

**UNIVERSITAS INDONESIA**

**ANALISA ATRIBUT AMPLITUDO SEISMİK UNTUK  
KARAKTERISASI RESERVOAR PADA LAPANGAN X  
LAUT UTARA, NETHERLAND**

**SKRIPSI**

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

**MOHAMAD YUNANDA**

**0305020616**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
DEPARTEMEN FISIKA  
PROGRAM STUDI GEOFISIKA  
DEPOK  
JUNI 2010**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

**Nama : Mohamad Yunanda**

**NPM : 0305020616**

**Tanda Tangan :**

**Tanggal :**

## HALAMAN PENGESAHAN

Nama Mahasiswa : Mohamad Yunanda  
N P M : 0305020616  
Departemen : Fisika  
Peminatan : Geofisika  
Judul Skripsi : Analisa Atribut Amplitudo Seismik Untuk  
Karakterisasi Reservoir Pada Lapangan X Laut  
Utara, Netherland

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.eng. Yunus Daud ( )

Penguji II : Dr.Agus Salam ( )

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 29 Juni 2010

## KATA PENGANTAR

Segala puji hanya milik Allah SWT atas limpahan hidayah, taufik, dan keberkahan ilmu kepada penulis, sehingga penulis dapat merampungkan laporan tugas akhir yang berjudul: “**Analisa Atribut Amplitudo Seismik Untuk Karakterisasi Reservoar Pada Lapangan X Laut Utara, Netherland**” dengan baik. Shalawat serta salam senantiasa terlimpah kepada Baginda Muhammad SAW, beserta segenap keluarga, sahabat dan pengikut setia beliau hingga hari kemudian.

Laporan tugas akhir ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar kesarjanaan di Departemen Fisika, Universitas Indonesia. Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini, sulitlah kiranya bagi penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu penulis mengucapkan banyak terimakasih 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. Eng. Yunus Daud, M.Sc. dan Dr Agus Salam., selaku penguji atas waktunya untuk berdiskusi dan segala masukan serta koreksinya dalam laporan tugas akhir ini.
3. Pihak PT. SPECTRATAMA NUSANTARA yang telah memberikan fasilitas kepada penulis dalam menyelesaikan penelitian.
4. Bapak Djati Handoko, M.Si, selaku ketua sidang yang telah membantu dalam sidang skripsi penulis.
5. Seluruh dosen yang telah berkenan membagi ilmunya kepada penulis, semenjak penulis mengawali studi di UI hingga menyelesaikan Tugas Akhir ini.

6. Kedua orang tua penulis yang tidak hentinya memberi semangat moril dan doanya, juga adik penulis serta Maya Monissa atas dukungannya selama penulis mengerjakan tugas akhir ini.
7. Ng Bei Berger S.Si selaku pembimbing teknis, Abdul Afn, Aryo Aviarto, Arifin Ipin, Arfi Iswahyudi, Gayatri, Erlangga, Bayu Seno , dan teman-teman S1 reguler 2005 lainnya yang selalu memberikan dukungan moril dan spiritual, serta banyak informasi berharga kepada penulis.
8. Segenap staf Departemen Fisika UI, atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
9. 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, 8 Juni 2010

Penulis

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

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

Nama : Mohamad Yunanda  
NPM : 0305020616  
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 :

**ANALISA ATRIBUT AMPLITUDO SEISMIK UNTUK KARAKTERISASI  
RESERVOAR PADA LAPANGAN X LAUT UTARA, NETHERLAND**

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 : 30 Juni 2010

Yang menyatakan

( Mohamad Yunanda )

vi

## ABSTRAK

Nama : Mohamad Yunanda  
Program studi : Geofisika  
Judul : Analisa Atribut Amplitudo Seismik Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Lapangan X Laut Utara, Netherland

Analisa ekstraksi atribut seismik dapat mengetahui persebaran litologi daerah reservoir. Analisis atribut seismik diaplikasikan untuk mengidentifikasi area prospek reservoir hidrokarbon yang sebelumnya tidak teridentifikasi dengan baik dengan pengolahan data seismik konvensional. Daerah studi terletak di selatan Laut Utara, *Netherland*, yang tersusun oleh sistem sedimen klastik dengan karakteristik struktural berupa sistem patahan yang kompleks dan terdiri dari sistem endapan fluviodeltaic yang besar. Porositas reservoir di daerah cukup tinggi dengan nilai porositas mencapai 30% . Batuan sumber di lapangan X ini berasal dari jaman Late Cretaceous. Penelitian dilakukan di sekitar Flemish Bight, disekitar Intra Upper Pliocene, dan bagian barat Mid Miocene. Metode atribut seismik adalah suatu metode yang mendefinisikan karakterisasi data seismik secara kuantitatif dan deskriptif. Atribut amplitudo sebagai atribut dasar dari tras seismik dapat memetakan distribusi dari reservoir , karena pada umumnya biasanya pada daerah karbonat memiliki amplitudo yang lebih tinggi dibandingkan dengan daerah yang didominasi dengan batu serpih. Atribut yang digunakan adalah atribut amplitudo rms, amplitudo maksimum, dan amplitudo minimum.

Kata kunci: atribut seismik, amplitudo, karbonat, litologi

## ABSTRACT

Name : Mohamad Yunanda  
Study Program : Geophysics  
Title : *Seismic Amplitude Analysis for Reservoir Characterization of Field-X in North Sea, Netherland*

Analysis of seismic attribute is used to determine the distribution of lithologic reservoir. Analysis of seismic attributes has been applied to identify the prospect area of hydrocarbon reservoir which is unidentified using a conventional seismic data processing. Study area is located in the southern North Sea, the Netherlands, which is composed of clastic sedimentary systems with the structural characteristics of a complex fault system consisting of a large deposit system fluviodeltaic. Porosity reservoir in the area is quite high with values reaching 30% porosity. Source rocks in the field of X is derived from the Late Cretaceous era. Study conducted around the Flemish Bight, around Intra Upper Pliocene, and the western part of Mid Miocene. Seismic Attribute is a method to characterize seismic data both quantitatively and descriptively. Amplitude attribute as a basic attribute of the seismic trace can map the distribution of the reservoir, because in in areas of carbonate, it usually has a higher amplitude than areas dominated by shale. The selected attribute are rms amplitude attribute, maximum amplitude and minimum amplitude.

Keyword: seismic attribute, amplitude, lithology, carbonate

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS .....	ii
LEMBAR PENGESAHAN .....	iii
KATA PENGANTAR .....	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH .....	vi
ABSTRAK .....	vii
ABSTRACT .....	viii
DAFTAR ISI .....	ix
DAFTAR GAMBAR .....	xi
DAFTAR TABEL .....	xiii
<b>BAB 1. PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Studi .....	2
1.3 Batasan Studi .....	2
1.4 Metode Studi .....	2
1.5 Sistematika Penulisan .....	4
<b>BAB 2. TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI</b>	
2.1 Geologi Regional .....	5
2.2 Stratigrafi .....	6
<b>BAB 3. TEORI DASAR</b>	
3.1 Gelombang Seismik .....	10
3.1.1 Konsep Seismik Refleksi .....	10
3.1.2 Impedansi Akustik .....	12
3.1.3 Koefisien Refleksi .....	13
3.1.4 Tras Seismik .....	14
3.1.5 <i>Wavelet</i> .....	15
3.1.6 Polaritas .....	16
3.1.7 Seismogram Sintetik .....	17
3.1.8 Checkshot .....	17
3.2 Sifat Fisis Batuan .....	18
3.2.1 Porositas .....	18
3.2.2 Densitas .....	18
3.2.3 Permeabilitas .....	19
3.3 Seismik Atribut .....	20
3.4 Indikator Hidrokarbon Langsung (DHI) .....	23

## **BAB 4. DATA DAN PENGOLAHAN DATA**

4.1 Persiapan Data.....	25
4.2 Pengolahan Data.....	27
4.2.1 Korelasi Sumur .....	27
4.2.2 <i>Well Seismic Tie</i> .....	29
4.2.3 <i>Picking Horizon</i> .....	30
4.2.4 <i>Picking Sesar</i> .....	32
4.2.5 Interpretasi Seismik .....	32
4.2.6 Pembuatan Peta Struktur Waktu .....	33
4.3 Atribut Amplitudo Seismik .....	34
4.3.1 Ekstraksi Atribut Seismik .....	34
4.3.2 Crossplot Atribut dengan Porositas.....	36

## **BAB 5. HASIL DAN PEMBAHASAN**

5.1 Hasil Analisa Geologi .....	38
5.2 Analisa Log Sumur.....	39
5.3 Analisa Peta Struktur waktu .....	41
5.4 Analisa Atribut Amplitudo .....	42
5.5 Analisa Crossplot dengan Porositas .....	45

## **BAB 6. KESIMPULAN DAN SARAN**

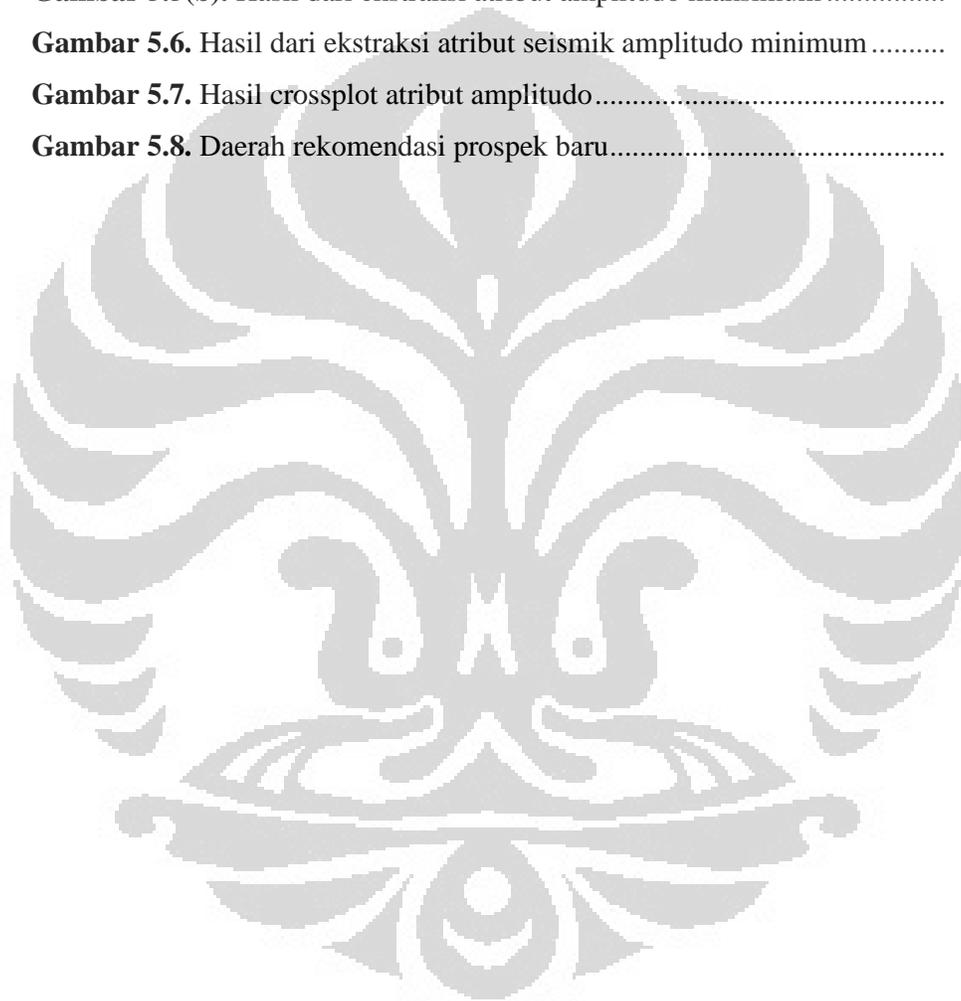
6.1 Kesimpulan .....	48
6.2 Saran.....	48

## **DAFTAR ACUAN**

## DAFTAR GAMBAR

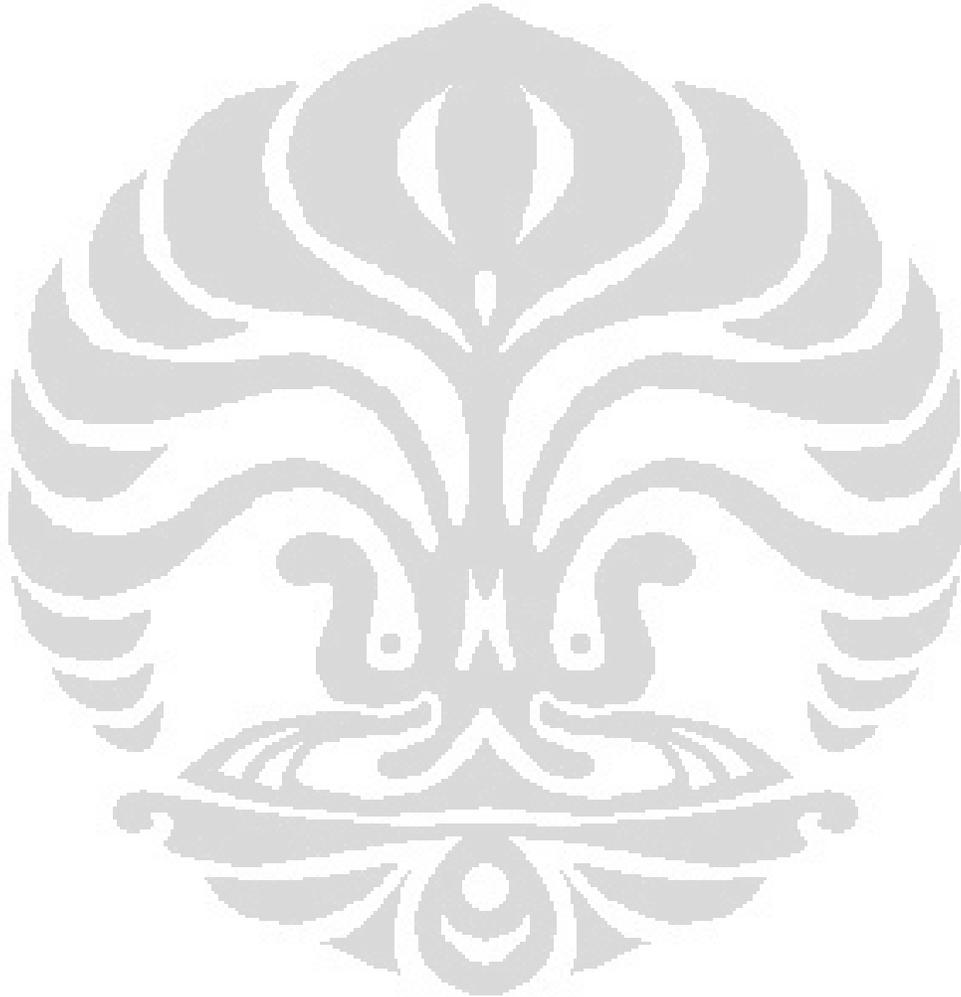
<b>Gambar 1.1.</b> Diagram alir studi .....	3
<b>Gambar 2.1.</b> Daerah penelitian lapangan X laut utara Netherland .....	6
<b>Gambar 2.2.</b> Kolom stratigrafi lapangan X .....	9
<b>Gambar 3.1.</b> Proses seismik refleksi .....	10
<b>Gambar 3.2.</b> Peristiwa refleksi dan refraksi gelombang .....	12
<b>Gambar 3.3.</b> Ilustrasi proses penghasilan tras seismik .....	14
<b>Gambar 3.4.</b> Jenis-jenis wavelet .....	15
<b>Gambar 3.5.</b> Polaritas normal dan polaritas <i>reverse</i> .....	16
<b>Gambar 3.6.</b> Seismogram sintetik .....	17
<b>Gambar 3.7.</b> Survei <i>Checkshot</i> .....	18
<b>Gambar 3.8.</b> Klasifikasi Atribut Seismik .....	20
<b>Gambar 3.9.</b> Perhitungan amplitudo RMS .....	21
<b>Gambar 3.10.</b> Perhitungan amplitudo absolute minimum .....	22
<b>Gambar 3.11.</b> Perhitungan amplitudo absolute maksimum .....	22
<b>Gambar 3.12.</b> Bright spot di lap X laut utara , Netherland .....	24
<b>Gambar 4.1.</b> Data seismik 3D dalam tampilan <i>Inline</i> maupun <i>Crossline</i> .....	25
<b>Gambar 4.2.</b> Penampang seismik inline 456 dalam tampilan 2D .....	26
<b>Gambar 4.3.</b> Distribusi sumur terhadap wilayah survei seismic .....	26
<b>Gambar 4.4.</b> Hasil korelasi log sumur F02-1 dan F03-4 .....	28
<b>Gambar 4.5.</b> Well Seismic Tie sumur F02-1 .....	30
<b>Gambar 4.6.</b> Proses picking sesar & horison pada Inline 300 .....	31
<b>Gambar 4.7.</b> Peta struktur waktu .....	33
<b>Gambar 4.8.</b> Amplitudo RMS window 10 ms dibawah horizon .....	34
<b>Gambar 4.9.</b> Amplitudo maksimum window 10 ms dibawah horizon .....	35
<b>Gambar 4.10.</b> Amplitudo minimum window 10 ms dibawah horizon .....	35
<b>Gambar 4.11.</b> Crossplot amplitudo RMS .....	36
<b>Gambar 4.12.</b> Crossplot amplitudo maksimum .....	37

<b>Gambar 4.13.</b> Crossplot amplitudo minimum .....	37
<b>Gambar 5.1.</b> Acoustic blanking yang terlihat di Inline 289.....	38
<b>Gambar 5.2.</b> Brightspot pada Inline 190.....	39
<b>Gambar 5.3.</b> Penentuan zona interest pada sumur F02-1 .....	40
<b>Gambar 5.4.</b> Peta time struktur dalam bentuk 2D .....	41
<b>Gambar 5.5(a).</b> Hasil dari ekstraksi atribut amplitudo RMS.....	43
<b>Gambar 5.5(b).</b> Hasil dari ekstraksi atribut amplitudo maksimum .....	44
<b>Gambar 5.6.</b> Hasil dari ekstraksi atribut seismik amplitudo minimum .....	44
<b>Gambar 5.7.</b> Hasil crossplot atribut amplitudo.....	46
<b>Gambar 5.8.</b> Daerah rekomendasi prospek baru.....	47



## DAFTAR TABEL

**Tabel 4.1.** Parameter dan ketersediaan data sumur..... 27



# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Teknologi seismik eksplorasi adalah metode geofisika yang sering digunakan dalam menentukan keberadaan minyak dan gas di bawah permukaan bumi, tetapi seiring dengan kenyataan bahwa minyak dan gas adalah energi yang tidak terbarukan, keberadaan minyak dan gas bumi saat ini semakin sulit ditemukan. Kebutuhan manusia terhadap sumber energi yang juga setiap tahun terus meningkat hal itu dikarenakan keterbatasan ide manusia dalam menentukan reservoir hidrokarbon sehingga menimbulkan masalah-masalah baru yang harus segera dianalisis dan dicari penyelesaiannya.

Oleh karena itu manusia diharuskan mengeluarkan segala kemampuannya untuk mengembangkan teknologi-teknologi baru terutama teknologi eksplorasi seismik dalam menentukan penyebaran minyak dan gas bumi, karena minyak dan gas bumi merupakan sumber energi yang sering digunakan dewasa ini. Selain secara vertikal, data keadaan bawah bumi secara lateral juga dibutuhkan, oleh karena itu dukungan dari teknologi seismik eksplorasi sangatlah dibutuhkan.

Salah satu metode seismik yang dimanfaatkan untuk mengkarakterisasi reservoir adalah analisa atribut, dimana analisa atribut ini menggunakan seluruh informasi yang diperoleh dari data seismik, baik secara pengukuran langsung maupun dengan perhitungan dan alasan-alasan berdasarkan pengalaman (Taner, 1979).

Integrasi atribut seismik dan sifat-sifat fisika batuan merupakan metode efektif untuk memberikan informasi geologi bawah permukaan termasuk dalam menentukan litologi lapisan dan mengindikasikan parameter akumulasi gas dan fluida yang dapat digunakan untuk usulan lokasi prospek minyak dan gas bumi.

## 1.2 Tujuan Studi

Tugas Akhir ini bertujuan untuk :

1. Mempelajari dan memahami prinsip atribut seismik secara lebih mendalam.
2. Mengkarakterisasi reservoir berdasarkan analisa atribut amplitudo.
3. Melihat prospek baru di lapangan X, Laut Utara Netherland.

## 1.3 Batasan Studi

Pada studi ini pembatasan masalahnya ada pada :

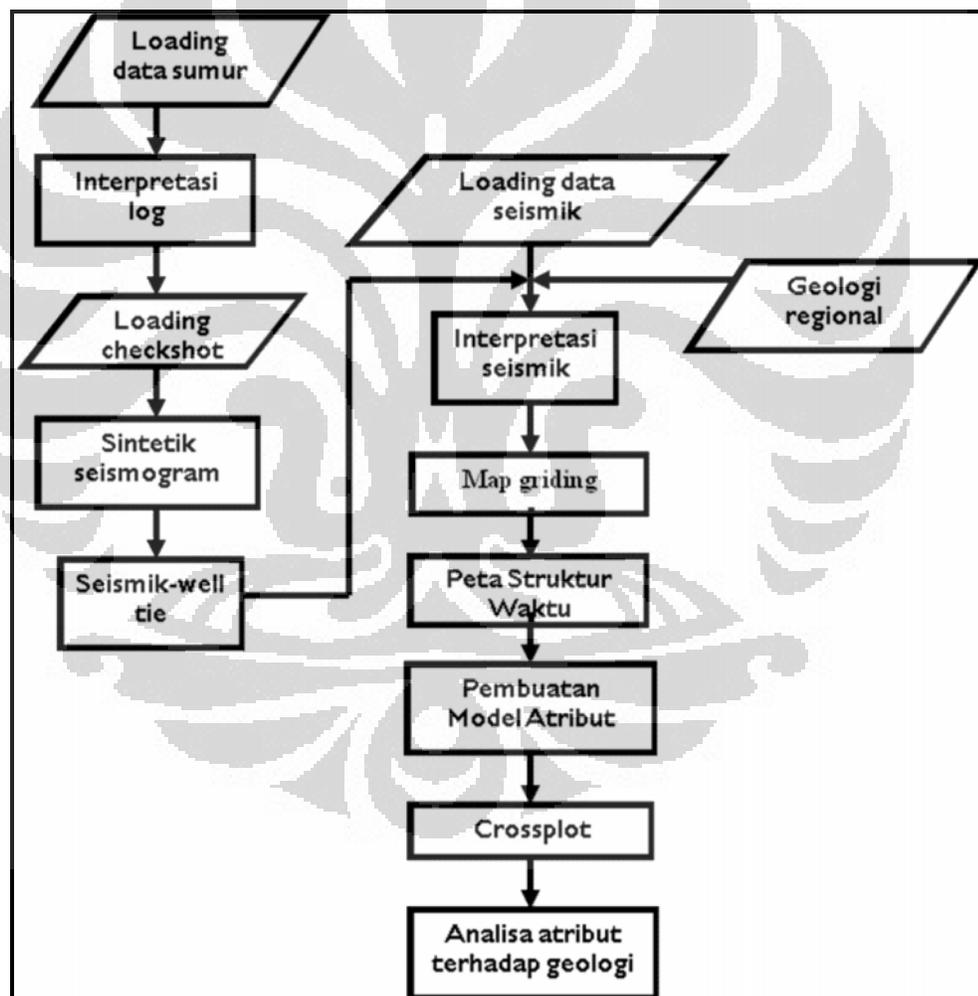
1. Penulis tidak melakukan pengukuran ke lapangan.
2. Penelitian hanya di fokuskan pada seberapa besar prospek *reservoir* yang ada pada daerah penelitian lapangan X, Laut Utara Netherland
3. Penelitian ini menggunakan 2 sumur dengan data log yang tersedia berupa *gamma ray*, *sonic*, densitas, porositas, *resistivity* dan *sonik*
4. Data *checkshot* sudah ada dalam data sumur.
5. Atribut yang digunakan pada studi ini adalah atribut amplitudo rms, amplitudo maksimum dan amplitudo minimum.

## 1.4 Metodologi Studi

Alur kerja penelitian yang penulis lakukan tergambar pada **Gambar 1.1**. Persiapan awal adalah menyiapkan data awal berupa data seismik, data log sumur, dan data *checkshot* yang telah tersedia bersama data sumur. Kemudian data tersebut di load disertai dengan setting parameter yang ada agar data seismik dapat terbaca dengan baik. Lalu dianalisis untuk nantinya menentukan zona interest reservoir yang akan diproses. Setelah itu tiap sumur dikorelasi dengan melihat dari log gamma ray, dan dipisahkan lapisan shale dan nonshale nya, kemudian dibuat seismogram sintetiknya. Lalu dilakukan seismic well tie yaitu proses pengikatan data sumur dan data seismik dilakukan dengan menggunakan data checkshot yang telah ada digabung dengan sintetic seismogram.

Selanjutnya dilakukan analisis dari karakter batuan untuk menentukan karakter batupasir di daerah reservoir. Setelah karakterisasi batuan didapat, lalu dilakukan picking horizon dan fault dilakukan pada saat proses interpretasi seismik dengan juga menggunakan data geologi panduan yang didapat dari literatur. Hasil yang didapat digunakan untuk mendapatkan dan penghitungan *bulk volume* reservoir dengan metode volumetrik.

Secara garis besar, metode yang dilakukan pada studi ini digambarkan pada diagram alir pada gambar 1 di bawah ini.



Gambar 1.1. Diagram alir penelitian

## 1.5 Sistematika Penulisan

Untuk memberikan gambaran umum mengenai skripsi ini, dilakukan penyusunan sistematika penulisan yang akan dijelaskan sebagai berikut :

Bagian pertama dari skripsi ini terangkum dalam **Bab I**, dalam bab ini akan dijelaskan mengenai hal-hal yang melatarbelakangi dilakukannya penelitian ini, tujuan yang hendak dicapai setelah studi analisis selesai dilakukan, pembatasan masalah, metode yang telah dilakukan pada studi ini serta sistematika penulisan.

Pembahasan berikutnya akan dijelaskan pada **Bab II**, bab ini berisi tentang penjelasan geologi regional dan tinjauan stratigrafi daerah studi termasuk nama dan jenis formasi di daerah lapangan X laut utara Netherland.

Penjelasan mengenai teori dasar yang dilakukan dalam studi ini akan dijabarkan dalam **Bab III**, berisi tinjauan pustaka yang meliputi teori dasar seismik eksplorasi, sifat fisis batuan yang mempengaruhi interpretasi, proses korelasi sumur, well tie, proses picking horizons, dan *seismic attribute* .

Pembahasan proses dari keseluruhan isi studi ini terdapat pada **Bab IV**, pada bab ini akan dijabarkan proses dari interpretasi seismik itu sendiri. Data data awal yang harus dipersiapkan, parameter yang digunakan, dan ketersediaan data seismik serta langkah langkah pengerjaan proses studi ini akan dijelaskan pada bab ini.

Pada **Bab V** akan dijabarkan berbagai hasil dari proses studi yang dilaksanakan. Sebagai bagian akhir dari penulisan skripsi ini diberikan beberapa kesimpulan yang diperoleh dari keseluruhan kajian studi ini, dimana keseluruhan hal tersebut akan terangkum dalam **Bab VI**.

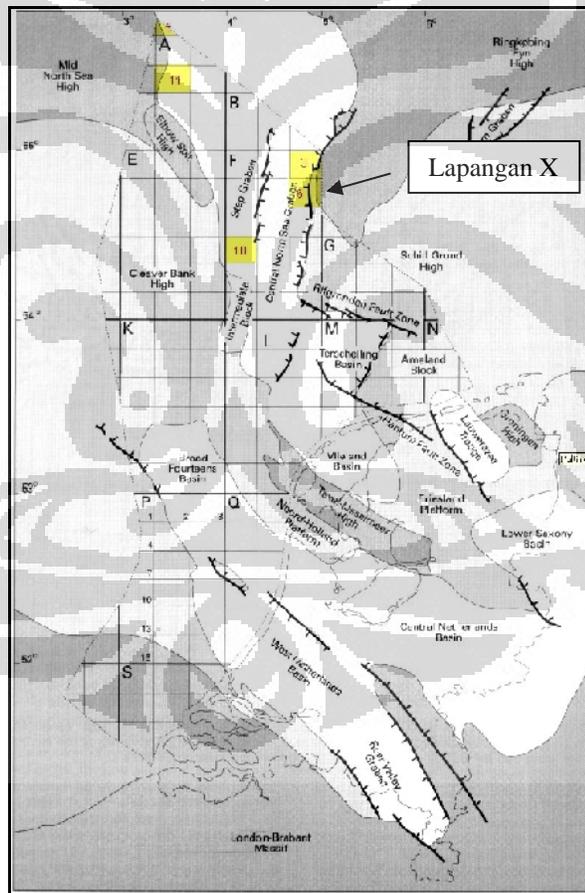
## BAB 2

### TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI

#### LAPANGAN X

##### 2.1 Geologi Regional

Lapangan X terletak di utara perairan Belanda . Perlipatan sigmoidal berskala besar yang mudah terlihat, dan terdiri dari endapan sistem fluviodeltaic besar yang menguras sebagian besar wilayah Laut Baltik. Bagian deltanya mengandung sand dan shale, dengan keseluruhan porositas yang cukup tinggi (20% - 30%).



Gambar 2.1. Daerah penelitian lapangan X (Schroot, 2003)

## 2.2 Stratigrafi

Basin sedimen Southern North Sea dalam skala besar dapat terlihat sebagai basin yang didominasi oleh retakan sepanjang hampir di seluruh Mesozoic dengan sag phase post rift Cenozoic. Keretakan sudah dimulai di Triassic, dan terpusat di Jurassic dan awal Cretaceous dengan fasa fasa penambahan panjang tektonik Kimmerland yang terhubung pada lautan Atlantik. Peretakan aktif diikuti oleh post-rift sag phase dari Late Cretaceous sampai saat ini, yang mana kebanyakan terkarakterisasi oleh tektonik quiescence dan subsidence dari basin, dengan pengecualian dari beberapa pulsa compressional tektonik selama Late Cretaceous dan Tertiary. Pada saat hampir semua fasa post-rift basin terakumulasi kemenerusan sedimen yang sangat besar dan tebal.

Didalam basin sedimen ini, batuan batuan source rock yang paling menonjol adalah Coalbed Westphalian untuk gas, dan shale Lower Jurassic Posidonia untuk minyaknya. Pulsa tektonik regional terakhir adalah pada saat Mid-Miocene, hasilnya dapat dilihat pada saat ketidakselarasan Mid-Miocene. Permukaan ini sekarang terkubur pada kedalaman 1000 – 1500 meter. Lapisan sedimen sesuai dengan shallow gas yang ada pada clastic sedimentary sequences yang terdeposisi setelah Mid-Miocene.

Dari akhir Miocene menuju ke unit seismo-stratigraphic yang berjumlah besar merepresentasikan sistem fan delta yang kompleks, yang berasosiasi pro delta deposits, meningkat secara bertahap menjadi sebuah fluvial delta dan dataran alluvial, yang terprogradasi dari timur menuju ketidakselarasan Mid-Miocene. Unit-unit berbentuk kapak ini mewakili materi dari Baltic River System yang umumnya mengandung pasir kuarsa yang matang, butiran kasar dan berubah kerikil di daerah timur, dan menjadi lebih halus mengarah ke barat, dekat dengan Central Graben dan mengecil ke arah barat dan timur. Pendangkalan bertahap areanya berlangsung seiring berjalannya waktu. Fluktuasi perubahan permukaan laut berlangsung bersamaan dengan pergerakan tektonik dan shifting depocenters yang menghasilkan regresif dan endapan transgresif, dikombinasikan di perputaran sedimen. Didalam perputaran

seperti itu, marine facies tersitusasikan ke arah barat dari terrestrial facies (belakangan, dari akhir bagian Pleistocene terbaru berubah menjadi barat laut vs tenggara). Hanya pada daerah Pliocene - Pleistocene yang terletak di selatan paling ujung terpapar endapan Tertiary yang lebih tua. Pada daerah yang sama endapan berbentuk karang menjadi endapan yang paling lokal di waktu Pliocene-Pleistocene, mirip dengan outcropping di Anglia Timur di Kamerun. Garis pantai ter shift balik dan seterusnya melewati Laut Utara Netherland dan mengelilingi area area dari bagian akhir Pliocene dan seterusnya mengarah ke macam macam jenis environments sedimen dan variasi besar butiran batu.

Di bagian selatan dari sektor Netherland, tempat asal materiak klastik Pleistocene adalah dari bagian tenggara atau selatan, jarang yang berasal dari bagian barat. Bagian terbaru dari garis pantai Early Pleistocene dan bagian awal mula dari Middle Pleistocene kebanyakan terletak di sektor utara Netherland. Bagaimanapun juga, transgresi sekali sekali terjadi, menginterupsi kondisi permukaan endapan yang telah ada sebelumnya, mencapai selatan jauh seperti pantai utara Dutch yang sekarang. Sedimen yang ada dominan dengan kandungan pasir dengan sedikit lempung dan gambut. Dominan bentukan aliran dan continous reflectors sangat jarang. Sand yang berasal dari Rhine mencapai setengah daerah utara dari sektor Netherland.

Event glacial pertama yang langsung mengakibatkan kondisi endapan pada Netherland North Sea saat ini adalah Elsterian. Massa es Scandinavia dan British menyatu dan menyebar ke hampir seluruh sektor Netherland, hanya beberapa daerah yang bebas es. Kondisi sedimen berubah semuanya : sungai glacial sampai kedalaman 400 m tergali, kebanyakan jalur Timur-Barat melintasi sektor Netherlands antara 53° dan 54° 20'N. Sedimen biasanya mengandung endapan planar dari clay glacial dan outwash berpasir, basal kasar pengisi yang terlamnasi di bagian atasnya, batuan berlempung, endapan lacustrine dengan batuan berlempung dan endapan berpasir yang berhubungan dengan transgresi di atas. Isian es mempengaruhi patahan yang akan muncul dan salt tectonics, selagi glacial channel mengganggu kemenerusan sedimen dan membuka jalur untuk gas dan fluida lewat. Blokade oleh es di area North Sea mengakibatkan pengalihan oleh sungai yang mengalir ke utara yang telah

ada sebelumnya ke arah barat melewati Dover Straits dan terus mengarah ke Gulf of Biscay.

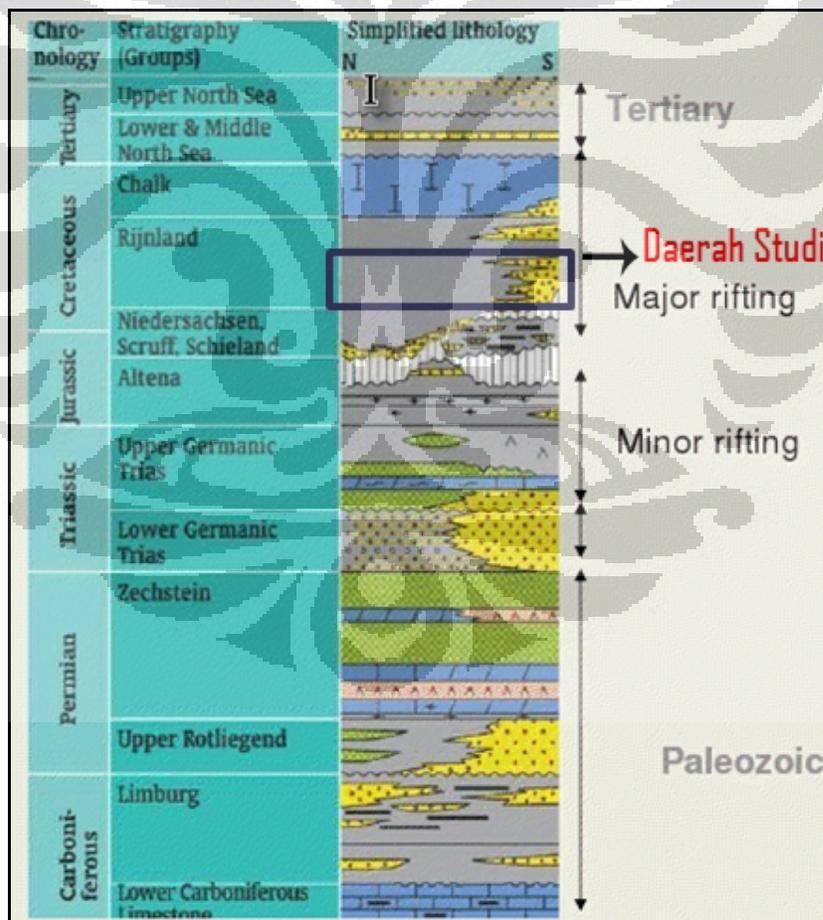
Holsteinian dan transgresi subsequent menghasilkan lebih banyak sektor Netherlands dalam lembaran pasir laut transgresi dengan clays yang terdapat di batas dari transgresi tersebut. Daratan yang terdapat di batasan es Elsterian sebelumnya terhapus secara bertahap. Glasiasi subsequent Saalian membawa es Skandinavia ke bagian timur dari sektor Netherlands, glacial clays dan berpasir dan hamparan outwash. Glacial channels lebih sedikit dan lebih dangkal, tetapi tekanan dari es dan tongue basin yang lebih umum. Transgresi Eemian berikutnya lagi menghasilkan pasir transgresi. Penurunan permukaan laut pada akhir Eemian interglacial yang berkombinasi dengan sisa-sisa dari morfologi dasar laut yang terkondisi secara glacial menghasilkan seperti endapan clay pada saat terjadi depresi, yang terbesar yang berpusat disekitar Brown Ridge. Lembaran plastik clay ini dapat bertahan di dekat gas. British ice dari glacial yang termuda, Weichselian, yang menutupi utara barat dari sektor Netherland North Sea menghasilkan kebanyakan bersifat tanah liat, berpasir, dan endapan glacial berkerikil dan glacial channels. Dogger Bank mengandung ketebalan glacial sands yang cukup dan di remodel oleh transgresi setelahnya. Di lain tempat, di luar batas es, tiupan sesekali angin berpasir yang bertiup dan bekas daerah aliran sungai dapat ditemukan. Isi dari glacial ataupun fluvial channel ini dapat berisikan gas yang sudah terdispersi.

Interglacial yang ada saat ini, formasi Holocene, sektor Netherland yang mengakibatkan endapan menyebar, tebal, berlumpur, ber lagoon, yang terletak di banyak tempat oleh hamparan pasir transgresif di dasar laut. Di selatan, pasir masih ditransportasikan ke arah utara, di tempat lain pasir dasar laut mengandung glacial sand. Depresi besar berbentuk piringan diantara Dogger Bank dan Frisian Island memiliki pasir yang berlumpur dan lumpur di dasar lautnya. Pasir yang terhampar langsung dibawah sedimen berlumpur didasar laut ini, menunjukkan adanya bukti gas yang terdispersi.

Petroleum sistemnya : Source rock dari hidrokarbon di bagian Netherland dari Southern North Sea basin adalah Upper Carboniferous coal beds dan Lower Jurassic

Posidonia shale. Pada studi daerah selatan dari sector Laut Utara Netherland, potensial source rock terdapat di dalam sekuens Kimmeridgian-Ryazanian. Termasuk shales dari formasi Middle Graben dan Clay Deep Formation bituminous, yang mengandung kerogen.

North sea basin yang sekarang terlihat sebagai basin sedimen yang didominasi rifting selama masa Mesozoic, dengan percepatan aktivitas rifting pada transisi dari Jurassic ke Cretaceous dan yang mana dasarnya adalah post-rift sag phase selama masa Cenozoic. Biasanya rifting atau thermal subsidence di interupsi oleh event tektonik kompresional, seperti yang terjadi pada fasa deformasi alpine. Salt tektonik biasanya terlibat dalam pergerakan evaporasi Permian Zechstein, yang telah berperan penting dalam pembentukan basin tersebut.



Gambar 2.2 Kolom stratigrafi lapangan X

## **BAB 3**

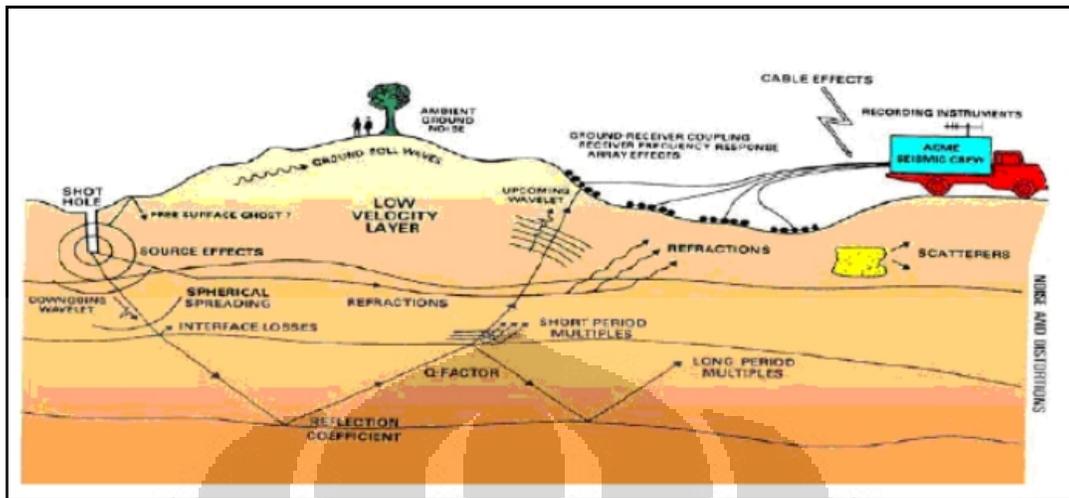
### **TEORI DASAR**

#### **3.1 Gelombang Seismik**

##### **3.1.1 Konsep Seismik Refleksi**

Metode seismik refleksi merupakan sebuah metode geofisika yang memanfaatkan gelombang pantul dari batuan yang berada di bawah permukaan. Caranya yaitu dengan mengirimkan gelombang akustik yang dikirimkan ke dalam bumi, lalu gelombang yang telah dikirimkan nantinya akan dipantulkan oleh bidang batas antar lapisan batuan ke permukaan. Gelombang yang dipantulkan ke permukaan ini diterima dan direkam oleh alat perekam yang disebut *geophone* (di darat) atau *hydrophone* (di laut), (Badley, 1985). Data yang didapatkan dari pengukuran seismik adalah waktu tempuh gelombang. Dari data tersebut kita akan mendapatkan kecepatan rambat gelombang. Selain hal tersebut variabel lain yang dapat dimanfaatkan ialah amplitudo, frekuensi dan fasa gelombang. Metode seismik refleksi dimanfaatkan untuk keperluan eksplorasi perminyakan ataupun mendeteksi struktur per lapisan tanah. Contoh dari survei metode seismik ini terdapat pada **Gambar 3.1**.

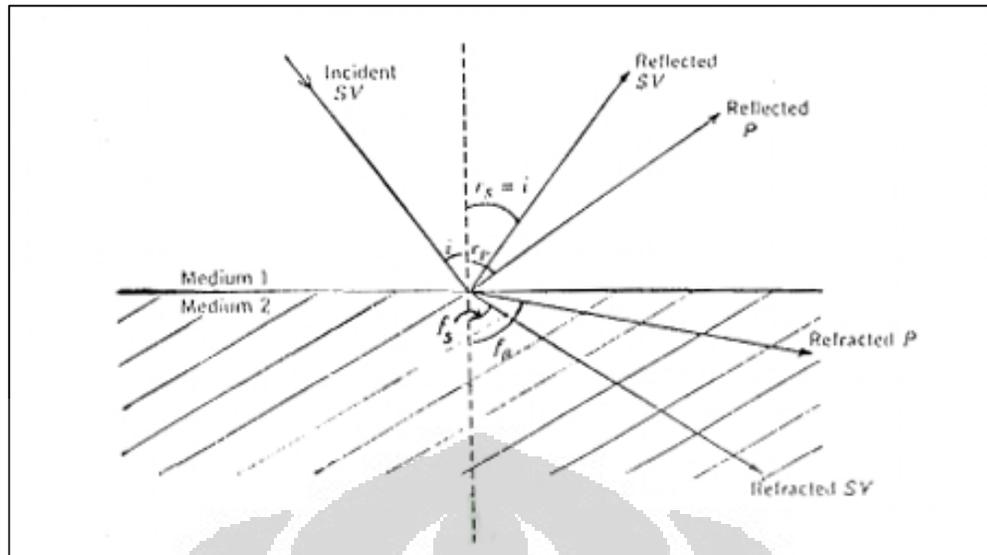
Gelombang seismik merambat ke dalam bumi sebagai gelombang elastik. Kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang elastik ini disebut sebagai impedansi akustik. Seismik refleksi akan terbentuk jika ada perubahan impedansi akustik yang merupakan fungsi dari kecepatan dan densitas batuan. Ketika gelombang seismik melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya, gelombang akan ada yang direfleksikan kembali ke permukaan dan ada juga yang diteruskan merambat ke bawah permukaan bumi. Dalam seismik refleksi, analisa dipusatkan pada energi yang diterima setelah getaran awal diberikan. Secara umum, sinyal yang dicari adalah gelombang-gelombang yang terpantulkan dari semua *interface* antar lapisan di bawah permukaan.



Gambar 3.1. Proses Seismik Refleksi (Brown,2004)

Penjalaran gelombang seismik mengacu Hukum Snellius yang dikembangkan dari Prinsip Huygens, Hukum Snellius pada dasarnya menjelaskan perubahan arah berkas seismik apabila gelombang seismik menjalar melewati lapisan batuan dengan kuantitas yang berbeda beda. Perubahan arah ini akan diwujudkan dalam bentuk gelombang pantul (refleksi) maupun dalam gelombang bias (refraksi). Prinsip ini juga menyatakan bahwa sudut pantul dan sudut bias merupakan fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang.

Untuk lebih memperjelas pemahaman tentang hukum Snellius, dalam gambar 3.2 diperlihatkan sebuah pemantulan dan pembiasan gelombang – SV ketika melintasi bidang batas antara medium 1 dan medium 2. Dari gambar tersebut ditunjukkan bahwa, ketika melintasi bidang batas, gelombang SV akan terpantulkan sebagai gelombang refleksi SV dan juga disaat bersamaa akan dibiaskan oleh bidang batas sebagai gelombang refraksi SV. Lalu juga akan dimunculkan gelombang refleksi P dan gelombang refraksi P. Hal ini merupakan karakteristik dari gelombang SV apabila melewati bidang batas dengan kontras elastisitas.



Gambar 3.2 Peristiwa refleksi dan refraksi gelombang (Stacey, 1977)

Lintasan gelombang tersebut mengikuti Hukum Snellius, yang ditunjukkan pada persamaan 3.1.

$$\frac{\sin i}{V_{S_1}} = \frac{\sin r_s}{V_{S_1}} = \frac{\sin r_p}{V_{P_1}} = \frac{\sin f_s}{V_{S_2}} = \frac{\sin f_p}{V_{P_2}} = P \quad (3.1)$$

### 3.1.2 Impedansi Akustik

Akustik Impedansi didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, Impedansi akustik (IA) merupakan hasil kali antara densitas ( $\rho$ ) dan kecepatan ( $V$ ). Acoustic Impedance mencerminkan kondisi densitas dan velocity batuan yang mencerminkan karakteristik batuan itu sendiri. Semakin keras suatu batuan maka Impedansi akustiknya semakin besar pula, sebagai contoh: batupasir yang sangat kompak memiliki Impedansi Akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batu lempung. IA dapat digunakan sebagai

indikator lithologi ataupun porositas batuan. Secara matematis persamaan IA dapat dituliskan :

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

Harga IA lebih dipengaruhi oleh kecepatan dibandingkan dengan densitas batuan karena orde nilai kecepatan lebih besar daripada orde nilai densitas. Kecepatan rambat gelombang akan bertambah seiring bertambahnya kompaktitas batuan, sedangkan frekuensi akan berkurang akibat adanya efek atenuasi.

### 3.1.3 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan hasil dari dua per lapisan yang memiliki kontras IA yang berbeda. Perubahan harga IA antar per lapisan batuan diinterpretasikan pada penampang seismik. Harga IA ini didapat dari nilai amplitudo refleksinya.

Ketika gelombang seismik melalui dua media yang memiliki kontras IA maka sebagian energinya akan dipantulkan. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi datang pada keadaan normal dituliskan dalam persamaan :

$$R_i = \frac{IA_{i+1} - IA_i}{IA_{i+1} + IA_i} \quad (3.3)$$

dengan :

$IA_i$  = Impedansi Akustik Lapisan ke-i

$IA_{i+1}$  = Impedansi Akustik Lapisan ke-i +1

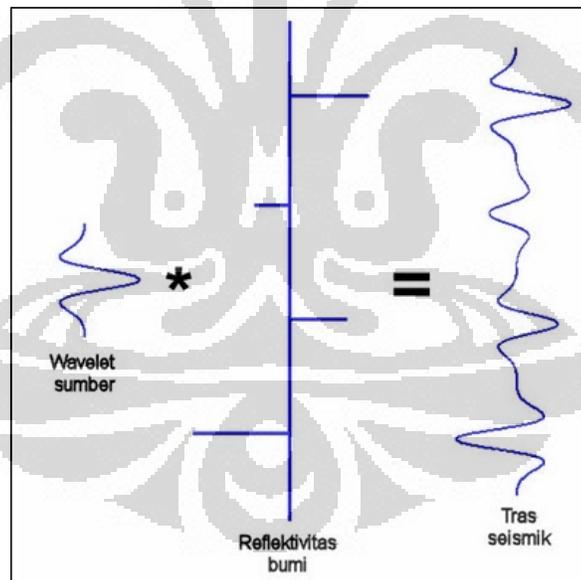
$R_i$  = Koefisien Refleksi (KR) ke-i

### 3.1.4 Tras Seismik

Tras seismik mencerminkan respon dari medan gelombang elastik terhadap kontras impedansi akustik (reflektivitas) pada batas lapisan antara 2 jenis batuan. Tras seismik juga merupakan hasil dari konvolusi reflektivitas bumi dan wavelet. Dapat dituliskan dalam bentuk persamaan sebagai berikut :

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

dimana :  $S(t)$  = tras seismik  
 $W(t)$  = *wavelet* seismik  
 $r(t)$  = reflektivitas bumi, dan  
 $*$  = simbol dari operasi konvolusi



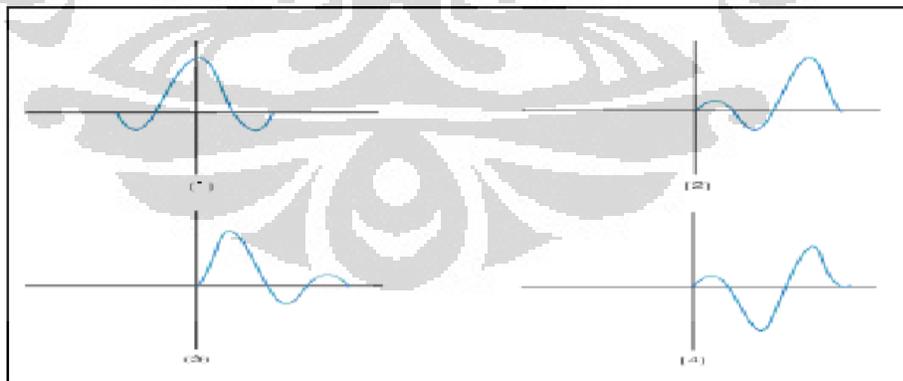
Gambar 3.3 Ilustrasi proses penghasilan tras seismik

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

### 3.1.5 Wavelet

Adalah gelombang kumpulan seismik yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan fasa. Wavelet merupakan gelombang yang menggambarkan keadaan reflektor di bawah tanah yang terekam oleh receiver (geofon). Terdapat empat macam jenis fase dalam wavelet, yaitu fase minimum (minimum phase), fase nol (zero phase), fase maksimum (maximum phase) dan fase campuran (mix phase). Berdasarkan konsentrasi energinya, *wavelet* dapat dibagi atas beberapa jenis (Sismanto, 1999):

1. *Zero phase*, *wavelet* berfase nol (disebut juga *wavelet* simetris), yaitu *wavelet* yang energinya terkonsentrasi pada titik referensi nol (*peak* pada batas *acoustic 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.

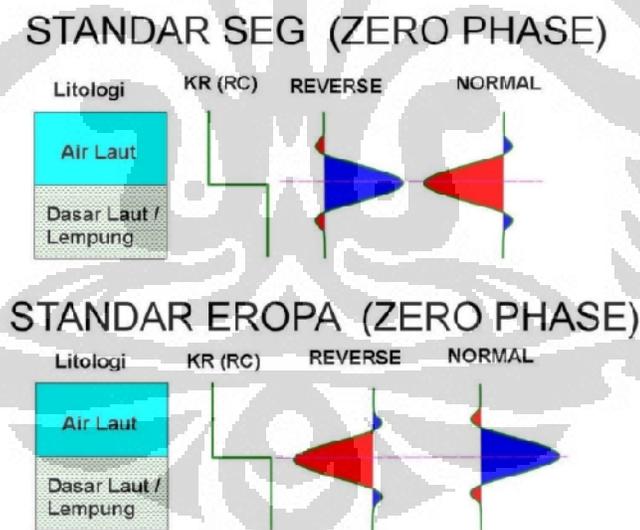


Gambar 3.4. Jenis-jenis wavelet (1) *Zero Phase Wavelet*; (2) *Maximum Phase Wavelet*; (3) *Minimum Phase Wavelet*; (4) *Mix Phase Wavelet* (telah diolah kembali dari Sukmono, 1999)

### 3.1.6 Polaritas

Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika  $Z_2 > Z_1$  maka akan didapatkan bentuk puncak (peak), dan akan mendapatkan palung (trough) jika  $Z_2 < Z_1$ . Karena terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam maka dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*). *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai :

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



Gambar 3.5 Polaritas normal dan polaritas *reverse* (Abdullah, 2007)

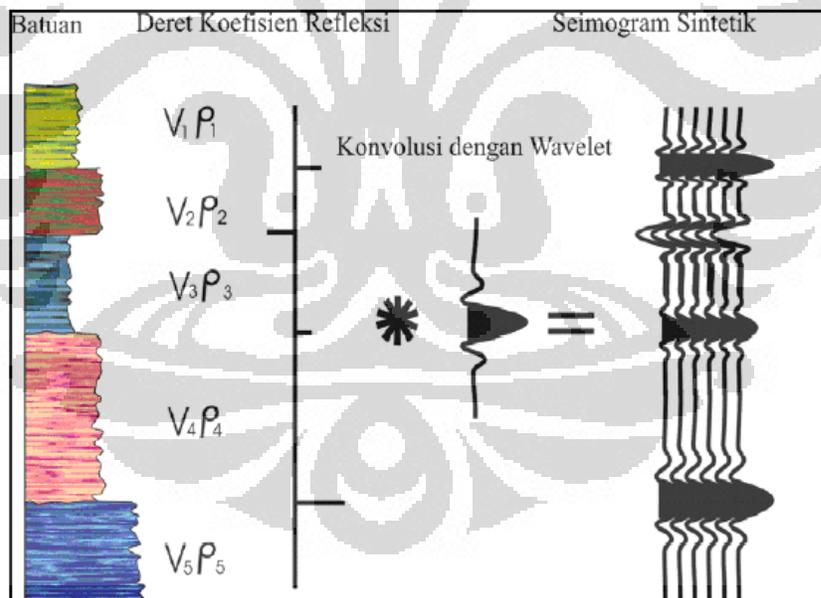
Pada polaritas normal, kenaikan impedansi akustik akan digambarkan sebagai lembah (trough) pada *trace* seismik, sedangkan pada polaritas negatif, kenaikan

impedansi akustik akan dilambangkan dengan puncak (*peak*) pada *trace* seismik (berdasarkan konvensi SEG, Yilmaz, O., 1990)

### 3.1.7 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data ini akan menghasilkan koefisien refleksi yang selanjutnya akan dikonvolusikan dengan wavelet dengan data. Sebaiknya wavelet yang digunakan mempunyai frekuensi dan band width yang sama dengan penampang seismik. Gelombang seismik akan dipantulkan pada setiap reflektor dan besar gelombang yang dipantulkan akan proporsional dengan besar KR.

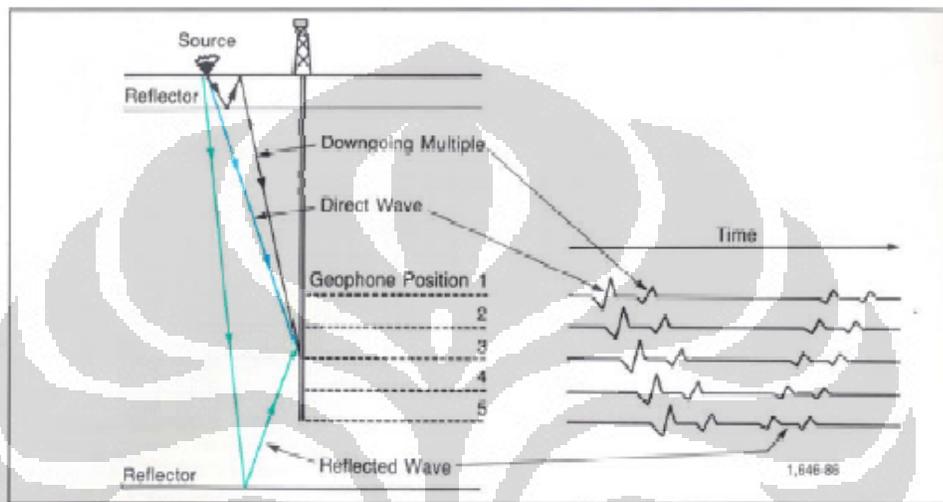
Seismogram sintetik berguna untuk mengkorelasikan informasi yang terkait dengan sumur (sifat fisis, litologi, kedalaman) dengan tras seismik. Sintetik juga berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap horizon.



Gambar 3.6. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan wavelet

### 3.1.8 Checkshot

Untuk mendapatkan korelasi antara domain waktu dan kedalaman maka diperlukan *checkshot*, hal ini diperlukan untuk nantinya dilakukan pengikatan data sumur terhadap data seismik. Cara kerja survei checkshot dapat dilihat di Gambar 3.5



Gambar 3.7. Survei *Checkshot* (Sukmono, 2007)

Kegunaan utama dari survei ini adalah mendapatkan time-depth-curve yang dimanfaatkan lebih lanjut untuk well seismic tie, penghitungan kecepatan interval, kecepatan rata-rata dan koreksi data sonik pada pembuatan seismogram sintetik.

## 3.2 Sifat Fisis Batuan

### 3.2.1 Porositas

Porositas adalah perbandingan antara volume pori-pori batuan dengan volume total seluruh batuan, dan biasanya porositas dinyatakan dalam persentase. Rumus porositas dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$\phi = \frac{V_{pori} - p_{ori}}{V_{total}} \times 100\% \quad (3.5)$$

Pada formasi batuan yang padat, tekanan dari batuan sekitarnya akan mengakibatkan butiran batuan penyusun menjadi menyatu (compact), hal ini menyebabkan nilai porositas rendah.) Sedangkan untuk formasi batuan yang kurang padat, besaran porositas biasanya tergantung dari volume butiran batuan penyusunnya, apabila butiran penyusunnya relatif seragam porositasnya kemungkinan baik. Porositas batuan yang baik adalah >20 %.

### 3.2.2 Densitas

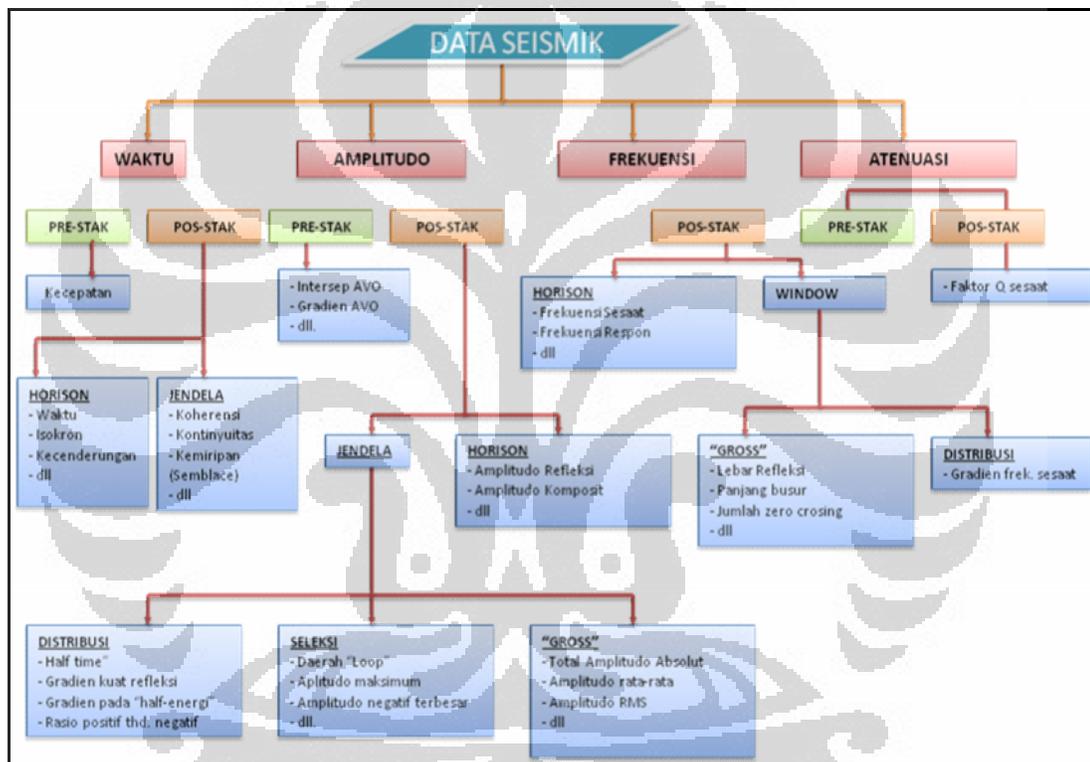
Densitas adalah perbandingan antara kerapatan massa dengan volume, atau perbandingan antara massa suatu batuan dengan volume batuan, dengan satuan ( $\text{kg}/\text{m}^3$ ). Densitas atau nilai kerapatan matriks merupakan rasio massa persatuan volume. Secara umum besarnya densitas suatu material dipengaruhi oleh beberapa faktor antara lain, banyaknya mineral atau presentasinya, komposisi kimia dan mineral, suhu dan tekanan

### 3.2.3 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).

### 3.3 Seismik Atribut

Dalam interpretasi data seismik diperlukan kemampuan untuk mencirikan beberapa perubahan atribut kecil yang dapat dihubungkan dengan keadaan geologi bawah permukaan. Turhan Taner mendefinisikan atribut sebagai seluruh informasi yang diperoleh dari data seismik, baik secara pengukuran langsung maupun dengan perhitungan dan alasan-alasan berdasarkan pengalaman. Sedangkan Brown membuat klasifikasi seperti terlihat pada **Gambar 3.8**



Gambar 3.8 Klasifikasi Atribut Seismik  
(Brown, 2000)

Amplitudo adalah atribut paling dasar dalam tras seismik. 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. Parameter-parameter seperti akumulasi gas dan fluida, gros litologi, ketidakselarasan,

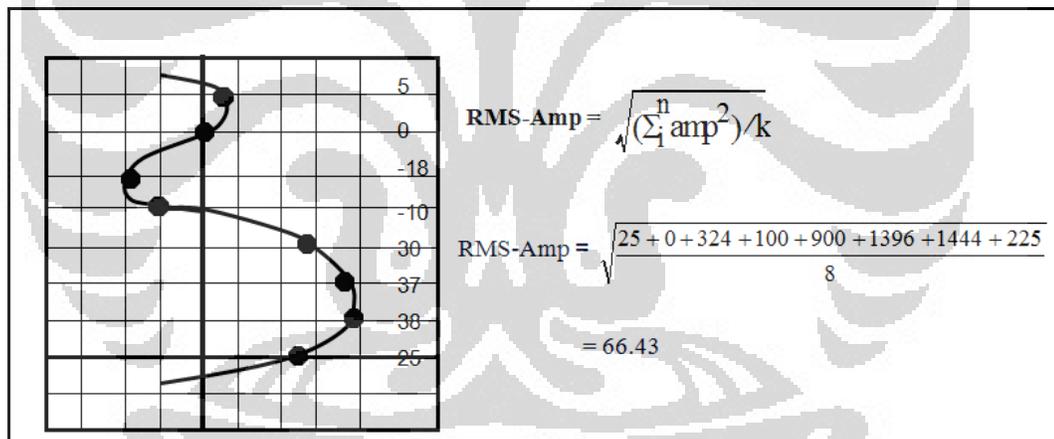
efek tuning, dan perubahan sequence stratigraphy dapat diidentifikasi oleh Atribut amplitudo. Oleh karena itu atribut amplitudo dapat digunakan untuk pemetaan fasies dan sifat reservoir.

Pada umumnya respon amplitudo memiliki nilai yang tinggi jika lingkungan tersebut merupakan batuan pasir dibandingkan dengan lingkungan yang merupakan serpih. Dengan demikian peta amplitudo dapat melihat perbedaan kontras lapisan batupasir batu serpih dengan lebih akurat.

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:

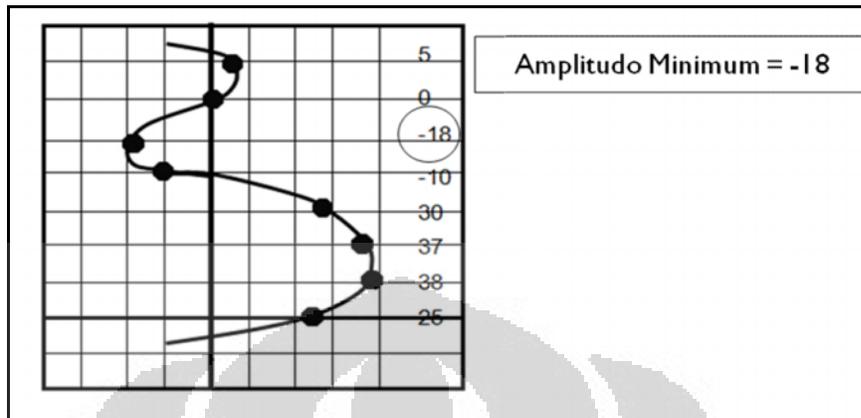
#### 1. Amplitudo RMS (*Root Mean Square Amplitude*)



Gambar 3.9 Perhitungan amplitudo RMS (Sukmono,2007)

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 Minimum

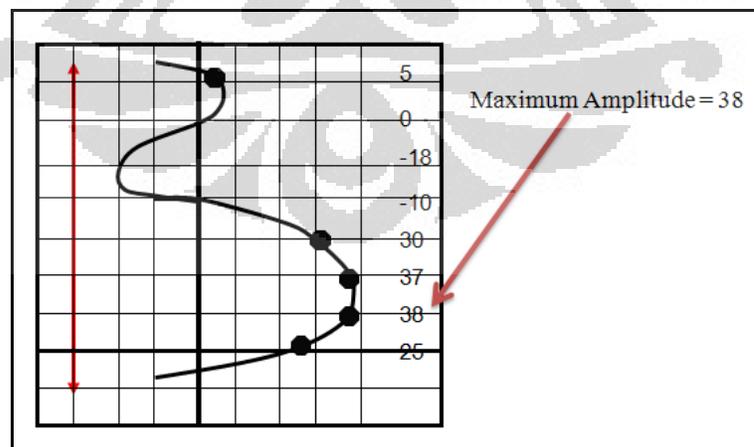


Gambar 3.10. Perhitungan amplitudo minimum (Sukmono,2007)

Nilai Amplitudo Minimum didapatkan dengan cara menghitung nilai palung terbesarnya.

## 3. Amplitudo Absolut Maksimum

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



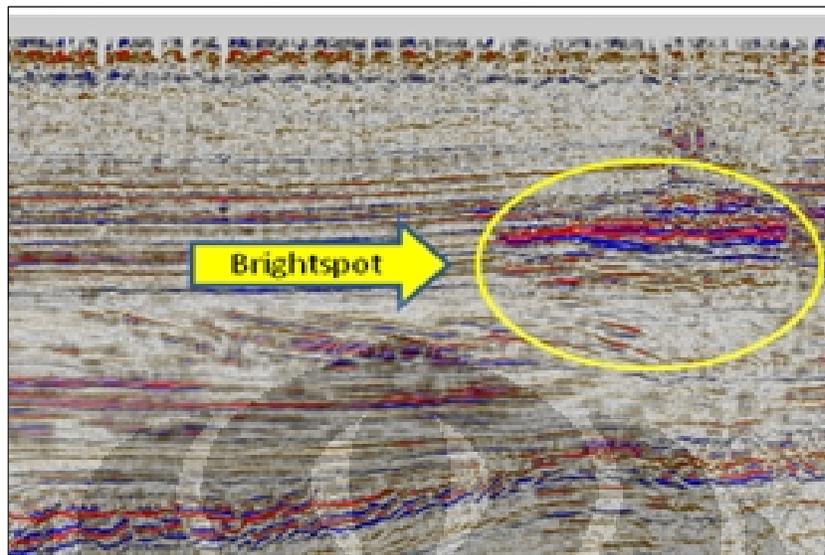
Gambar 3.11 Perhitungan amplitudo absolute maksimum (Sukmono,2007)

### 3.4 Indikator Hidrokarbon Langsung (*Direct Hydrocarbon Indicator*)

Indikator hidrokarbon langsung (*Direct Hydrocarbon Indicator* disingkat DHI) merupakan indikator adanya hidrokarbon dalam ruang pori batuan yang umumnya tampak pada penampang seismik. Mayoritas DHI berhubungan dengan resevoir gas daripada resevoir minyak karena efek sifat akustik gas pada ruang pori secara signifikan lebih besar daripada minyak (Brown, 1999). Jenis-jenis DHI yang terlihat sebagai anomali amplitudo (akibat kontras impedansi akustik) pada penampang seismik meliputi *brightspot*, *dim spot*. Anomali anomali tersebut dapat terlihat langsung pada data seismik.

Tidak semua *bright spot* disebabkan oleh gas. Batuan karbonat, intrusi batuan beku, lapisan tipis pada ketebalan *tuning*, dapat menghasilkan koefisien refleksi tinggi. Pada kasus batuan karbonat, intrusi batuan beku dan batuan lainnya yang mempunyai nilai impedansi akustik tinggi, koefisien refleksi akan menjadi positif (gas menghasilkan koefisien refleksi negatif) dan dapat dideteksi pada tampilan polaritas. Lapisan batubara dapat juga menghasilkan amplitudo tinggi dengan koefisien refleksi negatif (Badley, 1985).

Berkurangnya amplitudo karena adanya gas di dalam batu pasir atau reservoir disebut sebagai *dim spot*. *Dim spot* pada kasus kontak antara batu lempung dengan gas di dalam batupasir terkompaksi atau batu lempung dengan gas di dalam batuan karbonat biasanya akan mempunyai koefisien refleksi positif. Gas yang berada di dalam reservoir akan mempunyai nilai impedansi akustik yang relatif lebih besar dibandingkan batuan di atasnya. Gas pada reservoir menurunkan koefisien refleksi, menyebabkan reflektor top-reservoir menurunkan amplitudo dan menjadi kabur (*dim*).



Gambar 3.12 bright spot di lap X laut utara , Netherland

Dari **Gambar 3.12** menunjukkan contoh anomali brightspot yang terlihat pada lapangan X pada studi kali ini. Amplitudo terlihat meningkat dibanding daerah di sekitarnya. Kemungkinan brightspot ini menunjukkan indikasi adanya gas yang terperangkap diantara lapisan pasir dan batuan serpih. Koefisien gelombang seismik turun secara drastis dari puncak lapisan pengandung gas bila dibandingkan dengan koefisien refleksi dari lapisan-lapisan di sekitarnya.

## BAB 4 DATA DAN PENGOLAHAN DATA

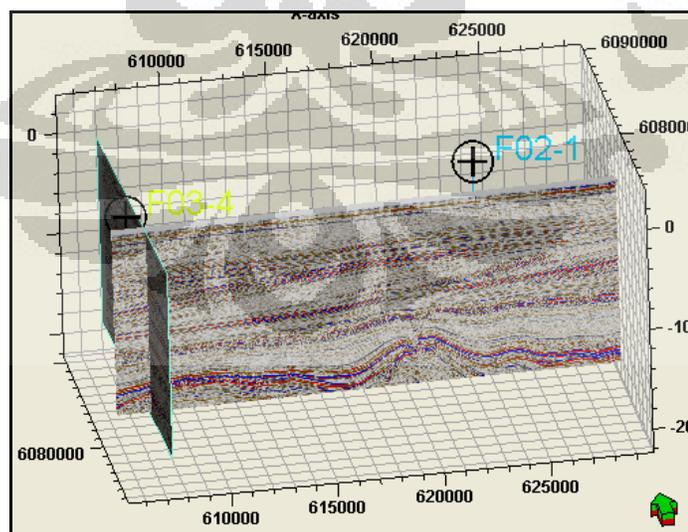
### 4.1 Persiapan Data

Ketersediaan data beserta parameter parameter yang dimiliki data tersebut akan berpengaruh dalam hasil yang akan didapatkan pada pengolahan data kali ini. Berikut akan dijabarkan data yang akan dipakai.

#### 1. Data Seismik 3D

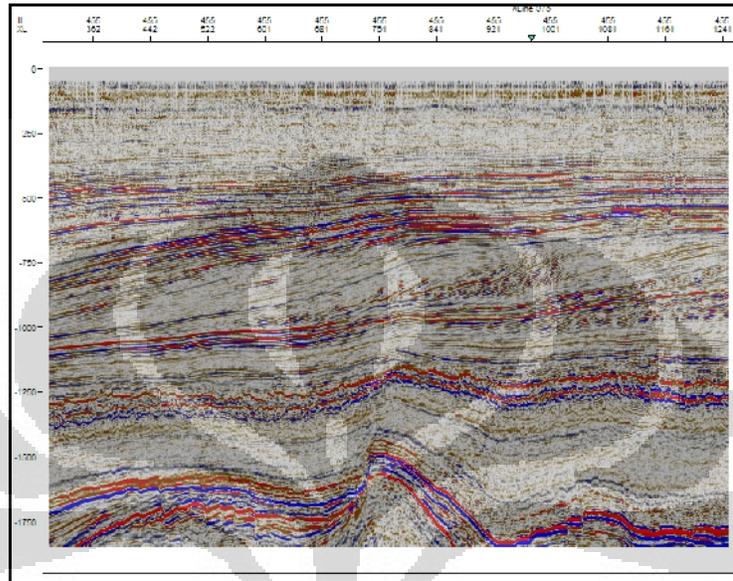
Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *post-stack time migration* (PSTM). Jumlah inline sebanyak 650 dan crossline sebanyak 950 dengan interval 25 meter. Waktu tempuh seismik (TWT) dimulai dari 1.400 ms hingga 2.300 ms dengan *sample rate* 4 ms.

Secara keseluruhan data yang seismik yang akan diolah ini memiliki reflektor yang cukup jelas, walaupun noise juga masih ada. Struktur struktur seperti patahan, jebakan, dan sebagainya terlihat cukup jelas. **Gambar 4.1** adalah gambar penampang crossline dan inline data yang digunakan.

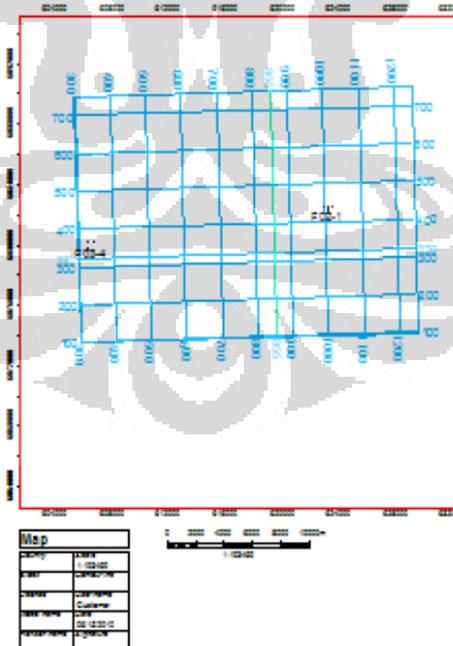


Gambar 4.1 Data seismik 3D dalam tampilan *Inline* maupun *Crossline*

Lalu juga disertakan pada **Gambar 4.2** tampilan gambar penampang seismik inline dalam tampilan 2D dan **Gambar 4.3** adalah distribusi daerah sumur . Penampang seismik ini diambil dari Inline 456.



Gambar 4.2 . Penampang seismik inline 456 dalam tampilan 2D



Gambar 4.3. Distribusi sumur terhadap wilayah survei seismik

## 2. Data Sumur

Pada studi kali ini digunakan 2 sumur dengan distribusi yang cukup merata pada cakupan wilayah data seismik. Kedalaman sumur masing masing 1499 m dan 1899 m. Data sumur berisikan *log* yang melengkapinya dan koordinat masing masing sumur beserta elevasi kelly bushing. Ketersediaan data *log* dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 4.1 Parameter dan ketersediaan data sumur

No.	Well Name	Well Coordinate		start depth (m)	stop depth (m)	kelly bushing (m)
		X	Y			
1	F02-1	606554	6080126	30	1499	30
2	F03-4	623256	6082586	30	1899.	30

No.	Well Name	Gamma Ray Log	Density Log	Porosity Log	DT (usec/m)	Checkshot
1	F02-1	ok	ok	ok	ok	ada
2	F03-4	ok	ok	ok	ok	ada

## 3.Data Checkshot

Data *checkshot* digunakan untuk menghubungkan *time-depth* (waktu versus kedalaman) dan nantinya akan digunakan untuk mengikat data sumur terhadap data seismik pada saat *well seismic tie*. Karena masing masing sumur yang berjumlah 2 memiliki data *checkshot*. Maka jumlah data *checkshot*nya adalah 2 buah.

## 4.2 Pengolahan Data

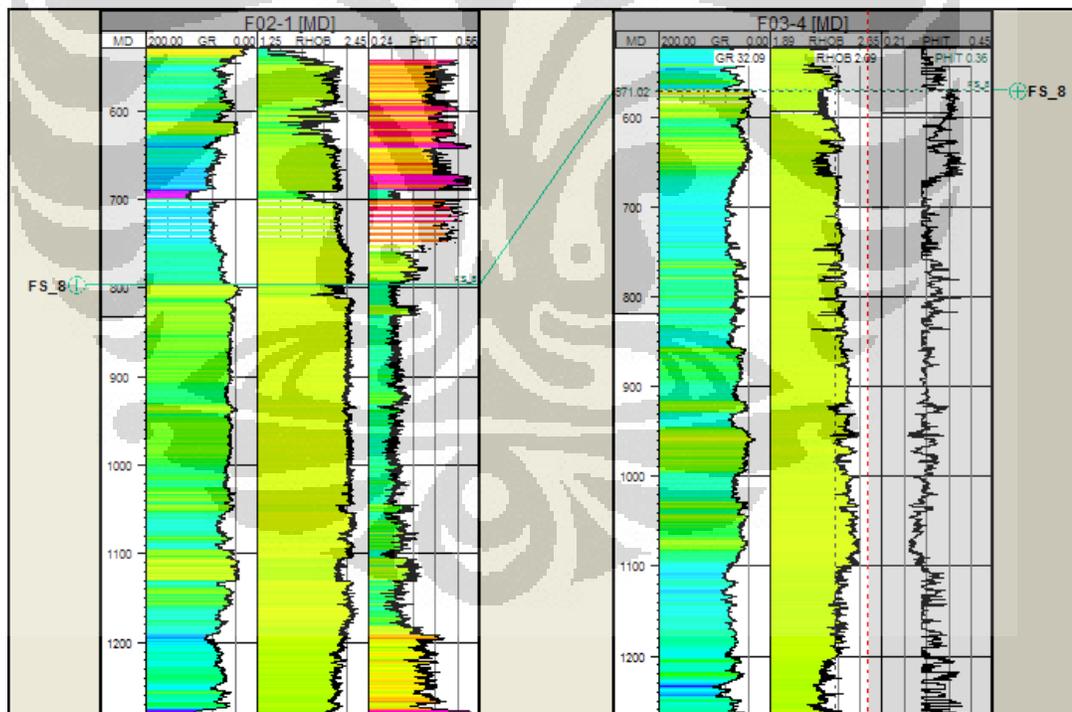
### 4.2.1 Korelasi Sumur

Korelasi sumur merupakan tahapan dimana ditentukan *marker* untuk melihat batas atas dan batas bawah dari setiap lapisan yang diyakini terdapat reservoir dari masing-masing sumur. Membuat *marker* adalah dengan melihat perpaduan antara *log gamma*

ray, log porosity dan log densitas untuk mengetahui dan menentukan batas lapisan atas dan batas lapisan bawah dari reservoir. Dengan demikian diketahui korelasi ketebalan dari masing-masing lapisan reservoir dan dapat mengetahui apakah lapisan yang telah dimarker adalah masih dalam satu formasi.

Pada **Gambar 4.4** diperlihatkan contoh korelasi yang diambil pada arah barat daya–timur laut, berurutan dari arah utara yaitu sumur F02-1, F03-4. Log yang digunakan untuk korelasi adalah log gamma ray di sebelah kiri, log densitas di tengah, dan log resistivitas di kanan dalam masing-masing sumur.

Log gamma ray secara kualitatif dapat menjadi indikator pasir terhadap lempung. Nilai gamma ray tinggi menunjukkan adanya lapisan dominan shale, sedangkan nilai gamma ray rendah merupakan tanda adanya lapisan *non-shale*.



Gambar 4.4 Hasil korelasi log sumur F02-1 dan F03-4

#### 4.2.2 Well Seismic Tie

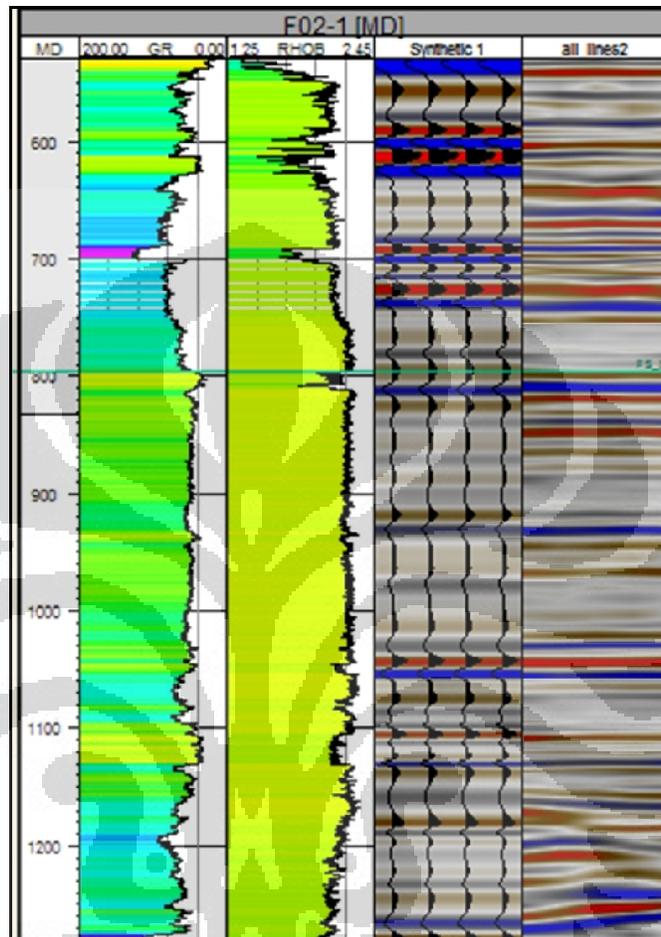
Proses *well seismic tie* dilakukan untuk memadukan data sumur yang berada pada domain kedalaman dengan data seismik yang berada pada domain waktu, sehingga data *marker* dari sumur dapat digunakan untuk penentuan horison pada data seismik. Untuk dapat membuat / memodelkan seismogram sintetik yang kemudian dikorelaskan terhadap data seismik. Karena yang dirubah adalah domain data sumur, maka perlu dilakukan pembuatan sintetik seismogram pada masing-masing sumur.

Sintetik seismogram didapat dengan cara mengonvolusikan koefisien refleksi dengan *wavelet*. Agar proses *well seismic tie* menghasilkan data yang baik, maka perlu dilakukan proses *stretching*, *squeezing*, dan *shifting*. Hal ini dilakukan agar didapatkan hasil korelasi data sintetik seismogram dan data seismik riil yang bagus.

*Shifting* dilakukan dengan memindahkan/menarik seluruh komponen seismogram ke tempat yang diinginkan sesuai dengan data seismiknya dengan cara menarik keatas atau kebawah sintetik seismogram. Perbedaan datum antara data seismik dan data sumur menyebabkan proses *shifting* dilakukan agar mendapat hasil yang baik.

*Stretching* dan *squeezing* adalah proses merenggangkan atau merapatkan tras seismik agar cocok dengan tras sintetik. Caranya adalah men-*stretch* atau men-*squeeze* amplitudo yang dekat dengan seismogram. Pada saat melakukan *stretching*, *squeezing*, dan *shifting*, data kedalaman marker geologi juga dapat dijadikan panduan agar tidak terjadi kesalahan dalam pencocokan data.

*Stretch-squeeze* memiliki batas toleransi pergeseran sekitar 10 ms. Apabila batas toleransi 10 ms terlewati maka akan terjadi *shifting* antar lapisan yang dapat mempengaruhi fasa dari data sumur.



Gambar 4.5 Well Seismic Tie sumur F02-1

### 4.2.3 Picking Horizon

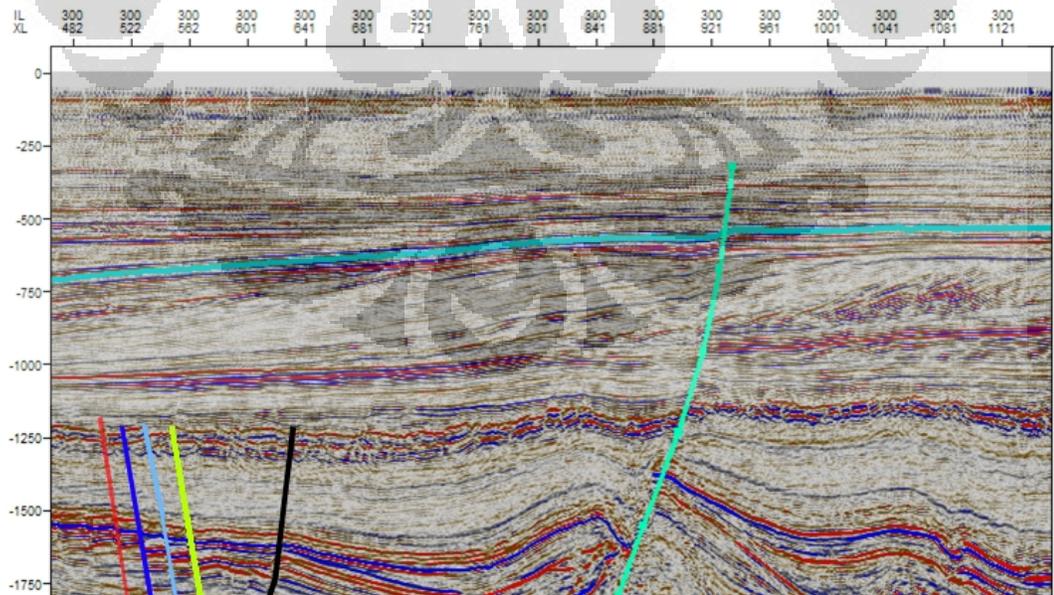
*Picking* horizon digunakan untuk menganalisis daerah geologi studi secara struktural dan stratigrafi. *Picking* horizon dilakukan dengan cara menarik garis kemenerusan satu lapisan pada setiap line penampang seismik. Informasi mengenai keadaan struktur geologi daerah studi meliputi jenis dan arah penyebaran suatu batuan reservoir dibutuhkan dalam melakukan *picking* horizon. Line yang pertama

kali di lakukan *picking* horizon adalah line yang berpotongan dengan sumur, line ini sebagai acuan untuk melakukan *picking* horizon selanjutnya.

Pada saat melakukan *picking* horizon, ada baiknya kita berhenti melakukan *picking* pada daerah yang memiliki struktur patahan. Hal ini dilakukan agar kita dapat mengetahui nilai sobekan yang diakibatkan perbedaan ketinggian horizon seismik yang disebabkan patahan.

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 di lakukan *picking* adalah *line* yang berpotongan dengan sumur, dan *line* tersebut dijadikan acuan untuk melakukan *picking horizon* pada *line* berikutnya.

Apabila melakukan *picking horizon* lebih dari 1 horizon, ada baiknya kita melakukan *picking* 1 horizon di 1 line lalu berlanjut ke line selanjutnya. Hal ini akan memudahkan kita untuk menentukan lapisan, daripada melakukan 2 *picking* horizon sekaligus dalam 1 line seismik



Gambar 4.6 Proses *picking* sesar & horison pada Inline 300

#### 4.2.4 *Picking* Sesar

Sesar atau patahan adalah merupakan rekahan pada batuan yang mengalami pergeseran. Dalam line seismik, sesar/ patahan digambarkan dengan adanya titik perpotongan horizon pada seismik dengan bidang patahan. *Picking* pada daerah patahan dilakukan dari garis patahan horizon yang terlihat cukup jelas lalu diteruskan ke arah bawah (secara vertikal).

#### 4.2.5 Interpretasi Seismik

Hasil dari *picking* sesar dan horison akan menentukan seperti apa interpretasi geologi dari daerah penelitian nanti. Dalam menginterpretasi sesar tadi, diperlukan pengetahuan tentang ciri ciri dari patahan atau sesar itu sendiri. Diantaranya adalah : Jika dilihat, adanya perubahan vertikal yang mendadak antar perlapisan. Terjadi penebalan atau penipisan pada lapisan jika dilihat dari data seismik, ataupun perubahan densitas yang menyebabkan perubahan reflektor seismik

Konsistensi pada saat *picking* horizon tadi menentukan hasil yang akan kita interpretasi nanti. Tujuan interpretasi seismik adalah untuk menentukan tempat-tempat terakumulasinya (struktur jebakan) minyak dan gas. Minyak dan gas akan terakumulasi pada suatu tempat jika memenuhi tiga syarat, yaitu: (1) Adanya Batuan sumber (source rock), adalah lapisan-lapisan batuan yang merupakan tempat terbentuknya minyak dan gas, (2) Batuan Reservoir yaitu batuan yang permeabel tempat terakumulasinya minyak dan gas bumi setelah bermigrasi dari batuan sumber, (3) Batuan Penutup, adalah batuan yang impermeabel sehingga minyak yang sudah terakumulasi dalam batuan reservoir akan tetap tertahan di dalamnya dan tidak bermigrasi ke tempat yang lain.

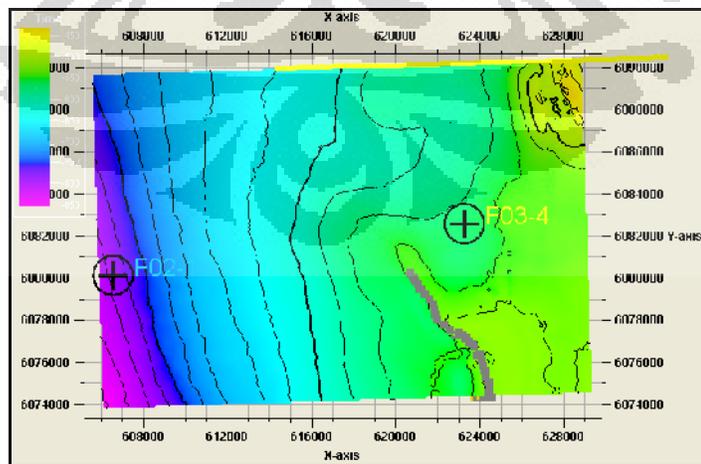
Informasi mengenai keadaan struktur geologi daerah studi meliputi jenis dan arah penyebaran suatu batuan reservoir dibutuhkan dalam melakukan *picking* horison. Hal ini penting karena adanya struktur sesar atau patahan dapat mengakibatkan perbedaan

waktu tempuh gelombang pada horison yang sama. Alasan tersebut juga mendasari dilakukannya *picking* sesar sebelum *picking* horison.

Dari hasil *picking* horison dan interpretasi seismik, penulis mendapatkan 4 horison seismik dan 2 patahan. Dari hasil interpretasi seismik terlihat bahwa struktur utama yang menyebabkan terjadinya perangkap hidrokarbon adalah struktur blok patahan (*fault block*), dimana struktur tersebut merupakan tempat bagi reservoir *Picking* horison yang dilakukan menemukan adanya indikasi bright spot pada formasi intra upper pliocene dan satu patahan besar yang melewati formasi formasi intra upper pliocene sama pada formasi mid miocene. Jenis patahannya adalah patahan normal. Juga ada 2 patahan minor yang membentuk graben pada formasi intra upper pliocen.

#### 4.2.6 Pembuatan Peta Struktur Waktu

Peta struktur waktu dibuat berdasarkan hasil *picking* dari horizon yang ditujukan untuk melihat struktur dari daerah yang telah kita *picking*. Gambar 4.6 pada peta time structure menunjukkan struktur daerah penelitian. Waktu yang rendah ditunjukkan oleh warna merah, menandakan daerah tersebut di daerah dengan topografi yang tinggi. Peralihan warna menunjukkan perubahan ketinggian.



Gambar 4.7 Peta struktur waktu

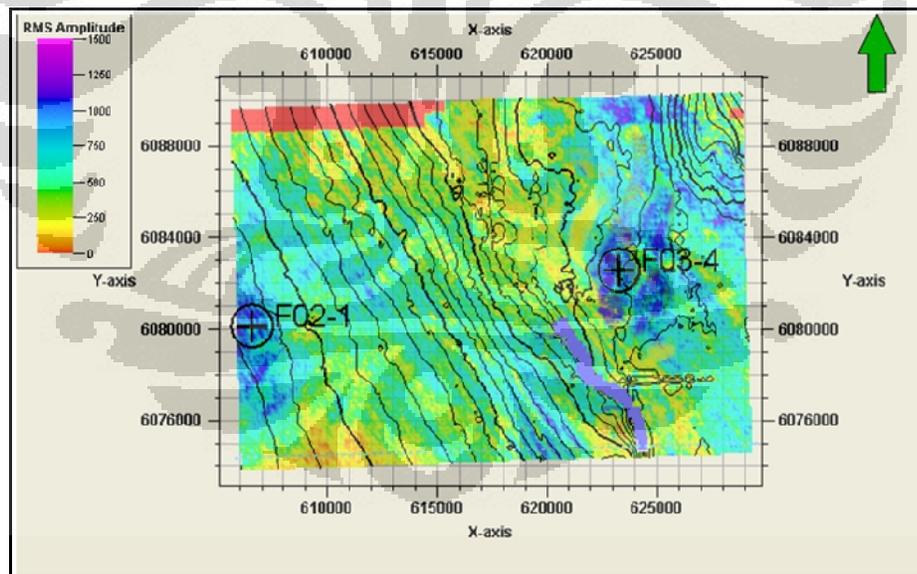
### 4.3. Atribut Amplitudo Seismik

#### 4.3.1 Ekstraksi Atribut Seismik

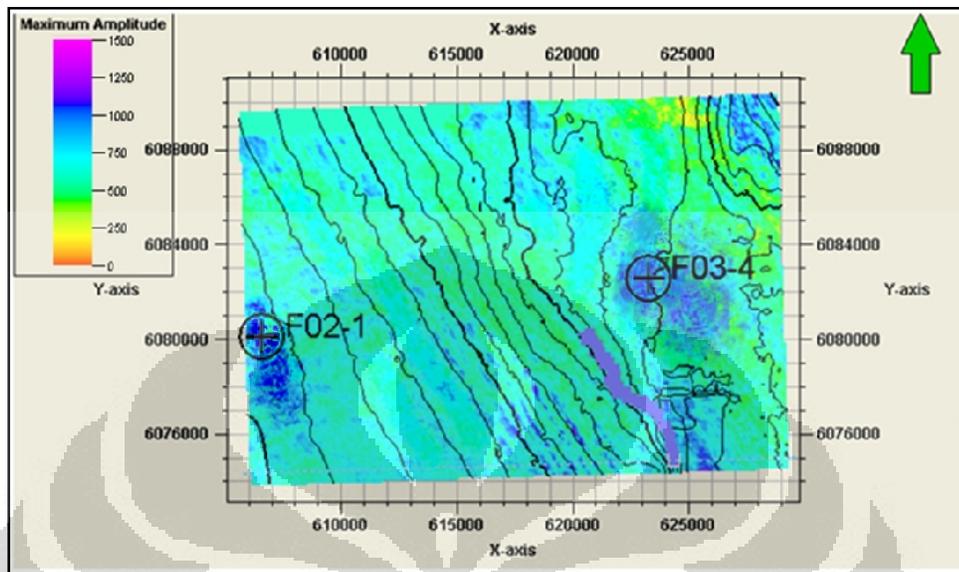
Setelah melakukan *picking* horizon langkah selanjutnya adalah mengekstrak atribut amplitudo seismik pada horizon yang telah *dipicking*. Parameter parameter yang dimasukkan adalah *window*, jenis atribut dan sampling rate.

Perubahan ketebalan reservoir pada studi ini relatif sama dan tidak menunjukkan perubahan yang signifikan. Sehingga, dapat diasumsikan bahwa perubahan amplitudo yang terjadi bukan karena dipengaruhi oleh perubahan ketebalan reservoir, melainkan karena adanya perubahan parameter dari batuan reservoir tersebut.

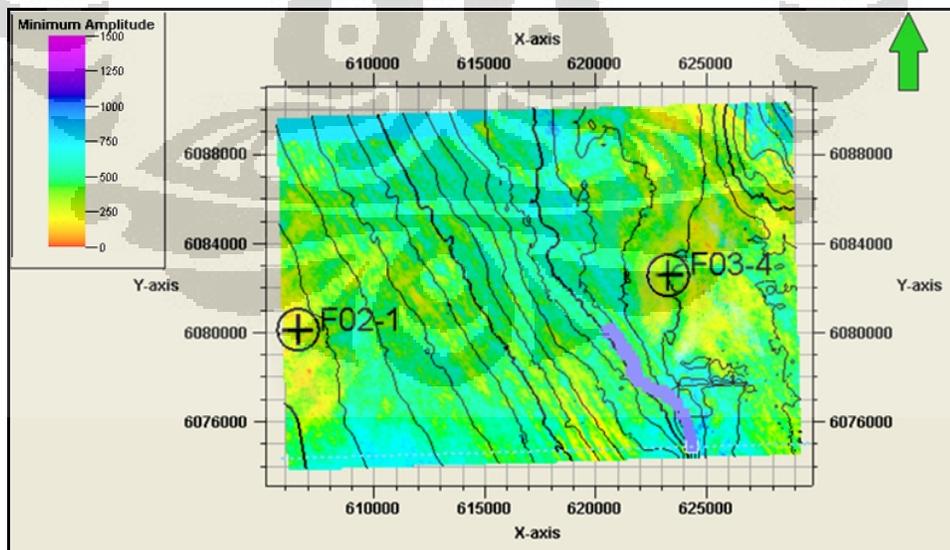
Atribut amplitudo yang diekstrak adalah single horizon dengan ketebalan window untuk amplitudo RMS dan minimum 10 ms dibawah horizon sedangkan untuk amplitudo maksimum adalah 10 ms dibawah horizon



Gambar 4.8 Atribut amplitudo RMS dengan window 10 ms dibawah horizon



Gambar 4.9 Atribut amplitudo maksimum dengan window 10 ms dibawah horizon



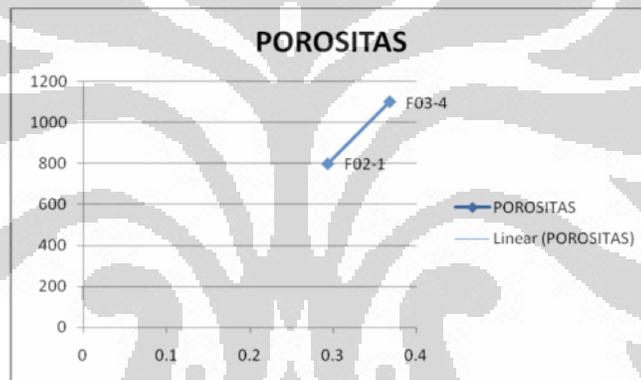
Gambar 4.10 Atribut amplitudo minimum dengan window 10 ms dibawah horizon

### 4.3.2 Crossplot Atribut Amplitudo Seismik Dan Porositas

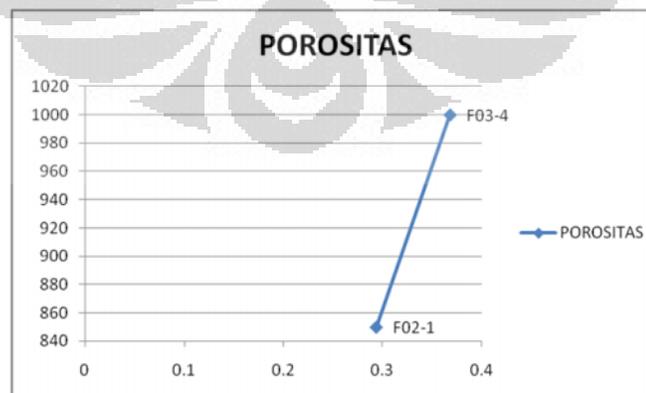
Porositas pada kasus studi daerah lapangan X ini dihitung dengan menggunakan persamaan :

$$\text{Porositas} = (2.65 - \text{Densitas}) / (2.65 - \text{Densitas Fluida}) \quad (4.1)$$

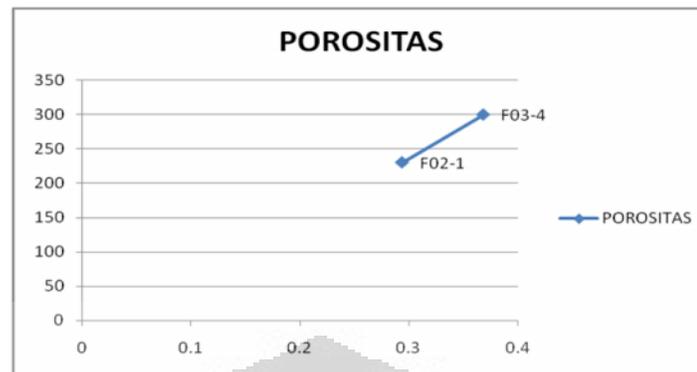
Nilai amplitudo yang telah kita dapat dari ekstraksi tiga atribut seismik tadi kita *crossplot* dengan nilai porositas yang didapat dari perhitungan rumus di atas. Densitas didapat dari data *log* sementara densitas fluida bernilai sama dengan 1.05 untuk air laut . *Crossplot* dilakukan untuk mengetahui hubungan antara nilai amplitudo dan porositas dan kaitannya dengan persebaran porositas.



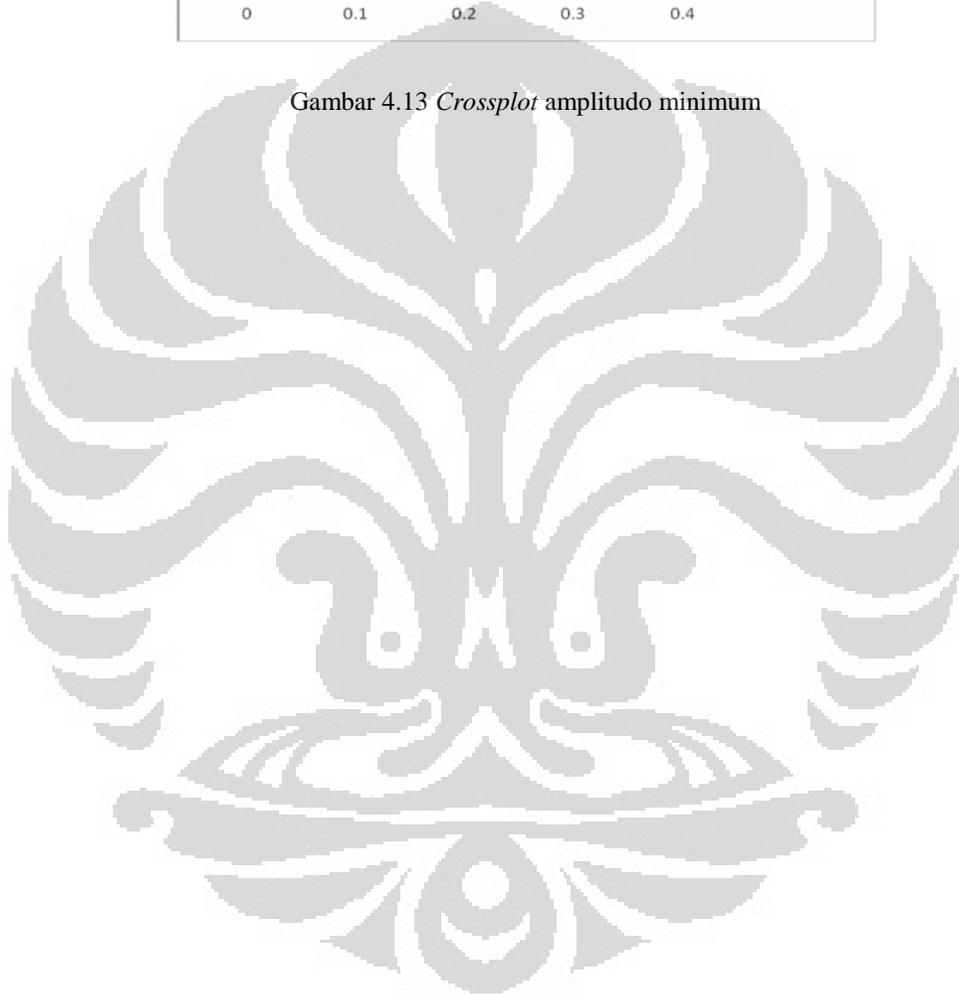
Gambar 4.11 *Crossplot* amplitudo RMS



Gambar 4.12 *Crossplot* amplitudo maksimum



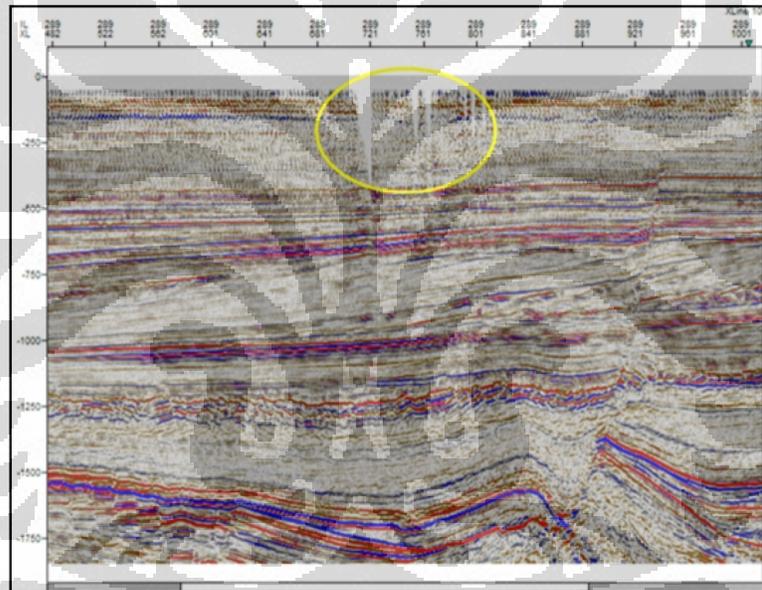
Gambar 4.13 *Crossplot* amplitudo minimum



## BAB 5 HASIL DAN PEMBAHASAN

### 5.1 Analisa Geologi

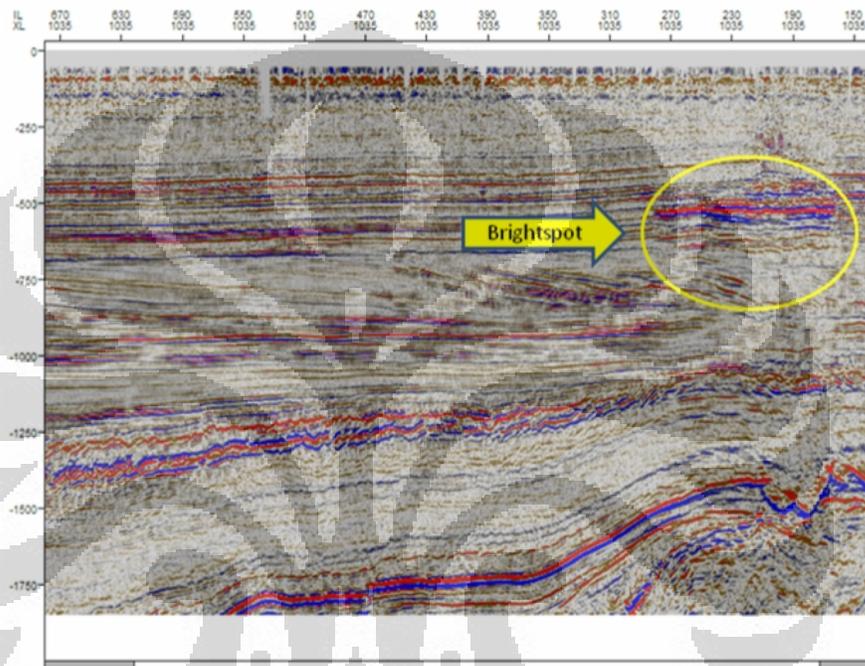
Pada Laut Utara Netherland, hasil dari anomali seismik yang umum terlihat adalah *acoustic blanking*, dan penguatan reflektor. Distribusi letak anomali seismik ini bervariasi. Di beberapa area terlihat cukup jelas fenomena yang berkaitan dengan keberadaan gas, tetapi di beberapa tempat justru tidak terlihat sama sekali.



Gambar 5.1. Acoustic blanking yang terlihat di Inline 289

*Acoustic blanking* terlihat sebagai seismik yang hilang pada beberapa bagiannya. Hal ini dapat disebabkan penyerapan energi akustik yang disebabkan oleh sedimen yang bersentuhan dengan gas. *Acoustic blanking* juga mungkin terjadi pada konsentrasi gas  $> 0.5\%$  atau lebih (F.Abegy, 1997). Dari data yang ada reflector mulai jelas terlihat pada kedalaman 40-50 meter dibawah *seabed*. *Acoustic blanking* di daerah X ini kemungkinan dikarenakan keberadaan gas.

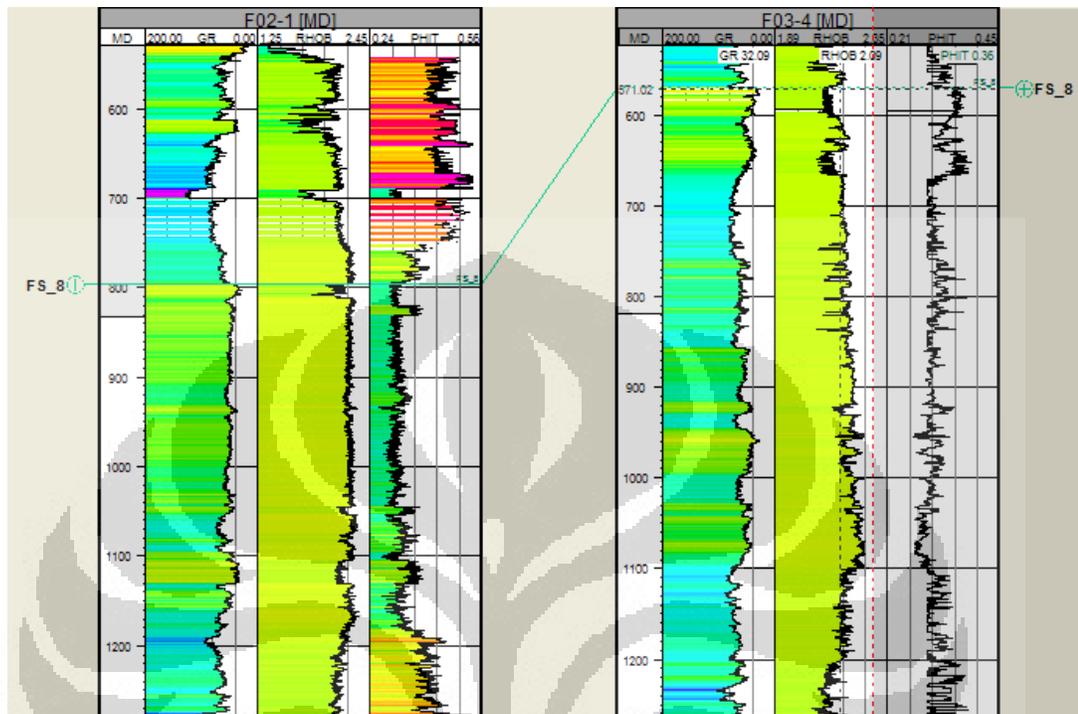
Salah satu anomali seismik lainnya yang menunjukkan keberadaan adanya migas adalah *brightspot*. *Brightspot* adalah anomali amplitudo yang tinggi yang disebabkan penurunan impedansi akustik di batas atas reservoir yang bersentuhan dengan hidrokarbon. *Brightspot* terlihat jelas pada reservoir gas. Salah satu contoh keberadaan *brightspot* pada daerah X Laut Utara Netherland terlihat di inline 190.



Gambar 5.2. *Brightspot* pada Inline 190

## 5.2 Analisa Log Sumur

Analisa *log* sumur dilakukan untuk mengetahui karakter dari zona reservoir target yang akan dicari. Langkah ini dilakukan untuk mengetahui sifat impedansi akustik daerah reservoir dengan cara melihat parameter parameternya, dalam hal ini adalah *gamma ray* dan porositas. Pada Gambar 5.1 ini terlihat zona reservoir target pada sumur F02-1. Target reservoir di sini ditentukan berdasarkan nilai *gamma ray* yang rendah (sand) dan porositas yang tinggi.

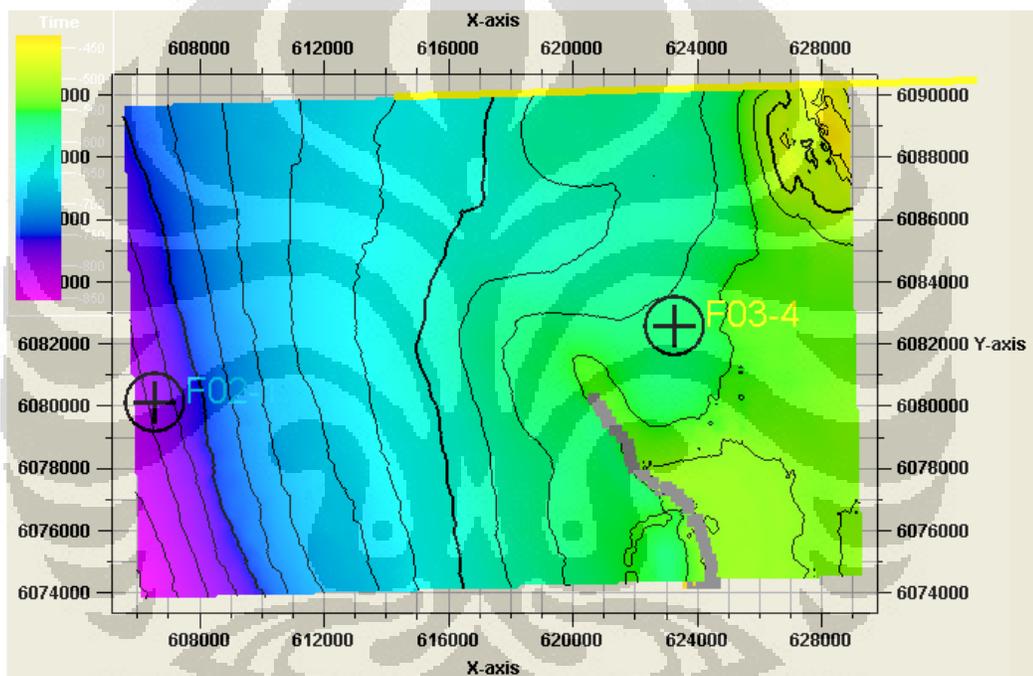


Gambar 5.3. Penentuan zona interest pada sumur F02-1

Zona reservoir yang terdapat di daerah Netherland *Laut Utara* itu sendiri berada di daerah yang kebanyakan merupakan batuan sandstone berisikan gas. Gas di daerah ini berasal dari source rock Mesozoic dan Paleozoic source rock. Konsentrasi gas di dekat lapisan sedimen ini sangat dangkal dan dekat dengan mean sea level. Daerah yang dijadikan studi penelitian dilakukan pada kedalaman 800 m dibawah permukaan laut. Reservoir di daerah Lapangan X Netherland merupakan tipe Shallow Gas Reservoir. Terletak di kedalaman yang tidak begitu dalam. Hal ini disebabkan patahan pada salt dome yang memberikan jalur migrasi pada gas untuk naik keatas.

### 5.3 Analisa Peta Struktur Waktu

Lapangan X di Laut Utara terdiri dari beberapa batuan sumber yang berpotensi di sekuen formasi Kimmeridgian – Ryazanian. Meliputi shale dari formasi Middle Graben dan bituminous formasi Clay Deep. Di bagian barat dari blok sector F3 ada di bagian dalam dari Central Graben yang memiliki daerah subsidence yang besar dan Shale dari Lower Jurassic memasuki fasa gas pada saat zaman Jurassic.



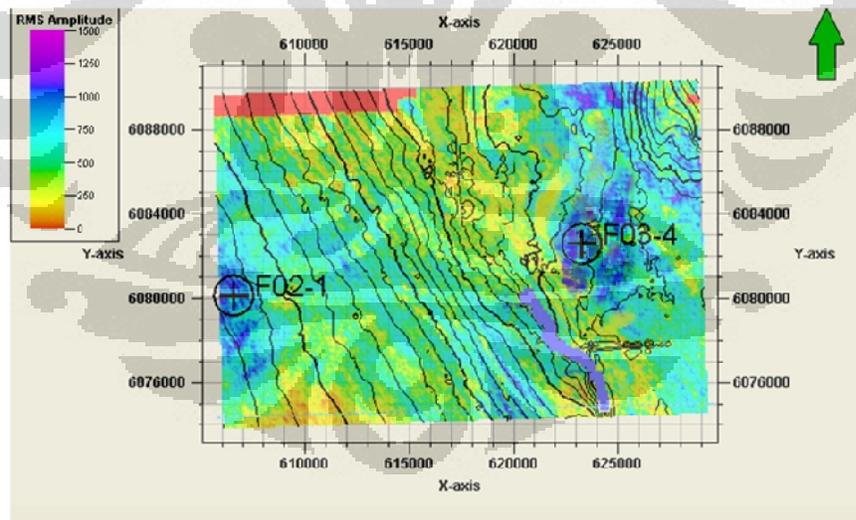
Gambar 5.4. Peta time struktur dalam bentuk 2D

Dari gambar diatas semakin muda warnanya maka struktur lapisannya semakin tinggi. Sedangkan semakin dalam struktur lapisannya maka warnanya semakin menjadi ungu. Warna merah adalah sesar major yang memotong daerah studi secara regional. Reservoir pada daerah studi ini memiliki jebakan berupa patahan yang merupakan jebakan berjenis struktural yang memotong dekat daerah reservoir.

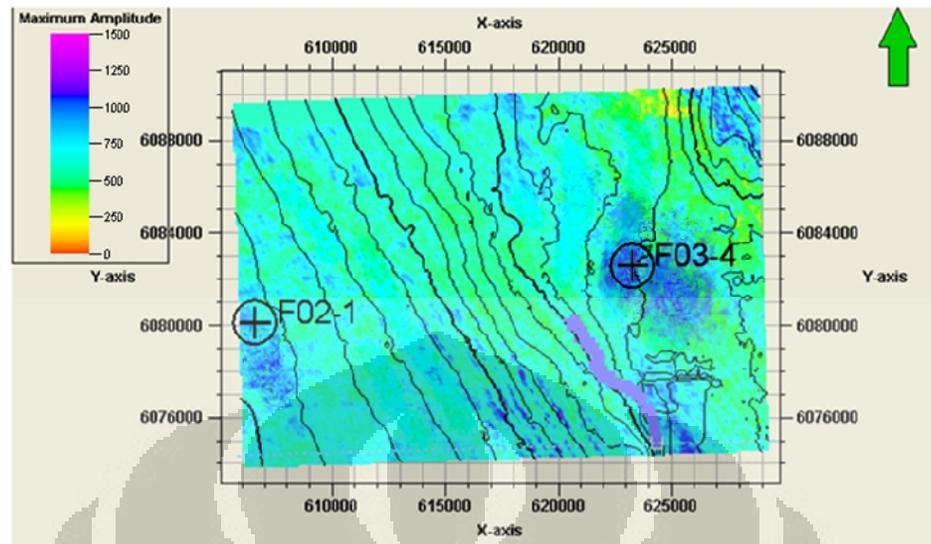
## 5.4 Analisa Atribut Amplitudo

Dalam studi ini atribut amplitudo yang di ekstrak merupakan hasil ekstraksi dari horizon yang telah kita pick sebelumnya. Atribut amplitudo ini berguna untuk melihat perubahan amplitudo secara lateral pada horizon sehingga jenis persebaran batuan nya dapat kita analisa. Atribut amplitudo yang digunakan pada studi ini antara lain adalah amplitudo maksimum, amplitudo minimum, dan amplitudo RMS.

Korelasi dari ketiga atribut amplitudo tersebut nantinya akan digunakan untuk menganalisa persebaran batuan pada reservoir. Amplitudo RMS, minimum, maksimum diekstrak dengan menggunakan *window* 10 ms dibawah horizon, hal ini dilakukan untuk melihat *litologi* formasi mid miocene secara keseluruhan. Hasil ekstrak amplitudo pada daerah studi kali ini memiliki kontras dengan daerah sekitarnya, tetapi dikarenakan daerah studi sangat luas maka persebaran kontras amplitudonya kurang terlihat begitu jelas.



(a)



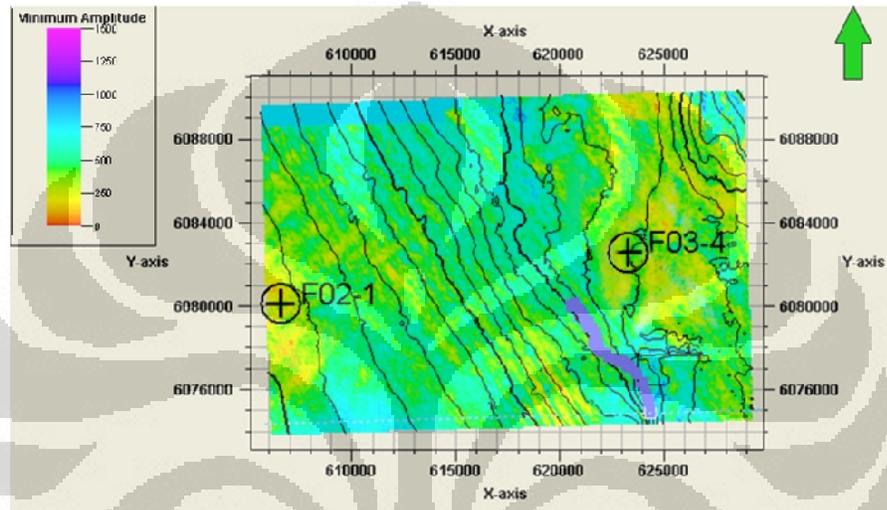
(b)

Gambar 5.5 Hasil dari ekstraksi amplitudo RMS (a) dan amplitudo maksimum (b) pada *window* 10 ms dibawah horizon

Daerah daerah reservoir pada sumur F02-1 dan F03-4 memiliki kontras warna yang cukup beda daripada daerah sekitarnya. Warna yang semakin gelap menunjukkan nilai amplitudo yang semakin tinggi, dan sebaliknya warna yang semakin terang menunjukkan nilai amplitudo yang rendah.

Pada daerah di sekitar sumur F02-1 pada peta amplitudo RMS terlihat kontras warna yang berbeda dengan daerah sekitarnya. Daerah ini memiliki nilai amplitudo yang tinggi, begita pula di dekat sumur F03-4. Daerah amplitudo tinggi berwarna biru tua merupakan daerah yang kaya akan lapisan pasir dengan kemungkinan kandungan hidrokarbon di dalamnya. Nilai amplitudo tinggi ini diakibatkan adanya kontras impedansi dari kontak antara batuserpih yang memiliki impedansi lebih tinggi dengan batupasir yang memiliki impedansi lebih rendah, di mana impedansi rendah kemungkinan dikarenakan keberadaan hidrokarbon yang memenuhi pori pori batupasir.

Peta atribut amplitudo positif diberikan pada Gambar 5.5 (b) dan menunjukkan adanya penyebaran anomali amplitudo tinggi yang cukup dominan, dikarenakan perhitungan mengambil nilai amplitudo positif terbesar dari tras seismik dalam satu interval waktu tertentu. Penyebaran anomali amplitudo tinggi ditunjukkan dengan warna biru tua menuju ungu.

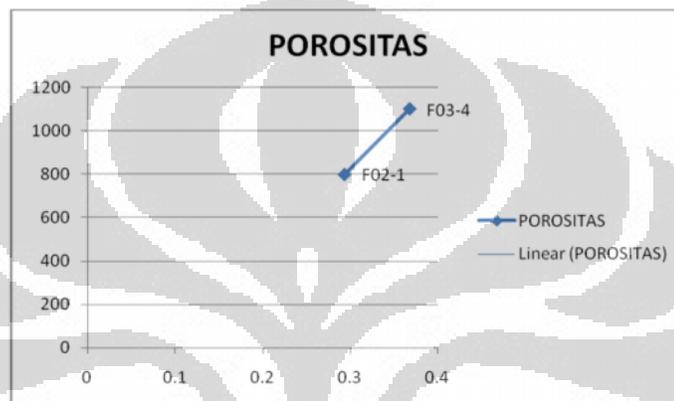


Gambar 5.6 Peta hasil ekstraksi atribut seismik amplitudo minimum pada *window* 10 ms dibawah horizon

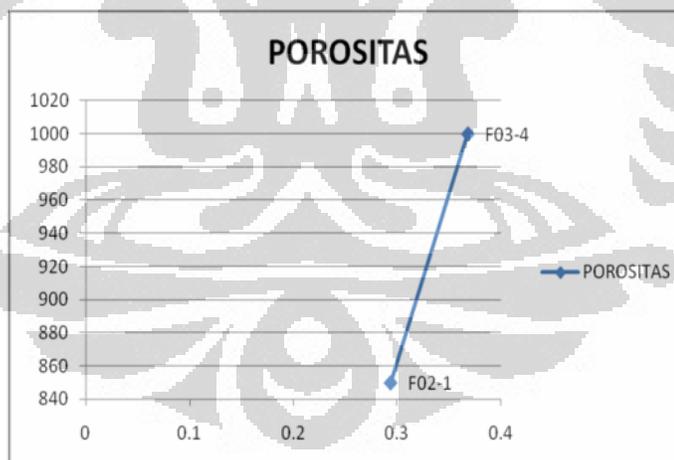
Pada peta hasil ekstraksi atribut amplitudo minimum, dapat dilihat di kedua daerah sumur yaitu sumur F02-1 dan sumur F03-4 memiliki nilai amplitudo minimum yang rendah. Dari data sumur dapat dilihat bahwa pada daerah sumur F02-1 dan F03-4 terdapat nilai *log* porositas yang cukup tinggi dan nilai *gamma ray* yang rendah, hal ini disebabkan oleh lapisan batupasir pada lapisan tersebut.

### 5.5 Analisa Crossplot Amplitudo dengan Porositas

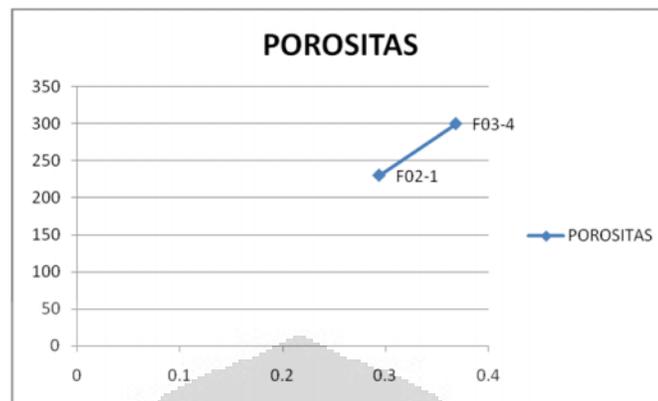
Setelah didapat nilai atribut amplitudo RMS, maksimum, dan minimum. Maka dilakukan crossplot nilai amplitud yang telah didapat dengan nilai porositas. Hasilnya dapat dilihat pada Gambar 5.7



(a)



(b)

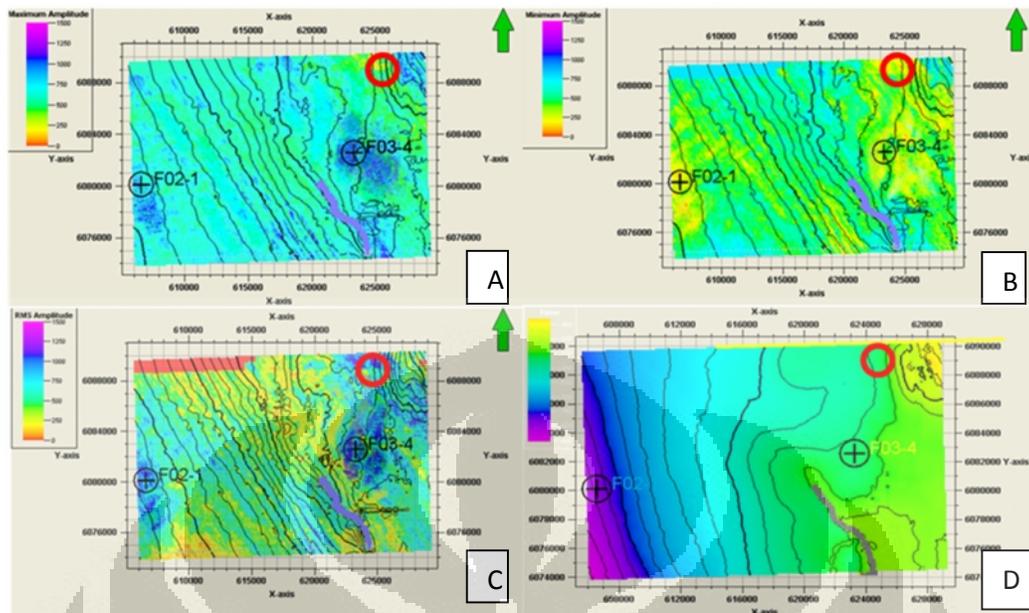


( c )

Gambar 5.7 Hasil crossplot amplitudo RMS (a), maksimum (b) dan minimum (c) dengan nilai porositas

Dapat dilihat dari hasil crossplot pada amplitudo RMS ( a ) dengan porositas, nilainya berbanding lurus. Apabila sumur F02-1 memiliki nilai amplitudo yang tinggi maka porositasnya juga tinggi. Begitu juga yang terlihat pada sumur F03-4 pada crossplot kali ini.

Lalu pada hasil crossplot porositas maksimum dan minimum terlihat bahwa porositas dan amplitudo berbanding lurus. Meskipun pada amplitudo minimum , amplitudo pada porositas yang sama memiliki nilai amplitudo yang kecil. Lapisan sandstone diindikasikan dengan nilai amplitudo RMS tinggi, amplitudo maksimum tinggi dan amplitudo minimum bernilai rendah.



Gambar 5.8 Daerah rekomendasi prospek baru pada peta amplitudo maksimum (A), minimum (B), RMS (C) dan gambar peta struktur waktu (D)

Setelah dilakukan analisis data dari seismik atribut dan dilakukan crossplot dengan porositas, daerah rekomendasi baru dapat ditentukan dengan integrasi data data tersebut. Daerah yang direkomendasi terletak pada daerah yang terletak pada topografi yang tinggi dan pada daerah dengan nilai porositas yang cukup baik.

## **BAB 6**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **6.1 Kesimpulan**

1. Perubahan nilai impedansi akustik disebabkan adanya perbedaan densitas kedua batuan sehingga mempengaruhi besarnya koefisien refleksi yang membuat respon amplitudo pada seismik tinggi.
2. Atribut yang di ekstraksi adalah amplitudo rms, amplitudo maksimum, amplitudo minimum. Ketiga metoda atribut tersebut menunjukkan pola yang relatif sama.
3. Sumur satu dan dua memiliki nilai porositas yang tidak berbeda jauh diantara keduanya.
4. Perbedaan dari nilai amplitudo berasosiasi dengan perbedaan litologi atau facies sehingga dapat dibedakan lingkungan pengendapannya
5. Jebakan minyak pada daerah penelitian ini adalah berupa sesar normal. Dengan informasi struktur dan stratigrafi dari atribut amplitudo ini, dapat diperkirakan persebaran daerah reservoir yang prospek untuk dilakukan studi dan pengembangan selanjutnya.

#### **6.2 Saran**

1. Perlu dilakukan metoda inversi untuk membandingkan hasil dari analisa atribut amplitudo.
2. Perlu dilakukan ekstraksi atribut seismik frekuensi untuk menunjang karakterisasi reservoir.

## DAFTAR ACUAN

- Badley, M.E. (1985). *Practical seismic interpretation*. Boston: International Human Resources Development.
- Brown, R.A. (1999). *Interpretation of three-dimensional seismic data fifth edition*, AAPG Memoir 42.
- Harsono, Adi. (1997). *Evaluasi formasi dan aplikasi log*. Schlumberger Oilfield Services.
- Koesoemadinata, R.P. (1978). *Geologi minyak dan gas bumi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Schroot, B.M., Klaver, G.T., dan Schuttenhelm R.T.E. (2004). Surface and subsurface expressions of gas seepage to the seabed. *Journal of Marine and Petroleum Geology*, 22, 4, 499-515.
- Schroot, B.M., Schuttenhelm, R.T.E. (2002). Expressions of shallow gas in the Netherland North Sea. *Netherland Journal of Geosciences*, 82, 91-105.
- Sismanto. (1996). *Seri kegiatan seismik eksplorasi* (modul 2 dan 3). Geofisika Press. Universitas Gadjah Mada.
- 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.
- Sukmono, S. (2007). *Fundamentals of seismic interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Taner, M.T., Koehler, F., dan Sheriff, R.E. (1979). Complex seismic trace analysis: *Journal of Geophysics*, v. 44, p.1041-1063

Westerhoff, W.E., et al. (2003). Towards an integrated land-sea stratigraphy of the Netherlands. *Journal of Quaternary Science Reviews*, 22, 15-17, 1579-1587.

