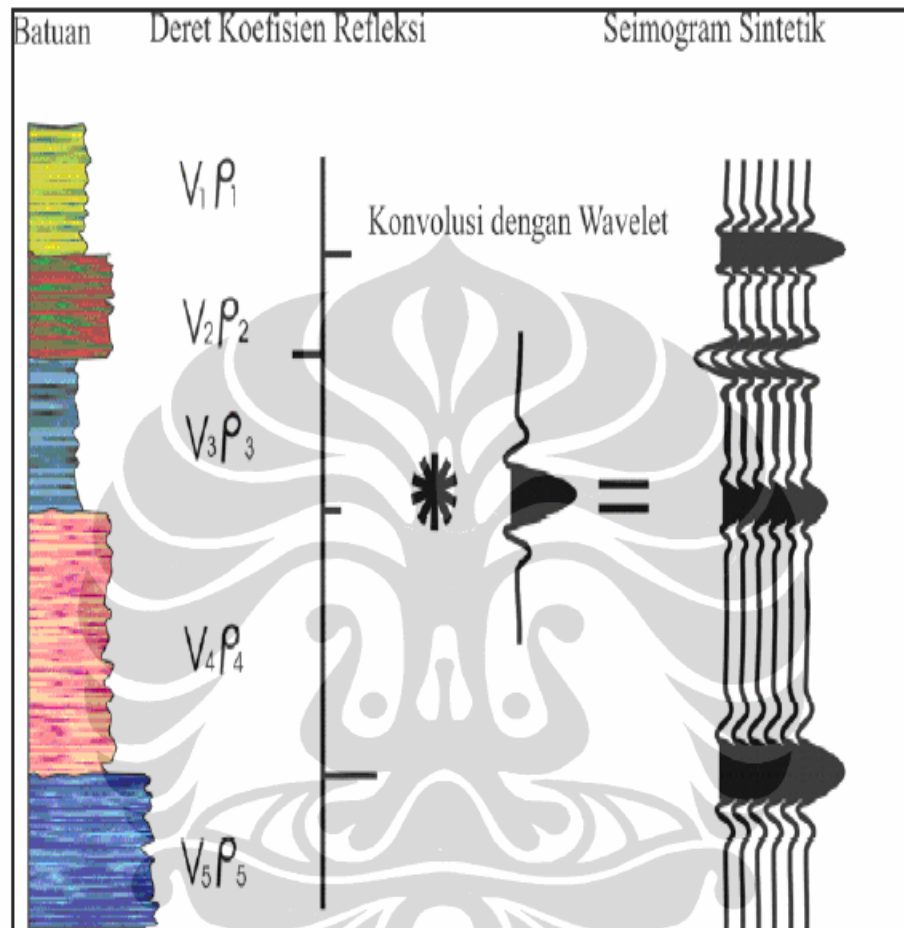
Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi atas beberapa jenis (Sismanto, 1999):

1. *Zerro phase, wavelet* berfase nol (disebut juga *wavelet* simetris), yaitu *wavelet* yang energinya terkonsentrasi pada titik referensi nol (*peak* pada batas *acoustik impedance*). *Wavelet* ini mempunyai resolusi maksimum.
2. *Minimum phase*, yaitu *wavelet* yang energinya terkonsentrasi di depan sedekat mungkin dengan titik referensi nol ($t=0$) dan tidak ada energi sebelum $t=0$
3. *Maksimum phase*, yaitu *wavelet* yang energinya terpusat secara maksimal dibagian akhir dari *wavelet*.
4. *Mix phase*, merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.

3.2.7 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 3.6**).

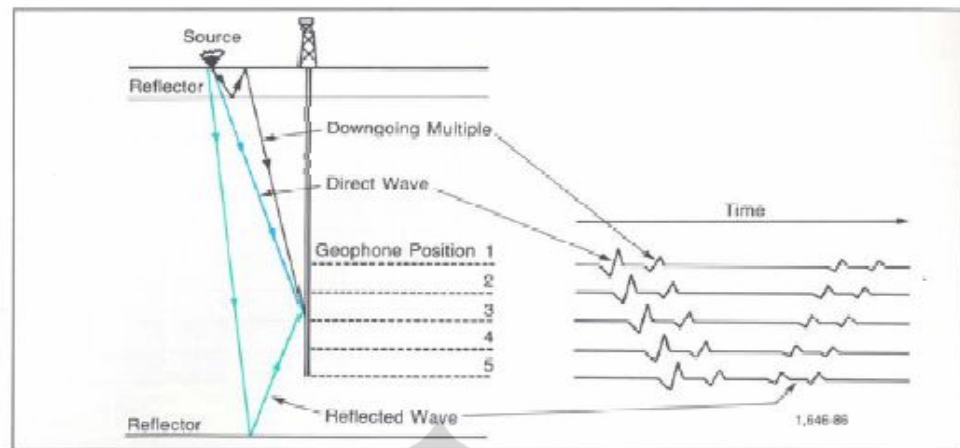
Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, umur, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap trace seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif.



Gambar 3.6. 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 3.7**).



Gambar 3.7. 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 Profiling (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 Inversi seismik

Inversi adalah proses pemodelan geofisika yang dilakukan untuk memprediksi informasi sifat fisis bumi berdasarkan informasi rekaman seismik yang diperoleh. Impedansi akustik merupakan sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis lithologi, porositas, kedalaman, tekanan dan temperature. Dengan diketahuinya faktor-faktor tersebut menyebabkan impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator lithologi. Data seismik impedansi akustik dapat digolongkan sebagai data atribut seismik yang diturunkan dari amplitudo.

Hasil akhir dari inversi seismik adalah nilai impedansi. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa inversi seismik merupakan suatu usaha untuk merubah data seismik yang semula merupakan nilai amplitudo sebagai fungsi waktu menjadi nilai impedansi akustik sebagai fungsi waktu.

Hal-hal yang harus dipersiapkan untuk mendapatkan data seismik impedansi akustik, yaitu:

1. Data seismik yang diproses dengan tetap menjaga keaslian amplitudonya.
2. Hasil interpretasi horizon.
3. Data log sumur, terutama data log sonik dan densitas.
4. *Wavelet*

Data seismik konvensional memandang batuan di bawah permukaan bumi sebagai batas antar lapisan batuan, sedangkan data impedansi akustik melihat batuan di bawah permukaan bumi sebagai susunan lapisan batuan itu sendiri. Dengan begitu data impedansi akustik relatif lebih realistis dalam menggambarkan lapisan di bawah permukaan bumi. Data impedansi akustik hasil inversi ini mampu memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai penyebaran batuan baik secara vertikal maupun secara lateral (**Gambar 3.8**).

Terdapat beberapa metode dalam melakukan inversi seismik, yaitu:

1. Metode Inversi *Rekursif*

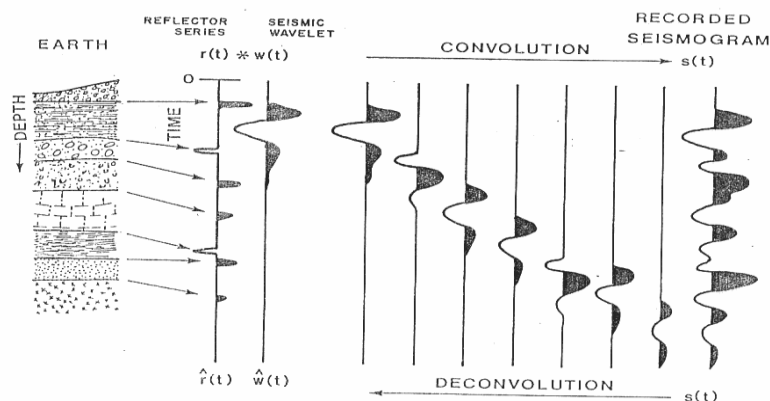
Metode rekursif sering disebut juga sebagai *band limited inversion*. Metode ini mengabaikan efek dari *wavelet* dan memperlakukan tras seismik koefisien yang telah disaring oleh *zerophase wavelet*.

2. Metode Inversi *Sparse Spike*

Metode 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.



Gambar 3.8. Skema proses konvolusi dan dekonvolusi

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.

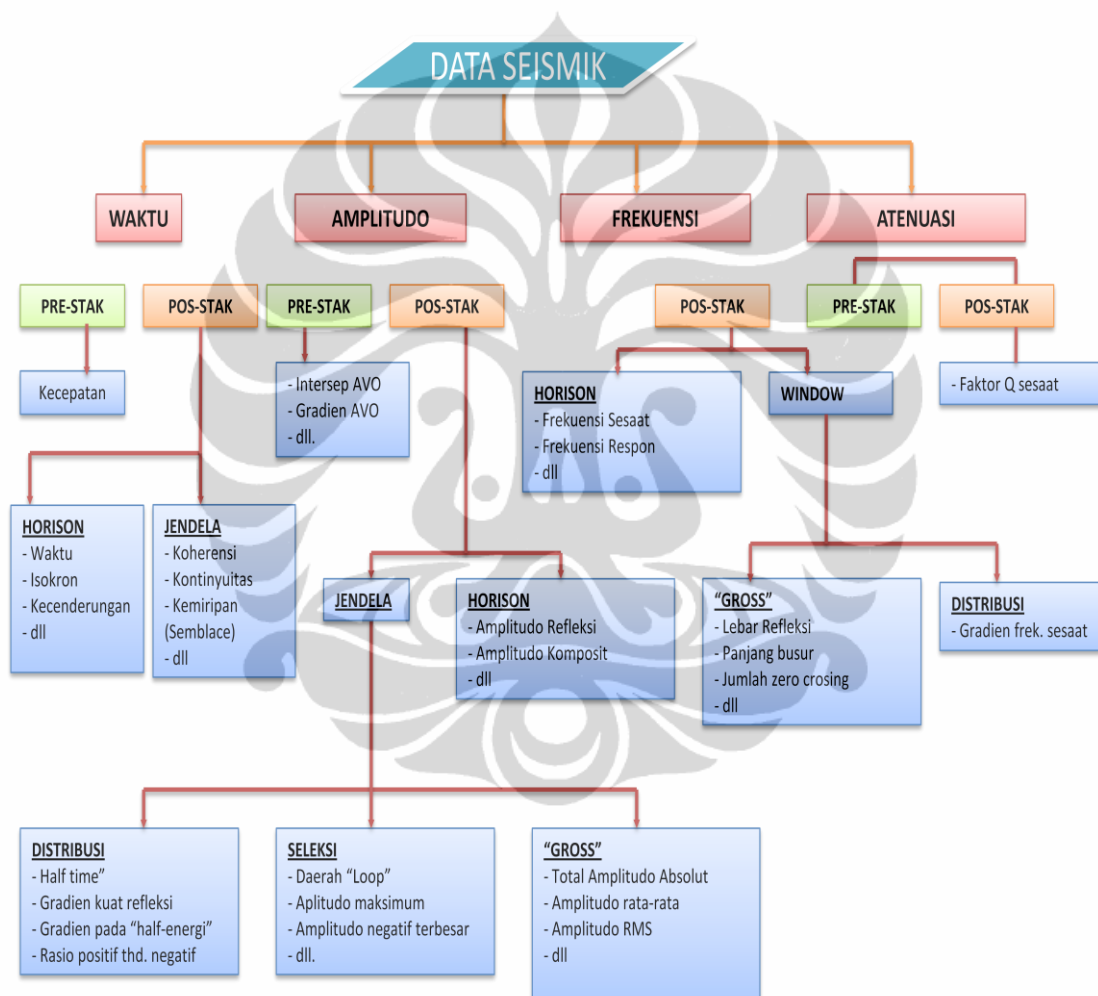
3.5 Seismik Atribut

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 3.9**). 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 3.9. Klasifikasi atribut seismik (Brown, 2000)

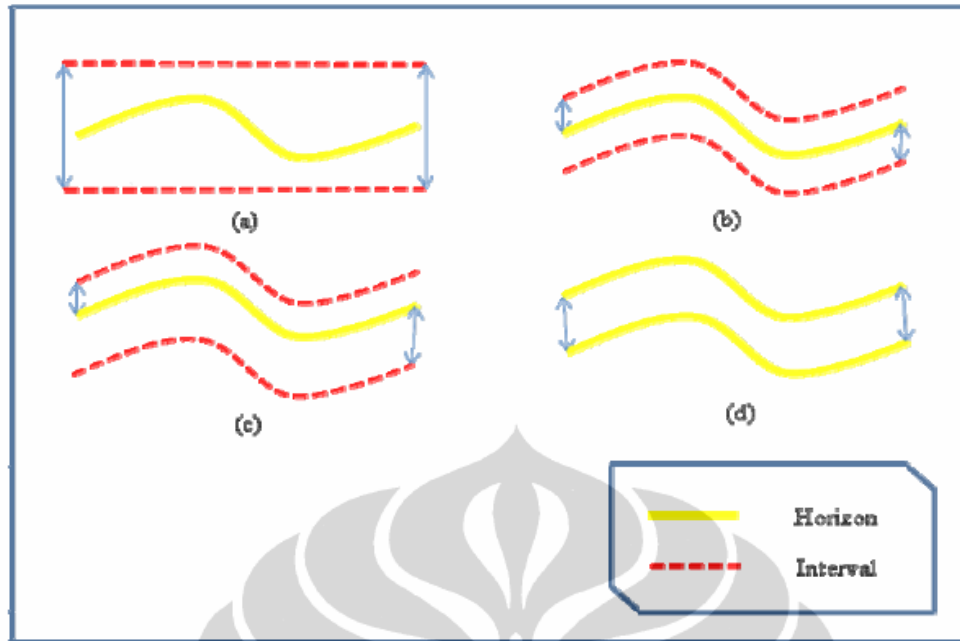
Secara umum, atribut turunan waktu akan cenderung memberikan informasi perihal struktur, sedangkan atribut turunan amplitudo lebih cenderung memberikan informasi perihal stratigrafi dan *reservoir*. Peran atribut turunan frekuensi sampai saat ini belum betul-betul dipahami, namun terdapat keyakinan bahwa 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 horison (*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 3.10**).



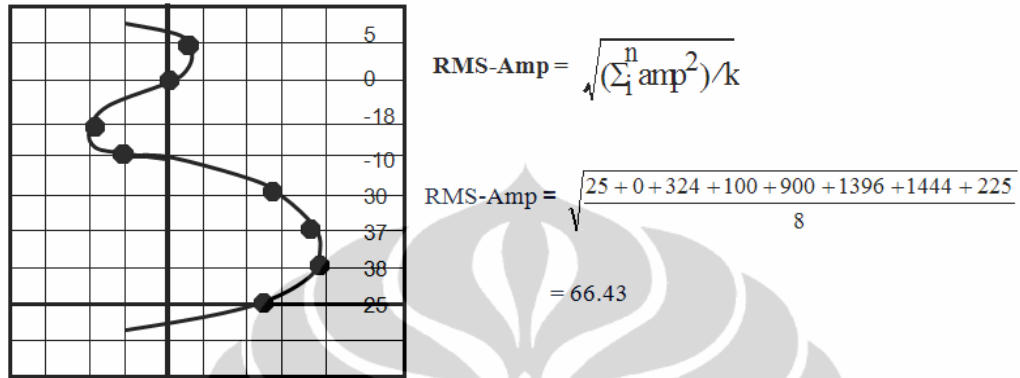
Gambar 3.10. (a) Analisis *window* konstan; (b) Analisis *window* yang dipusatkan pada horison; (c) Analisis *window* untuk bagian atas dan bawah horison; (d) Analisis *window* antar horison

Atribut paling dasar dalam tras seismik adalah amplitudo. Pada awalnya data seismik digunakan hanya untuk menganalisis struktur saja, karena amplitudo hanya dilihat berdasarkan kehadirannya saja bukan kontras nilai pada time. Akan tetapi pada saat ini nilai amplitudo asli (atribut amplitudo) dapat diturunkan dari data seismik. Atribut amplitudo tersebut dapat mengidentifikasi parameter-parameter seperti akumulasi gas dan fluida, gros litologi, ketidakselarasan, efek tuning, dan perubahan stratigrafi sekuen. Oleh karena itu atribut amplitudo dapat digunakan untuk pemetaan fasies dan sifat reservoir.

Pada umumnya respon amplitudo memiliki nilai yang tinggi jika lingkungan tersebut kaya akan pasir dibandingkan dengan lingkungan yang kaya akan serpih. Dengan demikian peta amplitudo dapat melihat perbedaan rasio batupasir-batuserpih dengan lebih mudah. Pada umumnya jenis turunan atribut amplitudo diturunkan berdasarkan perhitungan statistik. Oleh karena itu atribut amplitudo di bedakan menjadi 2 yaitu, amplitudo primer dan amplitudo kompleks.

Berbagai jenis atribut amplitudo yang digunakan dalam skripsi ini adalah sebagai berikut:

1. Amplitudo RMS (*Root Mean Square Amplitude*)

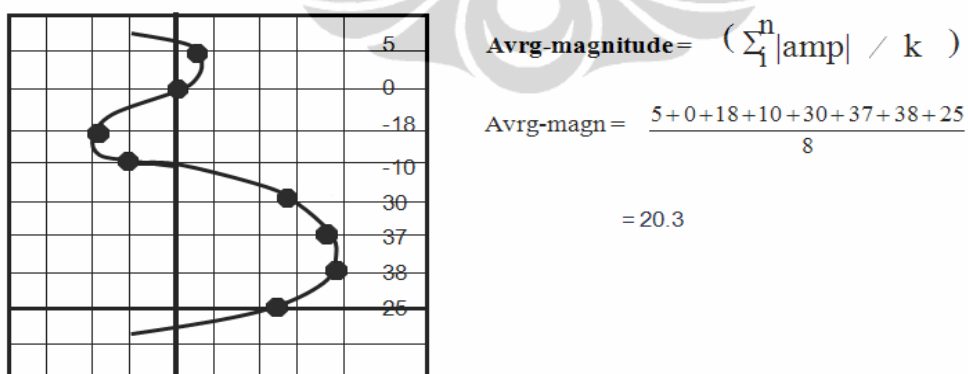


Gambar 3.11 Perhitungan amplitudo RMS

(telah diolah kembali dari Schlumberger Oil and Gas Information Solution, tanpa tahun)

Amplitudo RMS mengukur reflektifitas diantara jendela kedalaman atau waktu, ia sangat sensitif terhadap nilai amplitudo yang ekstrim karena nilai amplitudo di akarkan sebelum dirata-ratakan.

2. Amplitudo absolut rata-rata (*Average Absolute Amplitude*)



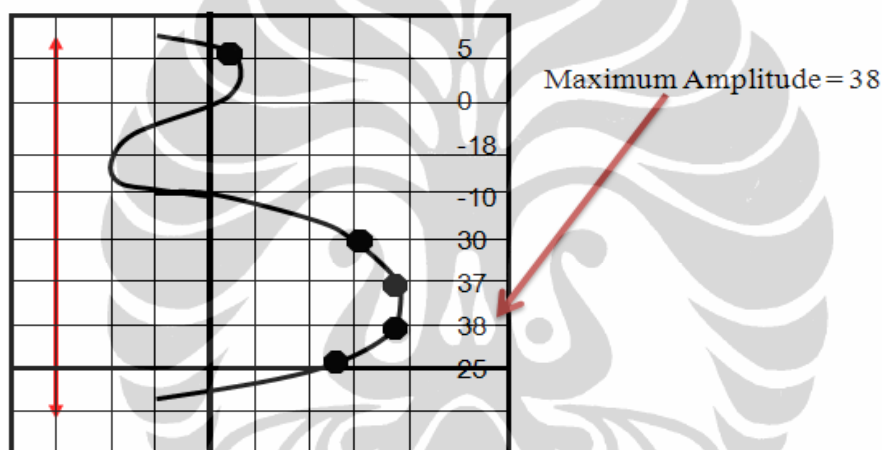
Gambar 3.12. Perhitungan amplitudo absolute rata-rata

(telah diolah kembali dari Schlumberger Oil and Gas Information Solution, tanpa tahun)

Nilai Amplitudo absolut rata-rata mengukur reflektifitas diantara jendela kedalaman atau waktu, namun tidak terlalu sensitif jika dibandingkan amplitudo RMS.

3. Amplitudo Absolut Maksimum

Nilai Amplitudo Absolut Maksimum didapatkan dengan cara menghitung nilai puncak dan palung dalam jendela analisis dan ditentukan puncak atau palung terbesar nilainya. Suatu fungsi parabola kemudian dibuat yang paling cocok melalui puncak atau palung terbesar tersebut dan dua sampel pada kedua sisinya. Nilai malsimum yang didapatkan merupakan nilai atribut ini. (Sukmono, 2007)



Gambar 3.13 Perhitungan amplitudo absolute maksimum
(telah diolah kembali dari Schlumberger Oil and Gas Information Solution, tanpa tahun)

3.6 Sifat Fisis Batuan

3.6.1 Densitas

Batuan reservoir merupakan tempat dibawah permukaan bumi yang menampung minyak dan gas bumi, dengan ruang penyimpanan berupa rongga-rongga atau pori-pori yang terdapat dalam batuan.. Densitas atau nilai kerapatan matriks merupakan rasio massa persatuan volume. Secara umum besarnya densitas suatu material dipengaruhi oleh beberapa faktor antara lain, banyaknya mineral atau presentasinya, komposisi kimia dan mineral, suhu dan tekanan, porositas atau rongga rekahan batuan, serta bentuk cairan atau material yang mengisi ruang pori.

3.6.2 Porositas

Porositas suatu medium adalah perbandingan volume pori terhadap volume total seluruh batuan yang dinyatakan dalam persen (%). Suatu batuan dikatakan mempunyai porositas efektif apabila bagian pori dalam batuan saling berhubungan satu sama lain dan biasanya lebih kecil dari rongga porositas total. Pada formasi renggang (*unconsolidated formation*), besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butiran, tidak pada ukuran butiran mutlak. Porositas batuan berkisar antara 10 – 20 %.

3.6.3 Permeabilitas

Permeabilitas dapat didefinisikan sebagai suatu sifat batuan reservoir untuk dapat meneruskan cairan melalui pori-pori yang berhubungan tanpa merusak partikel pembentuk atau kerangka batuan tersebut. Batuan dikatakan permeabel bila mempunyai porositas yang saling berhubungan, misalnya pori-pori, kapiler, retakan, dan rekahan. Porositas besar sering memberikan permeabilitas besar, akan tetapi hal ini tidaklah selalu benar. Parameter yang berpengaruh terhadap permeabilitas disamping porositas adalah ukuran pori, bentuk butiran, dan kontinuitas (Harsono, 1997).

BAB 4

PERSIAPAN DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Persiapan Data

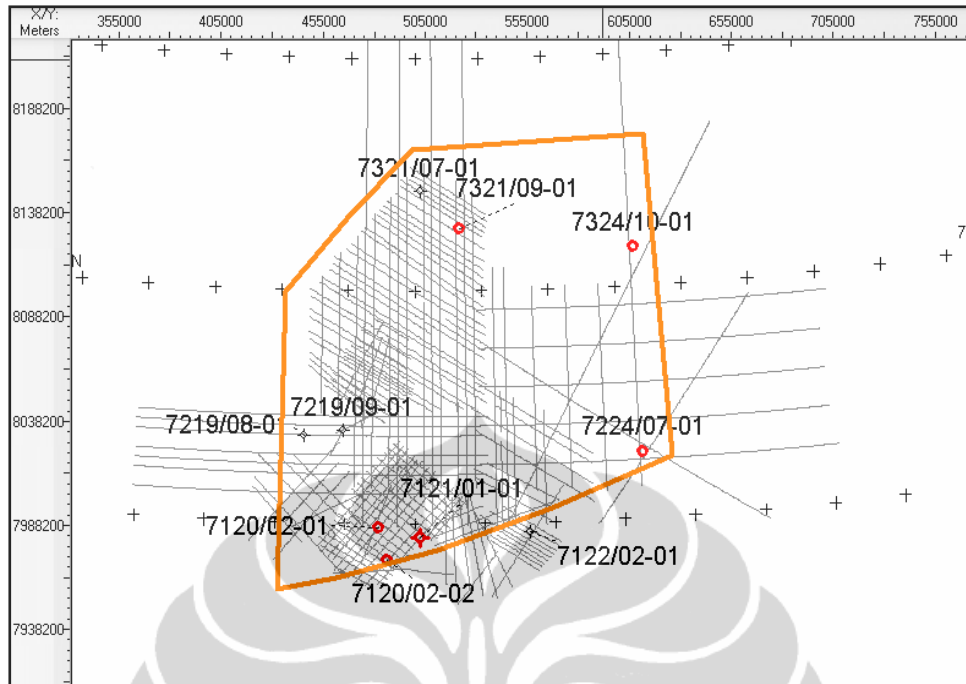
Untuk studi kali ini langkah awal yang dilakukan adalah mempersiapkan data. Data yang di gunakan dalam studi ini merupakan data seismik 2D, data sumur, serta didukung oleh data chek shoot yaitu digunakan untuk mengkonversi domain waktu menjadi kedalaman. Ketersediaan dan kelengkapan data serta parameter – parameter yang dimiliki data tersebut akan sangat berpengaruh pada pengolahan dan hasil yang didapat pada studi ini.

4.1.1 Data Seismik 2D

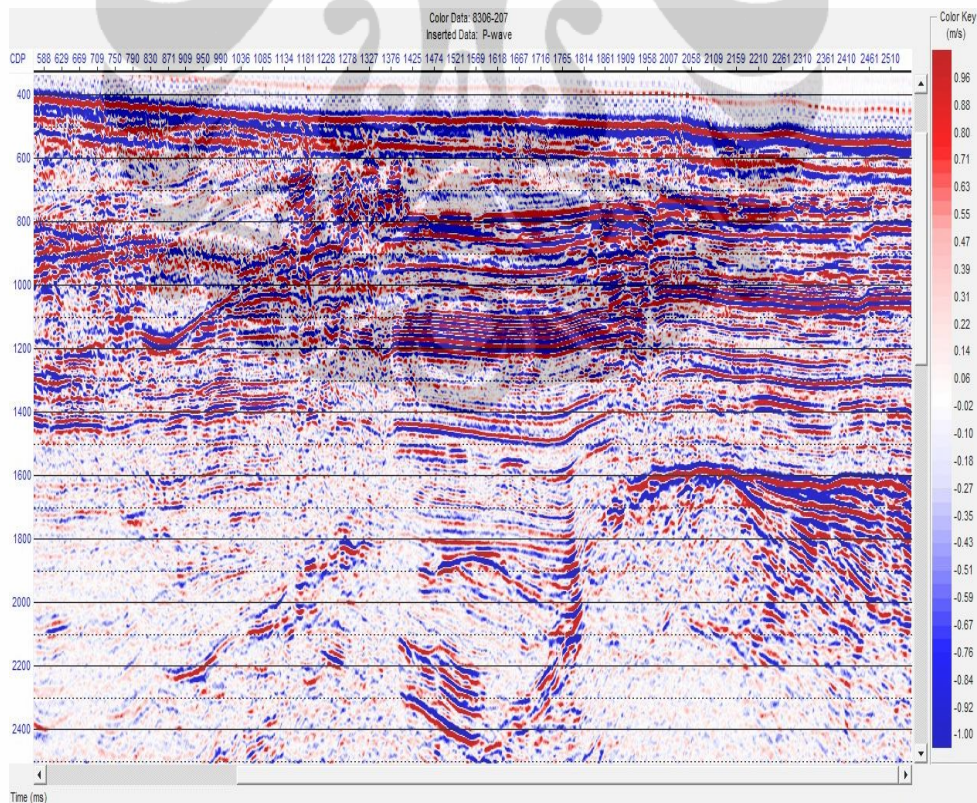
Data seismik yang digunakan pada studi kali ini adalah data seismik 2D post-stack time migration (PSTM). Dengan jumlah lintasan sebanyak 180 lintasan. Data seismik 2D ini berasal dari lapangan laut barent yang terletak di Norwegia utara yang merupakan akusisi data seismik pada tahapan eksplorasi yang dilakukan di laut (offshore), secara umum data seismik pada tahapan eksplorasi daerah ini memiliki reflektor yang jelas namun hanya beberapa line section terlihat adanya reflektor yang kurang jelas (**Gambar 4.2**).

Adanya struktur berupa patahan, antiklin, dan sebagainya cukup jelas namun cukup kompleks sehingga cukup sulit dalam melakukan picking horizon dan patahan dalam prosesnya. (**Gambar 4.1**) memperlihatkan basemap 2D dari daerah penelitian, serta disertakan gambar penampang seismik 2D (**Gambar 4.2**).

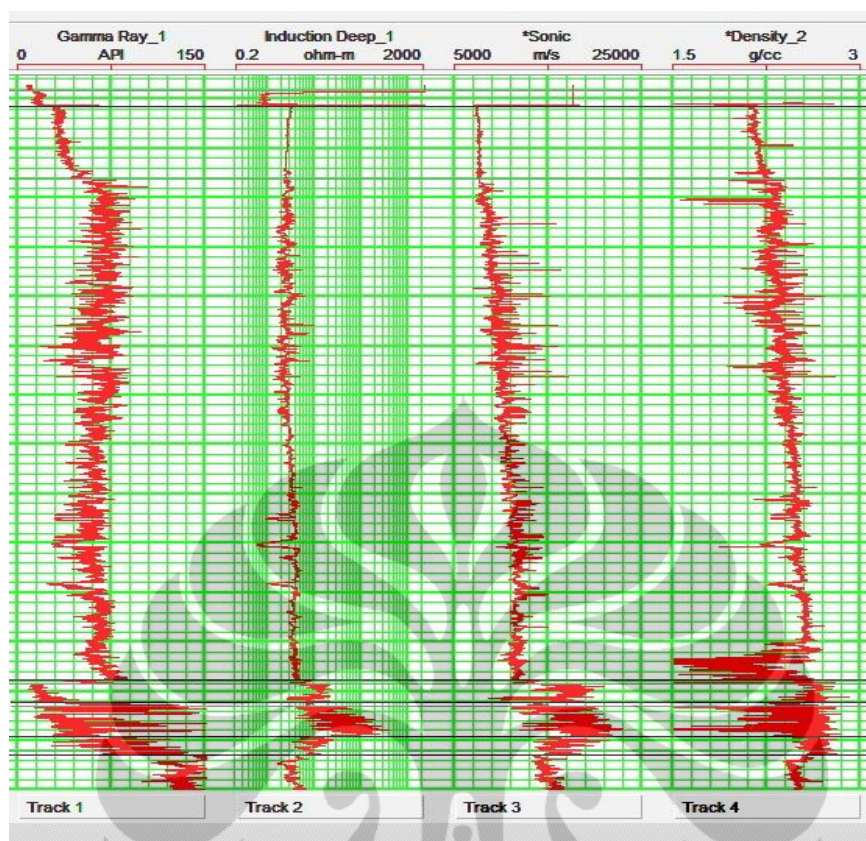
Data seismik dari lapangan ini merupakan data seismik *offshore*. Secara global data seismik ini masih terlihat cukup jelas meskipun masih terdapat beberapa *noise* didalamnya. Struktur-struktur utama terlihat cukup jelas, terutama indikasi-indikasi adanya patahan (**Gambar 4.2**).



Gambar 4.1 Base Map 2D daerah penelitian



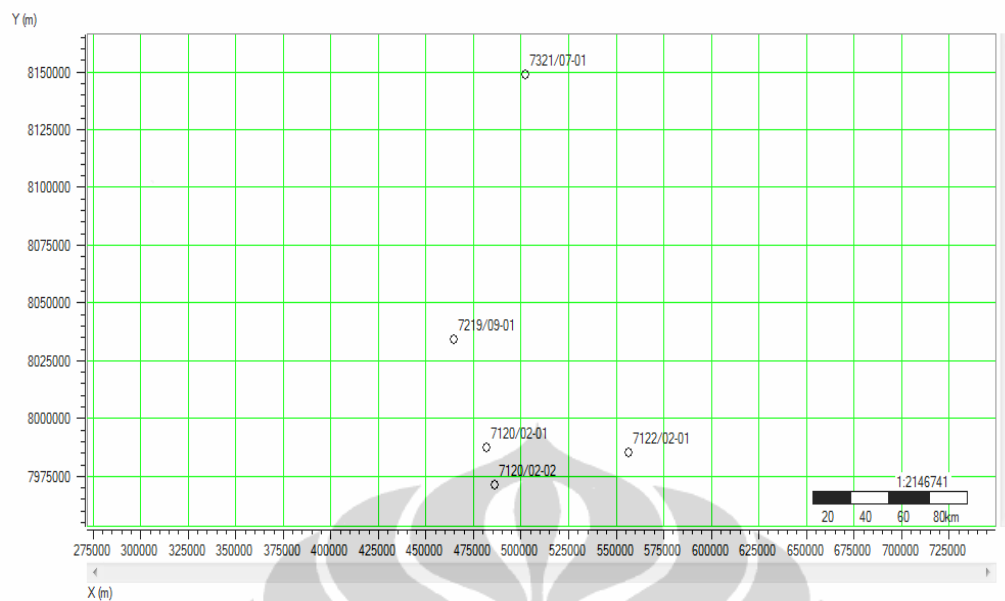
Gambar 4.2 Penampang seismik dalam tampilan 2D (*Hampson-Russell Geoview (CGG-Veritas)*)



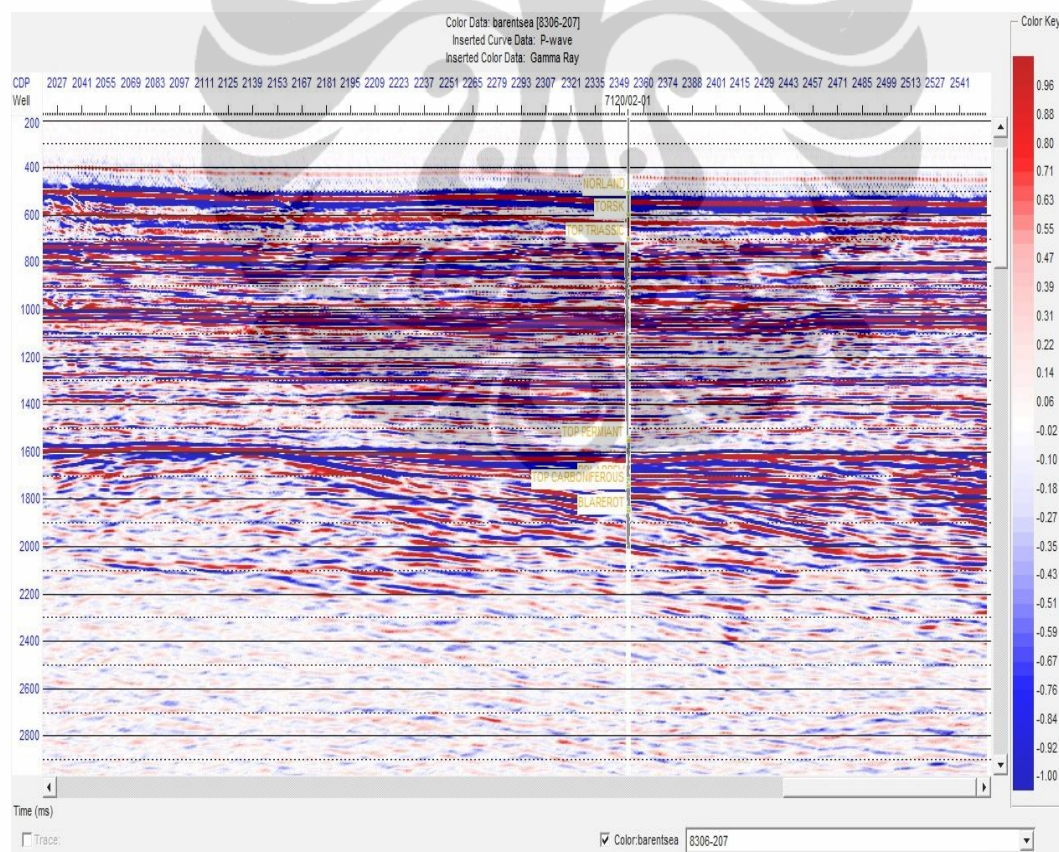
Gambar 4.5 Data sumur (*Hampson-Russel Geoview (CGG-Veritas)*)

Tabel 4.1. Ketersediaan data sumur

NO	Nama Sumur	X	Y	Elevasi (KG) (m)	start depth	end depth	HAC	HCAU	HCAU	HCCRI	HDEL	HDRHO	HDT	HGR	HMPH	HRO	HRHOB	HRM	HRS
1	011077324	612051,7	8023808	24	0	2925,67	ok				ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok
2	011097321	521962,5	8130581	24	0	1800	ok				ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok
3	011077321	502399,8	8148685	24	0	3556,3	ok				ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok
4	011077224	612051,7	8023808	24	0	3078,07	ok				ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok
5	011097219	464673,6	8033802	23	0	4312,97	ok				ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok
6	011087219	445745,9	8031434	24	0	4617,13	ok	ok	ok	ok	ok		ok		ok			ok	ok
7	011027122	556827,9	7985379	23	0	2122,52	ok				ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok
8	011017121	502657,3	7982296	27	0	5026,75	ok	ok	ok	ok			ok		ok			ok	ok
9	021027120	486116,8	7971132	23	0	2805,89	ok					ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok
10	011027120	481924,3	7987088	23	0	3501,9	ok					ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok



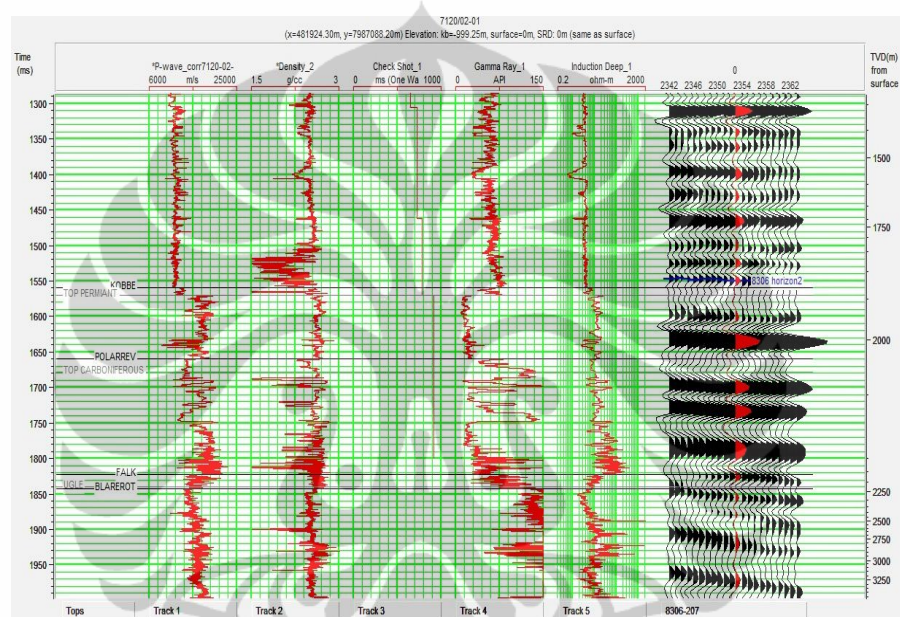
Gambar 4.6 Distribusi sumur-sumur terhadap wilayah seismik 2D (*Hampson-Russel Geoview (CGG-Veritas)*)



Gambar 4.7 Posisi sumur 7120-02-01 (*Hampson-Russel Geoview (CGG-Veritas)*)

4.1.3 Data Checkshot

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan antara *time-depth* (waktu terhadap kedalaman) yang selanjutnya akan digunakan untuk mengikat data sumur terhadap data seismik. Dari keseluruhan data sumur yang ada digunakan 4 sumur yang memiliki data *checkshot*, yang berarti tiap sumur memiliki data *checkshot*.



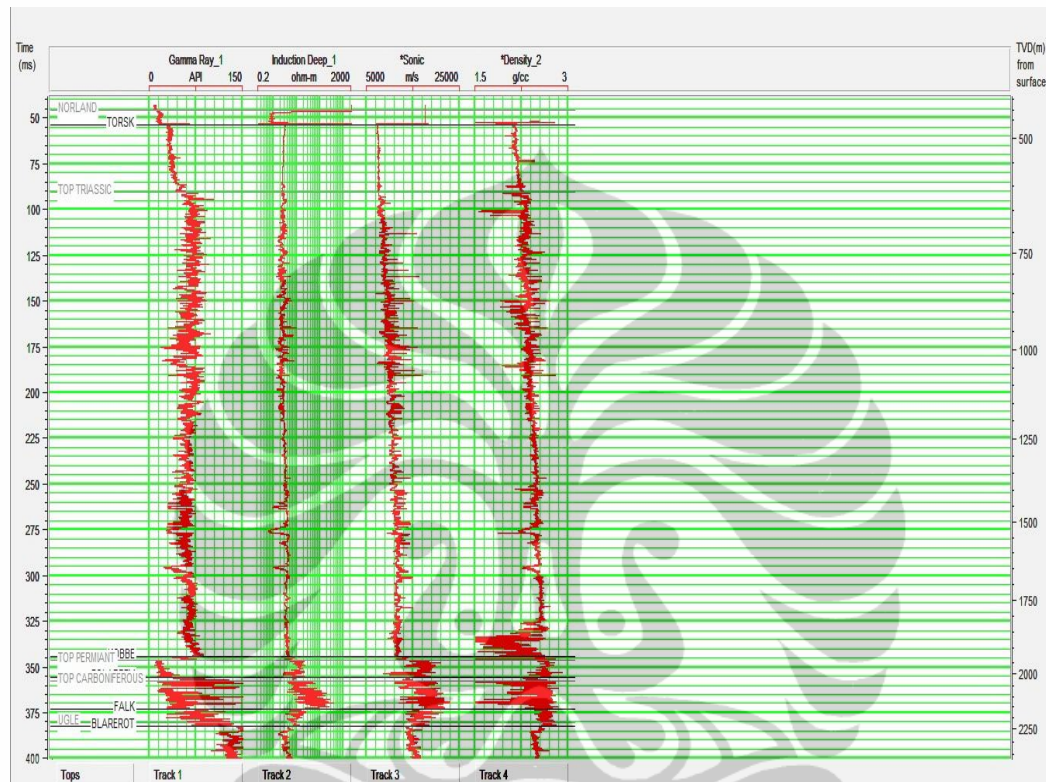
Gambar 4.8 Chek Shot 7120-02-01 (Hampson-Russel Geoview (CGG-Veritas))

4.2 Pengolahan Data

4.2.1 Korelasi Sumur

Korelasi sumur merupakan tahapan dimana ditentukan *marker* untuk melihat batas atas dan batas bawah reservoir dari masing-masing sumur (Gambar 4.9). Dengan demikian diketahui korelasi dari ketebalan masing-masing 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

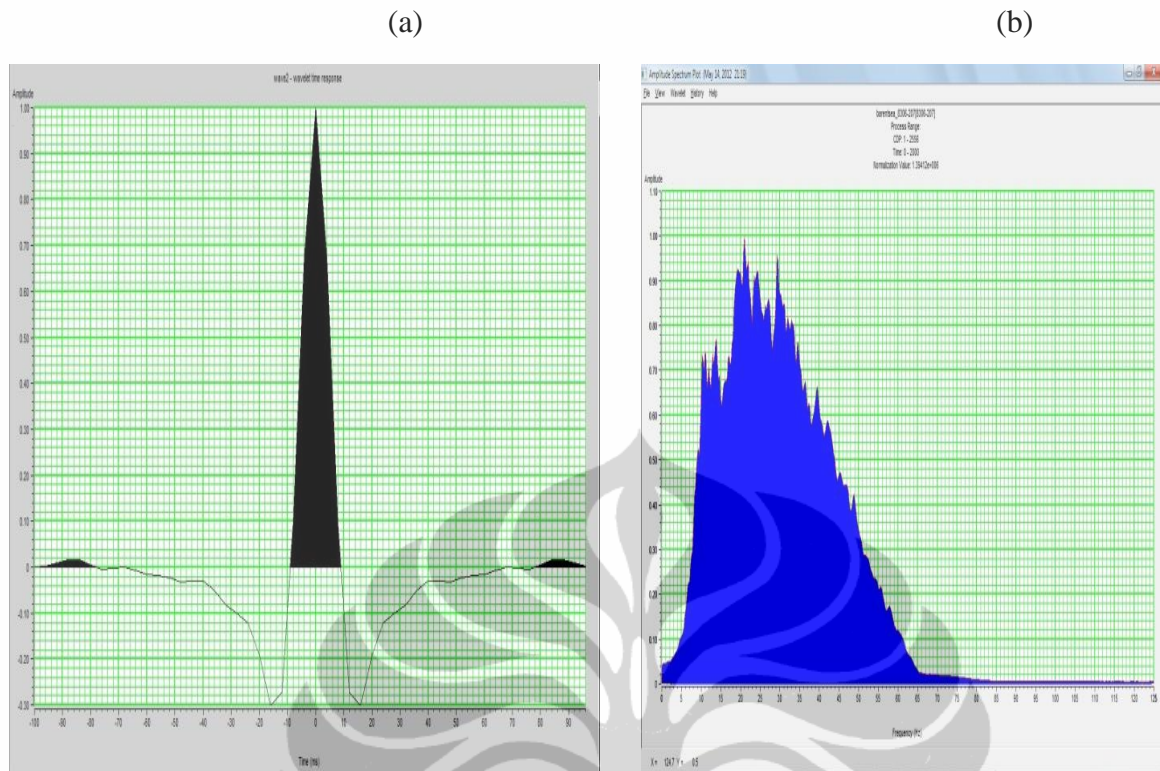
dapat menandakan bahwa daerah yang dilakukan *marker* merupakan satu formasi. Dengan melihat nilai log gamma ray yang kecil dan nilai log resistivitas yang besar menandakan adanya suatu potensi hidrokarbon hasil korelasi pada studi ini ditunjukkan pada (Gambar 4.8).



Gambar 4.9. Marker sumur 7120-02-01 (*Hampson-Russel Geoview (CGG-Veritas)*)

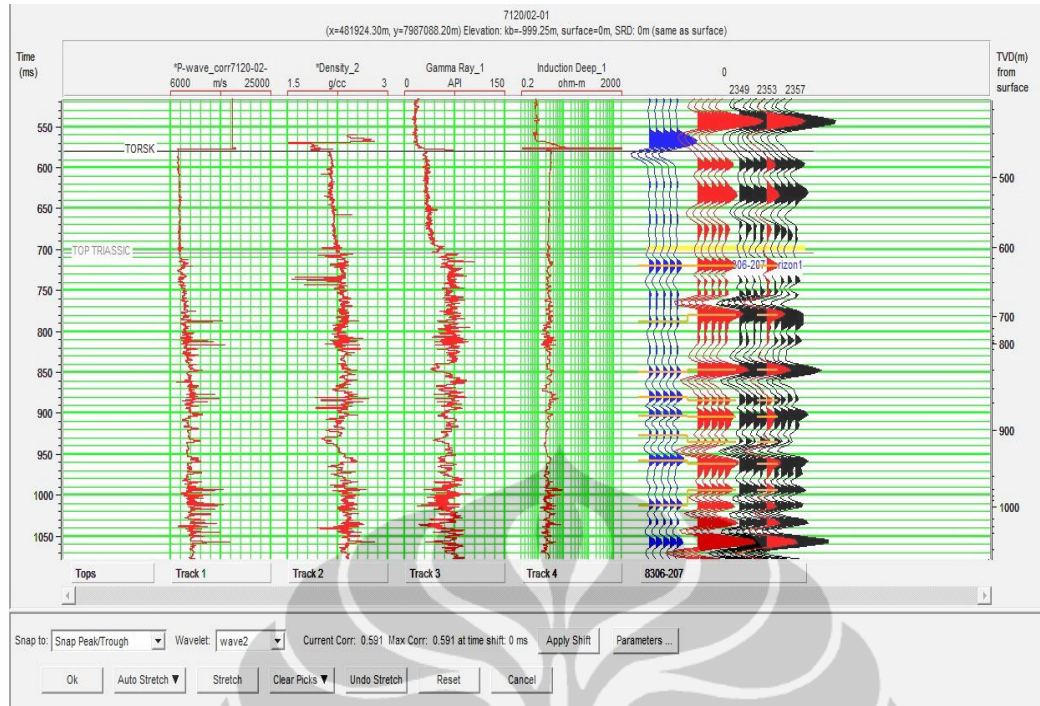
4.2.2 Well-Seismic Tie

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*.



Gambar 4.10. *Wavelet* yang digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik, (a) *zerophase wavelet*, (b) frekuensi dominan 30 Hz (*Hampson-Russel Geoview (CGG-Veritas)*)

Proses ekstrasi *wavelet* dapat dilakukan dengan 2 cara, yaitu dengan menggunakan metoda statistik atau dengan menggunakan data sumur. Pada studi ini proses ekstrasi *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 4.10**). 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*.



Gambar 4.11. Hasil korelasi pada sumur 7120-02-01 mencapai 0.591 (*Hampson-Russel Geoview (CGG-Veritas)*)

Tabel 4.2 Hasil nilai korelasi sumur

NO	SUMUR	NILAI KORELASI
1	01/02/7120	0.591
2	01/02/7122	0.631
3	01/07/7321	0.474

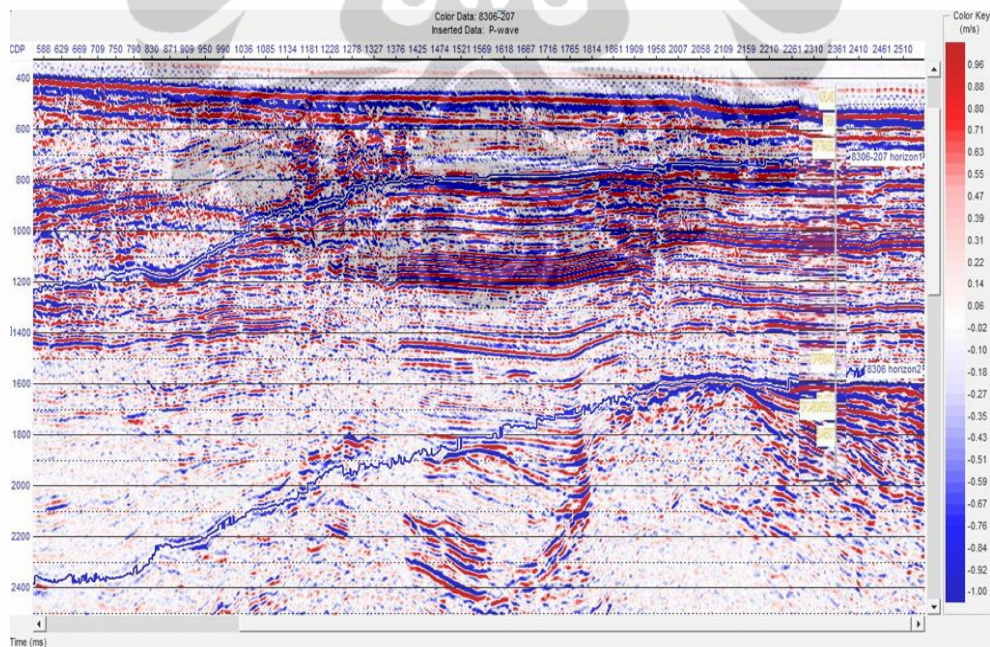
Proses *stretch-squeeze* dilakukan untuk mencocokkan *trace* seismik dengan *trace* sintetik, sebelum itu kita harus mengetahui kisaran kedalaman dari *marker* geologi agar tidak mengalami kesalahan dalam proses *well-seismic tie*. *Stretch-squeeze* memiliki batas toleransi pergeseran sekitar 10 ms. 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 data sumur tersebut, dimana nilai fasanya akan mengalami pergeseran

dari nilai fasa sebenarnya, setelah melakukan proses ini kita melihat besar nilai dari korelasinya, seperti ditunjukkan pada (**Gambar 4.10**).

4.2.3 Picking Horizon

Picking horizon digunakan untuk analisa struktural dan analisa stratigrafi. *Picking horizon* dilakukan dengan cara membuat garis horizon pada kemenerusan lapisan pada penampang seismik, seperti yang ditunjukkan pada (**Gambar 4.11**). Informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan dan arah penyebaran dari reservoir sangat dibutuhkan dalam melakukan *picking horizon* ini.

Sebelum melakukan *picking horizon*, dibutuhkan *well-seismic tie* yang sangat baik ini diperlukan untuk mengikat data sumur dengan dengan data seismik sehingga dapat diletakan pada kedalaman yang sebenarnya. Karena *well-seismic tie* sangat penting dan berpengaruh dalam menentukan horizon yang akan kita *pick* sebelumnya dan mewakili reservoir.



Gambar 4.12. Hasil *picking horizon* pada line 8306-207 (*Hampson-Russel Geoview (CGG-Veritas)*)

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.

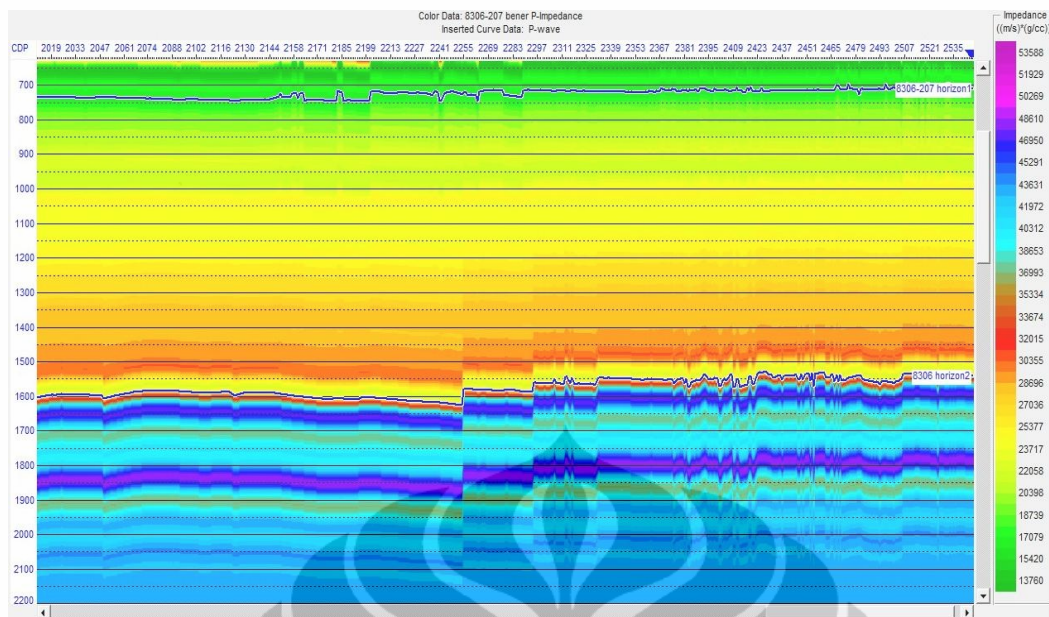
Karena data yang digunakan adalah data 2 dimensi maka Untuk mengetahui hasil proses *picking* dari *horizon* yang telah dilakukan *picking* sesuai antara inline dan xline-nya, maka *map view* hasil *picking* yang telah dilakukan harus diperhatikan.

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

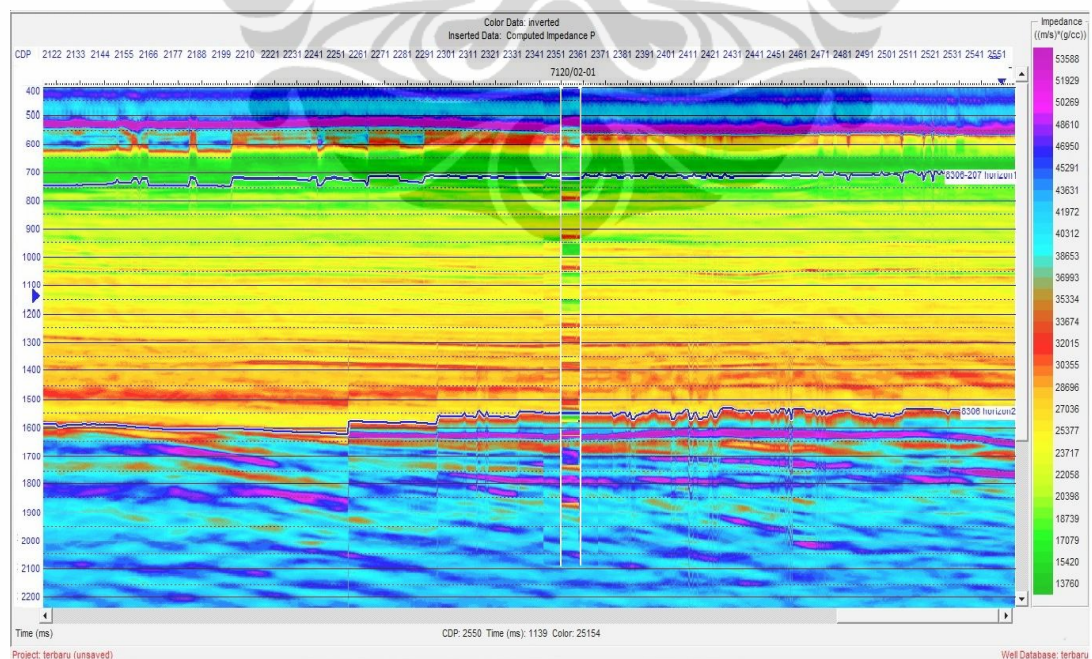
Pada pemodelan ini, menggunakan 4 data sumur, yaitu 7120 – 02 – 01, 7122 – 02 – 01, dan 7321 – 07 – 01 menggunakan *log P-wave* dan *log density*, dan memasukan semua horison yang digunakan, yaitu horizon 1 dan horison 2. Pada pemodelan ini *hi cut frequency* yang digunakan antara 10-15 Hz. Pemodelan yang didapatkan ditunjukkan pada (**Gambar 4.13**).



Gambar 4.13. Model *low frequency bumi* (line 8306-207)

4.2.4.2 Inversi Metoda *Model Based*

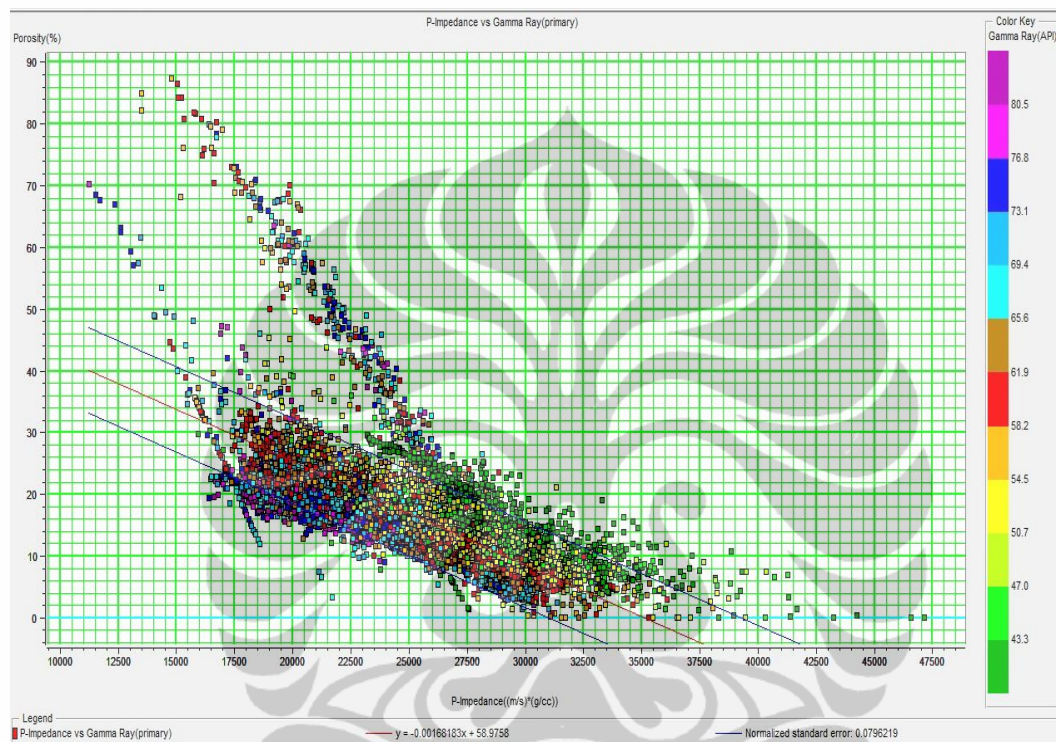
Setelah melakukan pemodelan maka inversi dilakukan dengan metoda *Model Based*, dan hasil yang didapat ditunjukkan pada **gambar 4.14**.



Gambar 4.14. Hasil inversi metoda *Model Based* (line 8306-207)

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 4.15). Dan dari hasil *crossplot* didapatkan persamaan :

$$\text{Porositas} = -0,00168183 \text{ AI} + 58,9758$$



Gambar 4.15. Regresi fungsi porositas (Φ) vs AI

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 dan 2 *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 5

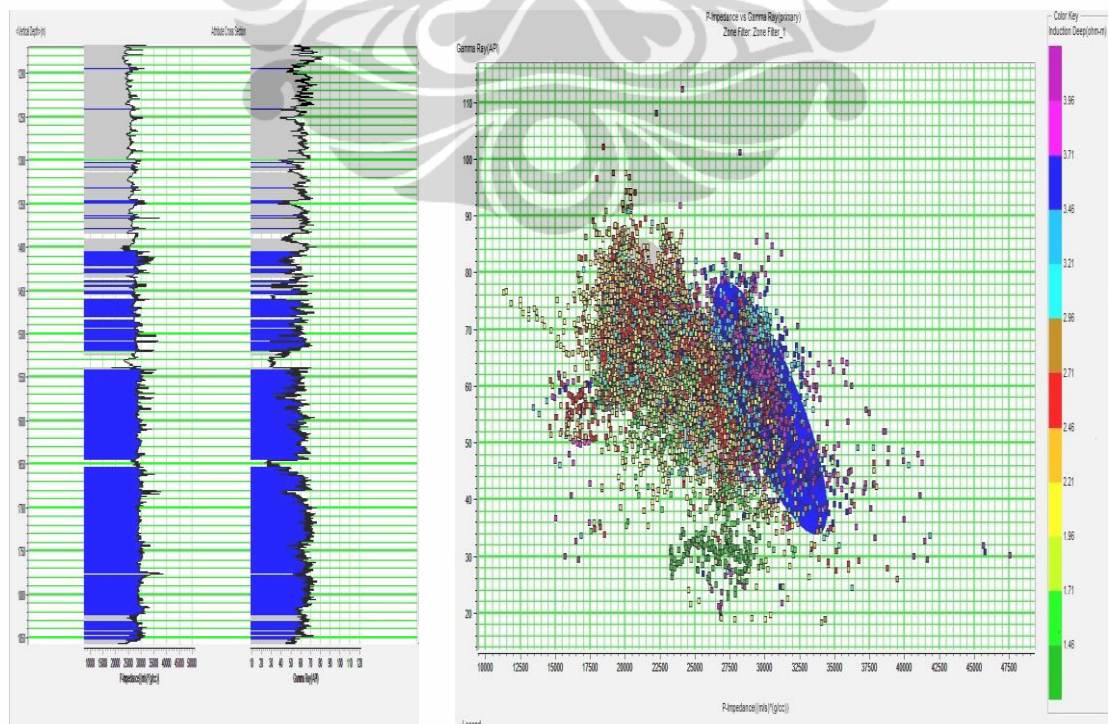
HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Hasil Analisa Fisika Batuan

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

5.1.1. Pembahasan Analisa Fisika Batuan pada Sumur 7120 – 07 – 01

Dari hasil korelasi sumur 7120-02-01, zona yang menjadi target pada studi ini adalah horison 1 dan horison 2 dari ketiga sumur yang terdapat di masing – masing line. Untuk itu sebelum melakukan analisa hasil inversi pada horison tersebut kita harus mengetahui terlebih dahulu bagaimana karakterisasi dari reservoirnya.

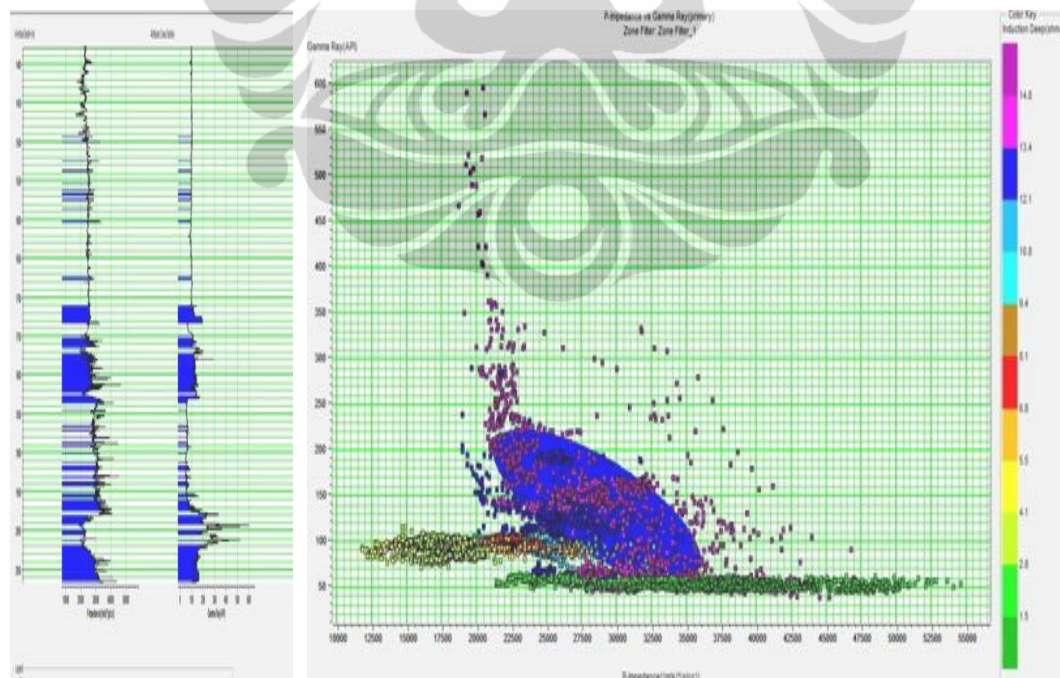


Gambar 5.1. Cross plot P impedance dengan gamma ray pada line 8306 – 207

Berdasarkan data *crossplot* impedansi akustik dengan *gamma ray*, yang ditunjukkan oleh (**Gambar 5.1**) terlihat bahwa korelasi antara impedansi akustik, *gamma ray* memperlihatkan bahwa zona reservoir berada pada daerah yang memiliki nilai impedansi akustik yang tinggi (*high AI*) berkisar antara 42500 - 57500 (g/cc)*(m/s), yang ditunjukkan oleh daerah yang diberi zona merah. Karena pada daerah tersebut nilai impedansi akustik yang tinggi mengindikasikan nilai *gamma ray* yang relatif kecil juga yaitu dibawah 80 API mengindikasikan di zona tersebut diduga batuan limestone yang merupakan batuan karbonat. Tingginya nilai AI disebabkan karena nilai densitas dari batuan limestone memiliki nilai yang tinggi, sehingga korelasi yang didapat dari data geologi dengan hasil pengolahan data menjadi tepat.

5.1.2. Pembahasan Analisa Fisika Batuan pada Sumur 7122 – 07 – 01

Berikut ini adalah *cross plot* dari sumur 7122 – 07 – 01 yang terdiri dari 2 zonasi, karakterisasi reservoir pada sumur 7122 – 07 – 01 ditunjukkan oleh (**Gambar 5.2**).

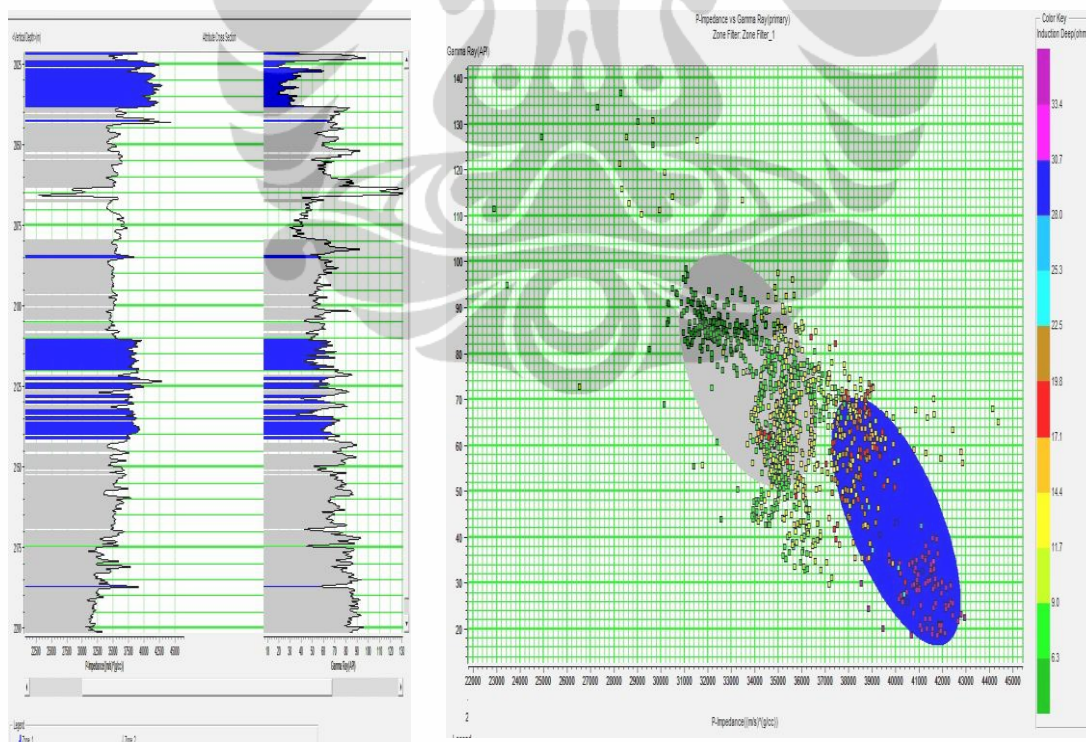


Gambar 5.2. *Cross plot P impedance dengan gamma ray pada sumur 7122 – 07 – 01*

Berdasarkan data *crossplot* impedansi akustik dengan *gamma ray*, yang ditunjukkan oleh (**Gambar 5.2**) terlihat bahwa korelasi antara impedansi akustik, *gamma ray* memperlihatkan bahwa zona reservoir berada pada daerah yang memiliki nilai impedansi akustik yang tinggi (*high AI*) berkisar antara 25000 - 42500 (g/cc)*(m/s), yang ditunjukkan oleh daerah yang diberi zona merah. Karena pada daerah tersebut nilai impedansi akustik yang tinggi mengindikasikan nilai *gamma ray* yang relatif kecil juga yaitu dibawah 100 API dan nilai resistivitas yang tinggi yaitu kisaran antara 13,4 ohm-m hingga 14,8 ohm-m, hal ini mengindikasikan di zona tersebut diduga batuan limestone yang merupakan batuan karbonat.

5.1.2. Pembahasan Analisa Fisika Batuan pada Sumur 7321 – 07 – 01

Berikut ini adalah *cross plot* dari sumur 7321 – 07 – 01 yang terdiri dari 2 zonasi, karakterisasi reservoir pada sumur 7321 – 07 – 01 ditunjukkan oleh (**Gambar 5.3**).



Gambar 5.3. Cross plot P impedance dengan gamma ray pada sumur 7321 – 07 – 01

Berdasarkan data *crossplot* impedansi akustik dengan *gamma ray*, yang ditunjukkan oleh (**Gambar 5.3**) terlihat bahwa korelasi antara impedansi akustik, *gamma ray* memperlihatkan bahwa zona reservoir berada pada daerah yang memiliki nilai impedansi akustik yang tinggi (*high AI*) berkisar antara 36000 - 42000 (g/cc)*(m/s), yang ditunjukkan oleh daerah yang diberi zona merah. Karena pada daerah tersebut nilai impedansi akustik yang tinggi mengindikasikan nilai *gamma ray* yang relatif kecil juga yaitu dibawah 70 API dan nilai resistivitas yang tinggi yaitu kisaran antara 13,4 ohm-m hingga 14,8 ohm-m, hasil ini mengindikasikan di zona tersebut diduga batuan limestone yang merupakan batuan karbonat.

5.2 Hasil Inversi Seismik

5.2.1 Pembahasan Impedansi Akustik Line 8306 – 207

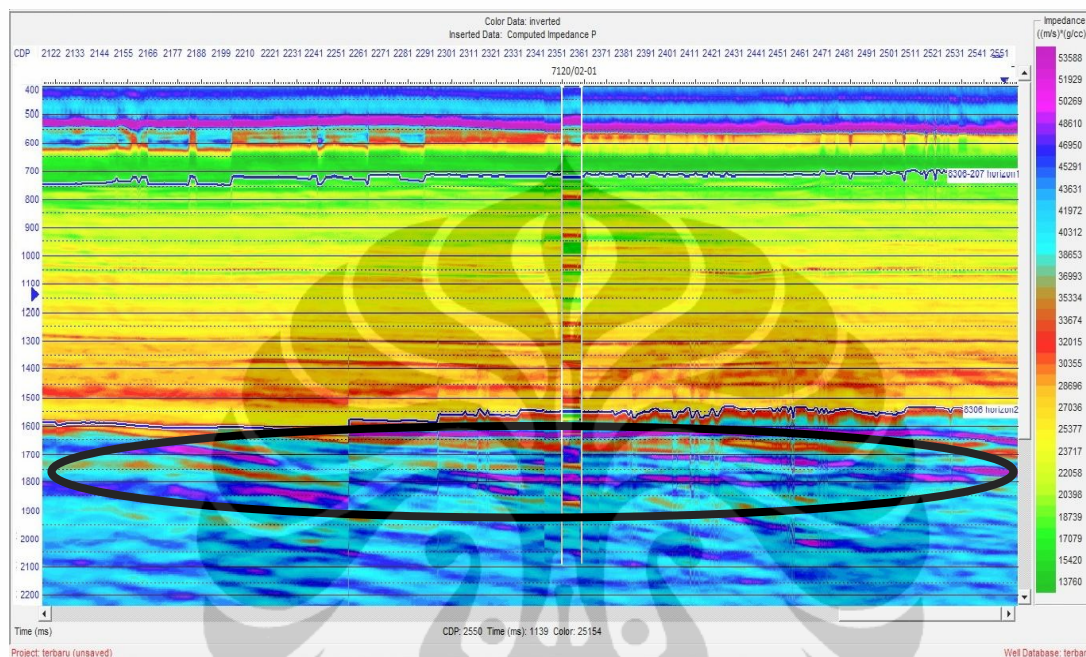
Faktor penting dalam menghasilkan nilai impedansi akustik adalah kecepatan dan densitas. Perubahan kedua nilai tersebut mempengaruhi perubahan nilai impedansi akustik. Semakin besar perbedaan nilai kecepatan ataupun nilai densitas antara dua lapisan akan menghasilkan nilai koefisien refleksi yang semakin 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 5.4**) Dari penampang tersebut dapat dilihat nilai IA (Impedansi Akustik) pada horison yang ingin kita lihat karakterisasi reservoirnya.

Pada penampang seismik *line 8306 – 207* , seperti ditunjukkan oleh (**Gambar 5.4**), daerah yang memiliki nilai impedansi akustik 40000-51000 (g/cc)*(m/s)

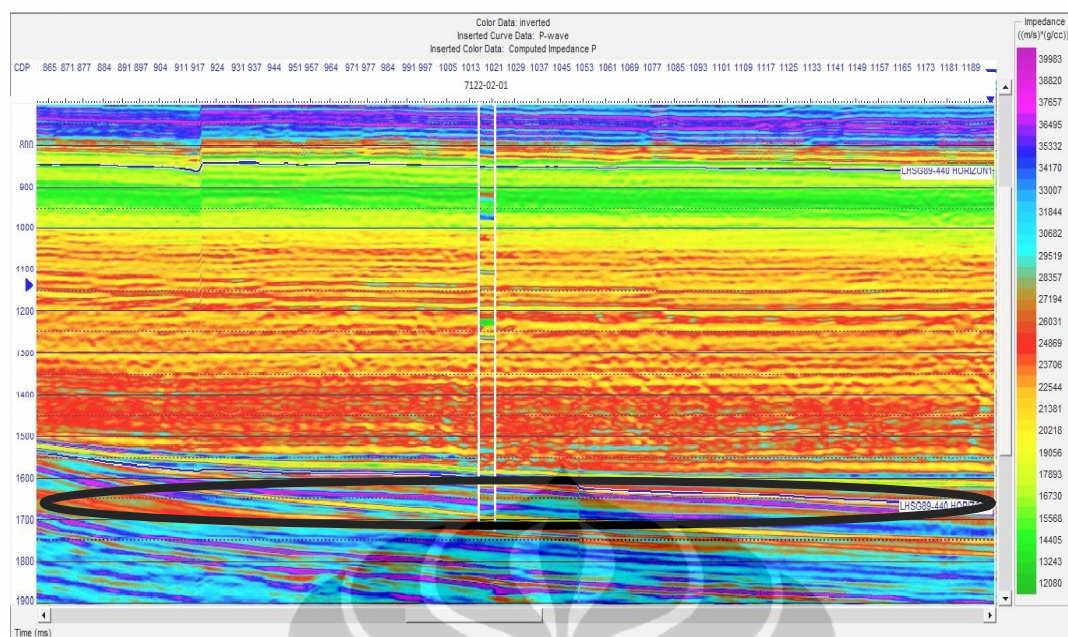
diberikan kode warna biru dan ungu daerah tersebut ditandai oleh poligon karena daerah tersebut merupakan reservoir yang akan dilihat karakterisasi dengan mengintegrasikannya nilai gamma ray, resistivity, dan atribut amplitudonya. Reservoir tersebut terletak pada horison 2.



Gambar 5.4. Hasil inversi metoda *Model Based* line 8306 – 207

5.2.2 Pembahasan Impedansi Akustik Line LHSG89 – 440

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. Berikut hasil dari inversi model base dari line LHSG89 – 440.

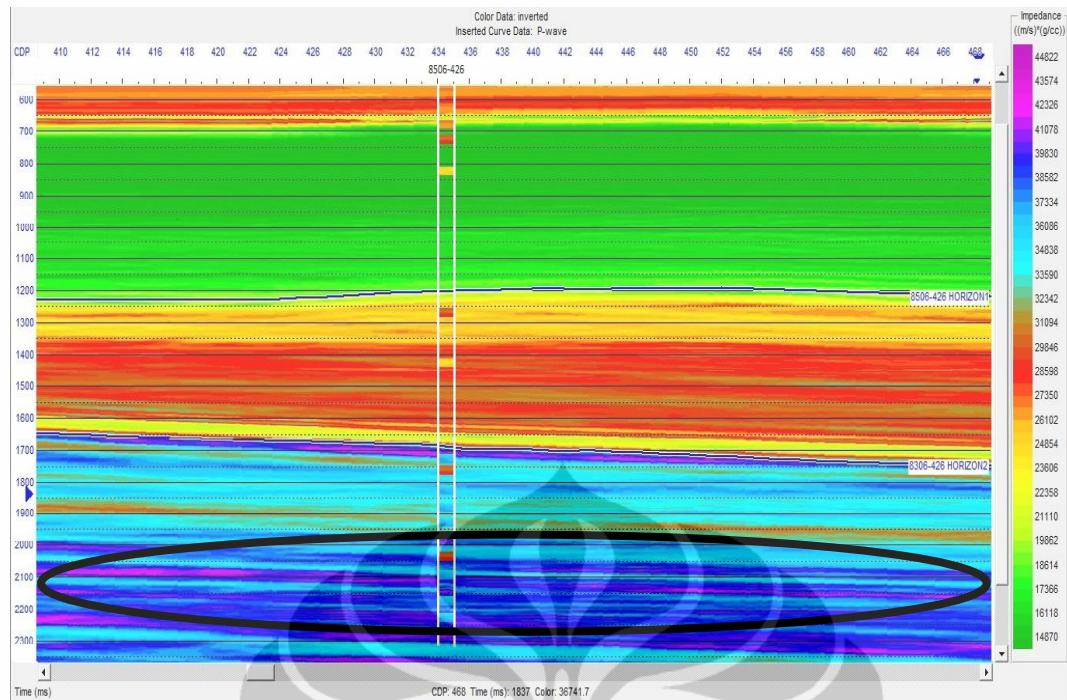


Gambar 5.5. Hasil inversi metoda *Model Based line LHS89 – 440*

Pada penampang seismik *line LHS89 – 440*, seperti ditunjukkan oleh (**Gambar 5.5**), daerah yang memiliki nilai impedansi akustik 31000-39000(g/cc)*(m/s) diberikan kode warna biru dan ungu daerah tersebut ditandai oleh poligon karena daerah tersebut merupakan reservoir yang akan dilihat karakterisasi dengan mengintegrasikannya nilai gamma ray, resistivity, dan atribut amplitudonya. Reservoir tersebut terletak pada horison 2.

5.2.3 Pembahasan Impedansi Akustik Line 8506 - 426

Dari hasil inversi seismik dapat dilihat persebaran nilai IA (Impedansi Akustik) dari penampang seismik, yang ditunjukkan pada (**Gambar 5.6**). Dari penampang tersebut dapat dilihat nilai IA (Impedansi Akustik) pada horison yang ingin kita lihat karakterisasi reservoirnya. Berikut hasil dari inversi model base dari line 8506 – 426.



Gambar 5.6. Hasil inversi metoda *Model Based line 8506 – 426*

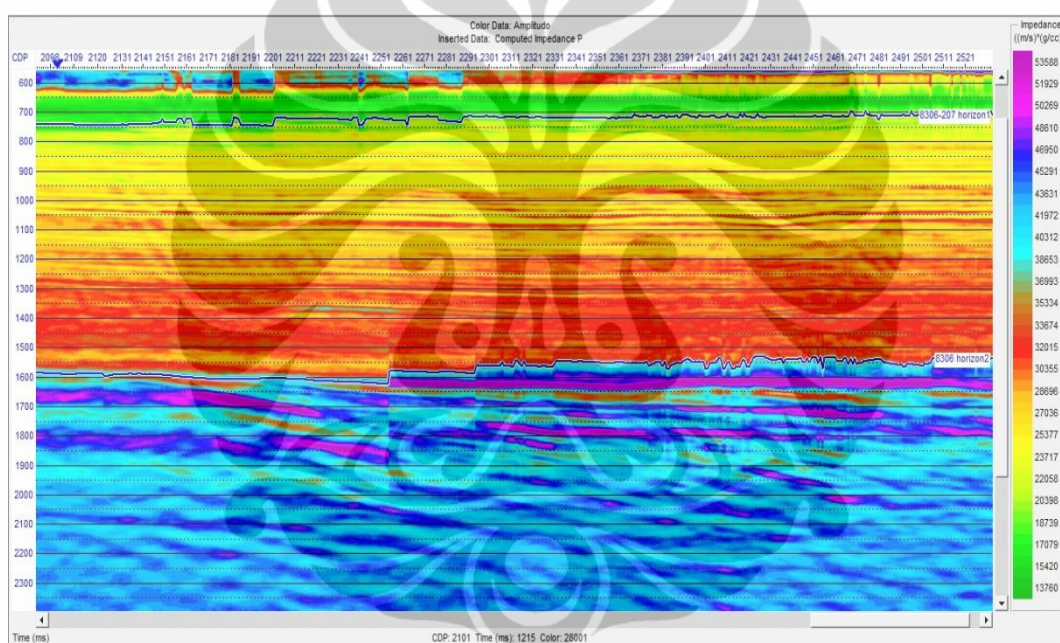
Pada penampang seismik *line 8506 – 426*, seperti ditunjukkan oleh (**Gambar 5.6**), daerah yang memiliki nilai impedansi akustik $34000-44000(\text{g/cc}) \cdot (\text{m/s})$ diberikan kode warna biru dan ungu daerah tersebut ditandai oleh poligon karena daerah tersebut merupakan reservoir yang akan dilihat karakterisasi dengan mengintegrasikannya nilai gamma ray, resistivity, dan atribut amplitudonya. Reservoir tersebut terletak pada horison 2.

5.3 Hasil Atribut Amplitudo Seismik

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

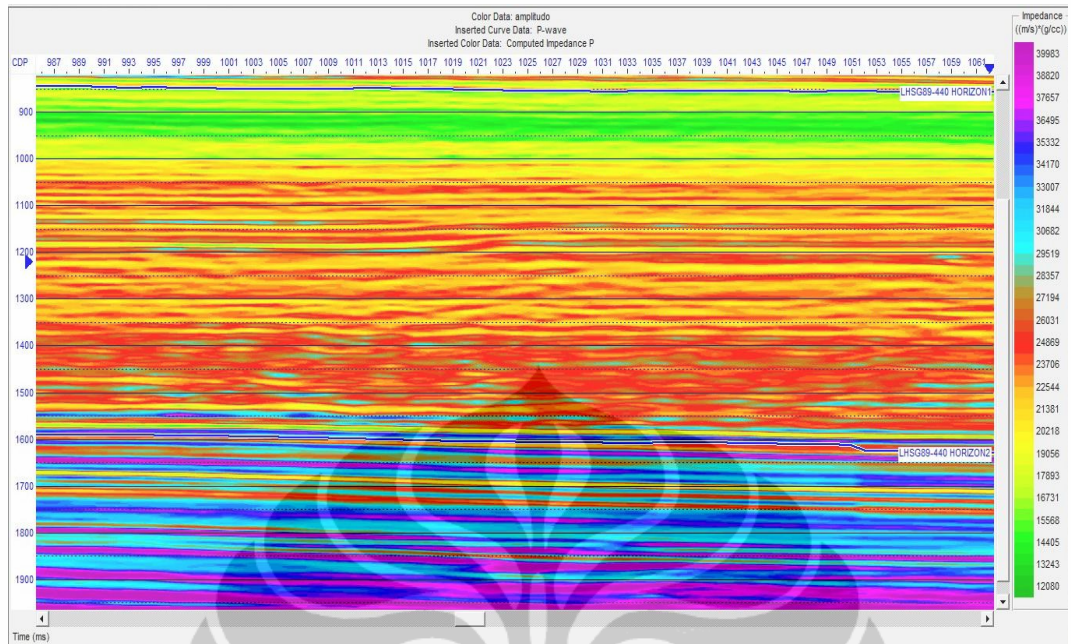
5.3.1. Pembahasan Pada Setiap Line

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.

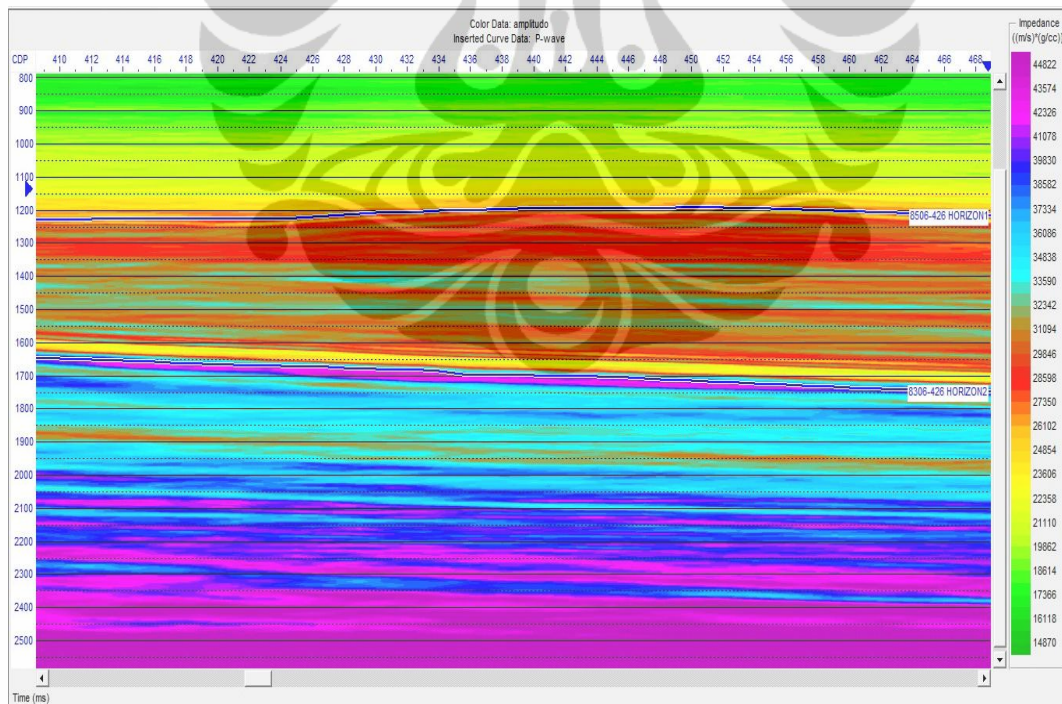


Gambar 5.7. Hasil analisa atribut amplitudo *line 8306 – 207*

Pada penampang nilai amplitudo RMS yang ditunjukkan oleh (**Gambar 5.7**), (**Gambar 5.8**), dan (**Gambar 5.9**) terlihat bahwa daerah yang memiliki nilai amplitudo RMS yang tinggi berada pada daerah yang ungu. Pada horison 1 dan 2, semua sumurnya berada pada daerah yang berwarna ungu dan biru tua, 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.



Gambar 5.8. Hasil analisa atribut amplitudo *line LHS89 - 440*



Gambar 5.9. Hasil analisa atribut amplitudo *line 8506 – 426*

Setelah melihat persebaran nilai atribut amplitudo RMS, selanjutnya melihat persebaran nilai impedansi akustik untuk mengetahui distribusi dari reservoir. Nilai impedansi akustik yang tinggi ditunjukkan oleh daerah yang berwarna ungu, dan biru, daerah tersebut memiliki nilai impedansi akustik yang berkisar antara 35000-40000 (g/cc)*(m/s) dan menjadi target dari studi ini karena target reservoir pada studi ini adalah *high AI*. Dengan melihat peta persebaran nilai atribut amplitudo RMS kurang dapat memetakan distribusi reservoir dengan baik tetapi dengan mengintegrasikannya dengan impedansi akustik, distribusi dari reservoir dapat dipetakan dengan baik.



BAB 6

KESIMPULAN

6.1 Kesimpulan

1. Reservoir yang menjadi target dari studi ini berada pada *horizon 2* dengan nilai impedansi akustik tinggi (40000 - 50000 (gr/cc)*(m/s)), dengan nilai gamma ray yang rendah dibawah 100 API dan nilai dari resistivity tinggi yaitu 13,4 ohm-m – 14,8 ohm-m , menunjukan target yang dicari yaitu batuan karbonat (*lime stone*).
2. Pada kasus pada lapangan barent sea, metoda seismik inversi *Model Based* cukup baik untuk melihat penyebaran *reservoir* 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.

DAFTAR ACUAN

Bacon, M., Simm, R., Redshaw, T. (2003). 3-D Seismic Interpretation. United Kingdom: Cambridge University Press

Brown, R.A., 1999, Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data Fifth Edition, AAPG Memoir 42.

Doré, A.G., 1994. Barents Geology, Petroleum Resources and Commercial Potential. In: Arctic Institute of North America, Vol. 48 NO.3(1995) pp. 207-221

Doré, A.G. and Jensen, L.N., 1995. The impact of late Cenozoic uplift and erosion on hydrocarbon exploration: offshore Norway and some other uplifted basins. *Global and Planetary Change*, 12 (1996) 415-436

Fossen, Haakon and Hesthammer, Jonny. 1998. *Structural geology of the Gullfaks Field, northern North Sea*

Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi log*. Schlumberger Oilfield Services

Pendrel, J. (tanpa tanggal). Seismic Inversion: The best tool for reservoir characterization

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

Sukmono, S, 2000, *Seismik Inversi Untuk Karakteristik Reservoir*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.

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

Russel, Brian. H, 1988, *Introduction to Seismic Inversion*. SEG. Tulsa.

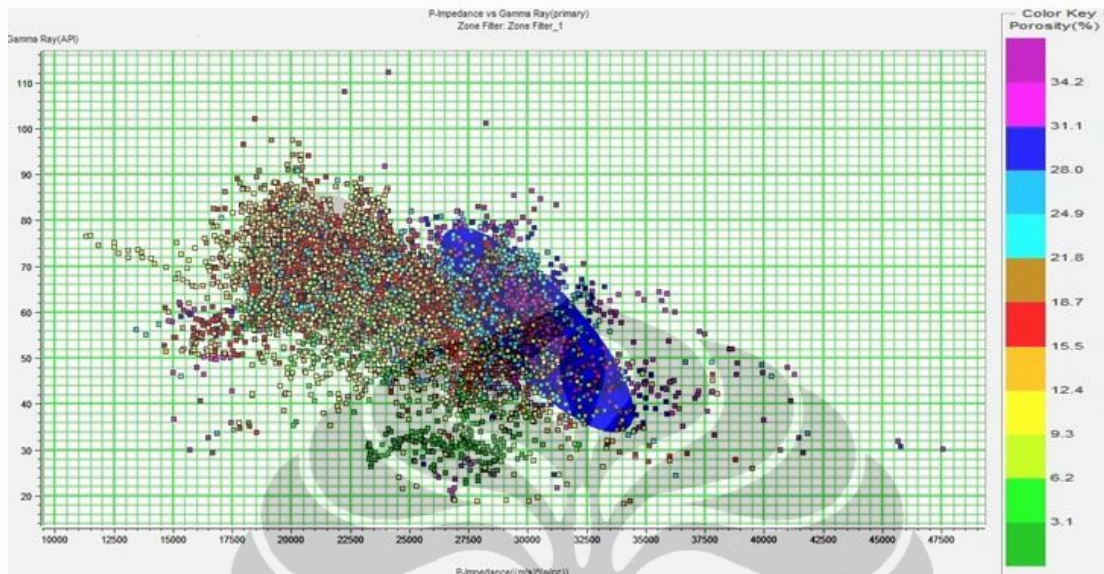
Taner, M.T. (2001, September 6). Seismic Attributes. CSEG Recorder, 49-56

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

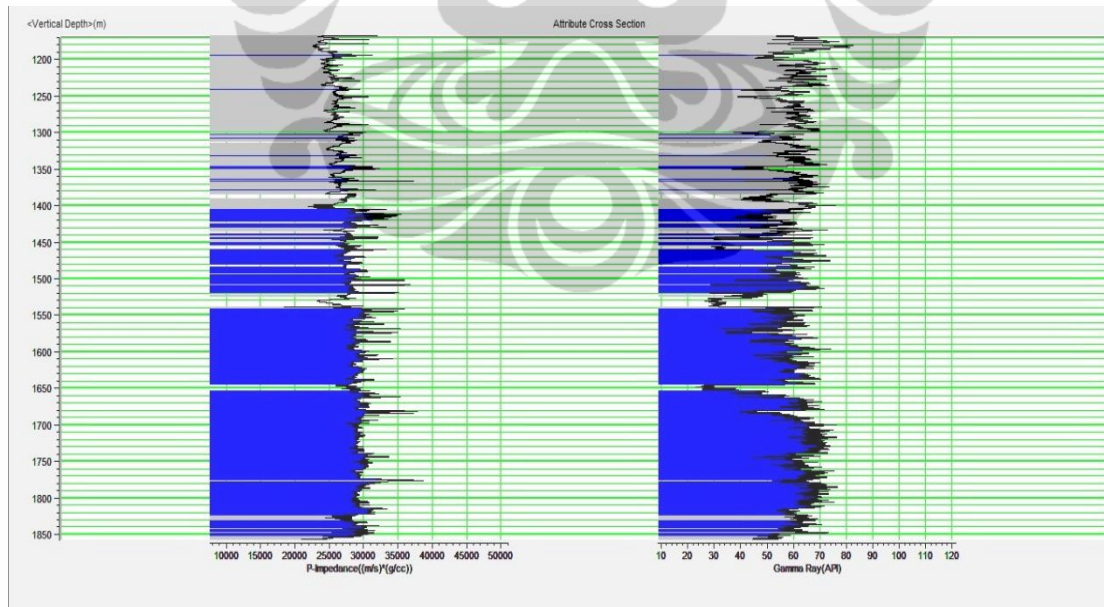




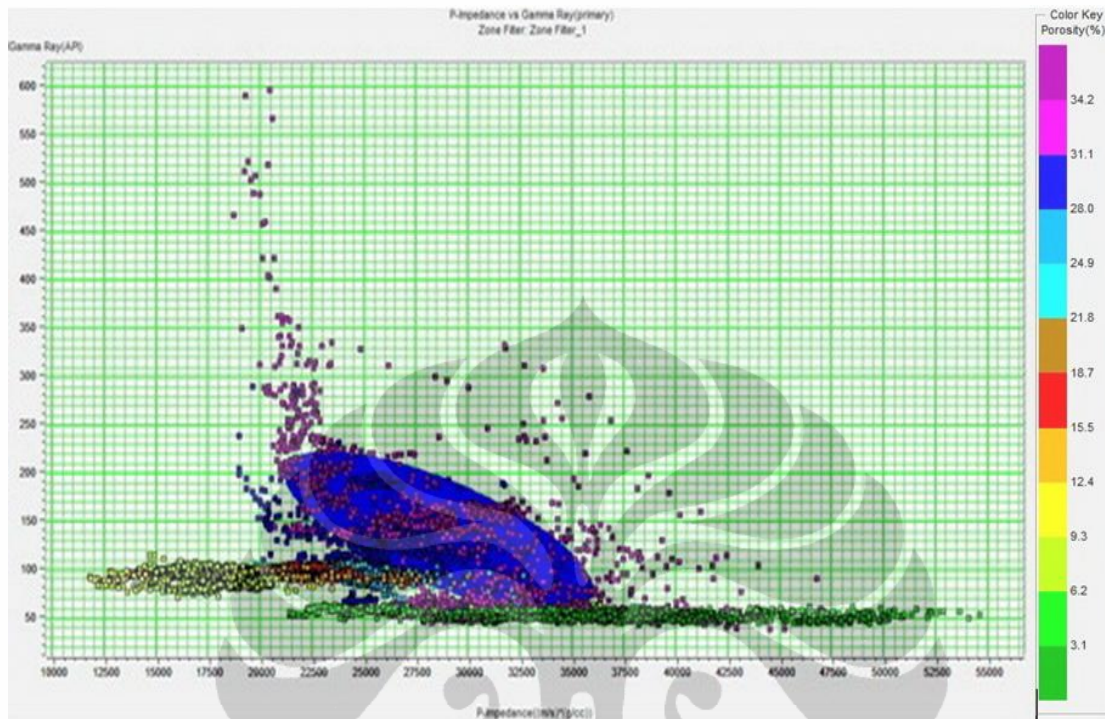
HASIL POROSITAS MASING – MASING LINE



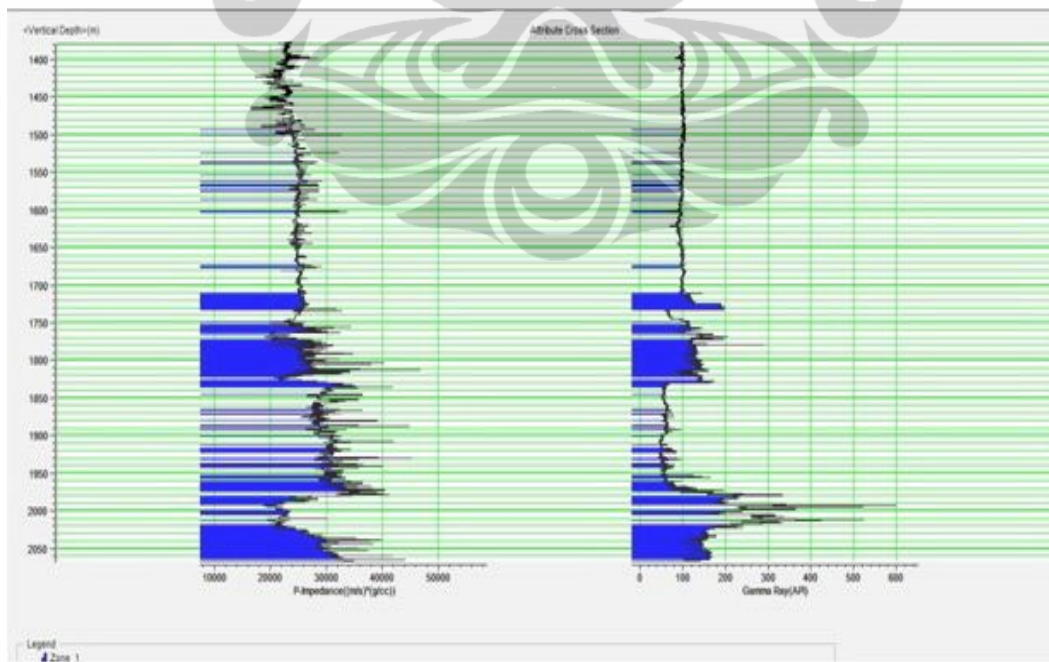
Cross Plot Porosity Line 8306 – 207



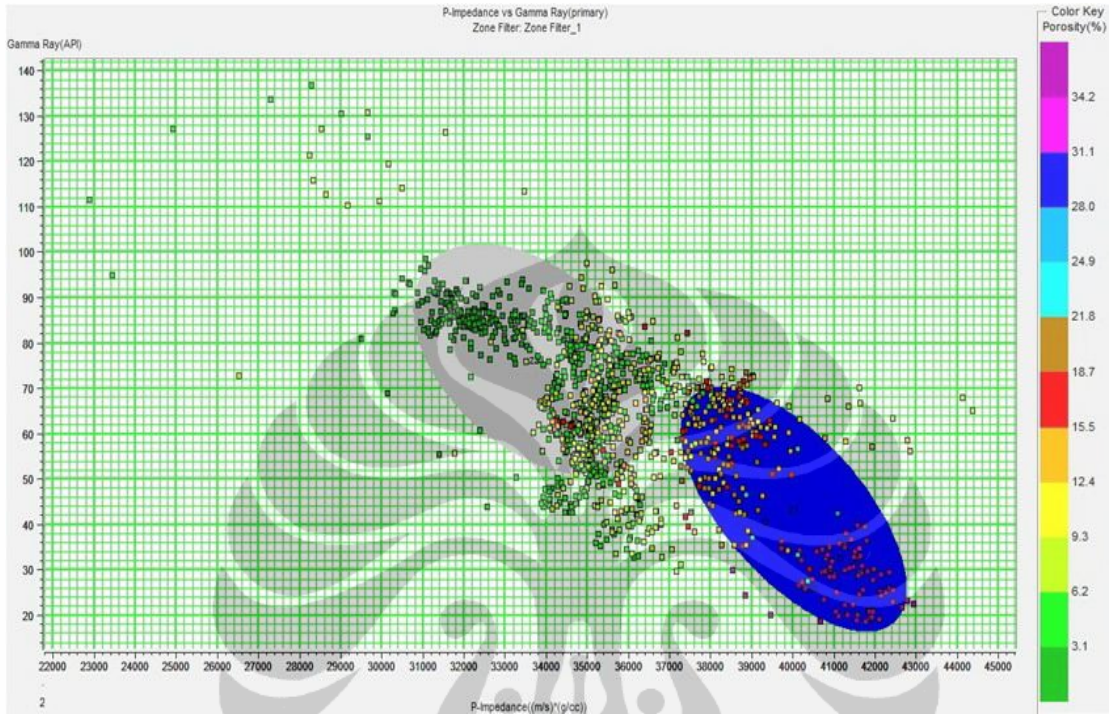
Cross Section Line 8306 – 207



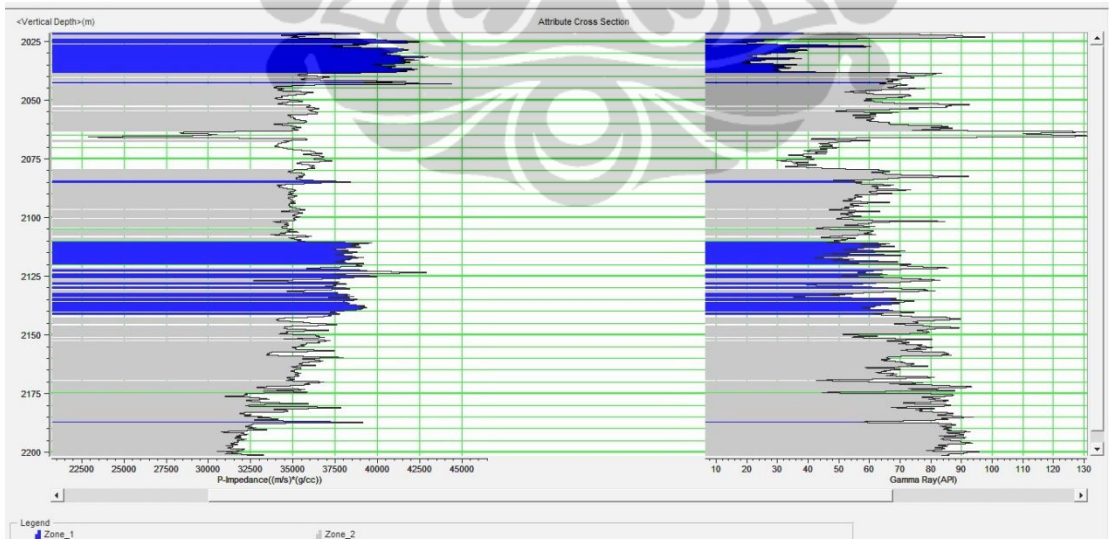
Cross Plot Porosity Line LHSG89 – 440



Cross Section Line LHSG89 – 440

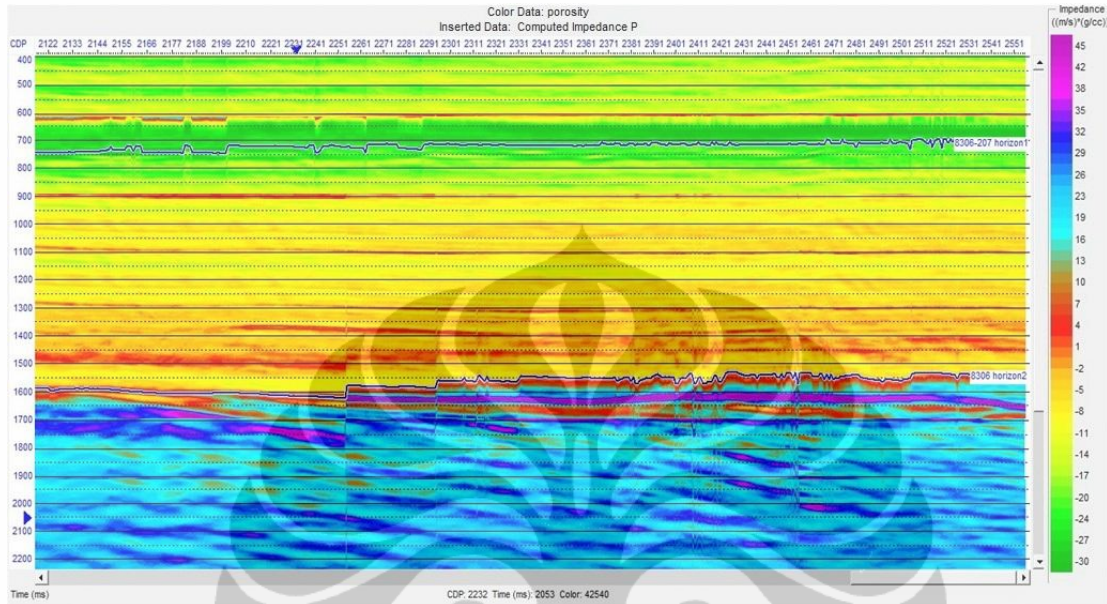


Cross Plot Porosity Line 8506 – 426

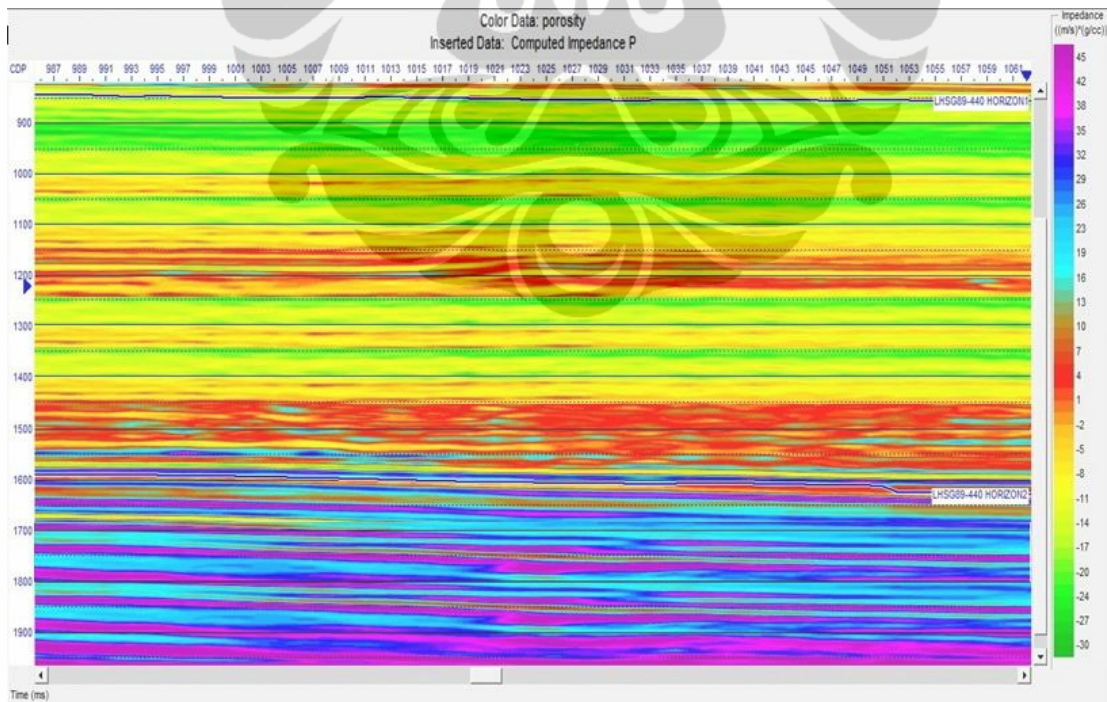


Cross Section Line 8506 – 426

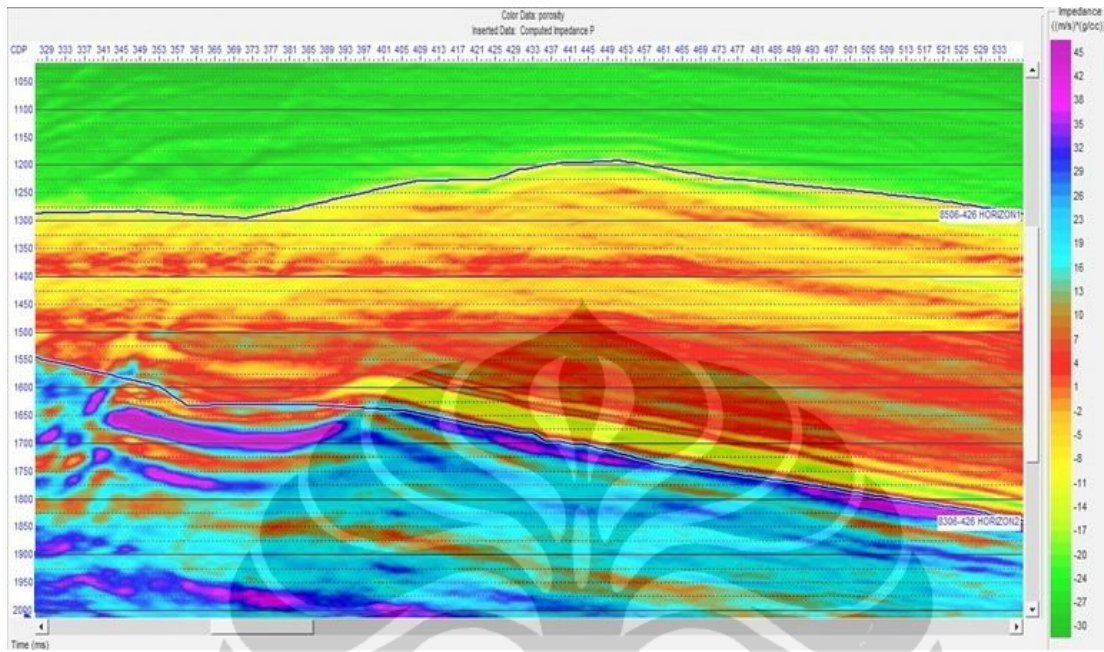
POROSITAS HASIL INVERSI PADA MASING – MASING LINE



Hasil Inversi Porositas line 8306 – 207



Hasil Inversi Porositas line LHSG89 – 440



Hasil Inversi Porositas line 8506 – 426