

PREDIKSI TEKANAN PORI DENGAN MENGGUNAKAN DATA
SEISMIK 3D DAN DATA SUMUR UNTUK MENGOMPTIMALKAN
PROGRAM PENGEBORAN DI AREA-K,
CEKUNGAN SUMATERA TENGAH

TESIS

Resha Ramadian
0806421382



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

PREDIKSI TEKANAN PORI DENGAN MENGGUNAKAN DATA
SEISMIK 3D DAN DATA SUMUR UNTUK MENGOMPTIMALKAN
PROGRAM PENGEBORAN DI AREA-K,
CEKUNGAN SUMATERA TENGAH

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar
Magister Fisika pada Program Studi Geofisika Reservoir
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam,
Universitas Indonesia

Resha Ramadian
0806421382



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

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Resha Ramadian

NPM : 0806421382

Tanda Tangan :

Tanggal : 20 Juli 2010



HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh

Nama : Resha Ramadian

NPM : 0806421382

Program Studi : Geofisika Reservoar

Judul Tesis : Prediksi Tekanan Pori dengan Menggunakan Data Seismik 3D dan Data Sumur Untuk Mengoptimalkan Program Pengeboran di Area-K, Cekungan Sumatera Tengah

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Prof Dr. Suprayitno Munadi ()

Penguji : Dr. Abdul Haris ()

Penguji : Dr. Waluyo ()

Penguji : Dr. Ricky A. Wibowo ()

Ditetapkan di :

Tanggal :

KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Allah SWT, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini dengan tepat waktu. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar magister pada program studi Geofisika Reservoir di Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penulisan tesis ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

1. Prof. Dr. Suprayitno Munadi yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini;
2. Pihak Kondur Petroleum SA yang telah banyak membantu dalam memperoleh data yang diperlukan dan memberikan ijin untuk digunakan dalam tesis ini;
3. Orang tua dan istri saya, Nova Ratna Juwita, yang telah memberikan dukungan moral untuk terus menjaga spirit saya dalam penyelesaian tesis;
4. Teman-teman Kondur Petroleum SA atas segala dukungan dan diskusinya;
5. Teman-teman GRUI08 atas segala bantuan dan persahabatannya selama menjalani hari-hari di Salemba.

Akhir kata, saya berharap Allah SWT berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Jakarta, 20 Juli 2010

Penulis

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Resha Ramadian
NPM : 0806421382
Program Studi : Geofisika Reservoar
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis karya : Tesis

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

”Prediksi Tekanan Pori dengan Menggunakan Data Seismik 3D dan Data Sumur Untuk Mengoptimalkan Program Pengeboran di Area-K, Cekungan Sumatera Tengah”

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta
Pada tanggal : 20 Juli 2010

Yang menyatakan

(Resha Ramadian)

ABSTRAK

Nama : Resha Ramadian
Program Studi : Geofisika Reservoar
Judul : Prediksi Tekanan Pori dengan Menggunakan Data Seismik 3D dan Data Sumur Untuk Mengoptimalkan Program Pengeboran di Area-K, Cekungan Sumatera Tengah

Peristiwa *kick* atau *blowout* merupakan masalah serius yang diakibatkan *overpressure*. Prediksi tekanan formasi diperlukan untuk mendesain berat jenis lumpur dan lokasi kedalaman *casing* yang tepat agar tidak terjadi masalah akibat *overpressure*. Selain itu, optimalisasi lokasi sumur juga dapat dilakukan sebelum pemboran dengan bantuan prediksi tekanan formasi.

Penelitian ini menggunakan beberapa teknik untuk mendapatkan model kecepatan yang sesuai untuk analisa prediksi tekanan pori. Model kecepatan yang dilakukan adalah pemodelan dari kecepatan rata-rata (V_a). Selanjutnya, model kecepatan rata-rata tersebut akan ditrasformasi untuk mencari tekanan efektif (*effective stress*). Kecepatan rata-rata tersebut didapatkan dengan beberapa metode, yang meliputi: *dix-velocity inversion*, model kecepatan rata-rata dari data *checkshot* dan *post-stack impedance inversion*. Selanjutnya, ketiga hasil kecepatan tersebut dikombinasikan untuk memperoleh model kecepatan dengan resolusi tinggi yang sesuai untuk prediksi tekanan efektif dan tekanan pori.

Dari hasil prediksi tekanan pori di atas memperlihatkan penyebaran dari zona *overpressure* pada Formasi Brownshale. Penyebaran zona tersebut hanya berada di sekitar sumur Y-03 yang memang terbukti ditemukan zona *overpressure*. Penyebaran ini menjadi penting untuk membantu dalam program pengeboran di Area-K.

Kata kunci : tekanan pori, tekanan efektif, kecepatan rata-rata, *overpressure*

ABSTRACT

Name : Resha Ramadian
Study Program : Reservoir Geophysics
Title : Pore Pressure Prediction using 3D Seismic and Well Data to Optimize Drilling Campaign in K-Area, Central Sumatera Basin

Kick problem or blowout is serious problem affected by overpressure phenomena. Using the pore pressure prediction to guide the choice of mud weight and casing point should help to alleviate lost circulation or kick problems. Also, well location can be optimizing using information from pore pressure prediction. To reach for such target, it was decided to build reliable pore pressure cube from velocity-to-pore pressure transform over the entire K- Field.

An integrated geological and geophysical technique for pressure prediction has been developed, where pore pressure can be transformed from velocity cube that derived from several methods. It can be from seismic velocity data only (stacking velocity) or calibrated with offset wells (check shot) or using seismic inversion data. This study presents those methods on creating velocity cube for pore pressure prediction. Velocity cube here is referred to velocity average cube. And next, the velocity cube is transformed using Bower's Methods to determine velocity to effective stress transformation.

The pore pressure prediction result shown that overpressure zone exhibit in Brownshale Formation. Their distribution located around Y-03 Well as known as overpressured well. This cube will give important information on distribution. Dari hasil prediksi tekanan pori di atas memperlihatkan penyebaran dari zona *overpressure* pada Formasi Brownshale. Penyebaran zona tersebut hanya berada di sekitar sumur Y-03 yang memang terbukti ditemukan zona overpressure. Penyebaran ini menjadi penting untuk membantu dalam program pengeboran di Area-K.

Keywords: pore-pressure, effective stress, velocity average and overpressure.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	ii
HALAMAN PERNYATAAN ORISINILITAS	iii
HALAMAN PENGESAHAN	iv
KATA PENGANTAR	v
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xi
I. PENDAHULUAN.....	1
I.1. Latar Belakang	1
I.2. Perumusan Masalah	2
I.3. Tujuan Penelitian	2
I.4. Manfaat Penelitian	3
I.5. Batasan Penelitian	3
II. GEOLOGI REGIONAL	6
II.1. Tatahan Geologi Regional	6
II.2. Ringkasan Perkembangan Geologi di Daerah Penelitian	6
II.3. Stratigrafi Regional Daerah Penelitian	9
II.4. Formasi Pematang	13
III. TINJAUAN PUSTAKA	15
III.1. Defenisi dan Konsep Tekanan	15
III.2. Mekanisme Terjadinya <i>Overpressure</i>	17
III.3. Mendeteksi Kondisi <i>Overpressure</i> Bawah Permukaan	20
III.4. Transformasi Kecepatan ke Tekanan Efektif	21
III.5. Defenisi Kecepatan	22
IV. METODOLOGI PENELITIAN	24
IV.1. Tahap Pendahuluan	24
IV.2. Tahap Pengumpulan Data	24
IV.3. Tahap Pengolahan dan Analisis Data	25
IV.4. Tahap Penyelesaian dan Penyajian Data	28
V. PEMODELAN KECEPATAN	29
V.1. Pemodelan Kecepatan dari Data Seismik	33
V.1.1. Perhitungan kecepatan interval (V_i) dan kecepatan rata-rata (V_a)	33
V.2. Pemodelan Kecepatan dari Data <i>Checkshot</i>	35
V.3. Pemodelan Kecepatan dengan Inversi Seismik	39
V.3.1. Inversi seismik <i>P-Impedance</i>	39
V.4. Integrasi Pemodelan Kecepatan Rata-Rata	42
VI. PEMODELAN KECEPATAN PORI.....	46
VI.1. Perhitungan Tekanan Overburden	46
VI.2. Perhitungan Tekanan Efektif	48
VII. KESIMPULAN DAN DISKUSI	53
DAFTAR ACUAN	55

DAFTAR GAMBAR

- Gambar 1.1.** Ploting data antara berat jenis lumpur terhadap kedalaman di Sumur Y-03 dan Y-02. *Overpressure* terjadi pada sumur Y-03 di kedalaman sekitar 10100 ft, sedangkan pada sumur Y-02 tidak ada indikasi *overpressure*.
- Gambar 1.2.** Daerah penelitian Areaa-K, Nlok Kondur Petroleum SA, Cekungan Sumatera Tengah.
- Gambar 2.1.** Fisiografi Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993)
- Gambar 2.2.** Tatanan tektonik regional pada *Coastal Plain Block* (Heidrick dan Aulia, 1993)
- Gambar 2.3.** Stratigrafi regional daerah penelitian
- Gambar 2.4.** Model Geologi *Pematang Rift* di Area-K (Studi internal, 2006)
- Gambar 2.5.** Model Pengisian Formasi Pematang (Studi internal, 2006)
- Gambar 3.1.** Profil tekanan pori terhadap kedalaman pada sedimen klastik. Tekanan efektif adalah selisih antara tekanan *overburden* dan tekanan pori. (modifikasi dari Dutta, 2002).
- Gambar 3.2.** Respon tekanan efektif terhadap beberapa mekanisme pembentuk *overpressure* (Bowers, 2002)
- Gambar 3.3.** *Overpressure* yang disebabkan oleh *lateral transfer*. Profil tekanan terhadap kedalaman pada batupasir A dan B berbeda dengan batupasir C dan D yang terjadi *lateral transfer* dari bawah (Batupasir D) (Bowers, 2002)
- Gambar 3.4.** Indikasi zona *overpressure* dari data *wireline log*. Log resistivitas, sonik dan densitas menunjukkan penyimpangan dari *trend* normal-nya (Bowers, 2002).
- Gambar 3.5.** Pengaruh *undercompaction* dan *unloading* terhadap plot kecepatan dan tekanan efektif (Bowers, 2002).
- Gambar 3.6.** Perbedaan kurva kecepatan rms dan kecepatan interval
- Gambar 4.1.** Daerah penelitian memiliki luas sekitar 65 km sq dan masuk dalam area seismik 3D. Total sumur yang digunakan 9 sumur. Data *stacking velocity* (grid 500 x 500 m).
- Gambar 4.2.** Diagram alur penelitian
- Gambar 5.1.** Teknik pemodelan kecepatan dengan menggunakan data seismik dan data *checkshot*.
- Gambar 5.2.** Penampang seismik berarah barat-timur (atas) dan utara-selatan (bawah) serta interpretasi horison-horison dari regional stratigrafi di daerah penelitian.
- Gambar 5.3.** Horison waktu dari *marker* regional, dari atas ke bawah: Telisa, *Upper Sihapas*, *Lower Sihapas*, *Upper Menggala*, *Lower Menggala*, *Upper Pematang* dan *Brownshale*
- Gambar 5.4.** Model struktural dan pembagian 8 zona berdasarkan interpretasi horison. Atas: memperlihatkan seluruh zona di daerah penelitian. Bawah : *Slicing* dari beberapa zona dan horison
- Gambar 5.5.** Data *stacking velocity* di daerah penelitian. Interval sampel per 500x500 m. Kenampakan dari atas dan posisi sumur (kiri) serta penampang vertikal (kanan). Data kecepatan berkisar antara 4800 – 11300 ft/s.

- Gambar 5.6.** Kecepatan rata-rata (kiri) dan kecepatan interval (kanan) yang dihitung dengan Rumus Dix dari data *stacking velocity*.
- Gambar 5.7.** Plotting kecepatan rata-rata dari data *checkshot* terhadap kedalaman. *Trend* dari kecepatan rata-rata inilah yang akan ditransformasi untuk mencari tekanan efektif.
- Gambar 5.8.** Hasil pemodelan kecepatan rata-rata (V_a) daerah penelitian
- Gambar 5.9.** Korelasi antara kecepatan rata-rata dari data *checkshot* dan *stacking velocity*. Kedua variabel berkorelasi lebih dari 0,8, sehingga bisa digunakan metode *co-kriging* untuk distribusi kecepatan di area penelitian. Pada log sumur R-03, F-01 dan Y-03 diperlihatkan perbandingan antara V_a *stacking velocity* (kiri, biru), V_a *checkshot* (tengah, merah) dan hasil *co-kriging* (kanan, hitam).
- Gambar 5.10.** Hasil korelasi Sumur F-01 dan R-02 dengan seismik menggunakan ekstrak *wavelet* dari seismik yang dilalui lubang sumur.
- Gambar 5.11.** Perbandingan dan korelasi antara hasil inversi dan *original log*.
- Gambar 5.12.** Penampang inversi pada *inline* 1963 (atas) dan *slice* horison *Brownshale* (kiri bawah) serta *Upper Pematang* (kanan bawah)
- Gambar 5.13.** Plot antara impedansi akustik (AI) dengan data kecepatan rata-rata dari *checkshot-stacking velocity*. Terlihat hubungan linear antara keduanya.
- Gambar 5.14.** Hasil integrasi kecepatan rata-rata *checkshot-stacking velocity*-impedansi akustik. Kecepatan rata-rata inilah yang digunakan untuk transformasi ke tekanan efektif.
- Gambar 5.15.** Perbandingan antara kecepatan rata-rata *final* terhadap data *checkshot* awal.
- Gambar 6.1.** Plot densitas terhadap kedalaman. Trend densitas didapatkan fungsi $y = 0.00005x + 2.2$ (atas). Konversi dari gr/cc ke psi/ft (bawah)
- Gambar 6.2.** Perhitungan tekanan efektif aktual. Didapatkan hubungan dengan kedalaman $y = 5.88x^{0.7578}$
- Gambar 6.3.** Hubungan antara kecepatan rata-rata dengan tekanan efektif aktual; $V_a = 3200 + 5.88\sigma^{0.7578}$
- Gambar 6.4.** Hasil prediksi tekanan pori di Area-K
- Gambar 6.5.** Penampang yang melewati beberapa sumur di Area K.
- Gambar 6.6.** Volume distribusi dari penyebaran tekanan formasi, dengan filter lebih dari 8 ppg (atas) dan lebih dari 10 ppg (bawah)

DAFTAR TABEL

- Tabel 3.1.** Metode Perhitungan Tekanan *Overburden* (Dutta, 2002)
Tabel 3.2. Beberapa definisi seputar tekanan pori (Dutta, 2002)
Tabel 4.1. Data sumur di daerah penelitian
Tabel 6.1 Konversi gr/cc ke psi/ft.



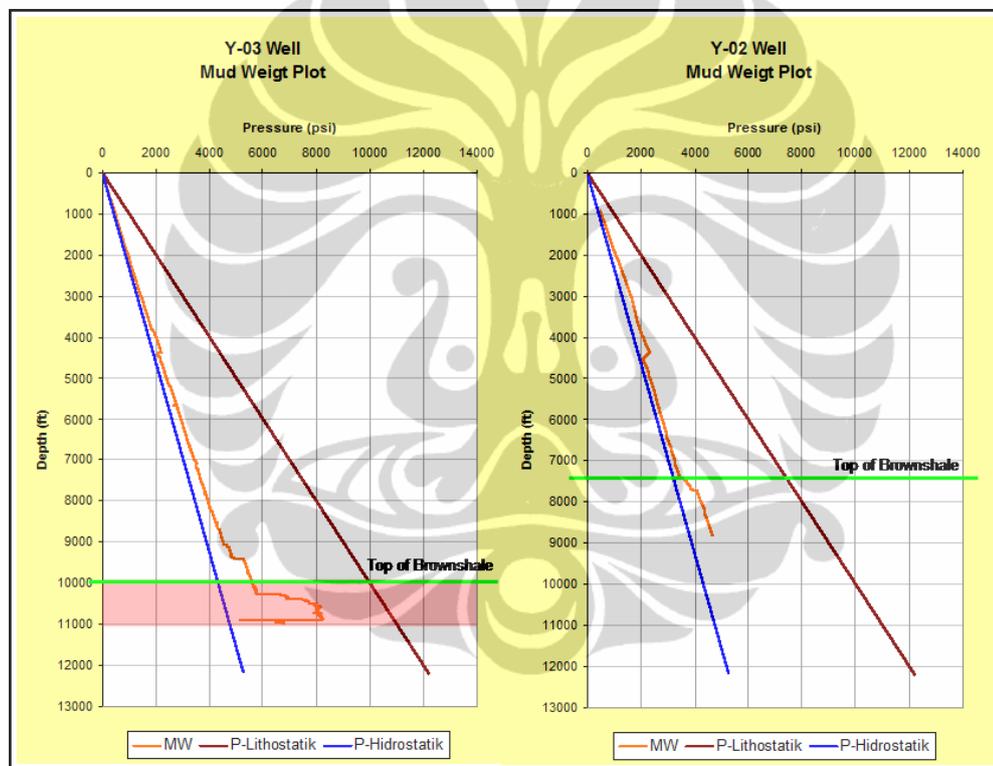
BAB I PENDAHULUAN

I.1. Latar Belakang

Tekanan abnormal pada formasi merupakan fenomena yang sering terjadi pada proses pemboran, baik pada sumur eksplorasi atau sumur pengembangan. Secara definisi, tekanan abnormal diartikan sebagai tekanan yang lebih besar atau lebih kecil dari tekanan hidrostatik. Pada fase pemboran, melakukan prediksi tekanan formasi atau tekanan pori dapat menunjang aspek keamanan dan keekonomian dari sumur tersebut. Permasalahan yang timbul akibat tekanan abnormal dapat dihindari dengan melakukan prediksi tekanan formasi yang benar, terutama prediksi tentang tekanan yang jauh melebihi tekanan hidrostatik, atau disebut *overpressure*. Peristiwa *kick* atau *blowout* merupakan masalah serius yang diakibatkan *overpressure*. Prediksi tekanan formasi diperlukan untuk mendesain berat jenis lumpur dan lokasi kedalaman *casing* yang tepat agar tidak terjadi masalah akibat *overpressure*. Selain itu, optimalisasi lokasi sumur juga dapat dilakukan sebelum pemboran dengan bantuan prediksi tekanan formasi.

Pada pemboran sumur eksplorasi di area Kondur Petroleum SA, masalah *overpressure* juga ditemui pada beberapa sumur. Sumur Y-01 mengalami *blowout* ketika masuk ke dalam zona *overpressure* pada Formasi Brownshale. Hal ini dapat terjadi karena belum adanya prediksi tekanan pori yang akurat pada saat pemboran, sehingga antisipasi terhadap zona *overpressure* belum dilakukan. Zona *overpressure* yang sama juga ditemukan pada pemboran Sumur Y-03, dimana terjadi penambahan berat jenis lumpur yang tiba-tiba pada saat pemboran di Formasi Brownshale (Gambar 1.1). Tetapi, pada pemboran sumur lainnya, yaitu Sumur Y-02, penetrasi pada Formasi Brownshale memiliki karakter tekanan pori yang lebih kecil daripada Sumur Y-01 dan Y-03. Dengan kata lain tidak ditemukan zona *overpressure* seperti pada sumur sebelumnya. Fenomena ini menjadi bahan studi yang menarik untuk mengetahui penyebaran dari zona *overpressure* di Formasi Brownshale tersebut.

Berdasarkan hal tersebut di atas, studi ini dilakukan untuk membuat model prediksi tekanan pori di Area-K untuk mengetahui penyebaran tekanan formasi di daerah tersebut. Intergrasi dari ilmu geofisika dan geologi untuk memprediksikan tekanan pori telah banyak berkembang, salah satunya adalah dengan menggunakan data kecepatan yang ditransformasi menjadi tekanan pori. Model kecepatan tersebut dapat diperoleh dari data sumur atau dengan menggunakan pendekatan inversi seismik (Bachrach dkk., 2007). Studi ini akan membahas tentang metode-metode tersebut dalam membuat model kecepatan untuk memprediksi tekanan pori.



Gambar 1.1. Ploting data antara berat jenis lumpur terhadap kedalaman di Sumur Y-03 dan Y-02. *Overpressure* terjadi pada sumur Y-03 di kedalaman sekitar 10100 ft, sedangkan pada sumur Y-02 tidak ada indikasi *overpressure*.

I.2. Perumusan Masalah

Zona *overpressure* yang ditemukan pada sumur Y-03 merupakan bukti adanya indikasi penyebaran tekanan abnormal di Area-K. Oleh karena itu, studi tentang prediksi tekanan pori menjadi sesuatu yang penting untuk dilakukan di

area ini. Prediksi tentang *overpressure* dilakukan bukan untuk menghindari zona tersebut akan tetapi digunakan sebagai informasi untuk mengoptimalkan posisi atau lokasi dari sumur pemboran, sehingga strategi pengeboran dapat dioptimalkan demi keselamatan dan keekonomian dari proses pemboran tersebut. Hal inilah yang ingin dicapai dalam penulisan tesis ini, yaitu memberikan gambaran tentang distribusi tekanan formasi untuk membantu mengoptimalkan program-program pengeboran di Area K, yang memang terbukti sebagai zona *overpressure*, terutama pada target-target dalam.

I.3. Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk membuat suatu model 3D dari prediksi tekanan pori di Area-K terutama pada Formasi Pematang, Cekungan Sumatera Tengah dengan menggunakan data seismik 3D dan data sumur. Prediksi tekanan pori tersebut akan digunakan untuk membantu mengoptimalkan lokasi pengeboran sumur-sumur di area ini.

I.4. Manfaat Penelitian

Penelitian ini merupakan bagian dari studi pada Formasi Pematang yang dilakukan oleh Kondur Petroleum SA. Informasi tekanan pori diperlukan untuk membantu mengoptimalkan posisi sumur-sumur pemboran yang diajukan untuk dibor di Area-K, yang tentunya dengan posisi optimal, produksi hidrokarbon di Area inipun dapat ditingkatkan.

I.5. Batasan Masalah

Penelitian ini dibatasi hanya pada prediksi tekanan pori yang dihasilkan dari transformasi kecepatan formasi. Prediksi tekanan difokuskan pada formasi Pematang yang merupakan area dengan tekanan abnormal. Beberapa pendekatan digunakan untuk memperkirakan tekanan pori di Area-K, termasuk prediksi tekanan yang dihasilkan dari metode Bowers (2002). Metode ini diaplikasikan dengan menggunakan data model kecepatan dari data inversi seismik dan

checkshot di daerah penelitian. Kalibrasi terhadap data tekanan aktual dari sampel formasi merupakan hal yang sangat penting dalam penelitian ini guna mendapatkan suatu prediksi tekanan pori yang lebih mendekati keadaan sebenarnya di Area-K.





Gambar 1.2. Daerah penelitian Area-K, Blok Kondur Petroleum SA, Cekungan Sumatera Tengah

BAB II GEOLOGI REGIONAL

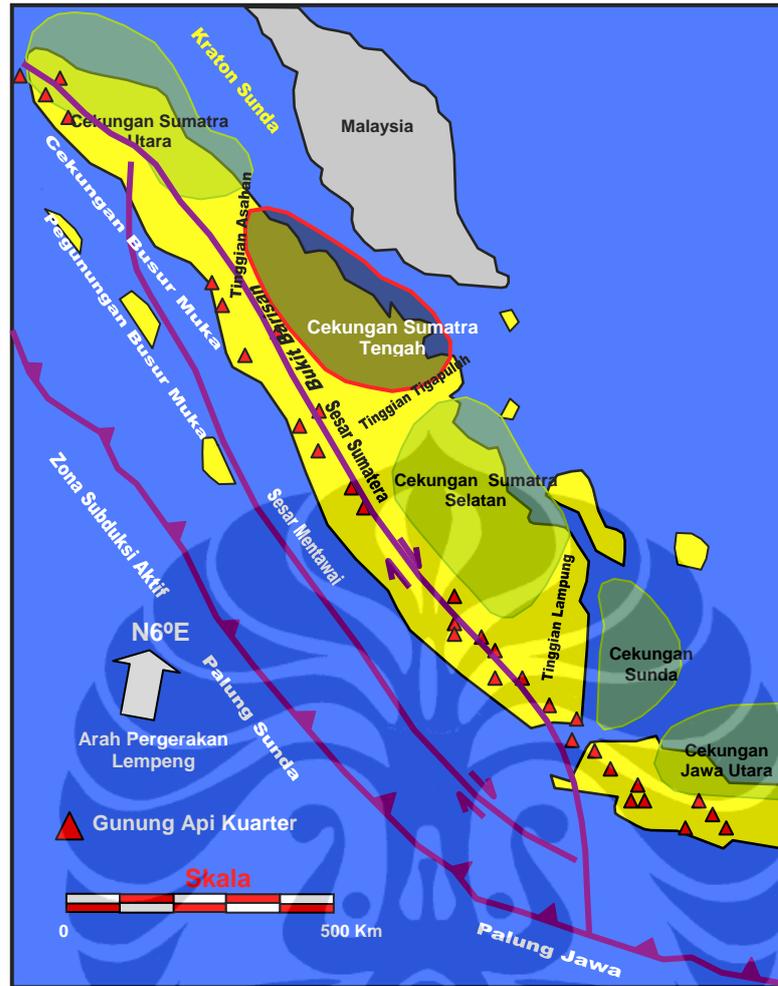
II.1. Tatanan Geologi Regional

Daerah kontrak kerja Kondur Petroleum SA berlokasi di Cekungan Bengkalis, yang merupakan bagian tepi timurlaut dari Cekungan Sumatra Tengah. Cekungan Sumatera Tengah merupakan bagian dari suatu rangkaian cekungan busur belakang di antara blok mikro-kontinental yang stabil yang dikenal sebagai Paparan Sunda. Cekungan ini terbentuk karena adanya penunjaman di sebelah baratdaya akibat pergerakan lempeng Samudera Indonesia ke arah utara di sepanjang tepi Paparan Sunda yang menghasilkan pengangkatan berupa Pegunungan Barisan. Secara fisiografis, Cekungan Sumatra Tengah terletak di antara Cekungan Sumatra Utara dan Cekungan Sumatra Selatan yang dibatasi oleh Tinggian Asahan di sebelah utara dan baratlaut, Tinggian Tiga Puluh di sebelah tenggara, Paparan Sunda di sebelah timur, serta Bukit Barisan di bagian barat dan baratdaya (Gambar 2.1).

II.2. Ringkasan Perkembangan Geologi di Daerah Penelitian

Cekungan Bengkalis di daerah Selat Malaka ini merupakan hasil dari adanya sesar geser mengkanan yang dikenal dengan Sistem Sesar Sumatra. Cekungan ini berupa *graben-graben* yang terjadi dari fase tektonik ekstensional. *Graben* tersebut terisi oleh sedimen klastik kontinental kasar yang berumur Eosen Akhir sampai Oligosen Awal. *Tensional block faulting* selama Oligosen sampai Miosen Awal menyebabkan terjadi pengangkatan yang mengakibatkan terbentuknya beberapa tinggian dan reaktivasi sesar-sesar tua (sesar normal). Fase penurunan (*subsidence*) selama Miosen Tengah menghasilkan suatu sikuen sedimentasi yang secara gradual ke arah lingkungan *marine*.

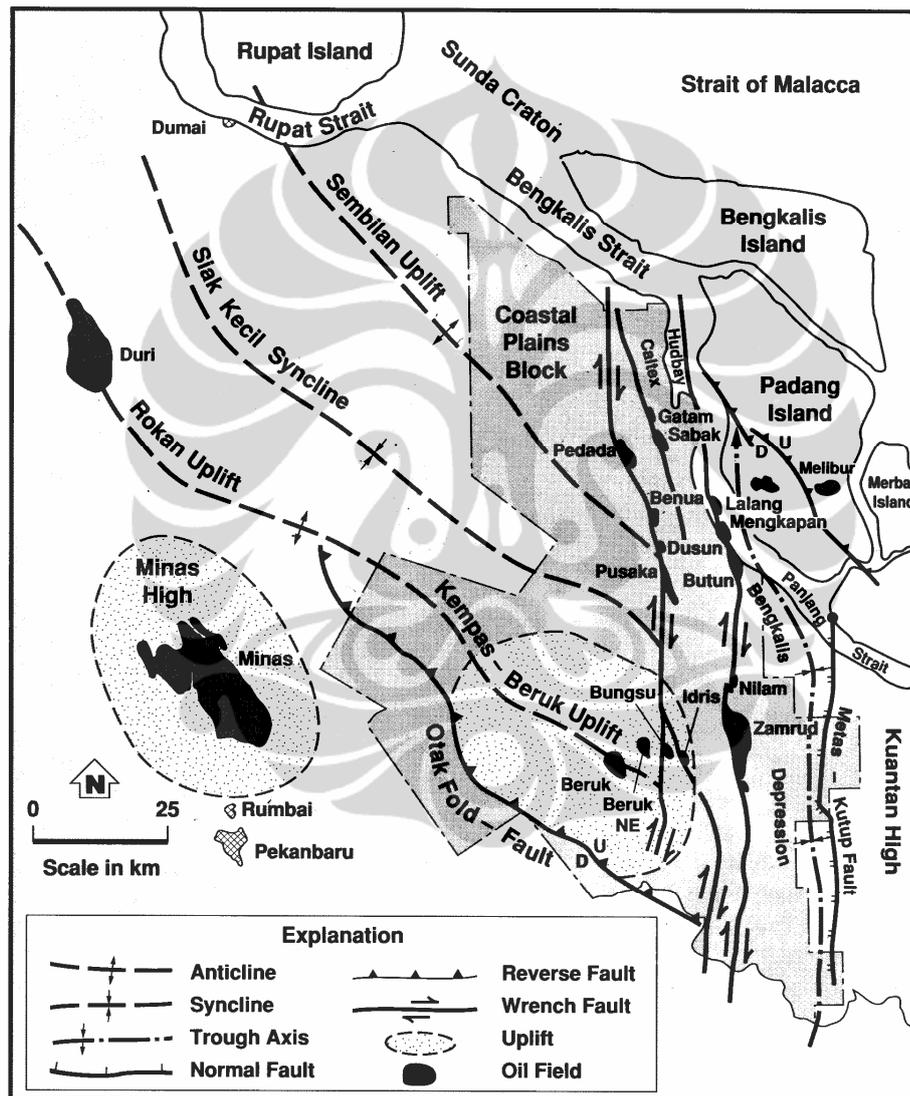
Heidrick dan Aulia (1993) menyatakan bahwa deformasi yang terjadi di Cekungan Sumatra Tengah khususnya pada daerah *Coastal Plain Block* termasuk Cekungan Bengkalis (Gambar 2.2), dapat dibagi menjadi 4 fase, yaitu:



Gambar 2.1. Fisiografi Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993).

- a. Fase deformasi Pre-Eosen (F0) yang ditandai oleh elemen struktur yang terdapat pada batuan dasar. Pada fase ini batuan dasar mengalami metamorfisme, pengangkatan, perlipatan, pensesaran serta intrusi granit. Adanya pengangkatan tersebut menghasilkan tinggian-tinggian sebagai batas yang penting pada pengendapan selanjutnya.
- b. Fase (F1) berupa *rifting* yang terjadi pada kala Eosen-Oligosen. Episode F1 terjadi akibat adanya tumbukan lempeng Samudera Hindia terhadap lempeng Benua Asia yang menghasilkan gaya trans-tensional hampir di seluruh lempeng Sunda. Gaya ini menyebabkan terbentuknya sistem pemekaran kerak benua yang menghasilkan rangkaian geometri *graben* dan *half graben*. Fase

ini juga merupakan penyebab terbentuknya sesar-sesar normal berarah utara dan timurlaut yang terkonsentrasi di sepanjang dua buah zona *rifting* berkesinambungan yang terpisah dan terisi oleh sedimen klastik darat dan sedimen danau dengan ketebalan yang berbeda-beda. Deformasi ekstensional pada skala besar berakhir pada saat pembentukan kelompok sedimen Pematang.



Gambar 2.2. Tatanan tektonik regional pada *Coastal Plain Block* (Heidrick dan Aulia, 1993)

- c. Fase (F2) berupa fase *saging* yang terjadi pada kala Miosen Awal. Pada tahap ini terjadi penurunan dan transgresi pada cekungan, kemudian diikuti oleh

pengendapan sedimen-sedimen kelompok Sihapas. Pada akhir F2 ini ditandai oleh munculnya sesar-sesar mendatar sepanjang sesar-sesar yang berarah utara – selatan yang terbentuk sebelumnya.

- d. Fase (F3) merupakan fase kompresi yang terjadi pada kala Miosen Tengah. Pada fase ini terjadi pembalikan struktur (*structural inversion*) akibat gaya kompresi menghasilkan struktur-struktur sesar naik sepanjang jalur sesar mendatar yang terbentuk sebelumnya. Fase ini berhubungan dengan pengangkatan regional, busur vulkanisme utama dan sesar geser dekstral di sepanjang Bukit Barisan (sesar besar Sumatra) serta gaya kompresi yang ada di sepanjang Cekungan Sumatra Utara dan Sumatra Tengah.

II.3. Stratigrafi Regional Daerah Penelitian

Cekungan Bengkalis bagian Utara yang terdapat dalam Cekungan Sumatra Tengah, secara umum urutan stratigrafinya dapat dibedakan menjadi 4 sikuen pengendapan yang menggambarkan fase pembentukan dari cekungan itu sendiri, yaitu:

1. Sikuen *syn-rift* berumur Eosen – Oligosen Bawah yang tersusun oleh sedimen kipas aluvial, fluvial dan lakustrin yang mempunyai batuan sumber lokal. Pada sikuen ini terdapat 4 formasi yaitu Formasi Basal Clastic yang merupakan sedimen fluvial *syn-rift* tahap pertama dan terdiri dari batupasir *wacke*, Formasi Brown Shale yang didominasi oleh sedimen lakustrin dan lingkungan fluvial yang berasosiasi dengannya, Formasi Interbedded Sandstone yang terdiri dari perselingan batupasir dan batulempung, dan Formasi Upper Pematang Sandstone yang tersusun atas batupasir masif dan sisipan batulempung di beberapa tempat.
2. Sikuen *post-rift* berumur Oligosen Atas – Miosen Tengah yang tersusun atas sedimen fluvial, batupasir delta dan laut, batuserpih dan batubara.
3. Sikuen *syn-orogenic* berumur Miosen Tengah – Pliosen yang terdiri dari batupasir, batuserpih dan batubara sedimen deltaik dan fluvial. Sumber material penyusun berasal dari busur vulkanik Bukit Barisan yang terdapat pada bagian baratdaya cekungan.

4. Lapisan *post-orogenic* berumur Pleistosen – Holosen yang terdiri dari pasir dan tanah gambut *estuarine*.

Stratigrafi pada daerah ini menurut data perusahaan *Kondur Petroleum S.A.* dapat dibagi menjadi beberapa unit litostratigrafi yang agak berbeda dan lebih detil, yaitu Formasi Minas, Formasi Petani, Formasi Telisa, Formasi Sihapas, Formasi Transisi, Formasi Menggala, Formasi Pematang dan *Basement* (Batuan Dasar), seperti terlihat pada Gambar 2.3.

Unit litostratigrafi dari tua ke muda adalah sebagai berikut :

1. Basement (batuan dasar)

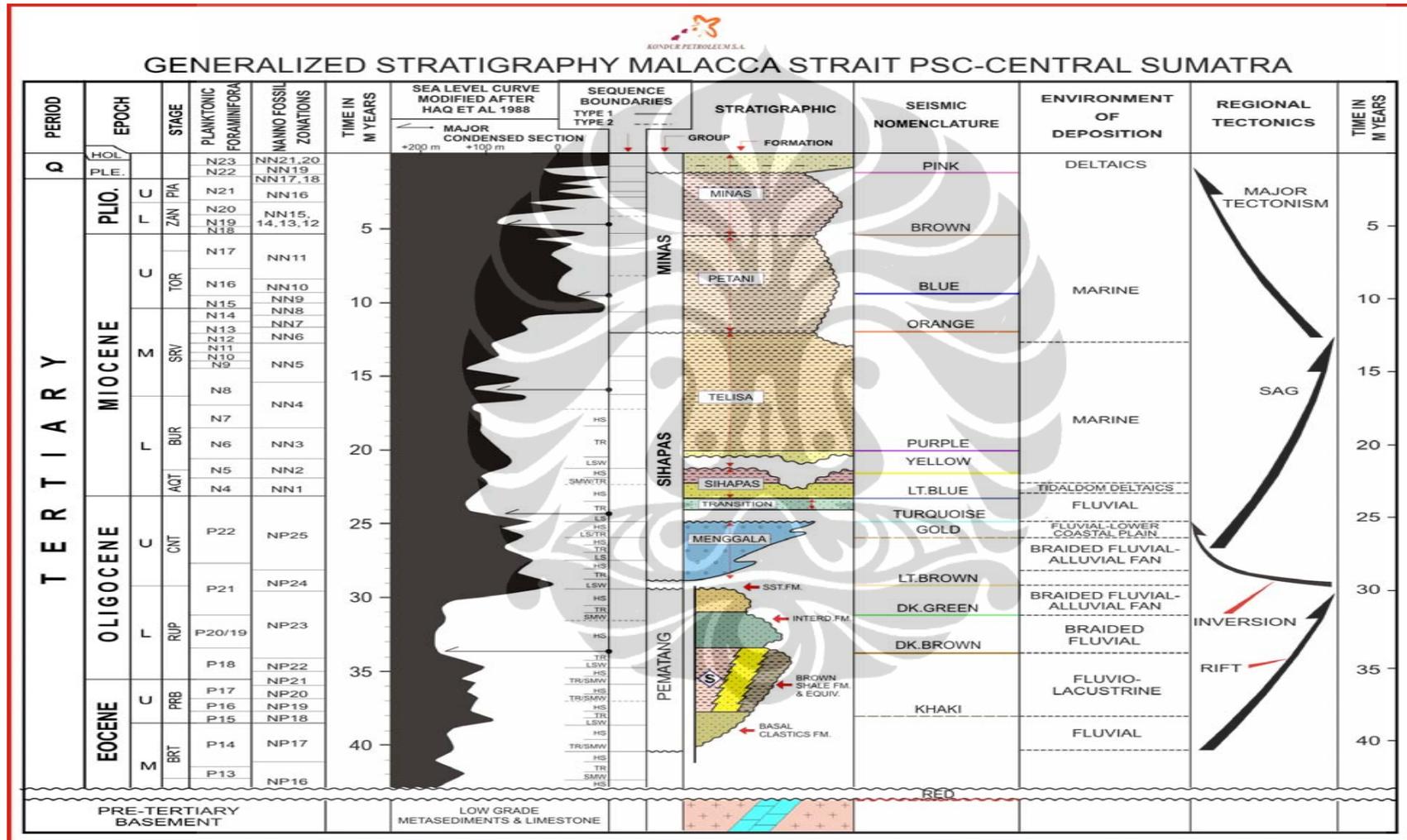
Komposisi *basement* didominasi oleh batupasir yang berwarna jernih, agak putih dan abu-abu muda, disertai dengan kemunculan mineral glaukonit, matriks kaolinitik, sejumlah kuarsit dengan urat-urat silika serta filit dengan *mycropyrritic cluster*.

2. Formasi Pematang

Formasi Pematang berumur Eosen hingga Oligosen dan diendapkan pada lingkungan pengendapan *fluvio-lacustrine*, *braided fluvial* sampai *braided fluvial-alluvial fan*. Formasi Pematang ditandai dengan munculnya batupasir konglomeratan. Litologi ini tersusun matriks pasir dan butiran batuan metamorf yang berukuran kerikil. Perselingan batuserpih yang ditemukan pada formasi ini berwarna abu-abu hingga coklat terang.

3. Formasi Menggala

Formasi Menggala diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Pematang. Formasi ini dicirikan dengan lapisan-lapisan batupasir kasar tebal dengan perselingan tipis batuserpih/lempung yang berwarna abu-abu hingga merah. Bagian atas formasi ini diambil pada awal lapisan batupasir yang tebal, kasar dan memiliki sementasi yang cukup buruk. Formasi Menggala berumur Oligosen dan diendapkan pada lingkungan *braided fluvial-alluvial fan* sampai *fluvial lower coastal plain*.



Gambar 2.3. Stratigrafi Regional Daerah Penelitian

4. Formasi Transisi

Formasi Transisi diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Menggala. Formasi ini didominasi oleh perselingan lapisan batupasir dan batulempung. Formasi Transisi berumur Oligosen dan diendapkan pada lingkungan *fluvial*.

5. Formasi Sihapas

Formasi Sihapas diendapkan secara selaras di atas Formasi Transisi. Bagian atas dari Formasi Sihapas ditandai dengan kemunculan batupasir dan mulai menghilangnya batugamping foraminifera dan dolomit Formasi Telisa seiring dengan bertambahnya kedalaman. Formasi Sihapas terdiri dari perselingan antara batupasir dan batulempung/serpih serta kadang-kadang batubara tipis. Formasi ini kemudian dibagi menjadi dua satuan stratigrafi yaitu Formasi Upper Sihapas dan Lower Sihapas.

Formasi Upper Sihapas didominasi oleh batuserpih/lempung dan lapisan-lapisan tipis batupasir serpihan, sedangkan Formasi Lower Sihapas secara umum terdiri dari batupasir yang agak tebal dan lapisan batuserpih/lempung yang lebih tipis.

Formasi Sihapas berumur Oligosen hingga Miosen dan diendapkan pada lingkungan pengendapan *tide dominated delta* sampai *marine*, dimana secara umum mengindikasikan suatu proses transgresi.

6. Formasi Telisa

Formasi Telisa diendapkan secara selaras di atas Formasi Sihapas. Formasi ini didominasi oleh batulempung dan diselingi oleh lapisan batulanau, batugamping serta batupasir. Formasi Telisa berumur Miosen diendapkan pada lingkungan pengendapan *marine*.

7. Formasi Intra Petani

Formasi Intra Petani diendapkan secara selaras di atas Formasi Telisa. Pada penampang seismik terdapat suatu reflektor kuat yang terdapat di antara Formasi Petani dan Formasi Telisa, reflektor ini kemudian disebut sebagai Formasi Intra Petani. Komposisi batuan pada formasi ini hampir sama dengan

Formasi Petani namun terdapat perbedaan, yaitu batulempung dalam formasi ini memiliki warna yang lebih coklat dan lebih bersifat *calcareous*.

8. Formasi Petani

Formasi Petani diendapkan secara selaras di atas Formasi Intra Petani. Formasi ini didominasi oleh lapisan-lapisan batulempung terkadang ditemukan perselingan batupasir dan batulanau. Lapisan-lapisan batupasir umumnya tidak terkonsolidasi. Formasi Petani berumur Miosen dan diendapkan pada lingkungan *marine*.

9. Formasi Minas

Formasi Minas diendapkan secara selaras di atas Formasi Petani. Formasi ini terdiri dari lapisan yang didominasi oleh batupasir dan terkadang muncul lapisan tipis batulempung. Dijumpai butiran sekunder terdiri dari vulkanik, karbonat dan fragmen litik, glaukonit serta terkadang mineral mafik. Formasi Minas berumur Miosen hingga Pliosen dan diendapkan pada lingkungan pengendapan *deltaic*.

II.4. Formasi Pematang

Brown Shale yang merupakan anggota Formasi Pematang, terbentuk sebagai produk tektonik *rifting*. Formasi *Brown Shale* yang dijumpai cukup tebal berselingan dengan endapan batupasir yang tipis. Endapan sedimen yang berkembang pada anggota *Brown Shale* ini sangat dipengaruhi oleh tingkat penurunan cekungan. Dominasi *shale* pada *Brown Shale* menunjukkan bahwa tingkat penurunan jauh lebih besar daripada suplai sedimen. Hal ini berakibat pada terbentuknya bodi batupasir terisolasi kemudian ditutupi oleh endapan *lacustrine shale*. Berdasarkan peta ketebalan, *Brown Shale* dijumpai sangat tebal pada daerah bagian Barat, hal ini juga menunjukkan bahwa *lacustrine* paling dalam terletak di bagian barat juga.

Formasi Pematang *Brown Shale* merupakan batuan sumber utama bagi reservoir yang ada di daerah penelitian, termasuk untuk sumur-sumur dengan prospek yang cukup dalam. Pematang *Brown Shale* ini mengandung *organic-rich shale (carbon)*, dengan rata-rata TOC sekitar 3 %.

Model Geologi Pematang dapat dilihat pada gambar 2.4 sedangkan model perkembangan Formasi Pematang pada fase *rifting* ini dapat dilihat pada gambar 2.5. Berdasarkan model tersebut, sedimentasi diinterpretasikan berarah Utara-Selatan yang juga sejajar dengan arah sesar utama.

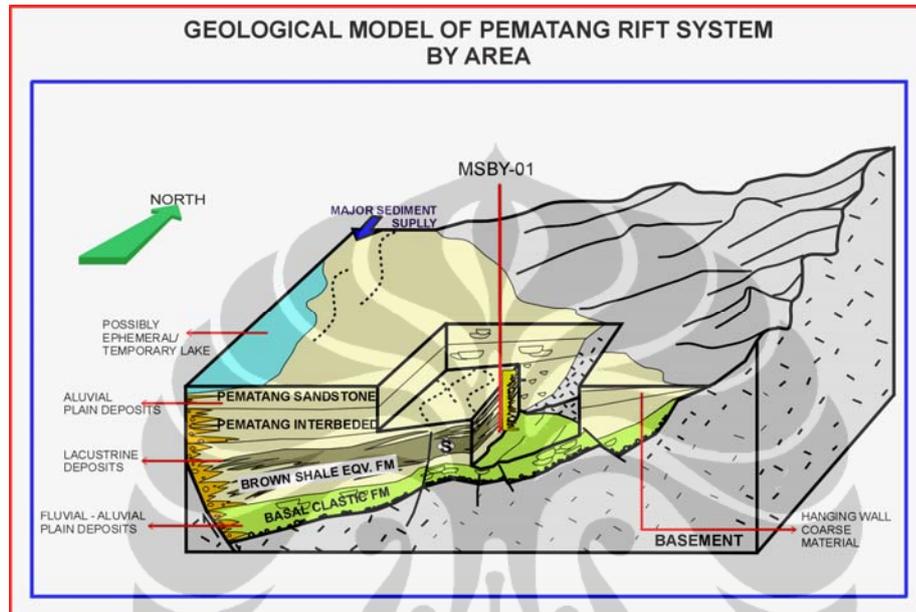


Figure 2.4. Model Geologi *Pematang Rift System* di Area-K (Studi internal, 2006)

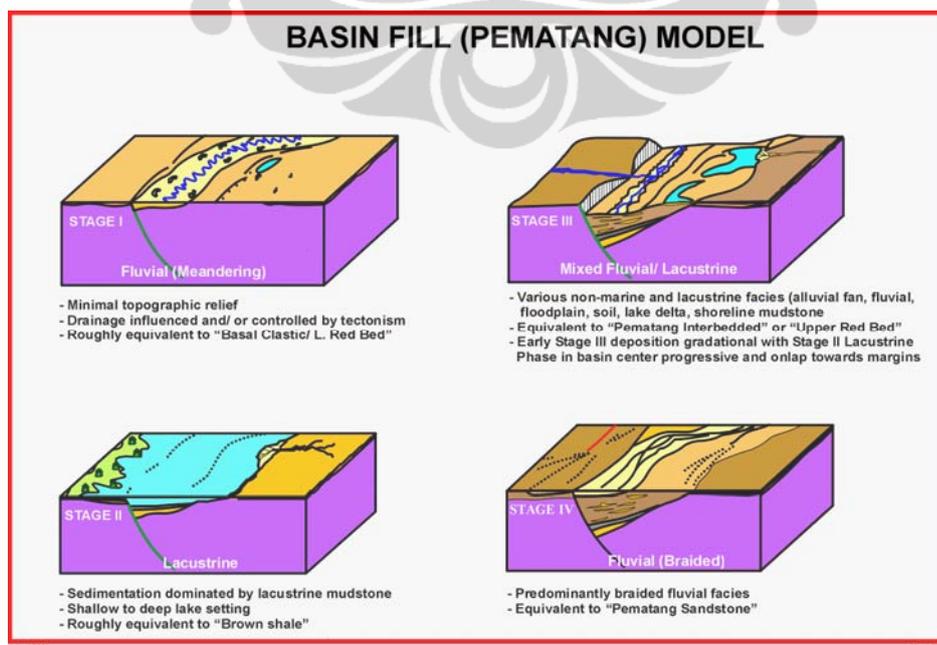


Figure 2.5. Model Pengisian Formasi Pematang (Studi internal, 2006)

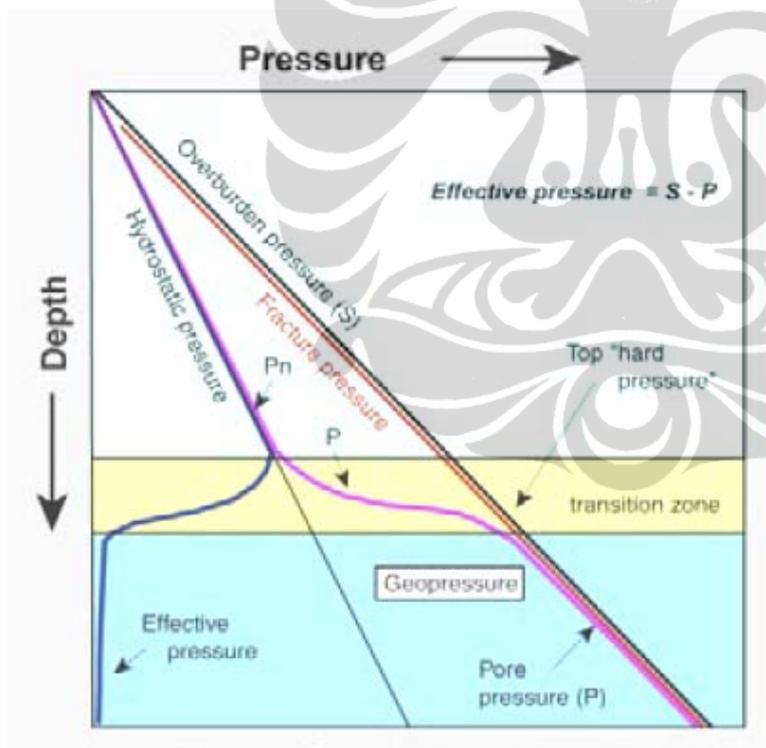
BAB III TINJAUAN PUSTAKA

III.1. Definisi dan Konsep Tekanan

Berdasarkan Prinsip Terzhagi (1943), tekanan pori didefinisikan sebagai perbedaan antara tekanan *overburden*, S , dengan tekanan efektif, σ , yang dapat dituliskan sebagai berikut.

$$P = S - \sigma \quad (3.1)$$

Tekanan efektif, σ , mengontrol proses kompaksi sedimen, dimana jika terjadi pengurangan tekanan efektif pada kedalaman tertentu berarti terjadi pengurangan kompaksi batuan yang menghasilkan tekanan *overpressure*. Pada Gambar 3.1 ditunjukkan contoh profil tekanan pori terhadap kedalaman pada sedimen klastik.



Gambar 3.1. Profil tekanan pori terhadap kedalaman pada sedimen klastik. Tekanan efektif adalah selisih antara tekanan *overburden* dan tekanan pori. (modifikasi dari Dutta, 2002).

Tekanan *overburden*, $S(z)$, sebagai fungsi dari kedalaman adalah tekanan yang dihasilkan dari berat matriks batuan dan fluida pada pori-pori batuan diatas formasi di

kedalaman tertentu. Fungsi tersebut dapat dirumuskan sebagai berikut.

$$S = g \int_0^z \rho_b(z) dz \quad (3.2)$$

dimana ρ_b adalah densitas batuan dan g adalah percepatan gravitasi. Tekanan *overburden* bertambah seiring dengan bertambahnya kedalaman. Pada beberapa literatur, tekanan *overburden* juga sering disebut sebagai tekanan geostatik atau tekanan litostatik. Pada Tabel 3.1 dijelaskan metode perhitungan tekanan *overburden* bila dijumpai data yang tidak lengkap, seperti log densitas yang tidak komplit dan sebagainya.

Tabel 3.1. Metode Perhitungan Tekanan *Overburden* (Dutta, 2002)

Sea level to sea bed	Depends on salinity of water column (1.01 – 1.05 gr/cm ²)
Sea bed to top of logged interval velocities	Density log from offset well Density-transit time relations plus seismic velocities Regional trends
Top of logged interval to total depth	Density log Density log from offset well Density-transit time relations plus seismic velocities
Intervals of poor quality density log	Density log from offset well Density-transit time relations plus seismic velocities
Frontier areas or deeper interval where no well data available	Density-transit time relations plus seismic velocities Regional trends

Sedangkan pada Tabel 3.2. dibawah, dijelaskan beberapa definisi yang digunakan dalam penelitian ini. Para praktisi umumnya menggunakan densitas dari berat lumpur (yang direkam oleh *mud logger* saat pemboran) sebagai pengganti dari tekanan pori, terutama pada saat fase kalibrasi prediksi tekanan pori. Ini adalah metode yang tidak baik, karena berat jenis lumpur umumnya lebih tinggi daripada tekanan formasi, dimana nilai lebihnya tersebut sulit untuk diprediksi.

Tabel 3.2. Beberapa definisi seputar tekanan pori (Dutta, 2002)

Normal pressure (hydrostatic pressure or normal fluid pressure) is the pressure exerted by a static column of water of the same height as the overlying pore fluids and the same density as the pore water.

$$\text{Normal pressure} = \text{pressure gradient of water} \times \text{depth}$$

Pore pressure (fluid pressure or formation pressure) is the pressure exerted by the pore fluids. Units: psi/ft \times 19.268 = ppg (pounds per gallon); ppg \times 0.0519 = psi/ft; g/cm³ \times 0.433 = psi/ft.

$$\text{Pore pressure} = \text{normal pressure} + \text{over/underpressure}$$

Overpressure (geopressure) is the excess pressure above normal pressure.

$$\text{Overpressure} = \text{pore pressure} - \text{normal pressure}$$

Overburden pressure (lithostatic pressure or geostatic pressure) is the pressure exerted by the overlying pore fluid and rocks.

$$\text{Overburden pressure} = \text{overburden gradient} \times \text{depth}$$

Terzaghi's relationship (net differential stress or net overburden stress or net confining stress) states that the total stress is jointly supported by the pore fluid and the rock matrix.

$$S = \text{overburden pressure} = \text{pore pressure} + \text{effective pressure} = P + \sigma$$

Effective vertical stress is the stress applied to the rock matrix.

$$\text{Effective pressure} (\sigma) = \text{overburden pressure} - \text{pore pressure} = S - P$$

Buoyant pressure is the excess pressure created in confined reservoir by the density difference between hydrocarbons and water

$$\Delta P = (\text{water gradient} - \text{hydrocarbon gradient}) \times \text{height of hydrocarbon column}$$

$$\text{Pore pressure} = \text{normal pressure} + \text{overpressure (brine filled)} + \text{buoyancy pressure.}$$

III.2. Mekanisme Terjadinya *Overpressure*

Penyebab terjadinya *overpressure* dapat dibagi menjadi empat kategori (Bowers, 2002), yaitu:

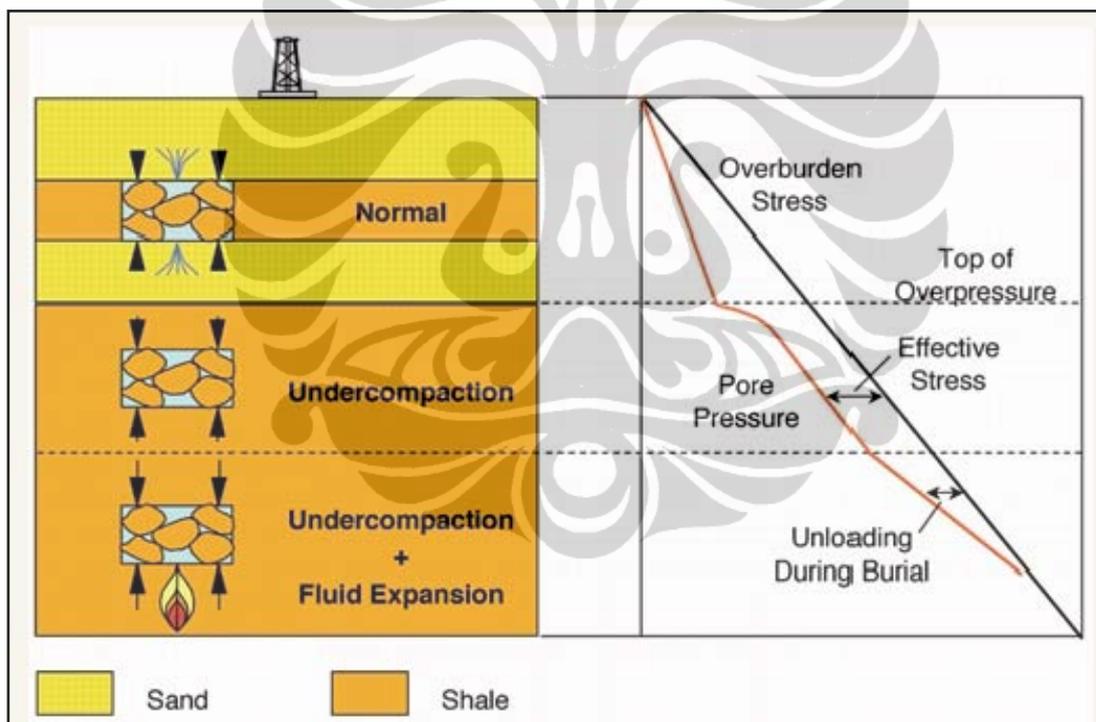
- a. *Undercompaction/Compaction Disequilibrium*
- b. *Fluid Expansion*
- c. *Lateral Transfer*
- d. *Tectonic Loading*

Undercompaction tidak dapat menghasilkan *overpressure* yang tinggi atau ekstrim, berbeda dengan ketiga kategori yang lain. Kondisi yang menyebabkan terjadinya tekanan normal / hidrostatik dan keempat tipe *overpressure* tersebut dijelaskan sebagai berikut.

Tekanan normal. Tekanan ini terjadi jika tekanan formasi dapat terus menjaga komunikasi hidrolis dengan permukaan selama pengendapan berlangsung, sehingga fluida pada pori batuan dapat mengakomodasi proses kompaksi yang terus berlangsung. Akibatnya, tekanan pori akan mengikuti kurva hidrostatik dari air formasi.

a. Undercompaction.

Overpressure umumnya terjadi ketika permeabilitas yang rendah menghalangi fluida pada pori batuan untuk terlepas pada saat kompaksi batuan berlangsung. Akibatnya, timbul tekanan berlebih pada pori batuan dan fluida terperangkap di dalam pori tersebut. Proses inilah yang disebut *undercompaction* atau *compaction disequilibrium* (Gambar 3.2). Timbulnya *undercompaction* umum terjadi pada zona transisi dari lingkungan yang dominan batupasir ke lingkungan dominan *shale*.



Gambar 3.2. Respon tekanan efektif terhadap beberapa mekanisme pembentuk *overpressure* (Bowers, 2002)

b. Fluid Expansion.

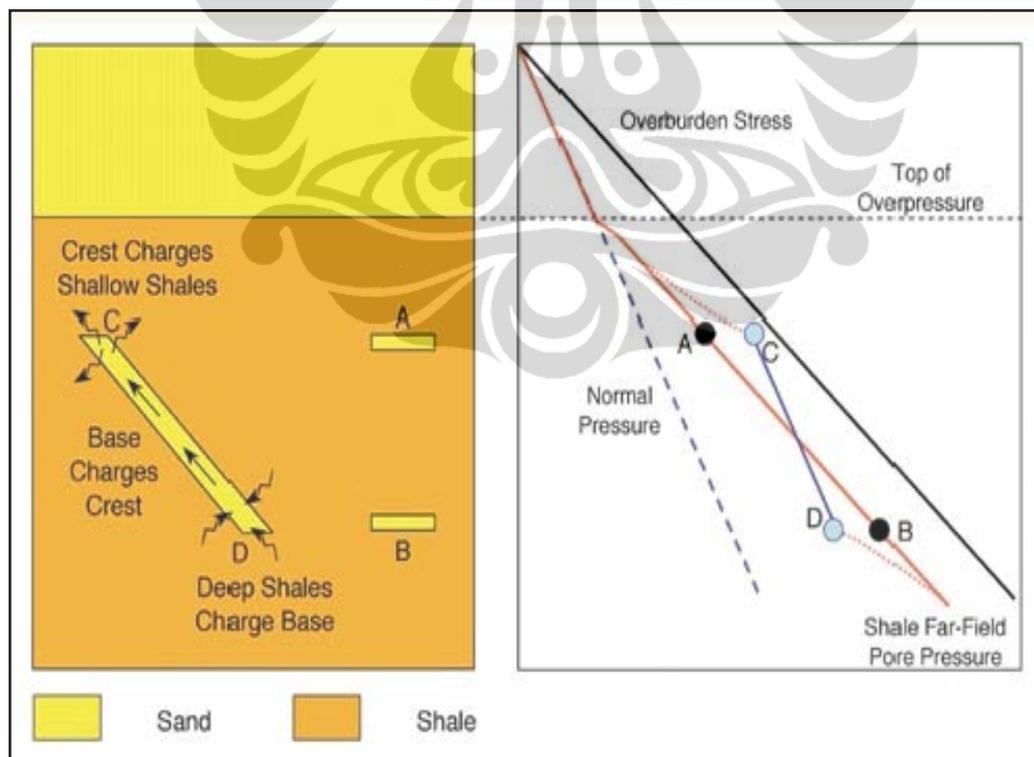
Overpressure dapat terbentuk di dalam pori batuan akibat mekanisme ekspansi fluida, seperti: pemanasan, pembentukan hidrokarbon dan ekspansi air akibat diagenesis lempung (misalnya, diagenesis dari *Smectite* menjadi *Illite*) (Bowers, 1995).

Overpressure yang terbentuk ini disebabkan oleh adanya penambahan volume fluida pada volume pori batuan yang sama.

Pada batuan dengan permeabilitas kecil, misalnya *shale*, proses ekspansi fluida ini dapat menyebabkan terjadinya *overpressure* yang tinggi (Gordon and Flemings, 1998), terlebih bila berlangsung juga proses *undecomposition*, seperti yang terlihat pada Gambar 3.2. Selain itu, ekspansi fluida juga dapat menyebabkan tekanan efektif berkurang (*unloading*) ketika pengendapan terus berlangsung. Sebagian praktisi menghubungkan terjadinya fenomena *unloading* akibat proses erosi.

c. Lateral Transfer

Proses ini terjadi karena adanya komunikasi dari zona *overpressure* ke zona *non-overpressure*. Komunikasi tersebut dapat terjadi karena adanya sesar atau adanya komunikasi zona batupasir ke *shale*. Pada gambar 3.3 ditunjukkan transmisi tekanan pori dari *shale* yang lebih bawah menuju ke atas, yang dikenal sebagai proses *lateral transfer* (Yardley and Swarbick, 2000).



Gambar 3.3. *Overpressure* yang disebabkan oleh *lateral transfer*. Profil tekanan terhadap kedalaman pada batupasir A dan B berbeda dengan batupasir C dan D yang terjadi *lateral transfer* dari bawah (Batupasir D) (Bowers, 2002)

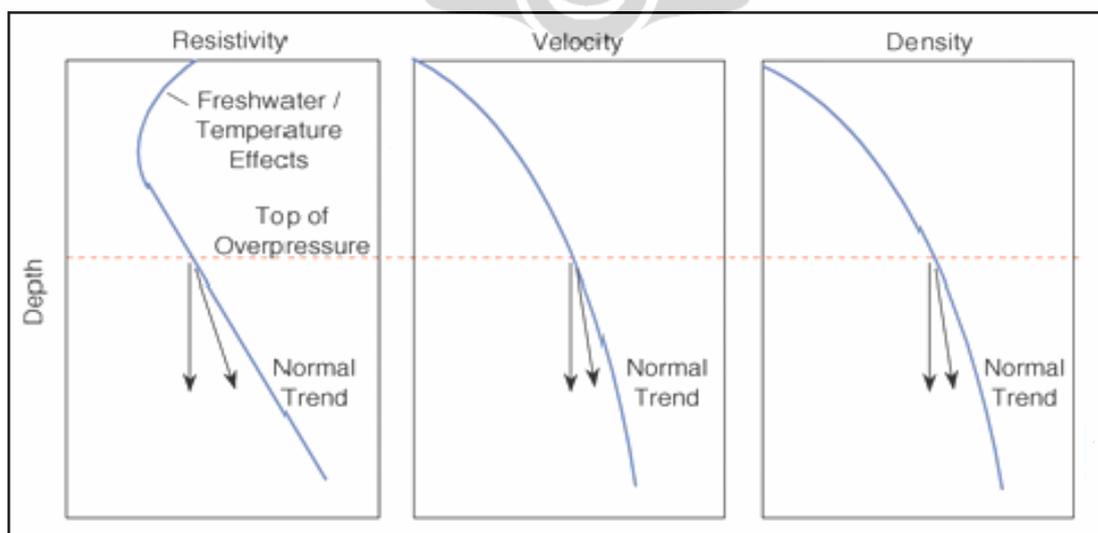
e. *Tectonic Loading*

Pori batuan yang terperangkap oleh tektonik aktif dapat menyebabkan timbulnya *overpressure* seperti pada proses *undercompaction*. Tetapi, proses ini dapat menyebabkan *overpressure* yang ekstrim, tidak seperti *undercompaction* (Yassir and Addis, 2002). Hal ini berarti *tectonic loading* dapat menyebabkan tekanan efektif berkurang, tetapi pada area tektonik aktif, kompaksi tidak hanya disebabkan oleh tekanan efektif vertikal saja, tetapi dapat dari berbagai arah tergantung proses tektonik yang berlangsung.

III.3. Mendeteksi Kondisi *Overpressure* Bawah Permukaan

Selama proses penimbunan pada kondisi tekanan normal, tekanan efektif juga akan meningkat terhadap kedalaman. Kondisi ini jika diplot terhadap kedalaman, maka akan terbentuk suatu *trend* yang disebut *trend* normal. Deteksi *overpressure* dapat diketahui dari plot tersebut. Jika terjadi penyimpangan dari kurva *trend* normal tersebut maka bisa diindikasikan sebagai pengaruh *overpressure*.

Trend normal tersebut juga ditunjukkan oleh data-data *wireline log* seperti log resistivitas, sonik dan densitas. Ketiga kurva tersebut membentuk suatu *trend* normal terhadap kedalaman. Awal dari zona *overpressure* umumnya terjadi ketika ketika log tersebut mulai menyimpang dari trend normalnya, yang berbanding lurus terhadap kompaksi batuan (Gambar 3.4).



Gambar 3.4. Indikasi zona *overpressure* dari data *wireline log*. Log resistivitas, sonik dan densitas menunjukkan penyimpangan dari *trend* normal-nya (Bowers, 2002).

Menurut Dutta (2002), reservoir yang *overpressure* jika dibandingkan dengan reservoir dengan tekanan normal pada kedalaman yang sama, akan menunjukkan hal-hal sebagai berikut.

- Porositas yang lebih tinggi
- Densitas lebih rendah
- Tekanan efektif lebih kecil
- Temperatur lebih tinggi
- Kecepatan interval lebih kecil
- Nilai ratio Poisson yang lebih besar

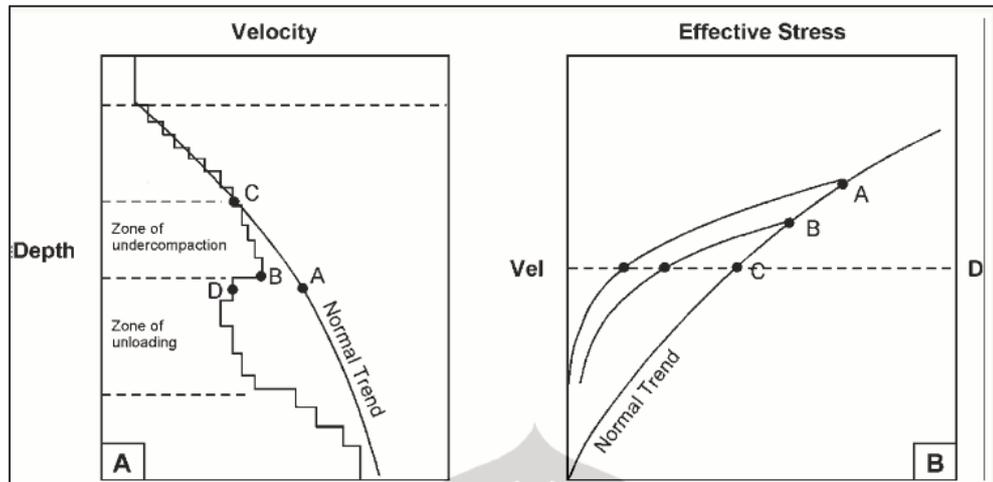
III.4. Transformasi Kecepatan ke Tekanan Efektif

Tekanan efektif menjadi metode yang semakin banyak digunakan untuk memprediksi tekanan pori. Para ahli geofisika mulai mencari metode-metode yang akurat dan dapat dimodelkan di laboratorium. Bowers (1994) mempublikasikan metode perhitungan baru yang dapat mengakomodir kompaksi normal, *undercompaction* dan *unloading* dalam satu rumus perhitungan yang dapat dikalibrasikan dengan data lain. Gambar 3.5 memperlihatkan contoh dari plot tekanan efektif dan kecepatan pada kondisi *undercompaction* dan *unloading*. Rumus ini dilakukan dengan menentukan V_0 berdasarkan kompaksi normal dan koefisien dan eksponen untuk tekanan efektif. Metode tersebut menggunakan asumsi hubungan empiris antara tekanan efektif dengan kecepatan, yang dapat dirumuskan sebagai berikut.

$$V = V_0 + A\sigma^B \quad (3.3)$$

Dimana A dan B dideskripsikan sebagai variasi kecepatan terhadap penambahan tekanan efektif. Bila data kecepatan sudah diketahui, tekanan efektif diperkirakan dari perhitungan berikut.

$$\sigma = ((V - V_0)/A)^{1/B} \quad (3.4)$$



Gambar 3.5. Pengaruh *undercompaction* dan *unloading* terhadap plot kecepatan dan tekanan efektif (Bowers, 2002).

III.5. Definisi Kecepatan

a. Kecepatan Sesaat (*Instantaneous velocity*)

$$V_{ins}, V_i = dz / dt \quad (3.5)$$

Kecepatan propagasi gelombang pada satu titik. Kecepatan interval dalam batas interval tertentu. Tergantung pada frekuensi dan arah.

b. kecepatan Sonik (*Sonic velocity*)

$$V_{son}, V_i = 1 / d\tau \quad (3.6)$$

$d\tau$ = waktu *transit* sonik, ditentukan dari alat logging bawah permukaan. Menyajikan kecepatan interval dalam beberapa *feet*.

c. Kecepatan Interval (*Interval velocity*)

$$V_i = \Delta z / \Delta t \quad (3.7)$$

Kecepatan rata-rata dalam interval kedalaman (Gambar 3.6)

d. Kecepatan Rata-rata (*Average velocity*)

$$V_a = z / t = \Sigma V_i \Delta t_n / \Sigma \Delta t_n \quad (3.8)$$

Jarak dibagi waktu. Berguna untuk konversi waktu-kedalaman jika pengukuran dilakukan dari permukaan.

d. Kecepatan *Stacking* (*Stacking velocity*)

Kecepatan yang digunakan untuk mengkoreksi *offset seismic trace* ke *offset nol* sebelum dilakukan proses *CMP stacking* dan *poststack migration*.

e. RMS velocity

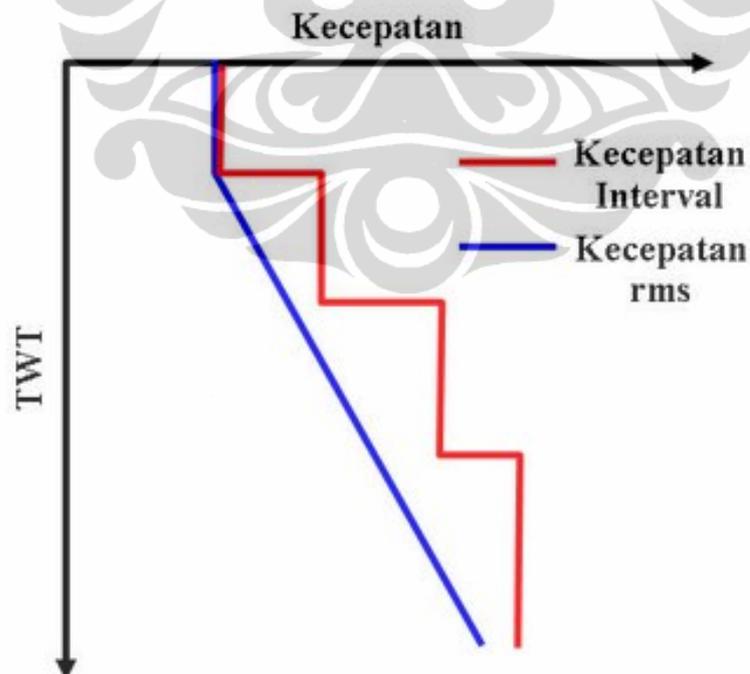
$$V_{\text{rms}} = [\Sigma V_{\text{in}}^2 \Delta T_n / \Sigma \Delta T_n]^{1/2} \quad (3.9)$$

Umumnya sama dengan kecepatan NMO untuk perlapisan horisontal tanpa perubahan kecepatan *lateral* (Gambar 3.6)

f. Dix velocity

$$V_i = [(V_{\text{stack}n}^2 T_n - V_{\text{stack}n-1}^2 T_{n-1}) / (T_n - T_{n-1})]^{1/2} \quad (3.10)$$

Teknik untuk mencari kecepatan interval dari kecepatan *stacking velocity*.



Gambar 3.6. Perbedaan kurva kecepatan rms dan kecepatan interval

BAB IV METODOLOGI PENELITIAN

Untuk memperoleh hasil yang maksimal dalam melaksanakan penelitian ini, maka penulis melakukan sistematika penyusunan agar setiap pekerjaan yang dilakukan lebih efektif (lihat diagram alur pada Gambar 4.2). Untuk itu di dalam melakukan pengerjaan dari pengumpulan data sampai diolah menjadi sebuah laporan, penulis membagi tahap penelitian ini menjadi 4 tahap, yaitu : tahap pendahuluan, tahap pengumpulan data, tahap pengolahan dan analisis data serta yang terakhir berupa tahap penyelesaian dan penyajian data.

IV.1. Tahap Pendahuluan

Tahap pendahuluan ini meliputi tahap studi pustaka dan penyusunan latar belakang permasalahan dari penelitian ini. Tahapan ini diperlukan untuk membatasi penelitian agar lebih terfokus pada permasalahan yang ingin dipecahkan dengan menggunakan metode terpilih dan menghasilkan kesimpulan yang dapat dipertanggungjawabkan. Hasil akhir yang ingin dicapai sesuai dengan tujuan dari penelitian ini adalah untuk membuat model prediksi tekanan pori di Area K dengan mentransformasi data kecepatan yang diperoleh dari seismik dan data sumur.

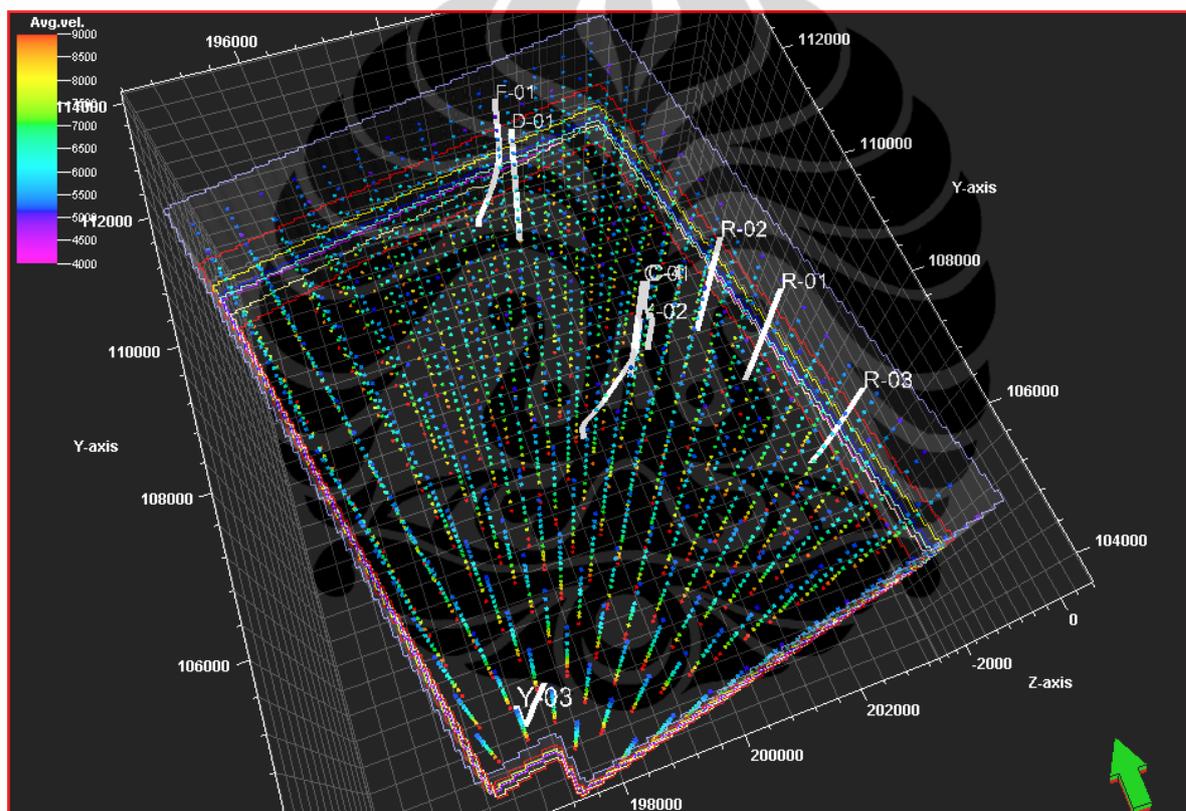
IV.2. Tahap Pengumpulan Data

Data primer yang digunakan pada penelitian ini meliputi :

- 1) Peta dasar (*basemap*) daerah penelitian yang terletak di daerah konsesi Kondur Petroleum SA di Selat Malaka dengan luas kurang lebih 65 km². Peta ini menggambarkan posisi sumur yang ada di daerah penelitian yang berjumlah 9 sumur (Gambar 4.1).
- 2) Data seismik 3D PSTM yang meliputi seluruh daerah penelitian, dengan luas sekitar 65 km² (Gambar 4.1)
- 3) Data horison waktu dari marker regional, terdiri atas 8 horison
- 4) Data *stacking velocity* dari seismik 3-D, interval 500x500 m
- 5) Data sumur, terdiri atas 9 sumur. Data sumur tersebut meliputi data sebagai berikut (Tabel 4.1) :

Tabel 4.1. Data sumur di daerah penelitian

NO	Well	GR	LLD	NPHI	RHOB	P-WAVE	S-WAVE	CKSHOT	MDT	KET
1	Y-02	V	V	V	V	V	V*	V	V	*lower section
2	Y-03	V			V	V	V*	V	V	*lower section
3	R-01	V	V	V	V	V		V	V	
4	R-02	V	V	V	V	V	V	V	V	
5	R-03	V	V	V	V	V	V	V	V	
6	D-01	V	V	V	V	V		V	V	
7	F-01	V	V	V	V	V		V		
8	C-01	V	V	V	V	V		V		
9	C-04	V	V	V	V	V		V		



Gambar 4.1. Daerah penelitian memiliki luas sekitar 65 km sq dan masuk dalam area seismik 3D. Total sumur yang digunakan 9 sumur. Data *stacking velocity* (grid 500 x 500 m).

IV.3. Tahap Pengolahan dan Analisis Data

Pada tahap ini, data yang diperoleh kemudian diolah dan dianalisis dengan menggunakan *software* Humpson-Russell dan Petrel 2008. Secara garis besar, tahapan yang dilakukan dalam memprediksi tekanan pori dengan bantuan data kecepatan adalah sebagai berikut :

1. Melakukan pemodelan kecepatan (*velocity model*) secara akurat di daerah penelitian.
2. Transformasi kecepatan ke tekanan efektif (*effective stress*) dengan metode Bowers.
3. Perhitungan tekanan formasi dengan metode Terzaghi dan melakukan kalibrasi dengan aktual tekanan formasi dari data sumur.

Langkah-langkah tersebut dapat diuraikan lebih lanjut sebagai berikut.

a. Pemodelan Kecepatan

Pemodelan kecepatan ini dilakukan dengan menggunakan data kecepatan dari data *checkshot* didapat dari sumur dan juga kecepatan dari stacking velocity dan hasil dari inversi seismik *post-stack* (*post-stack seismic inversion*). Data *checkshot* adalah data kecepatan yang diambil langsung dari hasil survei di lubang sumur, sehingga data ini merupakan data aktual dari kecepatan formasi. Kekurangan dari data tersebut disebabkan oleh ketersediaan data yang tergantung dari jumlah sumur yang ada. Untuk pemodelan secara 3-D, permasalahan akan muncul ketika akan melakukan interpolasi data, karena untuk hasil yang akurat, metode interpolasi membutuhkan data tambahan sebagai penuntun pada area-area yang tidak ditembus sumur. Oleh karena itu dilakukan inversi seismik pada volume seismik 3-D. Hal ini dilakukan untuk mendapatkan korelasi hubungan kecepatan dengan inversi *P-Impedance*. Tetapi, data kecepatan tersebut tentunya harus dikalibrasi dahulu oleh data kecepatan pada titik-titik yang dilalui sumur (*checkshot*) sebagai pengkoreksi data kecepatan dari inversi seismik.

b. Transformasi kecepatan ke tekanan efektif (*effective stress*)

Prediksi tekanan pori dari data kecepatan belum tentu sepenuhnya merepresentasikan tekanan pori, karena sifat tekanan sangat bergantung kepada faktor lain seperti porositas, densitas, temperatur, *poisson's ratio* dan litologi. Sebagai contoh *low impedance sandstone* akan memiliki kecepatan relatif lebih kecil daripada *shale* yang menutupinya, dimana pada kurva kecepatan akan ditunjukkan seperti *overpressure* (padahal ini adalah efek litologi). Oleh karena itu berbagai macam teknik digunakan untuk menghilangkan efek-efek luar selain efek tekanan tersebut. Sebagai contoh untuk data *sonic* di atas, efek lithologi dapat dihilangkan dengan melakukan

filter dan menghilangkan efek batupasir, yaitu dengan hanya memplot litologi *shale* saja dengan bantuan log Gamma-ray.

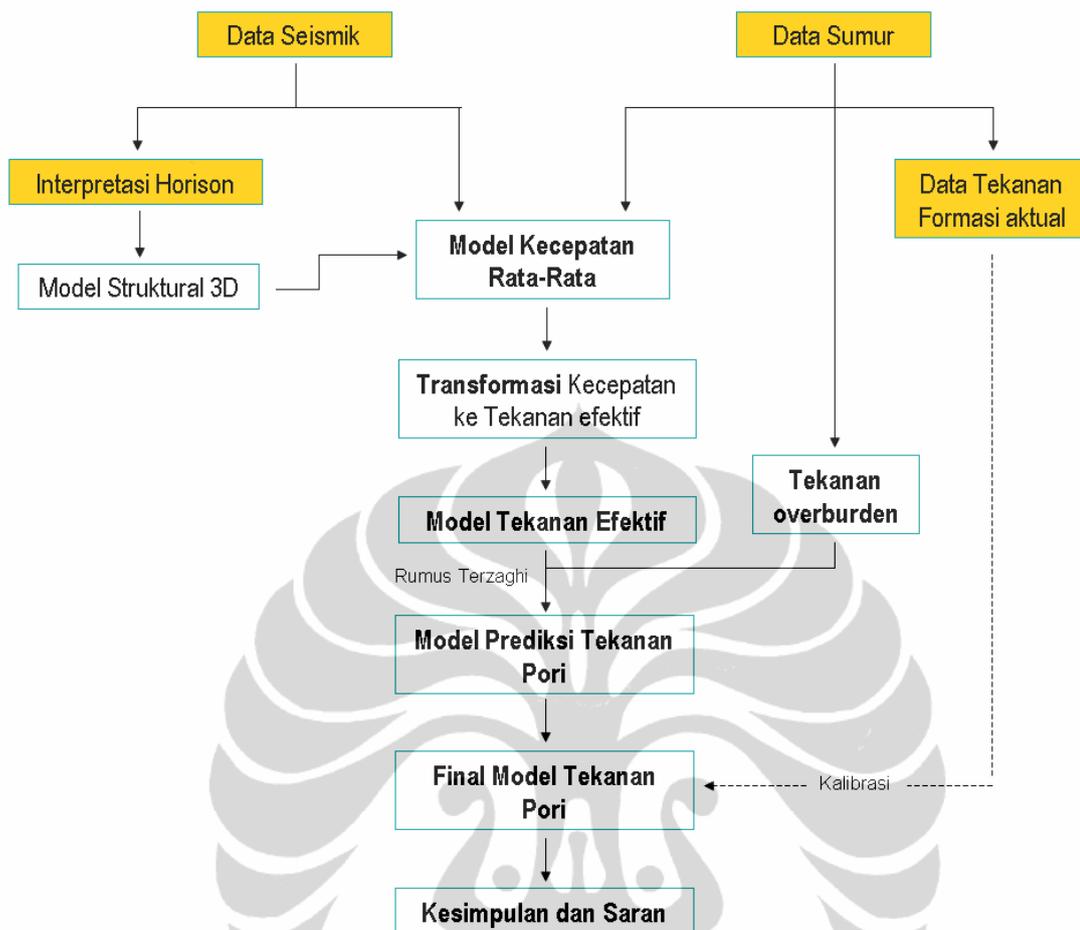
Transformasi dilakukan dengan menggunakan metode Bowers (2002). Lebih lanjut tentang metode ini diuraikan pada Bab III. Metode ini merupakan metode empiris, dimana konstanta yang ada harus dicari dan hanya bersifat lokal. Data-data aktual ditambahkan dalam perhitungan sebagai kalibrasi terhadap model transformasi yang dilakukan. Hasil akhir dari transformasi ini adalah volume tekanan efektif, yang nantinya akan diubah menjadi tekanan pori dengan rumus Terzaghi.

c. Perhitungan tekanan formasi dengan metode Terzaghi

Metode Terzaghi menyebutkan bahwa Tekanan pori adalah Tekanan *overburden* dikurangi oleh tekanan efektif. Jadi, sebelum menghitung tekanan pori harus dilakukan perhitungan tekanan *overburden* terlebih dahulu. Perhitungan tekanan *overburden* menggunakan rumus seperti yang dibahas pada Bab III.

Selanjutnya, volume tekanan pori yang sudah dihasilkan harus dikalibrasi dengan data aktual untuk memvalidasi prediksi tekanan pori yang dilakukan.

Langkah-langkah tersebut juga dapat dilihat pada diagram alur penelitian pada Gambar 4.2.



Gambar 4.2. Diagram alur penelitian

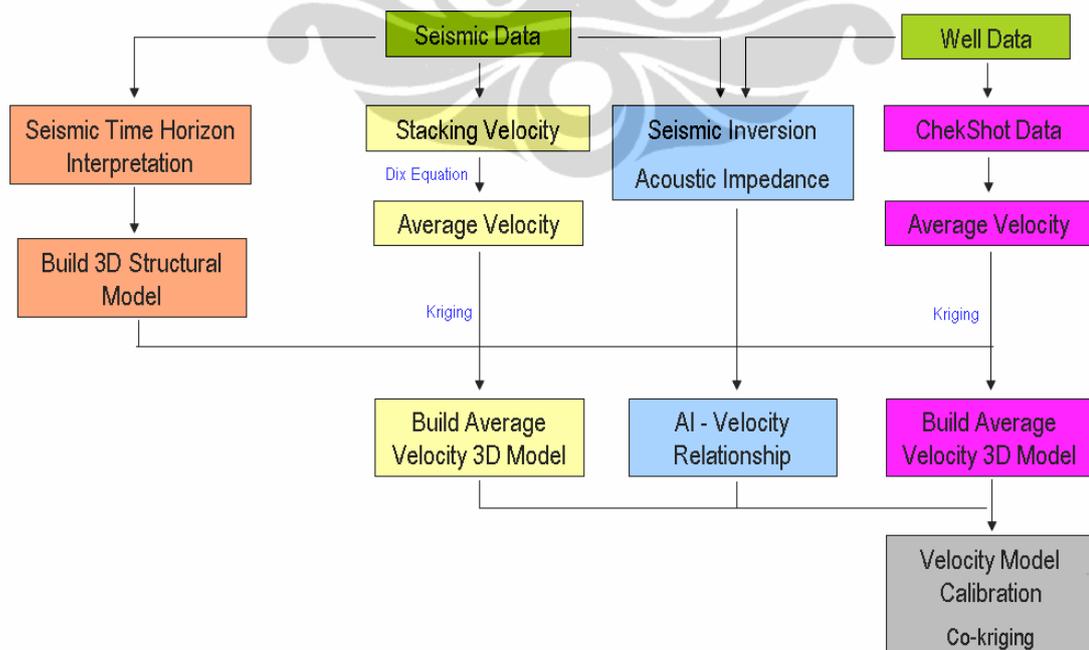
IV.4. Tahap Penyelesaian dan Penyajian Data

Pada tahap ini, semua data yang sudah diolah dan dianalisis dengan menggunakan program Humpson-Russell dan Petrel kemudian dipindah ke program Corel DRAW dan atau MS Powerpoint untuk editing tampilan gambar. Hasil dari semua pengolahan dan analisis data tersebut, kemudian dibuat suatu laporan. Laporan ditulis dengan menggunakan *software* MS Word. Tahap terakhir ini dilakukan di kantor Kondur Petroleum S.A., Jakarta.

BAB V PEMODELAN KECEPATAN

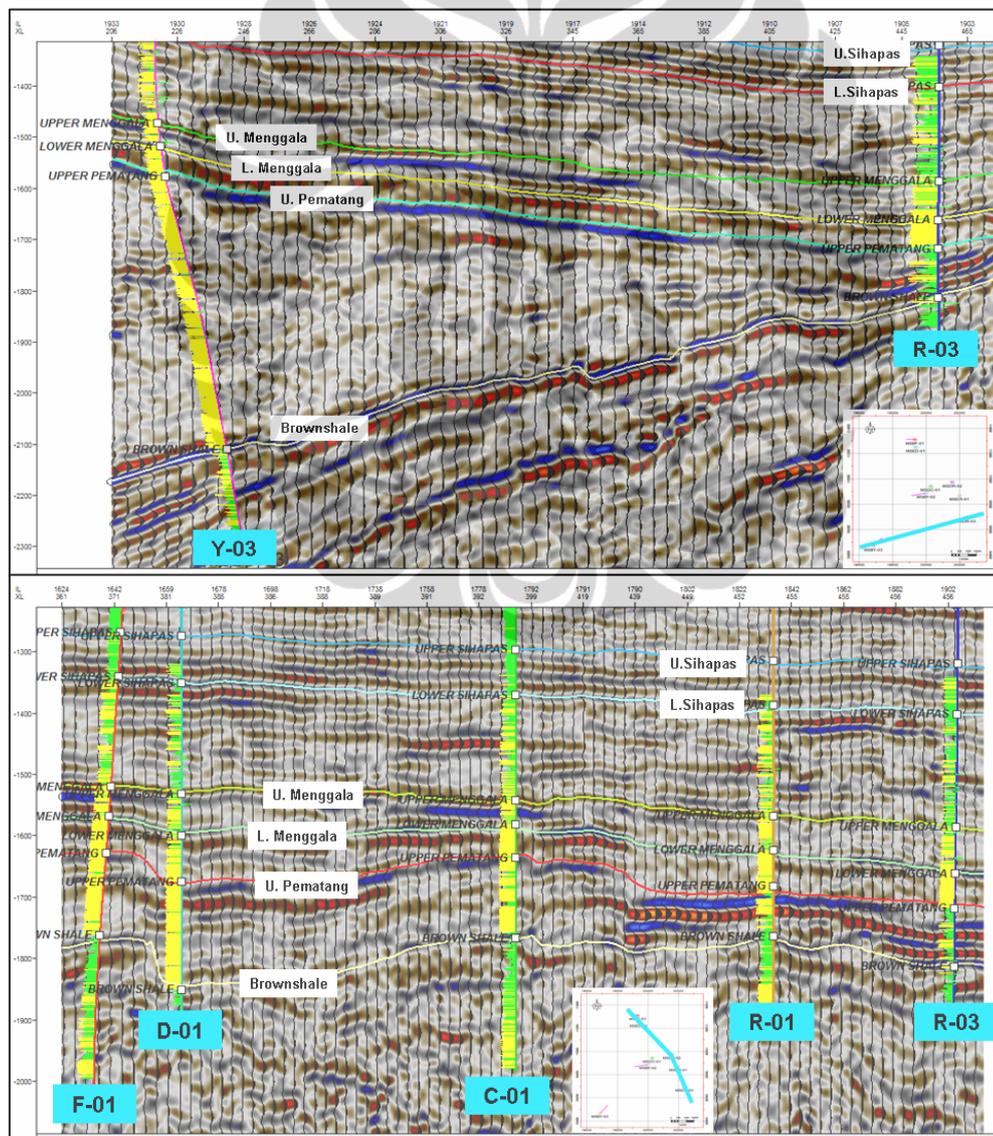
Bab ini membahas tentang metode-metode yang dilakukan dalam pemodelan kecepatan secara 3D di daerah penelitian. Sesuai dengan tujuan dari penelitian, pemodelan kecepatan yang akurat dan sesuai akan sangat menentukan dalam tahap transformasi ke tekanan pori berikutnya.

Penelitian ini menggunakan beberapa teknik untuk mendapatkan model kecepatan yang sesuai untuk analisa prediksi tekanan pori. Model kecepatan yang dilakukan adalah pemodelan dari kecepatan rata-rata (V_a). Selanjutnya, model kecepatan rata-rata tersebut akan ditrasformasi untuk mencari tekanan efektif (*effective stress*). Kecepatan rata-rata tersebut didapatkan dengan beberapa metode, yang meliputi: *dix-velocity inversion*, model kecepatan rata-rata dari data *checkshot* dan *post-stack impedance inversion*. Selanjutnya, ketiga hasil kecepatan tersebut dikombinasikan untuk memperoleh model kecepatan dengan resolusi tinggi yang sesuai untuk prediksi tekanan efektif dan tekanan pori. Teknik pemodelan kecepatan dengan ketiga tahapan tersebut dapat dijabarkan sebagai berikut (Gambar 5.1).



Gambar 5.1. Teknik pemodelan kecepatan dengan menggunakan data seismik dan data *checkshot*.

Hal pertama yang dilakukan sebelum melakukan pemodelan kecepatan adalah menginterpretasi *marker/horison regional* dari data seismik. Pemodelan kecepatan yang benar harus dilakukan dengan mengikuti trend dari horison yang telah diinterpretasi. Horison tersebut merepresentasikan stratigrafi regional sekaligus formasi batuan dari lapisan-lapisan di bawah permukaan bumi. Tujuan dari pemodelan yang dilakukan adalah ingin mendapatkan model kecepatan dari tiap-tiap litologi yang dilalui. Oleh karena itu, penarikan horison akan sangat membantu dalam mendistribusikan kecepatan secara benar sekaligus merefleksikan kecepatan unit batuan dari setiap formasi. Horison-horison regional di daerah penelitian dapat dilihat pada penampang seismik di bawah ini (Gambar 5.2).

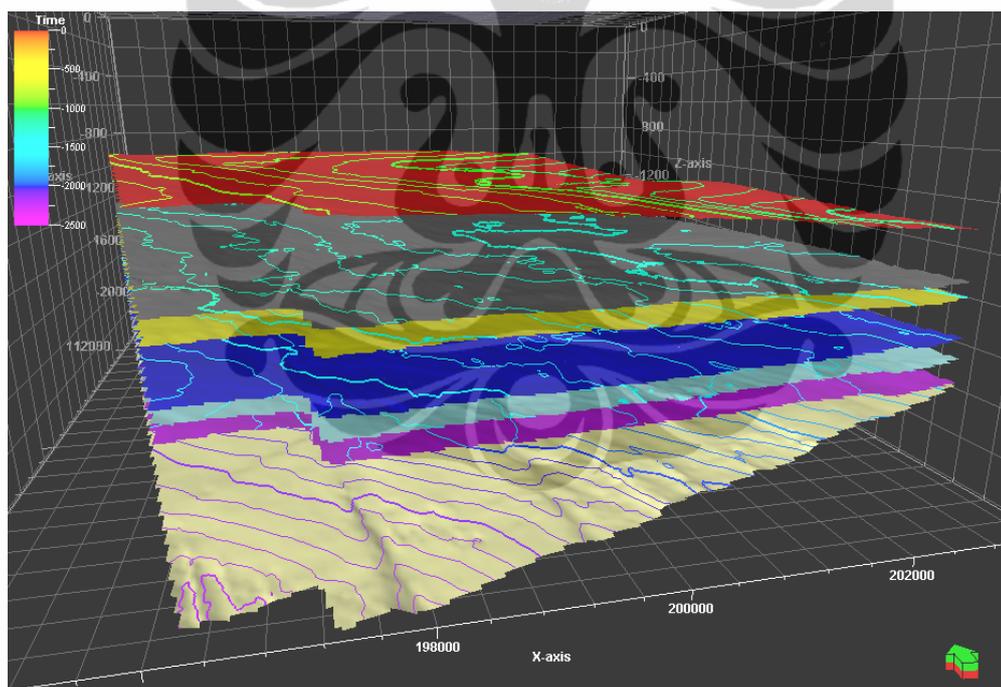


Gambar 5.2. Penampang seismik berarah barat-timur (atas) dan utara-selatan (bawah) serta interpretasi horison-horison dari regional stratigrafi di daerah penelitian.

Marker regional yang telah diinterpretasi tersebut kemudian dimodelkan secara 3 dimensi yang kemudian model tersebut digunakan sebagai kerangka untuk melakukan pemodelan kecepatan. Horison-horison yang telah diinterpretasi tersebut meliputi, dari yang paling muda ke tua :

1. Horison *Telisa*
2. Horison *Upper Sihapas*
3. Horison *Lower Sihapas*
4. Horison *Upper Menggala*
5. Horison *Lower Menggala*
6. Horison *Upper Pematang*
7. Horison *Brownshale*

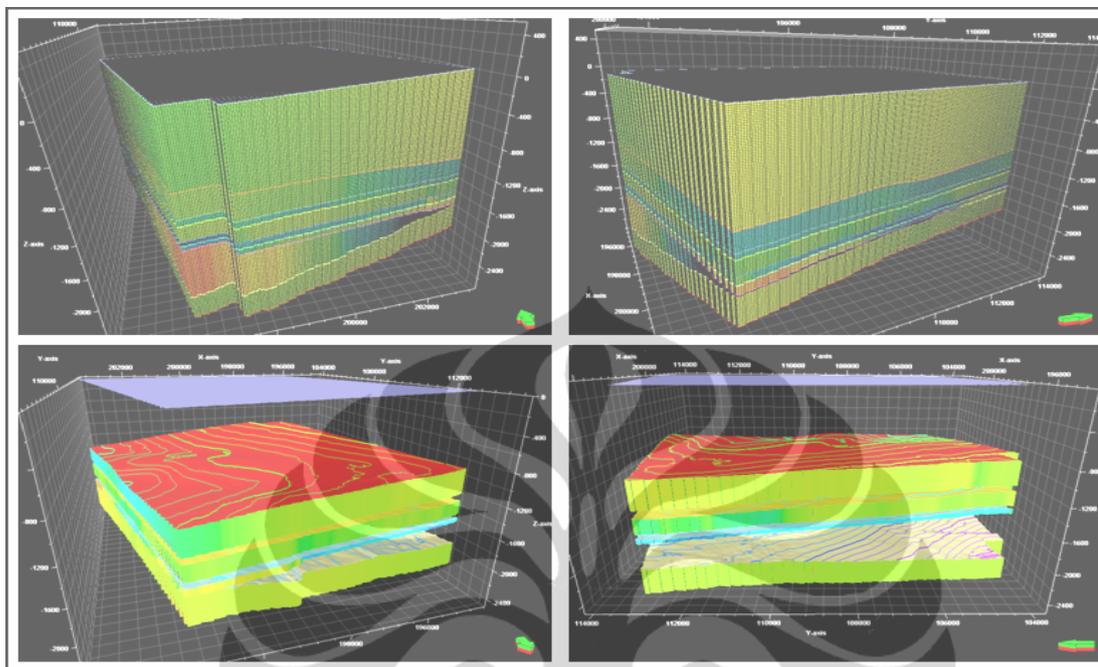
Penyebaran horison-horison tersebut dapat dilihat pada Gambar 5.3. berikut.



Gambar 5.3. Horison waktu dari *marker regional*, dari atas ke bawah: *Telisa*, *Upper Sihapas*, *Lower Sihapas*, *Upper Menggala*, *Lower Menggala*, *Upper Pematang* dan *Brownshale*.

Selain horison-horison diatas, ditarik juga horison 0 ms (permukaan) sebagai batas atas dan horison *Brownshale* +200 ms untuk batas bawah. Secara keseluruhan

model struktural pada penelitian ini memiliki 8 zona berdasarkan horison-horison *marker regional*. Lebih detailnya dapat dilihat pada Gambar 5.4.



Gambar 5.4. Model struktural dan pembagian 8 zona berdasarkan interpretasi horison. Atas : memperlihatkan seluruh zona di daerah penelitian. Bawah : *Slicing* dari beberapa zona dan horison.

Pemodelan struktur yang diuraikan di atas adalah pemodelan dengan menggunakan teknik *geocellular model*. Model ini membagi total volume yang ada menjadi kubik-kubik (*cells*) yang lebih kecil. Hal ini perlu diuraikan karena struktural model ini berhubungan dengan target resolusi horisontal dan vertikal yang ingin dicapai. Tiap kubik akan mewakili suatu nilai tertentu, dalam hal ini adalah nilai kecepatan. Ukuran kubik yang semakin kecil (horisontal dan vertikal) akan menjadikan total kubik yang semakin besar sekaligus membutuhkan komputer dengan performa tinggi untuk mengolahnya dan sebaliknya. Pada penelitian ini, resolusi yang digunakan merupakan resolusi tingkat medium. Detail dimensi resolusi per zona diuraikan pada tabel 5.1.

Secara vertikal, ketebalan dari tiap kubik per zona berbeda-beda tergantung dari tebal tipisnya formasi. Rata-rata ketebalan dari kubik adalah sekitar 15 ft. Sedangkan secara horisontal, dimensi kubik adalah sama, yaitu 50x50 m. Jadi tiap kubik 50x50x15 tersebut nantinya akan mewakili satu nilai kecepatan tertentu.

Tabel 5.1. Detail jumlah dan dimensi resolusi per zona

Zona	Horizontal (m)	Vertikal* (ft)	Jumlah Kubik
1	50 x 50	14 - 18	1,634,040
2	50 x 50	10 - 17	544,680
3	50 x 50	10 - 17	163,404
4	50 x 50	12 - 17	326,808
5	50 x 50	5 - 18	163,404
6	50 x 50	5 - 23	136,170
7	50 x 50	0 - 24	728,676
8	50 x 50	15 - 18	517,446
* Tergantung dari ketebalan horison			4,214,628

V.1. Pemodelan kecepatan dari data seismik

Data kecepatan dari seismik merupakan salah satu sumber data kecepatan yang bisa diperoleh sebelum dilakukan pengeboran sumur. Dengan melakukan pengukuran variasi antara waktu pemantulan dan jarak offset, informasi kecepatan dapat diperoleh dari data seismik. Analisa kecepatan dilakukan dengan metode analisa *semblance* di setiap *CDP gather* yang akan menghubungkan tiap-tiap energi maksimum menjadi fungsi kecepatan *stacking* (*stacking velocity*). Kemudian, dengan rumus Dix, kecepatan *stacking* diubah menjadi kecepatan interval (V_i) dan kecepatan rata-rata (V_a).

Pada penelitian ini, data *stacking velocity* yang digunakan merupakan data primer. Dengan kata lain, penulis tidak melakukan sendiri analisa *semblance* untuk penentuan *stacking velocity*. Data kecepatan ini dilakukan pada interval CDP per 500x500 meter. Interval tersebut masih terlalu jarang jika dibandingkan dengan dimensi kubik dari model struktur yang berdimensi 50x50 meter. Akibatnya, detail distribusi *stacking velocity* masih jauh dari yang diharapkan, meskipun masih bisa digunakan sebagai trend untuk membantu penyebaran kecepatan dari data *checkshot* seperti yang akan diuraikan kemudian. Penyebaran data *stacking velocity* tersebut dapat dilihat pada gambar 5.5.

V.1.1. Perhitungan kecepatan interval (V_i) dan kecepatan rata-rata (V_a).

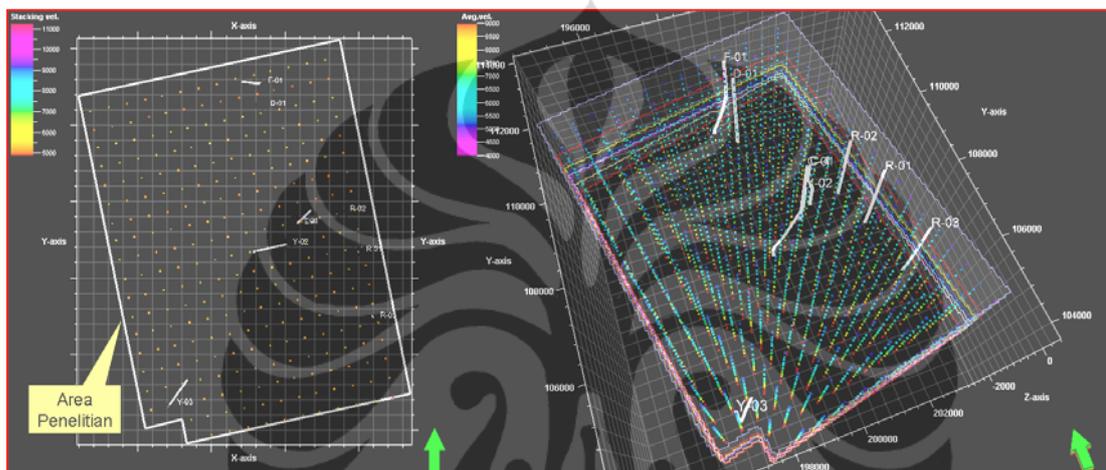
Metode perhitungan Dix adalah metode konvensional untuk mengubah *stacking velocity* dalam TWT (*two way time*) ke dalam kecepatan interval (V_i). Kemudian dengan menggunakan kecepatan interval, dicari kecepatan rata-ratanya. Rumus Dix untuk menghitung kecepatan interval dapat dijabarkan sebagai berikut.

$$V_i = [(V_{\text{stack}n}^2 T_n - V_{\text{stack}n-1}^2 T_{n-1}) / (T_n - T_{n-1})]^{1/2} \quad (5.1)$$

Dimana V_{stack} adalah *stacking velocity* dan T adalah *traveltime two way time* (TWT). Kemudian kecepatan rata-rata dihitung dengan rumus berikut.

$$V_a = \Sigma V_i \Delta t_n / \Sigma \Delta t_n \quad (5.2)$$

Dimana V_a adalah kecepatan rata-rata dan V_i adalah kecepatan interval.

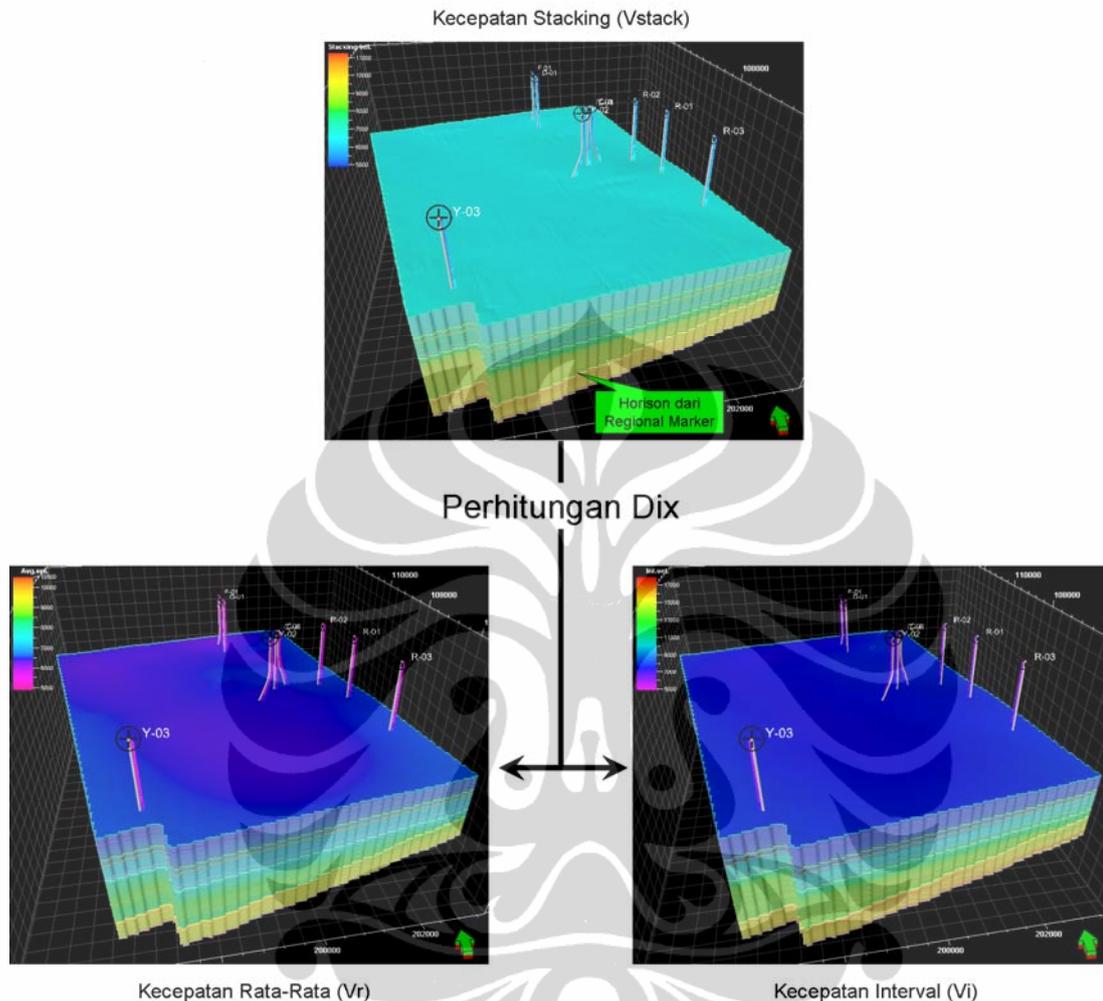


Gambar 5.5. Data *stacking velocity* di daerah penelitian. Interval sampel per 500x500 m. Kenampakan dari atas dan posisi sumur (kiri) serta penampang vertikal (kanan). Data kecepatan berkisar antara 4800 – 11300 ft/s.

Perhitungan Dix merupakan metode pendekatan dengan menggunakan berbagai asumsi dalam penghitungannya. Asumsi tersebut meliputi (Bell, 2002): 1) Lapisan-lapisan batuan di bawah permukaan bumi memiliki kecepatan yang konstan; dan 2) *stacking velocity* sama dengan kecepatan rms (*velocity rms, root mean square*). Jadi, perhitungan Dix mengasumsikan bahwa lapisan bumi adalah isotropi dan relatif horisontal.

Pada tahap interpolasi data, digunakan metode *kriging* untuk mendistribusikan data secara horisontal dan vertikal. Metode ini dipilih karena selain memperhitungkan jarak antar sampel, metode ini juga menggunakan pembobotan dengan analisa variogram. Selain teknik interpolasi, penggunaan horison *marker* regional sebagai penuntun interpolasi juga merupakan hal yang penting. Secara geologi, setiap formasi mempunyai karakteristik tertentu dimana hal tersebut berpengaruh terhadap konsistensi dari penyebaran kecepatan di daerah penelitian.

Hasil perhitungan kecepatan interval dan kecepatan rata-rata dari data *stacking velocity* dapat dilihat pada Gambar 5.6 sebagai berikut.



Gambar 5.6. Kecepatan rata-rata (kiri) dan kecepatan interval (kanan) yang dihitung dengan Rumus Dix dari data *stacking velocity*.

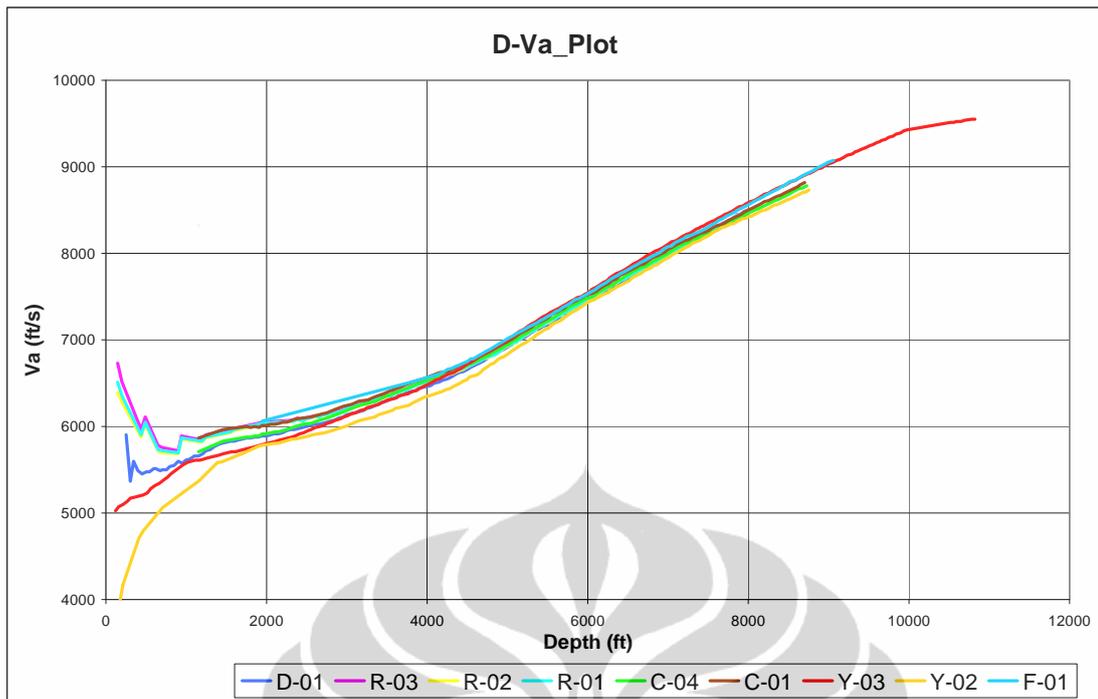
V.2. Pemodelan Kecepatan dari data *Checkshot*

Akurasi dalam memprediksi tekanan *abnormal* dengan menggunakan data kecepatan ditentukan oleh validitas dari fungsi waktu-kedalaman yang ada. Data *checkshot* merupakan data yang akurat untuk tujuan tersebut, karena data ini merupakan data aktual yang diambil langsung dengan mengukur waktu tempuh dari sumber di permukaan ke penerima yang diletakkan di lubang bor pada kedalaman tertentu. Sehingga, informasi fungsi waktu-kedalaman dari data ini dapat digunakan untuk prediksi tekanan formasi.

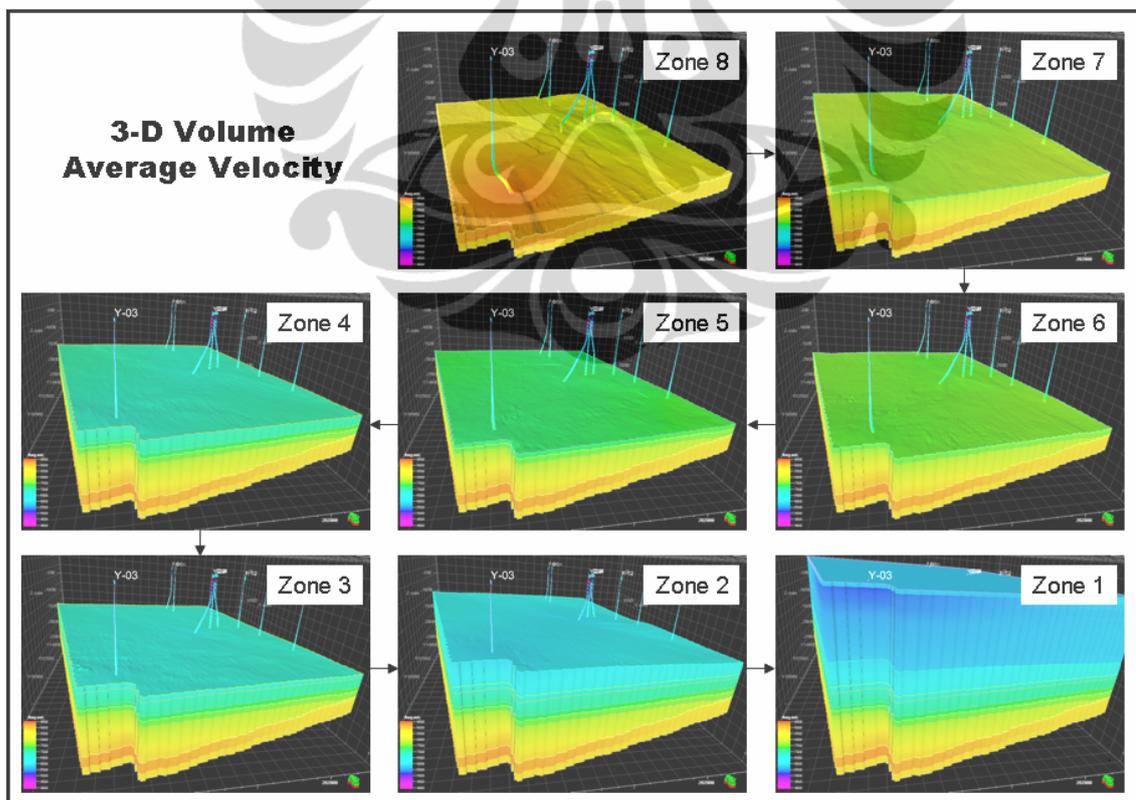
Dalam memprediksi tekanan pori dari data kecepatan, fungsi waktu-kedalaman yang didapat dari data *checkshot* kemudian diubah ke dalam kecepatan rata-rata, $V_a = \text{kedalaman/waktu tempuh}$. Perubahan tiba-tiba dari trend kecepatan rata-rata terhadap kedalaman merupakan indikasi adanya tekanan *abnormal* (Bell, 2002). Data *checkshot* memberikan nilai kecepatan rata-rata yang lebih akurat dibandingkan data log akustik, karena umumnya log akustik tidak direkam pada seluruh interval kedalaman, tetapi hanya pada zona prospek saja. Hal ini menimbulkan terjadinya ketidakpastian dalam menentukan fungsi waktu-kedalaman yang membutuhkan data dari seluruh interval kedalaman. Data *checkshot* merupakan data yang tidak terpengaruh antara satu titik data dengan titik data lainnya, sehingga bila terjadi kesalahan pembacaan pada interval di bagian atas tidak akan berpengaruh terhadap nilai pembacaan di interval bagian bawah.

Pada penelitian ini, data *checkshot* terdapat pada sembilan sumur yang digunakan sebagai data. Sebagai langkah awal untuk pemodelan, setiap data fungsi waktu-kedalaman tersebut dicari kecepatan rata-ratanya, kemudian dibuat fungsi kedalaman terhadap kecepatan. Ploting dari kedalaman terhadap kecepatan rata-rata dapat dilihat pada Gambar 5.7. Pada gambar tersebut diperlihatkan bahwa *trend* kecepatan antara kedalaman 2000 – 8000 ft menunjukkan *trend* yang relatif sama. Perbedaan *trend* di atas 2000 ft tersebut disebabkan oleh pengambilan data titik *checkshot* yang sangat jarang, sehingga interpolasinya akan memberikan nilai kecepatan rata-rata yang berbeda satu sama lain. Nantinya, *trend* umum dari model kecepatan ini diperlukan dalam tahap transformasi ke tekanan efektif untuk mencari tekanan pori dari formasi. Prinsip dari transformasi yang dilakukan adalah dengan mencari *trend* umum kecepatan sebagai data tekanan efektif ideal per kedalaman. Penyimpangan yang ada berarti mengindikasikan adanya tekanan abnormal. Pembahasan ini akan dibahas lebih lanjut pada Bab selanjutnya.

Langkah pemodelan yang dilakukan untuk data *checkshot* sama dengan yang dilakukan pada pemodelan *stacking velocity*. Kecepatan rata-rata setiap sumur akan di *upscaling* ke dalam model struktur yang telah dibuat sebelumnya. Dan kemudian, didistribusikan dengan teknik *kriging* dengan menggunakan *trend* dari kecepatan rata-rata hasil perhitungan dari *stacking velocity* sebagai penuntun untuk interpolasi pada area yang tidak ditembus lubang sumur, disebut sebagai metode *co-kriging*. Hasil distribusi kecepatan rata-rata dari *checkshot* dapat dilihat pada Gambar 5.8.

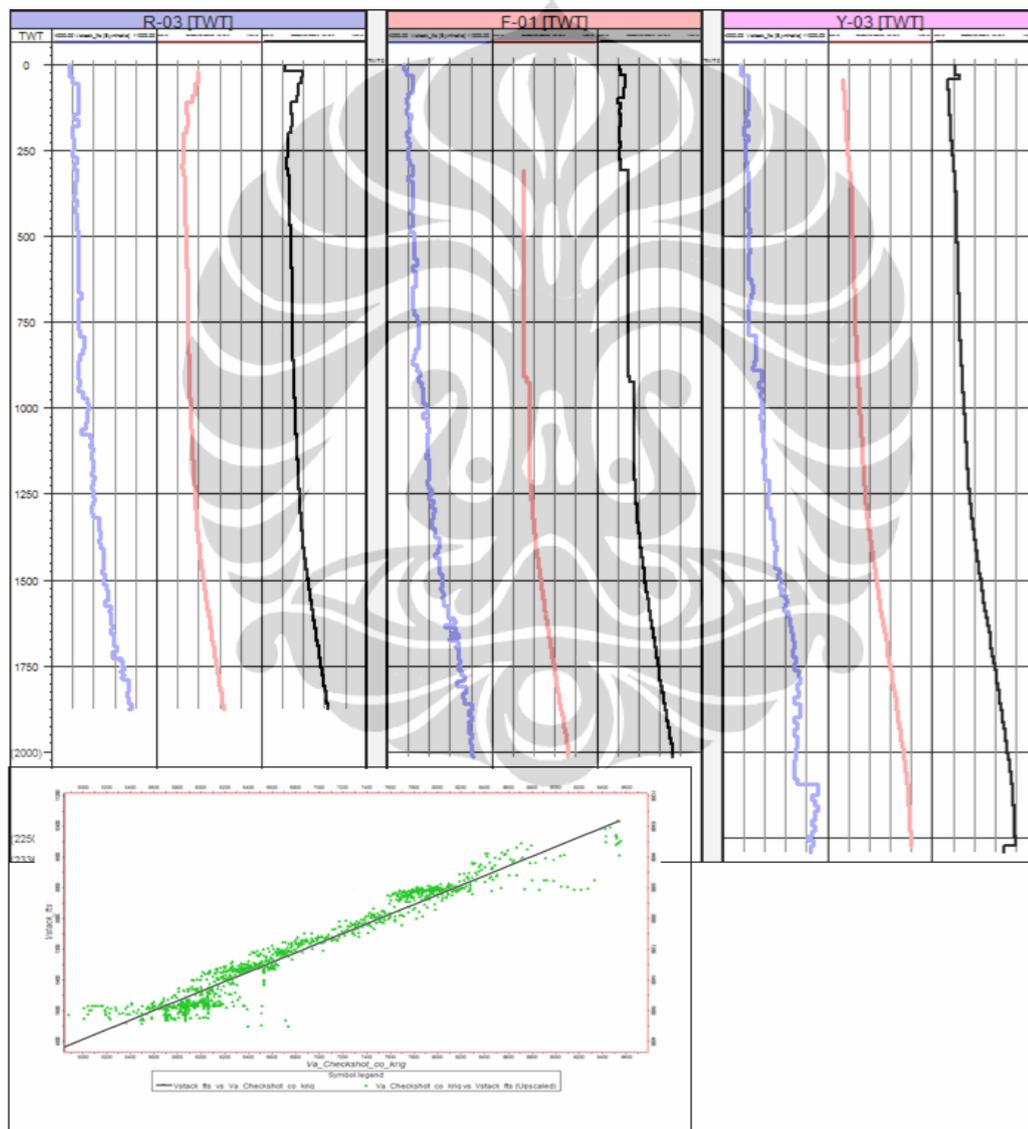


Gambar 5.7. Plotting kecepatan rata-rata dari data *checkshot* terhadap kedalaman. *Trend* dari kecepatan rata-rata inilah yang akan ditransformasi untuk mencari tekanan efektif.



Gambar 5.8. Hasil pemodelan kecepatan rata-rata (V_a) daerah penelitian

Hal yang harus diperhatikan dalam penggunaan data *stacking velocity* untuk pendistribusian kecepatan di area penelitian adalah korelasi hubungan antara keduanya. Metode *co-kriging* yang digunakan harus memenuhi syarat antara kedua variabel yang digunakan, yaitu harus memiliki korelasi atau hubungan yang bagus antara keduanya. Jika hal tersebut telah dipenuhi maka metode *co-kriging* ini bisa dilakukan. Plotting hubungan antara kecepatan dari *checkshot* sumur terhadap data *stacking velocity* dapat dilihat pada Gambar 5.9.



Gambar 5.9. Korelasi antara kecepatan rata-rata dari data *checkshot* dan *stacking velocity*. Kedua variabel berkorelasi lebih dari 0,8, sehingga bisa digunakan metode *co-kriging* untuk distribusi kecepatan di area penelitian. Pada log sumur R-03, F-01 dan Y-03 diperlihatkan perbandingan antara V_a *stacking velocity* (kiri, biru), V_a *checkshot* (tengah, merah) dan hasil *co-kriging* (kanan, hitam).

V.3. Pemodelan Kecepatan dengan inversi seismik

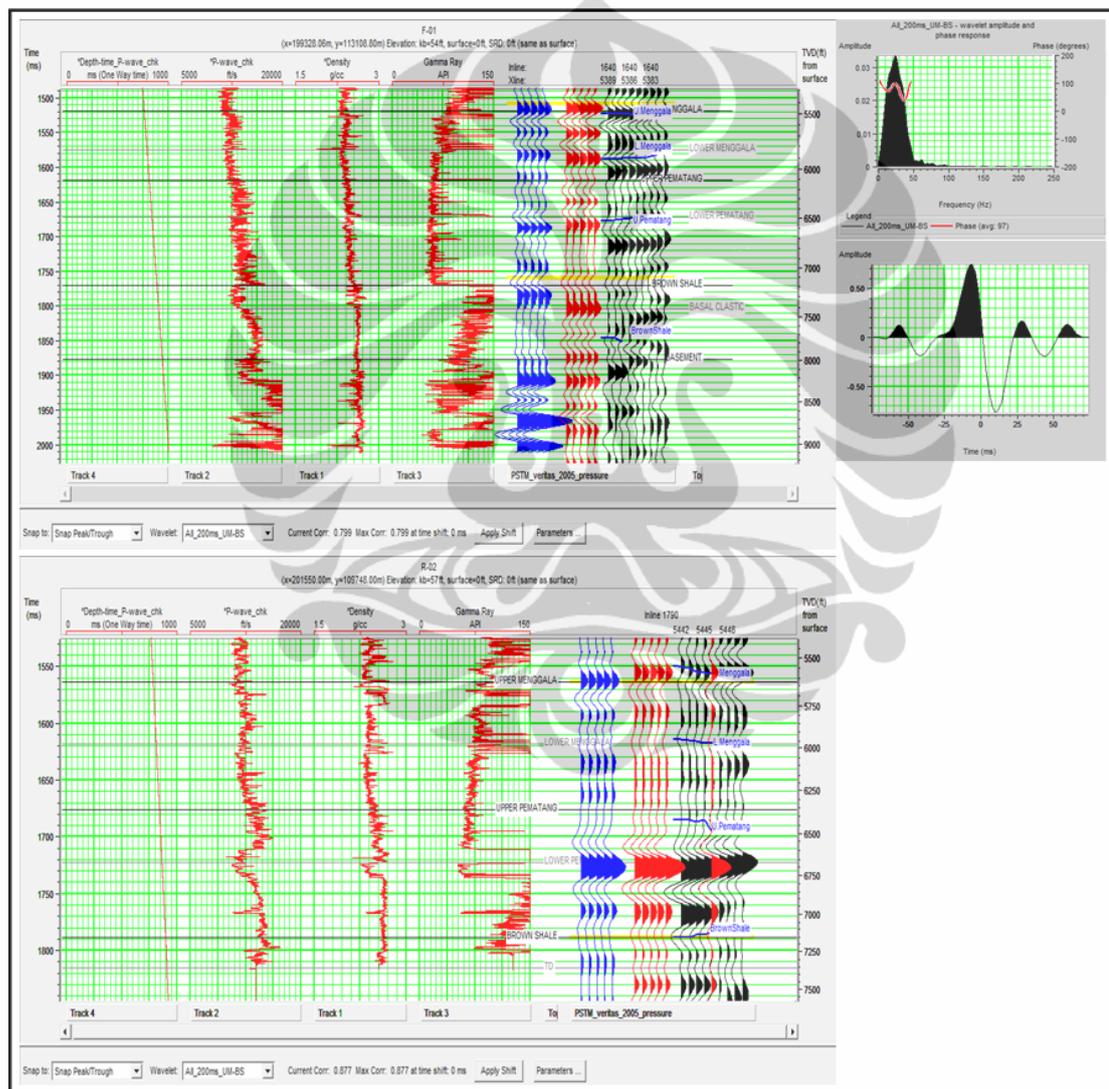
Inversi seismik yang dilakukan adalah inversi *P-impedance* pada data *post-stack*. Inversi ini merupakan salah satu alternatif dalam analisa kecepatan yang memiliki resolusi tinggi yang didapat dari impedansi akustik. Karena impedansi akustik merefleksikan perlapisan yang mengidentifikasi litologi dan stratigrafi batuan maka hasil dari inversi dapat langsung diubah menjadi properti reservoir, seperti: kecepatan, porositas dan sebagainya.

Dalam penggunaan inversi untuk prediksi tekanan formasi, hasil yang diperoleh merupakan kecepatan dengan resolusi seismik, sehingga nantinya data kecepatan ini akan digunakan untuk membantu penyebaran secara 3D dari data kecepatan sebelumnya (dari data *stacking velocity* dan *checkshot*). Dengan data yang lebih detail dari data *stacking velocity* yang memiliki sampel interval 500x500 meter, diharapkan data kecepatan dari inversi ini akan lebih memberikan distribusi kecepatan yang akurat. Ketiga data kecepatan yang didapat akan dikombinasikan karena ketiga data tersebut memiliki detail resolusi yang berbeda. Hal yang harus dilakukan sebelum mengkombinasikan adalah harus dilakukan korelasi untuk mencari hubungan antara ketiga data tersebut. Data kecepatan dari *checkshot* merupakan data utama, karena merupakan aktual data dari pengukuran langsung, sedangkan data *stacking velocity* dan inversi seismik merupakan data sekunder sebagai trend atau variabel kedua dalam melakukan distribusi kecepatan secara 3 dimensi.

V.3.1. Inversi seismik *P-Impedance*

Tahapan inversi seismik pada penelitian ini dilakukan dengan menggunakan *software* HRS-Strata. Teori tentang inversi seismik telah dijelaskan pada Bab III, sehingga pada bab ini akan dibahas hasil dari inversi yang dilakukan. Proses inversi hanya dilakukan pada interval *Upper Menggala – Brownshale* dengan +200 ms. Hal ini dilakukan karena selain ketersediaan data log sonik yang tidak mencapai interval atas juga disebabkan karena arah studi ini yang lebih menekankan pada prediksi tekanan formasi di interval bawah (*Menggala-Brownshale*). Interval bagian atas (*Upper Menggala* keatas) hanya akan dimodelkan dengan kecepatan dari data *checkshot* dan *stacking velocity*.

Data sumur yang digunakan untuk inversi adalah data sumur yang memiliki korelasi yang baik ketika dilakukan *well seismic tie*. Penggunaan *bulk shift* yang terlalu besar tidak dilakukan dalam proses inversi ini karena sudah merubah fungsi kedalaman-waktu yang nantinya akan berpengaruh terhadap hasil inversi. Dari 9 sumur yang ada, didapatkan hanya lima sumur dengan korelasi lebih dari 0.75 yang digunakan dalam inversi. Kelima sumur tersebut adalah sumur : C-01, D-01, F-01, R-02 dan R-03. Contoh korelasi dari sumur R-02 dan F-01 dapat dilihat pada Gambar 5.10.

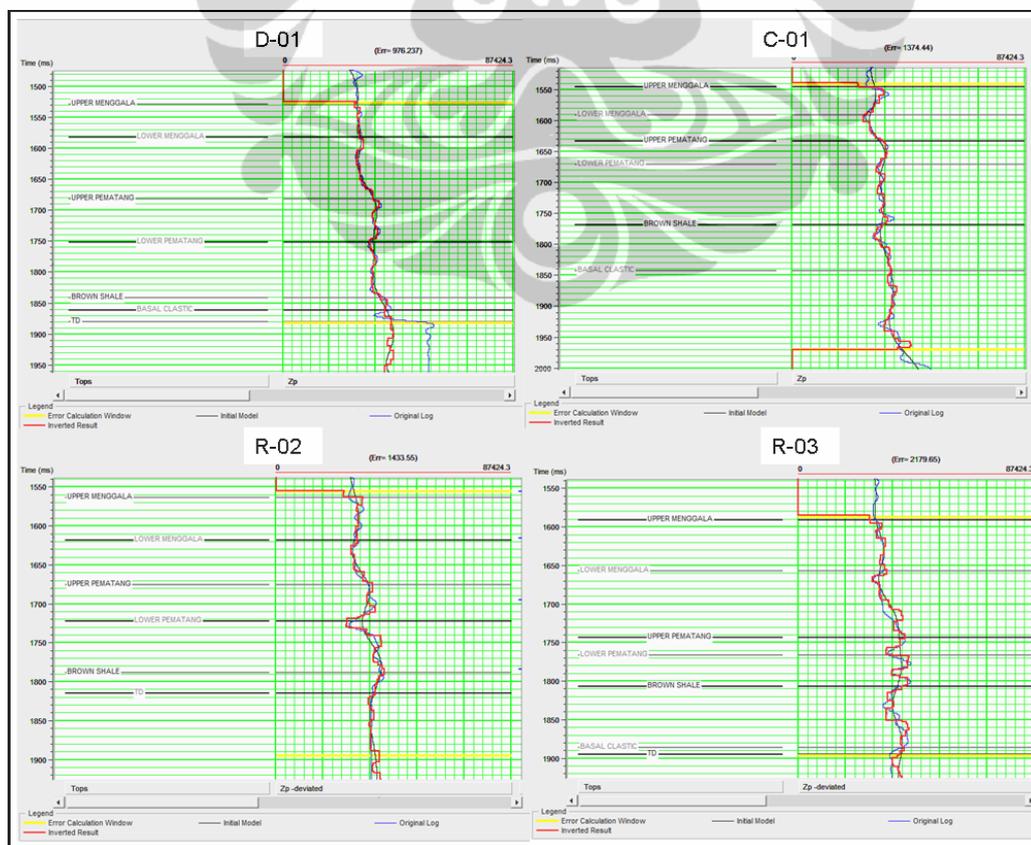


Gambar 5.10. Hasil korelasi Sumur F-01 dan R-02 dengan seismik menggunakan ekstrak *wavelet* dari seismik yang dilalui lubang sumur.

Wavelet yang digunakan dalam korelasi tersebut adalah hasil ekstraksi seismik pada lubang sumur. Ekstraksi dilakukan pada kesembilan sumur di daerah penelitian dan diekstrak pada interval *Upper Menggala – Brownshale +200 ms*. Dengan melakukan ekstraksi pada lubang sumur diharapkan akan menghasilkan korelasi yang baik antara data sumur-seismik. Frekuensi dominan pada interval *Upper Menggala – Brownshale* adalah 25 Hz. Amplitudo dan frekuensi yang digunakan dapat dilihat pada Gambar 5.10.

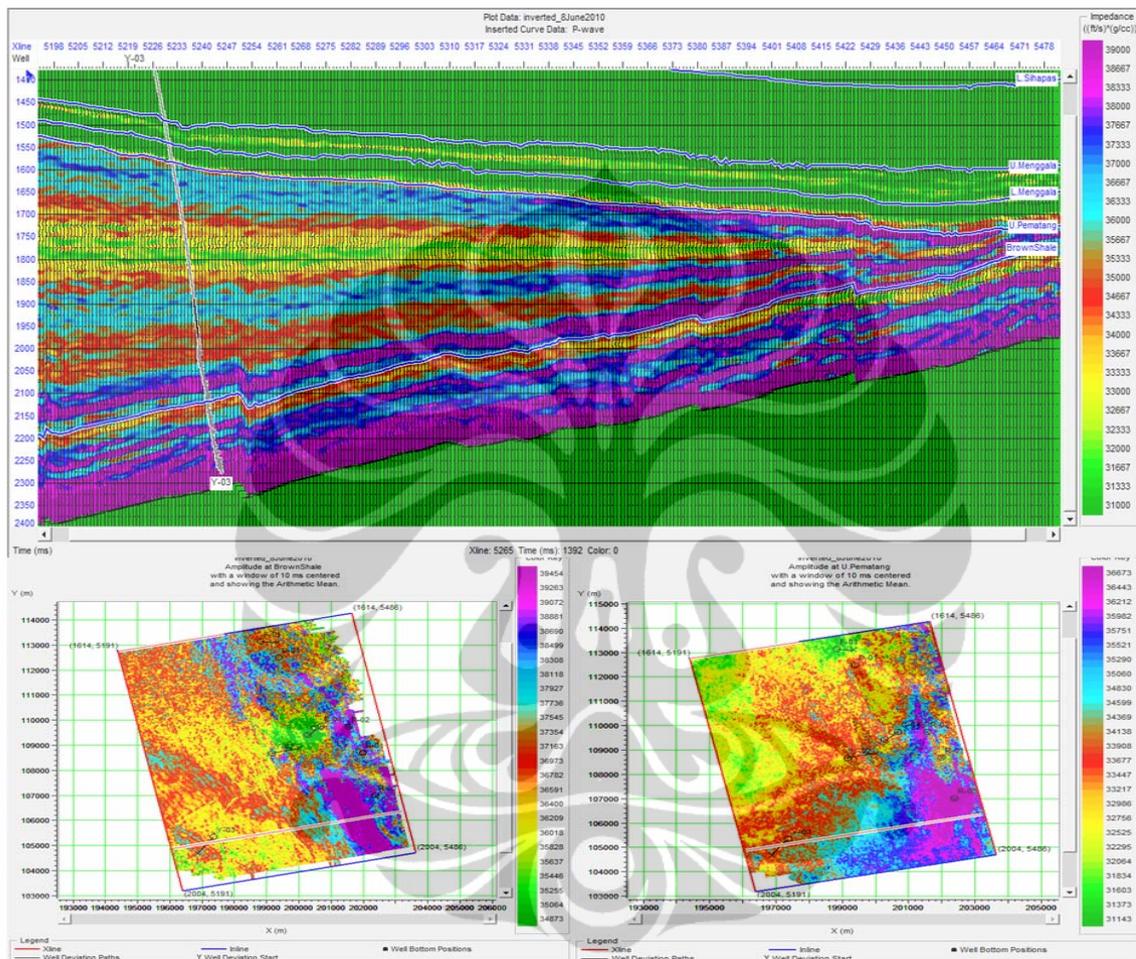
Metode inversi yang digunakan adalah Inversi *Linear Sparse Spike*. Metode ini dipilih karena metode ini menghasilkan inversi yang konsisten terhadap data seismik. Metode ini tidak begitu terpengaruh terhadap model awal yang dihasilkan dari interpolasi dari impedansi sumur.

Parameter yang digunakan dalam melakukan inversi *Sparse Spike* adalah sebagai berikut : *Sparseness = 100%*, *maximum constraint frequency = 10 Hz*, *windows length = 64 sampel*. Hasil inversi menunjukkan korelasi trend yang baik antara hasil inversi dengan data log. Hasil korelasi dan inversi tersebut dapat dilihat pada gambar 5.11 dan 5.12 dibawah.



Gambar 5.11. Perbandingan dan korelasi antara hasil inversi dan *original log*.

Korelasi yang baik tersebut menunjukkan bahwa hasil inversi yang ada sudah sesuai dengan yang diharapkan untuk melakukan prediksi tekanan pori. Hasil tersebut kemudian akan di ekspor ke Petrel untuk kemudian diintegrasikan dengan model kecepatan dari *checkshot* dan *stacking velocity*.



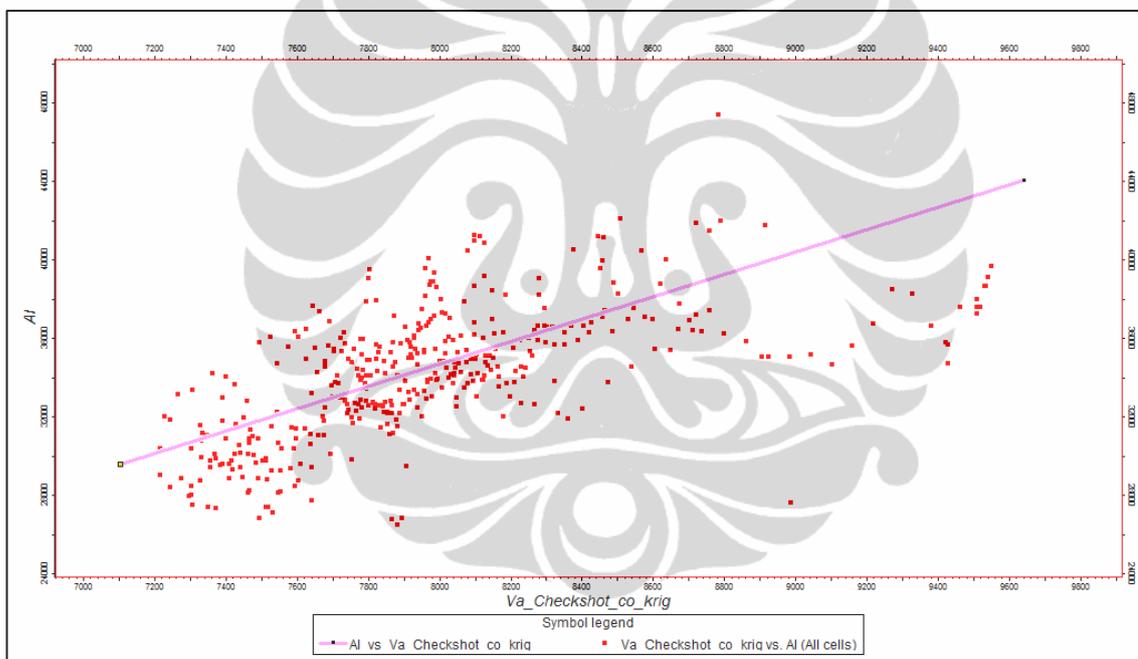
Gambar 5.12. Penampang inversi pada *inline* 1963 (atas) dan *slice* horison *Brownshale* (kiri bawah) serta *Upper Pematang* (kanan bawah)

V.4. Intergrasi Pemodelan Kecepatan Rata-Rata

Ketiga model yang didapatkan dari metode-metode diatas kemudian diintegrasikan menjadi final model kecepatan rata-rata di area penelitian. Seperti yang telah diuraikan pada Sub-Bab sebelumnya, data kecepatan dari *checkshot* merupakan data utama, sedangkan data kecepatan dari *stacking velocity* dan inversi seismik

digunakan untuk mendistribusikan kecepatan di area yang tidak ditembus oleh lubang sumur.

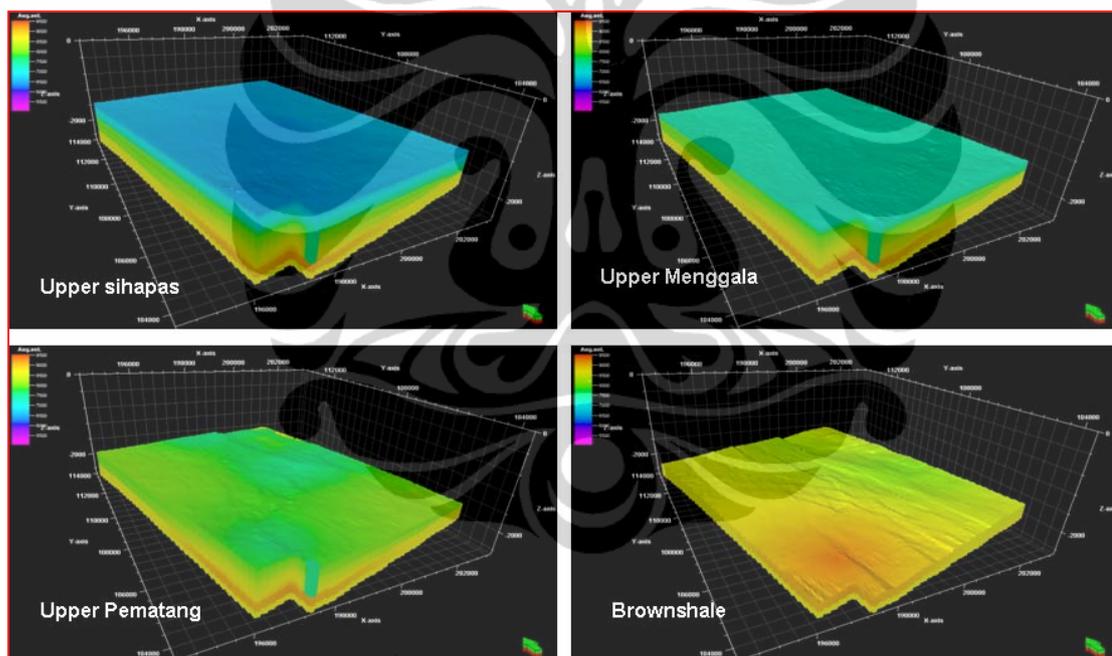
Integrasi data kecepatan dari *checkshot* dengan data dari *stacking velocity* telah diuraikan sebelumnya, bahwa metode *co-kriging* digunakan untuk untuk mengintegrasikan kedua data tersebut dengan data *stacking velocity* sebagai variabel kedua. Berbeda dengan seismik inversi, dimana data yang diintegrasikan bukan berupa data kecepatan, tetapi dicari hubungan atau korelasi antara impedansi akustik dan kecepatan rata-rata *checkshot-stacking velocity*. Korelasi ini diperlukan untuk memastikan apakah kedua variabel ini bisa digunakan dalam metode *co-kriging* dimana kedua variabel ini harus saling berkorelasi. Plot antara kedua variabel tersebut dapat dilihat pada Gambar 5.13 berikut.



Gambar 5.13. Plot antara impedansi akustik (AI) dengan data kecepatan rata-rata dari *checkshot-stacking velocity*. Terlihat hubungan linear antara keduanya.

Gambar diatas memperlihatkan bahwa semakin tinggi impedansi akustik berarti semakin tinggi kecepatan rata-rata dan sebaliknya. Hubungan linear antara keduanya menunjukkan tidak adanya pertentangan antara keduanya. Korelasi antara keduanya mencapai lebih dari 0,85. Dengan demikian, variabel impedansi akustik dapat digunakan sebagai variabel kedua dalam *co-kriging*.

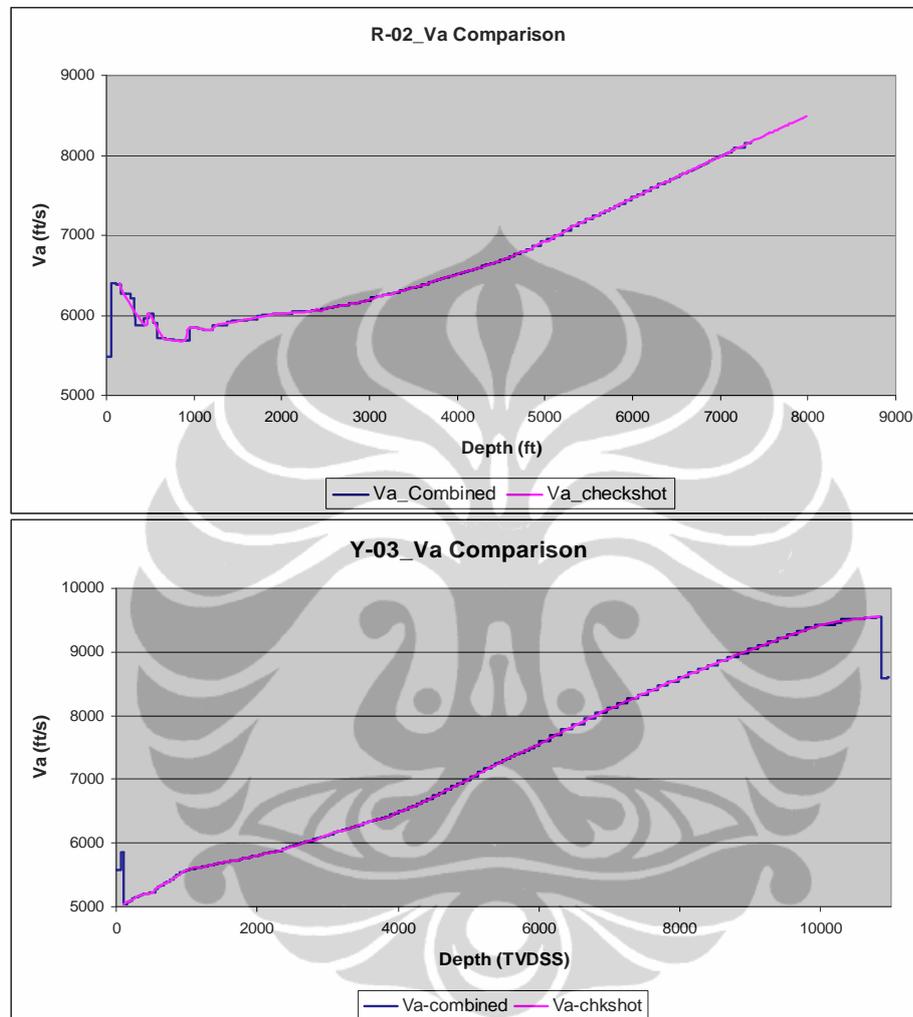
Langkah selanjutnya adalah melakukan *re-sampling* hasil inversi impedansi akustik tersebut ke dalam model struktur yang telah dibuat sebelumnya. Tujuan dari hal ini adalah untuk mendapatkan nilai impedansi akustik dalam setiap kubik-kubik (*cells*) yang ada, sehingga dapat digunakan untuk distribusi kecepatan dengan *co-kriging*. Hasil integrasi dengan metode *co-kriging* dapat dilihat pada gambar 5.14. Volume kecepatan yang dihasilkan ini merupakan volume kecepatan rata-rata yang selanjutnya akan digunakan untuk transformasi ke tekanan efektif. Hal yang perlu diperhatikan adalah kecepatan rata-rata di lubang sumur harus tidak boleh berubah, karena data di sumur inilah yang akan digunakan sebagai basis untuk melakukan transformasi. Ploting untuk hasil akhir kecepatan rata-rata terhadap data *checkshot* awal sumur dapat dilihat pada gambar 5.15.



Gambar 5.14. Hasil integrasi kecepatan rata-rata *checkshot-stacking velocity*-impedansi akustik. Kecepatan rata-rata inilah yang digunakan untuk transformasi ke tekanan efektif.

Kecepatan rata-rata yang didapatkan dari integrasi dengan impedansi akustik diharapkan dapat menambah tingkat keakuratan dari distribusi kecepatan di daerah penelitian terutama pada formasi Menggala – *Brownshale*. Distribusi properti menjadi hal yang sensitif dalam membuat suatu model tekanan pori secara 3 dimensi, karena penyebaran dari tekanan pori itulah yang akan dicari untuk mendapatkan informasi

yang benar dan akurat dalam program pengeboran selanjutnya. Dengan bantuan data seismik yang meliputi seluruh area penelitian, pendistribusian properti menjadi lebih terarah, yang dalam hal ini menggunakan impedansi akustik.



Gambar 5.15. Perbandingan antara kecepatan rata-rata *final* terhadap data *checkshot* awal.

BAB VII KESIMPULAN DAN DISKUSI

Berdasarkan hasil pemodelan prediksi tekanan pori di Area-K di Cekungan Sumatera Tengah dengan menggunakan data seismik 3D dan data sumur, dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Prediksi tekanan pori dapat dilakukan di Area-K dengan menggunakan data kecepatan yang ditransformasi ke tekanan efektif.
2. Pemodelan kecepatan dengan menggunakan data inversi impedansi akustik dan *stacking velocity* dapat membantu penyebaran kecepatan menjadi lebih baik dibandingkan hanya menggunakan data sumur dan teknik interpolasi tanpa dibantu variabel kedua.
3. Pemodelan tekanan *overburden* dapat dilakukan dengan menggunakan data densitas dari sumur. Data ini merupakan data utama untuk mencari tekanan pori berdasarkan prinsip Terzhagi.
4. Transformasi kecepatan rata-rata ke tekanan efektif dilakukan dengan menggunakan kalibrasi dari data tekanan efektif aktual (hasil pengukuran)
5. Prediksi tekanan pori yang dibuat menunjukkan distribusi *overpressure* pada Formasi Brownshale, terutama di sekitar Sumur Y-03.
6. Program pemboran dapat dilakukan dengan aman dan ekonomis dengan bantuan informasi tekanan pori, terutama untuk target-target di formasi Menggala – Pematang.

Diskusi :

Keakuratan dari prediksi tekanan pori ini tergantung dari komponen-komponen dalam prinsip Terzhagi, yaitu tekanan overburden (S) dan tekanan efektif. Ketidakpastian dalam penentuan kedua komponen itu karena faktor anisotropi batuan menjadi faktor yang masih perlu di studi lebih lanjut. Metode-metode pemodelan kecepatan yang memperhitungkan faktor anisotropi tentunya akan lebih kompleks dari apa yang dilakukan oleh penelitian ini, tetapi tentunya hasil kecepatan untuk transformasi akan menjadi lebih baik. Selain faktor tersebut, keakuratan dari pengambilan data sampel tekanan formasi juga perlu diperhatikan, karena tidak semua data yang diambil benar-benar merepresentasikan data aktual dari tekanan formasi. Hal tersebut dapat

disebabkan oleh faktor formasi yang *tight* atau faktor *tool error*. Oleh karena itu, teknik prediksi tekanan pori tentunya akan terus berkembang seiring dengan tuntutan kebutuhan dan tantangan industri di masa mendatang.



DAFTAR ACUAN

- Bachrach, R., Noeth, S., Banik, N., Sengupta, M., Bunge, G., Flack, B., Utech, R., Sayers, C., Hooyman, P., Boer, L., Leu, L., Troyer, B. and Moore J., 2007, From Pore Pressure Prediction to Reservoir Characterization: A combined Geomechanics - Seismic Inversion Workflow Using Trend Kriging Techniques In Deepwater Basin, The Leading Edge May 2007.
- Bell, D.W., 2002, Velocity Estimation For Pore Pressure Prediction, in Huffman, A. L. and Bowers, G.L., eds, Pressures Regimes In Sedimentary Basin and Their Prediction, AAPG Memoir 76, p. 177-215.
- Bowers, G.L., 1995, Pore Pressure Estimation from Velocity Data: Accounting for pore pressure mechanism beside undercompaction, SPE Drilling and Completion, 10, p. 89-95.
- Bowers, G.L., 2002, Detecting High Overpressure, The Leading Edge, February 2002, p. 174-177
- Carcione, J.M., and Helle, H.B., 2002, Rock Physics of Geopressure and Prediction of Abnormal Pore Fluid Pressures Using Seismic Data, CSEG Recorder, September 2002, p. 8-32.
- Chopra, S and Huffman, A., 2006, Velocity Determination for Pore Pressure Prediction, CSEG Recorder, April 2006, p. 28-46.
- Dutta, N.C., 2002, Geopressure Prediction using Seismic Data: Current Status and The Road Ahead, Geophysics, Vol. 67, No. 6, p. 2012-2041.

- Dutta, N and Khazanehdari, J., 2006, Estimation of Formation Fluid Pressure using High-Resolution Velocity From Inversion of Seismic Data and a Rock Physics Model Based on Compaction and Burial Diagenesis of Shales, *The Leading Edge*, December 2006, p.1528-1538.
- Gardner, G.H.F., Gardner, L.W. and Gregory, A.R., 1974, Formation Velocity and Density – The Diagnostic Basic For Stratigraphic Traps, *Geophysics*, Vol. 39, No. 6, p. 770-780.
- Sayers, C.M., 2006, An Introduction to Velocity-Based Pore Pressure Estimation, *The Leading Edge*, December 2006, p.1496-1500.
- Sayers, C., Boer, L., Nagy, Z., Hooyman, P., Ward, V., 2005, Pore Pressure in The Gulf of Mexico: Seeing Ahead of the Bit, *World oil* ed. December 2005, p. 55-58.
- Sayers, C.M., Johnson, G.M. and Denyer, G., 2002, Predrill Pore Pressure Prediction Using Seismic Data, *Geophysics*, Vol. 67, No. 4, p. 1286-1292.
- Swarbrick, R.E., 2002, Challenges of Porosity-Based Pore Pressure Prediction, *CSEG Recorder*, September 2002, p. 74-77.
- Swarbrick, R.E and Osborne, M.J., 1998, Mechanisms That Generate Abnormal Pressure: an Overview, in Law, B.E, Ulmishek, G.F. and Slavin, V.I (eds.), *Abnormal Pressures in Hydrocarbons Environment*, AAPG Memoir 70, p.13-34.
- Terzaghi, K., 1943, *Theoretical Soil Mechanics*, John Wiley & Sons, Inc.

BAB VI

PEMODELAN TEKANAN PORI

Pemodelan tekanan pori dilakukan dengan menggunakan prinsip Terzhagi (1948), yaitu dengan mencari selisih antara tekanan overburden dengan tekanan efektif. Model kecepatan yang diuraikan pada bab sebelumnya digunakan untuk mencari tekanan efektif berdasarkan persamaan Bowers (1995). Metode tersebut menggunakan asumsi hubungan empiris antara tekanan efektif dengan kecepatan, yang dapat dirumuskan sebagai berikut.

$$V = V_o + A\sigma^B \quad (6.1)$$

Dimana A dan B dideskripsikan sebagai variasi kecepatan terhadap penambahan tekanan efektif. Bila data kecepatan sudah diketahui, tekanan efektif diperkirakan dari perhitungan berikut.

$$\sigma = ((V - V_o)/A)^{1/B} \quad (6.2)$$

Prinsip dari metode ini adalah dengan membuat plot antara tekanan efektif dan kecepatan. Data tekanan efektif dapat diketahui dengan menghitung berdasarkan data tekanan formasi aktual, tetapi harus diketahui data tekanan overburden terlebih dahulu. Tekanan overburden dihitung dengan menggunakan rumus berikut.

$$S = g \int_0^z \rho_b(z) dz \quad (6.3)$$

Dimana ρ_b adalah data densitas.

VI.1. Pehitungan tekanan *overburden*

Langkah awal untuk mengetahui tekanan *overburden* adalah dengan melakukan plotting data densitas tiap sumur terhadap kedalaman. Umumnya data densitas tidak diukur pada seluruh interval tetapi hanya terbatas pada zona target.

Hal ini berpengaruh terhadap pencarian trend dari data densitas tersebut, karena interval bagian atas tidak memiliki data. Untuk mengatasi masalah tersebut, digunakan data *Leak of Test* (LOT) sebagai batas maksimum tekanan *overburden*. LOT adalah data yang diambil pada saat melakukan pemboran untuk mendapatkan tekanan

maksimum sesaat sebelum formasi tersebut rekah. Dengan bantuan data LOT tersebut, trend dari tekanan *overburden* tersebut dapat diketahui di seluruh interval. Langkah selanjutnya adalah mengaplikasikan rumus (6.3) untuk membuat model tekanan *overburden* secara 3D.

Pada Gambar 6.1 ditunjukkan plot densitas terhadap kedalaman. Data densitas yang diplot adalah data Sumur F-01, C-01, Y-02, R-01, R-02 dan R-03. langkah selanjutnya adalah membuat trend dari densitas tersebut. Didapatkan trend $y = 0.00005x + 2.2$; dengan y adalah densitas dan x adalah kedalaman. Trend inilah yang digunakan dalam rumus Terzhagi sebagai tekanan *overburden*. Satuan yang digunakan adalah psi/ft, oleh karena itu perlu dikonversi dari gr/cc ke psi/ft dengan hubungan $\text{gr/cc} * 0.433 = \text{psi/ft}$ (Tabel 6.1).

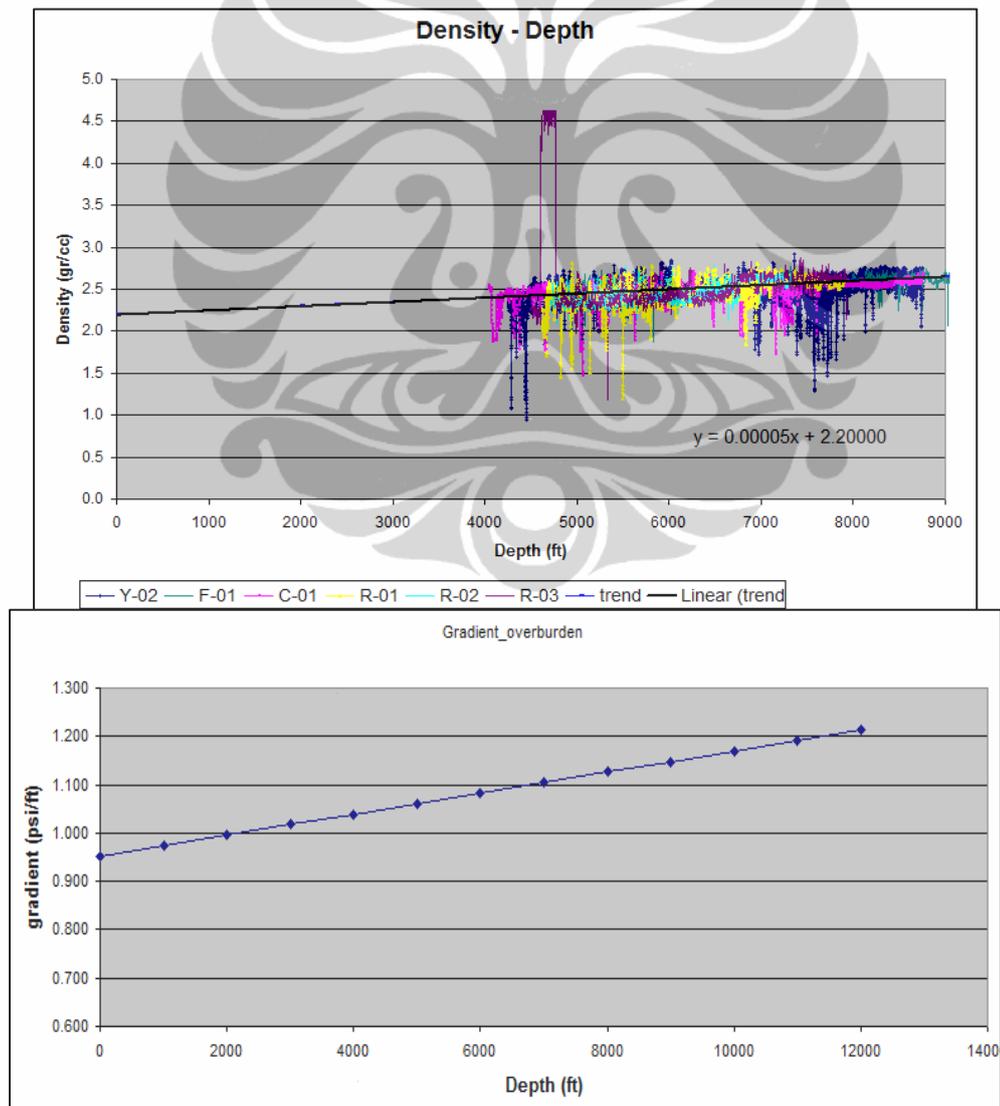


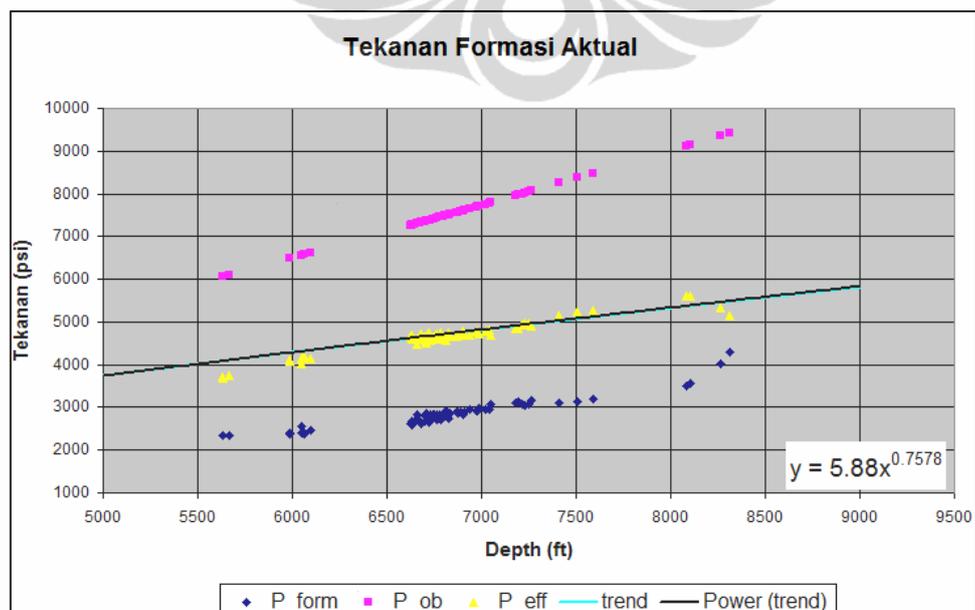
Figure 6.1. Plot densitas terhadap kedalaman. Trend densitas didapatkan fungsi $y = 0.00005x + 2.2$ (atas). Konversi dari gr/cc ke psi/ft (bawah)

Tabel 6.1 Konversi gr/cc ke psi/ft.

X (depth)	Y (gr/cc)	psi/ft	psi
0	2.2	0.953	0.000
1000	2.25	0.974	974.250
2000	2.3	0.996	1991.800
3000	2.35	1.018	3052.650
4000	2.4	1.039	4156.800
5000	2.45	1.061	5304.250
6000	2.5	1.083	6495.000
7000	2.55	1.104	7729.050
8000	2.6	1.126	9006.400
9000	2.65	1.147	10327.050
10000	2.7	1.169	11691.000
11000	2.75	1.191	13098.250
12000	2.8	1.212	14548.800

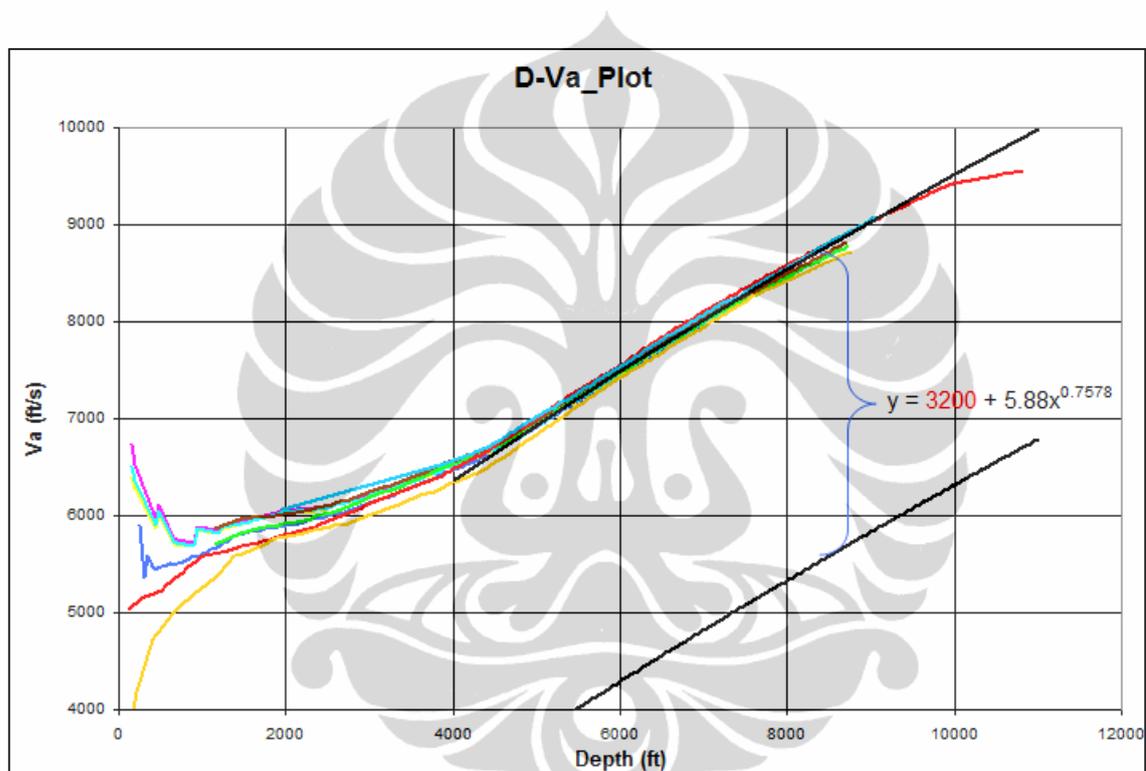
VI.2. Perhitungan Tekanan efektif

Seperti telah diuraikan sebelumnya, tekanan efektif dihitung dengan menggunakan rumus Bowers, yang mentransformasi kecepatan menjadi tekanan efektif. Langkah awal yang dilakukan adalah menghitung tekanan efektif aktual yang didapat dari selisih antara data tekanan overburden dan tekanan formasi aktual (dari pengukuran). Hal ini dilakukan untuk mendapatkan data tekanan efektif yang sesuai dengan data sumur untuk kepentingan kalibrasi selanjutnya. Perhitungan tekanan efektif aktual dapat dilihat pada Gambar 6.2. Data tekanan *overburden* didapatkan dari hasil perhitungan sebelumnya.



Gambar 6.2. Perhitungan tekanan efektif aktual. Didapatkan hubungan dengan kedalaman $y = 5.88x^{0.7578}$

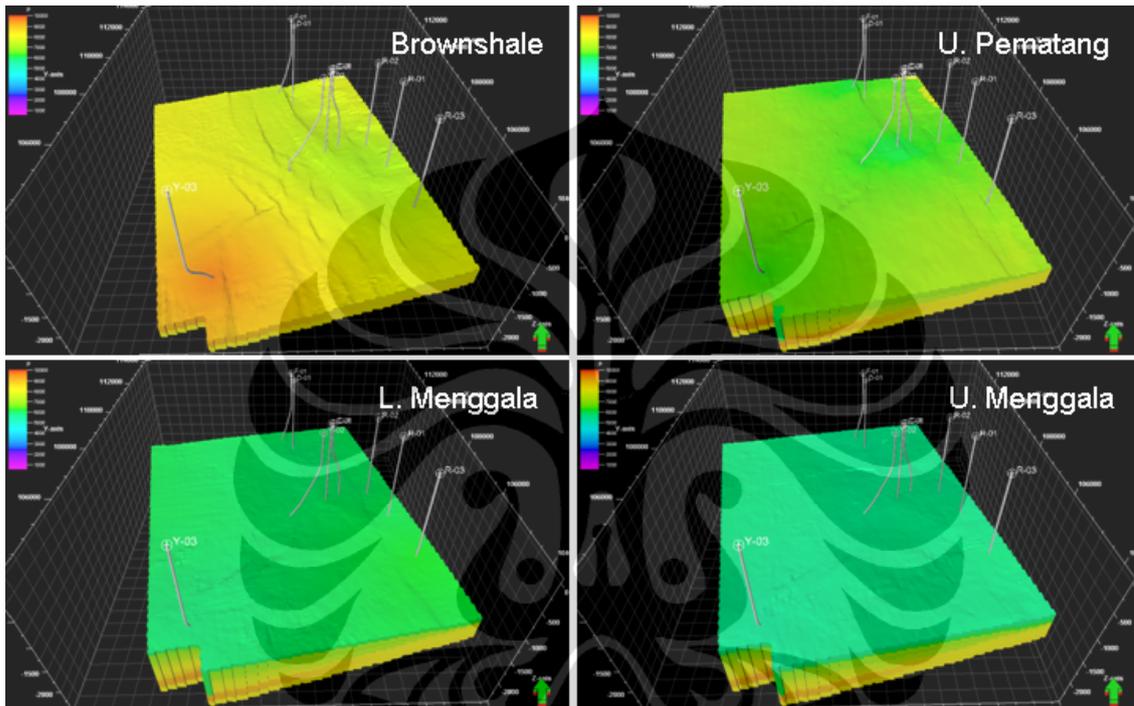
Plot tekanan efektif terhadap kedalaman mendapatkan fungsi hubungan $y = 5.88x^{0.7578}$. Nilai ini kemudian di plot terhadap kurva kecepatan rata-rata terhadap kedalaman. Fungsi kedalaman dapat diganti dengan tekanan efektif berdasarkan rumus empiris yang telah dibuat. Plotting kecepatan rata-rata terhadap kedalaman dapat dilihat pada Gambar 6.3. Selanjutnya, sesuai dengan perhitungan Bowers, diperlukan perhitungan V_o (kecepatan di permukaan). Nilai tersebut didapatkan dengan menaikkan hasil plotting tekanan efektif sehingga berhimpit dengan nilai kecepatan rata-rata. Hal ini dapat dilihat pada Gambar 6.3.



Gambar 6.3. Hubungan antara kecepatan rata-rata dengan tekanan efektif aktual;
 $V_a = 3200 + 5.88\sigma^{0.7578}$.

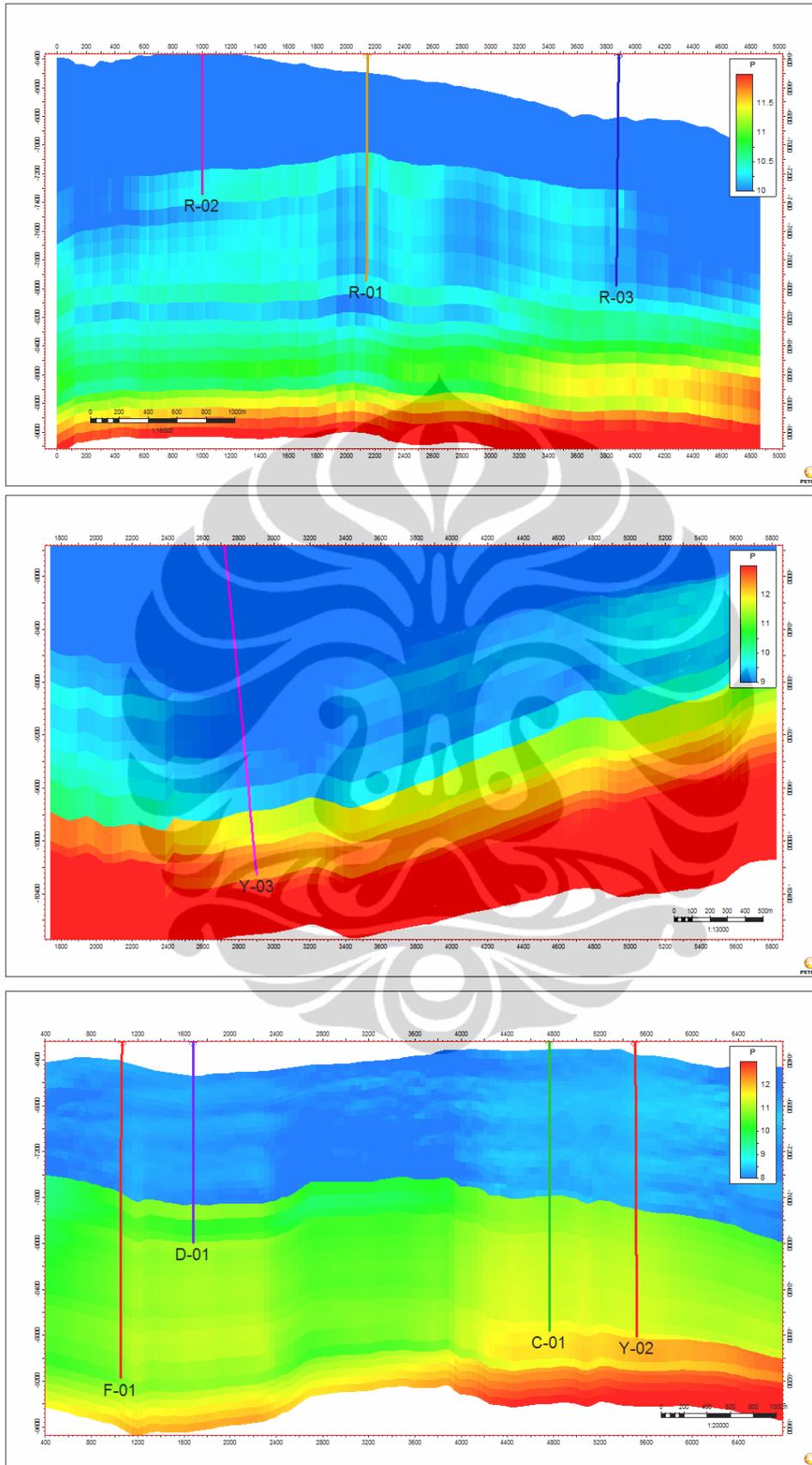
Dari plotting diatas, terlihat bahwa hubungan antara kecepatan dan tekanan efektif hanya dapat digunakan pada interval 5000 – 12000 ft. Hal ini disebabkan karena data tekanan aktual yang ada juga hanya diambil pada interval 5000 - 8500 ft (lihat gambar 6.2), sehingga tekanan efektif aktual juga tidak dapat dilakukan. Fokus dari penelitian ini adalah untuk melihat prediksi tekanan pori pada interval Menggala – Brownshale, dan interval formasi tersebut berkisar antara 5000 – 10000 ft. Oleh karena itu, persamaan kecepatan-tekanan efektif hanya menggunakan rumus hubungan seperti yang diuraikan diatas.

Langkah selanjutnya adalah memasukkan rumus hubungan tersebut ke dalam model 3 dimensi kecepatan rata-rata yang dibuat sebelumnya. Sesuai dengan prinsip Terzhagi, selain model tekanan efektif dari transformasi keepatan, diperlukan juga model 3D dari tekanan overburden. Selisih kedua model tersebut adalah prediksi tekanan pori. Gambar hasil tekanan pori di Area-K dapat dilihat pada Gambar 6.4 dibawah

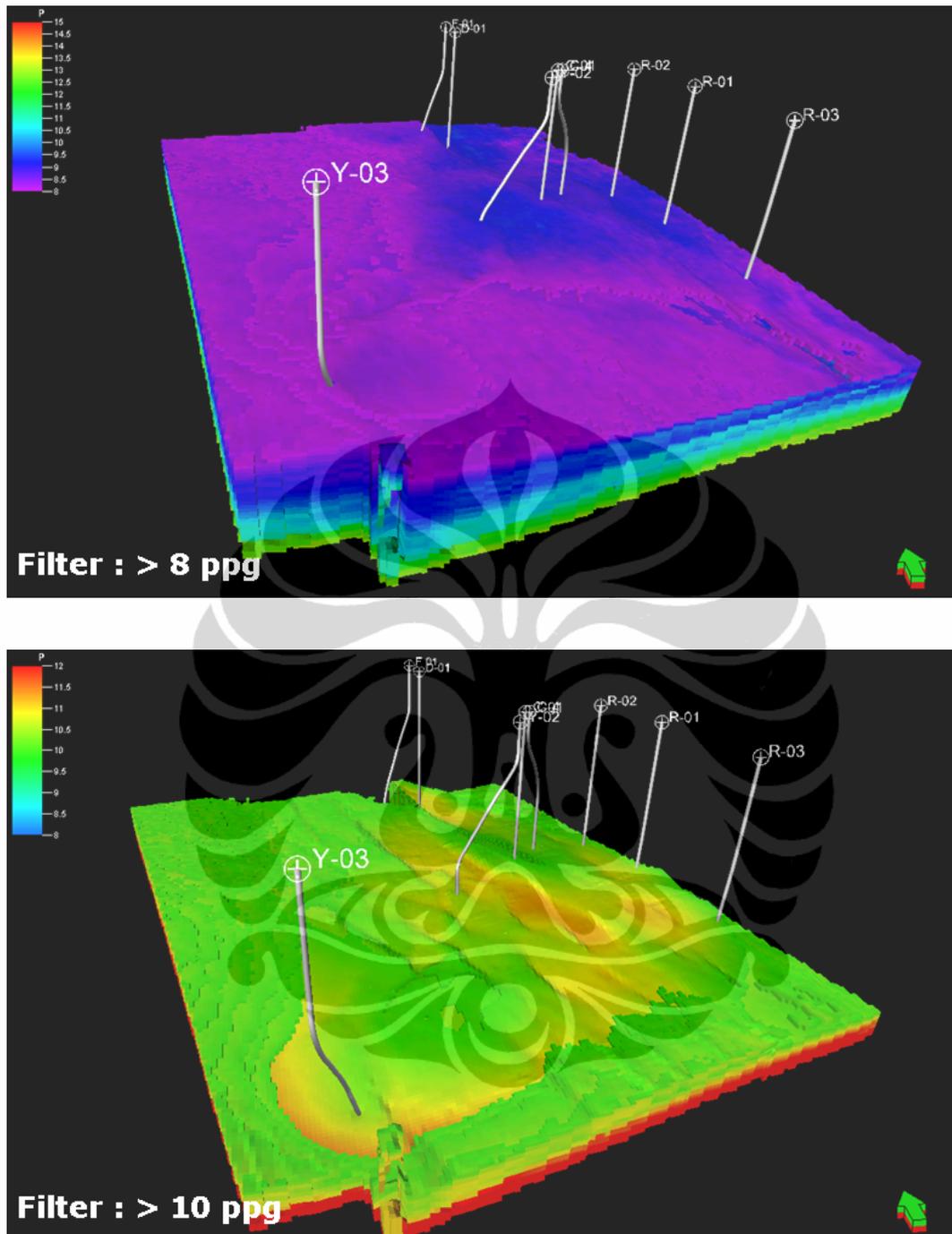


Gambar 6.4. Hasil prediksi tekanan pori di Area-K

Dari hasil prediksi tekanan pori di atas memperlihatkan penyebaran dari zona *overpressure* pada Formasi Brownshale. Penyebaran zona tersebut hanya berada di sekitar sumur Y-03 yang memang terbukti ditemukan zona *overpressure*. Penyebaran ini menjadi penting untuk membantu dalam program pengeboran di Area-K. Target sumur harus benar-benar diperhatikan demi faktor keamanan dan keekonomian dari program tersebut. Pada Gambar 6.5 diperlihatkan beberapa penampang yang melalui sumur-sumur yang ada. Sedangkan pada gambar 6.6 diperlihatkan volume distribusi dari tekanan formasi yang sudah difilter pada kondisi di atas 8 ppg dan 10 ppg.



Gambar 6.5. Penampang yang melewati beberapa sumur di Area K.



Gambar 6.6. Volume distribusi dari penyebaran tekanan formasi, dengan filter lebih dari 8 ppg (atas) dan lebih dari 10 ppg (bawah)