

**APLIKASI INVERSI SEISMIK DAN ATRIBUT SEISMIK
UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR LAPANGAN X**

SKRIPSI
Diajukan Untuk Melengkapi Persyaratan Memperoleh
Gelar Sarjana Fisika

oleh
Muhammad Subhan
0305020659



DEPARTEMEN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS INDONESIA
DESEMBER 2009

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Muhammad Subhan

NPM : 0305020659

Tanda Tangan :

Tanggal : 2 Desember 2009

LEMBAR PENGESAHAN

Nama Mahasiswa : Muhammad Subhan
N P M : 0305020659
Departemen : Fisika
Peminatan : Geofisika
Tanggal Sidang : 02 Desember 2009
Judul Skripsi : Aplikasi Inversi Seismik dan Atribut Seismik
untuk Karakterisasi Reservoar Lapangan X

Skripsi ini telah diperiksa dan disetujui oleh :

Dr.rer.nat Abdul Haris
Pembimbing

Dr. Eng. Supriyanto, M.Sc
Penguji I

Samsul Hidayat, M.Si
Penguji II

Dr. Santoso Soekirno
Ketua Departemen Fisika

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: “**APLIKASI INVERSI SEISMİK DAN ATRIBUT SEISMİK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR LAPANGAN X**” 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 dan Bapak Suyono, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktunya untuk memberikan pengarahan dan pengertian kepada penulis.
2. Dr. Eng. Supriyanto Suparno, M.Sc. dan Samsul Hidayat, M.Si., 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. Seluruh dosen yang telah berkenan membagi ilmunya kepada penulis, semenjak penulis mengawali studi di UI hingga menyelesaikan Tugas Akhir ini.
5. Orang tua dan segenap orang yang penulis tuakan serta Dwitya Andarwati atas doa dan dukungannya selama penulis mengerjakan Tugas Akhir ini.
6. Ng Bei Berger S.Si. selaku pembimbing teknis, Novarie, Gerry, Miftah, Pandhu, Mela, Hafiz dan teman-teman S1 reguler 2005 lainnya yang selalu

memberikan dukungan moril dan spiritual, serta banyak informasi berharga kepada penulis.

7. Segenap staf Departemen Fisika UI, atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
8. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

Semoga Allah Jalla wa Azza 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, Desember 2009

Penulis

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Muhammad Subhan
NPM : 0305020659
Program Studi : Geofisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam
Jenis karya : Skripsi

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

APLIKASI INVERSI SEISMIK DAN ATRIBUT SEISMIK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR LAPANGAN X

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 : 2 Desember 2009

Yang menyatakan

(Muhammad Subhan)

ABSTRAK

Nama : Muhammad Subhan
Program studi : Geofisika
Judul : Penerapan Inversi Seismik dan Atribut Seismik Untuk Karakterisasi Reservoir Lapangan X

Lapangan X yang terletak di Graben Viking, Laut Utara tersusun oleh endapan deltaik dengan karakteristik struktural berupa sistem patahan yang kompleks. Hal ini menimbulkan kesulitan untuk mengetahui kemenerusan serta pola penyebaran reservoir batupasirnya..

Guna mengarakterisasi reservoir lapangan X, data seismik 3D dan data log dari 15 sumur dianalisa dengan menggunakan metode inversi dan ekstraksi atribut seismik.

Metode seismik inversi menghasilkan distribusi nilai impedansi akustik sedangkan ekstraksi atribut seismik menghasilkan peta distribusi nilai amplitudo. Hasil integrasi dari kedua metode tersebut ditambah data hasil analisis multi atribut berupa peta distribusi *gamma ray* dan porositas mampu menggambarkan bentuk reservoir batupasir.

Kata kunci:

Atribut seismik, amplitudo, inversi, impedansi akustik, reservoir

ABSTRACT

Name : Muhammad Subhan
Study Program : Geophysics
Title : Application of Seismic Inversion and Seismic Attribute to Characterize Field X Reservoir.

Field X in the Viking Graben, North Sea, is believed to be a deltaic depositional system with structural characteristics is complex fault system. This issue cause a problem to identify the distribution of the reservoir.

To characterize the reservoir, 3D seismic data and well log data from 15 wells were analyzed using seismic inversion and extraction of seismic attribute.

As a result, acoustic impedance distribution map from seismic inversion and amplitude distribution map from seismic attribute extraction. Both were integrated and combined with gamma ray and porosity distribution map from multi attribute analysis, able to map the bodies of sandstone reservoir.

Keyword:

Seismic attribute, amplitude, inversion, acoustic impedance, reservoir

DAFTAR ISI

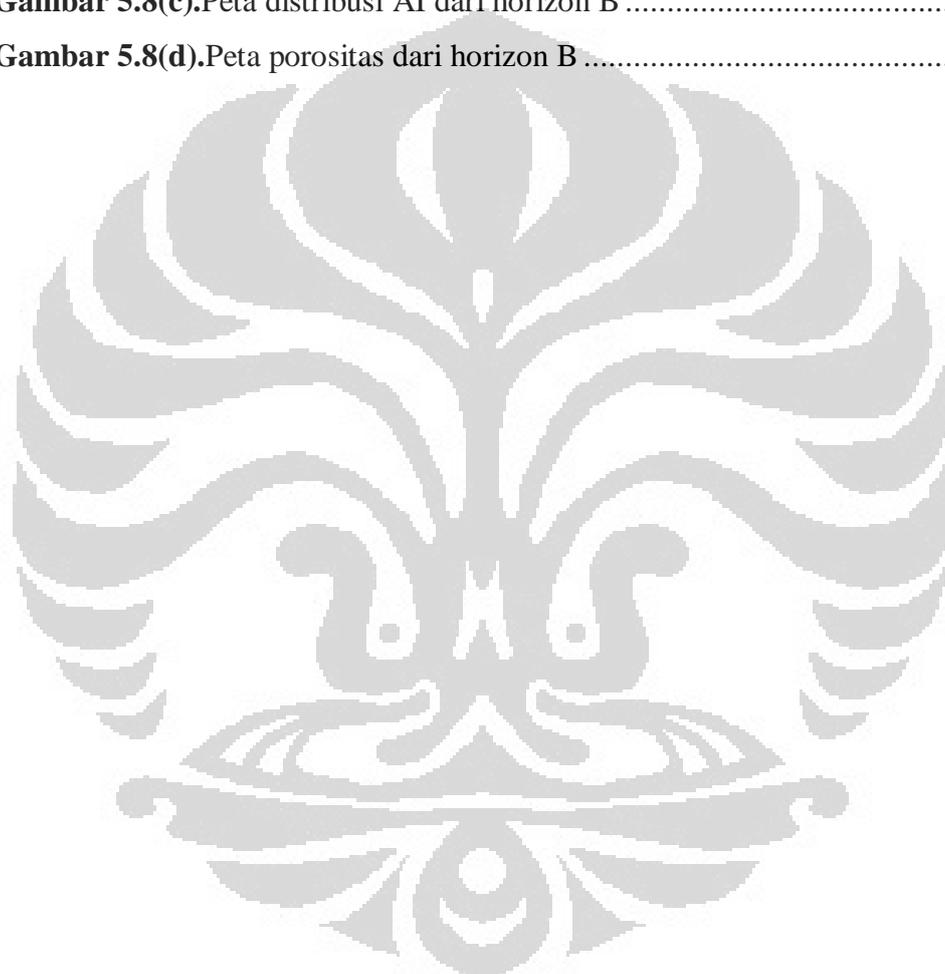
| | |
|---|------|
| HALAMAN JUDUL | |
| LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS | ii |
| LEMBAR PENGESAHAN | iii |
| KATA PENGANTAR | iv |
| LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH | vi |
| ABSTRAK | vii |
| ABSTRACT | viii |
| DAFTAR ISI | ix |
| DAFTAR GAMBAR | xi |
| DAFTAR TABEL | xiii |
| | |
| BAB 1. PENDAHULUAN | |
| 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 |
| | |
| BAB 2. TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI | |
| 2.1 Geologi Regional..... | 5 |
| 2.2 Stratigrafi | 5 |
| 2.3. Struktur Regional | 6 |
| 2.4 Sistem Petroleum..... | 6 |
| 2.4.1 Batuan Induk | 6 |
| 2.4.2 Maturasi..... | 7 |
| 2.4.3 Migrasi | 7 |
| 2.4.4 Batuan Resrvoar..... | 7 |
| 2.4.5 Pemerangkapan dan seal | 7 |
| | |
| BAB 3. TEORI DASAR | |
| 3.1 Gelombang Seismik | 9 |
| 3.1.1 Penjalaran Gelombang Seismik | 9 |
| 3.1.2 Impedansi Akustik | 9 |
| 3.1.3 Koefisien Refleksi | 10 |
| 3.1.4 Tras Seismik | 10 |
| 3.1.5 <i>Wavelet</i> | 11 |
| 3.1.6 Resolusi Seismik | 12 |
| 3.1.7 Polaritas | 14 |
| 3.2 Atribut Seismik | 15 |
| 3.3 Inversi Seismik | 19 |
| 3.6 Sifat Fisis Batuan | |
| 3.6.1 Densitas | 21 |
| 3.6.2 Porositas | 21 |

| | |
|---|----|
| 3.6.3 Permeabilitas | 21 |
| BAB 4. DATA DAN PENGOLAHAN DATA | |
| 4.1 Persiapan Data..... | 22 |
| 4.2 Pengolahan Data..... | 26 |
| 4.2.1 Korelasi Sumur | 26 |
| 4.2.2 Ekstraksi <i>Wavelet</i> | 27 |
| 4.2.3 <i>Well Seismic Tie</i> | 27 |
| 4.2.4 Interpretasi Seismik | 29 |
| 4.3 Seismik Inversi..... | 31 |
| 4.3.1 Pembuatan Model Inisial | 31 |
| 4.3.2 Inversi <i>Modelbased</i> | 32 |
| 4.4 Atribut Amplitudo Seismik..... | 32 |
| BAB 5. HASIL DAN PEMBAHASAN | |
| 5.1 Hasil Analisa Petrofisik | 34 |
| 5.1.1 Pembahasan analisa petrofisik Horison A | 35 |
| 5.1.1 Pembahasan analisa petrofisik Horison B | 36 |
| 5.2 Pembahasan Terintegrasi Horison A | 37 |
| 5.3 Pembahasan Terintegrasi Horison B | 39 |
| BAB 6. KESIMPULAN DAN SARAN | |
| 6.1 Kesimpulan | 42 |
| 6.2 Saran | 42 |
| DAFTAR ACUAN | |

DAFTAR GAMBAR

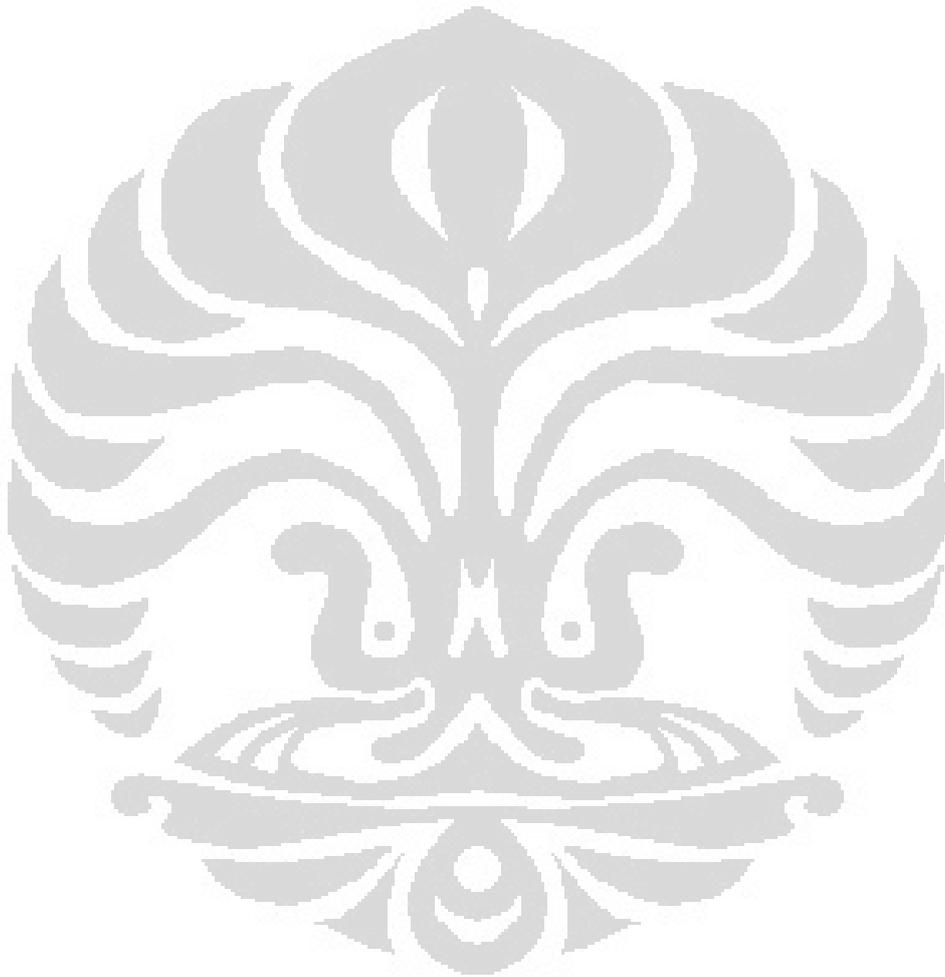
| | | |
|---------------------|---|----|
| Gambar 1.1. | Diagram alir studi..... | 3 |
| Gambar 2.1. | Kolom stratigrafi lapangan X..... | 8 |
| Gambar 3.1. | Komponen dasar gelombang seismik | 9 |
| Gambar 3.2. | Ilustrasi proses penghasilan tras seismik | 11 |
| Gambar 3.3. | Jenis-jenis wavelet..... | 12 |
| Gambar 3.4. | Efek interferensi | 13 |
| Gambar 3.5. | Magnitudo zona Fresnel..... | 14 |
| Gambar 3.6. | Polaritas normal dan polaritas <i>reverse</i> | 14 |
| Gambar 3.7. | Klasifikasi atribut seismik..... | 15 |
| Gambar 3.8. | Perhitungan Amplitudo RMS..... | 18 |
| Gambar 3.9. | Perhitungan Amplitudo Absolut rata-rata..... | 18 |
| Gambar 3.10. | Perhitungan Amplitudo Absolut maksimum | 19 |
| Gambar 4.1. | Dataset seismik 3D volume dalam tampilan <i>cubewall</i> | 22 |
| Gambar 4.2. | Dataset seismik 3D dalam tampilan <i>Inline</i> maupun <i>Crossline</i> | 23 |
| Gambar 4.3. | Penampang seismik inline pada tampilan 2D | 23 |
| Gambar 4.4. | Distribusi sumur-sumur terhadap wilayah seismik 3D..... | 25 |
| Gambar 4.5. | Tampilan data log | 25 |
| Gambar 4.6. | Hasil korelasi log sumur | 26 |
| Gambar 4.7. | Hasil dari proses Seismic-Well Tie pada sumur X-01..... | 28 |
| Gambar 4.8. | Hasil dari proses Interpretasi Seismik pada inline 366..... | 30 |
| Gambar 4.9. | Hasil dari proses picking sesar | 30 |
| Gambar 4.10. | Hasil dari proses picking horizon pada horizon A | 31 |
| Gambar 4.11. | Model Inisial Inline 366 Sumur X-13..... | 32 |
| Gambar 5.1. | Penentuan zona interest pada sumur X-11 | 34 |
| Gambar 5.2. | Crossplot p-impedance dengan gamma ray pada horison A.... | 35 |
| Gambar 5.3. | Log GR dan P-impedance pada horison A di sumur X-08 | 35 |
| Gambar 5.4. | Crossplot p-impedance dengan gamma ray pada horison B | 36 |
| Gambar 5.5. | Log GR dan P-impedance pada horison B di sumur X-08 | 36 |

| | |
|--|----|
| Gambar 5.6(a). Peta struktur dari horizon A | 38 |
| Gambar 5.6(b). Peta RMS dari horizon A..... | 38 |
| Gambar 5.6(c). Peta distribusi AI dari horizon A..... | 38 |
| Gambar 5.6(d). Peta porositas dari horizon A..... | 38 |
| Gambar 5.7. Hasil dari proses Interpretasi Seismik pada inline 366..... | 39 |
| Gambar 5.8(a). Peta struktur dari horizon B | 40 |
| Gambar 5.8(b). Peta RMS dari horizon B..... | 40 |
| Gambar 5.8(c). Peta distribusi AI dari horizon B | 40 |
| Gambar 5.8(d). Peta porositas dari horizon B | 40 |



DAFTAR TABEL

| | |
|---|----|
| Tabel 4.1. Parameter dan ketersediaan data sumur | 24 |
|---|----|



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Konsumsi hidrokarbon yang kian meningkat mendorong produsen minyak dan gas bumi di seluruh penjuru dunia untuk mampu meningkatkan produksinya. Representasi dari usaha tersebut yaitu dengan memperoleh lapangan hidrokarbon baru melalui kegiatan eksplorasi dan dengan memaksimalkan produksi pada lapangan hidrokarbon yang telah ada.

Teknik yang digunakan sebelumnya adalah interpolasi dan ekstrapolasi dari data sumur yang telah ada. Hal ini dilakukan mengingat data sumur memiliki kemampuan yang sangat baik untuk menggambarkan keadaan bawah permukaan bumi secara vertikal. Akan tetapi teknik tersebut belumlah cukup, karena masih dibutuhkannya dukungan data untuk menggambarkan keadaan bawah permukaan bumi secara lateral. Dengan begitu dibutuhkanlah peran metode seismik, mengingat metode seismik memiliki kemampuan yang baik dalam menggambarkan keadaan bawah permukaan bumi secara lateral.

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, 2001). Sedangkan pada metode inversi, tampilan impedansi akustik menghasilkan perlapisan yang lebih interpretatif dalam memetakan keadaan bawah permukaan karena metode inversi ini menransformasi data seismik refleksi ke dalam sifat bantuan secara kuantitatif dan reservoir secara deskriptif (Pendrel, tanpa tahun).

Perpaduan antara atribut seismik dan inversi merupakan metode efektif dalam memberikan informasi geologi bawah permukaan. Hal ini dapat dijadikan sebagai landasan dalam mengambil tindakan-tindakan terhadap reservoir, seperti penentuan lokasi sumur baru dan pengembangan sumur yang telah ada.

Dalam studi ini membahas lapangan X yang terletak di Graben Viking, Laut Utara. 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 batupasirnya.

1.2 Tujuan Studi

Berdasarkan permasalahan yang telah diungkapkan di atas, maka tujuan studi ini adalah untuk menerapkan inversi serta atribut seismik pada data seismik 3D guna memisahkan batupasir dan batulempung. Hasil pemisahan tersebut dapat dijadikan sebagai acuan untuk melakukan korelasi antar sumur dan pemetaan reservoir batupasir pada daerah studi.

1.3 Batasan Studi

Dalam studi ini dibuat penyederhaan terhadap permasalahan untuk lebih memfokuskan pembahasan. Pembatasan masalah tersebut meliputi:

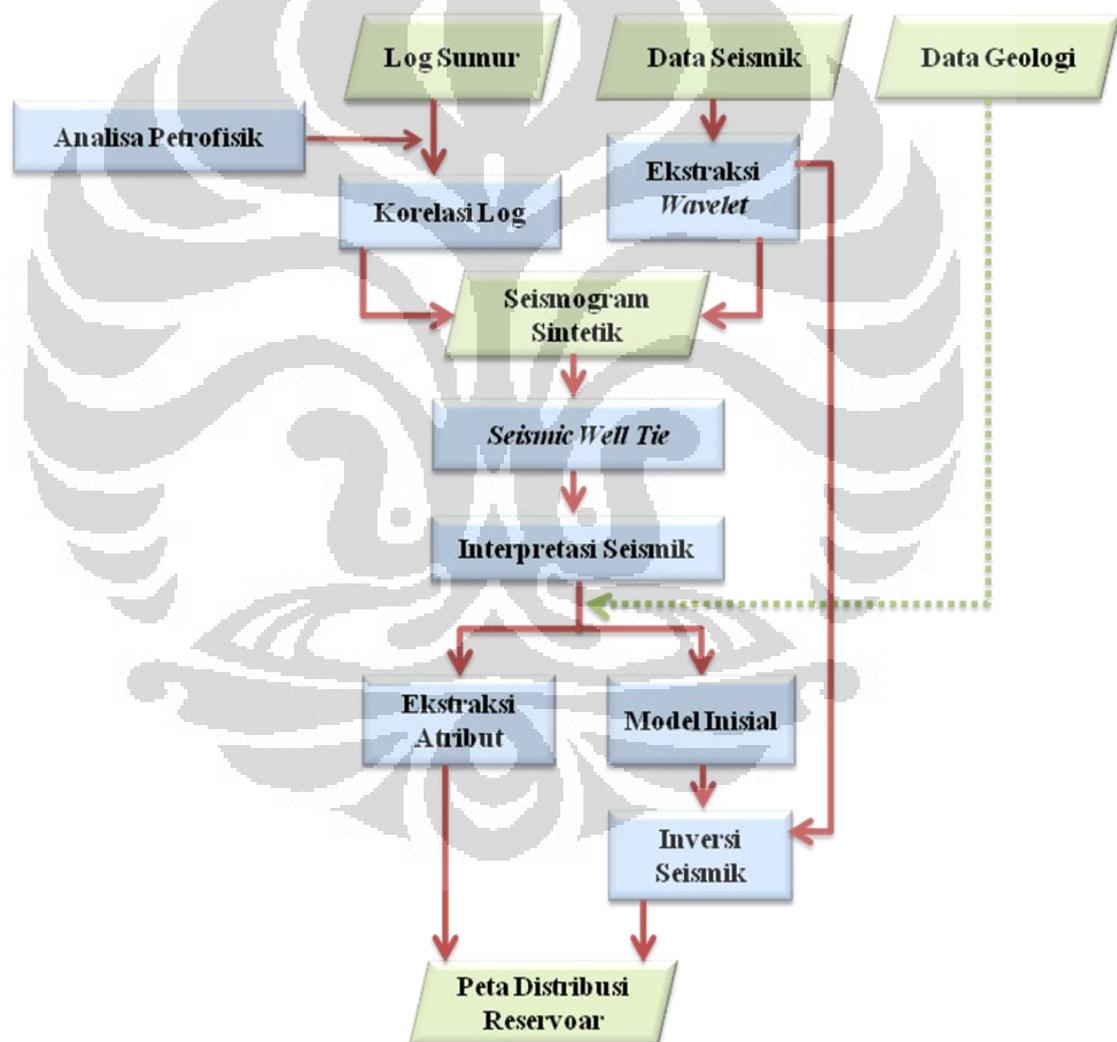
1. Data seismik dan data sumur yang digunakan pada studi ini merupakan data lapangan X yang terletak di Graben Viking, Laut Utara bagian utara.
2. Data seismik yang digunakan berupa data seismik 3D *post-stack* dengan asumsi bahwa data tersebut telah melalui tahap *processing* sesuai prosedur.
3. Data sumur yang digunakan meliputi 15 sumur dengan log yang tersedia meliputi *gamma ray*, densitas, porositas, permeabilitas, dan sonik. Sedangkan untuk data *checkshot* diperoleh dari semua sumur.
4. Tinjauan utama pada studi ini adalah atribut amplitudo dan impedansi akustik dari data inversi, sedangkan metode inversi yang digunakan adalah inversi *Modelbased*.

1.4 Metode Studi

Secara garis besar alur dari studi ini ditampilkan pada **Gambar 1.1**. Diawali dengan persiapan data awal berupa data seismik, data log sumur, dan data *checkshot*. Setelah dilakukan penyesuaian parameter-parameter, selanjutnya dilakukan analisa petrofisik untuk menentukan zona reservoir. Kemudian tiap-tiap sumur dikorelasi berdasarkan kesamaan tampilan data *gamma ray* pada data log, kemudian dipadukan dengan hasil ekstraksi *wavelet* untuk dibuat seismogram

sintetik. Data *checkshot* digunakan bersama seismogram sintetik untuk proses *seismic well tie*, yaitu proses pengikatan data seismik dengan data sumur.

Picking horison dan sesar dilakukan pada proses interpretasi seismik yang dipandu oleh data geologi yang diketahui. Hasil proses interpretasi digunakan untuk pembuatan model inisial bumi dan ekstraksi atribut seismik. Sebelum dilakukan inversi seismik, dilakukan terlebih dahulu analisa *rockphysics* untuk mengetahui karakter dari batupasir pada zona reservoir. Hasil dari inversi seismik dan ekstraksi atribut seismik diintegrasikan sebagai landasan dalam analisa persebaran reservoir pada lapangan X.



Gambar 1.1 Diagram alir studi.

1.5 Sistematika Penulisan

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

- Bagian pendahuluan dari skripsi ini terangkum dalam BAB 1, berisikan latar belakang dilakukan studi, tujuan studi, pembatasan masalah, metode yang digunakan serta sistematika penulisan.
- Pembahasan geologi regional dan tinjauan stratigrafi daerah studi dijelaskan pada BAB 2.
- Pada BAB 3 dijabarkan teori-teori yang dijadikan landasan studi seperti dasar teori gelombang seismik, inversi, dan atribut seismik.
- BAB 4 berisikan pendeskripsian data, langkah-langkah studi hingga pengaplikasian metode inversi dan atribut seismik pada daerah studi.
- Dalam BAB 5 dipaparkan hasil studi dan berbagai analisa yang mendukung hasil tersebut.
- Sebagai bagian akhir dari penulisan skripsi ini, diberikan beberapa kesimpulan dan saran berdasarkan hasil yang diperoleh dari keseluruhan studi ini, dimana keseluruhan hal tersebut terangkum dalam BAB 6.

BAB 2

TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI LAPANGAN X

2.1 Geologi Regional

Lapangan X terletak pada perairan Nowergia di Laut Utara. Reservoir yang berkembang merupakan endapan batupasir laut dangkal hingga fluvial dari formasi Cook, Statfjord, dan Kelompok Brent, yang berumur awal hingga pertengahan jurrasic.

Lapangan X mempunyai kerangka struktur yang kompleks, hadirnya sesar anjakan diatas area dari sesar normal, merupakan indikator dari rumitnya struktur yang berkembang di area ini.

2.2 Stratigrafi

Kelompok Triassic Hegre terdiri dari interval inter-bedded dari batu pasir, batu lempung, dan lempung, seluruhnya diendapkan di lingkungan benua. Bagian atas dari Kelompok Hegre (formasi Lunde) terdiri dari butiran medium, batuan pasir fluvial. Hamparan lapisan kelompok Hegre adalah Formasi Rhaetian-Sinemurian Statfjord yang terdiri dari 180-200m endapan batu pasir dalam lingkungan lumpur yang merubah karakternya dari sumur kering menjadi daratan yang lebih berlumpur.

Pada kedalaman 370-420 m kelompok Dunlin yang tebal dibagi menjadi formasi Amundsen, Burton, Cook dan Drake. Formasi Amundsen dan Burton terdiri dari 170-180 m dari batuan lempung laut dan batuan silt, pasir dan lempung dari bagian atas formasi Cook. Tebal 75-120 m dari formasi Drake terdiri dari lempung laut dengan jumlah silt yang bervariasi.

Kelompok Brent yang terdiri dari sebagian besar Bajocian-Bathonian muda membentuk bagian atas dan bagian tengah dari reservoir. Kelompok Brent terdiri dari 5 formasi, tertua menuju termuda, secara berurutan membentuk formasi Broom (8-12m), Rannoch (50-90m) Etive (15-40m). Ness (85-110m) dan Tarbert (75-105m), seluruh endapan dalam lingkungan delta.

Formasi Broom, terdiri dari endapan batupasir *conglomerate* laut dangkal, dengan pemilahan yang buruk, dan semakin menipis ke arah timur, yang dapat menunjukkan adanya syn-deposition dan atau *provenance* berasal dari arah barat. Formasi ini diinterpretasikan tidak mempunyai hubungan langsung dengan 4 formasi lainnya di Kelompok Brent, dan menunjukkan *provenance* yang berbeda dengan keempat lainnya. Formasi Rannoch tersusun dari batupasir mikaan dan batupasir berbutir halus (*fine grained*), struktur sedimen cross-stratification berkembang pada formasi ini, yang dapat

menjadi indikator proses laut berlangsung, interpretasi adanya struktur sedimen ini beserta litologi penyusunnya adalah delta front dengan pengaruh gelombang (*wave dominated delta front*).

Formasi Eive terdiri dari lapisan bersudut landai, berkembang juga struktur sedimen *cross-stratification*, besar butir mempunyai kisaran dari medium hingga berbutir kasar, diinterpretasikan diendapkan sebagai *mouth bar* dan *distributary channel*.

Formasi Ness, tersusun dari lempung, batubara, lanau, dan batupasir, yang diendapkan di lingkungan delta-plain. Hasil interpretasi dari lingkungan ini adalah terdapatnya fasies fluvial channel, overbank, interdistributary bay, dan laguna.

Formasi Tarbert merupakan formasi yang terakhir dan yang termuda dari Kelompok Brent. Terdiri dari batupasir laut, lanau dan serpih, yang mencerminkan keseluruhan fase transgresif, yang merupakan lanjutan dari proses progradasi delta ke arah Utara.

Jarak waktu utama (mencapai 100 Ma) diwakilkan oleh dasar Cretaceous (Cimmerian lama) unconformity di lapangan X, memisahkan sedimen cretaceous atas dari Sedimen Jurassic atau Triassic, dan menentukan masa bagian utama dari sejarah patahan pada wilayah ini. Di atas 100 m pada lempung Jurassic bagian atas (formasi Heather) dicadangkan secara lokal pada *hangingwall* sampai ke patahan utama di wilayah X, terutama di bagian barat.

2.3 Struktur Regional

Setidaknya ada dua fase keretakan besar telah mempengaruhi daerah ini. Keretakan tahap pertama didefinisikan sebagai fase Permo-Trias yang mempengaruhi total lebar utara Laut Utara. Keretakan kedua pada fase Jurasik akhir, dan lebih terlokalisasi ke pusat bagian utara Laut Utara (Viking dan Sogn grabens).

2.4 Sistem Petroleum

2.4.1 Batuan Induk

Penampakan dari kumpulan minyak dan gas penting pada Laut Utara bagian utara dipercayai terjadi karena butiran yang baik, karbon yang kaya akan organik dari laut pada Akhir Jurassic dan Awal Cretaceous. Lempung Kimmeridgian diakumulasikan pergerakan basin dikarenakan dorongan oksigen dan memungkinkan pencapaian ketebalan lokal sampai 3000m. Batuan induk sesungguhnya adalah lempung hitam yang menghasilkan radioaktif tinggi dan memiliki karbon organik total (TOC) yang mengandung 2 sampai 15 persen atau lebih dan rata-ratanya sekitar 5 persen TOC. Tipe dari kerogen dalam lempung panas merupakan campuran dari zat organik biasanya

dipaparkan sebagai tipe II kerogen yang merefleksikan campuran dari algae laut planktonik dan penurunan Terrigenous dari zat organik manusia.

2.4.2. Maturasi

Penimbunan batuan induk Graben Viking telah lebih atau kurang berlangsung dari waktu deposisi hingga saat ini. Sebagian batuan induk menerima kematangan suhu berdasarkan perolehan minyak dan gas pada masa awal Cretaceous maupun akhir Cretaceous dan berlangsung hingga saat ini pada sebagian area. Karena itu hasil terbaru dari minyak dan gas telah terlihat pada pemerangkapan yang hampir berlangsung selama sejarah awal Cretaceous pada Graben Viking.

2.4.3. Migrasi

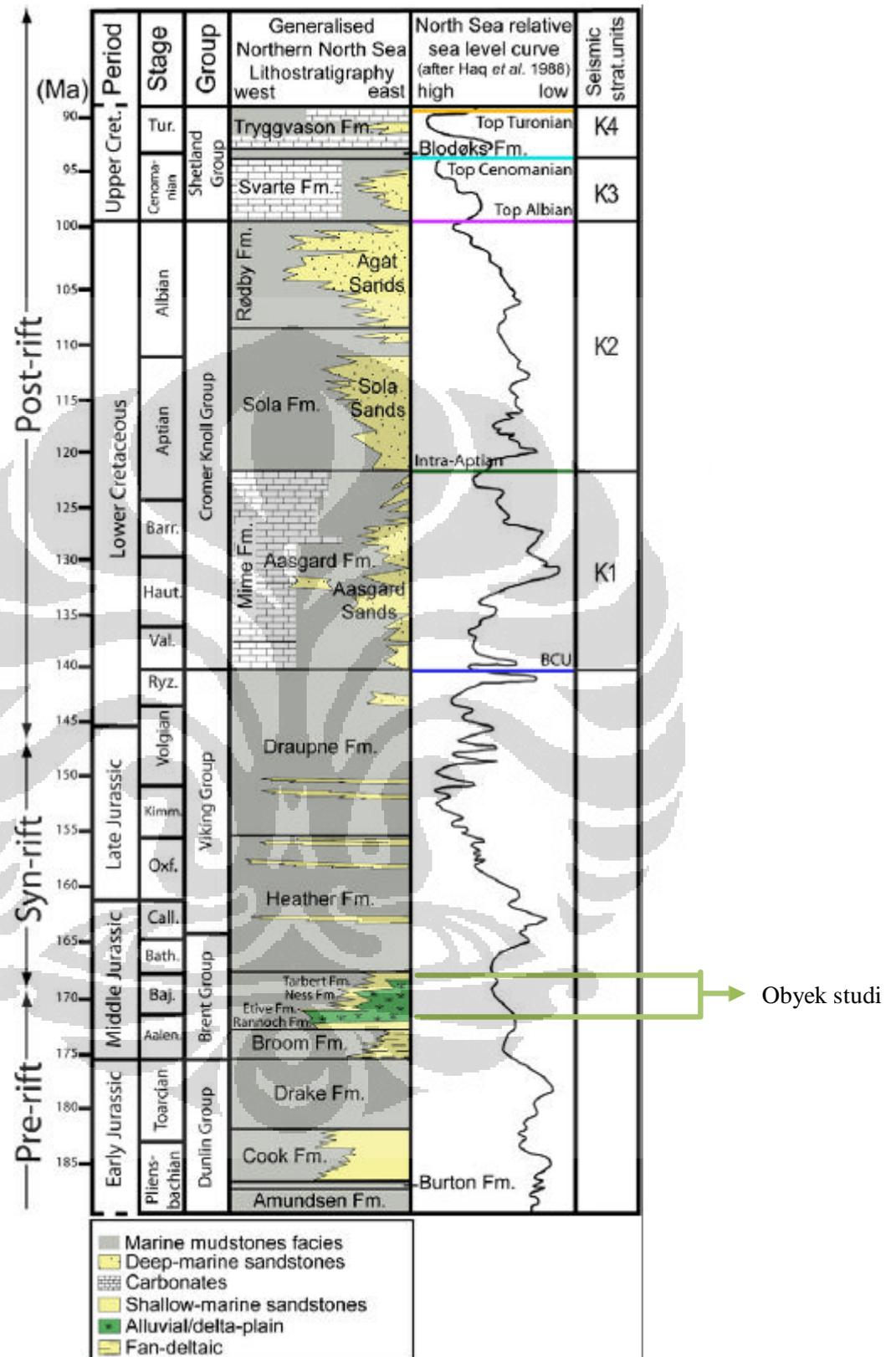
Pada berbagai tempat dalam Graben Viking, migrasi minyak dan gas tampak secara lateral, penurunan secara stratigrafik, dan peningkatan secara vertikal dalam dan melalui batuan permeabel dan rekahan dari masa pre-rift, syn-rift dan post-rift.

2.4.4. Batuan reservoir

Batuan reservoir penting mencakup batuan Triassic dan batuan reservoir pada awal Jurassic hingga pertengahan Jurassic, termasuk diantaranya Kelompok Brent, diendapkan sebelumnya hingga perekahan akhir Jurassic. Submarine fan yang kompleks mengandung batuan pasir reservoir terbentuk pada masa yang sama dengan perekahan akhir Jurassic. Dan juga, Bagian atas reservoir batuan pasir Jurassic dari reservoir Lapangan Troll memiliki ketebalan ratusan meter, dengan porositas mencapai 30 persen. Batuan pasir pada submarine fan dan channel dari masa Paleogene juga memiliki reservoir penting pada Graben Viking.

2.4.5. Pemerangkapan dan seal

Pengumpulan terbesar terjadi pada blok fault selama perekahan. Pelepasan hidrokarbon secara stratigrafis terjadi banyak pada daerah batuan pasir pada channel submarine dan fan yang kompleks diendapkan selama dan setelah perekahan. Batuan pasir extra-rift dari Delta Troll juga melepaskan hidrokarbon secara stratigrafis. Lapisan berbutir halus (mudstone) pada masa Tertiary pada umumnya tertutupi dan tertimbun cukup dalam dan kebanyakan terperangkap pada Graben Viking dan menghasilkan pemerangkapan efektif regional secara umum dalam penambahan pada pembentukan oleh heterogenetik lithologi stratigrafik.



Gambar 2.1 Kolom stratigrafi lapangan X.

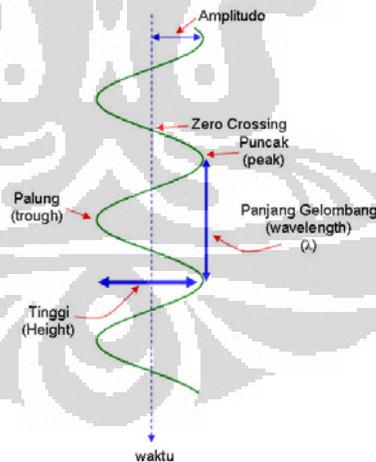
BAB 3 TEORI DASAR

3.1 Gelombang Seismik

3.1.1 Penjalaran Gelombang Seismik

Pada metode seismik inverse, gelombang suara dengan frekuensi rendah dihasilkan pada permukaan oleh sumber berenergi tinggi, misalnya ledakan. Gelombang tersebut menjalar ke dalam bumi, kemudian gelombang tersebut akan dipantulkan oleh bidang batas antara dua lapisan batuan yang mempunyai kontras impedansi. Selanjutnya gelombang pantul ditangkap oleh *receiver* di permukaan. Gelombang yang ditangkap membawa informasi mengenai jarak reflektor berdasarkan waktu datang (*travel time*) dan informasi mengenai sifat batuan diperoleh dari kekuatan sinyal yang direfleksikan (Bacon, 2003).

Ilustrasi mengenai komponen gelombang seismik dapat dilihat pada **Gambar 3.1**. Komponen dasar dari gelombang atau tras seismik adalah amplitudo, puncak, palung, *zero crossing*, tinggi dan panjang gelombang.



Gambar 3.1. Komponen dasar gelombang seismik (Abdullah, 2007)

3.1.2 Impedansi Akustik

Impedansi akustik (IA) merupakan hasil kali antara densitas (ρ) dan kecepatan (V). IA dapat digunakan sebagai indikator lithologi, porositas, juga

hidrokarbon, karena IA dipengaruhi oleh lithologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, dan temperatur. Secara matematis persamaan IA dapat dituliskan :

$$IA = \rho V \quad (3.1)$$

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.

3.1.3 Koefisien Refleksi

Refleksi gelombang seismik muncul ketika terjadi perubahan harga IA dan respon inilah yang dapat diinterpretasikan pada suatu penampang seismik. Harga IA diprediksi dari nilai amplitudo refleksinya. Semakin besar amplitudo refleksi maka semakin besar pula kontras Impedansi Akustik.

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 :

$$R_i = \frac{IA_{i+1} - IA_i}{IA_{i+1} + IA_i} \quad (3.2)$$

dengan :

- IA_i = Impedansi Akustik Lapisan ke-i
- IA_{i+1} = Impedansi Akustik Lapisan ke-i +1
- R_i = Koefisien Refleksi (KR) ke-i

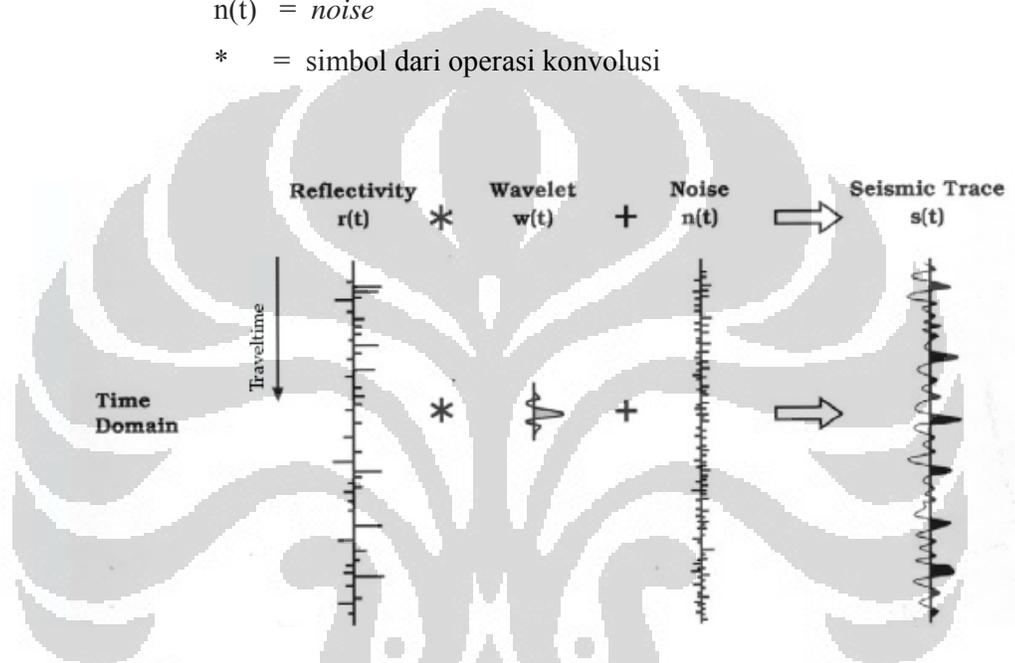
3.1.4 Tras Seismik

Model dasar dan yang sering digunakan dalam model satu dimensi untuk tras seismik yaitu mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap tras merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi

sumber seismik ditambah dengan *noise* (Russell, 1996). Dapat dituliskan dalam bentuk persamaan sebagai berikut :

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \quad (3.3)$$

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



Gambar 3.2 Ilustrasi proses penghasilan tras seismic (Partyka,1999)

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

3.1.5 *Wavelet*

Wavelet atau disebut juga sinyal seismik merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang seismik yang mempunyai amplitudo, frekuensi dan *phase* tertentu. 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.



Gambar 3.3 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)

3.1.6 Resolusi Seismik

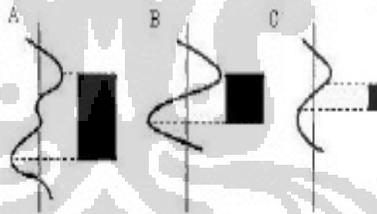
Resolusi adalah jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 1999). Interval frekuensi dari seismik hanya antara 10 - 70 Hz yang secara langsung menyebabkan keterbatasan resolusi dari seismik.

Resolusi terbagi menjadi resolusi vertikal dan resolusi horizontal. Resolusi vertikal besarnya berkisar antara seperdelapan sampai seperempat panjang gelombang (Sheriff dan Geldart, 1995).

Hubungan antara frekuensi (f), kecepatan (v), dan panjang gelombang (λ) dirumuskan sebagai :

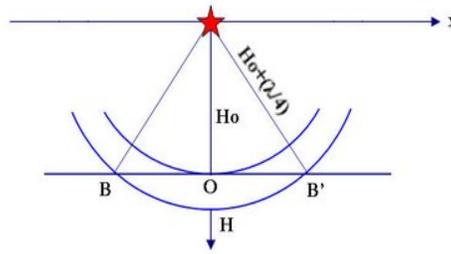
$$\lambda = \frac{v}{f} \quad (3.4)$$

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.



Gambar 3.4 Efek interferensi, (a) ketebalan lapisan $>$ *tuning thickness*, (b) ketebalan lapisan = *tuning thickness*, (c) ketebalan lapisan $<$ *tuning thickness*.

Sedangkan resolusi horisontal merupakan kemampuan akuisisi seismik untuk dapat memisahkan dua kenampakan permukaan reflektor. 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.

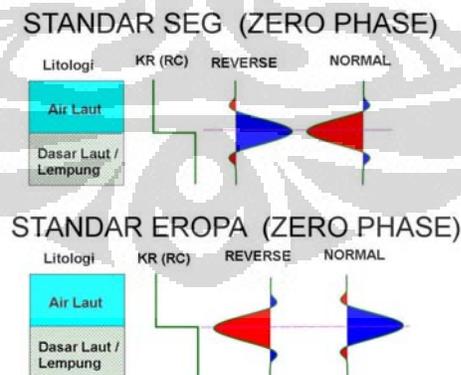


Gambar 3.5 Magnitudo zona Fresnel (Abdullah, 2007)

3.1.7 Polaritas

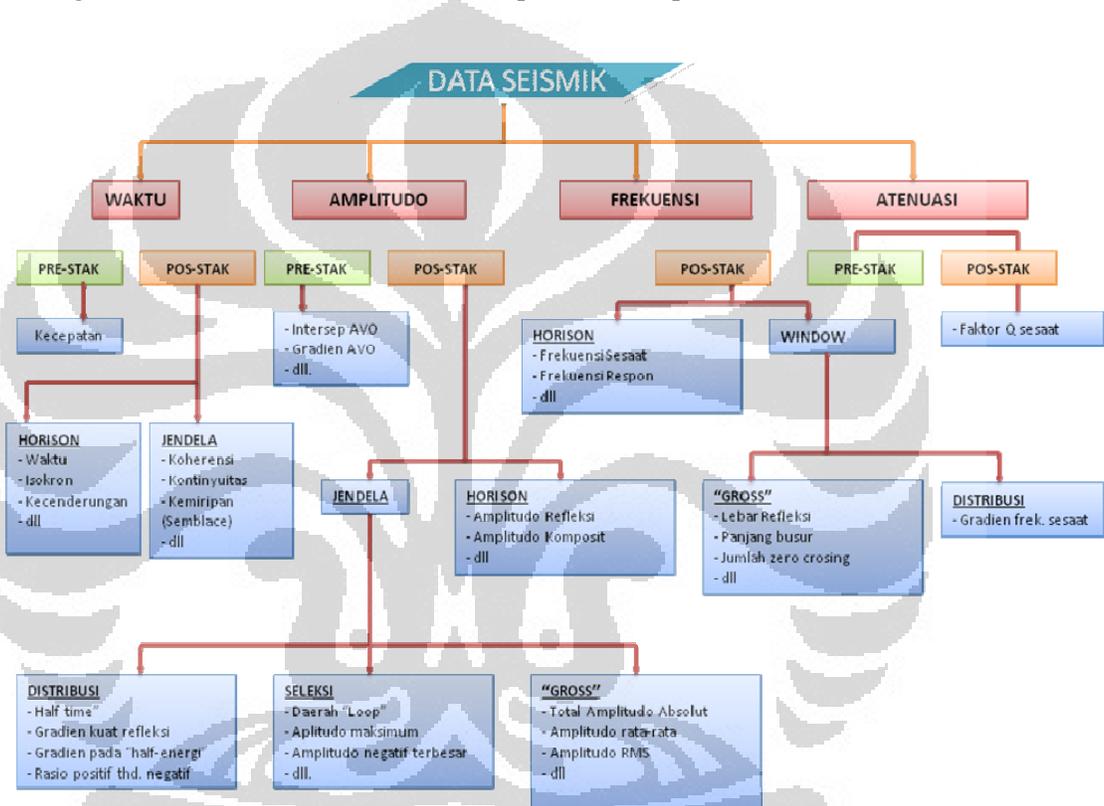
Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika $Z_2 > Z_1$ maka akan didapatkan bentuk puncak (peak), dan akan mendapatkan palung (trough) jika $Z_2 < Z_1$. Karena terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam 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 geopon didarat.
2. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada *tape*, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.

Gambar 3.6 Polaritas normal dan polaritas *reverse* (Abdullah, 2007)

3.2 Atribut Seismik

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 3.7**



Gambar 3.7 Klasifikasi Atribut Seismik (telah diload kembali dari Brown, 2000)

Dari tras seismik dapat diturunkan atribut yang merupakan atribut utama sebagai berikut :

- a. Kuat refleksi (kuat refleksi) / *Instantaneous Amplitude* {A(t)}

Kuat refleksi adalah *envelope* atau selubung dari jejak seismik. Harga kuat refleksi sifatnya tidak tergantung pada fase. Pada data yang berasal dari refleksi gabungan, kuat refleksi maksimum dapat terjadi pada titik-titik fase

(*phase point*) dan tidak pada puncak (*peak*) atau lembah (*through*) dari suatu jejak seismik *real*. Jadi puncak atau lembah dari amplitudo jejak real bukan merupakan kuat refleksi maksimum. Persamaannya :

$$A(t) = [f(t)^2 + f^*(t)^2] \quad (3.5)$$

Kegunaan dari kuat refleksi ini antara lain :

1. Memberikan gambaran tentang koefisien refleksi
2. Membedakan impedansi akustik
3. Amplitudo tinggi menunjukkan adanya akumulasi gas

Kuat refleksi yang tinggi bisa jadi merupakan indikasi adanya akumulasi gas atau perubahan litologi yang besar antar lapisan batuan. Perubahan kuat refleksi yang bertahap dapat disebabkan oleh variasi lateral dari ketebalan suatu lapisan sehingga terjadi interferensi refleksi. Sedangkan perubahan yang mendadak dapat disebabkan oleh adanya patahan (sesar) atau akumulasi hidrokarbon.

b. *Instantaneous Phase* (fase sesaat) $\{\theta(t)\}$

Fase sesaat merupakan suatu harga pada suatu waktu. Karena fase tidak tergantung pada kuat refleksi maka hal ini sering membuat event koheren yang lemah menjadi jelas, sehingga sangat efektif dalam menggambarkan diskontinuitas, patahan, pembajian (*pinchout*), angularitas, serta bentuk-bentuk lapisan dengan kemiringan yang berbeda. Tampilan fase sesaat juga sangat membantu dalam menentukan batas-batas sekuen seismik serta pola-pola pengendapan sedimen *on-lap* dan *off-lap* sering terlihat sangat jelas. Persamaannya :

$$\theta(t) = \tan^{-1} \left(\frac{f^*(t)}{f(t)} \right) \quad (3.6)$$

Kegunaan dari fase sesaat ini adalah untuk melihat kemenerusan lapisan.

c. *Instantaneous Frequency* (frekuensi sesaat) $\{\omega(t)\}$

Frekuensi sesaat adalah suatu harga pada suatu titik dalam waktu sama seperti fase sesaat. Harga frekuensi sesaat ini akan mengalami perubahan yang drastis pada pembajian (*pinchout*) dan pada bidang batas air dengan hidrokarbon. Frekuensi sesaat yang rendah menunjukkan reflektor di bawah beberapa jenis reservoir gas. Zona patahan juga ditandai oleh bayangan frekuensi rendah. Persamaannya diperoleh dari diferensiasi persamaan :

$$\omega(t) = \frac{\delta\theta(t)}{dt} \quad (3.7)$$

Kegunaan dari frekuensi sesaat adalah :

- Adanya anomali frekuensi rendah menunjukkan indikasi hidrokarbon
- Korelasi lapisan

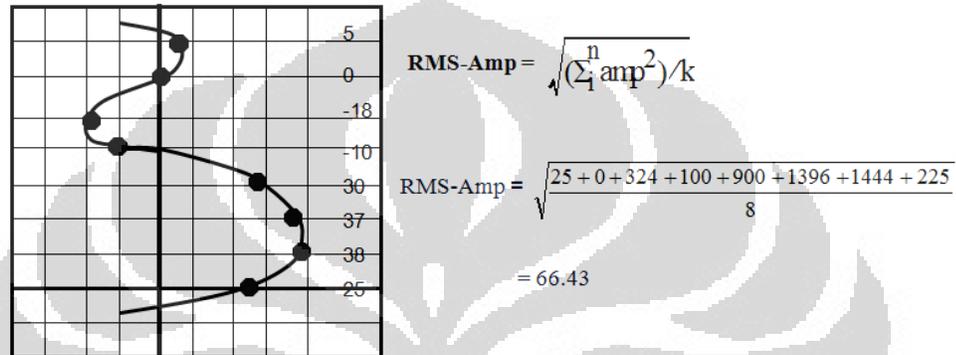
Atribut paling dasar dalam tras seismik adalah amplitudo. Pada awalnya data seismik digunakan hanya untuk menganalisis struktur saja, karena amplitudo hanya dilihat berdasarkan kehadirannya saja bukan kontras nilai pada time. Akan tetapi pada saat ini nilai amplitudo asli (atribut amplitudo) dapat diturunkan 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:

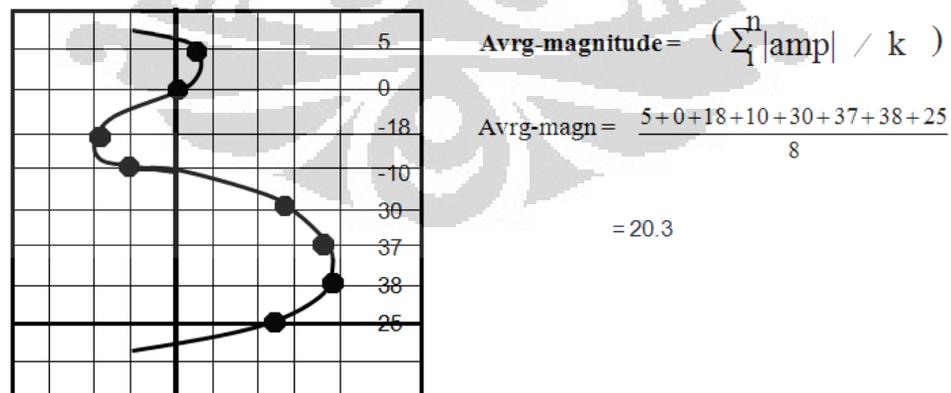
1. Amplitudo RMS (*Root Mean Square Amplitude*)



Gambar 3.8 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*)

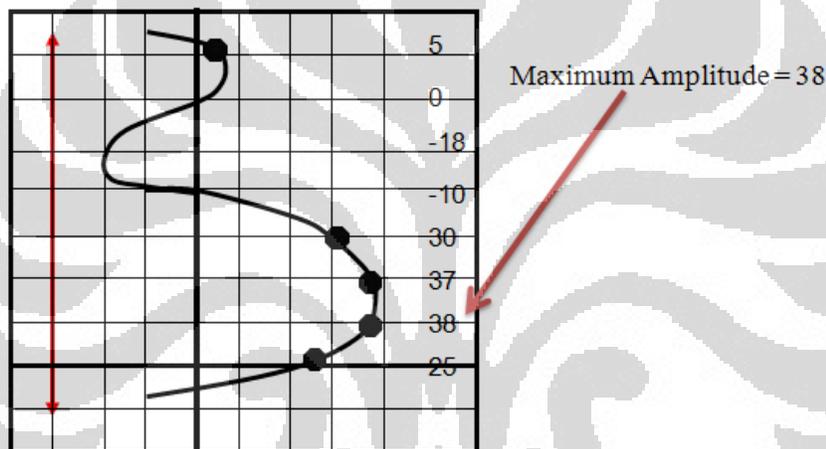


Gambar 3.9. Perhitungan amplitudo absolute rata-rata
(telah diolah kembali dari Schlumberger Oil and Gas Information Solution, tanpa tahun)

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

3.3 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.

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.

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 persentasenya, 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 DATA DAN PENGOLAHAN DATA

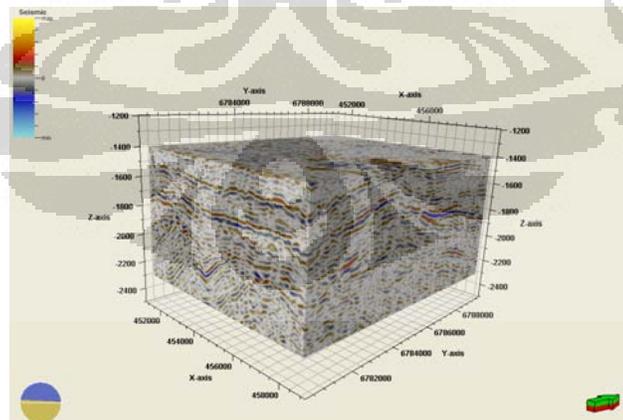
4.1 Persiapan Data

Data yang dipersiapkan pada studi ini meliputi data seismik dan data sumur. Parameter-parameter maupun ketersediaan data memiliki pengaruh besar terhadap hasil dari proses studi ini. Berikut ini akan diuraikan data masukan yang digunakan.

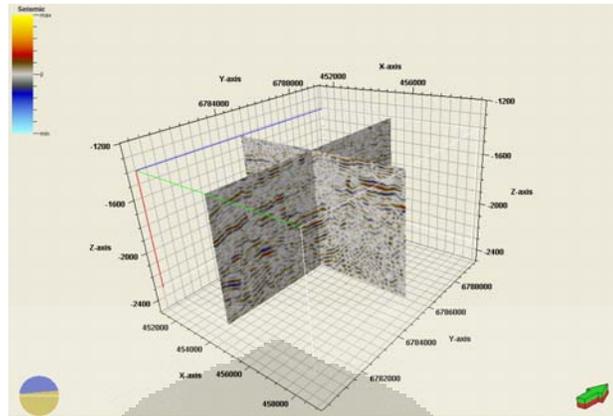
1. Data Seismik 3D

Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *post-stack time migration* (PSTM). Terdapat 375 jumlah *inline* dan 301 jumlah *crossline* dengan interval masing-masing berjarak 25 meter. Waktu tempuh seismik (TWT) dimulai dari 1.400 ms hingga 2.300 ms dengan *sample rate* 4 ms.

Data seismik dari lapangan X 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 4.1.** dan **Gambar 4.2** menunjukkan data seismik 3D yang digunakan.

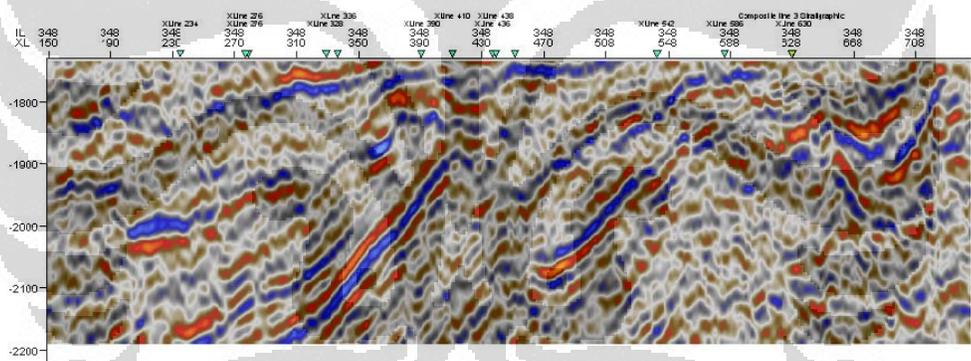


Gambar 4.1 Dataset seismik 3D volume dalam tampilan *cubewall*



Gambar 4.2 Dataset seismik 3D dalam tampilan *Inline* maupun *Crossline*

Salah satu penampang seismik *inline* ditampilkan pada **Gambar 4.3**, gambar ini merupakan tampilan 2D dari data seismik yang dapat digunakan untuk proses interpretasi seismik.



Gambar 4.3 Penampang seismik inline pada tampilan 2D

2. Data Sumur

Pada studi ini digunakan 15 sumur dengan distribusi yang cukup merata pada cakupan wilayah data seismik 3D. Kedalaman sumur bervariasi mulai dari 1.400 m hingga 2.900 m dari muka laut. Data sumur meliputi log yang tersedia dan koordinat dari masing-masing sumur termasuk parameter *kelly bushing*.

Karena sumur pada studi ini berupa sumur miring (*directional well*), maka penyesuaian terhadap kedalaman terukur perlu dilakukan berdasarkan besarnya

kemiringan sumur tersebut. Hal ini dilakukan agar data log sumur dapat tepat mengikuti arah dari sumur

Adapun keterbatasan data pada studi ini diantaranya adalah tidak tersedianya log resistivitas hingga saturasi air, bahkan terdapat satu sumur yang hanya memiliki data kecepatan. Selain itu, *well report* dari data inti batuan juga tidak tersedia.

Ketersediaan data log dapat dilihat pada **Tabel 4.1** berikut ini,

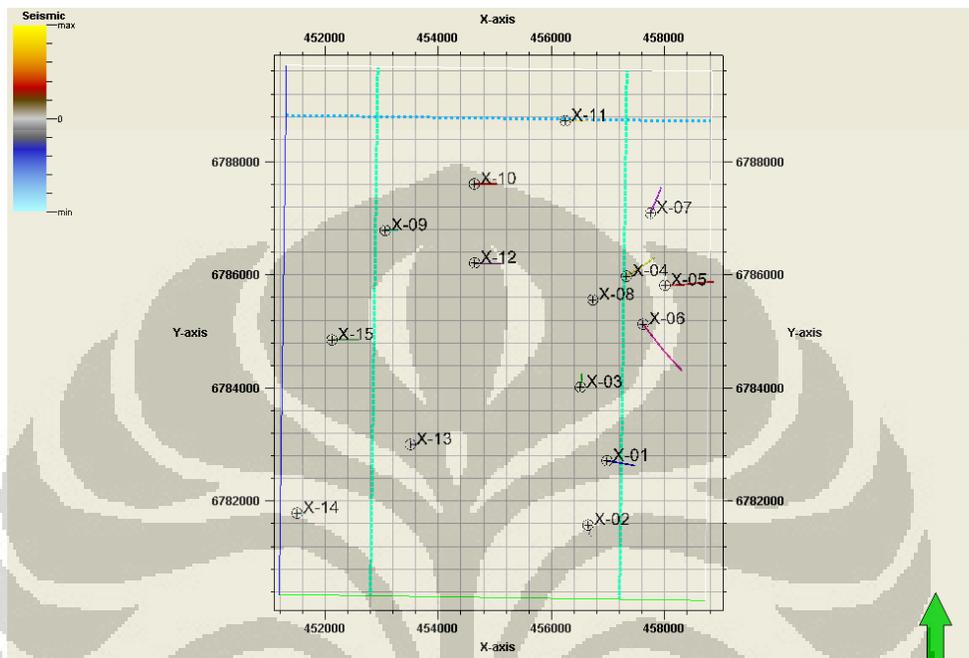
Tabel 4.1. Ketersediaan data sumur

| Sumur | Kelly Bushing | Log Gamma Ray | Log Porositas | Log Densitas | Log Sonik | Log Permeabilitas | Log Resistivitas |
|-------|------------------|------------------|------------------|-----------------|--------------|----------------------|---------------------|
| X-01 | 0 | √ | √ | √ | √ | √ | - |
| X-02 | 0 | √ | √ | √ | √ | √ | - |
| X-03 | 0 | √ | √ | √ | √ | √ | - |
| X-04 | 0 | - | - | - | √ | - | - |
| X-05 | 0 | √ | √ | √ | √ | √ | - |
| X-06 | 0 | √ | √ | √ | √ | √ | - |
| X-07 | 0 | √ | √ | √ | √ | √ | - |
| X-08 | 0 | √ | √ | √ | √ | √ | - |
| X-09 | 0 | √ | √ | √ | √ | √ | - |
| X-10 | 0 | √ | √ | √ | √ | √ | - |
| X-11 | 0 | √ | √ | √ | √ | √ | - |
| X-12 | 0 | √ | √ | √ | √ | √ | - |
| X-13 | 0 | √ | √ | √ | √ | √ | - |
| X-14 | 0 | √ | √ | √ | √ | √ | - |
| X-15 | 0 | √ | √ | √ | √ | √ | - |

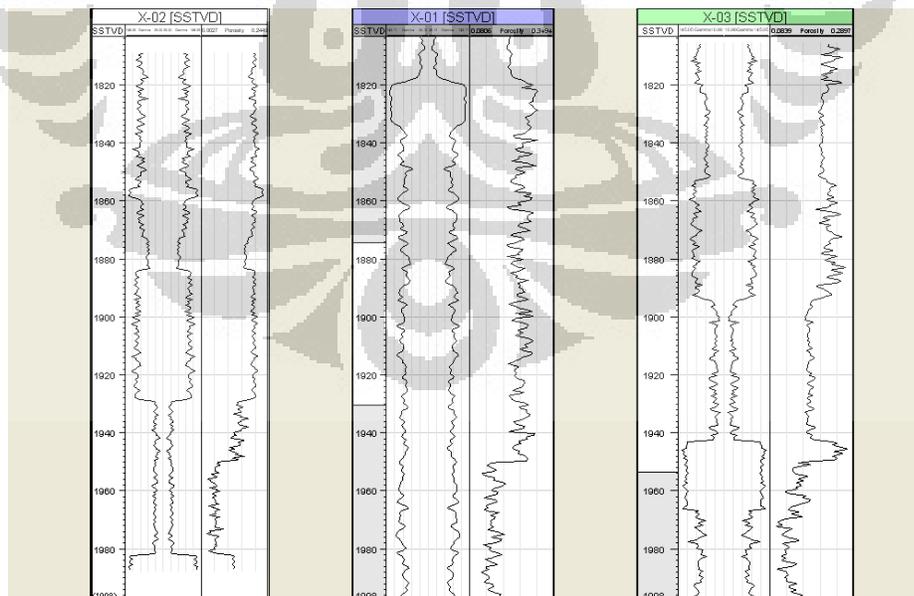
Keterangan : √ = tersedia,

- = tidak tersedia

Seluruh skala kedalaman sumur menggunakan satuan meter yang diukur dengan parameter *True Vertical Depth Sub-Sea* (TVDSS). Sedangkan tampilan data log sumurnya ditunjukkan oleh **Gambar 4.5**.



Gambar 4.4 Distribusi sumur-sumur terhadap wilayah seismik 3D



Gambar 4.5 Tampilan data log dari 3 sumur. Log Gamma Ray di bagian kiri dan log porositas di bagian kiri.

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 15 sumur yang memiliki data *checkshot*, yang berarti tiap sumur memiliki data *checkshot*.

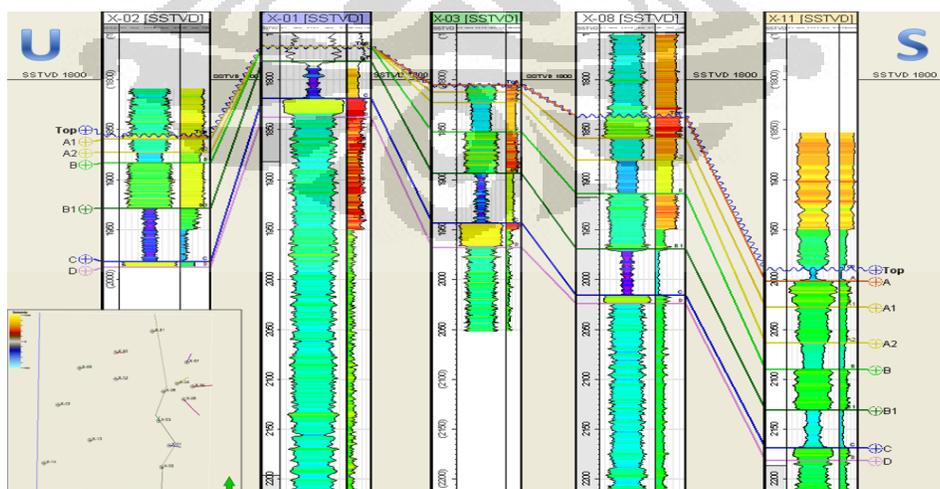
4.2 Pengolahan Data

4.2.1 Korelasi Sumur

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

Hasil korelasi ditampilkan pada 1.800 m *depth flatening*. Pada gambar 4.6 diperlihatkan contoh korelasi yang diambil pada arah Utara–Selatan, berurutan dari arah utara yaitu sumur X-11, X-08, X-03, X-01, X-02. Log yang digunakan untuk korelasi adalah log *gamma ray* (*mirroring curve log*) di sebelah kiri dan log porositas di sebelah kanan (*right align curve log*) dalam masing-masing sumur.

Log *gamma ray* secara kualitatif dapat menjadi indikator pasir terhadap lempung. Respon *gamma ray* tebal menunjukkan nilai *gamma ray* rendah yang berarti lapisan dominan pasir. Sedangkan respon log porositas semakin ke kanan bernilai semakin besar.



Gambar 4.6 Hasil korelasi log sumur menunjukkan adanya penipisan lapisan

4.2.2 Ekstraksi Wavelet

Proses ekstraksi wavelet dapat dilakukan dengan beberapa metode. Metode pertama dengan menggunakan cara statistik, yaitu dengan mengekstraksi *wavelet* dari *cube* data seismik disekitar zona target. Metode kedua dengan menggunakan data sumur, dimana *wavelet* diekstraksi disekitar lokasi sumur, sedangkan metode ketiga dengan membuat *wavelet* Ricker.

Pada studi ini dipilih *wavelet* statistik. Alasan pemilihan metode ini karena frekuensi gelombang seismik menjadi semakin kecil seiring dengan berubahnya kedalaman, dengan begitu dibutuhkan frekuensi yang hanya mempresentasikan kondisi pada kedalaman dimana reservoir target berada saja.

Frekuensi dominan yang digunakan pada *wavelet* ini adalah 30 Hz, sedangkan fasa yang digunakan adalah *zerophase*. Guna dari diketahuinya fasa dari *wavelet* ini adalah sebagai dasar pembenaran pada proses *picking horison*. Jika digunakan *zerophase* maka *picking horison* dilakukan pada *peak* atau *through* dari *wiggle* seismik. Sedangkan bila digunakan *minimum phase* atau *maximum phase*, maka *picking horison* dilakukan pada *zerocrossing*.

4.2.3 Well Seismic Tie

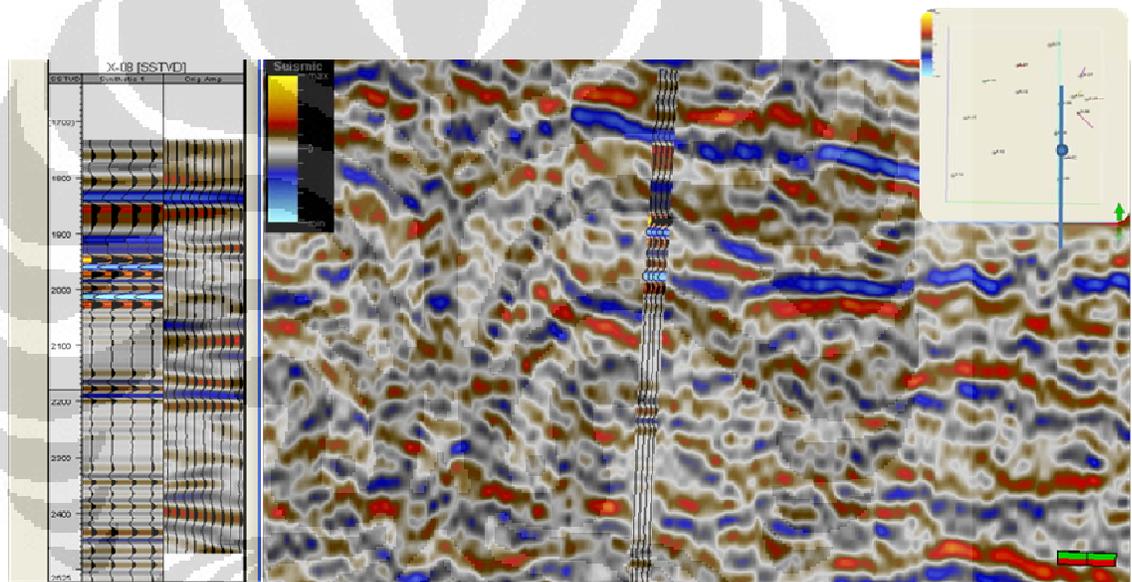
Proses *well seismic tie* dilakukan untuk memadukan data sumur yang berada pada domain kedalaman dengan data seismik yang berada pada domain waktu, sehingga data *marker* dari sumur dapat digunakan untuk penentuan horison pada data seismik. Karena yang dirubah adalah domain data sumur, maka perlu dilakukan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

Sintetik seismogram dibuat dengan cara mengonvolusikan koefisien refleksi dengan *wavelet*. Pada tahap *well seismic tie* ini terdapat beberapa perlakuan untuk memperoleh hasil korelasi data sintetik dengan data riil yang berkualitas baik. Perlakuan-perlakuan tersebut adalah *shifting*, *stretching*, dan *squeezing*.

Shifting merupakan proses pemindahan seluruh komponen seismogram ke tempat yang diinginkan. Proses ini diperlukan karena adanya perbedaan datum antara data seismik dan data sumur.

Stretching dan *squeezing* merupakan proses meregang dan memampatkan antara dua amplitudo yang berdekatan pada data seismogram. Proses *stretch-squeeze* ini dilakukan untuk mencocokkan tras seismik dengan tras sintetik.

Sebelum dilakukan perlakuan-perlakuan tersebut, harus diketahui terlebih dahulu kisaran kedalaman dari *marker* geologi agar tidak terjadi kesalahan dalam proses *well seismic tie*. *Stretch-squeeze* memiliki batas toleransi pergeseran 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.



Gambar 4.7 Hasil dari proses well seismic Tie pada sumur X-08

Gambar 4.7 menunjukkan hasil koreksi data sintetik dengan data riil. Tras sebelah kiri menunjukkan tras sintetik sedangkan tras di sebelah kanannya menunjukkan tras riil. Pada penampang seismik terlihat kecocokan antara *peak* dan *trough* dari tras sintetik dan tras riil.

4.2.4 Interpretasi Seismik

Interpretasi seismik meliputi interpretasi struktural berupa horison dan sesar. *Picking* sesar merupakan tahapan dalam interpretasi seismik dimana dilakukan penentuan bidang sesar pada penampang seismik. Sesar merupakan rekahan pada batuan yang telah mengalami pergeseran, sehingga sesar dalam seismik ditunjukkan dengan terpotongnya horison seismik oleh bidang sesar.

Picking sesar dilakukan mulai dari pergeseran horison yang nampak jelas dan diteruskan pada zona pergeseran tersebut secara vertikal. Penentuan indikasi sesar atau patahan dicirikan oleh kriteria sebagai berikut :

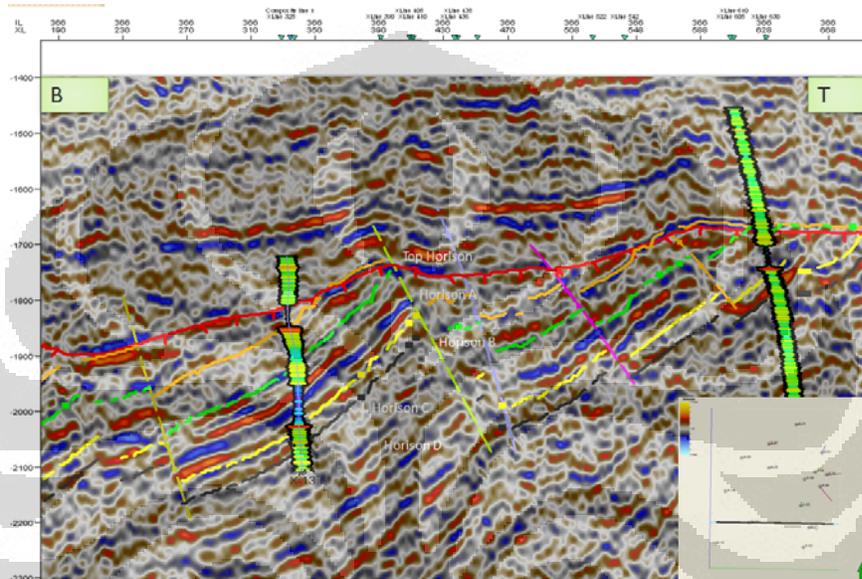
1. Diskontinuitas horison atau dislokasi kemenerusan refleksi horison secara tiba-tiba.
2. Perubahan kemiringan horison secara mendadak.
3. Terjadinya penebalan atau penipisan lapisan di antara dua horison.
4. *Fault shadow*, yaitu rusaknya data di zona tersesarkan.
5. Kuat atau lemahnya refleksi karena perbedaan densitas pada blok patahan.

Picking horison merupakan tahapan dalam interpretasi seismik dimana dilakukan penentuan garis secara horisontal pada kemenerusan lapisan yang terlihat pada penampang seismik. Kemenerusan horison yang sama pada lintasan *inline* dan *crossline* akan mengindikasikan hasil penarikan horison yang konsisten. Penarikan horison seismik yang akan diinterpretasi pertama kali seharusnya dilakukan dengan menampilkan penampang seismik dan log sumur yang telah dilakukan pengikatan (*well seismic tie*) sebelumnya.

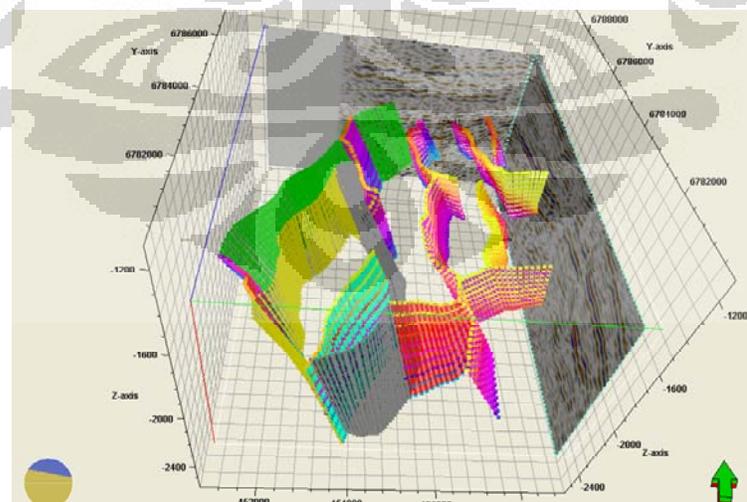
Informasi mengenai keadaan struktur geologi daerah studi meliputi jenis dan arah penyebaran suatu batuan reservoir dibutuhkan dalam melakukan *picking* horison. Hal ini penting karena adanya struktur sesar atau patahan dapat mengakibatkan perbedaan waktu tempuh gelombang pada horison yang sama. Alasan tersebut juga mendasari dilakukannya *picking* sesar sebelum *picking* horison.

Dari hasil interpretasi seismik pada studi ini, didapatkan 5 horison seismik dan 14 patahan. Gambar 4.8 merupakan contoh hasil interpretasi seismik pada tampilan penampang seismik 2D di *inline* 366 dengan indikasi patahan blok dan

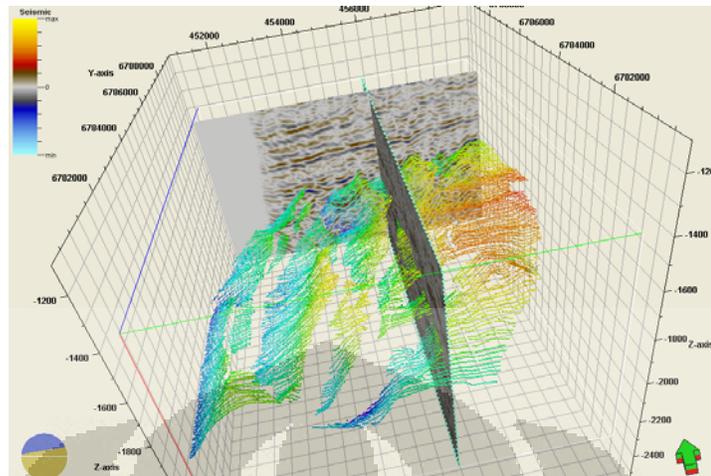
ketidakselarasan lapisan pada horison atas, sedangkan gambar 4.9 menunjukkan pola patahan dengan tampilan 3D dan gambar 4.10 menunjukkan salah satu horison hasil interpretasi. Dari hasil interpretasi seismik terlihat bahwa struktur utama yang menyebabkan terjadinya perangkap hidrokarbon adalah struktur blok patahan (*fault block*), dimana struktur tersebut merupakan tempat bagi reservoir.



Gambar 4.8 Hasil dari interpretasi seismik pada inline 366



Gambar 4.9 Hasil dari proses picking sesar



Gambar 4.10 Hasil dari proses picking horison pada horison A

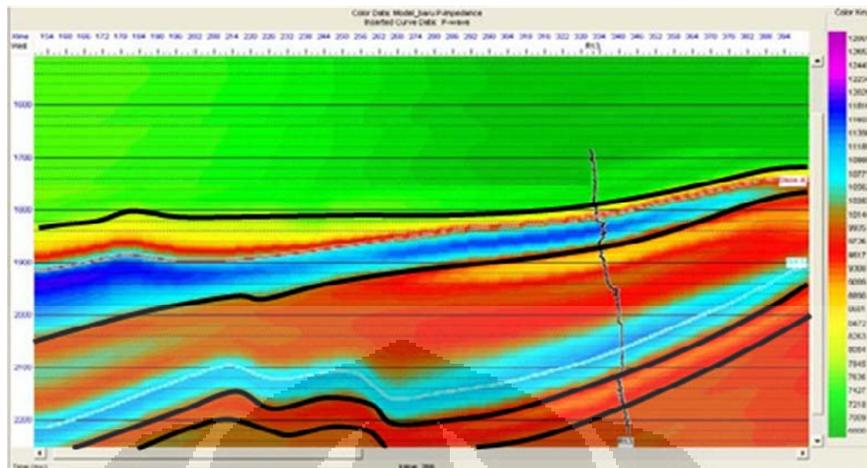
4.3 Seismik Inversi

Tujuan utama dari inverssi 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.

4.3.1 Pembuatan Model Inisial

Model bumi merupakan model geologi yang dibuat berdasarkan informasi data sumur dan horison. Deskripsi geologi yang diperoleh dari data sumur akan diekstrapolasi secara lateral mengikuti batas horison yang telah dibuat. Dalam membuat model bumi diperlukan *wavelet* dan data sonik yaitu *P-wave*. Data sonik yang digunakan merupakan data yang memiliki korelasi optimum dengan data seismik, sedangkan *wavelet* yang digunakan adalah *wavelet* yang dihasilkan dari sintetik.

Sumur-sumur yang menjadi masukan pada proses ini adalah sumur X-01, sumur X-02, sumur X-03, sumur X-09, sumur X-10, sumur X-11, sumur X-12, sumur X-13, sumur X-14, dan sumur X-15, sedangkan data log yang digunakan adalah log *P-wave* dan log densitas. Horison yang digunakan adalah horison Top, Base A dan Bot D, sedangkan *wavelet* yang digunakan adalah *wavelet* sintetik. Gambar 4.11 menunjukkan modelan inisial pada inline 366 di sumur X-13.



Gambar 4.11 Model Inisial Inline 366 Sumur X-13

4.3.2 Inversi *Modelbased*

Metode inversi *modelbased* ini terbagi menjadi dua metode yaitu metode *constrained* dan *stochastic*. Pada metode *constrained*, ditentukan sejauh apa impedansi dari hasil inversi dapat berubah dari model inisialnya (ditentukan batas atau *constrain*-nya). Sedangkan pada metode *stochastic* tidak ditentukan pembatasan tersebut.

Pada studi ini, yang dilakukan adalah metode *modelbased constrained* pada window 1397 sampai 2301 ms. Nilai *constrained* dipilih 25 % yang berarti batas bawah dan batas atas dari model inisial bisa berubah sebesar 25% dalam mendapatkan model hasil inversinya. Sedangkan *average block size* yang dipilih adalah 4 ms sesuai dengan sampling dari seismiknya. Iterasi yang dipilih adalah 20 kali iterasi untuk mendapatkan model final.

4.4 Atribut amplitudo seismik.

Proses ini dilakukan berdasarkan peta struktur waktu yang dihasilkan dari hasil picking horison sebelumnya. Dimana hal yang penting dari pembuatan amplitudo atribut analisa window adalah penentuan lebar window itu sendiri, sampling rate dari data seismik dan juga jenis atribut yang kita gunakan dalam

studi ini. Pada studi ini, data seismik 3D yang digunakan memiliki *sampling rate* 4 ms, sehingga faktor ini dianggap konstan.

Analisa window yang digunakan adalah *horizon to horizon*, dengan lebar *window* yang digunakan adalah 5 ms ke bawah dan 5 ms ke bawah dari horison yang digunakan.

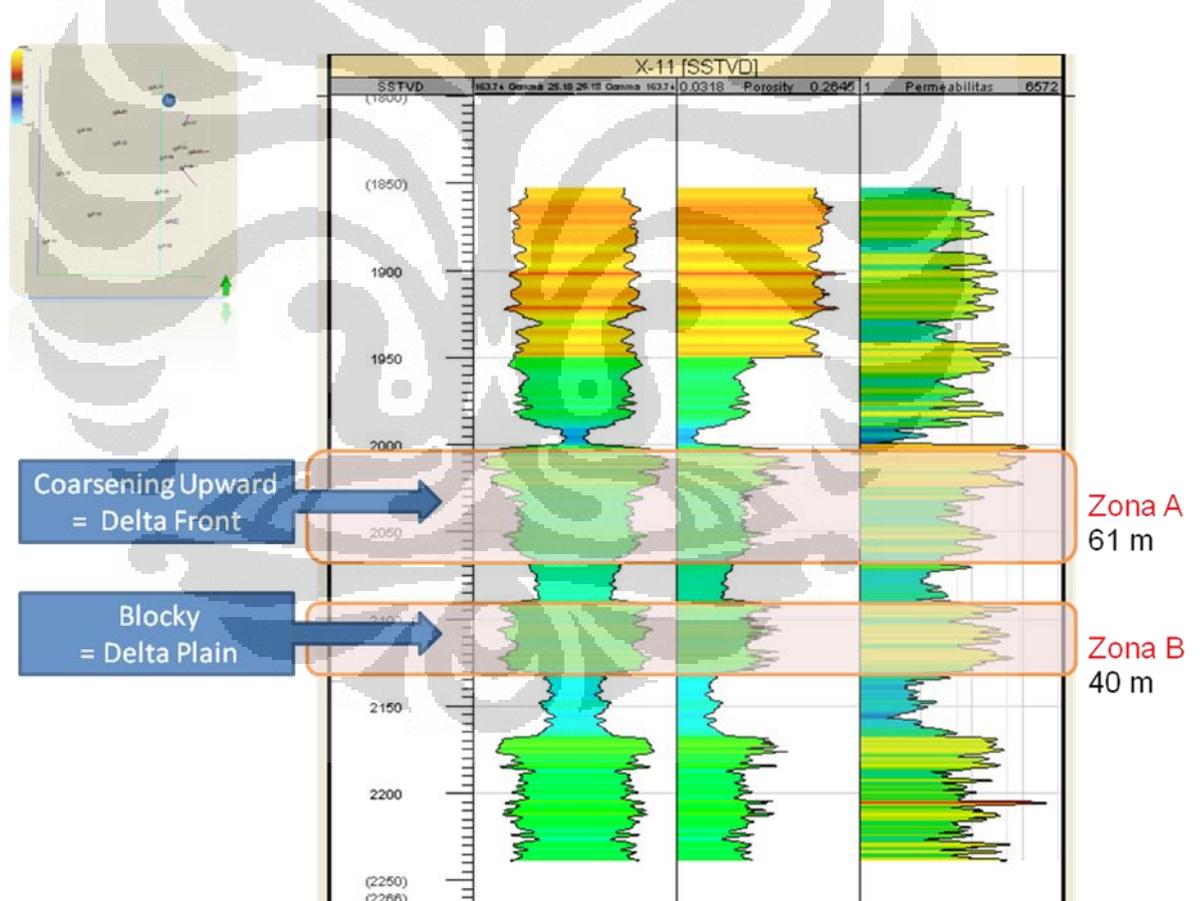
Setelah diperoleh hasil dari RMS atribut, dilakukan pengintegrasian terhadap nilai impedansi akustik, porositas dan *gamma ray*. Impedansi akustik dan porositas diperoleh dari hasil inversi seismik yang dilakukan sebelumnya, sedangkan *gamma ray* diperoleh dari hasil inversi tetapi bukan dari studi ini. Dari pengintegrasian tersebut akan terlihat distribusi dari reservoir pada setiap horizon.



BAB 5 HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Hasil Analisa Petrofisik

Langkah awal dalam karakterisasi reservoir pada studi ini adalah melakukan analisa petrofisika. Tahap ini dilakukan untuk mengetahui sifat maupun korelasi nilai impedansi akustik zona reservoir terhadap parameter lain, dalam hal ini gamma ray dan porositas dan permeabilitas. Pada Gambar 5.1 memperlihatkan penentuan zona reservoir target pada sumur X-11. Penentuan berdasarkan nilai gamma ray yang rendah, porositas dan permeabilitas yang tinggi diperoleh bahwa zona interest pada zona A memiliki ketebalan 61 m sedangkan zona B 40 m.

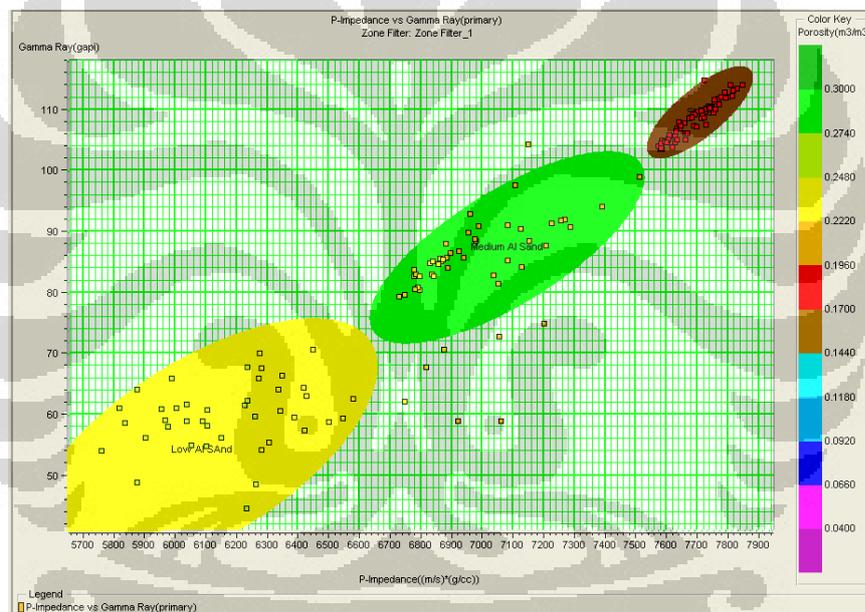


Gambar 5.1. Penentuan Zona interest pada sumur X-11

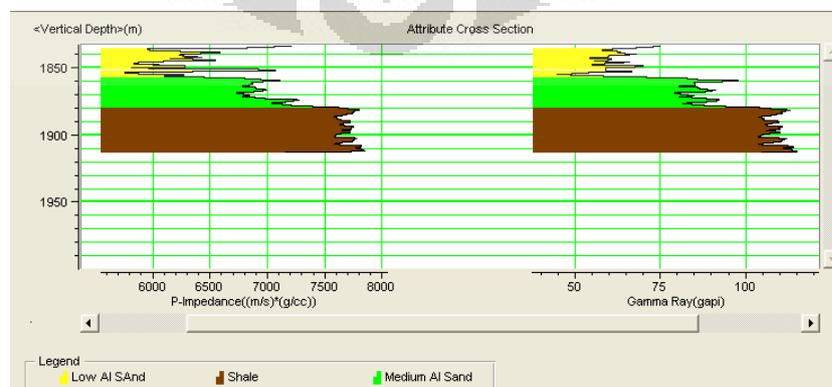
Dasar lain yang menjadi penentuan zona reservoir adalah teridentifikasinya pola *coarsening upward* dan *blocky* pada kurva log gamma ray, yang mana pola-pola tersebut merupakan ciri dari lingkungan pengendapan deltaik. Identifikasi lokasi pengendapan ini sesuai dengan data geologi regional yang mengatakan bahwa formasi Tarbert dan Ness merupakan lingkungan pengendapan delta.

5.1.1 Pembahasan Analisa Petrofisik pada Horison A

Berdasarkan hasil korelasi sumur, zona yang menjadi target pada studi ini adalah horison A dan horison B. Sebelum dilakukan analisa hasil inversi pada dua horison tersebut terlebih dahulu diidentifikasi karakter dari reservoirnya.



Gambar 5.2. Crossplot P impedance dengan gamma ray pada horison A

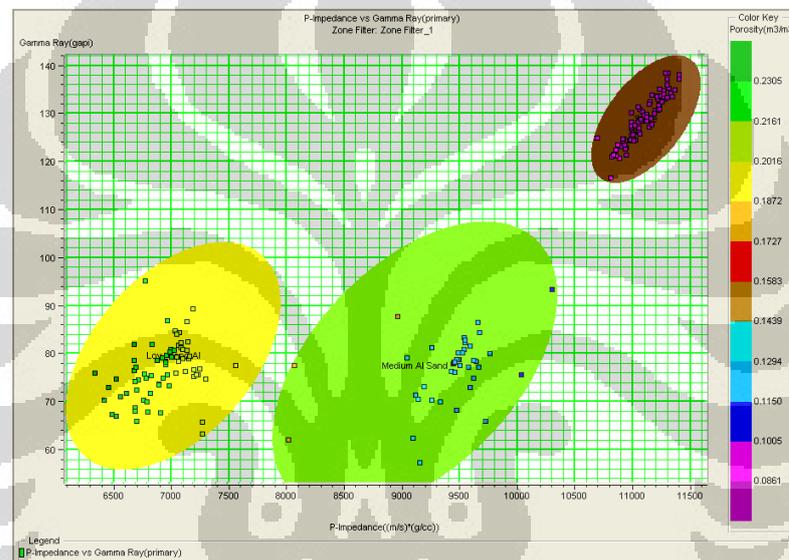


Gambar 5.3. Log GR dan P-impedance pada horison A di sumur X-08

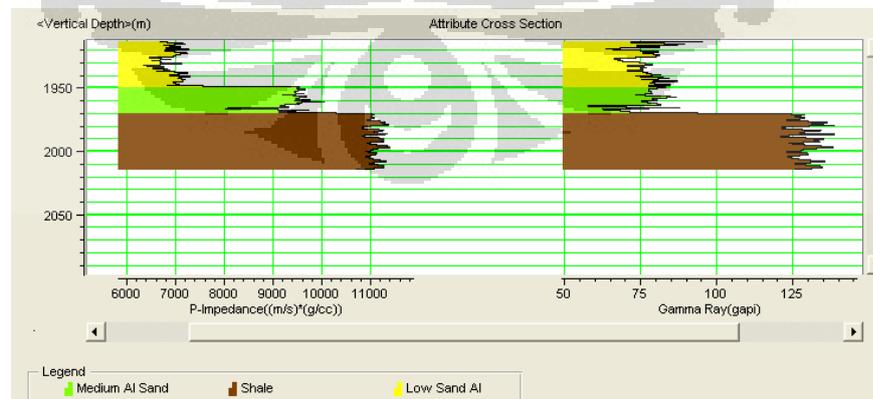
Berdasarkan data *crossplot* impedansi akustik dengan *gamma ray* yang ditunjukkan oleh **Gambar 5.2** dan posisinya pada log di **Gambar 5.3** terlihat bahwa korelasi antara impedansi akustik, *gamma ray*, dan porositas memperlihatkan bahwa zona reservoir berada pada daerah yang memiliki nilai impedansi akustik yang rendah dan sedang (*low to medium AI Sand*) berkisar antara 5.700-7.500 (g/cc)*(m/s), yang ditunjukkan oleh daerah yang diberi zona kuning dan hijau.

5.1.2 Pembahasan Analisa Petrofisik pada Horison B

Karakterisasi reservoir pada horison B



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



Gambar 5.5. Log GR dan P-impedance pada horizon B di sumur X-08

Berdasarkan data *crossplot* impedansi akustik dengan *gamma ray*, yang ditunjukkan oleh **gambar 5.2**, terlihat bahwa korelasi antara impedansi akustik, *gamma ray*, dan porositas memperlihatkan bahwa zona reservoir berada pada daerah yang memiliki nilai impedansi akustik yang rendah dan sedang berkisar antara 6.000-10.500 (g/cc)*(m/s), yang ditunjukkan oleh daerah yang diberi zona kuning dan hijau.

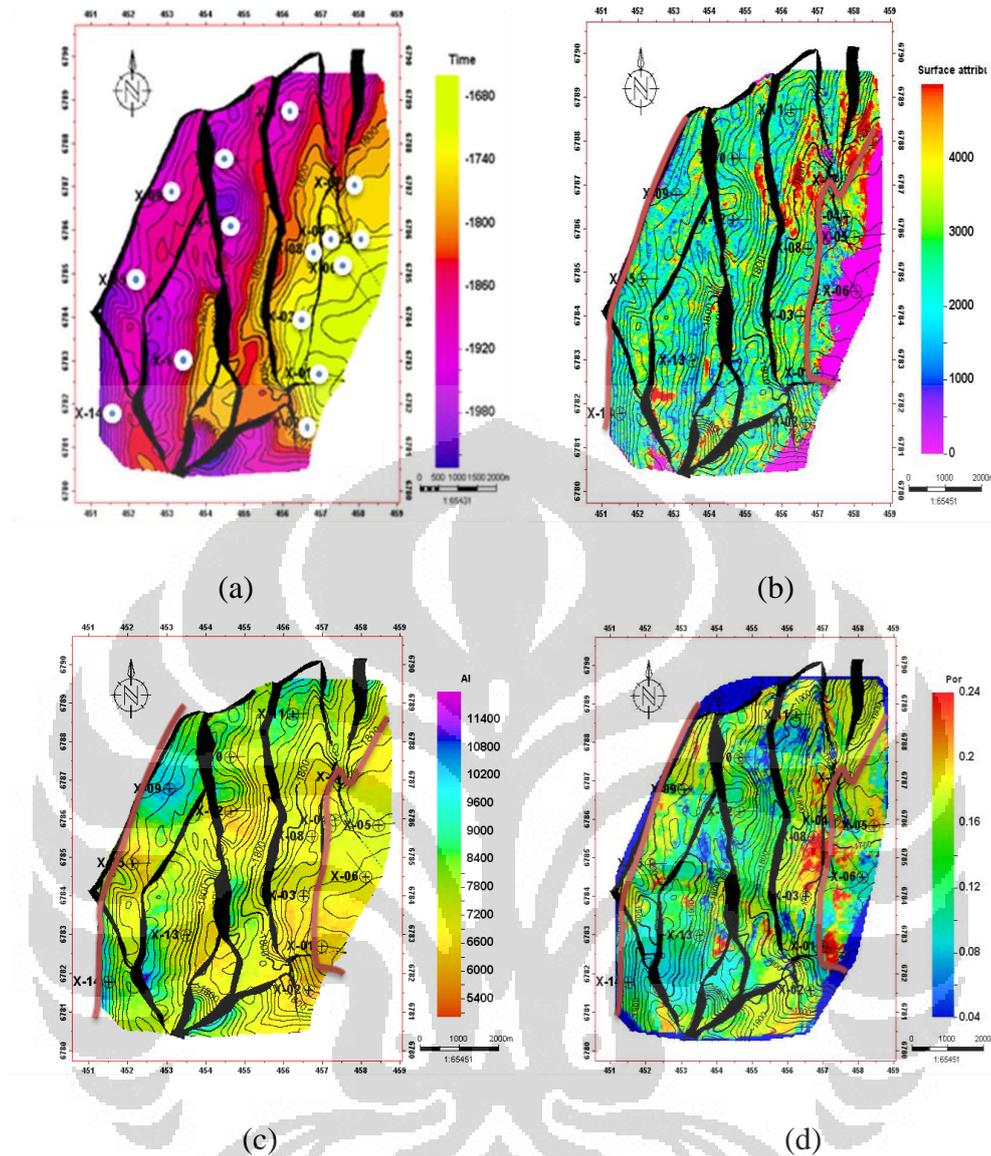
5.2 Pembahasan Terintegrasi Horison A

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

Pada horison A, peta atribut RMS amplitudo dengan *window* 5 ms dibawah horizon A hingga 5 ms dibawah horizon B, terdapat beberapa daerah yang memiliki nilai amplitudo RMS paling tinggi ditunjukkan oleh daerah yang berwarna merah pada **Gambar 5.6 (b)**. Dari peta tersebut, terlihat bahwa pada lapangan X memiliki persebaran yang hampir merata meliputi sebagian besar cakupan area lapangan X. Degradasi warna pada peta RMS menggambarkan ketebalan yang bervariasi dari tubuh reservoir, hasil atribut RMS ini diintegrasikan dengan peta persebaran nilai impedansi akustik serta porositas, dan sebagai kontrolnya di gunakan peta struktur waktu pada **Gambar 5.6 (a)**.

Peta persebaran impedansi akustik yang ditunjukkan pada **Gambar 5.6 (c)**, menunjukkan nilai impedansi akustik yang menjadi target pada studi ini adalah nilai impedansi akustik rendah hingga rendah. Zona tersebut ditunjukkan oleh daerah yang berwarna kuning hingga hijau yaitu bernilai 5700-7500 (g/cc)*(m/s).

Selanjutnya dilakukan integrasi dengan peta persebaran porositas. Dari peta porositas pada horison A seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 5.6 (d)**., daerah yang menjadi target adalah daerah memiliki nilai porositas yang tinggi yang ditunjukkan oleh daerah yang berwarna hijau hingga merah yang bernilai 0,19 – 0,27.

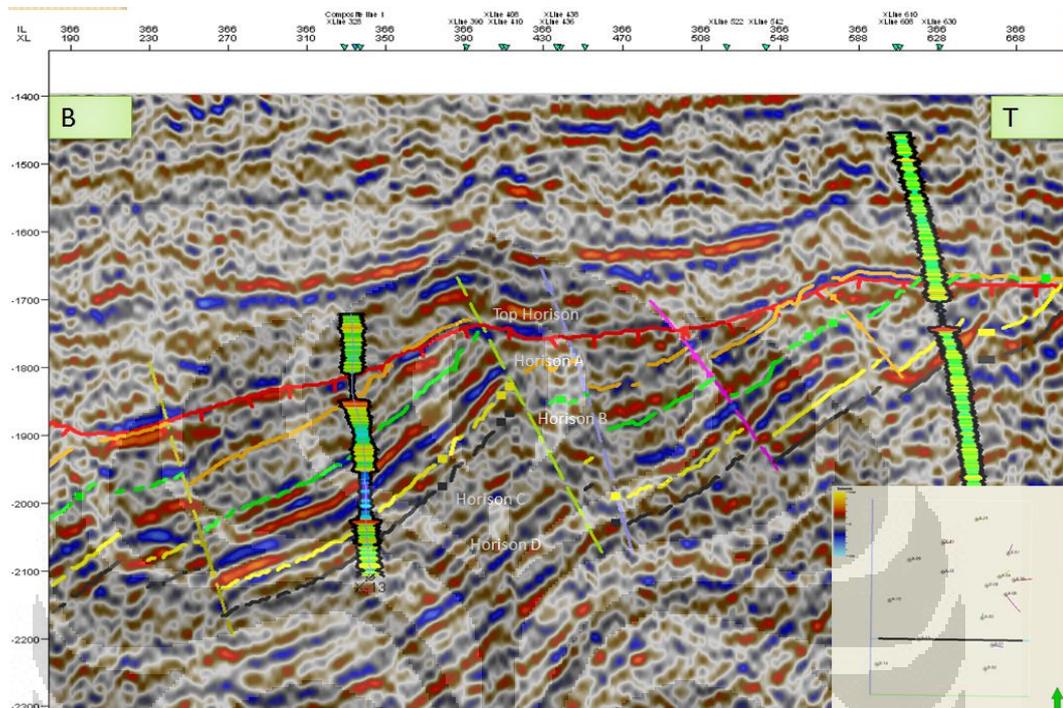


Gambar 5.6. (a) Peta Struktur horizon A (b) Peta distribusi nilai nilai Atribut Amplitudo RMS (c) Peta distribusi nilai Imedansi Akustik (d) Peta distribusi porositas

Setelah melakukan integrasi ini, dapat diketahui karakter dari reservoir Lapangan X di horizon A berupa tubuh batupasir yang menutupi sebagian besar area Lapangan X. Area yang diluar cakupan merupakan daerah dengan ketebalan lapisan sangat tipis akibat pembajian.

Pada horizon ini terindikasi jebakan stratigrafi berupa ketidakselarasan, hal ini terlihat pada penampang seismik di **Gambar 5.7** yaitu horison Horison Top yang direpresentasikan oleh garis berwarna merah. Dari sini dapat disimpulkan batupasir yang menjadi resrvoar terdistribusi dengan baik pada area

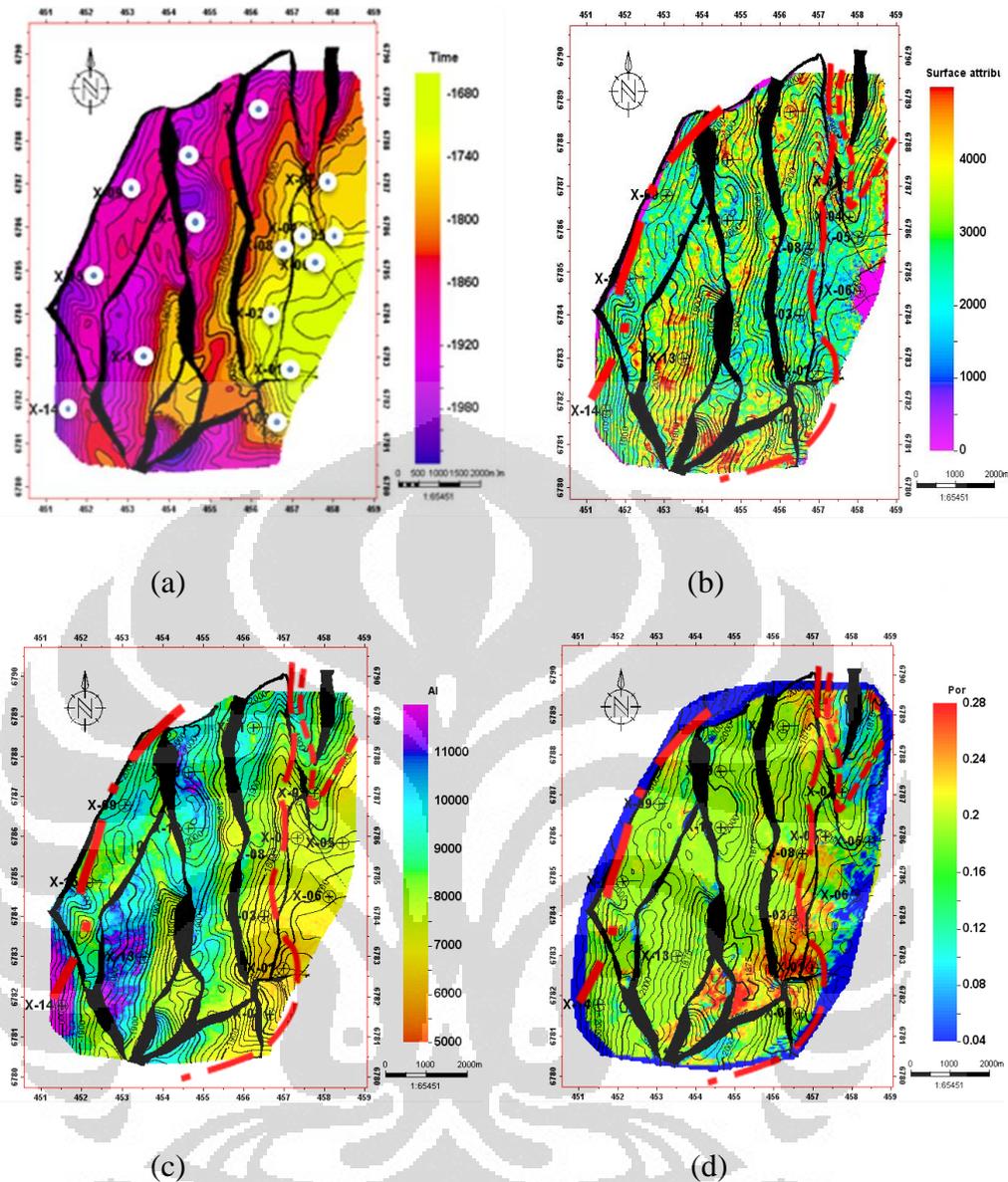
yang luas, hanya saja kemungkinan tiap tubuh reservoirnya terpisah-pisah akibat adanya segmentasi oleh patahan, hal ini menyebabkan tidak adanya komunikasi antara tubuh reservoir satu dengan tubuh reservoir lainnya.



Gambar 5.7 Hasil dari interpretasi seismik pada inline 366

5.3 Pembahasan Terintegrasi Horison B

Sama halnya dengan horison A, pada horison B hasil atribut RMS diintegrasikan dengan peta persebaran nilai impedansi akustik serta porositas, dan sebagai kontrolnya di gunakan peta struktur waktu pada **Gambar 5.8 (a)**.



Gambar 5.8. (a) Peta Struktur horison A (b) Peta distribusi nilai nilai Atribut Amplitudo RMS (c) Peta distribusi nilai Imedansi Akustik (d) Peta distribusi porositas

Pada horison B, peta atribut RMS amplitudo dengan *window* 5 ms dibawah horison A hingga 5 ms dibawah horison B, terdapat beberapa daerah yang memiliki nilai amplitudo RMS yang tinggi ditunjukkan oleh daerah berwarna merah pada **Gambar 5.8 (b)**. Dari peta tersebut, distribusi dari reservoir juga berupa persebaran yang hampir merata, hasil atribut RMS ini kembali diintegrasikan dengan peta persebaran nilai impedansi akustik serta porositas, dan sebagai kontrolnya di gunakan lagi peta struktur waktu pada **Gambar 5.8(a)**.

Peta persebaran impedansi akustik yang ditunjukkan pada **Gambar 5.8 (c)**, menunjukkan nilai impedansi akustik yang menjadi target pada studi ini adalah nilai impedansi akustik rendah hingga sedang. Zona tersebut ditunjukkan oleh daerah yang berwarna kuning hingga hijau yaitu bernilai 6.000-10.500 (g/cc)*(m/s).

Selanjutnya dilakukan integrasi dengan peta persebaran porositas. Dari peta porositas pada horison A seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 5.8 (d)**., daerah yang menjadi target adalah daerah memiliki nilai porositas yang tinggi yang ditunjukkan oleh daerah yang berwarna hijau hingga merah yang bernilai 0,11 – 0,25. Nilai porositas yang lebih rendah jika dibandingkan pada horizon A ini kemungkinan disebabkan oleh adanya kompaksi karena bertambahnya kedalaman yang menyebabkan penambahan tekanan.

Setelah melakukan integrasi ini, dapat diketahui karakter dari reservoir Lapangan X di horizon B juga berupa tubuh batupasir yang menutupi sebagian besar area Lapangan X namun tidak terdapat komunikasi antar sumur karena adanya segmentasi akibat patahan. Area yang diluar cakupan merupakan daerah dengan ketebalan lapisan sangat tipis akibat pembajian.

BAB 6

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

1. Integrasi dari nilai impedansi akustik, porositas, dan atribut amplitudo seismik dapat menunjukkan distribusi reservoir Lapangan X.
2. Reservoir target dari studi ini terletak di horizon A dengan nilai impedansi akustik rendah hingga sedang (5.700-7.500 (gr/cc)*(m/s)), porositas tinggi (0,19-0,27) dan horizon B dengan nilai impedansi akustik rendah hingga sedang (6.000-10.500 (gr/cc)*(m/s)), porositas tinggi (0,11-0,25).
3. Keunggulan metode inversi dibanding atribut adalah komponen frekuensi rendah dapat di *recover* oleh model dalam seismik inversi, hanya saja harus tersedianya model inisial yang tepat, karena ketidaktepatan pada pembuatan model inisial akan berdampak pada ketidaktepatan model geologi yang di peroleh.
4. Integrasi metode seismik inversi dan atribut seismik dapat dijadikan alternatif solusi dalam mengurangi ambiguitas dari proses interpretasi.

6.2 Saran

1. Melakukan *reprocessing* untuk memfilter data frekuensi tinggi agar data seismik dapat mempunyai kontinuitas yang baik (tidak terlalu banyak *noise*).
2. Melakukan analisa atribut frekuensi dari data seismik yang telah di *reprocessing* untuk menunjang karakterisasi reservoir.
3. Melakukan inversi elastik untuk mengetahui karakter persebaran fluida pada reservoir.

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.
- 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
- Sukmono, S., 2007, *Fundamentals of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S., 2000, *Seismik Inversi Untuk Karakteristik Reservoir*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- 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.
- Pendrel, J. (tanpa tanggal). *Seismic Inversion: The best tool for reservoir characterization*